

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA			Datos básicos		
			DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA		
			Oficina Jurídica		
Nombre del proyecto de regulación			Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, único reglamentario del sector administrativo del sector Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la		
Objetivo del proyecto de regulación			Fijar lineamientos de política pública en el sector de energía eléctrica		
Fecha de publicación del informe					
			Descripción de la consulta		
Tiempo total de duración de la consulta:			26 días		
Fecha de inicio			25 de marzo de 2023		
Fecha de finalización			19 de abril de 2023		
Enlace donde estuvo la consulta pública			<a href="https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/po%C3%ADticas-y-lineamientos-para-promover-la-eficiencia-y-la-competitividad-del-servicio-p%C3%BAblico-domiciliario-de-energ%C3%ADa">https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/po%C3%ADticas-y-lineamientos-para-promover-la-eficiencia-y-la-competitividad-del-servicio-p%C3%BAblico-domiciliario-de-energ%C3%ADa</a>		
Canales o medios dispuestos para la difusión del proyecto					
Canales o medios dispuestos para la recepción de comentarios			<a href="mailto:pciudadana@minenergia.gov.co">pciudadana@minenergia.gov.co</a>		
			Resultados de la consulta		
Número de Total de participantes			80		
Número total de comentarios recibidos			458		
Número de comentarios aceptados			117		26%
Número de comentarios no aceptados			390		85%
Número total de artículos del proyecto			9		
Número total de artículos del proyecto con comentarios			9		100%
Número total de artículos del proyecto modificados			7		78%
			Consolidado de observaciones y respuestas		
No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
GENERALES					
1	3/25/2023 - 4/19/2023	ACOLGEN, ASOCODIS, ANDESCO, CREG, ECOPETROL, CEERA, ENEL, EPM, GENERADORA UNIÓN, ISAGEN, NATURGAS, PROMIGAS, UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA, X100 LEGAL.	Los ajustes a la política y la regulación deben hacerse través del marco institucional establecido, pues consideran que el Presidente y el Ministerio de Minas y Energía, por medio del Decreto, estarían invadiendo competencias que no les corresponden, al estar regulando aspectos que tienen reserva legal, o que deben ser definidos por únicamente por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.	No aceptada	Los comentarios no se acogen toda vez que la Constitución Política de Colombia establece claramente las funciones del Presidente de la República como jefe de estado, jefe de gobierno y suprema autoridad administrativa (Artículos 115 y 189). Adicionalmente, la Carta Magna dispuso que corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios (Artículo 170). Esta última función fue reconocida expresamente por el legislador en el artículo 68 de la Ley 142 de 1994.  En complemento, el artículo 365 de la Constitución establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es responsabilidad del Presidente de la República velar por su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. El Presidente, en este sentido, tiene la facultad de diseñar y ejecutar políticas públicas para garantizar la prestación adecuada de los servicios públicos, así como para promover su acceso a todas las personas.  Por otro lado, mediante el presente acto administrativo no se desconocen las funciones otorgadas por el Legislador a las Comisiones de Regulación, toda vez que, en ejercicio de las citadas potestades, el Presidente fija políticas públicas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica, las cuales deberán ser atendidas por las autoridades públicas del sector, particularmente, por el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas.  Así las cosas, lo reglamentado en el Decreto, corresponde a políticas que buscan orientar las decisiones y acciones de las autoridades públicas del sector, con el objetivo específico de garantizar la eficiencia y competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.
2	3/25/2023 - 4/19/2023	ANDESCO, GENERADORA UNIÓN, EPM, PROMIGAS, UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA.	Las modificaciones planteadas en el Decreto, suponen el cambio en el modelo de mercado del sector eléctrico introducido por las Leyes 142 y 143 de 1994, de manera que se opta por un mercado administrado basado en costos, en lugar de uno competitivo, basado en precios, lo que a su vez, limita el derecho de libre competencia y libertad de empresa.	No aceptada	No se acoge, toda vez que, con el presente Decreto, el Gobierno Nacional lo que pretende es dar cumplimiento a las normas establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994. Particularmente, promover los criterios tarifarios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, así como a lo dispuesto en los artículos 3 y 4 de la Ley 143 de 1994.
3	3/25/2023 - 4/19/2023	UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, EPM.	La propuesta de Decreto no considera que las limitaciones impuestas podrían generar restricciones indebidas a la competencia, por ejemplo, en lo que atañe a la valoración de los recursos, para la formación de precios en el mercado mayorista. Lo anterior, se encuentra en contravía en contravía del principio de suficiencia financiera y eficiencia económica.	No aceptada	No se acoge, toda vez que, con el presente Decreto, el Gobierno Nacional lo que pretende es dar cumplimiento a las normas establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994. Particularmente, promover los criterios tarifarios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, así como a lo dispuesto en los artículos 3 y 4 de la Ley 143 de 1994.
ARTÍCULO 1					
4	19/04/2023	RSA Consultores	El ARTÍCULO 44 de la Ley 143 de 1994 establece que no pueden existir diferencias tarifarias en el territorio nacional en los estratos 1, 2 y 3. Lo anterior, en virtud del principio de neutralidad. En ese contexto, la regulación debe promover a competencia en las actividades de la cadena donde sea posible. En comercialización, la regulación colombiana introdujo una competencia basada en una asimetría, en donde todos los comercializadores en un mercado de comercialización parten de unos pesos por factura (\$Factura) variabilizado entre el consumo medio de los clientes que atienden, haciendo que existe un diferencial entre el comercializador incumbente y el comercializador entrante. Por lo anterior, para lograr una competencia basada en la eficiencia económica (gestión de compra de energía), se deben igualar los cargos de comercialización, generando un subsidio cruzado entre los comercializadores y el prestador de última instancia de cada mercado, y que la forma de competir sea en la variable de la generación, en donde los agentes comercializadores deben buscar alternativas para encontrar precios competitivos que puedan ser trasladados a los usuarios finales.	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
5	19/04/2023	ACCE	¿Quién será el responsable de calcular/definir el número de días? ¿Definirá la CREG una metodología única para el cálculo de dicho número de días? ¿Cómo y a quien se reporta?	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
6	19/04/2023	ACCE	Respetuosamente sugerimos que la redacción debe ajustarse así: Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de un usuario que no hubiera elegido comercializador, o cuando el comercializador elegido por el usuario no puede continuar con la prestación del servicio por causas definidas en la regulación.	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
7	19/04/2023	ACIEM	Respecto a las propuestas de adición de definiciones en las adiciones hechas en el presente proyecto, ACIEM considera importante mantenerlas con el fin de facilitar la adopción de decisiones ágiles para la aplicación oportuna del mismo.	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
8	19/04/2023	ACOLGEN	Frente a las definiciones relacionadas con la "capacidad de regulación de una planta de generación" y la "capacidad mínima de regulación del embalse", es importante considerar que hoy el mercado ya cuenta con reglas2 establecidas que permiten a los agentes, hacer un uso óptimo del embalse considerando no solo las variables hidrológicas y las proyecciones climáticas, sino los compromisos comerciales adquiridos para la atención de la demanda en el corto, mediano y largo plazo. Lo anterior reconoce la libertad empresarial de que trata la Constitución Política, así como la construcción en el tiempo de capacidades técnicas por parte de los generadores, para operar en el mercado a partir de la mejor información disponible, a la vez que asigna los riesgos de la operación en quienes están en mejor capacidad de gestionarlos.  Teniendo en cuenta lo señalado, resulta confuso el objetivo y los criterios que tendría el MME para definir esta "capacidad mínima de regulación del embalse", así como la pertinencia de que una definición de este tipo sea realizada por el MME y no por la CREG u otra entidad técnica, a quien le corresponden por Ley las funciones de regulación del servicio público de energía. De manera que se sugiere eliminar esta definición, toda vez que son los generadores, quienes operan en una actividad de libre competencia, los que han construido capacidades a lo largo de los años para gestionar óptimamente su embalse con el objeto de reducir cualquier señal de riesgo de desabastecimiento hídrico.	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
9	19/04/2023	ACOSOL	La definición agregada busca que se integren los valores a considerar en el cálculo de factor de potencia a través de la Energía registrada en el medidor y por tanto la determinación de los porcentajes de importación y/o exportación de energía reactiva que se constituirían en el valor de penalización.  Se debe considerar que el cálculo actual de Factor de potencia al tomar los valores de Energía Activa importada y no el flujo de energía, ya genera una penalización para aquellos AGPE que en sus carga a pesar de tener un Factor de potencia no penalizable ( FP<= 0,9 ; dentro de los límites de eficiencia permitidos, estar inyectando a FP=1 ) presentan consumo de energía activa cercano a 0 producto de la autogeneración.  Descripción detallada en documento ADUNTO "ANEXO COMENTARIOS ACOSOL" el cual hace parte integral de los comentarios y este formato.	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.

10	19/04/2023	AIR-E	<p>Desde Air-e se considera que la figura del Prestador de Última Instancia es clave para garantizar la sostenibilidad de la prestación del servicio de las Áreas Especiales y la suficiencia financiera de aquellos agentes, hoy incumbentes, que tienen la obligación de atender a los usuarios (Los cuales presentan características particulares de riesgo, por lo que no quieren ser atendidos por ningún comercializador) y en general usuarios que por alguna razón no escojan su comercializador. Situación que ha venido generando una asimetría en la competencia del mercado a través del denominado "Descreme del Mercado" en el cual muchos comercializadores buscan atender usuarios, pero sin asumir los riesgos y costos de atención a los que se ve obligado el comercializador incumbente generando un espiral de la muerte en el que cada vez hay más costos y riesgos de atención de aquellos usuarios más pobres del país para los comercializadores incumbentes.</p> <p>En este sentido, vemos fundamental que desde el Ministerio se adelanten estos lineamientos de política pública, encaminados con la visión de un mercado liberalizado, garanticen los principios de las Leyes 142 y 143 de 1994.</p> <p>No obstante, se sugiere para mayor efectividad del lineamiento, modificar la definición del Prestador de Última Instancia, de manera que se especifique bajo qué circunstancias un usuario pueda no tener comercializador y deba ser atendido por el PUI. Para esto, se propone la definición del PUI de la siguiente manera:</p> <p>Prestador de Última Instancia, PUI: Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de: a) un usuario que no tenga comercializador, incluyendo usuarios pasivos que no escogen libremente un prestador del servicio frente a un esquema liberalizado de comercialización y también aquellos usuarios que por sus características particulares ningún comercializador quiere atender, y b) cuando el comercializador elegido por el usuario no puede continuar con la prestación del servicio por causas definidas en la regulación."</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
11	19/04/2023	AIR-E	<p>Es conocido en los mercados de energía con alta participación de la hidroelectricidad que las empresas de generación hidráulica pueden utilizar varias estrategias para ejercer su poder de mercado y aumentar sus ganancias. Una de las estrategias más comunes es el control de la oferta en el que la generación hidráulica puede limitar la cantidad de energía hidráulica que ofrecen al mercado con el fin de aumentar los precios.</p> <p>En el caso colombiano limitar la cantidad de energía para subir el precio en determinados momentos es una estrategia que puede ser ganadora en caso de que no haya un castigo a los vertimientos injustificados que se den en el futuro, es decir, guardar agua hoy para subir precios y botarla después. Esta situación, pareciera no presentarse en plantas con un solo embalse ya que su incentivo es a maximizar las ganancias las cuales se dan maximizando la cantidad de energía a generar, sin embargo, en las empresas con un portafolio de plantas, se podrían maximizar las ganancias guardando agua en una planta para subir precios y beneficiarse de ese incremento de precio con las demás plantas, dejando a un lado los impactos de realizar un vertimiento semanas después.</p> <p>En relación con esto, se recomienda definir la Capacidad de Embalsamiento Agregada para un agente de la siguiente manera:</p> <p>Capacidad de Embalsamiento Agregada: Número de días en los que un conjunto de plantas hidráulicas con embalse, generarían continua y simultáneamente a su máxima capacidad con el volumen útil de cada embalse y sin nuevos aportes de energía. Mientras el CNO define una metodología para calcular este valor, se estimará para cada agente como el promedio ponderado por capacidad efectiva neta del número de días que sus embalses generan continuamente a máxima capacidad su volumen útil.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
12	19/04/2023	ANDESCO	<p>Con relación al artículo 1, vemos importante considerar las definiciones ya establecidas en el marco de la regulación y que cada planta de generación posee condiciones operativas específicas.</p> <p>En tal sentido, las Resoluciones CREG 156 de 2011 y 180 de 2014 ya incluyen la definición de PUI sobre la generalidad de esta actividad.</p> <p>En cuanto a la capacidad mínima de regulación de embalse se indica como el mínimo número de días en los que una planta de generación tiene capacidad de gestión del riesgo de desabastecimiento hídrico. Vemos importante que no existan limitaciones al uso de los recursos hidráulicos, lo anterior, debido a que los gestores de estos recursos deben tener la capacidad de evaluar en línea los riesgos y las diferentes variables del mercado para administrar el uso del recurso para la atención de la demanda, evitando riesgos bajo situaciones críticas, ya sea climáticas u operativas.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
13	19/04/2023	ASOENERGIA	<p>Conforme a las propuestas de definiciones en las adiciones hechas en el presente proyecto, es importante mantenerlas para la toma de decisión ágil y aplicación oportuna del mismo.</p> <p>Sin embargo, al ser emitidas por decreto, si es necesario hacer modificaciones sobre las mismas, se puede presentar inconvenientes hacia el futuro. Considerando lo anterior lo que se sugiere, es definir en el decreto que una vez aplicadas esas definiciones y según evaluación posterior de resultados, y según lo considere pertinente la CREG, se hagan los ajustes necesarios en las mismas.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
14	19/04/2023	BIA ENERGY	<p>Se considera pertinente que existan lineamientos para que la CREG regule al PUI, pese a que actualmente existe un régimen de transitoriedad hasta tanto se expida la regulación. Sin embargo, consideramos importante incorporar como lineamiento por parte del Gobierno Nacional, el establecimiento de un procedimiento claro de cara a los usuarios. En particular, consideramos importante que vía regulación, bajo las orientaciones del proyecto de Decreto se considere: (i) a partir de qué momento se considera que un usuario pasó a ser atendido por el PUI, de manera que exista certeza a partir del momento en que el usuario es atendido con la tarifa aprobada para el mercado de comercialización del PUI; (ii) a partir de qué momento inician las obligaciones del PUI como comercializador; (iii) existe o no la posibilidad de que el usuario desista de la prestación del servicio por el PUI, y en caso afirmativo, definir hasta qué instancia o en que plazo podrá el usuario tomar tal determinación. Lo anterior encuentra sustento legal en el principio de seguridad jurídica a que tienen Derecho todas las empresas prestadoras y que ha sido reconocido en materia de servicios públicos domiciliarios por la Corte Constitucional.</p>	No aceptada	<p>En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta; sin embargo, con respecto al artículo No 3, se informa que El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
15	19/04/2023	CREG	<p>Sin perjuicio de la reserva de ley antes indicada, se aclara que la definición de prestador de última Instancia propuesta limita las actividades que puede prestar el agente y lo circunscribe a lo propuesto en el artículo 3, por lo que se propone que en la definición se incluya la posibilidad de que la CREG le asigne responsabilidades adicionales a las indicadas.</p> <p>Prestador de Última Instancia, PUI: Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de un usuario que no tenga comercializador o cuando el comercializador elegido por el usuario no puede continuar con la prestación del servicio por causas definidas en la regulación.</p> <p>La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá establecerle responsabilidades adicionales a las aquí señaladas.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
16	19/04/2023	ECOPETROL	<p>El artículo 1 del proyecto de decreto propone adicionar al artículo 2.2.3.1.2 del Decreto 1073 de 2015 las definiciones de "capacidad de regulación de una planta de generación" y "capacidad mínima de regulación de embalse". Si bien consideramos adecuado establecer estas definiciones con el objetivo de contar con información precisa de las características técnicas y operativas de los diferentes recursos de generación de energía con los que cuenta el sistema, es deseable que dichas definiciones se desarrollen en el marco de la regulación de la CREG.</p> <p>Específicamente, de manera respetuosa sugerimos que estas definiciones sean incluidas en la Resolución CREG 024 de 1995, a través de la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional o a través de aquellas que la modifiquen o sustituyan.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.

17	19/04/2023	CELSIA	<p>Con relación con las definiciones que se adicionan al decreto único reglamentario, Es importante determinar el objetivo, si son necesarias y si no están en el marco regulatorio vigente. Deben establecerse de manera clara para tener un punto de partida de entendimiento de la normatividad y los lineamientos de política pública a desarrollar. Respecto de las definiciones incluidas, planteamos lo siguiente:</p> <p>Capacidad de regulación de una planta de generación: Si bien la definición se entiende, no es claro cuál es su objetivo.</p> <p>* Capacidad mínima de regulación de embalse: Esta definición no es clara, ni se entiende su objetivo. Ahora bien, es importante que si lo que se plantea es una limitación al uso del recurso cuando se alcance la capacidad mínima de regulación, esta no estaría articulada con el cargo por confiabilidad ni con el estatuto de situaciones de riesgo de desabastecimiento, pues se estaría traslapando, distorsionando el mismo funcionamiento del Cargo.</p> <p>* Prestador de Última Instancia (PUI): Dado que en la Regulación (Resoluciones CREG 180 de 2014 y CREG 156 de 2011) ya tiene definida la figura del PUI, y que dicha definición no se contradice con la planteada en el Proyecto de Decreto, es importante cuál es el objetivo. Como lo indicamos más adelante, es necesario que la definición de cómo se adjudica, operaría y remuneraría debe estar enmarcada en la metodología de remuneración de comercialización.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
18	19/04/2023	CGN	<p>No se explica el objetivo de modificar definiciones como la de capacidad mínima de regulación de embalse y mucho menos que la determinación de tal concepto quedé en manos de un órgano político como el Ministerio, y no de uno técnico como podría serlo la CREG, la UPME o el CNO.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
19	19/04/2023	CNO	<p>Sugerimos respetuosamente a MINENERGIA validar el objetivo de las definiciones, si son necesarias y revisar si ya están establecidas en el marco regulatorio vigente. Adicionalmente, recomendamos redactarlas de mejor manera para tener un punto de partida de entendimiento de la normatividad y los lineamientos de política pública a desarrollar.</p> <p>Respecto a las definiciones, planteamos los siguientes comentarios específicos:</p> <p>Capacidad de regulación de una planta de generación: Si bien entendemos la definición, en el decreto no se utiliza, por lo que no es claro su objetivo. Asimismo, si bien desde el punto de vista técnico existen diferentes formas de cálculo, como Consejo no podemos formular una metodología sin tener claro el mencionado objetivo.</p> <p>Capacidad mínima de regulación de embalse: Se sugiere aclarar esta definición y su objetivo. De su lectura se pueden tener múltiples interpretaciones. Adicionalmente, debe establecerse a qué tipo de desabastecimiento se hace alusión, ya que puede entenderse que se hace referencia al "desabastecimiento" del SIN, como una contribución de un determinado embalse, o al vaciado de este. Adicionalmente, cualquier limitación al uso del recurso no estaría articulada con el Cargo por Confiabilidad ni con el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, pues se estaría traslapando y distorsionando el mismo funcionamiento del mecanismo de confiabilidad. Sugerimos revisar.</p> <p>Prestador de Última Instancia (PUI): Dado que en la Regulación (Resoluciones CREG 180 de 2014 y CREG 156 de 2011) ya se encuentra establecida dicha definición, es importante plantear cuál es el objetivo de esta redefinición. Sugerimos revisar.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
20	19/04/2023	ENEL	<p>Artículo 1. Sobre las definiciones propuestas.</p> <p>a. Las definiciones sobre capacidad de regulación de una planta de generación, y capacidad mínima de regulación de un embalse, no deberían ser objeto de una Política Pública, ya que son conceptos técnicos sujetos a restricciones naturales propias de la operación de las plantas. Además, tal y como se encuentran planteadas en el proyecto no son claras y no se evidencia una finalidad u operatividad dentro del mismo documento. En este sentido, nos permitimos sugerir al Ministerio que indique a la CREG llevar a cabo un estudio que defina una metodología que permita establecer cuál es la Capacidad Mínima de Regulación de Embalse, en el contexto del uso del agua en la generación hidroeléctrica, el cumplimiento de principios de seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio, y el manejo de dicho recurso en medio de otros compromisos ambientales exigidos por el Estado.</p> <p>b. En relación con la definición de Prestador de Última Instancia - PUI, es importante recordar que ya existe dicha definición en la Resolución CREG 180 de 2024. Al respecto, sugerimos al Ministerio armonizarla con la definición del regulador, dado que están siendo diferentes</p>	Aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
21	19/04/2023	ENERGIRSAN	<p>Capacidad de Regulación de una Planta de Generación.</p> <p>Es el número de días que una planta de generación con recurso hídrico puede generar a su máxima capacidad, partiendo de embalse lleno y sin recibir aportes hídricos adicionales.</p> <p>OBSERVACIONES:</p> <p>Genera inquietud el para qué (p. ej. Pagos por disponibilidad) y el cómo se va a usar esta definición, puesto que deja por fuera la capacidad de las unidades a filo de agua, claves en la generación distribuida y el despacho.</p> <p>También preocupa qué entidad(es) tendrían la responsabilidad de determinar la capacidad de la planta y qué criterios se usarán, para garantizar objetividad e independencia.</p> <p>Se requiere también clarificar acerca de cómo esta definición contribuirá a garantizar la libre competencia de precios y a que esté más ligada a las variables reales como nivel del embalse y regulación y menos a expectativas financieras de mediano y largo plazo, así como a la proyectiva y prospectiva (expectativas) de sequía y su consecuente retención de agua en los embalses y la creación artificial de una percepción negativa del mercado para presionar precios al alza.</p> <p>Capacidad mínima de regulación de embalse.</p> <p>Es el mínimo número de días en los que una planta de generación tiene capacidad de gestión del riesgo de desabastecimiento hídrico.</p> <p>OBSERVACIONES:</p> <p>Aplican las mismas observaciones que en la definición anterior. Además, se necesita clarificar los parámetros sobre los cuales se calcularía esta capacidad: Nivel del embalse, porcentaje de potencia de operación, operación para solo compensación de reactiva, etc.</p> <p>Prestador de Última Instancia, PUI:</p> <p>Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de un usuario que no tenga comercializador, o cuando el comercializador elegido por el usuario no puede continuar con la prestación del servicio por causas definidas en la regulación.</p>	No aceptada	
22	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>OBSERVACIONES:</p> <p>Entendemos que para definir la capacidad de regulación de una planta de generación y la capacidad mínima de regulación del embalse, el llamado para establecer los protocolos para su determinación sería el Consejo Nacional de Operación C.N.O; sin embargo no quedo definido en documento en consulta. Agradecemos aclarar que entidad lo determina y la metodología.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
23	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>Sugerimos modificar la definición de PUI, considerando que al estar definida como "Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de un usuario que no tenga comercializador", incluiría a los usuarios nuevos en el sistema dado que en un principio no tienen comercializador, cerrando la posibilidad de que su primer comercializador sea elegido libremente.</p> <p>La definición puede ser ajustada acorde al decreto 3734 de 2003 y a la circular CREG 051 de 2007 donde se establece que el PUI es el agente comercializador cuyo objeto es garantizar el suministro de energía a todo tipo de usuario. En esta amplia definición se estarían cubriendo los casos por pasividad del usuario, por garantía de continuidad y por garantía de acceso.</p> <p>Lo anterior condicionado a la posibilidad de elegir al comercializador es decir "Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de un usuario que no hayan elegido comercializador"</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
24	19/04/2023	GECELCA	<p>Respecto a las nuevas definiciones sugerimos que se precise con mayor detalle a qué hace referencia la "Capacidad mínima de regulación de embalse".</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.

25	19/04/2023	ISAGEN	<p>Comentarios detallados en la Sección II, numeral 2.1 de la Comunicación No.E2023-003012, a la que se adjunta el presente formulario.</p> <p>2.1. Artículo 1. Por el cual se adicionan unas definiciones al artículo 2.2.3.1.2 del Decreto 1073 de 2015</p> <p>De la lectura del artículo, identificamos que con el mismo se pretenden adicionar tres nuevas definiciones al artículo 2.2.3.1.2, del Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía ("DUR"); dos de ellas relacionadas con la actividad de generación de energía eléctrica. Llama la atención que los nuevos conceptos que se introducen con este Proyecto de Decreto se incluyen en un artículo cuyo inciso primero señala que las definiciones allí contenidas son únicamente "para efectos de la interpretación y aplicación del presente título". De ahí que el Proyecto Normativo, además de incluir estas nuevas definiciones, adicione un nuevo artículo (el 2.2.3.2.7.2.), en el que desarrolla la aplicación de estos conceptos.</p> <p>De esta forma, una lectura conjunta de ambos artículos permite afirmar que al introducirse los conceptos de "capacidad de regulación de una planta de generación" y "capacidad mínima de regulación de embalse", se están modificando efectivamente los criterios bajo los cuales se hace la oferta de precios en la bolsa de energía, específicamente para el caso de generadores hidráulicos.</p> <p>Al respecto debe tenerse en cuenta que, actualmente, lo relativo a las ofertas de precio para plantas hidroeléctricas está fijado en el artículo 6 de la Resolución CREG 55 de 1994, modificado por el artículo 28 de la Resolución CREG 60 de 2019, el cual dispone:</p> <p>ARTÍCULO 6. OFERTAS DE PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGÍA. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:</p> <p>1.1. Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible.</p> <p>¿Quién será el responsable de calcular/definir el número de días?</p> <p>¿Definirá la CREG una metodología única para el cálculo de dicho número de días?</p> <p>¿Cómo y a quien se reporta?</p> <p>¿Quién será el responsable de calcular/definir el número de días?</p> <p>¿Definirá la CREG una metodología única para el cálculo de dicho número de días?</p> <p>¿Cómo y a quien se reporta?</p> <p>Respetuosamente sugerimos que la redacción debe ajustarse así:</p> <p>Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de un usuario que no hubiera elegido comercializador, o cuando el comercializador elegido por el usuario no puede continuar con la prestación del servicio por causas definidas en la regulación.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
26	19/04/2023	JULIA-RD	<p>1.1. Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible.</p> <p>¿Quién será el responsable de calcular/definir el número de días?</p> <p>¿Definirá la CREG una metodología única para el cálculo de dicho número de días?</p> <p>¿Cómo y a quien se reporta?</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
27	19/04/2023	JULIA-RD	<p>¿Quién será el responsable de calcular/definir el número de días?</p> <p>¿Definirá la CREG una metodología única para el cálculo de dicho número de días?</p> <p>¿Cómo y a quien se reporta?</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
28	19/04/2023	JULIA-RD	Respetuosamente sugerimos que la redacción debe ajustarse así:	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
29	19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>La definición es muy general y puede tener muchas soluciones.</p> <p>Se propone la siguiente definición:</p> <p>Capacidad mínima de regulación de embalse. Es el mínimo número de días en los que una planta de generación tiene capacidad de generar a su máxima capacidad partiendo del embalse lleno hasta llegar al nivel mínimo para producir la energía firme base (ENFICC BASE) y sin recibir aportes adicionales. El nivel máximo se calculará con la metodología que la CREG determine para calcular el Nivel Enficc Probabilístico (NEP).</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
30	19/04/2023	Prime Energía Colombia	<p>Con relación a este artículo, consideramos que algunas definiciones ya están establecidas en el marco regulatorio vigente como lo es, el Prestador de Última Instancia, sin embargo, resaltamos el objetivo plausible de este Ministerio al extender este cubrimiento a las Áreas Especiales con el fin de atender las actuales problemáticas y asegurar la seguridad en el suministro.</p> <p>Respecto a las definiciones relacionadas con la capacidad de regulación del embalse, resaltamos que la regulación actual considera el manejo de este recurso dentro de las reglas del mercado, específicamente en la resolución CREG 024 de 1995 y sus correspondientes modificaciones, por tanto, las mejoras que se identifique deben ser aplicadas en la administración y consecuente regulación del embalse, deben partir sobre lo existente y su respectiva evaluación de impacto normativo.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
31	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	<p>Se solicita al MME aclarar a qué se refiere el término "capacidad de gestión del riesgo de desabastecimiento hídrico" contenido en la definición propuesta de Capacidad mínima de regulación de embalse. Partiendo de los diferentes niveles de los embalses</p> <p>Sobre la estimación de la Capacidad mínima de regulación de embalse se solicita aclarar lo siguiente: ¿En el cálculo de los días se debe partir del Nivel Máximo Físico, del Nivel de Espera o del Nivel Real? Si el cálculo parte del Nivel Real ¿con qué frecuencia se debe reportar la Capacidad mínima de regulación de embalse?</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
32	19/04/2023	RSA Consultores	<p>El art. 44 de la Ley 143 de 1994 establece que no pueden existir diferencias tarifarias en el territorio nacional en los estratos 1, 2 y 3. Lo anterior, en virtud del principio de neutralidad. En ese contexto, la regulación debe promover a competencia en las actividades de la cadena donde sea posible. En comercialización, la regulación colombiana introdujo una competencia basada en una asimetría, en donde todos los comercializadores en un mercado de comercialización parten de unos pesos por factura (B/Factura) variabilizado entre el consumo medio de los clientes que atienden, haciendo que existe un diferencial entre el comercializador incumbente y el comercializador entrante. Por lo anterior, para lograr una competencia basada en la eficiencia económica (gestión de compra de energía), se deben igualar los cargos de comercialización, generando un subsidio cruzado entre los comercializadores y el prestador de última instancia de cada mercado, y que la forma de competir sea en la variable de la generación, en donde los agentes comercializadores deben buscar alternativas para encontrar precios competitivos que puedan ser trasladados a los usuarios finales.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
33	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Este parámetro tiene como objetivo establecer la capacidad real de generación de la generación hídrica, teórico, sin reposición del recurso.</p> <p>En términos teóricos resulta un valor importante de tener en cuenta, para conocer la capacidad teórica de generación, con independencia de los afluentes que afectan el nivel de embalse. Sin embargo, es necesario tener claro que ese valor teórico, al ser mal utilizado podría determinar una señal perversa escasez del recurso hídrico, ya que no tendría en cuenta la reposición que se desprende del afluente, y por lo mismo, del uso eficiente del mismo.</p> <p>La definición propuesta para el concepto de "Capacidad de regulación de una planta de generación", sería la misma que en la memoria justificativa se establece para el concepto de "capacidad de gestión de riesgo de escasez hídrica".</p> <p>De acuerdo con la memoria justificativa del proyecto de decreto, la "capacidad de gestión de riesgo de escasez hídrica" es el número de días que una planta puede generar a su máxima capacidad sin recibir aportes del caudal de sus ríos.</p> <p>En la nota al pie número 5 de la memoria justificativa se reconoce y acepta que, en el sector eléctrico, a la "capacidad de gestión del riesgo de escasez hídrica" se le denomina también "capacidad de regulación".</p> <p>Considerando lo anterior, se recomienda que en las definiciones se utilice un mismo concepto y definición.</p> <p>Lo anterior, teniendo en cuenta que en la definición del concepto de "capacidad mínima de regulación de embalse" se utiliza el concepto de "capacidad de gestión del riesgo de desabastecimiento hídrico", en vez de "Capacidad de regulación de una planta de generación" que es la definición que se está adicionando.</p> <p>Se recomienda unificar conceptos y hacer referencia a los mismos de una sola forma para evitar</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.

34	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>La definición en la forma como está planteada, involucra dos aspectos que no necesariamente están relacionados y/o no son conocidos para todos los agentes hidráulicos; en efecto, un agente puede conocer el número de días que la planta generación tiene para poder producir energía eléctrica, pero no si ese mismo cálculo coincide con el concepto de "riesgo de desabastecimiento hídrico", que, al no ser un término definido, hace relación fundamentalmente al recurso entendido desde un punto de vista general, y no a aquel que depende de la gente y que abastece el respectivo embalse.</p> <p>Ahora bien, considerando que lo que se busca es desarrollar un instrumento de política pública, sería recomendable más allá de una definición, que se establezca el objetivo que se quiere lograr, para que éste sea desarrollado de manera lógica y coherente por el regulador, considerando al mismo tiempo la complejidad de los aspectos que involucran el mercado, y los diferentes elementos que cada agente debe considerar para efecto de participar y ofertar en el mercado mayorista energía.</p> <p>Es al regulador al que le compete el detalle de como se logra el objetivo; cuando la política se hace a través de detalles, restringe innecesariamente soluciones que solo podrían implementarse a través de modificaciones al decreto mismo.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
35	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>La definición propuesta por el decreto, pareciera asumir que no existe el concepto dentro de la regulación eléctrica, y en ese sentido, ésta no agrega valor.</p> <p>Es importante tener en cuenta que la Resolución CREG 156 de 2011 (por la cual se establece el reglamento de comercialización de energía eléctrica) ya establece una definición para el concepto de "Prestador de Última Instancia", así;</p> <p>"Prestador de Última Instancia: Agente seleccionado para realizar la actividad de Comercialización de energía eléctrica cuando el prestador que ha sido escogido por un Usuario no puede prestar el servicio por las causas definidas en la regulación."</p> <p>De esta manera, tal y como se puede ver de las diferencias entre la definición que se propone en el borrador de decreto y la definición que ya existe dentro de la regulación, la del decreto parte de la base de que exista un usuario sin comercializador, lo cual sólo será en mercados en competencias, particularmente usuarios no regulados o grandes industriales, cuyo comercializador es objeto de medidas que le impiden continuar con su función respecto de ese usuario o de un mercado específico.</p> <p>En ese sentido, no es que existan usuarios sin comercializador, sino usuarios con un comercializador fallido que requiere ser reemplazado por otro, que es precisamente el prestador de última instancia, elegido de la forma como la propone el decreto, y como lo contempla la regulación, pero que no se ha desarrollado.</p> <p>En consideración a lo anterior, y teniendo en cuenta que el decreto es un instrumento de política pública sectorial, se recomienda emitir las instrucciones de tiempo al regulador para definir la figura en los diferentes mercados, sus responsabilidades y su remuneración asociada, de forma tal que finalmente pueda ser implementada.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
36	19/04/2023	Nacional de Usuarios de los Servicios Públicos	<p>5. Sobre la adición de definiciones y la gestión del riesgo de desabastecimiento hídrico.</p> <p>Remitimos al llamado Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento, contemplado en las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014, pues existiendo este Estatuto se tornan redundantes algunas definiciones como las del artículo 1º del proyecto de decreto y la referencia a compras de energía para el mercado regulado del artículo 7º.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
37	19/04/2023	EEP (Revisar PDF)	<p>Energía de Pereira S.A. ESP considera que la incorporación de la definición del PUI en el Decreto 1073, como la adición de los lineamientos, no desconoce la regulación existente, en especial la Resolución CREG 156 de 2011, por el contrario, fija los parámetros para que la CREG reglamente el esquema de Prestador de Última Instancia PUI y en el marco sus funciones, fije el modelo mediante el cual se reconozcan los costos de la prestación del Prestador de Última Instancia - PUI dentro de los costos de comercialización.</p> <p>Por otro lado, si bien en las resoluciones CREG 156 de 2011 y 180 de 2014 indican como se deben incorporar los costos del PUI en la componente de comercialización, hasta la fecha, es decir, hace más de 10 años, la CREG no ha reglamentado los esquemas competitivos para la selección del PUI. De allí su importancia en que el Gobierno Nacional dentro de su política pública, solicite al regulador mediante el presente decreto que acelere la reglamentación del PUI.</p> <p>Ahora bien, respecto al esquema de reglamentación para la elección del PUI y su remuneración se tienen las siguientes consideraciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El PUI debería ser el comercializador integrado con el Operador de Red OR, así como lo indica el artículo 23 de la Resolución CREG 156 de 2011, esto con el fin que la relación costo/beneficio sea positiva.</li> <li>2. La variable que remunera el PUI debería incluir reconocimiento del riesgo de cartera de los usuarios de Áreas Especiales, fronteras canceladas y el riesgo que asumen los comercializadores incumbentes ante el potencial retiro del mercado de comercializadores de su área de influencia.</li> <li>3. Debe garantizar la eficiencia de los precios que perciben los usuarios más vulnerables del país, por lo tanto, su remuneración no debería estar a cargo solamente a través del comercializador que haga las veces de PUI, sino que debería ser liquidada a toda la demanda de energía del país y esta ser trasladada por los comercializadores quien(es) hagan las veces del PUI, labor que podría ser realizada por el LAC tal como se hace con la metodología de áreas de distribución, esto con el fin de: <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Diluir el costo en todos los usuarios del país, para que el aumento de tarifa no se concentre exclusivamente en los mercados con mayor participación de zonas especiales.</li> <li>b. El PUI no pierda competitividad en la componente de comercialización respecto a los demás comercializadores que atienden usuarios en esos mercados.</li> </ol> </li> </ol> <p>Define dos conceptos nuevos para las plantas hidroeléctricas con embalse. El concepto de capacidad mínima de regulación no es claro al depender del denominado "capacidad de gestión de riesgo de desabastecimiento hídrico" que no se sabe que es.</p>	No aceptada	En el análisis de los comentarios recibidos se determinó la eliminación del artículo del proyecto de decreto enviado a consulta.
ARTICULO 2					
39	4/19/2023	Acolgen	Los plazos y espacios de consulta de los proyectos deben responder a un tiempo de lectura, evaluación y preparación de comentarios suficiente, reconociendo y valorando la opinión de todos los usuarios y agentes que participan en el sector	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. Por el contrario, se entiende que el mismo esta dirigido a apoyar la expedición de esta disposición normativa. Las acciones específicas para promover la participación ciudadana deberán ser determinadas y particularizadas por las entidades públicas del sector.
40	4/05/2023	Andesco	Vemos necesario fortalecer este ejercicio de manera permanente, garantizando tiempos adecuados de consulta y la publicación de los documentos soporte, como las memorias justificativas con argumentos y datos sólidos y consistentes, análisis de impacto normativo que acompañen las propuestas de política y regulación robustos y exhaustivos	No aceptada	
41	4/05/2023	Canacol	Si se considera que el anterior artículo es necesario ya que se pretenden implementar medidas diferentes a las de realizar comentarios a los actos administrativos y documentos, recomendamos tener en cuenta los posibles tiempos de ejecución, con el fin de que no se retrase la implementación de política pública y regulación	No aceptada	
42	4/19/2023	EPP	se acierta en que se requiere fortalecer y obtener una participación constructiva de todas las instancias y partes interesadas, en unos plazos justificados de recepción de consultas, para no entorpecer los procesos que solicita una regulación inmediata	No aceptada	
43	4/19/2023	Acosol	Se propone ajustar el artículo así: ARTICULO 2.2.3.2.1.5 Promoción de la participación ciudadana en los procesos de regulación y formulación de política pública. De acuerdo con lo establecido en el artículo 32 de la Ley 489 de 1998, el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, desarrollarán y ejecutarán las acciones necesarias para promover la participación de asociaciones de usuarios, <b>asociaciones gremiales</b> , vocales de control, ligas de usuarios, grupos de valor y de la ciudadanía en general, en los procesos de regulación y formulación de política pública del sector.	No aceptada	Se entiende que las asociaciones gremiales hacen parte de los "grupos de valor".
44	4/19/2023	ASIEB	Se solicita adicionar en los grupos de participación ciudadana a los sindicatos de trabajadores del sector eléctrico colombiano, así como las universidades y la academia en general	No aceptada	Se entiende que los sindicatos de trabajadores del sector eléctrico colombiano, las universidades, la academia, las Asociaciones de profesionales hacen parte de los "grupos de valor".
45	4/19/2023	ENERGYRSAN	Se solicita adicionar en los grupos de participación ciudadana a la Academia, las Asociaciones de profesionales y las comunidades regionales de usuarios organizados	No aceptada	
46	4/19/2023	ANDI	Facilitar la participación de las asociaciones de consumidores, en los diferentes órganos asesores para la regulación. Por ejemplo, en el Consejo de Operación Eléctrico y en el de Gas Natural. Para lo anterior y dado que los agentes reflejan sus costos de participación en dichos escenarios en la tarifa de energía y gas, dicha participación debe ser sin costo	No aceptada	

47	4/19/2023	ASOENERGÍA	Para la verdadera participación de los usuarios es fundamental que se reglamente y se dé una señal de prioridad al regulador para que defina sea obligatorio que representantes de la demanda participen en los diferentes comités, consejos y espacios de análisis, apoyo y discusión sectorial. La participación de los usuarios, en la conformación de la normativa que rige el sistema es fundamental, ya que el acceso a la información, a los análisis, a la evaluación de impactos, y a la propuesta de sugerencias, hará que en cada escenario se tenga la visión y experiencia de la demanda. Se debe garantizar el acceso y la participación de los usuarios sin cobro, y asegurando su representatividad, en Comités determinados por el MME como CNO eléctrico, CNO gas, CACSSE, Fenogás; y por la CREG, en los esquemas y las responsabilidades reguladas en empresas o comités tales como: XM, CAC, CAPT, y Gestor del Mercado de Gas, etc. La participación en los comités y demás espacios, debería ser equitativa entre agentes del sistema y usuarios, y se debería implementar la obligación de participación permanente. Sugerimos que se pueda realizar a través de las asociaciones de usuarios, y con un equilibrio en la toma de decisiones y evaluación de recomendaciones	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. Por el contrario, se entiende que el mismo esta dirigido a apoyar la expedición de esta disposición normativa. Las acciones específicas para promover la participación ciudadana deberán ser determinadas y particularizadas por las entidades públicas del sector
48	4/19/2023	ENERGYRSAN	"(...) estableciendo unidades regionales de discusión y socialización del marco regulatorio, con participación equitativa y equilibrada; ordenados por componentes departamentales y/o por pisos térmicos; "Se requerirá redefinir el procedimiento actual de consulta previa para facilitar la participación de la comunidad general representada por consejos de administración de propiedad horizontal, JAC's y comunidades regionales de usuarios organizados".	No aceptada	
49	4/19/2023	ENEL	Sugerimos que estos lineamientos se orienten a asegurar óptimas condiciones de participación, para lo que vemos necesario que el Ministerio y las demás entidades adscritas establezcan canales de divulgación amplios y suficientes que permitan que la ciudadanía en general conozca los proyectos en discusión, como también se consideren plazos más amplios para comentarios. Igualmente sugerimos que se incrementen los talleres y espacios de socialización y pedagogía con el objeto de que todos, agentes y ciudadanía, contemos con información simétrica que permita una mayor y mejor participación. Recomendamos también que se publiquen los resultados de la participación de la ciudadanía en estos procesos de consulta pública, dando a conocer a todos los involucrados cuáles fueron los aportes de los diferentes agentes e involucrados y los análisis a dichos comentarios	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. Por el contrario, se entiende que el mismo esta dirigido a apoyar la expedición de esta disposición normativa. Las acciones específicas para promover la participación ciudadana deberán ser determinadas y particularizadas por las entidades públicas del sector
50	4/19/2023	GENERADORA UNION SAS	Sobre la inclusión de participación ciudadana en la formación de la regulación y política pública del sector, es fundamental definir todos los mecanismos para el manejo de esa participación. Está bien que se participe a los ciudadanos, pero es delicado en temas de servicios públicos hacer política o regular sólo para los usuarios o dejar de lado el análisis técnico que conlleva un mercado complejo como el eléctrico. Decisiones erradas podrían conducir al desabastecimiento. Es fundamental que se tenga el balance requerido entre la eficiencia económica y la viabilidad empresarial si ésta no existe en las dos dimensiones, la garantía del servicio de energía eléctrica se ve comprometida	No aceptada	
51	4/19/2023	PROMIGAS	En todo caso, siendo la regulación relativamente más compleja que la formulación de política, resulta desfavorable la inclusión de exigencias adicionales sobre participación ciudadana para involucrar un amplio número de ciudadanos, que llevaría a una extensión innecesaria de los procesos de expedición de regulación en un mercado dinámico como lo es el sector energético, aún más en tiempos de transición energética	No aceptada	
52	4/03/2023	CREG	El fundamento legal citado causa extrañeza en la medida que define "Normas sobre la organización y funcionamiento de las entidades del orden nacional, se expiden las disposiciones, principios y reglas generales para el ejercicio de las atribuciones previstas en los numerales 15 y 16 del artículo 189 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones." No se observa cómo esta disposición se articula en la norma propuesta ni cuál sería su fundamento cuando en el Título 13 del Decreto 1078 de 2015, y en el capítulo 3 de las "Disposiciones aplicables a todos los servicios" del Decreto 1077 del 26 de mayo de 2015, que compilaron el Decreto 2696 de 2004 "Reglas mínimas para garantizar la divulgación y la participación en las actuaciones de las comisiones de regulación", se definieron reglas sobre la información que deben hacer pública las comisiones, la construcción de la agenda regulatoria y las reglas de consulta de los proyectos regulatorios que se pretenda adoptar". "Las acciones que refiere el mencionado artículo 32, no son más que algunas de las que se consideran necesarias en el marco del desarrollo de la Ley 489 de 1998. Las que contiene el Decreto 2696 de 2004 compilado en los decretos 1077 y 1078 de 2015, son las que se requieren para los pronunciamientos de las comisiones de regulación, en donde se ha garantizado la participación de cualquier interesado, sin exclusión alguna. Es decir, incluyen las asociaciones de usuarios, vocales de control, ligas de usuarios y grupos de valor, entre otros". "Así las cosas, se sugiere revisar el fundamento de esta adición, cuando ya existen reglas aplicables de publicidad y participación, o aclarar si lo que se pretende es excluir a la Comisión de Regulación de Energía y Gas de las disposiciones del Decreto 2696 de 2004.	No aceptada	
53	4/18/2023	Cámara Colombiana de la Energía	No son claros los mecanismos mediante los cuales puedan participar diferentes organizaciones ciudadanas y sobre todo con un tema tan complejo como es la regulación". "Hoy la CREG socializa sus resoluciones y existe participación ciudadana, pero no se entiende qué más quiere el gobierno	No aceptada	No se acoge. Con esta disposición normativa, se busca que las entidades del sector desarrollen y ejecuten acciones necesarias para promover la participación de asociaciones de usuarios,
54	4/05/2023	CANACOL	Consideramos que este mecanismo ya se encuentra habilitado en el Art. 11 de la Ley 1712 de 2014, dado que los espacios de foros y comentarios de la regulación son un mecanismo de participación ciudadana ya existente	No aceptada	vocales de control, ligas de usuarios, grupos de valor y de la ciudadanía en general, en los procesos de regulación y formulación de política pública del sector, en complemento y aplicación de lo dispuesto en la legislación y la normativa vigente,
55	4/19/2023	CNO	Sugerimos respetuosamente a MINENERGIA, en línea con el objetivo del decreto, plasmar claramente la problemática que se quiere solucionar respecto a la participación ciudadana. Actualmente las Resoluciones y Decretos son puestos en consulta del público en general y cuando estas implican una modificación estructural del marco normativo, se llevan a cabo talleres de amplia participación en relación con el tema en análisis	No aceptada	particularmente de lo dispuesto en la Ley 1437 de 2011, y el Decreto 2696 de 2004, con el fin de propender por una participación ciudadana cada vez más activa.
56	4/19/2023	LIGA NACIONAL DE USUARIOS	Reclamamos del artículo que defina las acciones necesarias para ejecutar las propuestas de la participación ciudadana. En respaldo de esta pretensión citemos el numeral 11 del artículo 3º de la ley 1437 de 2011: "Todas las autoridades deberán interpretar y aplicar las disposiciones que regulan las actuaciones y procedimientos administrativos a la luz de los principios consagrados en la Constitución Política, en la Parte Primera de este Código y en las leyes especiales. (...) 11. En virtud del principio de eficacia, las autoridades buscarán que los procedimientos logren su finalidad y, para el efecto, removerán de oficio los obstáculos puramente formales, evitarán decisiones inhibitorias, dilaciones o retardos y sanearán, de acuerdo con este Código las irregularidades procedimentales que se presenten, en procura de la efectividad del derecho material objeto de la actuación administrativa". (Subrayas intencionales, fuera del texto). "Desde octubre del año pasado, la Liga Nacional de Usuarios, propuso que la Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG, usara la herramienta legal a su alcance: aplicar, contra el encarecimiento injustificado de las tarifas, el artículo 126 de la ley 142 de 1994, para que de manera inmediata revise y modifique la fórmula tarifaria en los componentes que de manera evidente están lesionando injustamente los intereses de los usuarios. Sobre alegar, que se trata de un camino LEGAL más expedito, rápido, oportuno, pertinente, menos dilatado y traumático que el propuesto con el presente proyecto de decreto	No aceptada	
<b>ARTICULO 3</b>					
57		Prime Energía Colombia	"Consideramos necesario dar claridad respecto a los lineamientos que propendan a generar esquemas más competitivos para la selección del PUI y mientras tanto, continúe la figura del comercializador integrado al operador de red al cual se encuentran conectados los usuarios como PUI, con el fin de garantizar la prestación del servicio."	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
58	9/04/2023	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	"nuestra sugerencia es que se revisen las causas de fondo de tal situación, que trascienden ampliamente el tema de la definición de una remuneración en comercialización coherente con las características del mercado objeto de atención por un PUI.  Aspectos como el atraso en el giro de subsidios por parte del Gobierno Nacional, el bajo nivel de recaudo que afecta la caja de los comercializadores (al margen que se remunere adecuadamente el riesgo de cartera), la elevada cartera no recuperable en razón a la existencia de usuarios constitucionalmente protegidos, las altas pérdidas que deben ser cubiertas por el comercializador en el MEM, la aplicación de la opción tarifaria sumamente restrictiva, entre otras, son asuntos estructurales que imposibilitan que la figura del PUI tenga alguna posibilidad de ser estructurada. Entre otras, los comercializadores incumbentes que son los responsables de atender este mercado, logran hacerlo por la integración con la distribución, de lo contrario, sería virtualmente imposible. Así que, en este contexto, pensar en un proceso competitivo para elegir el PUI no deja de ser, por decir lo menos, algo incomprensible."	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
59	19/04/2023	Generadora Unión SAS	"Modifica la definición de Prestador de Última Instancia establecida en la Resolución CREG 157 de 2011, artículo 11, que establece en su Parágrafo 2, que en caso de que proceda la cancelación del registro de una frontera de comercialización para agentes y usuarios por las causales previstas en el numeral de este artículo, los usuarios pasarán a ser atendidos por el prestador de última instancia. En este caso se cancelará la Frontera Comercial y en forma simultánea se registrará una nueva Frontera Comercial a nombre del Prestador de Última Instancia, para lo cual se seguirá lo dispuesto en el de esta Resolución".	Aceptada	La definición planteada para el PUI en el decreto fue retirada y se da continuidad a la existente en la regulación actual. En cuanto al funcionamiento del PUI se aclarará que este proceso se revisará en el marco del desarrollo regulatorio.
60	19/04/2023	Asociación colombiana de Ingenieros	"se deberían eliminar aquellas barreras de entrada que impiden el acceso o permanencia de los usuarios en el mercado no regulado, por lo que el Prestador de Última Instancia (PUI) sería una herramienta útil para cubrir efectivamente fallos de los comercializadores o de usuarios de forma efectiva."	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.

61	19/04/2023	ASOCODIS	Desde el gremio apoyamos totalmente la necesidad de reglamentar a la mayor brevedad por parte de la CREG el Prestador de Última Instancia-PUI, en armonía e integralidad con la metodología de comercialización del mercado regulado, como un mecanismo indispensable para garantizar la prestación del servicio público a los usuarios que por diferentes motivos carezcan de un comercializador que los atienda, evitando a su vez subsidios cruzados entre usuarios del PUI y usuarios que no hagan parte del PUI.	Aceptada	
62	19/04/2023	AIR-E S.A.S E.S.P	"En este sentido, se sugiere al Ministerio que se establezca dentro del decreto, el lineamiento a la CREG de reglamentar el esquema de Prestador de Última Instancia en un máximo de 3 meses. Esto debido a que, si bien hoy se encuentra regulatoriamente definido el PUI, es un proceso que inició desde el año 2007, se reglamentó mediante el Artículo 20 de la Resolución CREG 191 de 2014 y a la fecha no se remunera, pero los agentes sí deben asumir los costos y riesgos de prestar este servicio"	Aceptada	Se acepta la sugerencia de incluir tiempo en el Decreto, por lo cual se modificó el artículo incluyendo el siguiente texto "la CREG en un término no mayor a 6 meses posteriores a la fecha de entrada en vigencia del presente artículo"
63	19/04/2023	AIR-E S.A.S E.S.P	a) Si bien hoy es el comercializador incumbente quien funge como Prestador de Última Instancia, el cambio que se realiza en este literal, donde se permite definirlo bajo esquemas competitivos, puede generar beneficios tarifarios a los usuarios. Sin embargo, mientras se dan esos procesos competitivos se considera fundamental que este cambio en el esquema de prestación de servicio cuente con políticas y condiciones claras.  Por lo anterior, se sugiere definir cuáles esquemas competitivos se encuentran contemplados. En este sentido, se propone complementar el Artículo de la siguiente manera:  "En el caso del PUI de Áreas Especiales, se permitirán subastas destinadas a la designación de un agente que preste el servicio público de energía eléctrica a usuarios pertenecientes a Áreas Especiales, discriminados por mercados de comercialización. Paralelamente se debe desarrollar una nueva metodología para el mecanismo de remuneración que asegure la suficiencia financiera de los prestadores del servicio; por lo que, bajo los principios de solidaridad y eficiencia económica, se deberá establecer un mecanismo de remuneración de los costos y gastos, así como los riesgos no gestionables de la atención de estos usuarios al tiempo que se implementan metas periódicas por implementación tecnológica e incentivos de eficiencia".	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
64	19/04/2023	AIR-E S.A.S E.S.P	b) La separación del riesgo de cartera de la que trata el literal b) propuesto, es fundamental para que los usuarios atendidos por comercializadores incumbentes no perciban asimetría en el pago del componente de comercialización, y se genere a través del "descrime de mercado" un espiral de la muerte que cada vez eleva más el costo de comercialización de los usuarios regulados especialmente los estratos 1, 2 y 3. No obstante, es importante aclarar la definición de Mercado Competitivo para ver si hace referencia al Mercado No Regulado, o a la definición de la Resolución CREG 131 de 1998, en la que Mercado Competitivo se define como: "Es el conjunto de generadores y comercializadores en cuanto compran y venden energía eléctrica entre ellos. Forman parte de él, igualmente, los usuarios no regulados y quienes les proveen de energía eléctrica".  Para asegurar eficiencia y competitividad tarifaria para los usuarios más pobres del país, se sugiere modificar el literal b de la siguiente manera:  "b) Dentro de los 3 meses siguientes a la expedición de este Decreto, La CREG deberá eliminar del cargo de comercialización, las variables del Riesgo de Cartera que hagan referencia a la atención de los usuarios de Áreas Especiales y de Usuarios ubicados en barrios Subnormales que al 31 de diciembre del 2013 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado con el OR; lo anterior sujeto a la aplicación de lo establecido en el literal c) siguiente".	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
65	19/04/2023	AIR-E S.A.S E.S.P	c) Este literal, que busca eliminar la asimetría en el mercado y generar eficiencia y competitividad a los usuarios atendidos por los comercializadores incumbentes del pago del riesgo de cartera asociado a los usuarios de Áreas Especiales, lo cual se hace necesario, principalmente ante la liberalización del mercado que es una realidad. No obstante, para no generar una situación de insuficiencia financiera a los agentes se propone modificar el literal c) de la siguiente manera: "c) Dentro de los 3 meses siguientes a la expedición de este Decreto, La CREG deberá crear la variable PUI, la cual incluirá el reconocimiento del riesgo de cartera de los usuarios de Áreas Especiales y una remuneración por el riesgo que asumen los comercializadores incumbentes ante un eventual retiro del mercado de comercializadores en su zona de influencia. Esta variable será liquidada por el LAC con cargo a toda la demanda nacional y transferida a cada Prestador de Última Instancia a prorrata de la facturación en Áreas Especiales y la penetración de otros comercializadores en su zona de influencia"	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
66	5/04/2023	ANDESCO	En primer lugar, sugerimos que se establezca un plazo para la reglamentación de este artículo, de por lo menos 3 meses. En cuanto al literal a) sobre el lineamiento de propiciar esquemas competitivos para la selección del PUI, consideramos que el PUI en principio debería ser más eficiente si es prestado por el comercializador incumbente, tal y como está definido actualmente por la regulación en el numeral 1 del artículo 23 de la Resolución CREG 156 de 2011 "Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación", en donde se establece que hasta tanto se adopte e implemente la regulación del PUI, el PUI es el comercializador integrado al operador de red al cual se encuentran conectados los usuarios.  Cabe mencionar que, un proceso competitivo podría no ser atractivo para agentes que quisieran llegar a prestar el servicio en PUI en mercados de comercialización diferentes a los suyos, básicamente por situaciones geográficas y las propias limitaciones operativas a lo que esto llevaría, además de la pérdida de economías de escala, lo que generaría sin duda alguna que los procesos queden desiertos. Los comercializadores incumbentes han realizado grandes esfuerzos en la fidelización de sus usuarios, tales como: digitalización, nuevos canales de servicio y atención, aplicaciones, mejoras en la atención al usuario; entre otras, inclusive con esos usuarios que no son atractivos para los comercializadores entrantes.  Con relación a la separación de los riesgos de cartera entre agentes que atienden mercados competitivos, de que trata el punto b), vemos importante que el tema de riesgo sea incorporado dentro de la metodología de remuneración que reconoce los costos de comercialización, con el fin de permitir la sostenibilidad de los usuarios de difícil gestión.  Resaltamos la importancia de la articulación de la reglamentación del esquema del PUI con la metodología de comercialización, sin que sea necesario que una esté condicionada a la otra.	Aceptada	Se acepta la sugerencia de incluir tiempo en el Decreto, por lo cual se modificó el artículo incluyendo el siguiente texto "la CREG en un término no mayor a 6 meses posteriores a la fecha de entrada en vigencia del presente artículo".  Ahora bien, sobre las disposiciones indicadas, se informa que estas serán revisadas en el proceso regulatorio del artículo en mención.
67	19/04/2023	ANDI	Importante que el costo del prestador de última instancia no sea transferido al mercado no regulado, dado que en general dichos agentes no pueden utilizar dicho servicio. Por ende, consideramos importante suprimir el numeral C.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
68	19/04/2023	Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía - ASIEB	Entre lo indicado por la asociación para este artículo, se destaca lo siguiente:  "Adicionalmente se debe aclarar el alcance del literal "c) Incorporar en el reconocimiento de los costos de comercialización de prestadores que atienden mercados competitivos, los costos de la prestación del servicio atendidos por el PUI." En el cual se entendería que los usuarios de los comercializadores competitivos asumirían los costos de los servicios atendidos por el PUI."	Aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.  Con base a lo anterior y a lo indicado en el literal C del Artículo 3 del proyecto de decreto publicado, se informa que fue modificado este literal aclarando que se requería una gestión eficiente en la prestación del servicio a los usuarios atendidos por el PUI.

69	19/04/2023	ENEL	<p>a. Resaltamos el hecho de que el Ministerio ponga este asunto sobre la mesa de discusión y aprovechemos esta oportunidad para reiterar nuestro apoyo a la iniciativa de reglamentación de la figura del PUI. A nuestro juicio, esta es una tarea pendiente que hemos solicitado desde años atrás a la CREG para que sea incorporada en su agenda regulatoria anual; más aún, teniendo en cuenta que viene siendo propuesto desde la Resolución CREG 156 de 2011 y desde la entrada en vigencia de las resoluciones CREG 180 de 2014 y CREG 191 de 2014, se indicó que las condiciones y características del PUI serían definidas en regulación posterior; es decir, ya existe una necesidad identificada y en este sentido la CREG tiene bajo su responsabilidad regular lo necesario para hacer del PUI una realidad en Colombia. Vemos entonces una oportunidad para definir este marco regulatorio cuanto antes, necesario para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de la energía eléctrica tal y como lo ha mencionado la misma CREG en las bases para la nueva metodología de comercialización del mercado regulado publicadas en el año 2019 y así poder contar luego con una base institucional completa necesaria para dinamizar el mercado de la comercialización.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, sugerimos al Ministerio establecer un plazo específico a la CREG para la emisión de la reglamentación del PUI, armonizado con la expedición de la nueva metodología de la actividad de comercialización del mercado regulado. Así mismo, sugerimos al Ministerio incluir los siguientes lineamientos dentro del Decreto para que la CREG los considere en su reglamentación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Condiciones financieras bajo las cuales entra a operar el PUI: Garantizar el flujo de caja mínimo, remuneración total de los costos y reconocimiento de los riesgos asociados al ciclo comercial.</li> <li>• Condiciones financieras bajo las cuales es retirado del mercado el agente: Esquema transitorio para garantizar el recaudo de ingresos del agente retirado, con el fin de poder cubrir las obligaciones que deja el agente retirado frente al MEM.</li> <li>• Acuerdos para la cesión de contratos y sistemas de información del comercializador retirado del mercado: Definir instrumentos para la cesión de contratos de prestación de servicios.</li> <li>• Asignación de riesgos de pérdidas de energía y cartera: El PUI cubrirá los segmentos más riesgosos, y su sostenibilidad dependerá de la remuneración de los riesgos, principalmente de pérdidas y cartera.</li> <li>• Recuperación de los saldos de las opciones tarifarias.</li> </ul> <p>b. El Ministerio plantea que se deberán implementar medidas para el aseguramiento de la prestación. Entre lo indicado por la CREG se destaca lo siguiente:</p> <p>"En la memoria justificativa del decreto no se identifica el análisis del cual se deriva la necesidad de regular este aspecto."</p> <p>"No obstante, a continuación, se presentan algunas observaciones puntuales sobre el entendimiento del texto propuesto en este artículo:</p> <p>Para los comercializadores que atienden usuarios del mercado competitivo, es decir, los usuarios no regulados, según la definición establecida en la Resolución CREG 131 de 1998"</p>	Aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p> <p>Con base a lo anterior y a lo indicado en el literal C del Artículo 3 del proyecto de decreto publicado, se informa que fue modificado este literal aclarando que se requería una gestión eficiente en la prestación del servicio a los usuarios atendidos por el PUI.</p>
70	3/04/2023	Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG	<p>"En la memoria justificativa del decreto no se identifica el análisis del cual se deriva la necesidad de regular este aspecto."</p> <p>"No obstante, a continuación, se presentan algunas observaciones puntuales sobre el entendimiento del texto propuesto en este artículo:</p> <p>Para los comercializadores que atienden usuarios del mercado competitivo, es decir, los usuarios no regulados, según la definición establecida en la Resolución CREG 131 de 1998"</p>	Aceptada	<p>Con base al comentario recibido, nos permitimos informar que se extrajo lo más relevante del comentario buscando dar una respuesta explícita.</p> <p>- En lo relacionado con la memoria justificativa, se informa que mencionado documento será modificado, incluyendo el sustento respectivo al PUI</p> <p>- Con base a los demás puntos, se aclara que al incluir el término "Mercados competitivo", no solo se estaba buscando hacer referencia al mercado de usuarios no regulados; se esperaba que, con este término se identificara un mercado de comercialización donde se encontrara una competencia por la atención de usuarios. Por lo cual, se realizó la modificación la redacción del artículo.</p>
71	18/04/2023	Cámara Colombiana de la Energía	¿Cómo se evitará que los comercializadores que atienden mercados competitivos no atiendan mercados de las áreas especiales y todo recaiga en el PUI?	Aceptada	Con la expedición del presente Decreto, se busca dar lineamientos de política pública, y de esta manera orientar las decisiones y acciones de las autoridades del sector, con el objetivo específico de garantizar la eficiencia y competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica; sin embargo, se informa que los incentivos que se implementen para la atención de mercados de áreas especiales y mercados competitivos, serán evaluados en el proceso regulatorio, y ambos escenarios deberán ser de interés para la implementación de los comercializadores.
72	5/05/2023	CELSIA	<p>Es importante definir lineamientos para el desarrollo normativo del PUI y su implementación en el mercado; no obstante, específicamente sobre el esquema de mercado y su remuneración, consideramos importante que los lineamientos consideren que el desarrollo de esta figura debe estar alineada y en concordancia con la metodología de remuneración de la actividad de comercialización, que se espera se emita en el transcurso del año, según la agenda de la CREG.</p>	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
73	18/04/2023	CONSEJO GREMIAL NACIONAL	<p>xi</p> <p>Acerca de la reglamentación del Prestador de Última Instancia (PUI) consideramos de gran relevancia que el regulador busque resolver los bajos niveles de servicio en las áreas especiales que surgen por diferentes aspectos como los logísticos, entre otros. Sin embargo, queremos notar que la reglamentación debe evitar (i) que se generen incentivos para que la atención de estos mercados se delegue completamente al PUI y (ii) que se trasladen costos a los comercializadores incumbentes, o al PUI, ocasionados por prestadores que fallen en la prestación del respectivo servicio.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p> <p>Con base a lo anterior y a lo indicado en el literal C del Artículo 3 del proyecto de decreto publicado, se informa que fue modificado este literal aclarando que se requiere una gestión eficiente en la prestación del servicio a los usuarios atendidos por el PUI.</p>
74	19/04/2023	COLOMBIA INTELIGENTE	<p>Con base en reglamentación vigente y las acciones definidas para la implementación del PUI en años anteriores, considerar:</p> <p>El impacto sobre la revisión de la metodología de comercialización y el reconocimiento de costos, por ejemplo a nivel de tecnologías como las asociadas al AMI.</p> <p>Se sugiere indicar la hoja de ruta de hitos/acciones con el periodo de tiempo para su implementación.</p> <p>Se podrían considerar incentivos a los PUI que implementen soluciones energéticas basadas en comunidades energéticas, micromedios o recursos energéticos distribuidos.</p>	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
75	19/04/2023	Empresa de Energía del Putumayo	<p>Entre lo indicado por la empresa, se destacan los siguientes comentarios:</p> <p>"En primera instancia, coincidimos con el objetivo y respaldamos la pertinencia del Artículo, y en este orden de ideas sugerimos dar celeridad a su reglamentación. Si bien el Prestador de Última Instancia ("PUI") es una figura reglamentada por la Resolución CREG 191 de 2014, a la fecha no se remunera, generando asimetrías en el mercado que ponen en riesgo la prestación del servicio a los usuarios finales de las Zonas Especiales. Es por esto que se sugiere que el lineamiento de política pública establezca plazos para que la Comisión reglamente el esquema PUI en un máximo de 3 meses."</p> <p>"Ahora bien, mientras la CREG implementa de manera adecuada y detallada la figura del PUI, es fundamental que el esquema de prestación del servicio cuente con políticas y condiciones claras que asegure la suficiencia financiera de los prestadores, estableciendo un mecanismo de remuneración bajo los principios de solidaridad y eficiencia económica."</p> <p>"Adicionalmente, se deberá crear una variable independiente que incluya el reconocimiento del riesgo de cartera de los usuarios de Áreas Especiales y el riesgo que asumen los comercializadores incumbentes ante el potencial retro del mercado de comercializadores de su área de influencia."</p>	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
76	5/04/2023	GECELCA	Respecto a lo definido en el literal c) de este artículo, sugerimos que se realicen los análisis respecto a cómo se reconocerán los costos para la prestación del servicio del Prestador de Última Instancia (PUI) y el impacto para la demanda por el incremento de la componente C del Cu.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
77	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	Este tema no se encuentra desarrollado en la Memoria Justificativa del proyecto, por lo que amablemente se solicita aclarar el objetivo de la norma y su respectivo análisis de impacto.	Aceptada	Con la publicación del decreto, se realizará una nueva publicación de la memoria justificativa donde se incluirá el desarrollo del PUI
78	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	Respecto al texto propuesto, se evidencia una mezcla de dos conceptos cuyo desarrollo regulatorio debe ser separado: usuarios pertenecientes a áreas especiales y usuarios atendidos por comercializadores que se retiran del mercado. Mientras la figura del "Prestador de Última Instancia (PUI)" es necesaria para garantizar la prestación del servicio a los usuarios cuyo comercializador se retira del mercado, no se encuentra esta misma relación con la prestación del servicio a usuarios de las denominadas áreas especiales, los cuales son atendidos por los Comercializadores incumbentes, obediendo a las características del mercado. La no separación de ambas situaciones crea confusión en la redacción e interpretación de la norma propuesta.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
79	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Entre lo indicado por la universidad, se destaca lo siguiente:</p> <p>"En términos generales, los parámetros que se definen dentro del artículo, reflejan en general los asuntos que deben ser abordados por la regulación, para la implementación del PUI."</p> <p>"En ese sentido, y en lo que respecta al desarrollo del uy, resulta muy importante que el instrumento de política pública no determine una medida específica, como pareciera hacerlo en el texto del decreto, sino que faculte al regulador de los instrumentos que éste requiera para determinar las medidas necesarias que logren el objetivo tema y que al mismo tiempo sean eficientes y eficaces para el usuario final."</p>	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.



80	5/04/2023	Grupo Vanti: Vanti S.A. E.S.P	<p>El artículo propone que la CREG deberá reglamentar el esquema del Prestador de Última Instancia (PUI) teniendo en cuenta tres (3) criterios. Queremos llamar la atención sobre el criterio propuesto en el literal c) que indica que se deben "incorporar en el reconocimiento de los costos de comercialización de prestadores que atienden mercados competitivos, los costos de la prestación del servicio atendidos por el PUI".</p> <p>Al respecto, señalamos que esta medida introduce un incentivo perverso para los comercializadores pues puede provocar que se deje de atender a aquella demanda que sea difícil de gestionar o que no sea atractiva desde un punto de vista comercial. Lo anterior, al saber que esos usuarios van a pasar a ser atendidos por el PUI y además su costo va a ser cubierto por los demás comercializadores. Esta configuración de un subsidio cruzado traería distorsiones al mercado y problemas en la competitividad.</p> <p>Por lo tanto, solicitamos que este criterio no sea incluido dentro de los criterios que se le dan a la CREG para reglamentar los servicios del PUI.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p> <p>Con base a lo anterior y a lo indicado en el literal C del artículo en mención, se informa que fue modificado este literal aclarando que se requiera una gestión eficiente en la prestación del servicio a los usuarios atendidos por el PUI.</p>
81	18/04/2023	Nicolas Antonio Barguil	<p>De acuerdo con lo indicado por el congresista, se resalta lo siguiente en los relacionado con el artículo 3:</p> <p>"Se sugiere dar celeridad a su reglamentación, ya que, si bien el Prestador de Última Instancia ("PUI) es una figura reglamentada por la Resolución CREG 180 del 2014. A la fecha no se remunera, generando asimetrías en el mercado que ponen en riesgo la prestación del servicio a los usuarios finales de la Zonas Especiales. Es por esto que sugiere que el lineamiento de política pública establezca plazos para que la Comisión reglamente el esquema PUI en un máximo de 3 meses."</p>	Aceptada	<p>Se acepta la sugerencia de incluir tiempo en el Decreto, por lo cual se modificó el artículo incluyendo el siguiente texto "la CREG en un término no mayor a 6 meses posteriores a la fecha de entrada en vigencia del presente artículo".</p>
82	19/04/2023	ENERGIRSAN	<p>Evaluar si debe la UPME como organismo de planeación, en vez de la CREG, quien defina estos lineamientos del PUI.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
83	5/04/2023	ÓPTIMA	<p>Entre lo indicado por el consultor, se destaca lo siguiente:</p> <p>"1. Una vez más, esta no es una discusión nueva. La figura del PUI se discutió ampliamente en la Misión de Transformación Energética y en posteriores estudios contratados por la CREG. Reiteramos la pregunta: ¿se requiere una señal de política pública o más bien que el regulador actúe con base en lo ya diagnosticado?"</p> <p>2. Precisamente, se ha diagnosticado que la figura del PUI, indebidamente reglamentada, puede generar incentivos perversos para la segregación de usuarios; por ejemplo, incentivos para que los comercializadores que atienden mercados competitivos eviten prestar el servicio a los usuarios en tales áreas especiales y deleguen completamente tal labor en el PUI."</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
84	19/04/2023	ASOMOVIL	<p>• Propuesta incorporar en el reconocimiento de los costos de comercialización los costos de la prestación del servicio del PUI</p> <p>Ahora bien, respetuosamente proponemos a su Ministerio analice la posibilidad de permitir la agregación de fronteras o cuentas para efectos de que un usuario regulado pueda acceder al mercado no regulado, de tal forma que se permita que una misma persona jurídica o razón social pueda verificar el límite de acceso al mercado no regulado agregando los consumos de todos los puntos, cuentas o fronteras comerciales. Esto permitiría que más actores se beneficiaran de las condiciones del mercado competitivo sin generar distorsiones en el mercado. En virtud de lo anterior, proponemos se incluya el siguiente artículo:</p> <p>"Las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, considerarán como un único usuario la persona jurídica que recibe el servicio, independientemente del número de predios o fronteras sobre los cuales se presta el servicio de energía eléctrica. Lo anterior con el fin de permitir el agrupamiento de los consumos de los predios o fronteras de un único usuario o persona jurídica, de tal forma que se pueda acceder a tarifas no reguladas por consumos superiores a 55 MWh-mes o una potencia instalada de 100 kW en los predios agrupados, con el fin de que se pueda generar una libre negociación de tarifas".</p> <p>Es importante indicar que la reducción de dichos costos permitirá el cierre de la brecha digital, enmarcado dentro de una política digital nacional de carácter integral impulsaría la productividad, mejoraría las habilidades de los trabajadores, reduciría la informalidad del mercado laboral y fomentaría la innovación. En este sentido, se hace un llamado al Ministerio de Minas y Energía para contar con estrategias que permitan llegar a lugares más apartados, beneficiando a la población en general.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
85	19/04/2023	ASOENERGIA	<p>Entre lo indicado por la Asociación para este artículo, se destaca lo siguiente:</p> <p>"Compartimos plenamente la implementación del PUI, entendiendo, que se deben eliminar de manera inmediata y previa las barreras para que un usuario permanezca o acceda al mercado no regulado, de tal manera que realmente, el PUI, se aplique en los casos en que la falla de un comercializador o de un usuario en necesidad, sea cubierta de manera efectiva.</p> <p>Adicionalmente es necesario evitar los abusos de captura de los usuarios atendidos por parte de los Comercializadoras integrados con distribución o generación, que por efectos comerciales incentivan a llevar UNR al Mercado UR. "</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
86	19/04/2023	Grupo Energía de Bogotá	<p>Destacamos la importancia de reglamentar la figura del Prestador de Última Instancia y que éste sea seleccionado a través de procesos competitivos. Hasta ahora, la SSPD ha actuado como Prestador de última Instancia, sin embargo, ejercer como comercializador no es su función principal y, por lo tanto, el lineamiento propuesto permitiría establecer la regulación para estar preparados con comercializadores específicos capaces de hacer frente a dos tipos de situaciones:</p> <p>a) El escenario en el que un proveedor no pueda continuar prestando el servicio por entrar en default: Si el Prestador de Última Instancia presta temporalmente el servicio a clientes heredados de comercializadores que entraron en default, entonces la tarifa de este servicio debería ser mayor después de transcurrido un muy corto tiempo conocido por el usuario con antelación. Lo anterior para desincentivar que el usuario permanezca con el PUI de forma permanente y cubrir el costo comercial y logístico asociado a la imprevisión de tener que asumir la atención de demanda/usuarios que no se había incluido en la planeación 13, de lo contrario se podría desdibujar la figura de "última Instancia".</p> <p>b) El caso en el que se requiera la prestación del servicio a un grupo de usuarios no atendidos: Si el Prestador de Última Instancia debe atender a usuarios que no son sostenibles por diferentes razones, lo que significa que se necesita un proveedor permanente, es necesario estudiar cuidadosamente los fundamentos de la remuneración para tratar de atraer a diferentes proveedores al proceso competitivo. En caso de que no se logre la participación de agentes interesados, se debería establecer un esquema remuneratorio adecuado para que el comercializador incumbente, quien sería el Prestador de Última Instancia, pueda prestar el servicio de manera efectiva. En este sentido, proponemos que la línea de política hacia la CREG incluya el análisis de los diferentes esquemas de Prestador de Última Instancia que podrían presentarse, junto con los tiempos en que se prestaría el servicio, el tipo de remuneración y las responsabilidades del prestador, según sea el caso.</p> <p>Adicionalmente, en el análisis que realice la CREG debería considerarse si es necesario establecer condiciones especiales de oferta de suministro, como la flexibilización de garantías en las convocatorias públicas, para satisfacer la demanda del PUI.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

87	9/04/2023	ACCE	<p>Entre lo indicado por la Agremiación, se destaca lo siguiente:</p> <p>Estos lineamientos podrían armonizarse con lo definido en las Resoluciones CREG 156 de 2011 y la 180 de 2014, donde ya existen y hay la metodología para el cálculo de riesgo de cartera por tipo de mercado.</p> <p>Al momento de reglamentar, la CREG debería considerar aspectos como: ¿Cuáles serán los requisitos para competir para ser PUI?</p> <p>¿Cuáles son los criterios o competencias que deberá tener un PUI?</p> <p>¿Es el PUI una figura nueva, que se activa sólo cuando ocurra una desatención?</p> <p>Muy seguramente donde podría darse el traslado de clientes en mayor proporción, será precisamente en las áreas especiales donde hay mayor riesgo de cartera, entonces definir cómo se va a recuperar ese riesgo de cartera, establecer algún tipo de correlación entre cartera y el PUI. Deberá definirse una tarifa para el PUI</p> <p>Entendemos que este punto se refiere a socializar la solución.</p> <p>Se le paga al PUI para que en el momento en que se presente el problema, lo atienda.</p> <p>Se comportaría como un seguro, donde todos los usuarios pagan el costo del PUI</p> <p>Aquí se plantea el costo de Comercialización, faltaría definir el esquema de toda la tarifa, que sería algo como una Tarifa de Último Recurso, que deberá incluir el costo completo del servicio en esa zona (no sólo el riesgo de cartera)</p>	Aceptada	<p>Con la expedición del presente Decreto, se busca dar lineamientos de política pública, y de esta manera orientar las decisiones y acciones de las autoridades del sector, con el objetivo específico de garantizar la eficiencia y competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica, por lo anterior, se tendrá en cuenta los comentarios para armonizar el proceso regulatorio.</p> <p>Sin embargo, se aclar que El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
88	19/04/2023	OPTIMA	<p>Aseguramiento de la prestación del servicio</p> <p>Se propone que el regulador reglamente el esquema de Prestador de Última Instancia (PUI) propiciando esquemas competitivos para su selección, considerando la separación de riesgos de cartera entre mercados competitivos y áreas especiales<sup>1</sup> e incorporando los costos de la prestación del servicio del PUI en el reconocimiento de los costos de comercialización de aquellos prestadores que atienden mercados competitivos.</p> <p>Este tema resulta relevante ante dos problemáticas fundamentales: los bajos niveles de servicio en las áreas especiales debidos a dificultades logísticas, económicas, riesgos de cartera, entre otros, y a la dinámica de incumplimientos y retiros del mercado relativamente frecuentes entre los comercializadores. Al respecto, dos comentarios:</p> <p>1. Una vez más, esta no es una discusión nueva. La figura del PUI se discutió ampliamente en la Misión de Transformación Energética y en posteriores estudios contratados por la CREG. Reiteramos la pregunta: ¿se requiere una señal de política pública o más bien que el regulador actúe con base en lo ya diagnosticado?</p> <p>2. Precisamente, se ha diagnosticado que la figura del PUI, indebidamente reglamentada, puede generar incentivos perversos para la segregación de usuarios; por ejemplo, incentivos para que los comercializadores que atienden mercados competitivos eviten prestar el servicio a los usuarios en tales áreas especiales y deleguen completamente tal labor en el PUI. En nuestra opinión, soluciones de fondo a estos riesgos (y a las problemáticas estructurales que acarrea la necesidad de esta figura) deberían estar fuertemente vinculadas a la promoción de competencia en la comercialización minorista de energía. Al respecto, no se identifican señales claras en este sentido en este proyecto de resolución.</p> <p>En opinión de ACIEM, se deberían eliminar aquellas barreras de entrada que impiden el acceso o permanencia de los usuarios en el mercado no regulado, por lo que el Prestador de Última Instancia (PUI) sería una herramienta útil para cubrir efectivamente fallas de los comercializadores o de usuarios de forma efectiva.</p> <p>Adicionalmente proponemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Habilitar a los usuarios no regulados para que puedan tener varios comercializadores en una o varias fronteras comerciales.</li> <li>•Reducir los límites de definición de Usuarios No Regulados (UNR).</li> <li>•Eliminar la necesidad de permanencia en el mercado regulado y dar total flexibilidad para cambio de comercializador.</li> <li>•Eliminar los incentivos para que los comercializadores-distribuidores sean los responsables de atender a los Usuarios Regulados (UR) así como los comercializadores-generadores de atender a los UNR.</li> </ul> <p>De otra parte, sería conveniente retirar el cargo por energía reactiva, dada la inconveniencia técnica y económica que implica el cumplimiento de la regulación vigente.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
89	19/04/2023	ACIEM	<p>En opinión de ACIEM, se deberían eliminar aquellas barreras de entrada que impiden el acceso o permanencia de los usuarios en el mercado no regulado, por lo que el Prestador de Última Instancia (PUI) sería una herramienta útil para cubrir efectivamente fallas de los comercializadores o de usuarios de forma efectiva.</p> <p>Adicionalmente proponemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Habilitar a los usuarios no regulados para que puedan tener varios comercializadores en una o varias fronteras comerciales.</li> <li>•Reducir los límites de definición de Usuarios No Regulados (UNR).</li> <li>•Eliminar la necesidad de permanencia en el mercado regulado y dar total flexibilidad para cambio de comercializador.</li> <li>•Eliminar los incentivos para que los comercializadores-distribuidores sean los responsables de atender a los Usuarios Regulados (UR) así como los comercializadores-generadores de atender a los UNR.</li> </ul> <p>De otra parte, sería conveniente retirar el cargo por energía reactiva, dada la inconveniencia técnica y económica que implica el cumplimiento de la regulación vigente.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
90	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>Para poder incorporar adecuadamente en el reconocimiento de los costos de comercialización de prestadores que atienden mercados competitivos, los costos de la prestación del servicio atendidos por el PUI, es indispensable que la información de los usuarios que actualmente son atendidos por los comercializadores sea clara, confiable y este diferenciada claramente con el fin de establecer los costos de cada una de las funciones del PUI (Transición, continuidad y acceso). Por lo anterior es indispensable que desde política pública se den las señales de urgencia y bases para la implementación de contabilidad regulatoria en las empresas</p> <p>Aunque la reglamentación del PUI estaría en cabeza del regulador, es indispensable establecer los criterios de remuneración y marco general. La remuneración del PUI debe ser sostenible para el país teniendo en cuenta por un lado la garantía de acceso y transición en el costo de comercialización que ya esta incluso considerado en la resolución CREG 191 de 2014 y por otro lado la garantía de continuidad que debe estar prevista en la tarifa ofrecida a los usuarios por el mismo PUI (Escogido en un proceso de selección) y no socializada a todos los usuarios del país (Remuneración diferencial).</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
91	19/04/2023	NATURGAS	<p>De manera general en estos artículos se identifican dos elementos que ameritan reflexión, a saber:</p> <p>(i) Varias disposiciones propuestas están dentro del ámbito de la regulación que adopta la CREG más que en el ámbito de la política energética. Por ejemplo, en el articulado del proyecto de Decreto se define que los agentes que tengan el 10% de su demanda expuesta a bolsa deberán abrir una convocatoria pública de compra de energía en un plazo establecido; también se proponen cambios profundos en el funcionamiento del mercado mayorista de energía que requieren análisis técnicos detallados que soporten su viabilidad, conveniencia e impactos.</p> <p>La definición de aspectos regulatorios vía Decreto es inconveniente desde el punto de vista institucional y técnico. Desde lo institucional se modifica la señal de fijación de regulación económica a través de la CREG, regulación que es dinámica y al fijarla por Decreto quedaría muy inflexible en caso de requerir ajustes. Desde lo técnico se modifica el esquema de discusión detallada que generalmente se tiene con la CREG previo a adoptar una regulación. Las medidas tomadas por Decreto, por la naturaleza misma de éstos, no tienen la discusión ni el soporte técnico que debe tener la regulación adoptada por la CREG. Por ejemplo, en el documento de Memoria Justificativa del proyecto de Decreto no se discute la argumentación técnica para establecer el límite del 10% de la demanda expuesta a bolsa, ni los análisis técnicos de viabilidad, conveniencia e impactos de modificar el funcionamiento del mercado mayorista de energía.</p> <p>(ii) Varias disposiciones propuestas corresponden a temas regulatorias que ya se están desarrollando por parte de la CREG. Por ejemplo, adecuación de los mecanismos de medición que incluyen las consideraciones sobre demanda desconectable y energía reactiva, aspectos sobre el prestador de última instancia (PUI), y medidas para reducción de pérdidas.</p> <p>En conclusión, consideramos que los lineamientos de política pública vía Decreto no deben llegar al detalle de la regulación técnica que le corresponde a la CREG. La regulación técnica detallada debe continuar desarrollándose en la CREG con los debidos análisis y soportes técnicos. Por tanto, respetuosamente solicitamos revisar el proyecto de Decreto y excluir de él los aspectos técnicos que correspondan a la regulación que debe desarrollar la CREG. Una medida que consideramos</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

92	9/04/2023	JULIA-RD	<p>Estos lineamientos podrían armonizarse con lo definido en las Resoluciones CREG 156 de 2011 y CREG 180 de 2014, donde ya existe y se aplica una metodología para el cálculo de riesgo de cartera por tipo de mercado.</p> <p>¿Cuáles serán los requisitos que se exigirán para ser PUI? ¿Existiría un PUI por regiones, o un solo PUI para todo el país?</p> <p>¿Cuáles son los criterios de idoneidad y/o competencias que deberá tener un PUI?</p> <p>¿Es el PUI una figura nueva, que se activa sólo cuando ocurra una desatención?</p> <p>Muy seguramente donde podría darse el traslado de clientes en mayor proporción, será precisamente en las áreas especiales donde hay mayor riesgo de cartera, entonces definir cómo se va a recuperar ese riesgo de cartera, establecer algún tipo de correlación entre costos de cartera no recuperada o no recuperable, y el costo del PUI. Deberá definirse una tarifa para el PUI, del tipo de una Tarifa de Último Recurso (TUR) que incluya costos de comercialización y cartera del PUI, y costos de compra de energía.</p> <p>Entendemos que este punto se refiere a socializar la solución del PUI, entre todos los usuarios. Se le paga al PUI para que en el momento en que se presente el problema, lo atienda.</p> <p>Se comportaría como un seguro, donde todos los usuarios pagan el costo del PUI</p> <p>Aquí se plantea el costo de Comercialización, pero faltaría definir el esquema de toda la tarifa, que sería algo como una Tarifa de Último Recurso, que deberá incluir el costo completo del servicio en esa zona (no sólo el riesgo de cartera). Debe definirse si estos costos también se socializan, o son exclusivos del agente y los usuarios atendidos por el PUI.</p>	Aceptada	<p>Con la expedición del presente Decreto, se busca dar lineamientos de política pública, y de esta manera orientar las decisiones y acciones de las autoridades del sector, con el objetivo específico de garantizar la eficiencia y competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica, por lo anterior, se tendrá en cuenta en cuenta los comentarios para armonizar el proceso regulatorio.</p> <p>Ahora bien, se aclara que El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
ARTÍCULO 4					
93	19/04/2023	RSA Consultores	<p>La componente de generación de energía en la tarifa tiene un ajuste estructural por desarrollar que está sobrediagnosticado, llamado el Cargo por Confianza, ya que tiene tres problemas que se han identificado desde su operación: 1) Fomenta la especulación, dado que si un proyecto de generación se viabiliza con el ingreso del CxC no requiere de la venta de energía en contratos lo que fomenta la especulación en la bolsa de energía, 2) Prioriza las tecnologías no asociadas a FNCER, es decir, alto opex bajo capex, en donde se observa también que a un precio de escasez alto (1,150\$/kWh abril-2023) la matriz energética se puede direccionar a tecnologías que no venden contratos (gas/liquidos/GLP/GNI), y 3) El mercado o la demanda no es quien decide en qué momento se debe hacer la expansión del parque de generación. En cambio, es la CREG es quien define cuando se requiere mayor oferta en el país según su evaluación y expectativas de crecimiento de la demanda</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
94	19/04/2023	RSA Consultores	<p>El Cargo por Confianza se ha convertido en una barrera de entrada para las fuentes renovables, considerando que el gobierno ha realizado subastas desalineadas, de Cargo por Confianza por un lado y de Contratación de largo plazo por otro, en donde los proyectos de generación con FNCER que participan en la subasta de venta de energía deben garantizar asignación de OEF para obtener viabilidad financiera, cuya participación solo es factible por parte de grandes jugadores o los actuales considerando las garantías que se deben entregar para cada mecanismo de asignación. Consideramos que el lineamiento de política debe estar enfocado en alguno de los siguientes opciones de mitigación del problema, la opción uno es la definición de una pareja de cargos por tecnología, el cual involucra tener un precio de escasez por tecnología y un ingreso de CxC asociado. En este caso, la demanda percibe un precio de bolsa que pondera las diferentes tecnologías y una condición crítica se va activando según tecnología y su responsabilidad con la OEF asignada. Actualmente, la metodología definida en la Resolución CREG 140 de 2017 ya tiene incluida una ponderación entre dos precios de escasez diferentes según tecnología. La segunda opción es la definición del Cargo por Confianza como un cargo de última instancia para recursos de alto costo variable de producción, en el cual el Cargo por Confianza se vuelve un tema voluntario cuya participación sea para aquellas plantas de generación que lo requieran mediante un proceso competitivo.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
95	19/04/2023	RSA Consultores	<p>El mercado de confiabilidad tiene un ingreso cercano a los 8 billones de pesos al año, si solo se direccionara para aquellas plantas que no venden energía en contratos como por ejemplo el caso de las plantas de generación a gas natural, líquidos, GLP, GNI, etc, y no a las plantas de generación que venden energía en contratos como las hidráulicas y carbón, bajaría el tamaño de mercado de confiabilidad, y por tanto, el valor que pagan los usuarios por el CxC. En conclusión, en una condición de escasez, el generador térmico de alto costo genera su OEF y las plantas con costos variables bajos generan para honrar sus compromisos contractuales bilaterales para no exponerse a la bolsa de energía.</p> <p>Es importante mencionar que, las plantas menores hidráulicas y actualmente las plantas menores solares se han viabilizado mediante contratos bilaterales. En Colombia existen tres mecanismos de expansión, el Cargo por Confianza, las subastas de contratación de largo plazo y los contratos bilaterales. Siendo este último el único mecanismo puro de mercado.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
96	19/04/2023	RSA Consultores	<p>En aras de fomentar la competitividad y participación en el Mercado de Energía Mayorista, se debe propiciar unas condiciones en las que se aumente la oferta de energía de manera continua y no discreta como actualmente pasa en los procesos de conexión y en las subastas de confiabilidad y energía, es decir, la oferta del mercado se debe autoregular, permitiendo la valoración continua de la entrada de nuevos proyectos cuyos riesgos serán manejados bilateralmente entre el comprador de la energía y el promotor entrante.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
97	19/04/2023	ACCE	<p>Se define la participación de los Agregadores de Demanda, pero a hoy, aún no se tiene la Definición. Sugerimos que la CREG deberá definir las funciones, derechos y obligaciones que deberá cumplir un Agregador de Demanda. La Circular 114 de 2022, pone a consideración un estudio, que podría ser el punto de partida para tal fin.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
98	19/04/2023	ACIEM	<p>Para ACIEM, los usuarios deberían participar voluntariamente en todos y cada uno de los mecanismos del Mercado de Energía Mayorista (MEM), cumpliendo las mismas condiciones de los demás agentes.</p> <p>Para lo anterior, se requeriría habilitar la participación de los usuarios en la bolsa de energía, contratos y en cualquier mecanismo adicional que se considere estratégico, con la claridad que los usuarios y los agentes de generación y/o comercialización actúan con distintos roles.</p> <p>De otra parte, los usuarios, además de ser activos, aportar mediante la reducción o desconexión de su demanda, pueden desempeñar otros roles como ajustar su perfil y nivel de demanda; compensar su curva de carga con generación propia, almacenamiento, portafolio de energéticos y/o expansiones de carga y abastecimiento propio, entre otros.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
99	19/04/2023	ACOLGEN	<p>Como lo ha señalado en diversos espacios, Acolgen considera que este tipo de medidas orientadas al empoderamiento del consumidor son deseables en el marco de una transición energética que requiere de una demanda activa en el mercado; no obstante, respecto a la remuneración de estos servicios vía tarifa, es pertinente aclarar si se desarrollarán en el marco de la actual DDV y qué requisitos se requieren (como cálculo y pruebas a las Líneas Base de Consumo – LBC, principios de participación, tiempos de conexión, consumo a reducir, etc.). También es importante que la propuesta este armonizada con lo establecido, tanto en la Resolución CREG 101 019 de 2022 DDV, como con los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 40283 de 2022 y con la hoja de ruta de respuesta de la demanda contenida en el Documento CREG 001 de 2022.</p>	Aceptada	<p>Se tuvo en cuenta el comentario para la redacción del artículo</p>
100	19/04/2023	AIR-E	<p>Dados los beneficios de los programas de Respuesta de la Demanda en la eficiencia de los mercados, especialmente en la formación de precios se solicita dar lineamiento para una participación directa de estos esquemas en el Mercado Primario de Confiabilidad, de manera que se incremente la competencia con los generadores.</p> <p>*ARTÍCULO 2.2.3.2.3.5. Participación en el Mercado Mayorista. La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, voluntariamente puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional (participando directamente en el Mercado Primario de Confiabilidad), respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de las restricciones.*</p> <p>Resulta esencial que el Decreto establezca lineamientos de política que permitan a la CREG no solo regular la Respuesta de la Demanda sino también limitar la participación de estos grandes agentes en las ofertas de reducción de demanda, o en su defecto, limitar sus posibilidades de ejercer estrategias de coordinación o poder de mercado que afectaran la eficiencia del esquema Respuesta de Demanda, el mercado diario y las subastas de Cargo por Confiabilidad.</p> <p>*PARÁGRAFO 2. La CREG deberá actualizar los límites de participación de la actividad de generación y las reglas de integración para incorporar los esquemas de respuesta de la demanda. En tanto no se lleve a cabo dicha actualización por parte de la CREG, las empresas de generación cuya participación supere el umbral del 5% de la Capacidad Efectiva Neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) estarán impedidas de representar usuarios en dichos esquemas, ya sea directa o indirectamente a través de vinculados económicos.*</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

101	19/04/2023	AIR-E	<p>Se solicita complementar el Artículo de la siguiente manera:</p> <p>*ARTÍCULO 2.2.3.2.3.5. Participación en el Mercado Mayorista. La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, voluntariamente puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional (participando directamente en el Mercado Primario de Confiabilidad), respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de las restricciones."</p> <p>La remuneración de los agentes que reduzcan o desconecten su demanda deberá realizarse conforme al cumplir el criterio de eficiencia económica y de neutralidad para mantener una simetría de condiciones con las ofertas que realizan de los generadores en los diferentes mercados.</p> <p>PARÁGRAFO 1. La CREG desarrollará estos mecanismos en línea con los lineamientos previstos para los recursos energéticos distribuidos, DER.</p> <p>PARÁGRAFO 2. En atención a lo previsto en el Artículo 2.2.3.2.1.4 del presente Decreto, la CREG deberá incorporar los mecanismos de participación en el mercado mayorista de los que trata el presente Artículo y ajustar las fórmulas tarifarias para establecer esquemas diferenciales que remuneren su participación."</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
102	19/04/2023	COSENIT (ALEJANDRO VILLAMIL CASTELLANOS)	<p>a.Estamos de acuerdo en permitir la participación de los Usuarios No Regulados en el Mercado Mayorista de Electricidad. Es una solicitud que ha venido haciendo la Demanda desde hace un largo tiempo. Lo que es necesario es que se diseñe e implemente el mecanismo.</p> <p>b.El objetivo de la participación de la demanda no debe de ser exclusivamente como lo menciona el Decreto para que la demanda pueda ofertar reducciones o desconexiones.</p> <p>c.El objetivo de la participación en el mercado mayorista debe incluir la formación de los precios de los contratos de largo plazo y la presencia de la demanda en órganos de consulta y de decisión del mercado.</p> <p>d.Todos los usuarios No Regulados y Regulados para participar en el mercado de manejo de demanda deben de tener la medición inteligente.</p> <p>e.Todos los usuarios No Regulados y Regulados para participar en el mercado de manejo de demanda deben de contar información completa para toma de decisiones. No se debe seguir restringiendo la información por parte de los organos de consulta.</p> <p>f.Debe de ser voluntaria, contar con un plan de incentivos y no de ajuste de formula tarifaria y se debe contar con esquema de certificación y validación.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
103	19/04/2023	ANDESCO	<p>Con relación a la reglamentación de la actividad de agregación, destacamos su relevancia para el mercado y la necesidad de mayor celeridad en su reglamentación. Por lo tanto, vemos importante aclarar cómo se tendrán en cuenta los lineamientos de la Resolución MME 40283 de 2022 "Por la cual se establecen lineamientos para la incorporación de los recursos energéticos distribuidos", ya que se encuentran reglamentados y podría generar ambigüedades en la interpretación.</p> <p>Así mismo, vemos necesario tener en cuenta la normativa vigente, estudios y demás, que ya se tienen hasta el momento, con el fin de que se articulen con esta propuesta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●Documento CREG 001 de 2022 – Hoja de Ruta Respuesta de la Demanda en el Sistema Interconectado Nacional</li> <li>●Resolución CREG 101 019 de 2022 "Por la cual se modifica y compila la regulación del anillo de seguridad del cargo por confiabilidad denominado demanda desconectable voluntaria."</li> <li>●Circular CREG 114 de 2022 – Estudio Agregador de Demanda</li> <li>●Proyecto de Resolución CREG 143 de 2021 "Por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación", la cual ya detalla propuestas para partición de la demanda.</li> <li>●Circular CREG 010 de 2023 Consultoría - Apoyar la definición de la actividad de agregación de demanda, la determinación de sus características y requisitos, y su relación con usuarios y agentes del mercado.</li> </ul> <p>Lo anterior es importante en la medida que, si consideramos una Respuesta de la Demanda similar a la presentada en abril de 2016, ajustar la regulación actual para habilitar su participación en el mercado spot en condiciones simétricas con los recursos de generación y sin depender de la condición del sistema, permitiría incrementar el margen de reserva del sistema para afrontar un Fenómeno de El Niño en el 2023-2024.</p>	Aceptada	<p>Se tuvo en cuenta el comentario para la redacción del artículo; sin embargo, se aclara que La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
104	19/04/2023	ANDI	<p>Importante definir una fecha límite para que la CREG defina este aporte de la demanda. Sugerimos que sean antes de finalizar el año 2023. Como lineamiento de Política sugerimos indicar en dicho caso, que el servicio obtenido de dichos consumidores debe ser probado y remunerado de forma idéntica a como es remunerado cuando el servicio es prestado por un agente generador, para no crear asimetrías en favor de ningún agente. Sugerimos indicar lo anterior, también para el tema de participación de la demanda en el mercado de confiabilidad.</p>	Aceptada	<p>Se tuvo en cuenta el comentario para la redacción del artículo, se incluyó el plazo límite para el diseño de los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista</p>
105	19/04/2023	ASIEB	<p>No se observa la necesidad de que este aspecto quede incluido en un Decreto, cuando se observa que la CREG ha venido reglamentando estos aspectos sin ningún inconveniente o limitación para realizarlo</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
106	19/04/2023	ASOENERGIA	<p>Compartimos plenamente el espíritu del ajuste planteado, sin embargo, nos permitimos sugerir, que sea ampliado considerando que directamente los usuarios, podrán voluntariamente y cumpliendo las mismas condiciones que los agentes, participar en todos y cada uno de los mecanismos del Mercado mayorista. Esto es en Bolsa, en contratos, en confiabilidad, en respaldo de la confiabilidad, y en cualquier mecanismo adicional que se establezca; entendiendo, que los usuarios son diferentes a los agentes de generación y/o comercialización que actúan como representantes de generación y de contratos, y de las nuevas actividades planteadas de DER, de Agregadores de Usuarios o de balance de mercado, etc.</p> <p>Los usuarios pueden proveer flexibilidad para lograr el balance del sistema de energía, y optimizar tanto la generación, la expansión, como la comercialización mayorista.</p> <p>Un usuario puede ser activo, no solo reduciendo o desconectando demanda, sino también:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ajustando su perfil y nivel de carga.</li> <li>- Compensar su curva de carga con generación propia, almacenamiento, o portafolio de energéticos.</li> <li>- Con inversiones para expansiones de carga y abastecimiento propio.</li> </ul> <p>Lo anterior se potencializa siempre que se establecen los mecanismos de remuneración correspondientes y estables, para la toma de decisión de las inversiones y operación correspondientes, no solo a corto plazo, sino a largo plazo.</p> <p>La forma de poder concretar la participación de los usuarios, una vez estos mecanismos estén habilitados, depende del acceso a la información en términos de todos los parámetros que inciden las decisiones como despachos, precios, expansiones, auditorías de confiabilidad, proyecciones, etc. Es necesario que se establezcan lineamientos en este sentido.</p>	Aceptada	<p>Se tuvo en cuenta el comentario para la redacción del artículo; sin embargo, se aclara que La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
107	19/04/2023	BIA ENERGY	<p>Se considera que el proyecto de Decreto acierta reafirmando los lineamientos necesarios para la regulación de la demanda desconectable voluntaria. No obstante, se resalta la importancia de que la remuneración de los agentes que reduzcan o desconecten su demanda se realice bajo criterios de libre mercado, lo cual en ningún caso excluye la aplicación del criterio de eficiencia económica. El enfoque que proponemos es la existencia de un régimen de libertad en la fijación de remuneración por parte de los agentes involucradas en cada operación, sin perjuicio de que la CREG fije orientaciones o recomendaciones de conductas o reafirme la aplicación de las normas de conducta vigentes actualmente en la Resolución CREG 080 de 2019. Adicionalmente, consideramos importante que, el proyecto de Decreto incorpore como directriz a ser tenida por la CREG que el esquema tarifario tenga como criterio las posibles reducciones de consumo masivas proveniente de usuarios de un comercializador que no tiene poder de mercado y/o actúa como agente independiente, de manera que la implementación de la Demanda desconectable voluntaria por parte de usuarios no represente una barrera de crecimiento en el mercado para los comercializadores independientes que no tienen poder de mercado. Asimismo, proponemos la creación de incentivos para promover la participación de demanda regulada que cuente con medición inteligente en el mecanismo considerando que actualmente el esquema de Demanda Desconectable Voluntaria solo resulta viable para clientes de altos consumos.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

108	19/04/2023	CREG	<p>El artículo en consulta introduce modificaciones al artículo 3 del Decreto 2492 de 2014 mediante el cual se adoptaron disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda. Este artículo fue compilado en artículo 2.2.3.2.3.5 del Decreto 1073 de 2015.</p> <p>Entendemos que la modificación busca permitir que los agregadores de demanda sean incluidos en los mecanismos que diseñe la Comisión para que se oferten reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista y además, que dicho mecanismo estén acorde con los lineamientos previstos para los recursos energéticos distribuidos.</p> <p>En ese orden de ideas, sugerimos precisar en el párrafo 1 a qué lineamientos para los recursos energéticos distribuidos se refieren. Proponemos el siguiente texto:</p> <p>Parágrafo 1. La CREG desarrollará estos mecanismos en línea con los lineamientos previstos para los recursos energéticos distribuidos, DER, en la Resolución 40283 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o aquella que la modifique, complemente o sustituya.</p>	No aceptada	Se entiende lo indicado en el comentario; sin embargo, no se modifica el párrafo 1 del decreto.
109	19/04/2023	ECOPETROL	<p>El artículo 4 del proyecto de decreto propone modificar el artículo 2.2.3.2.3.5 del Decreto 1073 de 2015, en los siguientes términos:</p> <p>"Participación en el Mercado Mayorista: La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, voluntariamente puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de las restricciones."</p> <p>Al respecto, consideramos adecuado que se den lineamientos a la Comisión para que continúe desarrollando regulación que permita una participación más activa de la demanda en el mercado eléctrico a través de esquemas basados en incentivos, adicionales a los que ya operan en el país. En este sentido, es importante resaltar que la demanda, además del aporte que puede hacer para garantizar la confiabilidad del sistema bajo condiciones críticas, tiene el potencial para aportar a mejorar las condiciones de operación del sistema. Por ejemplo, a través de la prestación de servicios complementarios como el control de tensión.</p> <p>Ahora bien, de manera atenta sugerimos que en el artículo se precise que la participación de la demanda en este tipo de esquemas debe estar mediada por agentes del mercado cuyas responsabilidades se encuentren claramente definidas por la regulación. Por consiguiente, de manera atenta sugerimos ajustar el artículo en los siguientes términos:</p> <p>"Participación en el Mercado Mayorista: La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que, los usuarios a través de agentes del mercado, tales como los agregadores de demanda, voluntariamente puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, mejorar las condiciones de operación del sistema, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de las restricciones."</p>	No aceptada	Se entiende lo indicado en el comentario; sin embargo, no se contempló la modificación del artículo, considerando que se incluyeron los lineamientos de política que se indicaron en todos los comentarios
110	19/04/2023	CAC	<p>Participación de la demanda en el MEM: Estamos de acuerdo con el impulso de la respuesta de la demanda, y es un tema que hace parte del plan de trabajo del CAC para el año 2023. Además, sugerimos armonizar el punto con los lineamientos de la resolución del Ministerio de Minas y Energía MME 40283 de 2022 y con la hoja de ruta de respuesta de la demanda.</p>	Aceptada	Se tuvo en cuenta el comentario para la redacción del artículo
111	19/04/2023	CANACOL	<p>Consideramos que lo dispuesto en este artículo ya se encuentra contenido en la Ley 1715 de 2014 y en el decreto 2492 de 2014 y adicionalmente la CREG a través de documentos en consulta, tales como la Res 143 de 2022 o documentos "REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL" y "REVISIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y REQUISITOS OPERATIVOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL".</p> <p>De acuerdo a lo anterior, consideramos relevante revisar la pertinencia de este artículo, dado que no se ajusta a lo dispuesto en el.</p> <p>Ahora bien, en caso de considerar necesaria esta inclusión, recomendamos hacer la debida armonización reglamentaria para evitar duplicación y confusiones con las fllejes y decretos previamente expedidos.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos aclarar cual de las opciones sería la que defina el comportamiento que e debe seguir el mercado.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
112	19/04/2023	CELSIA	<p>Los esquemas de agregación y participación de la demanda son habilitadores de flexibilidad y descentralización del mercado, herramientas que tendrán los Operadores de Red (OR) y el operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para la gestión eficiente y segura de los sistemas locales y nacional de transporte.</p> <p>No obstante, es igualmente importante terminar de definir las reglas para la implementación de la medición inteligente, que, si bien tiene un marco definido, las condiciones de mercado y las presiones de la inflación sobre la tarifa hacen muy difícil un despliegue completo, pues esto requeriría de incorporar costos adicionales a la tarifa.</p> <p>Hoy los operadores de red estamos evaluando hasta qué punto resulta viable la relación costo/beneficio y determinar el grado de penetración posible de AMI, sin embargo, el avance de la tecnología y de los nuevos modelos de negocio a partir de ella, está habilitando que los comercializadores independientes implementen este tipo de medición, el cual, puede apoyar a la masificación de AMI en un segmento de clientes particular. En ese sentido, consideramos que el lineamiento definido en la Resolución MME 40072 de 2018 debe habilitar la posibilidad de que los comercializadores participen en el despliegue de la infraestructura de AMI, además de los Operadores de Red. Para que el despliegue sea óptimo, se debe tener requisitos de interoperabilidad que permita, a través de protocolos o estándares</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
113	19/04/2023	CNO	<p>Resaltamos que MINENERGIA considere prioritaria la definición, por parte de la CREG, de los mecanismos para que los usuarios y agregadores de demanda, con derechos, deberes y reglas claras y equitativas, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista-MEM; no sólo en el marco vigente del Cargo por Confiabilidad, sino también como una alternativa que comparta en igualdad de condiciones con las diferentes tecnologías de generación que aportan ENFICC, y como una opción para gestionar competitivamente restricciones y reducir los precios de bolsa y costos de reconciliación positiva (restricciones). Adicionalmente, compartimos que dichos lineamientos deban ser establecidos para que sean complementarios con los definidos para los Recursos Energéticos Distribuidos-DER.</p> <p>El Consejo estará atento para aportar en la definición de dichos lineamientos, ya que la actual situación del SIN en algunas áreas y subáreas operativas, por los atrasos de la expansión a nivel de transmisión y generación, ameritan de la definición de medidas de mitigación. En este sentido, la participación de la demanda vía desconexiones de carga pueden ser una alternativa mientras entran en servicio los proyectos de expansión.</p>	Aceptada	Se tiene en cuenta el comentario para aceptar el aporte por parte del CON en el proceso de reglamentación.
114	19/04/2023	COLOMBIA INTELIGENTE	<p>Con base en la reglamentación vigente y los documentos publicados por la CREG (Hoja de Ruta de la Respuesta de la Demanda y estudio agregador):</p> <p>Adicional a su participación en el mercado mayorista, se debería considerar en el diseño del mercado de energía minorista y los servicios complementarios o de flexibilidad a nivel local.</p> <p>Se sugiere indicar el periodo de tiempo para la implementación de la hoja de ruta publicada.</p> <p>En la reglamentación a desarrollar se deberá considerar el mecanismos de reconocimiento de las inversiones necesarias para la integración de los diferentes tipos de DER.</p> <p>Definir de forma específica los tipos de actores o usuarios, por ejemplo comunidades energéticas, y criterios en la implementación SIN/ZNI o Urbano/Rural para su participación tanto en el mercado mayorista como el minorista (diseño).</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

115	19/04/2023	ENEL	<p>Manifiestamos nuestro apoyo general a la política propuesta para contar con una participación más activa de la demanda. Únicamente, nos permitir sugerir su armonización con la regulación y políticas ya existentes. En tal sentido, observamos que desde el Ministerio ya se han emitido lineamientos detallados sobre el mismo tema, e.g. la Resolución MME 40283 de 2022. De la misma forma, recomendamos al Ministerio brindar lineamientos relacionados con dar celeridad al asunto y que sea regulado cuanto antes. Se entendería que la medida de política es complementaria al marco que la CREG ya ha venido emitiendo en cuanto a la hoja de ruta de respuesta a la demanda. Aquí también vemos importante recomendar que exista armonización con lo previamente expedido por la CREG (e.g.: la resolución CREG 101-019 de 2022).</p> <p>Adicionalmente, en el ánimo de contribuir con la definición de la actividad de agregación a continuación hacemos una claridad en cuanto a los dos tipos de categorías:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• RD Explícita: se refiere a flexibilidad comprometida y despachable que puede negociarse (similar a la flexibilidad de generación) en los diferentes mercados de energía (mayorista, de balance, de apoyo al sistema y de reservas). Suele ser facilitada y gestionada por un agregador que puede ser un proveedor de servicios independiente. Esta forma de flexibilidad del lado de la demanda se denomina a menudo flexibilidad del lado de la demanda "impulsada por incentivos".</li> <li>Aunque el programa de DDV tiene algunas características de RD explícita, no cumple cabalmente con dicha definición, por lo que podemos decir que, actualmente, no existen programas de RD explícita en el mercado colombiano y es necesario fomentarlos.</li> <li>• RD Implícita: se refiere a la reacción del usuario a señales de precios. Cuando los usuarios tienen la posibilidad de elegir su consumo con base al precio del mercado por horas o a más corto plazo (lo que refleja la variabilidad del mercado y de la red) y pueden adaptar su comportamiento (mediante la automatización o las elecciones personales) para ahorrar en gastos de energía. Este tipo de flexibilidad de la demanda suele denominarse flexibilidad de la demanda "basada en precios". Sobre esta, es importante mencionar que en Colombia se realizó temporalmente el programa "Apagar paga", y además se ha propuesto en la Resolución CREG 143 de 2021 que la demanda pueda informar su disposición a comprar en precio y cantidad.</li> </ul> <p>En este sentido, es importante que desde el decreto se promueva el desarrollo de los programas de participación de la demanda por parte del regulador, en línea con los estudios que ha venido realizando la CREG sobre este tema y que especifican claramente estos dos tipos de respuesta de la demanda.</p> <p>ARTÍCULO 2.2.3.2.3.5. Participación en el Mercado Mayorista.</p> <p>La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, voluntariamente puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de las restricciones. La remuneración de los agentes que reduzcan o desconecten su demanda deberá realizarse conforme al cumplir el criterio de eficiencia económica.</p> <p>PARÁGRAFO 1. La CREG desarrollará estos mecanismos en línea con los lineamientos previstos para los recursos energéticos distribuidos, DER.</p> <p>PARÁGRAFO 2. En atención a lo previsto en el artículo 2.2.3.2.1.4 del presente Decreto, la CREG podrá incorporar los mecanismos de participación en el mercado mayorista de los que trata el presente artículo y ajustar las fórmulas tarifarias para establecer esquemas diferenciales que remuneren su participación."</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
116	19/04/2023	ENERGIRSAN	<p>La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, voluntariamente puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de las restricciones. La remuneración de los agentes que reduzcan o desconecten su demanda deberá realizarse conforme al cumplir el criterio de eficiencia económica.</p> <p>PARÁGRAFO 1. La CREG desarrollará estos mecanismos en línea con los lineamientos previstos para los recursos energéticos distribuidos, DER.</p> <p>PARÁGRAFO 2. En atención a lo previsto en el artículo 2.2.3.2.1.4 del presente Decreto, la CREG podrá incorporar los mecanismos de participación en el mercado mayorista de los que trata el presente artículo y ajustar las fórmulas tarifarias para establecer esquemas diferenciales que remuneren su participación."</p> <p>OBSERVACIONES:</p> <p>Pareciera que se está tratado de allanar el camino hacia el mercado de balance para el corto plazo, para apoyar la operación del Mercado de energía mayorista, en este sentido es necesario esclarecer las tecnologías concretas a las que irían a apoyar.</p> <p>No se especifica si el "Agregador de demanda" está orientado a coordinar las desconexiones y liberar carga o si por el contrario su función es la de agrupar la demanda de varios usuarios que pueden ser domiciliarios, comerciales o industriales y negociar en bloque con los comercializadores para obtener tarifas más favorables.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
117	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>En la modificación de participación en el mercado se incluye tanto a los usuarios como a los agregadores de demanda. Es indispensable que se defina claramente el agente o actividad de agregador de demanda (Funciones, responsabilidades y alcance), incluyendo plazos, de expedición normativa en aras de cubrir el riesgo identificado en el documento soporte asociado a la posibilidad de un niño en el segundo semestre del 2023 (Regulación de corto plazo) y la cobertura de los agentes. Dar la posibilidad a la demanda de responder ante estas variaciones a través de regulación clara.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
118	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>Es importante armonizar, política pública, regulación y operatividad con relación a esquemas de respuesta de la demanda y agregadores de demanda. En respuesta de la demanda ya se expidió la circular 011 de 2022 con un plan de ejecución en el corto, mediano y largo plazo; tiempos que se deben aplicar al cierre del esquema completo asociado a agregadores de demanda.</p> <p>Seguendo el diagnóstico e identificación de riesgos del mercado para el segundo semestre del año 2023, se estaría esperando que la regulación que haga viable estos esquemas, sea construida según la hoja de ruta establecida en el primer semestre del año 2023.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
119	19/04/2023	EPM	<p>En Colombia vienen implementando desde hace algún tiempo esquemas para hacer uso de las capacidades de la demanda en beneficio de una operación más eficiente y confiable del Sistema. La Demanda Desconectable Voluntaria (Res. CREG 064 de 2010 y subsiguientes) es un esquema maduro que opera desde 2010 y ha probado ser adecuado como anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad, por su parte, el esquema de Respuesta de la Demanda reglamentado por la Res. CREG 011 de 2015 fue utilizado durante el periodo de hidrología crítica 2015 – 2016 bajo el nombre del programa "Apagar Paga" probando ser un instrumento efectivo para incentivar un uso moderado del recurso escaso por parte de los usuarios.</p> <p>De manera más reciente, la CREG ha presentado para comentarios el estudio sobre la actividad de agregación de demanda (Circ. CREG 114 de 2022), así como la propuesta de participación de la demanda en los mercados intradiarios (Res. CREG 143 de 2021, en consulta) y ha presentado la Hoja de Ruta para la Respuesta de la Demanda en el Sistema Interconectado Nacional (Doc. CREG 001 de 2022) en la cual se presentan las instancias que tiene contemplado habilitar el regulador para la participación de la demanda en el mercado desde el año 2022 hasta 2024.</p> <p>Temas como costo unitario y tarifas por bloques horarios (ToU), metodologías de remuneración y tarificación por bloques horarios, desarrollo de servicios complementarios en los SDL, esquemas de agregación y comercialización de excedentes en el MEM, entre otros, hacen parte de esta Hoja de Ruta. Respetuosamente sugerimos al Ministerio acompañar a la Comisión para que continúe la implementación de la modernización del mercado de corto plazo (Res. CREG 143 de 2021), la Hoja de Ruta de Respuesta de Demanda (Doc. CREG 001 de 2022), la implementación de AMI y el nuevo reglamento de Comercialización.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
120	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	<p>De acuerdo, la participación es mínima, solo como anillo de seguridad del cargo por confiabilidad, además, se debería abrir el mercado ante la implementación de medición AMI. Esto si generaría el beneficio de la competencia.</p> <p>Todos los usuarios deberían poder participar en un Mercado Minorista que se consolide y desarrolle.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
121	19/04/2023	Grupo Energía de Bogotá	<p>Durante el Fenómeno de El Niño 2015-2016 fue evidente que la demanda, con los incentivos suficientes, puede participar activamente en el mercado mayorista aportando a la confiabilidad, competencia, diversificación y eficiencia en la formación del precio.</p> <p>En efecto, a pesar de que solo se habilitó la participación de la demanda para los meses de marzo y abril de 2016, la reducción de la demanda por efecto de los mecanismos del programa de Respuesta de la Demanda1 y Demanda Desconectable Voluntaria2 en el Mercado No Regulado fue de 30,7 GWh durante el periodo en mención.</p> <p>Así mismo, la máxima Demanda Desconectable Voluntaria ofertada fue de 4,1 GWh-día y de Respuesta de la Demanda fue de 1,8 GWh-día3.</p> <p>En otras palabras, si hoy en el mercado diario la Respuesta de la Demanda participara con la misma cantidad que lo hizo en 2016, este recurso podría aumentar el margen de reserva del sistema eléctrico en hasta un 3%. Esto sería beneficioso para mejorar la confiabilidad y la eficiencia en la utilización de los recursos durante un periodo seco, como el que se prevé para 2023-2024.</p> <p>Para ilustrar esto de manera más clara, analizamos cómo el sistema eléctrico podría enfrentar un potencial Fenómeno de El Niño en 2023-2024 evaluando su balance de confiabilidad. Para realizar esta evaluación, partimos de los siguientes supuestos:</p> <p>A. La proyección de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME4</p> <p>B. La energía firme de:</p> <p>i) Plantas con Obligación de Energía Firme asignada5</p> <p>ii) Recursos de generación solar instalados que no tienen Obligación de Energía Firme asignada.</p> <p>iii) Plantas de generación renovable no convencional que resultaron adjudicadas en las subastas de contratos de largo plazo que ha convocado el Ministerio de Minas y Energía7 y que no tienen Obligaciones de Energía Firme asignadas</p> <p>Como se evidencia en la gráfica 2, con los supuestos anteriores, el sistema eléctrico colombiano contaría con una reserva del 6% hasta noviembre de 2023. Sin embargo, si asumimos una respuesta de la demanda similar a la registrada en abril de 2016, el margen de reserva del sistema para enfrentar un posible Fenómeno de El Niño en 2023 aumentaría al 9%.</p> <p>Considerando todo lo expuesto, destacamos que el artículo propuesto en el proyecto de Decreto es un elemento importante para agilizar la hoja de ruta regulatoria necesaria para la implementación de la Respuesta de la Demanda en el Mercado Mayorista de Energía</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

122	19/04/2023	JULIA-RD	Se define la participación de los Agregadores de Demanda, pero a hoy, aún no se tiene la Definición. Sugérimos que la CREG deberá definir las funciones, derechos y obligaciones que deberá cumplir un Agregador de Demanda. La Circular 114 de 2022, pone a consideración un estudio, que podría ser el punto de partida para tal fin.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
123	19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	Se sugiere incluir el siguiente Parágrafo para considerar la participación activa de la demanda en el Mercado Mayorista:  PARÁGRAFO 3. La CREG deberá reglamentar la incorporación en el mercado de corto plazo la participación activa de la demanda, participación que será representada por los comercializadores	No aceptada	No se considera la inclusión del parágrafo propuesto dado a que en el mercado ya existe la figura para representar la demanda
124	19/04/2023	Prime Energía Colombia	Paralelo al desarrollo del funcionamiento de los mercados eléctricos a nivel mundial, la función regulatoria ha propendido por el empoderamiento de la demanda, dejando a un lado su papel pasivo e incrementando su interacción en las decisiones de consumo, desconexión, autogeneración, etc. Celebramos este tipo de propuestas encaminadas a la transición energética justa, sin perder lo construido en el marco regulatorio actual de DDV y respuesta de la demanda.	Aceptada	
125	19/04/2023	RSA Consultores	La componente de generación de energía en la tarifa tiene un ajuste estructural por desarrollar que está sobrediagnosticado, llamado el Cargo por Confiabilidad, ya que tiene tres problemas que se han identificado desde su operación: 1) Fomenta la especulación, dado que si un proyecto de generación se viabiliza con el ingreso del CxC no requiere de la venta de energía en contratos lo que fomenta la especulación en la bolsa de energía, 2) Prioriza las tecnologías no asociadas a FNCCER, es decir, alto opex bajo capex, en donde se observa también que a un precio de escasez alto (1,150\$/kWh abril-2023) la matriz energética se puede direccionar a tecnologías que no venden contratos (gas/líquidos/GLP/GNL), y 3) El mercado o la demanda no es quien decide en qué momento se debe hacer la expansión del parque de generación. En cambio, es la CREG es quien define cuando se requiere mayor oferta en el país según su evaluación y expectativas de crecimiento de la demanda	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
126	19/04/2023	RSA Consultores	El Cargo por Confiabilidad se ha convertido en una barrera de entrada para las fuentes renovables, considerando que el gobierno ha realizado subastas desalineadas, de Cargo por Confiabilidad por un lado y de Contratación de largo plazo por otro, en donde los proyectos de generación con FNCCER que participan en la subasta de venta de energía deben garantizar asignación de OEF para obtener viabilidad financiera, cuya participación solo es factible por parte de grandes jugadores o los actuales considerando las garantías que se deben entregar para cada mecanismo de asignación. Consideramos que el lineamiento de política debe estar enfocado en alguno de los siguientes opciones de mitigación del problema, la opción uno es la definición de una pareja de cargos por tecnología, el cual involucra tener un precio de escasez por tecnología y un ingreso de CxC asociado. En este caso, la demanda percibe un precio de bolsa que pondera las diferentes tecnologías y una condición crítica se va activando según tecnología y su responsabilidad con la OEF asignada. Actualmente, la metodología definida en la Resolución CREG 140 de 2017 ya tiene incluida una ponderación entre dos precios de escasez diferentes según tecnología. La segunda opción es la definición del Cargo por Confiabilidad como un cargo de última instancia para recursos de alto costo variable de producción, en el cual el Cargo por Confiabilidad se vuelve un tema voluntario cuya participación sea para aquellas plantas de generación que lo requieran mediante un proceso competitivo.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
127	19/04/2023	RSA Consultores	El mercado de confiabilidad tiene un ingreso cercano a los 8 billones de pesos al año, si solo se direccionara para aquellas plantas que no venden energía en contratos como por ejemplo el caso de las plantas de generación a gas natural, líquidos, GLP, GNL, etc. y no a las plantas de generación que venden energía en contratos como las hidráulicas y carbón, bajaría el tamaño de mercado de confiabilidad, y por tanto, el valor que pagan los usuarios por el CxC. En conclusión, en una condición de escasez, el generador térmico de alto costo genera su OEF y las plantas con costos variables bajos generan para honrar sus compromisos contractuales bilaterales para no exponerse a la bolsa de energía.  Es importante mencionar que, las plantas menores hidráulicas y actualmente las plantas menores solares se han viabilizado mediante contratos bilaterales. En Colombia existen tres mecanismos de expansión, el Cargo por Confiabilidad, las subastas de contratación de largo plazo y los contratos bilaterales. Siendo este último el único mecanismo puro de mercado.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
128	19/04/2023	RSA Consultores	En aras de fomentar la competitividad y participación en el Mercado de Energía Mayorista, se debe propiciar unas condiciones en las que se aumente la oferta de energía de manera continua y no discreta como actualmente pasa en los procesos de conexión y en las subastas de confiabilidad y energía, es decir, la oferta del mercado se debe autorregular, permitiendo la valoración continua de la entrada de nuevos proyectos cuyos riesgos serán manejados bilateralmente entre el comprador de la energía y el promotor entrante.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
129	19/04/2023	RSA Consultores	Para el caso de los usuarios y los agregadores de demanda, se está de acuerdo con que se debe regular por parte de la CREG. Sin embargo, esta tarea ya se le ha asignado a la CREG por medio del decreto 2492 de 2014, en su art. 3 se definió un plazo de 12 meses para establecer las condiciones necesarias para la participación en el esquema que respalda las OEF. Teniendo en cuenta que no se ha teniendo lo estipulado en 2014, se le debe definir un plazo a la CREG no mayor a 6 meses.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
130	19/04/2023	SerColombia	Apoyamos los lineamientos y el complemento propuesto en el proyecto de decreto para dar la celeridad a la participación de la respuesta de la demanda, en los mercados y esquemas que sea posible y, que dicha participación asegure beneficios de cara al recurso de respuesta de la demanda y al usuario final.  Proponemos armonizarlos junto con los documentos de política pública y regulatorios adelantados hasta el momento, entre otros, armonizar el parágrafo 1 del artículo 4 del proyecto de decreto con el artículo 3 de la Resolución 40283 de 2022.  Por su parte, siguiendo los lineamientos de la Hoja de Ruta de Respuesta de la Demanda y en aras de dar pronta aplicación a los lineamientos propuestos, es necesario agilizar la definición del agente agregador.  La respuesta de la demanda es una solución a largo plazo en cuanto a confiabilidad y resiliencia, así mismo, en el corto plazo es una gran oportunidad para mitigar los efectos de un probable fenómeno de El Niño.  La señal de política pública para la CREG en este tema debería estar direccionada a: i. Permitir la participación directa de la demanda en el mercado primario del Cargo por Confiabilidad, dados los beneficios para los usuarios en términos de transición energética justa y eficiencia de los mercados. ii. iii. Eliminar el condicionamiento de la participación de la Respuesta de la Demanda en el mercado de corto plazo únicamente cuando el precio de Bolsa supera el precio de escasez. Carece de sentido que un recurso que se le permitió aportar a la competencia en el mercado spot cuando el precio de escasez era de aproximadamente 350 \$/kWh, en la actualidad no pueda participar en el mercado spot hasta que el precio de Bolsa supere el actual precio de escasez 1309,80 \$/kWh. Muchos de estos recursos podrían incluso competir por la generación de seguridad pudiendo disminuir el costo de las restricciones además de promover una mayor competencia en el mercado spot. iv. Eliminar la discriminación de la remuneración respecto de los recursos de generación toda vez que no tiene sentido que un recurso que ofrece el mismo producto "generación virtual" y podría llevar a la reducción del precio marginal reciba el diferencial entre el precio de Bolsa y el precio de escasez. Lo anterior resulta en una clara barrera regulatoria hacia este tipo de recursos pues de aplicarse lo dispuesto en el citado numeral i) la remuneración actual de un recurso de Respuesta de la Demanda Posibilita la participación de los agregadores de demanda, sin embargo, la regulación no ha avanzado en la definición de la figura del agregador, la CREG ha contratado estudios para tal fin, pero no hay definición al respecto.	Aceptada	Se acepta el comentario, en lo relacionado con el tiempo de ejecución del artículo y se incluye el tiempo para implementar los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista; sin embargo, se aclara que la CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
131	19/04/2023	Smarten SAS ESP	Posibilita la participación de los agregadores de demanda, sin embargo, la regulación no ha avanzado en la definición de la figura del agregador, la CREG ha contratado estudios para tal fin, pero no hay definición al respecto.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
132	19/04/2023	Smarten SAS ESP	Es necesario que se definan unos tiempos para que la CREG desarrolle estos mecanismos de participación de Respuesta de la Demanda, o que se armonicen y cumplan los tiempos definidos en la hoja de ruta de Respuesta de la Demanda (el periodo de planeación en el largo plazo corresponde al periodo 2023-2024), bien sea a la par de los otros lineamientos para DER o de forma particular. Es indispensable avanzar de modo que la demanda contribuya a dinamizar el mercado y tenga una participación activa en el mismo.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
133	19/04/2023	Smarten SAS ESP	Es necesario que se considere en el esquema de remuneración de la respuesta de la demanda, que esta se pueda hacer en cualquier momento, no solamente en situaciones críticas de hidrología, porque una de las cosas positivas que tiene la participación de la demanda en el mercado es que contribuye a dinamizar y hacer eficiente la operación del mismo.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
134	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	Este artículo señala la posibilidad de que los usuarios puedan participar voluntariamente en el mercado de confiabilidad a través de reducciones de consumo o desconexión de la red. Al respecto, se identifica que el objetivo podría ir en línea con esquemas de mercado actuales como la Demanda Desconectable Voluntaria – DDV, en este caso, incluyendo la figura del agregador de demanda, la cual tiene cierto avance a partir de estudios contratados por la CREG. No obstante, el Decreto desconoce estos avances y podría ser contradictorio con la regulación existente en la materia	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.

135	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>La norma en la forma como está prevista, sobre si se tienen cuenta que el agregador de demanda sería un nuevo agente, y por lo tanto, estaría dentro de los supuestos establecidos en el artículo 290 de la ley 19 55, que instauró nuevas facultades a la CREG para la incorporación tanto del agente como de la remuneración al mismo.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, respetuosamente se sugiere que no se incorpore dicho parágrafo dentro del decreto por ser redundante.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
136	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	<p>Se recomienda al Ministerio de Minas y Energía establecer un plazo para que la CREG defina la(s) propuesta(s) regulatoria(s) sobre parte o la totalidad de estos temas, considerando que se tiene altas posibilidades de que se presente el fenómeno de El Niño próximamente, y si se logra la entrada en operación de estos esquemas, las posibilidades se surtir el fenómeno sin mayores consecuencias para el Mercado y los usuarios son mayores.</p>	Aceptada	<p>Se acepta el comentario, en lo relacionado con el tiempo de ejecución del artículo y se incluye el tiempo para implementar los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista.r.</p>
137	19/04/2023	EEP	<p>Energía de Pereira S.A. ESP, considera apropiada la modificación del artículo 2.2.3.2.3.5 del Decreto 1073 de 2015, en razón a que no se está desconociendo que la CREG de manera imperiosa reglamente y diseñe los mecanismos necesarios para que, los usuarios y los agregadores de demanda, voluntariamente puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el Mercado de Energía Mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema.</p> <p>Más aún cuando se requiere que la regulación avance en lineamientos con la política pública y los cambios tecnológicos y las condiciones cambiantes del mercado, puesto que en varias ocasiones las funciones de la comisión sobre el particular se han diluido en el tiempo sin solución pronta.</p>	Aceptada	
138	19/04/2023	PLUS ENERGY	<p>Si bien la CREG adoptó mediante la Resolución CREG 011 de 2015 el programa de Respuesta de la Demanda, su nula aplicación es evidencia de que no genera los incentivos correctos, fundamentalmente por:</p> <p>i) Programa de Respuesta de la Demanda (RD) habilitado o permitido solo durante los periodos de hidrología crítica (fenómeno del Niño), esto claramente desconoce la posibilidad que tiene el usuario de participar en el mercado mediante ofertas de reducción de demanda con independencia de la condición hidrográfica, en este orden de ideas, se debe permitir la participación de los usuarios en cualquier momento, dando cumplimiento a los tiempos establecidos para la realización de ofertas al mercado de energía.</p> <p>ii) Remuneración: El modelo de remuneración definido por la CREG claramente desconoce que para todos los efectos, un megawatio de energía que no se consume desde la red tiene como efecto una disminución del Precio de Bolsa resultante frente al escenario en el que el usuario si lo consume desde la red, en este orden de ideas el precio al que se deben remunerar las oferta de desconexión que resulten asignadas y que sean cumplidas según los criterios que se definan deben ser remunerados al precio de Bolsa de la hora correspondiente.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
139	19/04/2023	DIEGO OTERO	<p>Qué se defina por pequeña escala, hay que dar valores. No cobrar energía reactiva hay que estudiarlo muy bien porque esto significa aumentar la demanda. Esto se aplica al artículo 6, también. Allí es más grave porque no importa el nivel de demanda.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
<b>ARTICULO 5</b>					
140	19/04/2023	ANDESCO	<p>Resulta importante mencionar que la Ley 1715 de 2014 "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional" y el Decreto 348 de 2014 "Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala" ya establecen regulación y lineamientos para la Autogeneración en áreas especiales, por lo tanto consideramos necesario la articulación con esta normatividad.</p> <p>Adicionalmente, para una mayor efectividad de la medida sugerimos que se permita la agregación de barrios subnormales para viabilizar granjas de autogeneración de mayor tamaño y de esta manera promover la generación de empleo, disminución de los recursos requeridos para subsidios, reducción de emisiones e impulso a la transición energética justa en las zonas con mayores índices de pobreza del país.</p> <p>Por otro lado, destacamos la importancia de que la exención del cobro de energía reactiva se extienda a todas las soluciones de Autogeneración a Pequeña Escala – AGPE, independientemente de la fuente de energía, así mismo, que se implementen soluciones técnicas para el control de tensión, de manera coordinada con el Operador de Red – OR correspondiente, lo cual no representa sobre costos en el CAPEX de los proyectos.</p> <p>En línea con lo anterior, y considerando que la CREG puso en consulta el Proyecto de Resolución 701 027 de 2022 por la cual se adiciona el Anexo 6 de "Requerimientos técnicos de control de tensión y potencia reactiva para usuarios AGPE, AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW y GD" a la Resolución CREG 174 de 2021, sugerimos que en el parágrafo 2 del decreto se indique que la CREG deberá integrar en la resolución definitiva, que los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala puedan quedar exentos del cobro de energía reactiva.</p>	Aceptada	<p>Los comentarios del remitente están asociados con los lineamientos de política definidos en el decreto. Adicionalmente, el remitente señala las necesidades para el regulador de expedir la normatividad necesaria para dar cumplimiento a estas políticas, de manera armonizada con la ley y regulación vigente</p>
141	19/04/2023	ASIEB	<p>Los aspectos considerados en el Artículo 2.2.3.2.4.9 se encuentran reglamentados actualmente por la CREG y no contradicen la propuesta, no se observa la necesidad de que este aspecto quede incluido en un Decreto. El valor de 5 MW excede el valor definido por la UPME para AGPE. El Parágrafo 1 implica que todos los excedentes de AGPE con FNCSR se reconocerán como créditos de energía, lo cual es adecuado para potencias pequeñas hasta 100 kVA como se encuentra reglamentado actualmente. Remunerar de esta forma con potencias mayores llevaría a que el OR, el comercializador incumbente o el Prestador de Última Instancia tengan que remunerar esa energía a un precio más alto del que podrían conseguir en el mercado mayorista, lo cual es ineficiente y deja sin remunerar la Transmisión y la Distribución, con lo cual se encarece el costo de prestación del servicio a los demás usuarios. La CREG ha fijado reglas para la comercialización de esos excedentes de forma competitiva, remunerando solamente el componente G, como debe ser. Se propone adicionar al Parágrafo 2 que los usuarios residenciales y comerciales de nivel de tensión 1 también quedan exentos del cobro de energía reactiva capacitiva, por cuanto les saldría muy costoso implementar soluciones técnicas para evitar dicho cobro</p>	Aceptada	<p>Algunos de los comentarios del remitente se encuentran alineados con los propósitos y lineamientos de política que hacen parte del proyecto de decreto.</p> <p>Sin embargo, a pesar de que algunos aspectos de los lineamientos de política se encuentran en la regulación vigente, no todos están armonizados con la política señalada en este proyecto de decreto.</p> <p>Por otra parte, no es el lineamiento político acotar las exoneraciones a un grupo particular de actores. Será la Comisión quien determine las reglas para dar aplicación a estos lineamientos.</p>
142	19/04/2023	CREG	<p>En complemento de lo anterior, debe tenerse en cuenta que un área especial corresponde a aquella donde no se tienen condiciones eléctricas desde el punto de vista técnico apropiadas y que las mismas podría no haber sido aprobadas por el operador de red para su funcionamiento y donde podría suceder incluso que cada usuario no tenga su propia medida (Decreto 111 de 2012). Esto incluyendo que el área especial podría no cumplir el RETIE. Por todo lo anterior, se precisa un estudio previo para saber cuáles son aptas para recibir generación.</p> <p>• Debe tenerse en cuenta que un cambio de esta magnitud implica reestructurar, reevaluar y volver a discutir toda la regulación de autogeneración a pequeña escala, sobre el particular existe un adelanto muy importante y significativo a través de las Resoluciones CREG 174 de 2021 (procesos de conexión, requerimientos técnicos, sistemas de medición, remuneración, crédito de energía, balance en el mercado de energía mayorista, entre otros) y 135 de 2021 (derechos de los usuarios autogeneradores a pequeña escala), que han tenido una evolución positiva desde el año 2018 y están debidamente diseñados con base en las capacidades ya definidas. Sugerimos revisar la Resolución CREG 148 de 2021 que aplica a plantas solares y eólicas de capacidad mayor a 5 MW conectados en el SDL, capacidades que son del ámbito del decreto.</p> <p>• Respecto del parágrafo 2, la regla permite entregar energía reactiva de forma indiscriminada, lo cual puede generar que existan fallas en la red, daños a los equipos de los usuarios, elevación de pérdidas eléctricas, sobretensiones, subtensiones, sobrecargas, disparo de protecciones, entre otros. Sobre este asunto, la CREG tiene un proyecto de resolución en consulta para usuarios AGPE y GD, sobre el cual ya se cuenta con los comentarios allegados por usuarios y el sector eléctrico. Además, la Comisión cuenta con el trabajo de análisis de las reglas técnicas de control de tensión y factor de potencia definitivas que aplicarían a usuarios AGPE y GD que establecen el control de transporte de energía reactiva mínima y máxima, tanto capacitiva como inductiva.</p> <p>• Con relación al mismo parágrafo 2, observamos que implica la modificación de una resolución de metodología tarifaria (Res 015 de 2018). Conforme al artículo 367 de la Constitución Política, el régimen tarifario es un asunto de reserva del legislador, y éste estableció en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 que las fórmulas de tarifas tienen una vigencia de cinco años. Además, conforme al citado mandato constitucional la ley asignó a la CREG la facultad de definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas (Ley 143 de 1994, artículo 23, literal e). Así las cosas, un decreto no puede modificar una metodología tarifaria, la cual debe consultar los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) a partir de FNCSR están exentos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa".</p>	Aceptada	<p>Algunos de los comentarios del remitente hacen referencia a medidas y condiciones existentes para AGPE, inyección de energía reactiva, generación distribuida, y metodologías tarifarias. Los cobros de potencia reactiva deben armonizarse con los principios de eficiencia y suficiencia, además de los criterios técnicos que establezca el regulador..</p>
143	19/04/2023	Daniel Zapata	<p>Tener en cuenta que para ello es menester modificar las resoluciones CREG 015 de 2018 (artículo 16), 199 de 2019 (artículo 1) y 195 de 2020 (artículo 2)</p>	Aceptada	<p>El comentario del remitente se encuentra en acuerdo con los lineamientos de política. Se acoge el comentario, no teniendo en cuenta la literalidad de lo expresado por el remitente, pero sí el comentario y su armonización con los lineamientos de política fijados en el decreto.</p>



144	19/04/2023	CAC	El estudio se compartirá con el MME y la CREG una vez finalice en el mes de abril, y esperamos que sirva de insumo para la regulación de cobro de energía reactiva tanto en AGPE y AMI, así como para eliminar barreras actuales en el cambio de comercializador cuando a un usuario se le empieza a medir los consumos de energía reactiva (siendo frontera comercial con reporte al ASIC - no AMI). Además, y de acuerdo con las conclusiones preliminares del estudio, es importante que los AGPE localizados en predios no residenciales, si quieren quedar exentos del cobro de energía reactiva implementen las soluciones técnicas para el control de tensión coordinado con el OR, lo cual entendemos que no representa sobre costos en los proyectos.	Aceptada	Las conclusiones del estudio serán estudiadas teniendo presente los lineamientos de política fijados en el presente proyecto de decreto.
145	19/04/2023	CAC	No limitar la tecnología sólo a sistemas solares fotovoltaicos, dado que en esas zonas puede haber más opciones con otras FNCER. Parágrafo 2. Se enfatiza un comentario realizado en el numeral 2 de este documento: es importante que los AGPE, si quieren quedar exentos del cobro de energía reactiva, implementen las soluciones técnicas para el control de tensión coordinado con el OR, lo cual no representa sobre costos en los proyectos. Se recomienda incluir un parágrafo transitorio en el que se mencione un plazo para que la CREG emita regulación con los parámetros incorporados en el Decreto. Es preciso que se le dé extensión al alcance de la misma extensión para los AGPE con relación a la energía reactiva inductiva, dado que incluso en determinados momentos la energía activa podría ser cero y por ende se darán excesos de energía reactiva inductiva que no deberían ser penalizados en mayor grado que los penalizados al usuario si conserva el consumo de reactivos que presentaba antes de convertirse en AGPE. Lo anterior, considerando que un usuario sin ser hoy un AGPE podría estar demandando unas cantidades de energía reactiva de la red, que sencillamente pueden llegar a ser las mismas necesidades que tenga cuando se convierta en una AGPE, a pesar de que su demanda de energía activa de la red sea mucho menor o incluso nula. En general, no tiene sentido que un AGPE que genere con FNCER vea afectada su facturación por cobros de energía reactiva o aumentos en la facturación de energía reactiva que no obedecen necesariamente a un aumento de su consumo de energía reactiva sino precisamente a su decisión de convertirse en un AGPE en el SIN y su consecuente disminución de consumo de la red de energía activa.	Aceptada	Se tendrán en cuenta tecnologías FNCER
146	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	Se sugiere al Ministerio, de presentar dudas técnicas sobre la exoneración de cobro de energía reactiva inductiva a usuarios AGPE con FNCER, establecer al menos en el Decreto el lineamiento de que la CREG estudie en detalle el tema, no sólo de exoneración de energía reactiva capacitiva sino la inductiva (por lo menos para este última se cobre no totalmente sino sobre la base del consumo en exceso que presentaba de reactiva el usuario antes de convertirse en AGPE) y lo revise con la industria para definir las acciones prontamente, dado que definitivamente lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 afecta en alto grado a este tipo de usuarios y desincentiva la AGPE.  De otro lado, para efectos de mitigar posibles impactos que la inyección de reactivos pueda tener en la red, es pertinente que el operador de red implemente soluciones para reducir los reactivos en la red de distribución y que estos sean remunerados al agente en la metodología del cargo de Distribución.  Los comentarios realizados en este aspecto, son coherentes con la memoria justificativa del Decreto que evidenció el impacto que el cobro de la energía reactiva, en general, tiene sobre la transición energética como barrera que desincentiva que usuarios migren a este esquema alternativo de generación.	Aceptada	El comentario del remitente se encuentra en acuerdo con los lineamientos de política. Se acoge el comentario
147	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	De otro lado, resulta de la mayor relevancia resaltar que los lineamientos establecidos para el cobro de energía reactiva en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, han sido debatidos por toda la industria desde los usuarios, los agentes (comercializadores y OR s) y los AGPE. En general, se cumplieron cinco años de expedición de la Resolución CREG 015 de 2018 y este capítulo tan comentado ha presentado solo modificaciones casi que exclusivamente relacionadas con el aplazamiento en la entrada en aplicación de la medida, más no por los grandes impactos identificados y expresados por la industria con su aplicación y que han representado incrementos excesivos en la facturación de los usuarios finales.  A modo de ejemplo, se tiene con relación a la aplicación del factor M que penaliza el consumo reiterativo de energía reactiva establecido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, que solo en el caso de los usuarios de VATIA, en el año 2022 se trasladaron a los OR's más de 25.000 \$Millones (cuando el promedio anual era alrededor de 2.000 \$Millones), lo anterior debido a la liquidación de la energía reactiva (inductiva y capacitiva) involucrando esta variable M y peor aun cuando a la fecha dicho factor en algunos casos alcanza un valor de seis (6) y que en los próximos 18 meses podrá llegar a un valor máximo de doce (12) según se ha dispuesto en las Resoluciones modificatorias de la Resolución CREG 015 de 2018.  De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta los altos perjuicios económicos que han tenido los usuarios por el cobro de la energía reactiva capacitiva sin el límite de exceso y combinado con la aplicación del factor M en la liquidación de la reactiva en los usuarios finales, consideramos urgente que el Ministerio de Minas y Energía establezca que la CREG en un plazo perentorio: 1) Revise de manera integral los impactos que está generando esta medida, lo cual es tan sencillo como solicitar a la SSPD los valores facturados por energía reactiva antes y después de la implementación de esta normativa o a través de Circular solicitar a los comercializadores los valores facturados por energía reactiva; 2) Modifique de manera integral lo establecido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018 y no dar espera a una modificación de toda la metodología de remuneración de la actividad de distribución, pues esto puede tardar varios años y los impactos por el cobro de energía reactiva han sido fuertes para los usuarios sin que ello represente que están demandando o exigiendo más energía reactiva del SIN; 3) Como medida provisional e inmediata para evitar a futuro los graves impactos económicos en los usuarios, que se determine un valor de la variable M = 1 mientras que la CREG adelanta los ajustes necesarios a la forma de cobrar los excesos de energía. Cotejando el proyecto de Decreto con la memoria justificativa es posible concluir que existe una soporte argumentativo acerca de la exoneración de cobro de energía reactiva para AGPE, aspecto que consideramos necesario que exista también para los artículos que ordenan a la CREG regular en cuanto a la flexibilización de la medición, esto evitaría que un control judicial del Decreto final tuviera como eje una causal relacionada con la falta de motivación y llevaría a la postre a una nulidad parcial no deseada.	Aceptada	El comentario del remitente se encuentra en acuerdo con los lineamientos de política. Se acoge el comentario
148	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	Como se menciona en la memoria justificativa, numeral 1.6 (barreras identificadas para la transición energética), se están generando cobros por transporte de energía reactiva a los AGPEs cuando exportan excedentes de energía. Se cobra desde 0 en energía reactiva capacitiva pero también cuando la lectura de energía reactiva inductiva supera el 50% de la energía activa consumida. Estos cobros de transporte de energía reactiva (Capacitiva e inductiva) son injustos para el caso de los AGPE con FNCER porque no corresponden a transporte de energía reactiva consumida sino es propio de la condición de AGPE cuando exporta excedentes. Por las razones antes expuestas respetuosamente sugiero que la redacción de dicho parágrafo quede así: "PARÁGRAFO 2: Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva capacitiva e inductiva."	Aceptada	El comentario del remitente se encuentra en acuerdo con los lineamientos de política. Se acoge el comentario
149	19/04/2023	WILMAR RENÉ OCHOA URIBE	Cambiar el esquema de Facturación Neta por Balance Neto en la Remuneración de excedentes de energía a usuarios AGPE.  Observación: Actualmente está vigente la resolución CREG 174 de 2021, que derogó la Res. CREG 030 de 2018, la cual establece en los artículos 25 y 26 el esquema de facturación neta para el reconocimiento de excedentes de los usuarios AGPE que utiliza FNCER, a saber:  a) "Crédito de Energía (...) Por los excedentes de energía acumulados que sean permutados, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente Cvm,i,j de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Si es un usuario no regulado, el costo de comercialización Cvm,i,j corresponde al costo pactado. b) Valoración horaria Para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente". Énfasis fuera de texto.	Aceptada	El comentario del remitente se encuentra en acuerdo con los lineamientos de política. Se acoge el comentario
150	19/04/2023	Daniel Zapata	Teniendo en cuenta que una de las banderas del gobierno del cambio es la transición energética justa, es menester replantear el esquema de Facturación neta por un esquema de Balance Neto por las siguientes razones:  1. El espíritu de la Ley 1715 de 2014 establece: artículo 1. "promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional"; artículo 2. "Fomentar la inversión en tecnologías limpias para generación de energía"; artículo 4. "promocionar, estimular e incentivar el desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, se declara como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables". Énfasis fuera de texto.	No aceptada	No se acoge el comentario. El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar. Sin embargo, consideramos que este comentario podría ser de utilidad para el análisis que realice el regulador para dar aplicación a este lineamiento de política.

151	19/04/2023	Daniel Zapata	<p>Modificar o cambiar la redacción del Parágrafo 2 del (Artículo 5) por lo siguiente: "Parágrafo 2: Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa".</p> <p>Tener en cuenta que para ello es menester modificar las resoluciones CREG 015 de 2018 (artículo 16), 199 de 2019 (artículo 1) y 195 de 2020 (artículo 2)</p>	No aceptada	<p>En el sentido de la literalidad expresada por el remitente, no es posible acoger el comentario.</p> <p>Sin embargo, entendemos que éste se encuentra alineado con las políticas de exoneración de los cobros de potencia reactiva para los AGPE basados en FNCER. En este sentido, será la Comisión el responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto y ajustará la normatividad que le sea contraria para este fin.</p>
152	19/04/2023	RSA Consultores	<p>No se debe generalizar solo a áreas especiales sino permitir que todo tipo de comunidades energéticas se puedan beneficiar de los incentivos regulatorios que permiten reducir los costos del servicio de energía eléctrica. Un aspecto relevante dentro de las comunidades energéticas es que permite distribuir los costos asumidos sin generarle un incremento al grupo de usuarios que hacen parte de esta comunidad. Adicionalmente, dentro de la definición de comunidades energéticas, se debe incorporar lo relacionado con mayorías calificadas, que permitan que el cambio de comercializador sea efectivo y no presente restricciones ante la negativa de algún usuario como sucede actualmente. Con base en lo anterior, se debe volver al concepto de comunidades energéticas en donde el derecho colectivo debe primar sobre el individual, definiendo el valor de la mayoría calificada para la toma de decisiones.</p> <p>Desafortunadamente, las comunidades energéticas que ya se estaban organizando en Colombia gracias al medidor multiusuario se vieron truncadas por el ARTÍCULO 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 – Reglamento de Comercialización, con lo cual se recomienda eliminar esa restricción a las comunidades energéticas.</p> <p>Otro aspecto a considerar es la restricción inicial de que el representante del AGPE sea el incumbente, lo cual no permite generar alguna economía al contar con otro comercializador que esté en capacidad de atender los requerimientos energéticos de las comunidades energéticas.</p>	No aceptada	<p>El lineamiento de política asociado a este proyecto de decreto se encuentra orientado a áreas especiales.</p>
153	19/04/2023	ACOSOL	<p>La definición agregada busca que se integren los valores a considerar en el cálculo de factor de potencia a través de la Energía registrada en el medidor y por tanto la determinación de los porcentajes de importación y/o exportación de energía reactiva que se constituirían en el valor de penalización.</p> <p>Se debe considerar que el cálculo actual de Factor de potencia al tomar los valores de Energía Activa importada y no el flujo de energía, ya genera una penalización para aquellos AGPE que en sus carga a pesar de tener un Factor de potencia no penalizable (FP= 0,9 , dentro de los límites de eficiencia permitidos, estar inyectando a FP=1 ) presentan consumo de energía activa cercano a 0 producto de la autogeneración.</p> <p>Descripción detallada en documento ADUNTO "ANEXO COMENTARIOS ACOSOL" el cual hace parte integral de los comentarios y este formato.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p> <p>Sin embargo, consideramos que este comentario podría ser de utilidad para el análisis que realice el regulador para dar aplicación a este lineamiento de política.</p>
154	19/04/2023	ACOSOL	<p>ARTÍCULO 5. Modifíquese el Artículo 2.2.3.2.4.9 Decreto 1073 de 2015, el cual quedará de la siguiente manera:</p> <p>ARTÍCULO 2.2.3.2.4.9. Remuneración de excedentes de energía. La CREG definirá el mecanismo de remuneración de los excedentes de autogeneración a pequeña escala y el responsable de su liquidación y medición. Dicho mecanismo deberá: i) facilitar la liquidación periódica de los excedentes de energía y definir las condiciones para que los saldos monetarios a favor del Autogenerador sean remunerados de forma expedita, ii) tener en cuenta las características técnicas de la medida y la capacidad instalada del usuario, iii) Actualizar la metodología de liquidación establecida en la CREG 174 de 2021 para Autogeneradores a Pequeña Escala, incluyendo el reconocimiento del 50% de pérdidas, iv) Ampliar el límite de 100KW establecido para AGPE a 250KW, donde al nuevo límite le aplican las actuales condiciones para AGPE &lt;= a 100KW de la CREG 174 de 2021.</p> <p>Los esquemas de generación con sistemas solares fotovoltaicos con o sin sistemas de almacenamiento instalados en áreas especiales, que tengan como objetivo la reducción de pérdidas, serán considerados como Autogenerador a Pequeña Escala, AGPE, en lo referente a la liquidación de los excedentes de energía, cuyos excedentes serán descontados de la facturación del área especial. En estos casos la capacidad instalada podrá ser mayor a 5MW, siempre y cuando exista capacidad para conexión al respectivo circuito y la representación del AGPE la hará por el comercializador incumbente.</p> <p>PARÁGRAFO 1: Para el caso de los AGPE que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG establezca para tal fin, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 2.2.3.2.4.8 de este Decreto.</p> <p>PARÁGRAFO 2: Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva importada y/o exportada, para esta excepción solo será exigible que el Autogenerador esté debidamente legalizado"</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p> <p>Sin embargo, consideramos que este comentario podría ser de utilidad para el análisis que realice el regulador para dar aplicación a este lineamiento de política.</p>
155	19/04/2023	ACOSOL	<p>Cambiar la definición de GENERACIÓN DISTRIBUIDA de acuerdo a la CREG 174 de 2021 y ampliarlo para que tenga niveles de aplicación, coincidiendo con la definición de AGPE, de la siguiente manera:</p> <p>1. Potencia menor o igual a 100 kW: el proceso de conexión a la red debe ser simplificado como con AGPE y no se debería requerir tener un comercializador de energía para representar el generador (pues el costo de CGM haría inviable este nivel de proyecto). El excedente de energía de la planta de generación distribuida será tomado como excedente tipo 1 de acuerdo a la CREG 174 con los AGPE menores de 100 kW.</p> <p>2. Potencia mayor que 100 kW y menor o igual a 1 MW: es el actual nivel definido en la CREG 174 de 2021, se reemplaza que sea menor a menor o igual porque el hecho de que no esté el igual hace mucho más costosos los proyectos en este nivel de potencia. En este caso el generador distribuido deberá ser un generador con un agente de mercado.</p> <p>Se propone reemplazar los beneficios como: 50% de las pérdidas del sistema + 50% de la distribución + 100% de la transmisión. Esto justificado en que se reducen las pérdidas en un 50%, la distribución se usa parcialmente porque los proyectos están cerca al consumo y la transmisión no se usa.</p> <p>3. Potencia mayor a 1 MW y menor o igual que 5 MW: aplica las mismas condiciones que un AGPE desde el punto de vista de conexión. En este caso los beneficios se calculan como el 50% de las pérdidas del sistema en el nivel de tensión. Como hoy lo define la CREG 174 para proyectos hasta 1 MW.</p> <p>Las redes de distribución del país soportan convencionalmente 5 MW de transporte de energía y los proyectos de 5 MW deben ser viables pero no tan viables como proyectos de menor tamaño. El crecimiento de generadores remotos de mayor tamaño (5MW) debe ser sostenible y debe reconocer la infraestructura de la red parte del costo que dejarán de percibir por este nuevo mecanismo. Normalmente los circuitos de distribución cuentan con un cable 1/0 lo que soporta entre 5-6 MW y si</p> <p>Si bien entendemos que la actividad de generación eléctrica por medio de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) hace parte de la política energética del Ministerio, consideramos que la propuesta contenida en el Parágrafo 21 del ARTÍCULO mencionado, al referirse a los costos asociados a una variable física inherente a la electricidad, no considera todas las gestiones necesarias para mitigar los efectos restrictivos sobre las capacidades de la red, tanto desde la operación como en la planeación.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p> <p>Sin embargo, consideramos que este comentario podría ser de utilidad para el análisis que realice el regulador para dar aplicación a este lineamiento de política.</p>
156	19/04/2023	ACP	<p>Estas acciones de mitigación y compensación de la energía reactiva vía operación (por medio de otros activos) o inversión (sistemas auxiliares de la red), generarían una carga tarifaria adicional a los usuarios finales, la cual en la medida en que aumente el número de autogeneradores a pequeña escala (AGPE) exentos, crecerá esta carga al usuario, generando un incentivo perverso a la optimización tarifaria.</p> <p>Dicho lo anterior consideramos necesario que la propuesta y desarrollo regulatorio de esta, tenga en cuenta los impactos sobre la operación y costos totales del sistema, esto bajo un análisis robusto de beneficio – costo que tendrían un impacto sobre el usuario final.</p>	No aceptada	<p>El comentario del remitente presenta un juicio no sustentado técnicamente en el cual se manifiesta que la autogeneración a pequeña escala introduce sobrecostos para el sistema.</p>

157	19/04/2023	ADEMAR MIRANDA	<p>Para los AGPE de 5KWp o menos, los costos del proyecto y de la certificación RETIE, representan mas del 25% de la instalación fotovoltaica. Este valor es muy alto para hogares de estratos 1,2 y 3 que tengan la oportunidad de instalar un sistema de autogeneración. Sugiero que el ARTÍCULO 5 incluya los siguientes PARAGRAFOS que digan así:</p> <p>PARAGRAFO 3: Los sistemas de autogeneración de 5KWp o menos, no serán considerados instalaciones eléctricas especiales. La revisión del cumplimiento del RETIE será realizada por el OR al momento de la revisión del sistema de autogeneración, para su puesta en operación.</p> <p>PARAGRAFO 4: Los sistemas de autogeneración de hasta 5KWp, podrán ser presentados por los técnicos electricistas autorizados por el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas - CONTE que tengan la categoría T6 para conexiones especiales.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
158	19/04/2023	ASOCODIS	<p>En primer lugar, consideramos que el título de la propuesta de artículo no se armoniza con el contenido de la misma, por lo cual sugerimos crear un artículo nuevo, centrado en la propuesta de flexibilidad en el cobro de energía reactiva.</p> <p>De otro lado, la energía reactiva se genera en todo equipo que necesite campos eléctricos o magnéticos para su funcionamiento: motores, frigoríficos, fundidoras, entre otros. El problema de esta energía radica en que es una energía que ocupa espacio de las redes eléctricas, pero no es útil a la hora de hacer trabajo.</p> <p>Como esta energía reactiva satura las redes, es necesario reducirla a su mínima expresión para evitar problemas en la calidad de la energía, sobrecargas e ineficiencias de operación de la red. Dada esta situación, la CREG, después de realizar estudios al respecto, en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, estableció la regulación del transporte de energía reactiva, así como las condiciones que habilitan el cobro por su transporte en exceso, no como una medida de penalización per se, sino como un incentivo para que los usuarios realicen las adecuaciones técnicas necesarias que reduzcan la presencia de este tipo de energía en la red; de otra manera le correspondería a los OR's realizar las inversiones necesarias para reducir el impacto de la inyección de este tipo de energía a la red, e incluir estas inversiones como activos de uso, que se remunerarían a través de toda la demanda, incrementando los cargos de distribución.</p> <p>En ese sentido y dada la complejidad técnica del tema, así como la vigencia de los periodos regulatorios, sugerimos que la modificación de las reglas vigentes establecidas en las Resoluciones CREG 015 del 2018, 199 de 2019 y 195 de 2019, se realice en el marco de la CREG y no a través de decretos de política sectorial.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior y respecto a las propuestas presentadas nos permitimos presentar los siguientes comentarios, enmarcados en lo expresado en nuestra comunicación No. ACDS 22-120, la cual se adjunta:</p> <p>• Sobre eximir a los usuarios residenciales, es importante tener en cuenta que de acuerdo con los resultados de una encuesta realizada con empresas asociadas en ASOCODIS, el aporte en materia de energía reactiva, respecto a la energía activa registrada, por parte de los usuarios residenciales es</p> <p>Cambiar el esquema de Facturación Neta por Balance Neto en la Remuneración de excedentes de energía a usuarios AGPE.</p> <p>Observación:</p> <p>Actualmente está vigente la resolución CREG 174 de 2021, que derogó la Res. CREG 030 de 2018, la cual establece en los artículos 25 y 26 el esquema de facturación neta para el reconocimiento de excedentes de los usuarios AGPE que utiliza FNCER, a saber:</p> <p>a) "Crédito de Energía (...) Por los excedentes de energía acumulados que sean permutados, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente Cvm,i,j de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Si es un usuario no regulado, el costo de comercialización Cvm,i,j corresponde al costo pactado.</p> <p>b) Valoración horaria Para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente". Énfasis fuera de texto.</p> <p>Teniendo en cuenta que una de las banderas del gobierno del cambio es la transición energética justa, es menester replantear el esquema de Facturación neta por un esquema de Balance Neto por las siguientes razones:</p> <p>1. El espíritu de la Ley 1715 de 2014 establece: artículo 1. "promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional"; artículo 2. "Fomentar la inversión en tecnologías limpias para generación de energía"; artículo 4. "promocionar, estimular e incentivar el desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, se declara como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables". Énfasis fuera de texto.</p>	No aceptada	<p>Para los comentarios del remitente que están asociados con normatividad específica, será el regulador el encargado de estudiar y expedir la normatividad necesaria para dar cumplimiento los lineamientos de política del proyecto de decreto.</p> <p>Algunos comentarios del remitente se encuentran asociados con los lineamientos de política del proyecto de decreto. Se ajusta este artículo con base en aspectos señalados en materia de exoneración de cobros de potencia reactiva para los AGPE. Sin embargo, aclaramos que</p>
159	19/04/2023	Daniel Zapata	<p>Observación:</p> <p>Actualmente está vigente la resolución CREG 174 de 2021, que derogó la Res. CREG 030 de 2018, la cual establece en los artículos 25 y 26 el esquema de facturación neta para el reconocimiento de excedentes de los usuarios AGPE que utiliza FNCER, a saber:</p> <p>a) "Crédito de Energía (...) Por los excedentes de energía acumulados que sean permutados, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente Cvm,i,j de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Si es un usuario no regulado, el costo de comercialización Cvm,i,j corresponde al costo pactado.</p> <p>b) Valoración horaria Para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente". Énfasis fuera de texto.</p> <p>Teniendo en cuenta que una de las banderas del gobierno del cambio es la transición energética justa, es menester replantear el esquema de Facturación neta por un esquema de Balance Neto por las siguientes razones:</p> <p>1. El espíritu de la Ley 1715 de 2014 establece: artículo 1. "promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional"; artículo 2. "Fomentar la inversión en tecnologías limpias para generación de energía"; artículo 4. "promocionar, estimular e incentivar el desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, se declara como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables". Énfasis fuera de texto.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
160	19/04/2023	Cámara Colombiana de la Energía	<p>1. Entendemos que puede haber una contradicción en cuanto a la consideración de AGPE, pues estos están definidos como proyectos &lt;1MW</p> <p>2. ¿Qué tan factible es que haya proyectos de autogeneración en zonas especiales?</p> <p>Con relación a los dos aspectos que se adicionan en la modificación del Artículo 2.2.3.2.4.9 del Decreto 1073 de 2015:</p>	No aceptada	<p>No se encuentran elementos señalados por el remitente. Adicionalmente, el proyecto de decreto no fija lineamientos que no modifiquen la definición del concepto de autogenerador.</p>
161	19/04/2023	CELSIA	<p>• Respecto a definir como AGPE los sistemas que se instalen en áreas especiales, así como permitir una capacidad superior a 5 MW; consideramos que este lineamiento debe armonizar con lo establecido por la Ley 1715 de 2014, la cual asignó a la UPME para identificar el límite para considerar la autogeneración a pequeña y gran escala<sup>1</sup>. Las condiciones simplificadas de conexión para la pequeña escala obedecen a criterios y capacidades de la red que solo deben aplicarse a plantas que, de acuerdo con el análisis de la UPME, no requieren un análisis mayor al no tener implicaciones en el desempeño y planeación de la red.</p> <p>No es claro el sentido de habilitar sistemas de autogeneración solar en áreas especiales para reducción de pérdidas, pues la reducción de pérdidas en esas áreas se enfoca principalmente en la gestión de recuperación de fraudes, normalización de redes y facturación. Si bien la generación local contribuye a la reducción de las pérdidas técnicas, sistemas de generación grandes en colas de circuitos de distribución por el contrario puede llevar a incrementar las pérdidas técnicas.</p> <p>• Respecto a la exención del cobro por transporte de energía reactiva capacitiva a los autogeneradores que utilicen FNCER, estamos de acuerdo y hace parte del análisis que adelanta la CREG, el cual fue planteado en el proyecto de Resolución CREG 701 027 de 2022. En los comentarios a esta resolución, se identificaron varios aspectos que se deben tener en cuenta para que la reactiva no sea una barrera al despliegue solar. No obstante, no debería quedar tan abierta como para que a futuro la reactiva sea un problema. En ese sentido, sugerimos que el Parágrafo 2 se oriente de la siguiente manera:</p> <p>"PARÁGRAFO 2: La CREG definirá un rango de operación en que los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER estén exentos del cobro de energía reactiva capacitiva e inductiva, de manera que tengan flexibilidad en la operación de sus sistemas de generación."</p>	No aceptada	<p>Si bien algunos comentarios del remitente están asociados con los lineamientos de política definidos en el decreto, no es objeto del decreto fijar políticas de regulación. Será la Comisión quien defina los detalles de aplicación de los lineamientos determinados en este proyecto de decreto para AGPE, teniendo en cuenta, entre otros criterios técnicos como los indicados actualmente por la UPME (señalados por el remitente)</p>

162	19/04/2023	Unergy	<p>3. Cambiar la definición de generación distribuida de acuerdo a la CREG 174 de 2021 y ampliarlo para que tenga niveles de aplicación, coincidiendo con la definición de AGPE, de la siguiente manera:</p> <p>1. Potencia menor o igual a 100 kW: el proceso de conexión a la red debe ser simplificado como con AGPE y no se debería requerir tener un comercializador de energía para representar el generador (pues el costo de CGM haría inviable este nivel de proyecto). El excedente de energía de la planta de generación distribuida será tomado como excedente tipo 1 de acuerdo a la CREG 174 con los AGPE menores de 100 kW.</p> <p>2. Potencia mayor que 100 kW y menor o igual a 1 MW: es el actual nivel definido en la CREG 174 de 2021, se reemplaza que sea menor a menor o igual porque el hecho de que no esté el igual hace mucho más costosos los proyectos en este nivel de potencia. En este caso el generador distribuido deberá ser un generador con un agente de mercado.</p> <p>Se propone reemplazar los beneficios como: 50% de las pérdidas del sistema + 50% de la distribución + 100% de la transmisión. Esto justificado en que se reducen las pérdidas en un 50%, la distribución se usa parcialmente porque los proyectos están cerca al consumo y la transmisión no se usa.</p> <p>3. Potencia mayor a 1 MW y menor o igual que 5 MW: aplica las mismas condiciones que un AGGE desde el punto de vista de conexión. En este caso los beneficios se calculan como el 50% de las pérdidas del sistema en el nivel de tensión. Como hoy lo define la CREG 174 para proyectos hasta 1 MW.</p> <p>Las redes de distribución del país soportan convencionalmente 5 MW de transporte de energía y los proyectos de 5 MW deben ser viables pero no tan viables como proyectos de menor tamaño. El crecimiento de generadores remotos de mayor tamaño (5MW) debe ser sostenible y debe reconocer la infraestructura de la red parte del costo que dejarán de percibir por este nuevo mecanismo.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
163	19/04/2023	Unergy	<p>Sugiero retirar esta subjetividad, está bien hasta 5MW: " En estos casos la capacidad instalada podrá ser mayor a 5MW, siempre y cuando exista capacidad para conexión al respectivo circuito y la representación del AGPE la hará por el comercializador incumbente."</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
164	19/04/2023	Grupo Vanti: Vanti S.A. E.S.P	<p>El párrafo 2 del artículo propone que "los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva capacitiva". Al respecto, consideramos apropiada esta disposición pues hará que más proyectos que contribuyen a la transición energética sean desarrollados. Sin embargo, consideramos que este mismo beneficio podría aplicar a proyectos de AGPE a partir de otros combustibles relevantes para la transición energética como son el gas natural, biogás, biometano, y en general los gases renovables.</p> <p>Es importante aclarar que muchas industrias colombianas están evaluando dentro de sus ascensos tecnológicos poder migrar a combustibles más limpios y eficientes. Así, si se incluye dentro de esta medida a proyectos de autogeneración con gas natural y gases renovables, podrán encontrar una alternativa costo eficiente que acelere la transición energética justa que se ha propuesto el Gobierno.</p> <p>Por lo anterior proponemos que se incluyan tecnologías y soluciones de AGPE a partir de gas natural, biogás, biometano y gases renovables en este beneficio.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El comentario del participante no está armonizado con los lineamientos de política establecidos en el proyecto de decreto, asociados con las energías limpias.</p>
165	19/04/2023	CNO	<p>En este Artículo se menciona: "(...) Los esquemas de generación con sistemas solares fotovoltaicos con o sin sistemas de almacenamiento instalados en áreas especiales, que tengan como objetivo la reducción de pérdidas, serán considerados como Autogenerador a Pequeña Escala-AGPE, en lo referente a la liquidación de los excedentes de energía (...)".</p> <p>Al respecto, recomendamos a MINENERGIA establecer claramente cual es el objetivo o problema que se quiere solucionar al permitir que, para la reducción de pérdidas, se incentive la masificación de la Autogeneración a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER. Asimismo, sugerimos tener en cuenta que existe un marco normativo desde la CREG y la UPME, para el tratamiento de estas tecnologías de generación, que abarcan los requisitos de conexión al SIN según su capacidad instalada y la liquidación de sus excedentes. Adicionalmente se debe referenciar que, desde el punto de vista técnico, dependiendo de los porcentajes de integración de la autogeneración en los Sistemas de Distribución Local-SDL, las pérdidas se pueden incrementar, resultado contrario al objetivo del Decreto. Adjuntamos gráfica del documento "Analysis and Simulation of Distribution Grids with Photovoltaic-ETH 2014", donde se muestra dicho comportamiento.</p> <p>Con relación al párrafo 2, donde se dice que "(...) los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva capacitiva (...)", sugerimos a MINENERGIA tener en cuenta la propuesta de la CREG en su resolución para consulta 701-027 "por la cual se adiciona el Anexo 6 de "Requerimientos técnicos de control de tensión y potencia reactiva para usuarios AGPE, AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW y GD" a la Resolución CREG 174 de 2021". En esta se contempla que el Consejo defina dichos requerimientos, de tal forma que se verifique cuáles serían los auto generadores que contribuirían en el control de tensión, de tal manera que a estos se les exima de dicho cobro.</p> <p>Finalmente, no se observa en la propuesta de decreto y la memoria justificativa, una estrategia que permita dar solución a una de las causas raíz de la coyuntura de las tarifas en el país, especialmente, en la Costa Atlántica donde el componente de pérdidas se ha incrementado sustancialmente hasta representar un 25% del costo unitario (CU). En el boletín tarifario del tercer trimestre de 2022 emitido.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
166	19/04/2023	CNO	<p>En este Artículo se menciona: "(...) En el marco de las medidas de flexibilización que desarrollen los esquemas de infraestructura de medición avanzada, los usuarios residenciales que los implementen serán eximidos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa. Asimismo, los usuarios no residenciales conectados a nivel 1 que cuenten con infraestructura de medición avanzada y que registren consumos de energía reactiva, no serán objeto de cobro de esta energía, siempre y cuando no superen el 50 % de la energía activa consumida en el mismo periodo (...)".</p> <p>Al respecto, sugerimos respetuosamente revisar la reglamentación vigente, ya que los temas asociados al cobro o no de la potencia reactiva, actualmente se encuentran reglados por parte de la CREG. En relación con este punto, recientemente la Comisión planteó las condiciones de cobro para los AGPE y demás usuarios. Asimismo, recomendamos implementar un esquema de monitoreo de la calidad de la potencia, ya que si bien entendemos la propuesta del Ministerio, de no cobrar la energía reactiva para los usuarios que instalen dispositivos de medición avanzada, se debe propender por mantener los mecanismos que incentiven a los usuarios finales para mantener los factores de potencia, y en general, la calidad de la potencia. Es decir, no se debe desconocer la importancia de mantener el control sobre la potencia reactiva en los sistemas eléctricos, debido a los problemas que pueden originarse por los consumos o aportes excesivos.</p> <p>No obstante lo anterior, consideramos que transitoriamente y mientras se defina el citado mecanismo de monitoreo, a los usuarios residenciales que instalen AMI no se les debería cobrar la potencia reactiva.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
167	19/04/2023	Comercializadora Internacional Milpa S.A	<p>Ampliar el esquema de remuneración de excedentes propuesto en el presente documento no solamente a los AGPE, también incluir a los autogeneradores con capacidad instalada menor a 5MW y de cualquier tecnología con FNCE en vista que cuentan con un tratamiento simplificado con base en la resolución CREG 174 de 2021 dado su porcentaje promedio de excedentes.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

168	19/04/2023	Empresa de Energía del Putumayo	<p><b>REMUNERACIÓN DE EXCEDENTES DE ENERGÍA</b> Beneficios de la autogeneración</p> <p>La Autogeneración a Pequeña Escala ("AGPE") tiene múltiples beneficios adicionales a la reducción de pérdidas de energía, por lo que el esquema propuesto no debe estar limitado como se propone en la redacción. Se sugiere incorporar a la propuesta beneficios como: mejoras de la calidad del servicio, reducción del monto facturado a usuarios finales, reducción de restricciones, disminución de gases de efecto invernadero, optimización de la infraestructura de distribución, entre otros.</p> <p>Comunidades Energéticas</p> <p>Con el fin de optimizar el aprovechamiento del potencial energético del país, brindando el mayor beneficio al usuario final, se sugiere facultar la agregación de diferentes Áreas Especiales bajo un esquema diferencial de prestación del servicio. De esta forma, grupos de usuarios eléctrica o geográficamente cercanos, podrán unificar su demanda y autoabastecerse a partir de proyectos de autogeneración a mayor escala, con el fin de extender los beneficios técnicos, sociales y ambientales presentados, garantizando no solo el bienestar de los usuarios finales, sino el cierre financiero de dichos proyectos.</p> <p>Para ello, se deben realizar ajustes técnico-regulatorios facultando que los proyectos en Áreas Especiales superiores a 5 MW sigan siendo considerados Autogeneradores a Pequeña Escala en lo referente a la liquidación de excedentes. Ahora bien, se propone que en el caso que existan excedentes que superen la importación, el valor reconocido por los excedentes a los usuarios en Áreas Especiales sea establecido en la factura como un saldo a favor; en todo caso, si el o los usuarios tienen una deuda acumulada con el comercializador, el valor sea abonado inicialmente a la deuda.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
169	19/04/2023	ENEL	<p>a. Considerando los motivos que llevan al Ministerio a incentivar la remuneración de excedentes, nuestra sugerencia es que no se oriente únicamente a la tecnología de generación con sistemas solares fotovoltaicos, si no que se amplíe a cualquier tipo de nueva tecnología o innovación en FNCER, sin restringirlo a una sola tecnología. En este sentido, consideramos que en el decreto puede ser expresado un lineamiento mucho más general, y dar guías a la CREG para continuar desarrollando el marco regulatorio a partir de normas ya existentes, como la resolución CREG 174 de 2021.</p> <p>Adicionalmente, es importante recordarle al Ministerio que la competencia para definir Autogeneradores a Pequeña y Gran Escala por disposición de la Ley 1715 de 2014 está radicada en la UPME, donde la Unidad a través de la Resolución UPME 281 de 2015 definió el límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala igual a 1 MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador. Así las cosas, no vemos procedente que el Ministerio considere que una solución fotovoltaica mayor a 5 MW sea considerada como autogeneradores a pequeña escala para ningún propósito, si bien puede dar lineamientos para que la CREG incentive su participación con fines específicos.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, sugerimos al Ministerio ajustar la redacción del párrafo 2 del artículo 5 en el siguiente sentido:</p> <p>"Para los esquemas de generación con sistemas de FNCER con o sin sistemas de almacenamiento instalados en áreas especiales, que tengan como objetivo la reducción de pérdidas, la CREG deberá reglamentar la liquidación de los excedentes de energía, cuyos excedentes serán descontados de la facturación del área especial. En estos casos la capacidad instalada podrá ser mayor a 5MW, siempre y cuando exista capacidad para conexión al respectivo circuito y la representación del AGPE la hará por el comercializador incumbente."</p> <p>b. Respecto a la propuesta del parágrafo 2 del artículo, que sugiere no cobrar el costo del transporte de energía reactiva a los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala, vemos inconveniente la eliminación de este cobro sin un sustento técnico apropiado, y sin incluir el soporte en la Memoria Justificativa.</p> <p>En nuestro criterio, eliminar este cobro sin que los autogeneradores a pequeña escala implementen soluciones técnicas para controlar la tensión y/o factor de potencia, llevaría a los Operadores de Red (OR) a <del>incurrir en inversiones adicionales para mitigar el transporte de reactiva de cara a evitar</del> Capacidad de Regulación de una Planta de Generación.</p> <p>Es el número de días que una planta de generación con recurso hídrico puede generar a su máxima capacidad, partiendo de embalse lleno y sin recibir aportes hídricos adicionales.</p> <p>OBSERVACIONES:</p> <p>Genera inquietud el para qué (p. ej. Pagos por disponibilidad) y el cómo se va a usar esta definición, puesto que deja por fuera la capacidad de las unidades a filo de agua, claves en la generación distribuida y el despacho.</p> <p>También preocupa qué entidad(es) tendrían la responsabilidad de determinar la capacidad de la planta y qué criterios se usarán, para garantizar objetividad e independencia.</p> <p>Se requiere también clarificar acerca de cómo esta definición contribuirá a garantizar la libre competencia de precios y a que esté más ligada a las variables reales como nivel del embalse y regulación y menos a expectativas financieras de mediano y largo plazo, así como a la proyectiva y prospectiva (expectativas) de sequía y su consecuente retención de agua en los embalses y la creación artificial de una percepción negativa del mercado para presionar precios al alza.</p> <p>Capacidad mínima de regulación de embalse.</p> <p>Es el mínimo número de días en los que una planta de generación tiene capacidad de gestión del riesgo de desabastecimiento hídrico.</p> <p>OBSERVACIONES:</p> <p>Aplican las mismas observaciones que en la definición anterior. Además, se necesita clarificar los parámetros sobre los cuales se calcularía esta capacidad: Nivel del embalse, porcentaje de potencia de operación, operación para solo compensación de reactiva, etc.</p> <p>Prestador de Última Instancia, PUI:</p> <p>Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de un usuario que no tenga comercializador, o cuando el comercializador elegido por el usuario no puede continuar con la prestación del servicio por causas definidas en la regulación.</p> <p>OBSERVACIONES:</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
170	19/04/2023	ENERGIRSAN	<p>Es el número de días que una planta de generación con recurso hídrico puede generar a su máxima capacidad, partiendo de embalse lleno y sin recibir aportes hídricos adicionales.</p> <p>OBSERVACIONES:</p> <p>Genera inquietud el para qué (p. ej. Pagos por disponibilidad) y el cómo se va a usar esta definición, puesto que deja por fuera la capacidad de las unidades a filo de agua, claves en la generación distribuida y el despacho.</p> <p>También preocupa qué entidad(es) tendrían la responsabilidad de determinar la capacidad de la planta y qué criterios se usarán, para garantizar objetividad e independencia.</p> <p>Se requiere también clarificar acerca de cómo esta definición contribuirá a garantizar la libre competencia de precios y a que esté más ligada a las variables reales como nivel del embalse y regulación y menos a expectativas financieras de mediano y largo plazo, así como a la proyectiva y prospectiva (expectativas) de sequía y su consecuente retención de agua en los embalses y la creación artificial de una percepción negativa del mercado para presionar precios al alza.</p> <p>Capacidad mínima de regulación de embalse.</p> <p>Es el mínimo número de días en los que una planta de generación tiene capacidad de gestión del riesgo de desabastecimiento hídrico.</p> <p>OBSERVACIONES:</p> <p>Aplican las mismas observaciones que en la definición anterior. Además, se necesita clarificar los parámetros sobre los cuales se calcularía esta capacidad: Nivel del embalse, porcentaje de potencia de operación, operación para solo compensación de reactiva, etc.</p> <p>Prestador de Última Instancia, PUI:</p> <p>Agente que asume la actividad de comercialización de energía eléctrica para la atención de un usuario que no tenga comercializador, o cuando el comercializador elegido por el usuario no puede continuar con la prestación del servicio por causas definidas en la regulación.</p> <p>OBSERVACIONES:</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
171	19/04/2023	ENERTOTAL	Considerando las modificaciones sobre al Prestador de Última instancia relacionadas anteriormente y con la posibilidad de que las áreas especiales sean representadas por el PUI, la representación de los AGPE en el sistema no solo sería realizada por el comercializador incumbente sino por el PUI.	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
172	19/04/2023	ÓPTIMA	mo objetivo la reducción de pérdidas", recibirán el tratamiento de los AGPE (Autogeneradores a Pequ	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
173	19/04/2023	ÓPTIMA	<p><b>Reducción de pérdidas</b></p> <p>Esta propuesta va alineada con el tratamiento diferencial para proyectos solares ubicados en áreas especiales discutida anteriormente. Se propone que los OR estén obligados a "modelar en cada uno de los circuitos asociados a las áreas especiales que estén dentro de su mercado de comercialización, esquemas de generación con sistemas solares fotovoltaicos con o sin sistemas de almacenamiento con diferentes escenarios de penetración operativamente factibles". Además, si se identifica una relación costo-beneficio positiva, "los OR deberán implementar el respectivo esquema, sin que ello represente una modificación de los valores de los planes de recuperación o mantenimiento de pérdidas aprobados, ni cambio alguno en la meta de pérdidas aprobada".</p> <p>Nuestras posiciones e inquietudes:</p> <p>1. La propuesta, en su esencia, parece razonable. Está alineada con discusiones anteriores de la política pública (por ejemplo, la Misión de Transformación Energética en su foco 3, en el que se imaginó al OR del futuro como un operador de mercado integral en su área, incentivando y administrando la instalación de DER para hacer más eficiente su operación, con una remuneración basada en TOTEX, etc.).</p> <p>2. Sin embargo, su implementación desata muchas dudas:</p> <p>a. ¿Cómo se remunerarán tales inversiones? ¿Cómo se armoniza esto con los planes de reducción de pérdidas y los cargos aprobados?</p> <p>b. ¿Actuarán los OR como "generadores distribuidos masivamente"? ¿No profundiza esto las problemáticas que implica la integración vertical? ¿No sería más razonable pensar al OR como un facilitador de este tipo de iniciativas para que, en competencia, los inversionistas decidan acometerlas?</p> <p>c. No se plantean plazos para estas nuevas obligaciones, ni la obligación para la CREG de reglamentar condiciones, características ni tiempos. ¿Es esta una señal de política realmente implementable en plazos razonables? ¿O es solo el primer paso en una discusión mucho más amplia y extensa en el tiempo, como la planteada en el Foco 3 de la Misión?</p> <p>d. Reiteramos el comentario del apartado anterior: si son los OR los responsables de la implementación de los proyectos, ¿serían ellos los beneficiados con la remuneración de la energía generada bajo el tratamiento diferencial de AGPE? ¿quién cubrirá tales costos?</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

174	19/04/2023	<b>RSA Consultores</b>	<p>No se debe generalizar solo a áreas especiales sino permitir que todo tipo de comunidades energéticas se puedan beneficiar de los incentivos regulatorios que permiten reducir los costos del servicio de energía eléctrica. Un aspecto relevante dentro de las comunidades energéticas es que permite distribuir los costos asumidos sin generarle un incremento al grupo de usuarios que hacen parte de esta comunidad. Adicionalmente, dentro de la definición de comunidades energéticas, se debe incorporar lo relacionado con mayorías calificadas, que permitan que el cambio de comercializador sea efectivo y no presente restricciones ante la negativa de algún usuario como sucede actualmente. Con base en lo anterior, se debe volver al concepto de comunidades energéticas en donde el derecho colectivo debe primar sobre el individual, definiendo el valor de la mayoría calificada para la toma de decisiones.</p> <p>Desafortunadamente, las comunidades energéticas que ya se estaban organizando en Colombia gracias al medidor multiusuario se vieron truncadas por el art. 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 – Reglamento de Comercialización, con lo cual se recomienda eliminar esa restricción a las comunidades energéticas.</p> <p>Otro aspecto a considerar es la restricción inicial de que el representante del AGPE sea el incumbente, lo cual no permite generar alguna economía al contar con otro comercializador que esté en capacidad de atender los requerimientos energéticos de las comunidades energéticas.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
175	19/04/2023	<b>Solenium</b>	<p>Creemos que el artículo 5 tiene el poder de cambiar las condiciones de mercado y mejorar la competitividad de la tarifa de energía en en el país, además de permitir un crecimiento acelerado y descentralizado de los proyectos de energía solar. Sin embargo, creemos que hay varios puntos que se pueden definir de mejor manera para que el artículo logre el impacto positivo en el mercado y no se convierta por el contrario en crear mayor monopolio en el mercado basado en la información que tienen los operadores de red de los circuitos eléctricos. Por lo que se propone:</p> <p>Definir el concepto de generación remota cuándo el usuario está conectado a la misma red de distribución (este concepto parte de la regulación Alemana y Brasil, y gracias a esto el mercado ha crecido tanto que en Brasil la generación distribuida representa el doble de la centralizada). Para Colombia la generación remota se podría definir como: todo generador hasta 5 MW, basado en fuentes no convencionales de energía, que se conecte al Sistema de Distribuidor Local y que atienda el consumo de usuarios en el mismo circuito. Este generador se comportará como un AGPE para los usuarios que estén conectados al mismo circuito atendiendo las reglas de la CREG 174 de 2021, llevando el beneficio de generación distribuida a los usuarios que decidan hacer inversiones de manera asociativa en los proyectos de energía solar.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario dado que el proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>Sin embargo, encon tramos comentarios, a nivel de regulación, que pueden ser tenidos en cuenta al momento de desarrollar los mecanismos de regulación asociados con la transición energética y desarrollo de renovables.</p>
176	19/04/2023	<b>Solenium</b>	<p>Si los operadores de red que tienen toda la información de las redes disponibles del país, pueden hacer parte de este negocio, se configura automáticamente un monopolio natural pues ellos son los únicos que tienen la información de las redes eléctricas y además que podrían aprobar, denegar o reintentar la entrada en operación de proyectos para que puedan dominar mercado, lo que retrasaría el crecimiento de la generación distribuida y aún más afectaría que las comunidades puedan participar activamente de este negocio, por lo que se propone el siguiente párrafo:</p> <p>Parágrafo 3: Los operadores de red no podrán hacer inversiones sobre generación distribuida, generación remota o AGPE en la zona dónde operan. Aplica también para comercializadores o empresas dónde el operador tiene participación de más del 50% de participación accionaria, sobre la zona dónde el operador de red tiene operación.</p> <p>Esto ayudaría a quitar el conflicto de interés que hoy existe en las inversiones de energía solar. Ejemplo: uno de los operadores de red de la costa decide entrar en el negocio y lo que hace es hacer dilación injustificada sobre todos los negocios que este operador de red no maneje y acelerar sus propios negocios.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario dado que el proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>Sin embargo, encon tramos comentarios, a nivel de regulación, que pueden ser tenidos en cuenta al momento de desarrollar los mecanismos de regulación asociados con la transición energética y desarrollo de renovables.</p>
177	19/04/2023	<b>Solenium</b>	<p>3. Cambiar la definición de generación distribuida de acuerdo a la CREG 174 de 2021 y ampliarlo para que tenga niveles de aplicación, coincidiendo con la definición de AGPE, de la siguiente manera:</p> <p>1. Potencia menor o igual a 100 kW: el proceso de conexión a la red debe ser simplificado como con AGPE y no se debería requerir tener un comercializador de energía para representar el generador (pues el costo de CGM haría inviable este nivel de proyecto). El excedente de energía de la planta de generación distribuida será tomado como excedente tipo 1 de acuerdo a la CREG 174 con los AGPE menores de 100 kW.</p> <p>2. Potencia mayor que 100 kW y menor o igual a 1 MW: es el actual nivel definido en la CREG 174 de 2021, se reemplaza que sea menor a menor o igual porque el hecho de que no esté el igual hace mucho más costosos los proyectos en este nivel de potencia. En este caso el generador distribuido deberá ser un generador con un agente de mercado.</p> <p>Se propone reemplazar los beneficios como: 50% de las pérdidas del sistema + 50% de la distribución + 100% de la transmisión. Esto justificado en que se reducen las pérdidas en un 50%, la distribución se usa parcialmente porque los proyectos están cerca al consumo y la transmisión no se usa.</p> <p>3. Potencia mayor a 1 MW y menor o igual que 5 MW: aplica las mismas condiciones que un AGPE desde el punto de vista de conexión. En este caso los beneficios se calculan como el 50% de las pérdidas del sistema en el nivel de tensión. Como hoy lo define la CREG 174 para proyectos hasta 1 MW.</p> <p>Las redes de distribución del país soportan convencionalmente 5 MW de transporte de energía y los proyectos de 5 MW deben ser viables pero no tan viables como proyectos de menor tamaño. El crecimiento de generadores remotos de mayor tamaño (5MW) debe ser sostenible y debe reconocer la infraestructura de la red parte del costo que dejarán de percibir por este nuevo mecanismo. Normalmente los circuitos de distribución cuentan con un cable 1/0 lo cual soporta entre 5-6 MW y si</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario dado que el proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>Sin embargo, encon tramos comentarios, a nivel de regulación, que pueden ser tenidos en cuenta al momento de desarrollar los mecanismos de regulación asociados con la transición energética y desarrollo de renovables.</p>
178	19/04/2023	<b>Solenium</b>	<p>Sugiero retirar esta subjetividad, está bien hasta 5MW: " En estos casos la capacidad instalada podrá ser mayor a 5MW, siempre y cuando exista capacidad para conexión al respectivo circuito y la representación del AGPE la hará por el comercializador incumbente."</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario dado que el proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>Sin embargo, encon tramos comentarios, a nivel de regulación, que pueden ser tenidos en cuenta al momento de desarrollar los mecanismos de regulación asociados con la transición energética y desarrollo de renovables.</p>
179	19/04/2023	<b>SOLPHOWER SAS</b>	<p>Los AGPE sean exonerados tanto de reactiva capacitiva como de reactiva inductiva.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario dado que el proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>Sin embargo, encon tramos comentarios, a nivel de regulación, que pueden ser tenidos en cuenta al momento de desarrollar los mecanismos de regulación asociados con la transición energética y desarrollo de renovables.</p>
180	19/04/2023	<b>Suncol Energy SAS</b>	<p>Teniendo en cuenta lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) La Energía Reactiva Inductiva es mayor que la Energía Reactiva Capacitiva una vez un usuario se convierte en AGPE</li> <li>2) Que la energía reactiva inductiva es inherente a la carga, es decir la cantidad de energía reactiva inductiva de un usuario es la misma antes y después de convertirse en AGPE.</li> <li>3) Que el objetivo del un AGPE es generar 100% energía activa para reducir el consumo de energía importada, es decir la suministrada por el OR.</li> <li>4) Que el inversor del sistema solar podría compensar energía reactiva, sin embargo el % de compensación de energía reactiva, reduciría la generación de energía activa del sistema autogenerador, evitando reducir el ahorro esperado por el usuario.</li> </ol> <p>Se sugiere, que el párrafo 2 quede de la siguiente manera:</p> <p>PARÁGRAFO 2: Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCR están exentos del cobro de energía reactiva tanto capacitiva como inductiva.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario dado que el proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>Sin embargo, encon tramos comentarios, a nivel de regulación, que pueden ser tenidos en cuenta al momento de desarrollar los mecanismos de regulación asociados con la transición energética y desarrollo de renovables.</p>
181	19/04/2023	<b>Universidad Externado de Colombia</b>	<p>Este artículo imparte instrucciones a la CREG para definir reglas de remuneración a los excedentes de los AGPE, donde se identifican dos modificaciones: primero, que los sistemas solares fotovoltaicos instalados en AE orientados a la reducción de pérdidas serán considerados como AGPE en la liquidación de excedentes y podrán tener una capacidad instalada mayor a 5MW y; segundo, que estos usuarios AGPE a partir de FNCR estarán exentos del cobro de energía reactiva capacitiva. Tal disposición es contraria a la Ley 1715 de 2014 que define con propiedad los excedentes, excluyendo la posibilidad de ampliación de tal concepto que se plantea en el Decreto y no pondera ni el impacto ni el costo de transporte de energía reactiva en el sistema.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario dado que no se encuentra alineado con las políticas de transformación energética</p>

182	19/04/2023	Unergy	<p>De acuerdo a la experiencia de Unergy en el mercado colombiano y en el mercado brasileiro, creemos que este artículo tiene el poder de cambiar las condiciones de mercado y mejorar la competitividad de la tarifa de energía en el país, además de permitir un crecimiento acelerado y descentralizado de los proyectos de energía solar. Sin embargo, creemos que hay varios puntos que se pueden definir de mejor manera para que el artículo logre el impacto positivo en el mercado y no se convierta por el contrario en crear mayor monopolio en el mercado basado en la información que tienen los operadores de red de los circuitos eléctricos. Por lo que se propone:</p> <p>Definir el concepto de generación remota cuándo el usuario está conectado a la misma red de distribución (este concepto parte de la regulación Alemana y Brasil, y gracias a esto el mercado ha crecido tanto que en Brasil la generación distribuida representa el doble de la centralizada). Para Colombia la generación remota se podría definir como: todo generador hasta 5 MW, basado en fuentes no convencionales de energía, que se conecte al Sistema de Distribuidor Local y que atienda el consumo de usuarios en el mismo circuito. Este generador se comportará como un AGPE para los usuarios que estén conectados al mismo circuito atendiendo las reglas de la CREG 174 de 2021, llevando el beneficio de generación distribuida a los usuarios que decidan hacer inversiones de manera asociativa en los proyectos de energía solar.</p>	No aceptada	No se acoge el comentario dado que no se encuentra alineado con las políticas de transformación energética
183	19/04/2023	Unergy	<p>Si los operadores de red que tienen toda la información de las redes disponibles del país, pueden hacer parte de este negocio, se configura automáticamente un monopolio natural pues ellos son los únicos que tienen la información de las redes eléctricas y además que podrían aprobar, denegar o reintentar la entrada en operación de proyectos para que puedan dominar mercado, lo que retrasaría el crecimiento de la generación distribuida y aún más afectaría que las comunidades puedan participar activamente de este negocio, por lo que se propone el siguiente párrafo:</p> <p>Parágrafo 3: Los operadores de red no podrán hacer inversiones sobre generación distribuida, generación remota o AGPE en la zona dónde operan. Aplica también para comercializadores o empresas dónde el operador tiene participación de más del 50% de participación accionaria, sobre la zona dónde el operador de red tiene operación.</p> <p>Esto ayudaría a quitar el conflicto de interés que hoy existe en las inversiones de energía solar. Ejemplo: uno de los operadores de red de la costa decide entrar en el negocio y lo que hace es hacer dilación injustificada sobre todos los negocios que este operador de red no maneje y acelerar sus propios negocios.</p>	No aceptada	No se acoge el comentario dado que no se encuentra alineado con las políticas de transformación energética
184	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	<p>Consideramos importante que para varios de los artículos propuestos se establezcan metas o rangos esperados en cuanto a variables como : 1) reducción en el precio de la energía tanto en bolsa como promedio a usuarios finales, reducción de costos de restricciones (dando aplicación del Artículo 4 del Decreto); 2) reducción de facturación de AGPE (dando aplicación Artículo 5 del Decreto); 3) Mayor cubrimiento de los comercializadores para atender la demanda regulada como resultado de mayor participación de los oferentes en las convocatorias (dando aplicación Artículo 7 del Decreto). La inclusión de metas permitirá medir en el corto plazo los resultados de los lineamientos finalmente establecidos por la CREG sobre los temas objeto de reglamentación, y por ello es importante también que se establezcan fechas límites para que la CREG defina los lineamientos de detalle para los temas abordados en el Decreto objeto de comentarios.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar para definir .</p>
<b>ARTÍCULO 6</b>					
185	19/04/2023	RSA Consultores	<p>En los usuarios residenciales buscar incentivar el uso de tecnologías AMI a través del no cobro de energía reactiva es trasladar un problema de financiamiento, para una tecnología que posiblemente en un análisis de beneficio costo es innecesaria. Se propone reevaluar la pertinencia de los costos del AMI para los usuarios. Teniendo en cuenta los principios de neutralidad y simplicidad relacionados en la Ley 142 de 1994.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
186	19/04/2023	RSA Consultores	<p>Para el caso de los usuarios no residenciales exonerar el transporte de energía reactiva basados en una inversión de un elemento de medición es una acción contradictoria que además puede repercutir en inconvenientes en el factor de potencia en el sistema de distribución.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
187	19/04/2023	RSA Consultores	<p>En el ARTÍCULO 90 de la Ley 142 de 1994, se relaciona los elementos de la fórmula tarifaria: "Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso. Se considerarán como costos necesarios para garantizar la disponibilidad permanente del suministro aquellos denominados costos fijos de clientela, entre los cuales se incluyen los gastos adecuados de administración, facturación, medición y los demás servicios permanentes que, de acuerdo con definiciones que realicen las respectivas comisiones de regulación, son necesarios para garantizar que el usuario pueda disponer del servicio sin solución de continuidad y con eficiencia Sentencia C-353/06".</p> <p>Este numeral se ajusta a la Constitución Política mediante la Sentencia C-535/06 de la Corte Constitucional "La tarifa que se paga por la prestación de un servicio público domiciliario está vinculada no sólo con el nivel de consumo del usuario, sino con los costos en que incurre la empresa respectiva para poder brindar el bien o servicio en condiciones de competitividad y está determinada por el beneficio que finalmente recibe el usuario. El sólo hecho de que el prestador del servicio esté disponible para brindar el mismo genera costos, los cuales son independientes del consumo real que se efectúe."</p> <p>La resolución CREG 015 de 2018 establece el cobro de energía reactiva por el transporte de esta más no como una penalización. Conforme a esto y a lo establecido en el artículo 90 de la Ley 142 de 1994 se observa que el factor M no está dentro de los costos que tiene un Operador de red, sino se pudiera considerar como una penalización disfrazada.</p> <p>Por tanto, se sugiere reconsiderar eliminar este factor de manera permanente más no transitoria.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
188	19/04/2023	RSA Consultores	<p>El esquema de infraestructura de medición avanzada se ha anunciado que no será trasladado al usuario final, sin embargo, se debe tener en cuenta que en el país los únicos pagadores del servicio de energía son los usuarios y el gobierno nacional mediante el giro de subsidios, siendo estos las únicas fuentes de ingresos del sector. La CREG cuando manifiesta que reconoce a un inversionista el recurso que ha destinado para la ejecución de una actividad lo que está manifestando es que le permite que dicho recurso sea trasladado vía tarifa a los usuarios, siendo este último quien termina pagando por todas las inversiones realizadas.</p> <p>La manera de evaluar el impacto de los esquemas propuestos es mediante una evaluación de beneficio/costo, si consideramos que en Colombia ya se ha realizado respuesta de la demanda con medidores horarios sin la necesidad de que sean inteligentes. Este efecto se observó mediante el esquema de apagar-paga, en donde tanto la demanda regulada como la no regulada realizaron reducciones de energía acordes con los beneficios a recibir, los cuales se pueden observar en el documento de ACOLGEN "LECCIONES FENÓMENO DE "EL NIÑO" 2015 -2016".</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
189	19/04/2023	ACCE	<p>En términos generales, consideramos muy acertado el haber abierto la medida para todos los usuarios del sistema (no restringirlo sólo para el Regulado)</p> <p>Igualmente, en el segundo y tercer párrafo, proponemos que no se limite la adecuación, sólo para usuarios residenciales con medición AMI en el futuro (pues ésta NO está implementada hasta el momento), sino que se incluya la excepción para todos los usuarios que hoy cuentan con Sistemas de Medición que permiten el registro de consumos horarios y con acceso remoto y/o para usuarios que a futuro cuenten con Medición Inteligente (que ya está definida en la regulación).</p> <p>La redacción podría quedar así:</p> <p>"ARTÍCULO 2.2.3.2.5.2. Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales, industriales y comerciales. La CREG analizará la factibilidad y la conveniencia de flexibilizar los requisitos de medida de los consumos de los usuarios.</p> <p>En el marco de las medidas de flexibilización que desarrollen esquemas de infraestructura de medición avanzada y/o Sistemas de medición con registro horario y acceso remoto, los usuarios residenciales que los implementen serán eximidos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa.</p> <p>Asimismo, los usuarios no residenciales conectados a nivel de tensión 1 que cuenten con infraestructura de medición avanzada y/o con Sistemas de Medición con registro horario y acceso remoto y que registren consumos de energía reactiva, no serán objeto del cobro de esta energía, siempre y cuando no superen el cincuenta por ciento (50%) de la energía activa consumida en el mismo periodo.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p> <p>SE reajusta la redacción del artículo buscando integrar los comentarios recibidos</p>
190	19/04/2023	ACIEM	<p>ACIEM respalda la decisión de incorporar a los usuarios en la comercialización a través de la liberación del mercado no regulado, disminuyendo los límites e incentivando la implementación de recursos de generación propios, sin que los cargos de respaldo y los cobros de la energía reactiva sean una barrera para este objetivo.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

191	19/04/2023	ACOSOL	<p>ARTÍCULO 6. Modifíquese el Artículo 2.2.3.2.5.2 del Decreto 1073 de 2015, el cual quedará de la siguiente manera:</p> <p>"ARTÍCULO 2.2.3.2.5.2. Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales, industriales y comerciales. La CREG analizará la factibilidad y la conveniencia de flexibilizar los requisitos de medida de los consumos de los usuarios.</p> <p>En el marco de las medidas de flexibilización que desarrollen esquemas de infraestructura de medición avanzada, los usuarios residenciales que los implementen serán eximidos del cobro de energía reactiva importada y/o exportada independientemente de su nivel de consumo de energía activa.</p> <p>Asimismo, los usuarios no residenciales conectados a nivel de tensión 1 que cuenten con infraestructura de medición avanzada y que registren consumos de energía reactiva importada y/o exportada, no serán objeto del cobro de estas energías, siempre y cuando no superen el cincuenta por ciento (50%) de la energía activa consumida en el mismo periodo.</p> <p>PARÁGRAFO TRANSITORIO. La CREG deberá revisar el factor de penalización asociada con el periodo mensual en el que se presenta el transporte de energía reactiva sobre el límite establecido, del que trata el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, teniendo en cuenta el cálculo de factor de potencia establecido Artículo 2.2.3.1.2 del presente decreto"</p> <p>NOTA: Deberíamos indicar que el factor M quede definido en la resolución definitiva y no dejar para que este entre solo a estudio; creemos que no puede ser mayor a 3.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
192	19/04/2023	COSENIT (ALEJANDRO VILLAMIL CASTELLANOS)	<p>a. El cobro de reactiva debe de continuar siendo penalizada en la medida que sea un impacto negativo para el sistema.</p> <p>b. El problema de la reactiva no se resuelve con instalación de esquemas de medición inteligente.</p> <p>c. Lo que se debe reformar es lo indicado en el PARAGRAFO TRANSISTORIO en una forma tal que el que la produce no tenga el incentivo a producirla.</p> <p>d. Se debe crear un mecanismo de penalidad diferencial entre un usuario residencial e industrial, donde éste último, debe tener un margen de tolerancia mayor exluido de penalidad, debido que debe implementar sistemas tecnológicamente más sofisticados y que en muchos casos es imposible llegar a cero.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
193	19/04/2023	ANDESCO	<p>Vemos de manera positiva lo propuesto en el artículo 6, teniendo en cuenta la importancia de la Infraestructura de Medición avanzada - AMI para Colombia. Por otro lado, consideramos que estas medidas de exención del cobro de reactiva a este tipo de usuarios deben contar primero con un sustento técnico apropiado antes de ser eliminadas, y posteriormente tener un seguimiento periódico por parte de la CREG con el fin de tomar las decisiones adecuadas ante un escenario de masificación en el país.</p> <p>Solicitamos amablemente una aclaración y en lo posible ajuste del término "flexibilización de medida", ya que podría interpretarse como una flexibilización de los parámetros mínimos técnicos de medición.</p> <p>Con respecto a los usuarios no residenciales a nivel de tensión uno, reiteramos la importancia para que estas decisiones de la exención del cobro de reactiva sean tomadas bajo análisis técnicos por parte de la CREG.</p>	Aceptada	<p>De acuerdo con lo indicado en el Decreto, el término flexibilización de la medida, fue incluido en el artículo buscando que fueran revisados y modificados lo términos actuales que se tienen para la medición de usuarios, en este particular, asociado a la energía reactiva.</p>
194	19/04/2023	ANDI	<p>Dado que en el mercado ya hay agentes consumidores con un multiplicador igual a 6 para el cobro de la energía reactiva, lo cual va a generar muchos reclamos, sugerimos que se de un lineamiento a la CREG para que revise y ajuste el cobro de energía reactiva, no solamente para el tema de autogeneración sino para todos los casos.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
195	19/04/2023	ASIEB	<p>ARTÍCULO 2.2.3.2.5.2. Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales, industriales y comerciales.</p> <p>La implementación de los medidores que tenían capacidad de medir la energía reactiva para los usuarios finales de conexión directa se dió a partir del año 2015 en Bogotá y Cundinamarca, periodo a partir del cual el operador de red se está lucrando de la facturación de la energía reactiva que exceda más del 50% del consumo energía activa de esos usuarios.</p> <p>Los usuarios residenciales estuvieron exentos del cobro del consumo de energía reactiva previo a la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018, esto dio origen a que el operador de red cambiara los medidores de los usuarios residenciales por unos equipos que registrarán tanto la energía activa como la reactiva. Actualmente se factura un mayor costo mensual para cerca de 559 mil usuarios residenciales en Bogotá y Cundinamarca por concepto de energía reactiva. Estos clientes representan el 62% de los usuarios residenciales con equipos que registran energía activa y reactiva. Con la adecuación propuesta en el artículo 2.2.3.2.5.2, estarían obligando a los usuarios a cambiar sus medidores por equipos AMI a costo del usuario. Según el artículo 144 de la ley 142 de 1994, el cambio de los equipos es obligatorio solo cuando: "... el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos...". Para los medidores utilizados en AMI no se cumple esta condición, ya que la precisión sigue siendo del 1%.</p> <p>Previamente a evaluar la implementación de AMI los operadores de red deben garantizar la calidad del servicio y el cumplimiento RETIE de las instalaciones eléctricas de los usuarios conectados a la red.</p>	Aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
196	19/04/2023	ASOENERGIA	<p>Apoyamos esta determinación y el hecho de facilitar la incorporación de usuarios en la comercialización, para lo cual insistimos se debe continuar la senda de liberación del mercado e incorporar usuarios al mercado no regulado, disminuyendo no solo los límites, sino flexibilizando la medida y habilitando la optimización de recursos de generación propios, sin que ni los cargos de respaldo y los cobros de reactiva sean una barrera para este propósito.</p> <p>Nos permitimos señalar que el tema no debería ser tratado en términos de penalizaciones, sino más bien en términos de incentivos por aportes de los usuarios al balance y a la flexibilización del sistema, tanto así también como a la reducción de pérdidas y de menor expansión requerida en Distribución.</p>	Aceptada	<p>Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos</p>
197	19/04/2023	BIA ENERGY	<p>En aras de que el proyecto de Decreto cumpla con los fines propuestos y se materialice la regulación por parte de la CREG, consideramos importante que sea definido el lineamiento que debería tener la CREG para determinar cuando un usuario no residencial cuenta con infraestructura de medición avanzada (AMI) toda vez que actualmente en el mercado es posible encontrar diversos equipos de medición con tecnologías desarrolladas que no obedecen propiamente a todas las funcionalidades de la infraestructura de medición avanzada pero que permiten un mayor control de los consumos de los usuarios que los equipos de medición que se limitan a cumplir con las calidades exigidas por la Resolución CREG 038 de 2014 (Código de Medida). El anterior escenario podría representar un incentivo para que, no únicamente los operadores de red como los llamados a llevar a cabo la implementación de AMI, sino también otros agentes como los comercializadores o agregadores de demanda promuevan la innovación en los sistemas y/o equipos de medición de los usuarios.</p> <p>Adicional a lo anterior, es importante precisar que actualmente el elemento de energía reactiva constituye una barrera a la competencia porque hay usuarios que perciben dicha penalidad solo cuando hay un cambio de comercializador. Es de anotar que físicamente el sistema no ha cambiado, no obstante, al momento del cambio de comercializador el reemplazo del medidor no implica cambios en los flujos de energía reactiva entre el operador de red y el cliente. Por esta razón, es desproporcionado que exista una barrera de entrada para nuevos agentes y, además, el Derecho de elección libre del prestador se vea obstaculizado por estas medidas cuando el sistema del operador de red no ha sufrido modificaciones al nivel de la operación. En otras palabras, el perjuicio sufrido por el operador de red no es proporcional con la penalización que es impuesta a los usuarios y los periodos de medición de la energía reactiva en línea con la regulación actual se entiende que no puede ser inferior a 1 hora porque hay operadores de red que penalizan la medición inferior a 1 hora, lo cual puede generar que exista una indebida doble penalización para el usuario por parte del operador de red penalizando en un mismo periodo horario tanto energía inductiva como capacitiva. Como consecuencia de lo anterior, se solicita precisión sobre el alcance y sentido de la aplicación del cobro de reactiva. Se solicita, en particular, que el periodo de medición sea horaria y de acuerdo al grupo de conexión del cliente, es decir, si el cliente tiene un grupo de conexión trifásico, la conexión se haga de forma trifásica y no monofásica.</p> <p>En cuanto al parágrafo transitorio, en virtud del cual "La CREG deberá revisar el factor de</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>



198	19/04/2023	CREG	<p>El artículo 6 tiene reglas adicionales a las establecidas en el Decreto 1073 de 2015 que aplican a medición flexible, AMI y cobro de energía reactiva (segundo y tercer inciso y párrafo del artículo 6 del decreto en consulta).</p> <p>Sobre los apartes relacionados con energía reactiva tenemos los siguientes comentarios:</p> <p>•El segundo inciso implica la modificación de una resolución de metodología tarifaria (Res 015 de 2018). Conforme al artículo 367 de la Constitución Política, el régimen tarifario es un asunto de reserva del legislador, y éste estableció en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 que las fórmulas de tarifas tienen una vigencia de cinco años. Además, conforme al citado mandato constitucional la ley asignó a la CREG la facultad de definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas (Ley 143 de 1994, artículo 23, literal e). Así las cosas, un decreto no puede modificar una metodología tarifaria, la cual debe consultar los procedimientos dispuestos en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificada por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021.</p> <p>•No obstante lo expuesto, cuando se revisan el segundo y tercer incisos parecen encontrarse en contradicción, dado que el segundo exige el cobro de energía reactiva y el tercero anuncia que será posible su cobro cuando se supere el límite, se sugiere revisar su redacción.</p> <p>•Respecto del párrafo transitorio y del texto de la memoria justificativa, se aclara que en la regulación no existen factores de penalización por transporte de energía reactiva. Lo que existe es una metodología de incentivos para evitar el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite, por lo que se recomienda eliminar la palabra "penalización" al referirse al cobro de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite de que trata la Resolución CREG 015 de 2018.</p>	Aceptada	Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos
199	19/04/2023	ECOPETROL	<p>El artículo 6 del proyecto de decreto propone modificar el artículo 2.2.3.2.5.2 del Decreto 1073 de 2015 en los siguientes términos:</p> <p>"Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales, industriales y comerciales: La CREG analizará la factibilidad y la conveniencia de flexibilizar los requisitos de medida de los consumos de los usuarios.</p> <p>En el marco de las medidas de flexibilización que desarrollen esquemas de infraestructura de medición avanzada, los usuarios residenciales que los implementen serán eximidos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa.</p> <p>Asimismo, los usuarios no residenciales conectados a nivel de tensión 1 que cuenten con infraestructura de medición avanzada y que registren consumos de energía reactiva, no serán objeto del cobro de esta energía, siempre y cuando no superen el cincuenta por ciento (50%) de la energía activa consumida en el mismo periodo."</p> <p>Si bien consideramos adecuado que se implementen medidas para flexibilizar el cobro del transporte de energía reactiva, los elementos propuestos tienen un alcance regulatorio que podría ser abordado por la Comisión en desarrollo de la metodología de remuneración de la actividad de distribución. Así las cosas, de manera atenta sugerimos que el artículo se circunscriba a instruir a la CREG para que adelante los análisis del caso y con base en esto establezca la regulación pertinente para eximir del cobro de energía reactiva a aquellos agentes que cuenten con infraestructura de medición avanzada.</p> <p>En específico, sugerimos que la CREG evalúe la pertinencia de que: i) la excepción propuesta por el Ministerio no se limite a los usuarios no residenciales conectados al nivel de tensión 1; ii) se haga explícito que la excepción del cobro abarca energía reactiva, inductiva y capacitiva; y iii) que los autogeneradores que cuenten con un sistema de control automático de voltaje puedan inyectar energía reactiva capacitiva, siempre y cuando esta actividad no vaya en detrimento de la calidad y la confiabilidad de las redes.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
200	19/04/2023	Cámara Colombiana de la Energía	Quizás a la luz de la regulación, esto puede ser discriminatorio.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
201	19/04/2023	CELSIA	<p>Bajo el objetivo de mejorar las condiciones de competencia en el mercado, resulta muy positivo el lineamiento asociado a eliminar el cobro de energía reactiva a usuarios residenciales, pues este aspecto, además de ser una barrera para el despliegue de AMI, está produciendo una asimetría entre los comercializadores entrantes e incumbentes que afecta la libre competencia.</p> <p>No obstante, para que el lineamiento tenga el efecto esperado, es importante que la exención del cobro de energía reactiva se refiera a usuarios residenciales, independiente del tipo de medidor, esto porque puede quedar abierta la puerta para que clientes con frontera comercial al ASIC que no haga parte del plan de AMI del Operador de Red quede por fuera de la medida.</p> <p>Con relación a los usuarios No Residenciales de Nivel de Tensión 1, entendemos que la propuesta busca limitar el cobro tanto de reactiva inductiva como capacitiva cuando cualquiera de ellas supere el 50% de la activa, y en ese sentido, lo consideramos conveniente.</p> <p>Finalmente, compartimos la señal de revisión del "factor de penalización asociada con el periodo mensual", entendiendo que se trata del factor "M" definido en el capítulo 12 de la resolución CREG 015 de 2018. Este factor tiene un efecto exponencial en el cobro de la energía reactiva, lo cual, si bien da una señal económica para que se corrija el factor de potencia, en algunos casos, las inversiones requeridas resultan ser muy altas, desincentivando en algunos casos los proyectos de autogeneración mediante FNCER.</p>	Aceptada	Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos
202	19/04/2023	CNO	<p>En este Artículo se menciona: "(...) En el marco de las medidas de flexibilización que desarrollen los esquemas de infraestructura de medición avanzada, los usuarios residenciales que los implementen serán eximidos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa. Asimismo, los usuarios no residenciales conectados a nivel 1 que cuenten con infraestructura de medición avanzada y que registren consumos de energía reactiva, no serán objeto de cobro de esta energía, siempre y cuando no superen el 50 % de la energía activa consumida en el mismo periodo (...)".</p> <p>Al respecto, sugerimos respetuosamente revisar la reglamentación vigente, ya que los temas asociados al cobro o no de la potencia reactiva, actualmente se encuentran reglados por parte de la CREG. En relación con este punto, recientemente la Comisión planteó las condiciones de cobro para los AGPE y demás usuarios. Asimismo, recomendamos implementar un esquema de monitoreo de la calidad de la potencia, ya que si bien entendemos la propuesta del Ministerio, de no cobrar la energía reactiva para los usuarios que instalen dispositivos de medición avanzada, se debe propender por mantener los mecanismos que incentiven a los usuarios finales para mantener los factores de potencia, y en general, la calidad de la potencia. Es decir, no se debe desconocer la importancia de mantener el control sobre la potencia reactiva en los sistemas eléctricos, debido a los problemas que pueden originarse por los consumos o aportes excesivos.</p> <p>No obstante lo anterior, consideramos que transitoriamente y mientras se defina el citado mecanismo de monitoreo, a los usuarios residenciales que instalen AMI no se les debería cobrar la potencia reactiva.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
203	19/04/2023	COLOMBIA INTELIGENTE	<p>Se deberá soportar los valores límites o de exención con base en estudios para la gestión óptima de reactivos y las características o topologías de cada sistema, dado que una mala gestión de la potencia reactiva podría contribuir a un detrimento en la calidad del servicio que se presta a los usuarios.</p> <p>Considerar los comentarios realizados en el numeral anterior (3).</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
204	19/04/2023	Comercializadora Internacional Milpa S.A	Se propone evaluar el factor de penalización asociada con el periodo mensual en el que se presenta el transporte de energía reactiva en empresas industriales que cuenten con sistemas de autogeneración basados en FNCER.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
205	19/04/2023	Comercializadora Internacional Milpa S.A	Revisar el cobro de transporte de energía reactiva cuando se tengan fronteras con proyectos de FNCER para autogeneración, donde la energía inductiva penalizada se calcule con el 50% de la energía activa consumida en total (red + autogeneración).	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
206	19/04/2023	Comercializadora Internacional Milpa S.A	Se propone que todos los autogeneradores con FNCER, sin importar su capacidad instalada, estén exentos del cobro por penalización de energía capacitiva, dada la variabilidad del recurso y por ende su generación que obligan a utilizar equipos específicos para la compensación en la frontera de consumo.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
207	19/04/2023	COORDESERP	La implementación de AMI incluya en el cobro del servicio de energía eléctrica, otros concepto diferentes al consumo de energía eléctrica.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
208	19/04/2023	ELECMURI	Se hace necesario revisar el cobro de la energía reactiva para las empresas que hicieron y están haciendo la transición de ZNI a SIN, lo anterior se sustenta en los efectos adversos para los operadores que hacen la transición que incluso los pueden llevar a una liquidación forzosa	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

209	19/04/2023	ENEL	<p>a. Aplaudimos la iniciativa del Ministerio de dar un papel protagónico a la Medición Avanzada dentro de los lineamientos de política que se encuentra proponiendo. Es este un ejemplo de cómo puede aprovecharse esta tecnología dentro de los elementos de solución que el sector y los usuarios están necesitando.</p> <p>b. Con respecto a la exención del cobro de la energía reactiva a los residenciales, consideramos que en primera instancia es una medida con la que estamos de acuerdo, sin embargo, debe realizarse un seguimiento periódico por parte de la CREG ante un escenario de masificación de AMI para tomar las medidas correctas oportunamente.</p> <p>c. Proponemos en este aparte del proyecto de Decreto que el Ministerio estudie la posibilidad de incluir un lineamiento sobre etiquetado de electrodomésticos, complementando el esquema de etiquetado vigente con medidas adicionales que lleven a que se brinde información a los usuarios sobre los aparatos que más ingresen energía reactiva a la red. Así mismo, sugerimos que en alianza con ONAC se reglamente en la acreditación de electrodomésticos y equipos eléctricos en general los factores de potencia admisibles.</p> <p>d. Con respecto a los usuarios no residenciales a nivel de tensión uno, reiteramos la importancia que las decisiones técnicas en cuanto a la exención del cobro de reactiva deben ser sustentadas bajo análisis técnicos por parte de la Comisión de Regulación.</p> <p>e. De otra parte, en lo que se refiere a la flexibilización de la medida, no se define que se entiende por "flexibilización de requisitos de medida", es relevante considerar que el marco legal establece la medición como un derecho de los prestadores y los usuarios.</p> <p>f. En cuanto al párrafo transitorio, si bien estamos de acuerdo con que la CREG revise el factor de penalización M, es importante mencionarle al Ministerio que este factor ha cumplido con una función de control eficiente para aquellos usuarios que generan una proporción significativa de energía reactiva que afecta el sistema y la calidad del servicio de otros usuarios conectados a la misma red.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
210	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>A partir de la expedición de la LEY 142 y 143 de 1994 los usuarios pueden estar representados ante el sistema por un comercializador diferente al incumbente. Esta característica obligó al mercado a adecuar los sistemas de medición y modernizados a través del tiempo y actualmente en cumplimiento de las características de lo establecido en la resolución CREG 038 de 2014. Estos medidores sin ser parte de una infraestructura de medición avanzada como tal, cuentan con la mayoría de funcionalidades AMI y registro horario de consumos.</p> <p>En este sentido y dadas las características propias de un usuario residencial así como su capacidad de gestión de reactivos se sugiere que la exención de energía reactiva no solo aplique a usuarios con AMI sino a todos los usuarios en NT 1, incluyendo las fronteras comerciales de que trata la resolución CREG 038 de 2014.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
211	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>Se destaca el párrafo transitorio en el cual se establece la revisión del factor de penalización del transporte de energía reactiva, dado que el consumo de energía reactiva no necesariamente implica un perjuicio explícito para la red y por tanto no debería ser sujeto de penalización. En el caso de la capacitancia este debería tener un margen igual al establecido para la energía reactiva inductiva y considerar la penalización únicamente para usuarios en niveles de tensión superior a NT1 que no tienen capacidad de gestión.</p>	Aceptada	Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos
212	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>Se sugiere que el regulador revise con base en criterios técnicos la posibilidad de gestionar la energía reactiva a nivel de unidades constructivas remuneradas con cargos de distribución, en especial para aquellas zonas donde los usuarios no tienen los desarrollos técnicos para llevar tanto la energía reactiva inductiva como capacitiva a nivel cero pero que si puede ser gestionada a nivel macro directamente por el OR.</p> <p>Actualmente ya existe la posibilidad de incorporar bancos de condensadores en las unidades constructivas asociadas al OR.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
213	19/04/2023	EPM	<p>Se proponen modificaciones en cuatro temas básicamente: Prestador de Última Instancia - PUI, liquidación de excedentes de autogeneración, cobro de energía reactiva e implementación de sistemas fotovoltaicos para reducción de pérdidas en zonas especiales. Si bien son asuntos en general convenientes, nos permitimos respetuosamente puntualizar los siguientes elementos:</p> <p>□ La definición del PUI fue realizada desde el año 2011 en el Reglamento de Comercialización, Res. CREG 156, y a partir de allí la figura ha sido tomada en consideración en todos los desarrollos regulatorios donde ha sido necesario, pero finalmente, se ha dispuesto que mientras se regula dicha figura el comercializador incumbente hace las veces de PUI. Y más que definir una política pública para instar a la CREG a que lo haga, nuestra sugerencia es que se revisen las causas de fondo de tal situación, que trascienden ampliamente el tema de la definición de una remuneración en comercialización coherente con las características del mercado objeto de atención por un PUI. Aspectos como el atraso en el giro de subsidios por parte del Gobierno Nacional, el bajo nivel de recaudo que afecta la caja de los comercializadores (al margen que se remunere adecuadamente el riesgo de cartera), la elevada cartera no recuperable en razón a la existencia de usuarios constitucionalmente protegidos, las altas pérdidas que deben ser cubiertas por el comercializador en el MEM, la aplicación de la opción tarifaria sumamente restrictiva, entre otras, son asuntos estructurales que imposibilitan que la figura del PUI tenga alguna posibilidad de ser estructurada. Entre otras, los comercializadores incumbentes que son los responsables de atender este mercado, logran hacerlo por la integración con la distribución, de lo contrario, sería virtualmente imposible. Así que, en este contexto, pensar en un proceso competitivo para elegir el PUI no deja de ser, por decir lo menos, algo incomprensible.</p> <p>□ Con respecto a la propuesta de considerar los proyectos de generación distribuida en zonas especiales como autogeneradores para efectos de la liquidación de excedentes, lo consideramos conveniente pero advirtiendo que si tal decisión, -así como la de que los OR puedan implementar soluciones fotovoltaicas en dichas zonas en el marco de los planes de reducción de pérdidas-, está motivada en la reducción de pérdidas (y así disminuir el indicador PR trasladado en el Costo Unitario) se estaría incurriendo en un error, toda vez que la relación entre estas variables es espuria. Debe recordarse que la medición en las zonas subnormales es a nivel de frontera agrupadora, y dicha medida es la que se factura a estos usuarios, así como también que los análisis técnicos han considerado importante que la flexibilización en el cobro de la energía reactiva no esté acotada solo para usuarios industriales conectados a nivel de tensión 1, teniendo en cuenta que muchos usuarios industriales conectados a diferentes niveles de tensión podrían contribuir a mejorar los niveles de tensión en ciertas zonas del país debido a su aporte de energía reactiva.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
214	19/04/2023	GECELCA	<p>Estas son modificaciones a regulación existente, que no parece contribuir con el logro de los objetivos planteados en la memoria justificativa. Es micro regulación y no son lineamientos de política. La aplicación de esta microregulación, podría causar un deterioro de la calidad de los sistemas.</p>	Aceptada	Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos, será tarea del Regulados revisar los criterios de inclusión para la revisión del cobro de la energía reactiva.
215	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	<p>Consideramos conveniente abrir la adecuación de los mecanismos de medición para todos los usuarios del sistema.</p> <p>Igualmente, en el segundo y tercer párrafo, proponemos que no se limite la adecuación, sólo para usuarios residenciales con medición AMI en el futuro (pues ésta NO está implementada hasta el momento), sino que se incluya la excepción para todos los usuarios que hoy cuentan con Sistemas de Medición que permiten el registro de consumos horarios y con acceso remoto y/o para usuarios que a futuro cuenten con Medición Inteligente (que se introdujo expresamente en la Ley 2099 de 2021).</p> <p>La redacción podría quedar así:</p> <p>"ARTÍCULO 2.2.3.2.5.2. Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales, industriales y comerciales. La CREG analizará la factibilidad y la conveniencia de flexibilizar los requisitos de medida de los consumos de los usuarios.</p> <p>En el marco de las medidas de flexibilización que desarrollen esquemas de infraestructura de medición avanzada y/o sistemas de medición con registro horario y acceso remoto, los usuarios residenciales que los implementen serán eximidos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa.</p> <p>Asimismo, los usuarios no residenciales conectados a nivel de tensión 1 que cuenten con infraestructura de medición avanzada y/o con sistemas de medición con registro horario y acceso remoto y que registren consumos de energía reactiva, no serán objeto del cobro de esta energía, siempre y cuando no superen el cincuenta por ciento (50%) de la energía activa consumida en el mismo periodo."</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
216	19/04/2023	JULIA-RD	<p>Igualmente, en el segundo y tercer párrafo, proponemos que no se limite la adecuación, sólo para usuarios residenciales con medición AMI en el futuro (pues ésta NO está implementada hasta el momento), sino que se incluya la excepción para todos los usuarios que hoy cuentan con Sistemas de Medición que permiten el registro de consumos horarios y con acceso remoto y/o para usuarios que a futuro cuenten con Medición Inteligente (que se introdujo expresamente en la Ley 2099 de 2021).</p> <p>La redacción podría quedar así:</p> <p>"ARTÍCULO 2.2.3.2.5.2. Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales, industriales y comerciales. La CREG analizará la factibilidad y la conveniencia de flexibilizar los requisitos de medida de los consumos de los usuarios.</p> <p>En el marco de las medidas de flexibilización que desarrollen esquemas de infraestructura de medición avanzada y/o sistemas de medición con registro horario y acceso remoto, los usuarios residenciales que los implementen serán eximidos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa.</p> <p>Asimismo, los usuarios no residenciales conectados a nivel de tensión 1 que cuenten con infraestructura de medición avanzada y/o con sistemas de medición con registro horario y acceso remoto y que registren consumos de energía reactiva, no serán objeto del cobro de esta energía, siempre y cuando no superen el cincuenta por ciento (50%) de la energía activa consumida en el mismo periodo."</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

217	19/04/2023	ÓPTIMA	<p>Adecuación de mecanismos de medición (AMI)</p> <p>En línea con la medida anterior, se propone que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los usuarios residenciales que cuenten con infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) sean eximidos del cobro de energía reactiva.</li> <li>2. La misma exención aplicaría a los usuarios no residenciales conectados a nivel de tensión 1 que también cuenten con infraestructura de medición avanzada y que registren consumos de energía reactiva inferiores al 50% de la activa consumida en el mismo periodo.</li> <li>3. La CREG revise el factor de penalización (m) que actualmente aplica al cálculo de cobros por transporte de energía reactiva.</li> </ol> <p>En nuestra interpretación, el objetivo de este artículo consiste en solventar una problemática puntual: cuando algunos usuarios se ven en la necesidad de cambiar sus medidores (bien sea para cambiarse de mercado o comercializador, o por otros motivos), puede que empiecen a sufrir penalizaciones por transporte de reactiva que antes no tenían pues simplemente sus medidores anteriores no lo registraban. Como se mencionó en el apartado anterior, esto también ha resultado en barreras para el desarrollo de proyectos de autogeneración. Sobre las soluciones planteadas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. A priori, las medidas propuestas podrían eliminar las barreras mencionadas, por lo que consideramos que van en la dirección apropiada.</li> <li>2. Sin embargo, en nuestra opinión es necesario revisar cuidadosamente otras implicaciones de estas medidas: <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Puede aparecer un importante conflicto de interés. Los Operadores de Red (OR) serían los principales afectados directos por las problemáticas que causa el transporte de reactiva de los usuarios. Simultáneamente, según el marco regulatorio actual, serán los responsables de la implementación masiva de AMI. ¿Este tipo de medida no podría suponer un desincentivo para que los OR avancen con los planes de implementación de AMI?</li> <li>b. Similarmente con el comentario del apartado anterior sobre conveniencia y focalización de subsidios cruzados: ¿quiénes cubrirán los costos de las afectaciones por transporte de energía reactiva causadas por algunos usuarios que se verán exentos de las penalizaciones? ¿serán aquellos usuarios que por una u otra razón no puedan contar con AMI? (importante: esto, en esencia, no está en sus manos ni es su responsabilidad, al menos al hablar de usuarios regulados), ¿o los OR?</li> </ol> </li> </ol>	Aceptada	Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos, será tarea del Regulados revisar los criterios de inclusión para la revisión del cobro de la energía reactiva.
218	19/04/2023	Prime Energía Colombia	Al igual que el anterior artículo consideramos importante hacer un análisis integral a nivel del todo el Sistema Interconectado Nacional en el que se involucre al CNO eléctrico y el Operador del Mercado.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
219	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	<p>Encontramos razonable en términos de equidad, eximir a los usuarios residenciales que cuenten con medición avanzada del cobro de energía reactiva, sin embargo, es inesperado que dichos usuarios estén registrando consumo de reactivos dada la naturaleza de las cargas de este tipo de usuarios, principalmente resistivas.</p> <p>Al igual que en el numeral anterior, se recomienda hacer un seguimiento a los efectos del exceso de reactivos en la red dado los efectos indeseados que ocasionan.</p>	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
220	45035	PROMIGAS S.A. E.S.P.	Se solicita aclarar a qué se refiere la expresión "flexibilizar los requisitos de medida"	Aceptada	De acuerdo con lo indicado en el Decreto, el término flexibilización de la medida, fue incluido en el artículo buscando que fueran revisados y modificados lo términos actuales que se tienen para la medición de usuarios, en este particular, asociado a la energía reactiva.
221	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	Se recomienda eliminar del texto que finalmente se adopte el término "penalización", cuando se habla del cobro de energía reactiva	Aceptada	Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos
222	19/04/2023	RSA Consultores	En los usuarios residenciales buscar incentivar el uso de tecnologías AMI a través del no cobro de energía reactiva es trasladar un problema de financiamiento, para una tecnología que posiblemente en un análisis de beneficio costo es innecesaria. Se propone reevaluar la pertinencia de los costos del AMI para los usuarios. Teniendo en cuenta los principios de neutralidad y simplicidad relacionados en la Ley 142 de 1994.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
223	19/04/2023	RSA Consultores	Para el caso de los usuarios no residenciales exonerar el transporte de energía reactiva basados en una inversión de un elemento de medición es una acción contradictoria que además puede repercutir en inconvenientes en el factor de potencia en el sistema de distribución.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
224	19/04/2023	RSA Consultores	<p>En el art. 90 de la Ley 142 de 1994, se relaciona los elementos de la fórmula tarifaria: "Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso. Se considerarán como costos necesarios para garantizar la disponibilidad permanente del suministro aquellos denominados costos fijos de clientela, entre los cuales se incluyen los gastos adecuados de administración, facturación, medición y los demás servicios permanentes que, de acuerdo con definiciones que realicen las respectivas comisiones de regulación, son necesarios para garantizar que el usuario pueda disponer del servicio sin solución de continuidad y con eficiencia Sentencia C-353/06".</p> <p>Este numeral se ajusta a la Constitución Política mediante la Sentencia C-535/06 de la Corte Constitucional "La tarifa que se paga por la prestación de un servicio público domiciliario está vinculada no sólo con el nivel de consumo del usuario, sino con los costos en que incurre la empresa respectiva para poder brindar el bien o servicio en condiciones de competitividad y está determinada por el beneficio que finalmente recibe el usuario. El sólo hecho de que el prestador del servicio esté disponible para brindar el mismo genera costos, los cuales son independientes del consumo real que se efectúe."</p> <p>La resolución CREG 015 de 2018 establece el cobro de energía reactiva por el transporte de esta más no como una penalización. Conforme a esto y a lo establecido en el artículo 90 de la Ley 142 de 1994 se observa que el factor M no está dentro de los costos que tiene un Operador de red, sino se pudiera considerar como una penalización disfrazada.</p> <p>Por tanto, se sugiere reconsiderar eliminar este factor de manera permanente más no transitoria.</p>	Aceptada	Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos
225	19/04/2023	RSA Consultores	<p>El esquema de infraestructura de medición avanzada se ha anunciado que no será trasladado al usuario final, sin embargo, se debe tener en cuenta que en el país los únicos pagadores del servicio de energía son los usuarios y el gobierno nacional mediante el giro de subsidios, siendo estos las únicas fuentes de ingresos del sector. La CREG cuando manifiesta que reconoce a un inversionista el recurso que ha destinado para la ejecución de una actividad lo que está manifestando es que le permite que dicho recurso sea trasladado vía tarifa a los usuarios, siendo este último quien termina pagando por todas las inversiones realizadas.</p> <p>La manera de evaluar el impacto de los esquemas propuestos es mediante una evaluación de beneficio/costo, si consideramos que en Colombia ya se ha realizado respuesta de la demanda con medidores horarios sin la necesidad de que sean inteligentes. Este efecto se observó mediante el esquema de apagar-paga, en donde tanto la demanda regulada como la no regulada realizaron reducciones de energía acordes con los beneficios a recibir, los cuales se pueden observar en el documento de ACOLGEN "LECCIONES FENÓMENO DE "EL NIÑO" 2015 -2016".</p>	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
226	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	La propuesta del artículo plantea la exención de dicho cobro a los usuarios residenciales que instalen medidores avanzados, así como a algunos usuarios no residenciales, a quienes les aplicaría el cobro de la energía reactiva (sin distinción de si es inductiva o capacitiva) por encima del 50% del consumo de energía activa. Esta disposición no pondera el impacto y costo que tiene en el sistema el transporte de energía reactiva y, de igual forma, podría contravenir la Ley 142 de 1994 en cuanto esta establece que la medición real de los consumos debe ser real, y que ella debe ser la base del precio que se cobra a los usuarios en sus facturas.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.

227	19/04/2023	Liga Nacional de Usuarios de los Servicios Públicos	<p>3.Sobre la flexibilización de los requisitos de medida de los consumos de los usuarios</p> <p>Dice el artículo 6 del Proyecto de Decreto encabezado en los términos de "Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales, industriales y comerciales", a propósito de la infraestructura de medición avanzada, que "La CREG analizará la factibilidad y la conveniencia de flexibilizar los requisitos de medida de los consumos de los usuarios".</p> <p>La Liga Nacional de Usuarios considera que este artículo desconoce la regulación muy recientemente expedida por la CREG, en la cual se indican los pasos de obligatorio cumplimiento, tanto para empresas comercializadoras y Operadores de Red – OR, como para las autoridades administrativas del sector, previos al despliegue de la infraestructura de medición avanzada y la instalación de medidores inteligentes. Debe atenderse el Ministerio, la CREG y el gobierno nacional a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 101 001 del 18 de enero de 2022 y 701 011 del 30 de junio de 2022, expedida esta última, para acoger lo decidido por la Corte Constitucional en Sentencia C 186 del 1 de junio de 2022. Riñe el afán de la propuesta con el reconocimiento de derechos de los usuarios para que esta nueva medición armonice con la necesaria publicidad, conocimiento y socialización de sus alcances, etapas aún sin agotar legalmente. Insistimos en que todas las condiciones y requisitos fijados en la Resolución CREG 701 011, modificatoria de la 101 001, torna más exigentes esos requisitos, precisamente en procura de proteger los derechos de los usuarios, y en consecuencia, es deber del Ministerio, conservar este presupuesto en el diseño del Decreto. Para efectos de mayor comprensión de lo afirmado, presentamos este resumen de obligaciones pendientes:</p> <p>Primero. Deben las empresas presentar a la CREG para su aprobación el Plan de despliegue de la infraestructura de medición avanzada, con los estudios costo-beneficio que justifiquen su desarrollo. Segundo. Los Operadores de Red – OR, tienen la obligación de informar a los usuarios, mediante medios masivos de comunicación y de manera recurrente, el inicio del despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada – AMI, las características básicas de los equipos, los derechos de los usuarios, los beneficios de la aplicación del esquema y su avance en la implementación. Se debe informar al usuario a quien se le va a instalar el nuevo medidor, con una anticipación mínima de tres meses a la fecha de cambio. Tercero. El comercializador de energía tiene la obligación de efectuar las modificaciones a que haya lugar, en los Contratos de Condiciones Uniformes, a más</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
228	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	<p>(i)En usuarios residenciales se propende que, en el marco de las medidas de flexibilización que se desarrollarán para esquemas de infraestructura de medición avanzada (actualmente llamada como AMI), aquellos usuarios que los implementen serán eximidos del cobro de energía reactiva independientemente de su nivel de consumo de energía activa.</p> <p>Si bien este tema es necesario, definitivamente su aplicación no debe estar centralizada solo para usuarios a los que se les implemente AMI, dado que los usuarios que cuentan con sistemas de medición que tienen registro horarios configurados para lectura de energía activa y reactiva, que abarca a todos los usuarios residenciales atendidos por comercializadores entrantes inclusive las fronteras comerciales con reporte al ASIC de usuarios regulados, están sujetos a la aplicación del cobro de energía reactiva bajo el esquema inadecuado establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Es importante, por lo anterior, que el Ministerio de Minas y Energía haga extensivo este lineamiento de exoneración en el cobro de energía reactiva independientemente del nivel de consumo de energía activa, en busca de garantizar el principio de "Neutralidad" (Numeral 87.2 de la Ley 142 de 1994) para todos aquellos usuarios residenciales que cuenten con un sistema de medida que registre y este calibrado para energía reactiva. Esta medida tendrá la capacidad de causar efectos inmediatos y redundará en menores costos para los usuarios residenciales del mercado regulado atendidos por comercializadores entrantes (no incumbentes), dado que hoy se presenta discriminación para estos usuarios, pues si el usuario regulado es atendido por el comercializador incumbente con un medidor convencional no experimenta los mismos costos ni cobros de energía reactiva que experimenta el mismo usuario si es atendido por un comercializador entrante, situación que solicitamos respetuosamente sea corregida por el Decreto de Política sujeto a comentarios.</p>	No aceptada	Se cambió la redacción del Artículo, buscando unificar los comentarios recibidos
229	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	<p>La exención del cobro de energía reactiva a usuarios No Residenciales de Nivel de Tensión 1 debe ser para todo sistema de medición, independientemente que sea infraestructura AMI, ello incluye las fronteras comerciales con y sin reporte al ASIC. Permitir solamente la exención del cobro de la energía reactiva a los usuarios no residenciales en NT1 que tengan AMI desconoce una gran cantidad de usuarios que actualmente están siendo atendidos por los comercializadores incumbentes y entrantes a través de sistemas de medición de registro horario o incluso por medio de fronteras comerciales. Realizar la diferenciación de cobro de energía reactiva sólo para usuarios no residenciales de Nivel 1 a los que se le instale AMI, como lo plantea inicialmente el proyecto de Decreto implicaría una discriminación de usuarios y en concordancia con lo expresado en la vieta anterior, no respeta el principio de la Ley 142 de 1994 de "Neutralidad tarifaria" que determina que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales y por tanto no es justo que un usuario experimente mayores costos o no por el mero hecho de que el medidor instalado para registrar sus consumos sea de otras características.</p> <p>Se resalta que la importancia de no condicionar la existencia de infraestructura de AMI o medición avanzada como elemento necesario para avalar la exención del cobro de la energía reactiva a usuarios residenciales y no residenciales de Nivel 1, tiene un soporte no solo legal (Neutralidad tarifaria) sino también práctico de reducción de tarifas en un plazo inmediato, en especial para aquellos usuarios que la regulación ha discriminado que, por ser atendidos por comercializadores entrantes tiene un sistema de medida de cuatro cuadrantes que registra energía reactiva.</p>	Aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
230	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	<p>De otro lado, resulta de la mayor relevancia resaltar que los lineamientos establecidos para el cobro de energía reactiva en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, han sido debatidos por toda la industria desde los usuarios, los agentes (comercializadores y OR's) y los AGPE. En general, se cumplieron cinco años de expedición de la Resolución CREG 015 de 2018 y este capítulo tan comentado ha presentado solo modificaciones casi que exclusivamente relacionadas con el aplazamiento en la entrada en aplicación de la medida, mas no por los grandes impactos identificados y expresados por la industria con su aplicación y que han representado incrementos excesivos en la facturación de los usuarios finales.</p> <p>A modo de ejemplo, se tiene con relación a la aplicación del factor M que penaliza el consumo reiterativo de energía reactiva establecido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, que solo en el caso de los usuarios de VATIA, en el año 2022 se trasladaron a los OR's más de 25.000 \$Millones (cuando el promedio anual era alrededor de 2.000 \$Millones), lo anterior debido a la liquidación de la energía reactiva (inductiva y capacitiva) involucrando esta variable M y peor aun cuando a la fecha dicho factor en algunos casos alcanza un valor de seis (6) y que en los próximos 18 meses podrá llegar a un valor máximo de doce (12) según se ha dispuesto en las Resoluciones modificatorias de la Resolución CREG 015 de 2018.</p> <p>De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta los altos perjuicios económicos que han tenido los usuarios por el cobro de la energía reactiva capacitiva sin el límite de exceso y combinado con la aplicación del factor M en la liquidación de la reactiva en los usuarios finales, consideramos urgente que el Ministerio de Minas y Energía establezca que la CREG en un plazo perentorio: 1) Revise de manera integral los impactos que está generando esta medida, lo cual es tan sencillo como solicitar a la SSPD los valores facturados por energía reactiva antes y después de la implementación de esta normativa o a través de Circular solicitar a los comercializadores los valores facturados por energía reactiva; 2) Modifique de manera integral lo establecido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018 y no dar espera a una modificación de toda la metodología de remuneración de la actividad de distribución, pues esto puede tardar varios años y los impactos por el cobro de energía reactiva han sido fuertes para los usuarios sin que ello represente que están demandando o exigiendo más energía reactiva del SIN; 3) Como medida provisional e inmediata para evitar a futuro las graves impactos económicos en los usuarios, que se determine un valor de la variable M = 1 mientras que la CREG adelanta los ajustes pertinentes a la forma de cobrar los exesos de energía. Teniendo en cuenta la relevancia actual y las ventajas técnicas y operativas de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, se considera positiva la medida de flexibilización o exención del cobro de energía reactiva para los usuarios que cuenten con esta tecnología. Sin embargo, se considera muy relevante y necesaria la definición de políticas que reglamenten y definan la remuneración de este tipo de tecnología, con el fin de garantizar su viabilidad financiera. Al igual que en lo manifestado para el artículo 5, se considera necesaria la supervisión de esta medida por parte de la CREG para reaccionar con prontitud ante los posibles efectos de la masificación de este tipo de tecnología en el país.</p>	Aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
231	19/04/2023	EEP		No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
ARTICULO 7					
232	4/19/2023	Acolgen	Hay un error en la redacción y que se buscaba hacer referencia a la energía comercial disponible de los generadores, la cual depende de las condiciones de disponibilidad del recurso y valoración de riesgo.	Aceptada	
233	4/05/2023	XM	a) Promover la participación de los agentes generadores que tengan energía firme disponible sin contratar en las convocatorias públicas de compra de energía que realicen los agentes comercializadores para la atención de la demanda regulada.	Aceptada	
208	19/04/2023	ANDEG	Se pide se revise. el término "energía firme corresponde al "aporte incremental de las plantas de generación de una empresa al sistema interconectado, el cual se efectúa con una confiabilidad de 95% y se calcula con base en una metodología aprobada por la Comisión y en los modelos de planeamiento operativo utilizados en el sistema interconectado nacional"- Resolución CREG 53 de 1994.	Aceptada	

209	4/05/2023	CREG	El concepto de energía firme es usado únicamente en el mecanismo del cargo por confiabilidad donde los agentes adquieren el compromiso de entregar físicamente la energía con la que se comprometen. Este concepto es independiente de la energía que se transa en los contratos del mercado de energía. Estos contratos, de los cuales hacen parte los que se derivan de las convocatorias de la Resolución CREG 130 de 2019, constituyen una cobertura a la exposición de los precios de bolsa.	Aceptada	Se acepta el comentario y se elimina la palabra energía firme para no generar confusión sobre su uso común que es el cargo por confiabilidad
210	4/19/2023	CEERA	Se recomienda ajustar el literal a) para suprimir la palabra "firme" dado que limita la mayor competencia en la contratación.	Aceptada	
211	4/19/2023	CGN	Cuando se hace referencia a la promoción de la participación de generadores con "energía firme disponible sin contratar", se infiere que hay un error en la redacción y que la referencia correcta es la de energía comercial disponible de los generadores; lo anterior, por cuanto el objetivo de la ENFICC, en estricto sentido, es respaldar el esquema de confiabilidad y no el de ser ir de soporte a los procesos de contratación entre agentes.	Aceptada	
212	4/19/2023	ENEL	corregir: Obligaciones de Energía Firme cubren las necesidades energéticas de la demanda nacional proyectada por la UPME. Ese concepto de confiabilidad no necesariamente se puede trasladar a la cobertura en contratos, donde el atributo se valora como energía media.	Aceptada	
213	4/18/2023	EPM	Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) corresponde a una capacidad para cubrir la demanda en condiciones de hidrología crítica, y no debe confundirse con la cantidad de energía que una planta de generación puede llevar al mercado de contratos. Es muy relevante tener presente que aproximadamente el 50% de la ENFICC proviene de plantas hidráulicas y el otro 50% de plantas térmicas, siendo las primeras las que por tener bajos costos variables, tienen la posibilidad de ofrecer su generación en los mecanismos de contratación de largo plazo; la ENFICC de las plantas térmicas participa con cantidades mucho menores, o incluso aquellos recursos que operan con combustibles líquidos no participan de estos mecanismos porque sus costos son muy superiores al Mc, que es la señal de precios del mercado de largo plazo.	Aceptada	
214	19-abr	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	Debe considerarse que la gran mayoría de los generadores hidráulicos contratan su energía firme y la mayoría de los térmicos no la contratan y las FERNIC tratan de contratar su energía media. Para tener este aspecto en cuenta y ampliar la oferta en el mercado de contratos y así lograr mayor eficiencia en la formación de precios, comportándose como un verdadero mercado financiero de cobertura del precio de bolsa, y evitar que los generadores hidráulicos tengan incentivos para reservar la energía secundaria para especular en la bolsa se propone la siguiente redacción para este numeral:  a) Promover la participación de los agentes generadores que tengan energía disponible sin contratar en las convocatorias públicas de compras de energía que realicen los agentes comercializadores para la atención de la demanda regulada. Se considera energía disponible de un agente del mercado la suma de la energía media de sus recursos renovables más la energía firme de sus recursos térmicos. La CREG deberá definir la metodología para calcular la energía media.	Aceptada	El lineamiento de política está dirigido a que las convocatorias públicas resulten en precios que obedezcan a una formación eficiente y competitiva. Para ello es necesario promover la participación de los generadores para lograr precios estables para los comercializadores que atienden demanda regulada, lo cual se traduce en tarifas justas. Por ello, se ha indicado que la CREG como entidad encargada de la regulación será la encargada de diseñar los incentivos económicos y técnicos que promuevan la concurrencia de vendedores y compradores. Es de indicar que la existencia de los otros mecanismos de comercialización que la regulación viene desarrollando o los que se realicen a futuro, coexisten sin ningún tipo de restricción frente al lineamiento dado.
215	19-abr	Prime Energía Colombia	Al respecto consideramos importante tener en cuenta que no todos los agentes registrados en el mercado de energía mayorista tienen disponibilidad de energía para vender en contratos, especialmente el parque generador térmico que respalda su energía en firme para el Cargo por Confiabilidad con combustibles (gas natural, diésel, gas natural importado - GNL). Resaltamos que el concepto de energía en firme no corresponde a energía disponible para venta en contratos. El costo de generación con alguno de los combustibles mencionados anteriormente, supera con creces, en este momento, la disponibilidad a pagar de la demanda.	Aceptada	
216	4/19/2023	PROMIGAS	En el mercado de energía eléctrica se diferencian dos tipos de mercados como lo son el de entregas físicas de energía (mercado spot o bolsa de energía) y el mercado financiero de energía (mercado de contratos), sobre lo cual se han emitido diferentes conceptos por parte de la CREG. Esta diferencia conceptual entre lo físico y lo financiero se refleja en lo dispuesto en los literales a) y b) y en el Parágrafo 1 de la propuesta normativa, sobre lo cual observamos que, además de los generadores, en el mercado existen agentes Comercializadores "puros" que no cuenta con recursos de generación y por lo tanto no cuentan con "energía firme", a los cuales se les estaría excluyendo de la posibilidad de presentarse a las convocatorias de que trata el artículo en mención.	Aceptada	
217	19-abr	Universidad Externado de Colombia	En el literal a) del artículo, donde se hace referencia a la promoción de la participación de generadores con "energía firme disponible sin contratar", se infiere que hay un error en la redacción y que se buscaba hacer referencia a la energía comercial disponible de los generadores.	Aceptada	
218	4/19/2023	ASIEB	No vemos como inducir a un agente generador a que participe en determinada convocatoria pública de compra de energía. El agente generador se encuentra en plena libertad de decidir si desea participar o no en el proceso. Dentro de sus planes de negocio define cuanto energía comercializar en contratos de largo plazo o en la bolsa de energía. Existe libertad de empresa.	No aceptada	
219	19-abr	BIAENERGY	Es importante precisar cómo deberá la CREG por medio de la regulación, garantizar que los generadores se presenten a las convocatorias públicas que van a realizarse en virtud del parágrafo transitorio y cómo garantizar que los agentes participen en todas las convocatorias que se realicen sin discriminar el tipo de agente.	No aceptada	Se elimina el literal B dado que ya está contemplado en el literal a donde ya se está indicando que la CREG deberá propiciar la participación de TODOS los generadores independientemente de su participación en la atención de la demanda regulada, en el literal a.
220	4/19/2023	CREG	No siempre la participación forzada de agentes en un mercado lleva a resultados más eficientes. Puede incluso presentarse el caso en que se logre la participación de generadores pero que no lo hagan con la auténtica intención de salir adjudicados, lo cual puede ser más evidente en épocas de escasez.	No aceptada	
221	19-abr	CGN	En el proyecto no hay suficientes referencias sobre la manera como se promovería una mayor participación de los generadores.	No aceptada	
222	4/18/2023	EPM	No es adecuado que se intervenga el mercado de contratos de largo plazo obligando a los agentes a participar, limitando las reglas de establecimiento de los precios y techando los precios de adjudicación. las condiciones de contratación de energía son establecidas por los Comercializadores en los Términos de Referencia de la convocatoria acorde con sus necesidades particulares (cantidades, periodo a contratar, indexadores, garantías, tipo de contrato, entre otros) y la oferta participa en forma voluntaria en función de las condiciones anteriores y del nivel de riesgo que ello implique, optimizando de esta forma la contratación de energía, de conformidad con las reglas establecidas en la Res. CREG 130 de 2019.	No aceptada	
223	4/19/2023	OPTIMA	Los agentes generadores cuentan con todos los incentivos para, en general, contratar su energía disponible (salvo por casos particulares; por ejemplo, ante la inminencia de un Fenómeno de El Niño, por gestión de riesgo podrían preferir contratar menos energía de lo usual). En este punto resulta fundamental recordar lo que podría parecer una obviedad: en nuestro marco legal y regulatorio actual, no se puede obligar a los agentes generadores (actividad en competencia) a tomar riesgos que estos no deseen tomar. Si un agente generador quiere mitigar su riesgo de tener que comprar en bolsa la energía comprometida en sus contratos ante una disminución en su generación, no es posible forzarlo a actuar de otra manera.	No aceptada	
224	4/19/2023	Universidad Externado de Colombia	Esta directriz en la forma como está planteada, debe ser evaluada de manera tal que no interfiera con otras señales que buscan promover la competencia, e impedir comportamientos anormales por parte de las empresas integradas verticalmente.	No aceptada	Se elimina el literal B dado que ya está contemplado en el literal a donde ya se está indicando que la CREG deberá propiciar la participación de TODOS los generadores independientemente de su participación en la atención de la demanda regulada, en el literal a.
225	4/19/2023	Universidad Externado de Colombia	El texto que se propone no resulta claro ni en sus objetivos, ni en su redacción. En efecto, no es claro por qué se debe promover únicamente a los generadores integrados verticalmente, en las convocatorias de otros comercializadores, a través de otros mecanismos diferentes de los que hoy mismo existen, y que limiten la cantidad energía que pueden contratarse a sí mismos.	Aceptada	
226	4/19/2023	XM	b) Promover la participación de los agentes generadores integrados verticalmente con la actividad de comercialización cuya demanda regulada nacional atendida supere el 5%, en las convocatorias públicas de otros comercializadores, siempre cuando tengan energía disponible." (Subrayado fuera detexto) Dado que en el Mercado de Energía Mayorista los contratos de cubrimiento del riesgo de precio en la bolsa son del tipo financiero, no resulta claro la mención a "Energía Firme disponible", la cual está en el contexto de los compromisos que los generadores pueden contraer para el Cargo por Confiabilidad.	Aceptada	
227	4/19/2023	VATIA	La redacción invita a la CREG a emitir regulación que promueva a los generadores integrados con comercializadores, con atención de demanda superior al 5%, a participar en convocatorias de otros comercializadores. No obstante, la propuesta de literal debería ser amplia, en el sentido de que se promueva la participación de todos los generadores, independiente del nivel de participación en la atención de demanda.	Aceptada	
228	4/19/2023	CREG	No es claro qué se quiere decir con "energía disponible"	Aceptada	
229	4/19/2023	ACCE	una vez se publique un requerimiento de compra de energía, no se permita incluir limitaciones de participación para la oferta, que dirijan la convocatoria a un vendedor o a un selecto grupo de ellos. Hoy existen limitaciones tales como: Sólo se podrá ofertar por el total de la energía (no admitten ofertas por periodos), sólo se considerarán ofertas de Generadores, no se considerarán ofertas por franjas, etc.	No aceptada	

230	4/19/2023	CREG	No se requiere este literal, el límite de compras propias establecido en la Resolución CREG 130 de 2019 propende por establecer una serie de condiciones para garantizar una mayor transparencia en el proceso de convocatoria; que no haya tratamientos discriminatorios arbitrarios por parte del comercializador y mejorar la liquidez del mercado de contratos. Lo anterior, toda vez que las empresas integradas suponen una serie de riesgos que van en detrimento de un funcionamiento eficiente del mercado. La transición propuesta con los límites máximos de contratación con agentes con quienes existe situación de control busca mitigar los potenciales riesgos para los usuarios cuando los atiende un comercializador integrado con generadores e incentivar la participación en mecanismos anónimos, transparentes y fiables. En los documentos Creg 047 y 088 de 2019 se explica más en detalle estos aspectos. En consecuencia, se considera necesario mantener las reglas que diferencian el tratamiento a agentes que desarrollan en forma integrada las actividades de generación y comercialización.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. Por el contrario, se entiende que el mismo esta dirigido a apoyar la expedición de esta disposición normativa. En todo caso, se elimina el literal C dado que se encuentra contemplado en el literal a donde ya se está indicando que la CREG deberá propiciar la participación de TODOS los generadores.
231	4/19/2023	Acolgen	La CREG debe dar los incentivos y señales adecuadas para que en los pliegos de las convocatorias tanto los comercializadores como los generadores cuenten con los elementos suficientes y recíprocos para asegurar el cumplimiento de las obligaciones contraídas.	No aceptada	
232	4/19/2023	Universidad Externado de Colombia	Para esto se busca agilizar los tiempos de las convocatorias, promover la participación de generadores con la energía disponible permitiendo, por ejemplo, la participación de generadores integrados en convocatorias de otros comercializadores, siempre y cuando su demanda regulada no supere el 5% de la demanda regulada nacional. Para esto se menciona la intención de tener tratamiento equitativo.	No aceptada	
233	4/19/2023	AIRE	Proponen adicional al artículo lo siguiente: <i>Para esto, por cada kWh que los agentes generadores vendan mediante contratos a un comercializador con vinculación económica deberán vender mediante contratos uno a un comercializador no vinculado económicamente.</i>	No aceptada	
234	4/19/2023	Julia RD	Proponemos que se incluya un procedimiento, para que aquellos agentes que no logran hacer sus compras a través de las convocatorias para el mercado regulado, puedan proceder por otros medios a cubrirse (a precios de mercado) y así mantener limitado el nivel de exposición y por ende estabilizar el CU para los usuarios finales, reduciendo la volatilidad. En dicho procedimiento se podría incluir que se le permita al Comercializador expuesto, hacer compras a sus empresas afiliadas o integradas (del mismo grupo empresarial), o compras directas a otro agente, sin convocatoria, velando siempre que los precios de dicha compra en contratos bilaterales, estén dentro de los precios de mercado.	No aceptada	
235	4/19/2023	Julia RD	Se solicita se incluya nuevamente la participación de las PCH's con ofertas Pague lo Generado y que se eliminen las "segmentaciones" en las convocatorias, esto es, que una vez se publique un requerimiento de compra de energía, no se permita incluir limitaciones de participación para la oferta, que dirijan la convocatoria a un vendedor o a un selecto grupo de ellos. Hoy existen limitaciones tales como: Sólo se podrá ofertar por el total de la energía (no admiten ofertas por períodos), sólo se considerarán ofertas de Generadores, no se considerarán ofertas por franjas, etc.	No aceptada	Aceptada se elimina la referencia al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados
236	4/19/2023	VATIA	Consideramos respetuosamente que es necesario que el Decreto comine a la CREG a revisar los límites de compras propias teniendo en cuenta que a partir del año 2020 cuando entró en vigencia la Resolución CREG 130 de 2019, se realizaron ajustes en las convocatorias para el mercado regulado, orientadas a mayor transparencia del proceso, eliminar los conflictos de interés de los agentes y buscar una señal de precios transparente, eficiente y competitiva. La omisión contenida en el proyecto de Decreto, en relación con la necesidad de instruir a la CREG a revisar los límites de compras propias, pueden explicarse desde la memoria justificativa que no abordó los resultados del SICEP en los últimos 3 años, lo cual resulta relevante como aspecto que permite identificar las problemáticas en el actual desarrollo de las convocatorias para el mercado regulado, algunas de las cuales son: •Baja participación de los oferentes en las convocatorias. •Precios de adjudicación diferenciales según el tipo de comercializador que desarrolla la convocatoria. •La proporción de procesos declarados como desiertos es mayor en los comercializadores poco atractivos para la oferta.	No aceptada	
237	4/19/2023	PROMIGAS	Sobre el literal d) se considera inconveniente la incorporación de reglas a los precios de oferta con referencias al comportamiento histórico de los precios de los contratos, toda vez que, en el contexto de cambio climático y transición energética, el comportamiento de los precios futuros de la energía no guarda relación con los precios del pasado.	Aceptada	
238	4/19/2023	Acolgen	Resulta cuestionable determinar que los precios de oferta obedezcan a criterios que conlleven a limitarlos con base en referencia a precios históricos. Se sugiere reevaluar esta disposición. a.toda vez que el marco normativo establecido por el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 ha sido claro en que los precios de contratos entre "empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquéllas y éstas y entre todas ellas y las empresas dedicadas a la comercialización de electricidad y los usuarios no regulados, son libres y serán remuneradas mediante los precios que acuerden las partes". b.la inclusión de "comportamientos históricos" podría estar en contravía tanto de las facultades legales de intervención de la CREG. c.puede contrariar el mandato de suficiencia financiera, pues los comportamientos históricos no necesariamente reflejan las situaciones futuras en cuanto a este punto	No aceptada	
239	4/19/2023	Cámara Colombiana de Energía	Consideramos que este artículo tiene la potencialidad de vulnerar la libertad de empresa, y puede llegar a considerarse expropiatorio, ya que obliga a los generadores a fijar precios presentes y futuros con referencias pasadas, sin tener en cuenta las condiciones actuales y proyectadas del mercado, la oferta y la demanda, los costos de operación y mantenimiento, los riesgos asociados a la generación y la transmisión, y las expectativas de rentabilidad. Esto podría generar una distorsión en la formación de precios y una desincentivación a la inversión en nuevas fuentes de generación.	No aceptada	
240	4/19/2023	EPM	Primero, consideramos que no es adecuado que se intervenga el mercado de contratos de largo plazo obligando a los agentes a participar, limitando las reglas de establecimiento de los precios y techando los precios de adjudicación. Consideramos que no es adecuado atar los precios de oferta de las convocatorias al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados para el mercado regulado. Las condiciones del mercado son cambiantes y el mercado evoluciona, modificando las expectativas de precios de los agentes. Variables tales como la expansión del parque de generación, el crecimiento de la demanda, las expectativas climáticas y las nuevas tecnologías son mucho más importantes en la formación del precio de mercado, que su comportamiento histórico.	Aceptada	Aceptada se elimina la referencia al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados
241	4/19/2023	GECELCA	Sugiere revisar la directriz de precios. Para un generador térmico el costo variable de generación es un insumo importante para determinar el riesgo que podría asumir el generador al participar en el mercado de contratos, el cual no está asociado al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos para el mercado regulado. Por ejemplo, el precio del combustible que utiliza el generador térmico depende de la evolución de variables internacionales y nacionales, así como de la volatilidad de la TRM, lo que puede generar condiciones distintas a las que se han presentado en la historia.	Aceptada	
242	4/19/2023	AIRE	Sugiere eliminar la referencia al comportamiento histórico de los precios y lo reemplaza por: <i>Incorporar reglas para que los precios de oferta en estas convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica y proporcionen una cobertura real en precio y cantidades para el mercado regulado.</i>	Aceptada	
243	4/19/2023	ANDEG	Sugiere eliminar la referencia al comportamiento histórico de los precios, puede afectar las convocatorias para contratación de energía con precios eficientes y competitivos.	Aceptada	
244	4/19/2023	ANDESCO	Eliminar la referencia al comportamiento histórico de los precios, representa una intervención que distorsiona y desincentiva a la participación de los generadores en las convocatorias; y no reconoce que el mercado debe valorar la energía con relación a las expectativas futuras de la disponibilidad de oferta, entre otras, que de restringirse incrementarían el riesgo de participación en el mercado de contratos.	Aceptada	
245	4/19/2023	ASIEB	El comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados en el mercado regulado no es un parámetro que permita estimar precios a futuro, por cuanto van a depender de diferentes factores como la evolución del clima, el crecimiento de la demanda y de la capacidad de generación instalada, el cumplimiento del plan de expansión de Generación y Transmisión, la disponibilidad de recursos críticos de generación como Guavio, Guatapé y Hidrotuango, la incorporación de generación con FNCER preferiblemente complementada con sistema de almacenamiento mediante baterías, etc.	Aceptada	Aceptada se elimina la referencia al comportamiento de los precios de los contratos suscritos y liquidados
246	4/19/2023	BIAENERGY	el comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados es un criterio que no atiende a los fenómenos de aumento de demanda e ingreso de nuevas fuentes de generación, entre otros aspectos de la expectativa a futuro.	Aceptada	
247	4/19/2023	CREG	La incorporación de elementos adicionales de eficiencia a las compras que se realizan en contratos se recoge en la fórmula de traslado al usuario final, a través del componente MC. Este mecanismo, sin embargo, es susceptible de mejoras, lo cual se abordará en la propuesta para la definición del componente de generación que hace parte de la agenda para el 2023. El comportamiento histórico es uno de varios elementos que deberá tener en cuenta la Comisión al definir reglas que procuren el precio eficiente de la energía a trasladar al usuario final.	Aceptada	
248	4/19/2023	CANACOL	No le es claro término "comportamiento histórico de los precios" y "superen el precio que la CREG define"	No aceptada	
					No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. En todo caso se elimina la referencia al comportamiento de los precios de los contratos suscritos y liquidados

249	4/19/2023	CELSIA	Preocupa que están orientadas a un control de precios, en lugar a incentivar la competencia y la libre participación que derive en una formación eficiente de precios.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No se trata de un control de precios. En todo caso se elimina la referencia al comportamiento de los precios de los contratos suscritos y liquidados
250	4/19/2023	CEERA	SUGIERE LA SIGUIENTE REDACCIÓN: ARTÍCULO 2.2.3.2.5.3. Compras de Energía para el Mercado Regulado. [...] "d) Incorporar reglas para que los precios de oferta en estas convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica y consideren el comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados para el mercado regulado, así como los precios promedios de los contratos futuros registrados para las ventanas de tiempo a contratar y conforme la información disponible de la Res CREG 101-018 de 2022 o aquella que la modifique, adicione o sustituya"	No aceptada	Este comentario obedece más al ámbito regulatorio, por tanto la CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica
251	4/19/2023	CGN	Resulta cuestionable que se elimine de golpe la posibilidad que tienen los generadores de determinar sus ofertas de acuerdo con la realidad de la operación de sus recursos, para pasar a un esquema en el que el Estado determine parcialmente lo que debe considerarse en cada momento del tiempo como un precio de oferta eficiente. Aquí, sin duda, se reemplaza al mercado y sus señales, pasando a un esquema en el que se corren peligros asociados a la falta de optimización de recursos y hasta un potencial desabastecimiento, al asumir que un comportamiento pasado puede replicarse en un momento distinto, en el que la coincidencia del patrón como resultado, no necesariamente responde al mismo conjunto de situaciones acaecidas en el pasado.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No se trata de un control de precios. En todo caso se elimina la referencia al comportamiento de los precios de los contratos suscritos y liquidados
252	4/19/2023	ENEL	Es necesario que el comercializador, con independencia, continúe realizando los análisis sobre el precio y sus condiciones particulares para establecer los precios de reserva de cada convocatoria pública.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No se trata de un control de precios. En todo caso se elimina la referencia al comportamiento de los precios de los contratos suscritos y liquidados
253	4/19/2023	ENEL	"Eliminar la parte final sobre el comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados para el mercado regulado, y dejar solo el criterio de eficiencia económica que rige el mercado. Considerar los promedios históricos de precios ahí mencionados puede crear un incentivo perverso a que los agentes asuman comportamientos estratégicos en detrimento de la finalidad del artículo, que es el de ayudar a una contratación eficiente por parte de los comercializadores que atienden al mercado regulado."	Aceptada	Se se acepta eliminar la referencia al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados. La CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica
254	4/19/2023	Generadora Unión	No es adecuado considerar comportamientos históricos para la definición de precios de futuros, toda vez que las variables fundamentales para la formación de precios son altamente volátiles.	Aceptada	Aceptada se elimina la referencia al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados
255	4/19/2023	EEB	Adicionar al comportamiento histórico de los precios de los contratos "otras variables que puedan tener incidencia en los precios de los contratos futuros", tales como variables hidrológicas, disponibilidad y precios de combustible y balance oferta-demanda, entre otros. Así las cosas, para mejorar la propuesta, sería beneficioso considerar la inclusión de factores adicionales que influyen en los precios futuros de la energía eléctrica, en adición a los precios históricos de los contratos. Al no tener en cuenta estos factores, existe el riesgo de distorsión. Los Comercializadores no están dispuestos a contratar a precios superiores al Mc porque incurrirán en pérdidas (la diferencia de precios de contratación y el Mc), así que prefieren dejar esta energía expuesta a la Bolsa ya que la fórmula tarifaria les permite trasladar el 100% de estos precios a la tarifa al usuario final. Así que el problema no es de disponibilidad de energía (la ENFICC es superior a la demanda), sino de costos y de disposición a pagar por parte de los Comercializadores. Consideramos que no es adecuado atar los precios de oferta de las convocatorias al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados para el mercado regulado. Las condiciones del mercado son cambiantes y el mercado evoluciona, modificando las expectativas de precios de los agentes. Variables tales como la expansión del parque de generación, el crecimiento de la demanda, las expectativas climáticas y las nuevas tecnologías son mucho más importantes en la formación del precio de mercado, que su comportamiento histórico. Por lo cual reiteramos que consideramos totalmente improcedente que el Gobierno Nacional o la CREG intervenga el precio de los contratos de largo plazo.	Aceptada	No se trata de un control de precios. No obstante se acepta eliminar la referencia al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados. La CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica
256	4/19/2023	EEB	a) Adicionar al comportamiento histórico de los precios de los contratos "otras variables que puedan tener incidencia en los precios de los contratos futuros", tales como variables hidrológicas, disponibilidad y precios de combustible y balance oferta-demanda, entre otros. Así las cosas, para mejorar la propuesta, sería beneficioso considerar la inclusión de factores adicionales que influyen en los precios futuros de la energía eléctrica, en adición a los precios históricos de los contratos. Al no tener en cuenta estos factores, existe el riesgo de distorsión.	No aceptada	Se decide eliminar la referencia respecto del comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados.
257	4/19/2023	Prime Energía Colombia	Fijar un precio "techo" de energía en contratos debe estar referenciado al precio de los combustibles, con el fin de no afectar la suficiencia financiera de las empresas generadoras. Establecer un precio resultante de un ejercicio de precios/ofertas históricas puede acarrear pérdidas a los agentes y pondrían en riesgo la permanencia de estos agentes en el mercado.	Aceptada	No se trata de un control de precios. No obstante se acepta eliminar la referencia al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados. La CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica
258	4/19/2023	NATURGAS	De estas disposiciones se entiende que la CREG tendría que fijar un precio techo regulado que considere los precios históricos de los contratos suscritos para el mercado regulado. Bajo este entendimiento manifestamos que en general las medidas que apunten a regular precios es un cambio muy profundo que tiene consecuencias en los mercados. Algunas de las consecuencias en el mercado pueden ser (i) comprometer la expansión requerida para atender el crecimiento de demanda y (ii) comprometer el desarrollo de infraestructura requerida para mantener la adecuada prestación del servicio. Un cambio de esta magnitud requiere extensos análisis técnicos detallados sobre su viabilidad, conveniencia e impactos que, como se manifestó en el comentario anterior, no se realizan vía Decreto.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No se trata de un control de precios. En todo caso se elimina la referencia al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados
259	4/19/2023	Universidad Externado de Colombia	La medida en la forma como que se propone, resulta contradictoria, si se tiene en cuenta que el comportamiento histórico de los contratos suscritos y liquidados para el mercado regulado puede ser contrario al principio de eficiencia, y dependerá de la forma como se hubiese formado el precio hacia atrás. En ese sentido, si el comportamiento histórico de los precios en los contratos resulta alto, este tipo de directriz implicaría que la demanda regulada estaría condenada precisamente a mantener dichos valores, aún a pesar de tener oportunidades en el mercado que podrían mejorar sustancialmente su posición de precio. En ese sentido, se reitera la necesidad de tener una mayor evaluación de las medidas a tomar, antes de involucrarlas en un instrumento de política pública, que no puede ser modificado por el regulador, y que por el contrario, le resulta vinculante	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No se trata de un control de precios. En todo caso se elimina la referencia al comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados
260	4/19/2023	Universidad Externado de Colombia	Se busca mayor celeridad en los plazos de las convocatorias. La modificación que el ministerio propone a la norma, debe ser previamente evaluada, en la medida en que, una señal de este tipo podría implicar que se le transfiera a la demanda unos costos que en la actualidad no tiene, precisamente por reflejar de manera más rápida los cambios que se pueden presentar en el mercado.	No aceptada	La mayor celeridad en las convocatorias busca que el comercializador tenga la posibilidad de cubrir la exposición a bolsa de manera rápida. No es claro como al cubrir la demanda de las variaciones en la bolsa se pueden trasladar a la demanda costos adicionales.
261	4/19/2023	Julia RD	En el literal e), proponemos que se especifique el plazo de 15 días para las convocatorias, con el fin de minimizar los tiempos de exposición en bolsa de los agentes	No aceptada	Este comentario obedece más al ámbito regulatorio, por tanto la CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica
262	4/19/2023	PHC Servicios Integrados Grupo S.A.S	No deben considerarse únicamente los plazos, sino también aspectos como estandarizar los contratos, y promover la agrupación de varios comercializadores para realizar subastas centralizadas a través de la plataforma SICEP. Para tener este aspecto en cuenta se propone la siguiente redacción para este numeral: "e) Velar por la celeridad, concurrencia y eficiencia en la formación de precios en los procesos de convocatorias públicas. Para lo cual, entre otras medidas, deberán ajustar los plazos vigentes, la estandarización de los contratos, y la agrupación de comercializadores para las compras de energía usando el mecanismo de convocatorias de la resolución CREG 130 de 2019. Así mismo, promover la participación de las plantas menores en las subastas del SICEP con destino al mercado regulado. La CREG deberá reglamentar la posibilidad de que estas plantas participen con productos pague lo generado y/o pague lo contratado".	No aceptada	Este comentario obedece más al ámbito regulatorio, por tanto la CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica.
263	4/19/2023	ACCE	En el literal e), proponemos que se especifique el plazo de 15 días para las convocatorias, con el fin de minimizar los tiempos de exposición en bolsa de los agentes	No aceptada	Este comentario obedece más al ámbito regulatorio, por tanto la CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica
264	4/19/2023	AIRE	El problema tampoco son los tiempos del SICEP, este esquema ha promovido la eficiencia y transparencia en la contratación de energía con destino a la demanda regulada y no debería modificarse la Resolución CREG 130 de 2018.	No aceptada	La mayor celeridad en las convocatorias busca que el comercializador tenga la posibilidad de cubrir la exposición a bolsa de manera rápida.
265	4/19/2023	ANDESCO	De acuerdo existen aspectos susceptibles a mejoras como la flexibilización de los plazos.	Aceptada	No requiere ajustes al proyecto de Decreto
266	4/19/2023	ENEL	De acuerdo: flexibilización de sus plazos y mayor profundidad una estandarización de criterios. Disminuir de 15 a 10 días hábiles la publicación definitiva de pliegos y de 20 a 15 días hábiles la presentación de requisitos. o Dar más plazo para evaluar oferta económica (1 a 10 días), con el fin de permitir la revisión de ofertas para convocatorias innovadoras	No aceptada	Este comentario obedece más al ámbito regulatorio, por tanto la CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica
267	4/19/2023	BIAENERGY	Consideramos relevante que la fijación de nuevos plazos para el procedimiento de convocatoria pública debería estar previamente sustentado en análisis empíricos de comportamiento de las compras.	No aceptada	La mayor celeridad en las convocatorias busca que el comercializador tenga la posibilidad de cubrir la exposición a bolsa de manera rápida.

268	4/19/2023	EEP	Se considera que la política establecida es coherente con la ya establecida en la resolución CREG 130 de 2019 y CREG 080 de 2019, así mismo resaltamos la conveniencia del literal e. de ajustar los plazos del mecanismo de convocatorias de la Resolución CREG 130 de 2019 para efecto de darle celeridad y eficiencia a los procesos realizados por los comercializadores.	Aceptada	No requiere ajustes al proyecto de Decreto
269	4/19/2023	ENERTOTAL	Es importante minimizar estos tiempos y tener la posibilidad de cubrirse de una manera ágil a las variaciones del precio del mercado en el caso de contar con la energía disponible. Se sugiere que por lo menos los tiempos sean ajustados a los establecidos antes del año 2019.	No aceptada	Este comentario obedece más al ámbito regulatorio, por tanto la CREG realizará los estudios técnicos correspondientes para que los precios de oferta en las convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica
270	4/19/2023	OPTIMA	e. La propuesta sobre "excepciones para agentes con costos reales de generación" solo motiva preguntas. No resulta para nada clara la intención de la señal. ¿Están "excusando" a los agentes que por sus altos costos operativos simplemente no pueden competir en el mercado de contratación bilateral (sino, por ejemplo, en el cargo por confiabilidad)? O, por el contrario, ¿se buscará forzar de alguna manera su participación?	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
271	4/19/2023	ACCE	El párrafo no es claro, dado que la CREG no define precios ni valores máximos para las compras mediante convocatorias (Res 130_2019) del Mercado Regulado.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
272	4/19/2023	ACCE y ENERTOTAL	No es claro, si se refiere entonces es a que la CREG va a fijar un Precio Máximo o de Referencia para la participación obligatoria de los Generadores en el SICEP. Hasta hoy, la participación en el SICEP es obligatoria sólo para los Comercializadores, proponemos la siguiente redacción para el <i>Parágrafo. La CREG vigilará que en las convocatorias exista suficiente competencia y concurrencia, para garantizar unos niveles eficientes de precio.</i>	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
273	4/19/2023	GECELCA	Solicita se mantenga la excepción.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
274	4/19/2023	AIRE	En un escenario de Niño, en un escenario de bolsa llegando al precio de escasez de activación que se ubica en 1.151 \$/KWh, si existiera generación a gas disponible que se aleje del precio medio de contratos pero que sea una muy buena cobertura, por debajo del precio de escasez es una opción viable. Proponen una modificación temporal del valor a trasladar en la componente de Generación únicamente para las nuevas compras en contratos y que se realicen para los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y abril (con mayor expectativa de impacto del Fenómeno de El Niño) y que se pueda transferir un precio superior al MC y menor al 50% Precio de Escasez de Activación. De tal manera que sea posible incluir en la oferta contractual alguna oferta competitiva de gas que exista e incentivar la contratación de las plantas de carbón o agua que estén esperando rentas de escasez. Beneficio no se subiría el MC afectando a los usuarios por mayores traslados de los contratos existentes e incentivaría a los comercializadoras a comprar (al no perder ingresos por afectaciones contra el MC)	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
275	4/19/2023	EPM	las plantas térmicas participan con cantidades mucho menores en el mecanismo de contratos, o incluso aquellos recursos que operan con combustibles líquidos no participan de estos mecanismos porque sus costos son muy superiores al Mc, que es la señal de precios del mercado de largo plazo. Los Comercializadores no están dispuestos a contratar a precios superiores al Mc porque incurrirían en pérdidas (la diferencia de precios de contratación y el Mc), así que prefieren dejar esta energía expuesta a la Bolsa ya que la fórmula tarifaria les permite trasladar el 100% de estos precios a la tarifa al usuario final. Así que el problema no es de disponibilidad de energía (la ENFICC es superior a la demanda), sino de costos y de disposición a pagar por parte de los Comercializadores. Los esfuerzos deben orientarse a brindar las condiciones necesarias para que los Comercializadores puedan acceder a la energía de aquellas plantas de generación con costos superiores a los precios del mercado de largo plazo, de tal forma que se puedan contratar a precios superiores al Mc sin que incurran en pérdidas. Esto daría vía libre a la participación de los generadores térmicos en las convocatorias de compra de energía y a aumentar la disposición de contratación por parte de los Comercializadores.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
276	4/19/2023	ANDESCO	Lo que se entiende sería un precio límite definido por la CREG en el Parágrafo 1, representan una intervención que distorsiona y desincentiva a la participación de los generadores en las convocatorias. En caso de que este artículo se mantenga, vemos necesario que las medidas que tengan como objetivo afrontar la situación coyuntural que se presenta para los años 2023 y 2024 sean temporales.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
277	4/19/2023	BIAENERGY	Sería importante precisar que tipo de excepciones podrían contemplarse para que prime el reconocimiento de costos reales por encima del principio de eficiencia económica.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
278	4/19/2023	CREG	La inconveniencia de regular el precio se deriva de la heterogeneidad tanto de los comercializadores como de los generadores que participan en ellas. Esta diversidad de condiciones hace que la definición de un precio por parte del regulador represente más riesgos de resultados ineficientes que las posibles soluciones que se buscan.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
279	4/19/2023	CANACOL	No le es claro término "comportamiento histórico de los precios" y "superen el precio que la CREG definina"	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
280	4/19/2023	ENEL	Vemos con preocupación que sea la CREG quien establezca un precio de compra máximo, el cual no considere las particularidades de cada mercado. Al respecto, es importante reconocer el papel que realizan los agentes comercializadores para definir los precios de reserva de cada una de sus convocatorias. Obligar a que un comercializador establezca a largo plazo contratos con un generador que tenga costos reales de generación altos, podría ir en detrimento de los usuarios y del objetivo de reducir tarifas. Es necesario que se establezcan políticas públicas direccionadas a rebajar los costos variables de los generadores térmicos para que los precios que oferten en mercados de largo plazo sean competitivos y beneficiosos para los usuarios. o Es necesario que se establezcan políticas públicas direccionadas a fomentar la entrada en operación en el corto plazo de nuevos proyectos de generación.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se decide modificar este párrafo para motivar la competencia.
281	4/19/2023	ACCE	Estamos de acuerdo con que se limite al 10% la exposición en bolsa para el Mercado Regulado. Se debe garantizar entonces, es que se den las suficientes alternativas para que los Comercializadores, efectivamente puedan cumplir con la contratación y el cumplimiento del 90%.	No aceptada	No se acoge el comentario, dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
282	4/19/2023	AIRE	En los 30 días calendario posteriores a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al presente Artículo, la CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios aquí mencionados. Adicionalmente, ante la situación de hidrología crítica que se pronóstica para finales de 2023 y comienzos de 2024, la CREG definirá unas reglas de traslado en la componente de generación, únicamente para los meses de noviembre de 2023 a abril de 2024, que permitan suscribir nuevos contratos de compra de energía con cobertura de precio y de cantidad para los usuarios, pero sin afectaciones por traslado a los comercializadores".	Aceptada	Se acepta parcialmente el comentario, dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
283	4/19/2023	Óptima	f. La última propuesta del artículo parece, a priori, desacertada e ingenua. ¿Está sugiriendo el MME que los comercializadores descubiertos lo están por decisión propia y que necesitan que los obliguen a tratar de cubrirse? ¿Creerán que verdaderamente con "señales de política", "promoviendo la participación de los agentes", aparecerá energía de la nada y las convocatorias dejarán de declararse desiertas y cerrarán a precios radicalmente diferentes? En nuestra opinión, son pocos los ajustes que podrían tener un efecto real de corto plazo; por ejemplo, habilitar la contratación en modalidad pague lo generado para el mercado regulado podría tener efectos positivos (siempre en el entendido de que los precios reflejen la naturaleza carente de firmeza de este tipo de contratos, es decir, resulten menos costosos para la demanda).	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se modifica el párrafo dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
284	4/19/2023	PROMIGAS	La propuesta contenida en el Parágrafo Transitorio de este Artículo, en el que se fija que aquellos agentes "...que tengan más del 10% de su demanda regulada expuesta a la bolsa de energía, deberán abrir una convocatoria pública de compra de energía con las nuevas reglas que expida la CREG", tiene un efecto adverso en la eficiencia de la contratación en la medida en que se pueden generar excedentes de compras de energía ante situaciones que contraen la demanda y dejan la energía para ser transada en bolsa incluso por debajo de su costo. Además, por condiciones propias del mercado, hay agentes que no reciben ofertas suficientes para alcanzar la meta propuesta en el proyecto.	No aceptada	No se acoge el comentario, dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
285	4/19/2023	EEP	En aras de flexibilizar la oferta de energía y por ende lograr mejores niveles de contratación en el mercado regulado para los comercializadores, consideramos importante que se habilite nuevamente la posibilidad de realizar compras bajo la modalidad pague lo generado colocando un Tope sobre la demanda regulada del 10% o 15% máximo, así se puedan obtener más ofertas, reducción en precios y techar el riesgo que asume la demanda a los porcentajes planteados al adquirir energía bajo esta modalidad. Se sugiere necesario establecer una metodología para la asignación en etapa de convocatoria que trata el parágrafo transitorio de este artículo, de tal forma que se garantice cubrir la demanda requerida de manera equitativa	No aceptada	No se acoge el comentario, dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
286	4/19/2023	DERIVEX	Deberán abrir una convocatoria pública de compra de energía con las nuevas reglas que expida la CREG y a través de los mecanismos establecidos por la CREG en la Resolución CREG 114 de 2018."	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. El artículo está enfocado a las compras de energía en las convocatorias públicas, los cuales tienen oportunidad de mejora y no se contradice con los otros mecanismos establecidos por la CREG, los cuales son del ámbito regulatorio.



287	4/19/2023	CAC	Agilizar la aprobación e implementación de los mecanismos de contratación, en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018, que estén en trámite ante la Comisión, así como incentivar la contratación a través del mecanismo actualmente aprobado en Resolución CREG 101 020 de 2022.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. El artículo está enfocado a las compras de energía en las convocatorias públicas, los cuales tienen oportunidad de mejora y no se contradice con los otros mecanismos establecidos por la CREG, los cuales son del ámbito regulatorio.
288	4/19/2023	ENEL	Se deben promover los nuevos mecanismos de comercialización de energía eléctrica cuyo marco normativo ya ha sido definido en la Resolución CREG 114 de 2018, tales como Derivex y la Bolsa Mercantil.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. El artículo está enfocado a las compras de energía en las convocatorias públicas, los cuales tienen oportunidad de mejora y no se contradice con los otros mecanismos establecidos por la CREG, los cuales son del ámbito regulatorio.
289	4/19/2023	ANDESCO	Solicitan se habiliten de manera más ágil los mecanismos propuestos por la Resolución CREG 114 de 2018. la Resolución CREG 114 de 2018 habilita que se trasladen a la tarifa del usuario los costos eficientes de las compras de energía que se realicen en mecanismos de contratación organizados por terceros, siempre y cuando estos cumplan con los principios y condiciones establecidos en esta resolución que propenden por la formación de precios eficientes, con participación con simetría de información, acogiendo el principio de neutralidad.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. El artículo está enfocado a las compras de energía en las convocatorias públicas, los cuales tienen oportunidad de mejora y no se contradice con los otros mecanismos establecidos por la CREG, los cuales son del ámbito regulatorio.
290	4/19/2023	GECELCA	Proponemos que se establezcan reglas que propendan porque la demanda regulada tenga un porcentaje de exposición inferior al 10%. Adicionalmente se sugiere establecer un mecanismo regulatorio con el que la demanda tendría como precio tope de compra de la energía expuesta el MC, el cual aplicaría solo para los comercializadores que demuestren haber realizado la debida diligencia para cumplir con el porcentaje de cubrimiento definido.	No aceptada	El párrafo transitorio se modifica dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica y respecto a los precios esto obedece al ámbito regulatorio
291	4/19/2023	AIRE	si todos los agentes que tienen más del 10% de exposición a bolsa proceden a sacar una convocatoria pública al mismo tiempo se generará una escasez artificial y adicional de contratos que influenciará al alza los precios	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se modifica el párrafo dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
292	4/19/2023	COSENIT	forzar a contratar a los usuarios Regulados con contratos de Largo Plazo va a generar una escasez adicional y subir fuertemente los precios de Contratos, porque no hay energía de contratos suficientes a precios competitivos o de mercado. Si se quiere que la demanda sea cubierta en el 100% por energía de contratos, el precio de cierre sería el de plantas de gas con un precio superior a 500 \$/kWh	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se modifica el párrafo dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
293	4/19/2023	ANDEG	Promueve una escasez artificial de energía, pues en general, el portafolio de contratación de los comercializadores que atienden mercado regulado prevé un espacio de gestión de riesgo a través de las transacciones en bolsa. Consideramos que a partir de los informes de contratación de los comercializadores que tiene la Superintendencia, se establezca un parámetro de contratación promedio con el que se defina un proceso de convocatoria para aquellos comercializadores con mayor nivel de exposición a los precios de la bolsa	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se modifica el párrafo dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
294	4/19/2023	EPP	Es importante impulsar los mecanismos señalados en la resolución CREG 114 de 2018 para efectos de tener pluralidad en la contratación de compra de energía e incentivar la participación de los agentes generadores, toda vez que con el mecanismo actual se evidencia que muchas convocatorias se deben declarar desiertas porque no hay participación de estos.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. El artículo está enfocado a las compras de energía en las convocatorias públicas, los cuales tienen oportunidad de mejora y no se contradice con los otros mecanismos establecidos por la CREG, los cuales son del ámbito regulatorio.
295	4/19/2023	ANDESCO y ENEL	Convocatorias públicas individuales y simultáneas, esto implicaría un gran esfuerzo logístico de los agentes, que probablemente resultará en contrataciones de energía bajas o nulas. Lo anterior, teniendo en cuenta que la energía que no resulte adjudicada en cualquiera de las convocatorias no podría ser aprovechada dentro de las demás convocatorias simultáneas.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal. No obstante se modifica el párrafo dado que se busca que los agentes con independencia del nivel de exposición abran las convocatorias y en especial en épocas de hidrología crítica
296	4/19/2023	ANDESCO y ENEL	Se requiere definir el plazo de aplicación de la medida. Importante que se aclare si la señal de contratación al 90% es para el año en curso o de manera permanente.	Acepta	El párrafo se modifica para indicar que en casos de hidrología crítica los agentes que tengan demanda regulada expuesta a la bolsa, deberán acoger las convocatorias públicas para la compra de energía.
297	4/19/2023	ACCE - BIOENERGY:	INCLUIR literal f) <i>Se permita la participación de las PCH's con ofertas Pague lo Generado.</i>	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
298	4/19/2023	ENEL	permitir temporalmente los contratos "Pague lo generado" o alternativas similares en los mecanismos de contratos existentes.	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
299	4/19/2023	CEERA	<i>f) La CREG establecerá los requerimientos mínimos de los contratos con destino al mercado regulado para permitir la adjudicación de cantidades de energía que se encuentren asociadas a la generación ideal, real u otra condición de la operación o despacho de alguna planta de generación; siempre y cuando el precio de oferta de éstas sea menor que las de aquellas ofertas con cantidad determinada o determinable para las mismas ventanas de tiempo a contratar. "</i>	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
300	4/19/2023	JULIA RD	proponemos incluir un literal f) en el que se incluya nuevamente la participación de las PCH's con ofertas Pague lo Generado y que se eliminen las "segmentaciones" en las convocatorias, esto es, que una vez se publique un requerimiento de compra de energía, no se permita incluir limitaciones de participación para la oferta, que dirijan la convocatoria a un vendedor o a un selecto grupo de ellos. Hoy existen limitaciones tales como: Sólo se podrá ofertar por el total de la energía (no admiten ofertas por periodos), sólo se considerarán ofertas de Generadores, no se considerarán ofertas por franjas, etc.	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
301	4/19/2023	DERIVEX	<i>"f) Promover la Participación de los agentes generadores en las Convocatorias Públicas de compra de energía de la Resolución CREG 101 020 de 2022 en la que participan los agentes comercializadores para la atención de la demanda regulada."</i>	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
302	4/19/2023	ANDESCO y ENEL	Flexibilizar temporalmente los requerimientos mínimos de contratos resultantes de convocatorias públicas, en especial, lo relacionado con el requisito de que durante toda la vigencia del contrato la cantidad de energía sea determinable.	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
303	4/19/2023	AIRE	hoy en día los comercializadores que tienen energía sobrante en el mercado no regulado no pueden colocarla en las convocatorias con destino al mercado regulado, quitar esa restricción permitiría que los usuarios regulados tuvieran más cobertura.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
304	4/19/2023	ACCE	proponemos que se incluya un procedimiento, para que aquellos agentes que no lograron hacer sus compras a través de las convocatorias para el mercado regulado se les permita al Comercializador expuesto, hacer compras a sus empresas afiliadas o integradas (del mismo grupo empresarial), o compras directas a otro agente, sin convocatoria.	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
305	4/19/2023	AIRE	Ante el inminente Fenómeno de El Niño no van a vender energía a precios históricos o a precios promedio de contratos (MC), salvo por los contratos Pague lo Contratado Condicionado de Portafolio que están promocionando ENEL, Isagen y Acolgen y que claramente es una propuesta oportunista y abusiva con los usuarios al dejarlos expuestos en bolsa	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
306	4/19/2023	AIRE	La génesis de las altas exposiciones a bolsa para el año 2024 corresponde a un problema estructural y es la falta de energía firme.	No aceptada	Esta propuesta es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
307	4/19/2023	Luis Fernando Mercado Álvarez	Con relación a esta modificación, considero que no hay cambios sustanciales en la regulación del mercado regulado. La fluctuación de precios por el mercado marginalista sólo cambiaría en caso de que el precio del pequeño consumidor se establezca no en el mercado spot, sino mediante sistemas de concurrencia competitiva o subastas de compra de energía a largo plazo que fijen el precio. Ahora bien, aunque se establece que sea la CREG quien debe reglamentar la compra de energía para el mercado regulado, sería importante que desde la misma norma se señale los sistemas de apoyo o contratación. Es necesario para una mejor competencia de tecnologías renovables a fin de bajar precios al pequeño consumidor, que estas convocatorias contengan una participación o porcentaje mayor con respecto a las convencionales y que tengan un sistema de rentabilidad razonable.	No aceptada	El comentario es del ámbito regulatorio. La CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios de política.
308	4/19/2023	ACIEM	Se debería reforzar con mayor disponibilidad de energía firme y eficiente en el mercado para contratar con el fin de evitar que situaciones de escasez impulsen el precio de contratos al alza, lo cual se solucionaría con la participación de los usuarios.	No aceptada	El déficit de oferta en el corto plazo se está resolviendo con los proyectos FNCER, incentivos a la autogeneración en Áreas Especiales, respuesta a la demanda
309	4/19/2023	ACOLGEN	cualquier modificación al esquema de contratación pública será insuficiente si los generadores no cuentan con energía para ofrecer en las subastas por las condiciones comerciales, hecho que podría estar ocurriendo en la actualidad. De manera que, de manera estructural, los esfuerzos sectoriales deben enfocarse en solucionar los inconvenientes que han impedido la expansión del sistema.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
310	4/19/2023	COSENIT	se requiere promover que la demanda cuente con una energía competitiva y fomentar un aumento de oferta eficiente basada en Hidráulicas y FNCER para resolver el problema. <es necesario contar con una oferta abundante de gas a precios competitivos (No el precio de importación).	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
311	4/19/2023	ANDESCO	Acelerar la entrada de proyectos de generación y transmisión que amplíen la competencia en la oferta de energía ya sea en el mecanismo de bolsa, o en los mecanismos de contratos teniendo en cuenta la importancia de la disponibilidad física para los mismos.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
312	4/19/2023	ENEL	el problema estructural del sector/mercado obedece al atraso en el desarrollo y entrada oportuna de proyectos, tanto los de generación, en particular, con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER, como los de su conexión e incorporación en el STN, lo que está generando un estrés crónico en la oferta de energía que puede proveer el parque generador existente	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.

313	4/19/2023	EEB	Para incrementar la oferta contractual es crucial trabajar en colaboración con diferentes entidades del Gobierno Nacional y empresas para asegurar que los proyectos de generación y transmisión se ejecuten de manera efectiva. Es importante tener en cuenta que, para cumplir con la demanda de las empresas comercializadoras que deberán realizar convocatorias públicas según lo propuesto por el Ministerio, se necesitan nuevos proyectos de generación que puedan ofrecer contratos. Si no se cuenta con esta nueva capacidad contractual, incluso si las empresas que integran toda la cadena ofertan su energía disponible para vender en contratos, no se podrá garantizar una oferta contractual suficiente para satisfacer todas las necesidades y esto se reflejará en los resultados de las convocatorias.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
314	4/19/2023	EEB	Actualmente la UPME tiene pendiente la adjudicación mediante el mecanismo de convocatoria pública de varios proyectos adoptados con resolución del MME desde hace más de tres años; proyectos que son necesarios para la confiabilidad del suministro, reducción de las restricciones del sistema y en consecuencia menor costo de la tarifa de energía, además de coadyuvar a la viabilidad de la conexión de nuevos proyectos de generación. Por lo anterior, sugerimos que el Ministerio de Minas y Energía modifique la Resolución 180924 de 2003, incluyendo un artículo en el que establezca que una vez aprobado el Plan de Expansión y adoptado mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía, la UPME deberá abrir el proceso de selección de los proyectos aprobados, mediante la publicación de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI definitivos, en un término no mayor a 12 meses. En caso tal que la convocatoria no se adjudique en el plazo indicado, la UPME podrá modificar la fecha de entrada en operación definida para el proyecto, sin necesidad de tramitar con el Ministerio de Minas y Energía la actualización de la resolución que adoptó el Plan de Expansión correspondiente.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
315	4/19/2023	ACOLGEN	Proponen un mecanismo para agrupar la demanda de los comercializadores que voluntariamente muestren interés de participar en la subasta. Los generadores que en el marco de su estrategia comercial cuenten con energía disponible y que de manera excepcional puedan vender en la subasta participarán. Producto: un contrato condicionado a elementos como la generación del agente y al precio de bolsa. de manera que, ni la demanda quede expuesta 100% ni la oferta tenga que cumplir su contrato sin la capacidad de hacerlo.	No aceptada	Esta propuesta no corrige precisamente los problemas de concurrencia que se tienen en el SICEP. La propuesta tiene que ver más del ámbito regulatorio que de lineamiento de política.
316	4/19/2023	ANDESCO - ENEL	Analizar la posibilidad de adelantar un proceso de convocatoria centralizado en situaciones especiales que fomente la participación de la oferta en condiciones flexibles, que les permitan poner a disposición de los comercializadores los excedentes de energía no comprometidos, siempre y cuando se proponga en un marco coyuntural y como una alternativa temporal que no implique cambios estructurales en la Resolución CREG 130 de 2019.	No aceptada	La propuesta tiene que ver más del ámbito regulatorio que de lineamiento de política.
317	4/19/2023	ENEL	Promover desde la regulación un mecanismo centralizado y voluntario que procure por la asignación de energía disponible y asequible.	No aceptada	La propuesta tiene que ver más del ámbito regulatorio que de lineamiento de política.
318	4/19/2023	BOLSA MERCANTIL	Considerar el diagnóstico de este mercado realizado por la Comisión en el documento CREG 106 de 2017 y definir en consecuencia políticas que favorezcan la ampliación de los mecanismos de contratación, con foco en aquellos que permitan el desarrollo de un mercado de contratos estandarizados y anónimos como lo es el propuesto por la Bolsa Mercantil de Colombia. Acelerar la aprobación de la resolución CREG 701-028 de 2023.	No aceptada	La propuesta tiene que ver más del ámbito regulatorio que de lineamiento de política.
319	4/19/2023	CAC	Revisar la posibilidad de ejecutar una subasta anónima centralizada, de contratos estandarizados para el periodo 2023-2024, y que permita la concurrencia voluntaria de todos los agentes comercializadores y motive la participación masiva de los agentes generadores.	No aceptada	La propuesta tiene que ver más del ámbito regulatorio que de lineamiento de política.
320	4/19/2023	ENEL	Se sugiere al Ministerio no ajustar estructuralmente el mecanismo de la Resolución CREG 130 de 2019, y que se realicen cambios transitorios y como consecuencia de la coyuntura. Así mismo, vemos que un mecanismo agregado o centralizado podría generar un mejor aprovechamiento de la energía que pudiese estar disponible.	No aceptada	El artículo da lineamientos de política no está realizando cambios regulatorios
321	4/19/2023	BIOENERGY	que en condiciones de escasez de energía en el mercado (cuando se evidencie que sistemáticamente hayan licitaciones desiertas a través de SICEP), se sugiere flexibilizar el esquema de contratación para un corto plazo (por ejemplo: 24 meses) de manera que se permita que los agentes puedan incorporar dentro de su portafolio de compras, contratos bilaterales para cobertura del mercado regulado, siempre que estas compras guarden coherencia con los precios de reserva del agente, de tal forma que se propicie una mayor cobertura del comercializador para atención de su demanda regulada	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
322	4/19/2023	BIOENERGY	Para el caso en que un agente se encuentre en un proceso de limitación de suministro o retro voluntario del MEM, la incorporación de mecanismos expeditos que permita una cesión automática de los contratos de compra de energía respecto del agente que se retira del mercado como cedente, de tal forma que el generador quede como cesionario para evitar afectación a los usuarios.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
323	4/19/2023	ANDESCO	Acelerar la reglamentación los nuevos mecanismos de contratación anónimos, como Derivex y la Bolsa Mercantil.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
324	4/19/2023	BIOENERGY	consideramos pertinente que se incorpore alguna directriz orientada a la masificación de la competencia respecto de todos los usuarios que son atendidos y serán atendidos en el SIN.	No aceptada	El artículo esta dirigido a la demanda regulada, hay otros aspectos que se tratan en el artículo como la respuesta a la demanda.
325	4/19/2023	ISAGEN	Como se observa, lo relativo a las compras de energía con destino al mercado regulado es un asunto que ya ha sido regulado por la Comisión a través de la Resolución CREG 114 de 2018 y las Resoluciones CREG 80 y 130 de 2019. De lo anterior se desprende, en nuestra consideración, que lo que se busca en esta oportunidad es reconfigurar, a través del Proyecto de Decreto, la forma en que la Comisión, en el marco de su independencia y autonomía, decidió regular el marco aplicable a las compras de energía. En ese sentido, identificamos que las directrices planteadas en el artículo apuntan a una finalidad particular, la cual está explicada en la memoria justificativa del Proyecto de Decreto. Dicha finalidad consiste en "mejorar la formación de precios" en el mecanismo de convocatorias públicas "con el fin de que los precios de energía que se trasladen a los usuarios sean eficientes." el Proyecto de Decreto también podría estar desconociendo que toda la regulación vigente ya propende porque los mecanismos de comercialización cumplan con las características de mercados eficientes, tal como se establece en la Resolución CREG 114 de 2018. Es más, si se analiza el documento soporte de la Resolución CREG 130 de 2019 se encontrará que dicha resolución fue respuesta a la identificación de las necesidades técnicas y jurídicas que pudiera estar advirtiendo nuevamente el Gobierno nacional con su propuesta de artículo, es importante que la propuesta normativa, cualquiera sea su finalidad concreta, no pierda de vista los análisis técnicos que ha hecho la CREG en materia de mecanismos de comercialización. A partir de dichos análisis, la Comisión ha reconocido los potenciales beneficios que tiene la flexibilidad de los mecanismos y la interacción que tienen los agentes entre sí, consideramos necesario que las directrices que plantea el Gobierno nacional vayan en línea con los avances regulatorios que ha hecho la CREG, así como con el enfoque que la Comisión, desde su conocimiento técnico, le ha dado a los mecanismos de comercialización de energía eléctrica. En ese orden, debe resaltarse que parte de los criterios incluidos en el Proyecto Normativo incluyen porcentajes específicos asociados a la participación de los agentes dentro del mercado de compras de energía para el mercado regulado, o establecen órdenes particulares a la CREG que no le dan a ésta un margen de acción para la determinación de regulación específica en materias como la inclusión de reglas para la participación de los agentes generadores que tengan energía firme sin contratar, o respecto de la obligación de estos de tener en cuenta los históricos de precios de los contratos suscritos y liquidados, dentro de las reglas para la formación de precios en las convocatorias para las compras de energía destinada a la demanda regulada.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
326	4/19/2023	VATIA	PARAGRAFO 2: La CREG modificará los límites de compras propias de la demanda regulada de un comercializador que sólo podrá ser adjudicado como resultado de las convocatorias para el mercado regulado con generadores o comercializadores con quienes se encuentren integrados verticalmente, tengan el mismo controlante o con quienes se encuentren en situación de control, revisando que puede establecer unos límites diferenciales entre agentes integrados verticalmente que atienden más del 25% de la demanda regulada del SIN de aquellos que atienden mucho menos que ese límite. Para aquellos agentes comercializadores que representan menos del 5% de la demanda regulada del SIN no les aplicará el límite de compras propias. PARAGRAFO 3: La CREG flexibilizará las condiciones de las convocatorias permitiendo que el comercializador que realiza la convocatoria adicional a la oferta de reserva, pueda realizar una oferta propia la cual se entregará en las mismas condiciones y tiempos establecidos regulatoriamente para las convocatorias, pero que podrá asignarse sólo de presentarse algunas de las siguientes situaciones: i) no se reciben ofertas, ii) las ofertas recibidas están por encima del precio de reserva o iii) la asignación es insuficiente. En ningún caso esta oferta propia podrá exceder las condiciones de oferta reserva ni en precio ni en cantidad y deberá ser presentada de manera simultánea y cumpliendo con los requisitos de entrega de la regulación establecida para la realización de las convocatorias de compra de energía."	No aceptada	La propuesta enviada corresponde al ámbito regulatorio por tanto no se acepta. Se elimina el literal B al que corresponde el comentario dado que ya está contemplado en el literal A donde ya se está indicando que la CREG deberá propiciar la participación de TODOS los generadores independientemente de su participación en la atención de la demanda regulada, en el literal A.

327	4/19/2023	CANACOL	Sugerimos no limitar las alternativas de una institución con la capacidad técnica como la CREG, la cual tiene la posibilidad de proponer alternativas sobre la formación de los precios. Ahora bien, con respecto a la gestión comercial y operativa de agentes que se rigen por un mercado en competencia, cabe resaltar que estas gestiones se rigen por señales regulatorias y las contenidas en este decreto pueden afectar la estrategia comercial de las empresas al no tener claridad de su alcance e implementación, lo anterior, ya que los agentes tienen la libertad de operar y optimizar sus costos y para este caso específicamente en las centrales de generación térmicas e hidráulicas.	No aceptada	No se acoge, toda vez que no es un comentario que proponga una modificación o adición en el artículo como tal.
328	4/19/2023	XM	Dado que actualmente existen mecanismos adicionales a las convocatorias públicas para la cobertura de la exposición a los precios de bolsa, como aquellos definidos en la Resolución CREG 114 de 2018, sugerimos la siguiente redacción para el párrafo transitorio:  "PARÁGRAFO TRANSITORIO. En los 30 días calendario posteriores a la fecha de entrada en vigencia de la modificación al presente artículo, la CREG deberá ajustar la regulación existente con el fin de incorporar los criterios aquí mencionados. Así mismo, los agentes que tengan más del 10% de su demanda regulada expuesta a la bolsa de energía, deberán abrir una convocatoria pública de compra de energía con las nuevas reglas que expida la CREG, o hacer uso de los mecanismos adicionales que ha expedido la Comisión para la cobertura a la exposición de precios de bolsa como los definidos en la Resolución CREG 114 de 2018."	No aceptada	Este párrafo se modifica con el fin de que los comercializadores en condiciones de hidrología crítica abran convocatorias públicas
<b>ARTÍCULO 8</b>					
324	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Esto representa una carga para los Operadores de Red, al obligarlos a implementar sistemas de generación solar fotovoltaicos o sistemas de almacenamiento (SAEB), sin que sus costos le sean reconocidos, lo que podría comprometer la viabilidad financiera de estas compañías, además en la afectación en su operatividad que impacte el cumplimiento de otras actividades relacionadas con las funciones de los OR. Además no es claro que se deben considerar otros mecanismos para la reducción de pérdidas que puedan resultar económicamente más eficientes y con mayor costo-beneficio.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
325	19/04/2023	ACIEM	ACIEM respalda la decisión de incentivar la gestión eficiente de los Operadores de Red (O.R.) en términos del cumplimiento de las inversiones y las metas esperadas en recuperación de pérdidas, que afectan a los sistemas; al mismo tiempo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) debería contar con la facultad para incluir otros mecanismos que permitan asegurar el logro de este objetivo.	Aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
326	19/04/2023	AIR-E	"ARTÍCULO 2.2.3.3.4.4.1.6 Medidas para la reducción de pérdidas y mejora de la Calidad en las áreas especiales. Con el fin de promover una gestión eficiente en los sistemas de distribución y en especial en las áreas especiales, los Operadores de Red (OR), como encargados de ejecutar los planes de recuperación y mantenimiento de pérdidas, deberán modelar en cada uno de los circuitos asociados a las áreas especiales que estén dentro de su mercado de comercialización, esquemas de generación con sistemas solares fotovoltaicos FNCER con o sin sistemas de almacenamiento, así como esquemas de Respuesta de la Demanda, con diferentes escenarios de penetración operativamente factibles.  En los casos en los que se identifique una relación costo-beneficio positiva para la reducción de pérdidas, o mejora de la calidad o confiabilidad, los OR deberán implementar el respectivo esquema, ajustando los planes actualmente aprobados, sin que ello represente una modificación de los valores de los planes de recuperación o mantenimiento de pérdidas aprobados, ni cambio alguno en la meta de pérdidas aprobada.  PARÁGRAFO. La CREG realizará los ajustes correspondientes para poder incluir en los Planes de Inversión y en los Planes de Reducción de Pérdidas, de los Operadores de Red, las inversiones en Recursos Energéticos Distribuidos para áreas especiales.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
326	19/04/2023	ANDESCO	Con relación al artículo 8, solicitamos amablemente una aclaración del siguiente párrafo:  "En los casos en los que se identifique una relación costo-beneficio positiva para la reducción de pérdidas, los OR deberán implementar el respectivo esquema, ajustando los planes actualmente aprobados, sin que ello represente una modificación de los valores de los planes de recuperación o mantenimiento de pérdidas aprobados, ni cambio alguno en la meta de pérdidas aprobada"  Lo anterior debido a que, para la implementación de energía fotovoltaica es necesario que las metas del Plan de Pérdidas aprobado a los agentes sean modificadas y por ende sus planes de inversión.  Por otro lado, sugerimos incluir las zonas que, aunque no son consideradas como especiales pero que presentan pérdidas altas, puedan acceder a esta medida.  Vemos importante que no se limite la medida a generación solar fotovoltaica, sino también incluir a todas las FNCER teniendo en cuenta que hay sitios con potencial eólico y de biomasa que pueden ser alternativas de solución.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
327	19/04/2023	ANDI	Importante que las inversiones realizadas en plantas solares que realice el agente, no impacte las tarifas de distribución.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
328	19/04/2023	ASIEB	Se sugiere cambiar el término "mercado de comercialización" por "área de cobertura". Con el fin de contribuir a la reducción de pérdidas minimizando el impacto en la tarifa del usuario final como en la actualidad sucede, propusimos una solución incluida dentro del documento "Evolución Tarifas de Energía Eléctrica 2016-2022" que hicimos llegar a ese Ministerio y que consiste en lo siguiente:  "El componente PR solamente debería incluir el costo de las pérdidas técnicas eficientes que se causan por el transporte de la energía desde la generación hasta el usuario final, sin incluir ningún reconocimiento por concepto de pérdidas no técnicas"  "El desarrollo de proyectos de inversión con recursos públicos en FONENERGÍA se debería dirigir principalmente a la mejora de las redes de media y baja tensión y a la implementación de medidas antifraude, de tal modo que se logre controlar y disminuir las pérdidas de energía sin necesidad de aumentar las tarifas"	No aceptada	Al hacer referencia al mercado de comercialización de cada OR, se hace referencia al "conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área".  Por lo anterior, se entiende que al mencionar mercado de comercialización se entiende que es el área de coberturar del OR donde puede gestionar sus pérdidas.
329	19/04/2023	CREG	Entendiendo que este artículo hace referencia a los planes de reducción de pérdidas, se sugiere ajustar la redacción del segundo párrafo así:  En los casos en los que se identifique una relación costo-beneficio positiva para la reducción de pérdidas, los OR deberán implementar el respectivo esquema, ajustando los planes de reducción de pérdidas actualmente aprobados, sin que ello represente una modificación de los valores de los planes de recuperación o mantenimiento de pérdidas aprobados, ni cambio alguno en la meta de pérdidas aprobada.	Aceptada	La redacción del párrafo inicial fue modificado; sin embargo, no toda la redacción indicada fue la que se dejó en la versión final del decreto.
330	19/04/2023	Cámara Colombiana de la Energía	1. Queda la duda si mediante este artículo se autoriza a los OR a que también sean generadores.  2. Si bien esto permite reducir las pérdidas técnicas, ¿cómo se remunerará?	No aceptada	De acuerdo con los comentarios, nos permitimos aclarar lo siguiente:  1 - Con la implementación del Artículo en mención, se busca incentivar la implementación de proyectos de autogeneración; por lo cual, le será aplicable la regulación asociada a la Resolución CREG 174 del 2021, donde se establecen la metodología asociada a <b>AUTOGENERACIÓN</b> .  2 - El proyecto de decreto es claro en que, la implementación de estos esquemas no modificará los valores aprobados del plan ni la senda de reducción de pérdidas; por lo cual, se entiende que estos esquemas serán remunerados con los mismos valores aprobados a cada OR
331	19/04/2023	COLOMBIA INTELIGENTE	Se sugiere no acotar a una solución tecnológica (solar fotovoltaica) sino a cualquier tipo de tecnología, por ejemplo, los recursos energéticos distribuidos que aporten de forma positiva a la reducción de pérdidas.	Aceptada	Se modifica el decreto, ampliando la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)
332	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	La instalación de sistemas solares fotovoltaicos embebidos en las redes de distribución no necesariamente reduce las pérdidas de energía, por el contrario puede incrementarlas. Del allí que lo planteado en la propuesta en el sentido de que previa a la toma de decisiones se deben "...modelar en cada uno de los circuitos asociados a las áreas especiales...esquemas de generación con sistemas solares fotovoltaicos... con diferentes escenarios de penetración operativamente factibles", se considera acertada.  No obstante, surgen dudas sobre la viabilidad de estos proyectos cuando se incorporen en los costos los siguientes conceptos: - El costo del sistema fotovoltaico; y - El efecto negativo del eventual incremento de pérdidas en el mercado restante de comercialización que se origine por la desviación de recursos del CPROG para acometer estos proyectos. - El costo de la eventual reconfiguración de circuitos si es que el área especial termina considerándose como autogenerador y se la habilita para la venta de excedentes. Asimismo, el hecho de que las pérdidas de las áreas especiales se pueden incrementar en tanto sea mayor la penetración en términos del número de viviendas conectadas, limita el alcance de los proyectos y puede implicar el fraccionamiento del área especial, y generar un tratamiento inequitativo entre los usuarios conectados y no conectados a la solución fotovoltaica pertenecientes a un mismo mercado.	No aceptada	El proyecto de decreto aclara que la implementación de estos esquemas no modificará los valores aprobados del plan ni la senda de reducción de pérdidas; por lo cual, se entiende que estos esquemas serán remunerados con los mismos valores aprobados a cada OR

333	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	Respetuosamente solicitamos que, si se implementa, la medida no se limite a proyectos solares ya que los niveles de radiación óptimos para el desarrollo de ese tipo de proyectos están limitados a ciertas zonas geográficas, por lo que se requieren fuentes alternativas aplicables a todo el territorio nacional	Aceptada	Se modifica el decreto, ampliando la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)
334	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	Se solicita aclarar las siguientes inquietudes: - ¿Cuál sería el precio de la energía generada y consumida por el área especial? - ¿El balance de entradas y salidas de energía del área especial con autogeneración se hará en el nivel de tensión del macromedidor, el nivel de conexión de la autogeneración o en el nivel de tensión del consumo individual de cada usuario?	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
335	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	El objetivo de la norma en la forma como está planteado, desarrolla una idea que puede ser positiva para el desarrollo de mecanismos diferentes a las inversiones en red, para resolver el problema de pérdidas; sin embargo, es claro que la naturaleza de los activos, de un lado, la inversión en activos de distribución, y de otro lado la inversión en activos de generación, tienen funciones objetivo distintas, que afectan la viabilidad de cada uno de los proyectos.  En ese sentido, se sugiere que como instrumento de política pública, se le dé el espacio a la regulación para implementar las medidas necesarias que permitan inducir este tipo de comportamientos, cuyo beneficio se pueda transferir efectivamente al usuario ya sea por una mayor calidad del servicio, por una reducción de las inversiones en las redes de distribución.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
336	19/04/2023	Grupo Vanti: Vanti S.A. E.S.P	El artículo propone que los Operadores de Red (OR) "deberán modelar en cada uno de los circuitos asociados a las áreas especiales que estén dentro de su mercado de comercialización, esquemas de generación con sistemas solares fotovoltaicos" y en el caso en que se encuentre una relación costo-beneficio positiva para la reducción de pérdidas, se implementen estos esquemas.  Al respecto, con el mismo fundamento del comentario anterior, solicitamos que la tarea asignada a los OR también deba hacerse considerando esquemas de generación con proyectos que usen gas natural, biogás, biometano y en general gases renovables. Reiteramos que estos energéticos son fundamentales en la transición energética y que serán costo eficientes para los usuarios.	Aceptada	Se modifica el decreto, ampliando la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)
337	19/04/2023	EEP	Realizando el análisis de este artículo, la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP, se encuentra alineada con la propuesta realizada, teniendo en cuenta que se busca reconocer la gestión y el esfuerzo de los operadores para alivianar el sistema con la reducción de las pérdidas cuando se incentiva al uso de fuentes alternativas de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FNCER en zonas especiales.  Sin embargo, consideramos que el alcance del artículo puede quedarse corto, por lo que vemos la necesidad que sean tenidos en cuenta los aspectos como: beneficios en los indicadores de calidad del servicio en dichas zonas, ahorros en la facturación de los usuarios más vulnerables, descongestionamiento de las redes de distribución y alivio a restricciones, mejoramiento en los perfiles de tensión de las redes de distribución, beneficios al medio ambiente, entre otros: 1. Que no se limite al operador de red a la implementación de energía fotovoltaica, sino también que se abra la posibilidad de la implementación de otras Fuentes No Convencionales de Generación de Energía, que puedan aportar a la reducción de las pérdidas, según el estudio costo-beneficio. 2. Sugierimos que no sea obligatorio para los OR la modelación de los esquemas de generación fotovoltaica, por el contrario, consideramos importante que sea facultativo del operador de acuerdo con sus análisis de mercado, y no exclusivamente en áreas especiales, sino en diferentes zonas donde se identifiquen elevados niveles de pérdidas. 3. Permitir la agrupación de diferentes usuarios de Áreas Especiales para implementar los proyectos de AGPE, de manera que al unificar su demanda (medida) puedan ser parte de proyectos de AGPE de mayor capacidad, maximizando los beneficios a nivel técnico, económico, social y ambiental. Para lo cual consideramos necesario que a estos proyectos se le sostenga el tratamiento a nivel de estudio de conexión simplificada y de facturación flexible de la resolución CREG 174 de 2021 sin importar su capacidad. Así mismo, consideramos importante que la comisión pueda revisar la viabilidad que estas agrupaciones no se limiten a temas de cercanía geográfica o conexión física, sino que se le pueda dar un manejo financiero con la creación de fronteras comerciales asociadas a este tipo de proyectos dentro del mismo mercado de comercialización, con el fin de que sean beneficiadas muchas más comunidades en zonas especiales y facilite el cierre financiero de los proyectos.	Aceptada	Con base a los comentarios recibidos, nos permitimos indicar los siguiente respecto a cada punto:  1 - Se modifica el decreto, ampliando la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)  2 - Se modifica el decreto, indicando que el OR <b>podrá</b> modelar en cada uno de los circuitos asociados a dichas áreas que estén dentro de su mercado de comercialización, esquemas de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) con diferentes escenarios de penetración operativamente fáciles  3 - El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
338	19/04/2023	ÓPTIMA	Reducción de pérdidas Esta propuesta va alineada con el tratamiento diferencial para proyectos solares ubicados en áreas especiales discutida anteriormente. Se propone que los OR estén obligados a "modelar en cada uno de los circuitos asociados a las áreas especiales que estén dentro de su mercado de comercialización, esquemas de generación con sistemas solares fotovoltaicos con o sin sistemas de almacenamiento con diferentes escenarios de penetración operativamente fáciles". Además, si se identifica una relación costo-beneficio positiva, "los OR deberán implementar el respectivo esquema, sin que ello represente una modificación de los valores de los planes de recuperación o mantenimiento de pérdidas aprobados, ni cambio alguno en la meta de pérdidas aprobada". Nuestras posiciones e inquietudes: 1. La propuesta, en su esencia, parece razonable. Está alineada con discusiones anteriores de la política pública (por ejemplo, la Misión de Transformación Energética en su foco 3, en el que se imaginó al OR del futuro como un operador de mercado integral en su área, incentivando y administrando la instalación de DER para hacer más eficiente su operación, con una remuneración basada en TOTEX, etc.). 2. Sin embargo, su implementación desata muchas dudas: a. ¿Cómo se remunerarán tales inversiones? ¿Cómo se armoniza esto con los planes de reducción de pérdidas y los cargos aprobados? b. ¿Actuarán los OR como "generadores distribuidos masivamente"? ¿No profundiza esto las problemáticas que implica la integración vertical? ¿No sería más razonable pensar al OR como un facilitador de este tipo de iniciativas para que, en competencia, los inversionistas decidan acometerlas? c. No se plantean plazos para estas nuevas obligaciones, ni la obligación para la CREG de reglamentar condiciones, características ni tiempos. ¿Es esta una señal de política realmente implementable en plazos razonables? ¿O es solo el primer paso en una discusión mucho más amplia y extensa en el tiempo, como la planteada en el Foco 3 de la Misión? d. Reiteramos el comentario del apartado anterior: si son los OR los responsables de la implementación de los proyectos, ¿serían ellos los beneficiados con la remuneración de la energía generada bajo el tratamiento diferencial de AGPE? ¿quién cubrirá tales costos?	Aceptada	Con base a los comentarios recibidos, nos permitimos indicar los siguiente respecto a cada punto:  2 - El proyecto de decreto aclara que la implementación de estos esquemas no modificará los valores aprobados del plan ni la senda de reducción de pérdidas; por lo cual, se entiende que estos esquemas serán remunerados con los mismos valores aprobados a cada OR.  - Con base al desarrollo de los esquemas modelados, el OR podrá implementar en el caso de que haya una relación beneficio - costo; sin embargo este como ya se indicó, no modificará la senda de pérdidas aprobadas.  - Con la implementación del Artículo en mención, se busca incentivar la implementación de proyectos de autogeneración; por lo cual, le será aplicable la regulación asociada a la Resolución CREG 174 del 2021, donde se establecen la metodología asociada a AUTOGENERACIÓN.  - Los tiempos de implementación de este artículo, estará dispuesto a las metas de reducción de pérdidas de cada OR.
339	19/04/2023	ASOENERGIA	Apoyamos esta determinación y el hecho de incentivar la gestión eficiente de los OR en términos del cumplimiento de las inversiones y las metas esperadas en recuperación de pérdidas, que afectan a los sistemas.  Como este tema es más amplio, sugerimos que se dé la posibilidad de que la CREG, además de este lineamiento, pueda incluir otros mecanismos para asegurar el logro de este objetivo. Se puedan por ejemplo remunerar reducciones de pérdidas dentro del Ingreso del plan de pérdidas de los efectos de la autogeneración o participación de los usuarios.  Por otro lado, se sugiere incluir como lineamiento general, y no solo en este artículo, para que la SSPD defina que decisiones, herramientas regulatorias, y definiciones, requiere en los actos regulatorios de cada tema, para cumplir y mejorar sus responsabilidades de vigilancia y control de manera más proactiva.	No aceptada	El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política. La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.
340	19/04/2023	ACCE	De este artículo, nos preocupa es que HOY Un Distribuidor NO puede ser Generador, por tanto, nos es extraño que se plantee que sean los OR los llamados a implementar dichos esquemas de Generación. ¿Es esa la interpretación? o ¿será el OR quien modelará los esquemas y si se identifica una relación costo-beneficio contratará con un Generador para su implementación, a cargo de sus valores de los planes de recuperación de pérdidas?  En todo caso, lo que sí se debe tener en cuenta, es que dichos activos, NO SON ACTIVOS DE RED, y no podrá entonces el OR buscar una remuneración por dichos activos. Efectivamente le corresponde al OR presentar y hacer el Plan de Inversión de Recuperación de Pérdidas en su Área de Comercialización (Res 015-2018), el cual se le debe aprobar y pagar vía Cptrog. Sin embargo, no deberán ser considerados los esquemas de generación con sistemas fotovoltaicos aquí propuestos, como Unidades Constructivas de la Red.	No aceptada	Con la implementación del Artículo en mención, se busca incentivar la implementación de proyectos de autogeneración; por lo cual, le será aplicable la regulación asociada a la Resolución CREG 174 del 2021, donde se establecen la metodología asociada a AUTOGENERACIÓN.  Ahora bien, El proyecto de decreto aclara que la implementación de estos esquemas no modificará los valores aprobados del plan ni la senda de reducción de pérdidas; por lo cual, se entiende que estos esquemas serán remunerados con los mismos valores aprobados a cada OR.

341	19/04/2023	JULIA-RD	<p>De este artículo, nos preocupa es que HOY Un Distribuidor NO puede ser Generador, por tanto, nos es extraño que se plantee que sean los OR los llamados a implementar dichos esquemas de Generación. ¿Es esa la interpretación? o ¿será el OR quien modelará los esquemas y si se identifica una relación costo-beneficio contratará con un Generador para su implementación, a cargo de sus valores de los planes de recuperación de pérdidas?</p> <p>En todo caso, lo que sí se debe tener en cuenta, es que dichos activos, NO SON ACTIVOS DE RED, y no podrá entonces el OR buscar una remuneración por dichos activos. Efectivamente le corresponde al OR presentar y hacer el Plan de inversión de Recuperación de Pérdidas en su Área de Comercialización (Res 015-2018), el cual se le debe aprobar y pagar vía Cprog. Sin embargo, no deberán ser considerados los esquemas de generación con sistemas fotovoltaicos aquí propuestos, como Unidades Constructivas de la Red.</p>	No aceptada	<p>Con la implementación del Artículo en mención, se busca incentivar la implementación de proyectos de autogeneración; por lo cual, le será aplicable la regulación asociada a la Resolución CREG 174 del 2021, donde se establecen la metodología asociada a AUTOGENERACIÓN</p> <p>Ahora bien, El proyecto de decreto aclara que la implementación de estos esquemas no modificará los valores aprobados del plan ni la senda de reducción de pérdidas; por lo cual, se entiende que estos esquemas serán remunerados con los mismos valores aprobados a cada OR.</p>
342	19/04/2023	CNO	<p>El Artículo menciona "(...) En los casos en los que se identifique una relación costo-beneficio positiva para la reducción de pérdidas, los Operadores de Red-OR deberán implementar el respectivo esquema, ajustando los planes actualmente aprobados, sin que ello represente una modificación de los valores de los planes de recuperación o mantenimiento de pérdidas aprobados, ni cambio alguno en la meta de pérdidas aprobada (...)".</p> <p>Sugerimos a MINENERGÍA, adicional a lo ya presentado en el comentario No. 4, particularmente el posible incremento de las pérdidas en función de los porcentajes de penetración de la autogeneración solar fotovoltaica, considerar los retos operativos asociados a la operación de los SDL con la masificación de la cogeneración, generación distribuida y autogeneración, específicamente i) gestión de restricciones; ii) flujos de carga desbalanceados; iii) participación de dichas tecnologías en el control de tensión y frecuencia; iv) sobretensiones en bajos periodos de consumo; v) flujos de potencia inversos; vi) balances de energía considerando la generación embebida, entre otros. En este sentido, el Consejo está dispuesto a presentar dicha problemática al Ministerio, de tal manera que sea considerada en el Decreto definitivo.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p> <p>Se espera que en el proceso de la expedición de la regulación, se realicen acercamientos con el CNO para identificar que se puede incluir en la expedición de la regulación.</p>
343	19/04/2023	ENEL	<p>Frente a este artículo propuesto por el Ministerio, debemos indicar nuestro apoyo a la posibilidad de que un OR pueda realizar los modelamientos ahí planteados, ante lo cual aprovechamos para señalar que precisamente desde Enel Colombia se ha venido promoviendo este tipo de iniciativas. Se espera entonces que pronto la CREG expida un marco regulatorio al respecto. En cuanto a los sistemas fotovoltaicos en un contexto de generación distribuida, entendemos que aquí no se pretende competir con la generación tradicional, pero sí que son necesarias este tipo de soluciones tecnológicas en el contexto de los Recursos Energéticos Distribuidos (por sus siglas en inglés, DER), de la recuperación y mantenimiento de pérdidas, y una operación más eficiente de los SDL/STR, en tal sentido podría permitirse que aquellos operadores de red que si bien no cuentan con áreas especiales, pero que en sus mercados de comercialización poseen pérdidas altas, puedan desarrollar este tipo de soluciones. En general vemos positiva la política propuesta, y sugerimos extenderla a zonas aisladas en términos generales, para poder energizar clientes que técnica o económicamente no es posible atender.</p>	Aceptada	<p>Se modifica el decreto, ampliando la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR); sin embargo, se indica que con la expedición de este artículo se busca disminuir las pérdidas solo en las Áreas Especiales, considerando que con la expedición del Plan Nacional de Desarrollo se darán otros los lineamientos de política pública asociados a zonas aisladas en términos generales, para poder energizar clientes que técnica o económicamente no es posible atender.</p>
344	19/04/2023	ENEL	<p>Frente a este artículo propuesto por el Ministerio, debemos indicar nuestro apoyo a la posibilidad de que un OR pueda realizar los modelamientos ahí planteados, ante lo cual aprovechamos para señalar que precisamente desde Enel Colombia se ha venido promoviendo este tipo de iniciativas. Se espera entonces que pronto la CREG expida un marco regulatorio al respecto. En cuanto a los sistemas fotovoltaicos en un contexto de generación distribuida, entendemos que aquí no se pretende competir con la generación tradicional, pero sí que son necesarias este tipo de soluciones tecnológicas en el contexto de los Recursos Energéticos Distribuidos (por sus siglas en inglés, DER), de la recuperación y mantenimiento de pérdidas, y una operación más eficiente de los SDL/STR, en tal sentido podría permitirse que aquellos operadores de red que si bien no cuentan con áreas especiales, pero que en sus mercados de comercialización poseen pérdidas altas, puedan desarrollar este tipo de soluciones. En general vemos positiva la política propuesta, y sugerimos extenderla a zonas aisladas en términos generales, para poder energizar clientes que técnica o económicamente no es posible atender.</p> <p>Es importante recordar que las áreas especiales deben ser certificadas por los municipios y esto no siempre lo hacen por diversos motivos, lo cual no significa que sean áreas de menor atención o problemática.</p>	Aceptada	<p>Se modifica el decreto, ampliando la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR); sin embargo, se indica que con la expedición de este artículo se busca disminuir las pérdidas solo en las Áreas Especiales, considerando que con la expedición del Plan Nacional de Desarrollo se darán otros los lineamientos de política pública asociados a zonas aisladas en términos generales, para poder energizar clientes que técnica o económicamente no es posible atender.</p>
345	19/04/2023	NATURGAS	<p>De manera general en estos artículos se identifican dos elementos que ameritan reflexión, a saber:</p> <p>(i) Varias disposiciones propuestas están dentro del ámbito de la regulación que adopta la CREG más que en el ámbito de la política energética. Por ejemplo, en el articulado del proyecto de Decreto se define que los agentes que tengan el 10% de su demanda expuesta a bolsa deberán abrir una convocatoria pública de compra de energía en un plazo establecido; también se proponen cambios profundos en el funcionamiento del mercado mayorista de energía que requieren análisis técnicos detallados que soporten su viabilidad, conveniencia e impactos.</p> <p>La definición de aspectos regulatorios vía Decreto es inconveniente desde el punto de vista institucional y técnico. Desde lo institucional se modifica la señal de fijación de regulación económica a través de la CREG, regulación que es dinámica y al fijarla por Decreto quedaría muy inflexible en caso de requerir ajustes. Desde lo técnico se modifica el esquema de discusión detallada que generalmente se tiene con la CREG previo a adoptar una regulación. Las medidas tomadas por Decreto, por la naturaleza misma de éstos, no tienen la discusión ni el soporte técnico que debe tener la regulación adoptada por la CREG. Por ejemplo, en el documento de Memoria Justificativa del proyecto de Decreto no se discute la argumentación técnica para establecer el límite del 10% de la demanda expuesta a bolsa, ni los análisis técnicos de viabilidad, conveniencia e impactos de modificar el funcionamiento del mercado mayorista de energía.</p> <p>(ii) Varias disposiciones propuestas corresponden a temas regulatorios que ya se están desarrollando por parte de la CREG. Por ejemplo, adecuación de los mecanismos de medición que incluyen las consideraciones sobre demanda desconectable y energía reactiva, aspectos sobre el prestador de última instancia (PUJ), y medidas para reducción de pérdidas.</p> <p>En conclusión, consideramos que los lineamientos de política pública vía Decreto no deben llegar al detalle de la regulación técnica que le corresponde a la CREG. La regulación técnica detallada debe continuar desarrollándose en la CREG con los debidos análisis y soportes técnicos. Por tanto, respetuosamente solicitamos revisar el proyecto de Decreto y excluir de él los aspectos técnicos que correspondan a la regulación que debe desarrollar la CREG. Una medida que consideramos.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
346	19/04/2023	ASOCODIS	<p>Los OR's son los primeros interesados en utilizar recursos energéticos distribuidos, DER, para mejorar la operación, calidad y el nivel de pérdidas de las redes de distribución, con una inversión más efectiva y eficiente que la realizada sobre activos convencionales. La inserción de los recursos distribuidos en las redes de distribución contribuye a una optimización en la operación y expansión de los sistemas de distribución.</p> <p>En ese sentido, estamos de acuerdo con la propuesta realizada, y sólo llamamos a considerar que los niveles de pérdidas, así como los planes de recuperación y mantenimiento, difieren considerablemente entre los diferentes mercados de distribución del país, por lo que sugerimos que la modelación de esquemas de generación fotovoltaica no sea una obligación para todos los OR's, sino que sea potestativa de cada OR, de acuerdo con las necesidades del mercado, y que no esté limitada solamente a áreas especiales y que a su vez puedan considerarse en zonas con altos niveles de pérdidas. Así mismo, consideramos que no se deben limitar los esquemas de generación exclusivamente a sistemas solares fotovoltaicos, toda vez que dependiendo de la zona de incidencia de cada OR, hay distintas posibilidades de generación con FNCR, que podrían cumplir con los propósitos planteados en el proyecto de decreto.</p> <p>Si bien en las áreas especiales y zonas subnormales los DER's podrían no representar un aporte significativo en la disminución de las pérdidas, es importante a su vez considerar que la utilización de los DER's representan beneficios adicionales a la reducción de las pérdidas de energía, los cuales deben tenerse en cuenta.</p>	Aceptada	<p>Con base a lo indicado por la ASOCODIS, nos permitimos indicar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El decreto establece que este artículo será aplicable para OR que tienen asociados Áreas Especiales. Para estos OR será optativo modelar e implementar esquemas de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR).</li> <li>- Se modifica el decreto, ampliando la generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR)</li> </ul>
347	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Se sugiere que los que párrafo sea completamente removido, en la medida que lo que busca establecer es un objetivo que debe ser desarrollada por el regulador, y en ese sentido, primero debe existir el marco con el cual actúan las empresas, y luego el control por parte de la superintendencia de servicios públicos, como ya lo señala la ley 142 de 1994.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

348	19/04/2023	CEERA	<p>Conforme la Constitución y la ley, es claro que el Gobierno Nacional tiene amplias facultades reglamentarias y funciones para establecer las políticas públicas en el servicio público domiciliario de energía eléctrica que orienten el desarrollo regulatorio y las metodologías tarifarias en la CREG.</p> <p>Por lo anterior, conforme la institucionalidad sectorial, en la formulación de los lineamientos de política del Gobierno no se debe pretender definir las reglas o mecanismos regulatorios que implementen aquellos lineamientos, dado que dicha implementación compete es a la CREG, así como la vigilancia y control compete a la SSPD.</p> <p>Por lo anterior recomendamos revisar con mucha cautela los lineamientos para asegurar que no se afecte la institucionalidad mencionada y en particular no se defina a nivel de Decreto lo que corresponde a las funciones y misionalidad del ente regulador; es decir, no establecer los criterios, mecanismos, incentivos y metodologías regulatorias, para lo cual además recordemos el Gobierno participa en dicha definición es a través de sus delegados en la CREG (MME, MHCP y DNP).</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
349	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	<p>Con la modificación propuesta, a través del Ministerio de Minas y Energía la Presidencia busca hacer parte de la regulación, coexistiendo con la CREG.</p> <p>Con el presente Decreto se da potestad para decidir sobre aspectos que son parte de la labor del regulador como el manejo de los embalses, los precios, etc., lo que va más allá de la definición de políticas.</p> <p>Permitir que la regulación del sector eléctrico del país se trabaje desde el Ministerio o desde la Presidencia, puede incluir en la misma un sesgo político que, en su misión de favorecer al usuario, podría poner en riesgo la viabilidad del sector eléctrico, los agentes, la expansión del sistema y por tanto, la confiabilidad energética y atención de la demanda futura.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
350	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	El decreto establece disposiciones sobre temas que no están en la memoria justificativa.	No aceptada	Se informa que se realizó una modificación en la memoria justificativa del decreto; sin embargo, con el comentario descrito no se tiene claro a que puntos hacen referencia
351	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	La memoria contiene los elementos de política, pero el proyecto de decreto regula estos aspectos que son propios de la competencia de la CREG. Esto es una desinstitucionalización de la CREG. Es importante tener en cuenta que si el MME define los criterios bajo los cuales la CREG debe regular, esto conlleva necesariamente a que la CREG no pueda en efecto definir cuáles son los mejores criterios en aspectos con gran índole técnica como el despacho de energía.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
352	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	El decreto contiene términos ambiguos o no definidos por la regulación, situación que da lugar a la interpretación y puede poner en riesgo el desarrollo de regulación posterior. Solicitamos realiza una revisión detenida de las definiciones conforme a las incluidas en el Decreto 1073 de 2015 y, en general, en el marco regulatorio de la CREG con el fin de no generar incertidumbre y/o afectar derechos adquiridos	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
353	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Conforme al literal a) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 , la CREG es quien debe "(...) crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia". Así las cosas, por expreso mandato legal, la CREG es la entidad encargada de garantizar la confiabilidad del sistema, esto es, la capacidad que tiene el sistema de generación de abastecer la demanda en todo momento, cumpliendo los requerimientos técnicos de calidad y suficiencia. En ese sentido, es la CREG la autoridad encargada de definir los criterios de eficiencia garantizando en todo momento la libertad de empresa.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
354	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Se proponen soluciones a problemas sobre los cuales se reconocen los síntomas, sin un reconocimiento pleno de las causas.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
355	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Las modificaciones planteadas en el decreto sugieren el paso de un mercado competitivo a uno administrado, y de un mercado basado en precios a uno basado en costos.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
356	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Pérdida de la libertad de empresa en términos de la estrategia comercial de los agentes. El concepto de libertad de empresa conforme se ha entendido en la jurisprudencia conlleva a que los agentes que participan en el mercado de la energía eléctrica tienen la libertad para establecer sus métodos de gestión y los riesgos que asumen dentro de la actividad económica.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
357	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Una propuesta para la transformación del sector eléctrico Colombiano, no es conveniente que se base en la solución de problemas puntuales; sino que debe responder a un estudio integral como el realizado por la Misión de Transformación de Energía.	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
358	19/04/2023	100 LEGAL	<p>Entre lo indicado por 100 LEGAL, se destaca lo siguiente para el artículo 8:</p> <p>En ese sentido, se sugiere que como instrumento de política pública, se le dé el espacio a la regulación para implementar las medidas necesarias que permitan inducir este tipo de comportamientos, cuyo beneficio se pueda transferir efectivamente al usuario ya sea por una mayor calidad del servicio, por una reducción de las inversiones en las redes de distribución.</p>	No aceptada	<p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
359	19/04/2023	100 LEGAL	Se sugiere que los que parágrafo sea completamente removido, en la medida que lo que busca establecer es un objetivo que debe ser desarrollada por el regulador, y en ese sentido, primero debe existir el marco con el cual actúan las empresas, y luego el control por parte de la superintendencia de servicios públicos, como ya lo señala la ley 142 de 1994.	No aceptada	De acuerdo con
<b>ARTICULO 9</b>					
360	19/04/2023	ACCE	Del literal b), ¿a través de que componente de la tarifa se cobrarían los costos de arranque y parada? y ¿cuál es efecto esperado por este cambio (reducción de costos)? En este caso, ¿se sumarían dichos costos como Restricciones? o ¿Cómo se cobrarían estos costos?	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
361	19/04/2023	ACCE	<p>a) Valoración a mínimo costo de las ofertas de generación cuando correspondan al cumplimiento de los caudales mínimos ambientales o fitosanitarios que debe atender la planta. ¿Cuál será el procedimiento para establecer este mínimo costo?</p> <p>b) Valoración económica de los vertimientos que no estén sustentados en reglamentaciones ambientales o técnicas; esta valoración deberá ser compensada a la demanda nacional. ¿Quién hará la valoración económica de los vertimientos?, ¿cómo se hará dicha valoración?</p> <p>c) Valoración a mínimo costo de la generación por seguridad cubierta con recursos hídricos. ¿Cómo sería esta valoración? Y ¿Quién o cómo se establecerá este mínimo costo?</p> <p>e) Declaración de disponibilidad para las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades filo de agua. ¿No sería mejor: Declaración de INDISPONIBILIDAD para las plantas que no cumplan...?</p> <p>f) valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito. Es importante que la valoración debería considerar la valoración del hoy y predicción de variables del futuro. ¿Cómo se garantiza el riesgo de desembalse rápido?, ¿cómo se asocia con la senda de referencia? Puesto que el costo de oportunidad es el que establece la oferta hidráulica, la oferta de un recurso hidráulico entonces, no debería ser mayor a la oferta del Térmico más eficiente.</p>	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
362	19/04/2023	ACCE	La metodología aquí planteada coincide con el aparte de La Res 143 de 2021, que consideró una propuesta de metodología de mitigación de poder de mercado en las ofertas de bolsa, que incluyen un test de pivotalidad y un test de comportamiento, lo cual nos parece muy bien y sólo sugerimos revisar los textos y armonizar los criterios. Así mismo, proponemos que los beneficiarios de las sanciones percibidas por tales comportamientos de abuso de posición dominantes, sean los consumidores, la DEMANDA	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
363	19/04/2023	ACCE	La revisión y análisis ex post, debería hacerse en periodos mucho menores o mejor aún, de manera continua.	No aceptada	La revisión del esquema establece un plazo mínimo de dos años, lo que no ríe con una mayor frecuencia. No se acoge.
364	19/04/2023	ACCE	Se debe fortalecer el área de monitoreo de la Superservicios, de tal forma que se pueda hacer un seguimiento continuo y lo más cercano al hoy, considerando la situación del mercado en cada uno de sus momentos (Ej: niño, niña, etc.)	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
365	19/04/2023	ACIEM	Consideramos muy adecuados los lineamientos dados de revisión y ajuste del esquema de garantías del Mercado, lo cual podría repercutir favorablemente en pro de la tarifa a los usuarios	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
365	19/04/2023	ACIEM	Para ACIEM el decreto debe fijar lineamientos claros para los agentes respecto a la formación eficiente de precios en la bolsa y en los contratos; optimizar el uso y costos de los recursos, tanto del agua como de los combustibles; evitar en lo posible especulación y altos costos en esquemas de ofertas (por mérito y fuera de mérito en el despacho), con el fin de evitar mayores desbalances y/o costos del sistema y finalmente mayores tarifas a los usuarios.	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.

366	19/04/2023	ACOLGEN	<p>La Asociación observa que la disposición no es clara al momento de indicar si los lineamientos diseñados habrán de incorporarse en las ofertas, las liquidaciones o las señales de escasez que sustentan nuestro esquema de confiabilidad; además, limitar la ponderación de las ofertas por parte de los agentes hidráulicos podría estar apuntando veladamente a un esquema de costos que podría reñir con el principio de Ley 143 de 1994, según el cual las ofertas y transacciones con destino al mercado no regulado (lo que incluye el mercado spot), son de formación libre.</p> <p>Por otro lado, la propuesta de valoración de la generación por seguridad o inflexibilidad a precio mínimo desconoce que la energía como producto tiene un valor que remunera la inversión. Hoy las reglas actuales del mercado establecen que esta energía, que no hace parte de la formación del precio spot, se remunera a Precio de Bolsa, reflejando el valor de mercado. La Asociación sugiere respetuosamente desestimar este punto.</p>	No aceptada	El articulado no adopta ninguna decisión sobre valoración de los recursos; ordena a la CREG considerar la conveniencia, o no, de adoptar los criterios citados.
367	19/04/2023	ACOLGEN	<p>La Asociación entiende la intención que tiene el MME de mitigar situaciones de poder de mercado en el mercado eléctrico colombiano; no obstante, antes de analizar situaciones en las que el ejercicio de poder de mercado puede convertirse en un problema para el mercado, es necesario tener claro que ostentar una posición de poder en un momento dado no implica el ejercicio de este. Esta claridad la ha identificado la literatura relacionada e incluso la menciona la misma SSPD en sus informes trimestrales de mercado. En virtud de lo anterior, consideramos importante que desde la institucionalidad no se envíen mensajes que pueden prestarse a confusión de los agentes e interesados.</p>	No aceptada	El articulado busca que se establezcan mecanismos para detectar en tiempo real el posible abuso de poder de mercado. La observación no ilustra por qué razón este tipo de mecanismos puede resultar inconveniente o por qué puede generar confusión.
368	19/04/2023	ACOLGEN	<p>Esta disposición busca reducir el costo de las garantías en las transacciones del MEM, resaltando la necesidad de mitigar cualquier posibilidad de generar riesgos de cartera o sistémicos. Se destacan tanto la inclusión de mercados financieros en los mecanismos de mercado existentes, como la flexibilización de los montos a garantizar y su periodicidad ante variaciones en las liquidaciones de las transacciones del mercado. Acolgen sugiere evaluar el alcance de estas medidas que, si bien pueden resultar positivas para los agentes, no deben tener la potencialidad de afectar la confianza y liquidez del mercado, de manera que los agentes generadores tengan seguridad acerca del pago de la energía puesta por ellos en el mercado, y no se comprometa al sistema exponiéndolo a condiciones de riesgo sistémico. A razón de lo anterior, proponemos que en la redacción del texto se dé una señal de búsqueda de eficiencia y optimización sin que esto signifique disminuir la calidad de cubrimiento existente.</p>	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto. La redacción actual ya establece que la modificación no puede generar riesgos sistémicos.
369	19/04/2023	AIR-E	<p>Se propone que el Artículo 2.2.3.2.7.2 del Decreto 1073 de 2015 establezca lo siguiente:</p> <p>ARTÍCULO 2.2.3.2.7.2. Actualización del Código de Operación – resolución CREG 025 de 1995. Con el fin de fomentar el uso eficiente de los recursos hidroeléctricos del país, así como velar por su aprovechamiento económico y sostenible, la CREG deberá revisar y actualizar el Código de Operación aprobado mediante Resolución CREG 025 de 1995 y otras normas relevantes con base en, entre otros, los siguientes aspectos:</p> <p>(a) Requerir dentro de los reportes de parámetros diarios por parte de las plantas hidráulicas, y en desarrollo de su actividad de gestión y manejo de los embalses, una indicación expresa (SI o NO) en el sentido de si, durante las 24 horas siguientes al reporte, el agente tiene un pronóstico de vertimientos (PV). Para lo anterior, se tomarán en cuenta las definiciones esta-blecidas en los acuerdos del Consejo Nacional de Operación sobre Nivel Máximo Físico, Nivel de Espera, Volumen de Espera y otras relevantes.</p> <p>(b) La oferta de precio de cualquier planta hidráulica que haya reportado un PV será calculada conforme a lo establecido en la regulación vigente, to-mando en cuenta un costo de oportunidad del agua igual a cero (0).</p> <p>(c) Si, como resultado de los aportes hidroclógicos recibidos durante el día para un embalse en particular se hace necesario llevar a cabo vertimientos, ello se entenderá como una desviación del programa de despacho igual a la energía equivalente vertida, y para la liquidación de la desviación se apli-cará lo establecido como Proceso de Cálculo de Pago de Desviaciones pre-visto en la regulación vigente.</p> <p>(d) Si por eventos hidroclógicos imprevistos se reciben crecientes que dificultan el manejo operativo de los embalses, la planta de generación que se vea obligada a efectuar vertimientos debe solicitar su redespacho de acuerdo con las reglas de mercado vigentes hasta la cantidad máxima que puede operar la planta.</p>	No aceptada	La modificación propuesta trasciende al ámbito regulatorio, abandonando la decisión de definir lineamientos de política.
370	19/04/2023	AIR-E	<p>De la manera más atenta solicitamos que el Artículo 2.2.3.2.7.3 que se propone adicional al Decreto 1073 mencionado, sea del siguiente tenor (se marcan en caracteres destacados los cambios concretos propuestos):</p> <p>ARTÍCULO 2.2.3.2.7.3. Medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio en bolsa. Como parte del reglamento de operación del Mercado de Energía Mayorista se deberán implementar procedimientos técnicos que permitan detectar, en tiempo real, el posible ejercicio de una posición dominante de los agentes en las ofertas de energía en bolsa que presenten al Centro Nacional de Despacho, CND, así como mitigar su incidencia en el precio de bolsa.</p> <p>Para ello, la CREG establecerá una metodología con los procedimientos, controles y herramientas de mitigación, la cual deberá basarse en referentes técnicos, y además deberá considerar como mínimo los siguientes criterios:</p> <p>i) la incidencia de las ofertas agregadas de un mismo agente para la atención de la demanda,</p> <p>ii) el comportamiento histórico de oferta de las unidades de cada uno de los agentes que tienen incidencia en la atención de la demanda,</p> <p>iii) las condiciones de restricciones del sistema que influyen en la necesi-dad de un recurso de generación incluyendo, pero sin limitarse, so-licitudes de redespacho, autorizaciones, mantenimientos, varia-ciones de demanda,</p> <p>iv) condiciones generales del sistema como la composición de la matriz eléctrica y la incidencias de fuentes de despacho inflexible,</p> <p>v) condiciones comerciales de carácter particular de cada agente generador como su nivel de contratación.</p> <p>Una vez generada la alerta, el agente que representa la planta reportada tendrá un plazo de dos (2) días hábiles para remitir un documento justificativo a la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) y a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), en donde deberá informar con argumentos técnicos las variables consideradas, como se relacionan con los fundamentales de la oferta y como afectaron la oferta.</p> <p>En caso que la SSPD o la SIC consideren que las justificaciones informadas por el agente no son pertinentes, la liquidación del despacho ideal debe efectuarse sustituyendo el precio ofertado de la</p> <p>a. Se requiere propender por una formación y una negociación eficiente de precios a largo plazo. El agente vendedor debe de ser responsable de las consecuencias de esas negociaciones. Si se le interviene sus recursos, el agente perdería esa responsabilidad y se le generaría un riesgo adicional que reflejaría en el precios. Por consiguiente, no se está de acuerdo en intervenciones a los agentes generadores salvo en situaciones de emergencia.</p> <p>b. Se está de acuerdo en establecer unas reglas claras y unas medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio en bolsa y en las ofertas de Contratos.</p> <p>c. Se está de acuerdo en la disminución de los costos de transacción de coberturas en el Mercado tanto Mayorista como Minorista en la medida que no se debilita la firmeza del cumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes.</p> <p>d. Respecto a los costos de Arranque y Parada, ya existe una regulación asociada que separa estos costos de los precios de oferta de los generadores. Se propone definir un mecanismo que remunere estos costos de manera más precisa y no con valores estimados.</p>	No aceptada	La modificación propuesta trasciende al ámbito regulatorio, abandonando la decisión de definir lineamientos de política.
371	19/04/2023	COSEMIT	<p>a. Se requiere propender por una formación y una negociación eficiente de precios a largo plazo. El agente vendedor debe de ser responsable de las consecuencias de esas negociaciones. Si se le interviene sus recursos, el agente perdería esa responsabilidad y se le generaría un riesgo adicional que reflejaría en el precios. Por consiguiente, no se está de acuerdo en intervenciones a los agentes generadores salvo en situaciones de emergencia.</p> <p>b. Se está de acuerdo en establecer unas reglas claras y unas medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio en bolsa y en las ofertas de Contratos.</p> <p>c. Se está de acuerdo en la disminución de los costos de transacción de coberturas en el Mercado tanto Mayorista como Minorista en la medida que no se debilita la firmeza del cumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes.</p> <p>d. Respecto a los costos de Arranque y Parada, ya existe una regulación asociada que separa estos costos de los precios de oferta de los generadores. Se propone definir un mecanismo que remunere estos costos de manera más precisa y no con valores estimados.</p>	No aceptada	<p>a. El decreto no interviene recursos; Ordena a la CREG evaluar la conveniencia de adoptar criterios.</p> <p>b. No implica modificaciones.</p> <p>c. No implica modificaciones.</p> <p>d. No implica modificaciones.</p>
372	19/04/2023	ANDEG	<p>solicitamos que el Ministerio profundice y precise el alcance del borrador de Decreto respecto a las propuestas asociadas a establecer un esquema regulatorio que haga una valoración de los recursos de generación (Sección 7), en el sentido de si la autoridad energética prevé modificar el esquema de formación de precios en el mercado mayorista definido en el contexto de la Ley 143 de 1994, en contravía del principio de "promover y preservar la competencia (Artículo 23)", lo que consideramos que a la fecha, es justamente lo que ha permitido la expansión en el sector eléctrico con criterios de eficiencia y sostenibilidad, favorecido la participación de diferentes agentes públicos, privados y mixtos, tanto nacionales y extranjeros, bajo una institucionalidad definida.</p>	No aceptada	El articulado no adopta ninguna decisión sobre valoración de los recursos; ordena a la CREG considerar la conveniencia, o no, de adoptar los criterios citados. En ningún caso se interviene o modifica el mecanismo de formación de precios del mercado.
373	19/04/2023	ANDEG	<p>Desde ANDEG consideramos que el planteamiento de revisar el costo de arranque y parada es una oportunidad para avanzar, en el contexto del desarrollo regulatorio, y particularmente de la Agenda Regulatoria de la CREG en lo correspondiente a la Resolución CREG 143 de 2021, desde la perspectiva de la reglamentación del mercado de corto plazo y de los servicios complementarios, y en especial, a partir de la experiencia de la implementación de la Resolución CREG 101028 de 2022, en donde se incluyen configuraciones de plantas térmicas de ciclo combinado en el despacho eléctrico. En todo caso, es fundamental que el esquema regulatorio asegure remuneración de los servicios de los servicios prestados por las plantas térmicas, incluyendo los costos de arranque y parada, en el contexto de la suficiencia financiera y la eficiencia económica que trata la Ley 142 de 1994.</p>	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.

374	19/04/2023	ANDEG	De otro lado, con respecto a las políticas de disminución de los costos de las garantías y la revisión de las reglas para limitación de suministro que trata el Artículo 2.2.3.2.7.1, vemos inconveniente su aplicación en la presente coyuntura, teniendo en cuenta que las agencias internacionales climáticas (NOAA-Estados Unidos y BOM-Australia) tienen previsto que para el segundo semestre del presente año ocurriría el Fenómeno de "El Niño" (Figura 2), por lo cual, la flexibilización de las condiciones anteriores puede llevar a un riesgo sistémico, teniendo en cuenta que los agentes térmicos tienen obligaciones con proveedores de combustibles y de equipos, mantenimiento y operación, y con el sector financiero con el que se tienen obligaciones de pago de deuda, y restricciones de flujo de caja, que afectan el acceso a recursos para la gestión del capital de trabajo de los generadores, en especial, cuando se deben cumplir con las Obligaciones de Energía en Firme en el contexto del esquema del Cargo por Confianza.	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
375	19/04/2023	ANDESCO	Con respecto a los lineamientos para la valoración del recurso hidroeléctrico, vemos que la segmentación por tecnologías podría estar excluyendo recursos renovables a través de una despacho centralizado y segmentado por fuentes. Por otro lado, no es claro si cuando se refiere a "valoración a mínimo costo" se refiere a la remuneración de la generación o a la valoración de los recursos para su oferta en la bolsa, cualquiera de las dos señales sería negativa para el funcionamiento del mercado. Respetuosamente sugerimos que el funcionamiento del mercado se garantice sin intervención y sin poner un precio techo que genere distorsiones, lo anterior, evitando posibles condiciones de escasez del servicio. En ese sentido, vemos importante que se tengan en cuenta los comentarios enviados con relación al Proyecto de Resolución CREG 701 025 de 2022 "Por la cual se define un esquema de mitigación para los precios de oferta en bolsa y se modifica la Resolución CREG 024 de 1995" en donde se hace referencia al poder de mercado. La limitación a la valoración del recurso de generación cuando una planta tiene caudales ambientales desconoce que las ofertas a la bolsa se realizan para todo el recurso disponible y no solo para el caudal inflexible, por lo que obligar a valorar la oferta a precio cero, llevaría a usar el embalse como una planta filo de agua sin posibilidad de regular los embalses y a poner en riesgo la confiabilidad del sistema. En el caso de limitar la remuneración, como también se plantea para las generaciones de seguridad, no remunerar el recurso utilizado para generar implicaría no reconocer al generador el valor que tiene el recurso con el que genera. Además, según varios análisis internacionales, la definición de un precio máximo o despacho de costos en el mercado spot puede ser contraproducente para la integración de energías renovables. Esto se debe a que las plantas renovables suelen tener costos fijos elevados y costos variables considerablemente bajos. En consecuencia, la incertidumbre de no poder utilizar las ganancias marginales del mercado spot en el futuro para cubrir sus costos fijos podría desincentivar su participación en el mercado spot, generando el efecto contrario al esperado en cuanto a la participación de este tipo de tecnologías. En el tema de los vertimientos, es importante que se tenga en cuenta que estos se producen cuando se supera la capacidad del embalse, por lo tanto, esto obedece a condiciones externas. En Colombia, los embalses son de diferentes capacidades, muchos de ellos con capacidad de regulación de días o semanas, por lo que la condición de vertimientos se puede dar por efecto de	No aceptada	El proyecto no pretende cambiar las reglas del mercado en bolsa. Da señales de eficiencia económica y de gestión. Las observaciones contrarias no están sustentadas.
376	19/04/2023	ANDESCO	Para el aseguramiento y el poder de mercado, ya hemos realizado aportes y comentarios que se han abordado desde la CREG en los siguientes Proyectos de Resolución:  <ul style="list-style-type: none"> <li>Proyecto de Resolución 143 de 2021 "Por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación", el cual estuvo para comentarios hasta el 15 de febrero de 2023.</li> <li>Proyecto de Resolución 701 025 de 2022 "Por la cual se define un esquema de mitigación para los precios de oferta en bolsa y se modifica la Resolución CREG 024 de 1995", el cual estuvo para comentarios hasta el 16 de marzo de 2023.</li> </ul> Por lo tanto, y con el fin de atender requerimientos de ajustes de largo plazo, en lugar de asuntos coyunturales, observamos más adecuado retomar estos análisis y comentarios en el marco del proceso de participación y construcción normativa.	No aceptada	El seguimiento y control al posible abuso del poder de mercado que propone el decreto no tiene carácter coyuntural sino estructural.
377	19/04/2023	ANDESCO	Con relación a este artículo, vemos importante que el ajuste del esquema regulatorio de garantías y de limitación de suministro sea revisado en conjunto con el sector financiero y aseguradoras, teniendo en cuenta la importancia de estos para la definición y ajustes de las garantías.  Así mismo, nos permitimos presentar nuestras propuestas para este punto:  a) Evaluación del esquema de pagos mensuales de manera que pueda hacerse de forma semanal, lo anterior con el fin de mejorar la exigencia y flujo de caja para los comercializadores y sin poner en riesgo el sistema. b) Flexibilización de los productos permitiendo nuevas alternativas. c) Revisión de los montos a garantizar con el fin de proporcionar más eficiencia al uso de capital y de los cupos de créditos.	No aceptada	El decreto no pretende definir taxativamente la forma o grado de flexibilización del esquema de garantías. El decreto instruye a la CREG para que analice la conveniencia o no de introducir modificaciones o alternativas a las garantías.
378	19/04/2023	ASIEB	En cuanto a los Artículos 2.2.3.2.7.1 y 2.2.3.2.7.2 se sugiere que el Ministro de Minas y Energía como presidente de la CREG los presente a dicha entidad para ser incorporados dentro de la reglamentación del sector, considerando que la reglamentación económica es competencia de la CREG. En cuanto al Artículo 2.2.3.2.7.3 se sugiere que dichas labores sean asignadas a la SSPD, dada su condición de entidad de Vigilancia y Control.	No aceptada	La observación no contradice lo establecido en el decreto. Tanto el decreto como la observación concuerdan en que las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9 serán, en todo caso, tomadas por la CREG.
379	19/04/2023	ASOCODIS	Respecto de estas propuestas, consideramos importante mencionar que apoyamos todas las medidas que representen un beneficio neto positivo para toda la sociedad en su conjunto, implantadas en el marco institucional y arquitectura del sector, y con señales que garanticen una formación eficiente del precio de energía, evitando comportamientos estratégicos que puedan ir en contra de la eficiencia y la justicia tarifaria, y garantizando la sostenibilidad y suficiencia futura en la prestación del servicio, entre otros.	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
380	19/04/2023	ASOCODIS	Si bien no están incluidos lineamientos de política pública en el proyecto de decreto relacionados con los problemas de liquidez de las empresas comercializadoras, consideramos fundamental, tal como lo expresamos en los Comentarios Generales, incluir en el decreto medidas orientadas a solucionar estos problemas, tal como lo expresamos en nuestra comunicación No. ACSO 23-018, la cual se adjunta. En este sentido, proponemos las siguientes alternativas, algunas de las cuales requieren ajustes normativos y legales: <ul style="list-style-type: none"> <li>Disponer de recursos del fondo empresarial que administra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para respaldar y financiar el pago de las garantías de las empresas comercializadoras y para otorgar créditos contra saldos de la opción tarifaria a las empresas con riesgo de intervención. Para no afectar la tarifa de los usuarios y disponer de mayores recursos, se deben considerar recursos del Presupuesto General de la Nación y/o del Sistema General de Regalías para aportar recursos a este Fondo.</li> <li>Apropiar y pagar en forma urgente los subsidios asociados a los recursos dejados de recibir como resultado de la aplicación de la opción tarifaria, que se estiman en cerca de 800 mil millones de pesos. Esta propuesta surge teniendo en cuenta que la Opción Tarifaria tiene efecto sobre el Costo Unitario real y determina un Costo Unitario a trasladar al usuario, lo que hace que, en los saldos acumulados por aplicación de la opción tarifaria, exista un monto asociado a los subsidios a cargo de la Nación.</li> <li>Disponer de líneas de crédito preferencial para financiar la opción tarifaria.</li> <li>Definir y establecer mecanismos para el pago de la deuda de usuarios oficiales y constitucionalmente protegidos.</li> <li>Aportar recursos del Presupuesto General de la Nación para financiar parcialmente la componente de pérdidas en la Región Caribe y así aliviar las tarifas a los usuarios.</li> <li>Definir un cargo único en \$/KWh, para recuperar los saldos de la opción tarifaria, que puede aplicarse en diferentes plazos y por mercados de comercialización, dando certeza a la recuperación de los saldos y a la vez minimizando el impacto a los usuarios.</li> <li>Flexibilizar la aplicación de la opción tarifaria para usuarios no residenciales, como por ejemplo, la incorporación de un porcentaje de variación (variable PV) diferencial para cada uno de los niveles de tensión, con el fin de permitir la recuperación parcial de los saldos en un tiempo prudencial, con</li> </ul>	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto. Toca materias que no están contempladas en el articulado.



381	19/04/2023	ASOENERGÍA	<p>Apoyamos esta determinación y el hecho de finalmente adoptar lineamientos claros que permitirán una formación eficiente de precios en la bolsa y por ende en contratos, que optimizarán el uso y costos de los recursos, tanto del agua como de los combustibles. Es importante evitar en lo posible especulación y costos altos en esquemas de ofertas tanto en mérito como fuera de mérito en el despacho, evitando mayores desbalances y costos del sistema y mayores tarifas a los usuarios. Resaltamos además que en la medida que se logre un mercado de corto plazo eficiente y competitivo, se tendrá una mejor señal de expansión y de contratación. Nuestros comentarios en su orden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La valoración del recurso térmico es adecuada, pues se debe dar prioridad al uso del gas de manera eficiente, utilizando para remunerar los costos de gas del más económico al más caro, como de hecho se optimiza en la realidad, para transferir al precio esta utilización. Esto aplica tanto a la generación térmica en mérito como para la generación de seguridad fuera de mérito que afecta las restricciones. En cualquier caso, la valoración del agua debe considerarse igual para mantener la neutralidad entre las reconciliaciones positivas y negativas.</li> <li>- Es totalmente razonable, eliminar de la oferta la estimación de los Costos de arranque y parada, que podría introducir un factor de riesgo que lleva al alza las ofertas de precios, por la incertidumbre, y retornar a una oferta que refleje los riesgos reales y solo de costos variables, ya que en efecto así se optimizará el precio de bolsa, y se reconocerá de manera exacta e independiente los arranques realmente efectuados. Entendemos que este lineamiento no es para tener un sistema de costos, sino que la formación de precios se incentive con costos eficientes subyacentes.</li> <li>- Respecto a la valoración de recurso hídrico, estamos plenamente de acuerdo en su optimización. Especialmente cuando es para generación de seguridad fuera de mérito.</li> <li>- Cuando se genera o vierte el agua, por efectos de una restricción ambiental o técnica, significa que independientemente de la condición hidrológica o de balance, se debe utilizar, es decir, que es obligada esta generación o este vertimiento, por lo cual no se debe valorar a precio marginal sino a un mínimo costo del recurso.</li> <li>- En caso de vertimientos que son resultado de ofertas de los generadores, tanto de disponibilidad como de precio, sugerimos debe valorarse al menos al costo de escasez, puesto que se está desperdiciando un recurso por parte del generador, este valor debe ser pagado por el generador hidráulico y no por la demanda. Es la única forma de asegurarse que se optimice el uso de un recurso.</li> </ul> <p>Ahora bien, entendiendo que el MME considera conveniente reforzar las señales de política en los temas planteados en el proyecto de decreto, proponemos lo siguiente:</p> <p>"La CREG deberá ajustar las reglas del Mercado de Energía Mayorista, definidas como parte del Reglamento de Operación, para la valoración adecuada de los recursos de generación y definiendo medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio, de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico, enmarcados dentro de la promoción de la libre competencia de que trata el artículo 20 de la Ley 143 de 1994."</p> <p>Es importante resalta, que definir acciones específicas, tal como las plantea el proyecto de decreto, sin que hayan detallado en un proceso de discusión como el que se adelanta en los desarrollos regulatorios, en donde se evalúan las mejores alternativas para implementar la política, podría conllevar a que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Se tengan situaciones en las cuales la acción solamente quedaría enunciada, dado que no es posible vigilarla, por lo quedaría inane, o</li> <li>(ii) No corresponder con los lineamientos del mercado definidos en la Ley 143 de 1994, por lo que haría inviable su implementación, o</li> <li>(iii) Que la señal económica conlleve a afectar la expansión de las redes, lo que tendría un efecto contrario frente a las restricciones del sistema en el mediano y largo plazo.</li> </ul> <p>Ahora bien, frente al último artículo propuesto, "Políticas para la disminución de los costos de transacción de las coberturas en el mercado mayorista.", la Comisión no estima necesario la inclusión de este artículo, puesto que el objeto del mismo se está desarrollando dentro del tema "Revisión de garantías y limitación de suministro" que es uno de los temas priorizados de la agenda regulatoria.</p> <p>No obstante, si el Ministerio considera necesaria la inclusión del artículo, se sugiere formular una redacción más general sin incluir los literales dispuestos, puesto que estos literales hacen referencia de forma exclusiva al tema de garantías sin que haya un detalle sobre el tema de limitación de suministro, incluido en el artículo.</p> <p>Adicionalmente, se hacen los siguientes comentarios con respecto a los literales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Entendemos que el objetivo de los literales a) y c) es el mismo, si por costo de garantía se hace referencia al valor a garantizar por parte de los agentes, dado que sobre los costos de las garantías la Comisión no tiene injerencia y depende de los acuerdos de los agentes con las entidades.</li> </ul>	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
382	19/04/2023	CREG	<p>El artículo 9 del proyecto normativo propone adicionar el Decreto 1073 de 2015 con elementos que modificarían los lineamientos establecidos por la CREG para la formación de precios en el mercado mayorista de energía. En específico, propone establecer los siguientes lineamientos para la valoración del recurso térmico:</p> <p>"Lineamientos para la valoración del recurso térmico. En desarrollo del principio de eficiencia consagrado en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, la participación de los recursos térmicos en la formación de precios (...) deberá buscar una correcta asignación y utilización de dichos recursos y del uso de combustible (...). Para ello, la CREG ajustará la regulación existente con el fin de incorporar los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Priorización en el uso de los contratos de combustible según el orden de costo para los costos variables de las ofertas de precio en bolsa.</li> <li>b) Reconocimiento de los costos de arranque y parada cuando efectivamente se incurran en éstos durante la operación real. En consecuencia, dichos costos no se considerarán en la formación del precio de bolsa del despacho ideal." (subrayas fuera del texto original) Asimismo, propone los siguientes lineamientos para la valoración del recurso hidroeléctrico: <p>"Lineamientos para la valoración del recurso hidroeléctrico. Con el fin de fomentar el uso eficiente de los recursos hidroeléctricos del país, (...) los agentes que representen unidades de generación hidráulica deberán atender las reglas que define la CREG para su participación en el despacho con base en los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Valoración a mínimo costo de las ofertas de generación cuando correspondan al cumplimiento de los caudales mínimos ambientales o fitosanitarios que debe atender la planta (...)</li> <li>c) Valoración a mínimo costo de la generación por seguridad cubierta con recursos hídricos (...)</li> <li>f) Valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito." (subrayas fuera del texto original) <p>En primera instancia, la regulación vigente establece que los precios de oferta de la energía de las unidades de generación deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir. Específicamente, para el caso de las plantas térmicas las ofertas de precio deberán tener en cuenta el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, y el costo de oportunidad de los recursos hídricos.</p> </li></ul></li></ul>	No aceptada	En todo caso será la CREG la entidad encargada de analizar y adoptar las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9.
383	19/04/2023	ECOPETROL	<p>Para el literal a) La actual regulación ya incluye los incentivos para que los agentes apuesten por combustibles más económicos.</p> <p>Para el literal b) parece una regla adecuada con el fin de tener unos precios de bolsa más transparentes.</p> <p>Frente al artículo 9 del proyecto de decreto, el cual establece que, con relación a los recursos térmicos, se debe priorizar su orden de despacho de acuerdo con el orden de costo del combustible. Adicionalmente, establece frente a las plantas hidroeléctricas que la valoración económica de sus vertimientos no sustentados en reglamentaciones ambientales y técnicas deben compensar la demanda nacional.</p> <p>Creemos que este artículo vulnera el derecho a la libertad de empresa (según sentencia corte constitucional C-056 de 2021), vulnera la libre competencia y fija lineamientos inflexibles que implica que el gobierno esté regulando tarifas, lo cual es una facultad exclusiva de la CREG por mandato constitucional y legal. El orden de despacho debe responder a criterios técnicos y económicos que reflejen las condiciones reales del mercado frente al valor de la energía (y no de sus combustibles) y no a imposiciones arbitrarias que favorezcan o perjudiquen a ciertos agentes. Asimismo, la valoración económica de los vertimientos debe ser coherente con los principios de eficiencia, libertad y onerosidad, y no con una supuesta compensación a la demanda nacional que podría generar incentivos perversos para el uso racional del recurso hídrico.</p>	No aceptada	El decreto no introduce cambios en los mecanismos de formación de precios o valoración de los recursos de generación. El decreto da señales de política que deberá analizar y definir la CREG en última instancia.
384	19/04/2023	Cámara Colombiana de la Energía	<p>Solicitamos aclarar a que se refieren con:</p> <p>"...c) Valoración a mínimo costo de la generación por seguridad cubierta con recursos hídricos."</p> <p>Se recomienda en el artículo sobre Poder de mercado, definir un plazo específico a la CREG para implementar la metodología, para lo cual se propone adicionar un Parágrafo transitorio en los siguientes términos:</p>	No aceptada	El decreto no interviene tarifas ni los mecanismos de formación de precios. El decreto ordena a la CREG analizar diferentes aspectos del mercado relacionados con la eficiencia económica y adoptar las medidas que considere adecuadas.
385	19/04/2023	CANACOL	<p>"ARTÍCULO 2.2.3.2.7.3. Medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio en bolsa.</p> <p>[...]</p> <p>Parágrafo transitorio: La CREG dentro de los seis (6) meses posteriores a la publicación del presente Decreto, deberá adoptar las medidas de este artículo en el Reglamento del Mercado de Energía Mayorista - MEM."</p>	Aceptada	Se aclarará este aspecto en memoria justificativa.
386	19/04/2023		<p>"ARTÍCULO 2.2.3.2.7.3. Medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio en bolsa.</p> <p>[...]</p> <p>Parágrafo transitorio: La CREG dentro de los seis (6) meses posteriores a la publicación del presente Decreto, deberá adoptar las medidas de este artículo en el Reglamento del Mercado de Energía Mayorista - MEM."</p>	Aceptada	Se acepta establecer un plazo para la adopción de la medida.

387	19/04/2023	CEERA	<p>Se recomienda en el artículo de las Garantías corregir la numeración del artículo que corresponde al consecutivo 2.2.3.2.7.4. y adicionar un literal en los siguientes términos, según el texto subrayado:</p> <p><b>*ARTÍCULO 2.2.3.2.7.4.</b> Políticas para la disminución de los costos de transacción de las coberturas en el mercado mayorista.</p> <p>[...]</p> <p>d) La CREG revisará los esquemas de garantías entre los distintos agentes de la cadena, para efectos de asegurar un tratamiento simétrico de las mismas y que se cumplan los tiempos para la entrada en operación comercial de los proyectos de generación. Adicionalmente se revisará la armonización de los tiempos de ejecución de los proyectos de generación con los de las obras de expansión de las redes que ejecutan los Operadores de Red requeridas para asignar la capacidad de transporte a la generación, de conformidad con las Resoluciones CREG-075 de 2021 y CREG-024 de 2013 o aquellas que las modifiquen, adicionen y/o sustituyan."</p>	No aceptada	Discutir posibilidad de aceptar esta disposición.
388	19/04/2023	CELSIA	<p>Con relación a la modificación del Artículo 2.2.3.2.5.3 que adiciona directrices puntuales para la regulación de las compras de energía para el mercado regulado, preocupa que están orientadas a un control de precios, en lugar a incentivar la competencia y la libre participación que derive en una formación eficiente de precios.</p> <p>Coincidimos en la necesidad de incorporar lineamientos que conduzcan a reducir los niveles de exposición a la bolsa por las decisiones de los comercializadores, así como aspectos en la regulación (en particular el SICEP) que faciliten la participación de la oferta. De nuestra experiencia identificamos los siguientes aspectos que llevan a esta situación:</p> <p>i. En el SICEP los comercializadores establecen de manera libre las condiciones de contratación en los pliegos que publican, pero esto ha llevado a que, por ejemplo, algunos comercializadores no acepten garantías o mecanismos de cubrimiento del pago, lo que reduce la oferta interesada en participar.</p> <p>ii. No se realiza con la suficiente anticipación las convocatorias de compra, dejando solo un año previo cuando la mayoría de la energía ya se ha comprometido o se tiene una probabilidad considerable de Nifio que reduce la oferta disponible a asumir el riesgo.</p>	No aceptada	El decreto da señales para aumentar la eficiencia económica del sistema eléctrico, sin modificar el sistema de formación de precios.
389	19/04/2023	CELSIA	<p>El esquema actual de cobertura es resultado del aprendizaje obtenido de los momentos de estrés más complejos del mercado en últimos años, donde la falta de cobertura adecuada representó riesgos sistémicos que pudieron ser más costosos. De acuerdo con nuestra estimación, el monto que dispone el sector financiero y asegurador para las coberturas que exige el mercado puede superar los 6 billones de pesos, lo cual refleja el riesgo que puede implicar un default ante una falta de cobertura.</p> <p>En ese sentido, si bien debemos buscar la mayor eficiencia, no es conveniente incrementar el riesgo percibido por el mercado, que en últimas se verá trasladado al precio.</p> <p>En los mencionados Artículos se establece:</p>	No aceptada	El decreto, en sí, no ordena cambiar el sistema de garantías. Ordena al la CREG evaluar la conveniencia de adoptar o no medidas de flexibilización y de inclusión de mecanismos alternativos para la gestión del riesgo financiero. En todo caso, será la CREG quien toma la decisión que más convenga al sistema.
390	19/04/2023	CNO	<p>Recursos técnicos: "Lineamientos para la valoración del recurso técnico. En desarrollo del principio de eficiencia consagrado en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, la participación de los recursos técnicos en la formación de precios en el Mercado Mayorista de Energía deberá buscar una correcta asignación y utilización de dichos recursos y del uso de combustible, de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico. Para ello, la CREG ajustará la regulación existente con el fin de incorporar los siguientes criterios: Para ello, la CREG ajustará la regulación existente con el fin de incorporar los siguientes criterios:</p> <p>a) Priorización en el uso de los contratos de combustible según el orden de costo para los costos variables de las ofertas de precio en bolsa.</p> <p>b) Reconocimiento de los costos de arranque y parada cuando efectivamente se incurran en éstos durante la operación real. En consecuencia, dichos costos no se considerarán en la formación del precio de bolsa del despacho ideal (...)."</p> <p>Comentarios: Respecto a los criterios propuestos para los recursos técnicos, es de suma importancia que se tenga en cuenta la remuneración de la totalidad de los costos en los que incurre el generador, de acuerdo con el combustible que requiera para su operación y considerando los compromisos contractuales pactados con sus proveedores. Lo anterior con el fin de contar con ellos para la atención de la demanda, especialmente en escenarios de aportes hídricos deficitarios.</p> <p>Si bien compartimos la necesidad de una transición energética justa y equilibrada, se debe propender por incrementar la explotación y producción de gas natural y combustibles para generación, que permita tener una oferta suficiente de recursos energéticos para el SIN, que favorezcan una reducción del valor de los mismos y en consecuencia un menor costo para los usuarios finales.</p> <p><del>Sugerimos revisar el literal b). Entendemos del mismo que habría que esperar los costos de</del></p>	No aceptada	El decreto da señales para aumentar la eficiencia económica del sistema eléctrico, sin modificar el sistema de formación de precios.
391	19/04/2023	CNO	<p>En línea con el comentario anterior, si efectivamente se está planteando un cambio en el modelo de despacho económico, sugerimos a MINENERGIA analizar si es necesario un esquema de seguimiento y monitoreo al poder del mercado.</p> <p>Finalmente, recomendamos considerar el mecanismo propuesto por la CREG en la Resolución 143 de 2021.</p>	No aceptada	La teoría Económica demuestra la necesidad de contar con herramientas de seguimiento y prevención de posibles abusos de poder de mercado en mercados con presencia de oligopolios y monopolios naturales. El Estado debe realizar este seguimiento. En consecuencia, la observación no implica modificaciones al decreto.
392	19/04/2023	Empresa de Energía del Putumayo	<p><b>MEDIDAS PARA EL SEGUIMIENTO Y MONITOREO DEL PODER DE MERCADO EN LAS OFERTAS DE PRECIO DE BOLSA</b></p> <p>Conveniencia</p> <p>El mercado tiene características propias de sí mismo que facilitan el ejercicio del poder de mercado: i) la imposibilidad de almacenar electricidad en grandes cantidades, ii) la inelasticidad de la demanda y iii) la existencia de un balance continuo entre la oferta y la demanda. Si bien esto ocurre en todos los mercados eléctricos, la particularidad del mercado colombiano es que no cuentan con un mecanismo de monitoreo y seguimiento del mercado de manera que no solo permita identificar potenciales abusos del poder de mercado y también introduzca medidas efectivas de mitigación y punitivas como lo sugiere la literatura internacional.</p> <p>Vemos importante y necesario introducir metodologías cuantitativas de monitoreo del mercado spot, mientras que la literatura colombiana en términos de regulación propuesta y efectivamente aplicada al respecto es más bien escasa.</p> <p>Temporalidad del mecanismo respecto a previas propuestas</p> <p>La CREG en la propuesta de modernización del mercado de corto plazo, dispuso un mecanismo de mitigación ex ante que resulta en la sustitución del precio ofertado en el caso de ser necesario; por otro lado otra de las propuestas dadas en los últimos meses dado el exacerbado incremento de los precios de bolsa es el proyecto de Resolución CREG 701 025 de 2022 con una actuación ex post resultando en una rendición de cuentas a la SSPD.</p> <p>Los comportamientos anticompetitivos que toman ventaja de las restricciones no pueden preverse antes al despacho, y después del mismo los informes reportados a la SSPD no mitigan el daño ya hecho al usuario final, por lo que un mecanismo de detección y mitigación de tiempo real es ideal. Por esta razón, respaldamos la decisión del Ministerio al establecer un mecanismo de detección en tiempo real. Esta opción permitirá observar el comportamiento de los agentes en uno de los escenarios donde se observa mayor poder de mercado por parte de los generadores, que es cuando existen restricciones en el sistema de distribución y transmisión.</p> <p>Mecanismo de detección</p> <p>En el mecanismo en tiempo real, una vez se genere la alerta el generador podrá justificar su conducta estas deben ser remitidas a la Superintendencia de Servicios Públicos y a la Superintendencia de Industria y Comercio, quienes en el marco de sus funciones de ley deben</p>	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.

393	19/04/2023	Empresa de Energía del Putumayo	<p>MEDIDAS PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSACCIÓN DE LAS COBERTURAS EN EL MERCADO MAYORISTA</p> <p>De nuevo, respaldamos la propuesta del Ministerio de adoptar medidas que disminuyan los costos de transacción y coberturas en el mercado, dado que existen importantes deficiencias en el esquema actual.</p> <p>Asimetría con otros eslabones de la cadena</p> <p>La regulación actual, indica que los agentes comercializadores en cualquier momento del tiempo debe contar con garantías que respalden sus operaciones presentes y futuras, mientras que otros eslabones de la cadena son libres para decidir los instrumentos admisibles y montos a garantizar, por ejemplo las partes de los contratos bilaterales. Algo similar ocurre con las garantías aplicables a los cargos de uso de los SDL, que son acordadas por las partes respectivas de manera libre.</p> <p>De hecho, son pocos los mercados o ámbitos comerciales en los que a los participantes se les requiere garantizar, anticipadamente y de manera líquida, el 100% de sus potenciales obligaciones; como toda garantía tiene un costo asociado a su constitución y mantenimiento, un hipotético mercado en el que sea obligatorio garantizar el 100% de las operaciones celebradas en el mismo es ineficiente, en la medida en que tales costos se trasladan, en última instancia, al usuario final; esto a su vez, redundaría en una ineficiencia en el mercado.</p> <p>Se solicita tener esta disparidad en cuenta, y establecer un esquema de garantías que refleje el riesgo efectivo de los participantes en el mercado, que sea lo suficientemente robusto para mitigar los riesgos inherentes al mercado y que potencialicen el negocio, en lugar de constituir un lastre financiero para los agentes.</p> <p>Defectos del mecanismo actual</p> <p>La regla general es que las garantías en el mercado mayorista de energía cubran las transacciones a celebrarse entre el primer y el último día del respectivo mes calendario. No obstante, la vigencia de tales garantías no se limita al mes de suministro sino a casi dos meses y medio adicionales. Adicionalmente, el esquema de actualización de garantías semanal, hace que sin importar el monto garantizado, y sin importar la magnitud de la fluctuación del riesgo, se tiene la obligación absoluta e irrevocable de actualizar el valor de las garantías, so pena de incurrir en una limitación de suministro, lo cual hace que el costo financiero y operativo asociado a estas actualizaciones supere el nivel de exposición real del mercado de transacciones.</p> <p>En primera medida, queremos señalar que observamos que la señal que pretende enviar el Ministerio es la de llevar a los agentes hacia un esquema de remuneración de la generación basada en costos, eventualmente con un despacho centralizado, en medio de una mezcla híbrida con un mercado de bolsa. Este entendimiento genera una serie de riesgos para los agentes, que estaríamos enfrentando estructura de costos regulados con un esquema de precios, limitando la gestión de los recursos y comprometiendo el cumplimiento de las obligaciones ante el sistema, en particular la confiabilidad. En efecto, considerando que la Ley 143 de 1994 establece principios para que el parque generador del sector opere en un ambiente competitivo de mercado, en donde dicha competencia envía señales de acotamiento claros e inequívocos de optimización de costos, no consideramos óptima la propuesta del Ministerio de emitir lineamientos de valoración del recurso térmico.</p> <p>Igual procede nuestro comentario en cuanto a la valoración del recurso hídrico. Consideramos que la propuesta debe evaluarse cuidadosamente, realizando un Análisis de Impacto Normativo, en donde se verifique que no se afectará la seguridad y confiabilidad del servicio, manteniendo una visión de corto, mediano y largo plazo. Dejar atrás un esquema de mercado marginalista, con potencial afectación en el esquema de confiabilidad, que durante 30 años de manera óptima asignó todos los recursos en beneficio de una operación segura y confiable del sistema, abre una puerta riesgosa que puede afectar de manera negativa el sistema eléctrico del país, hecho que contrasta ampliamente con las propuestas y decisiones adoptadas por mercados europeos donde se manifiesta que los mercados de corto plazo y el mecanismo de fijación de precios basado en precios marginales deben ser preservados.</p> <p>A continuación, se presentan los comentarios de detalle respecto a los literales de este artículo:</p> <p>a. Respecto a los lineamientos para valoración del recurso térmico</p> <p>La determinación de las ofertas de precio en el mercado mayorista de energía eléctrica ya se encuentra regulada mediante el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 y obedece a criterios técnicos, económicos y contables e incluye variables como, los costos de operación y mantenimiento, los costos del combustible, entre otros. Respecto a los costos del combustible es preciso puntualizar dos conceptos: el costo de reposición y el costo del inventario. El primero está relacionado con el costo actual del combustible, en el cual debe incurrir para reponer el inventario utilizado en la generación de energía eléctrica y el segundo está relacionado con una metodología.</p>	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
394	19/04/2023	ENEL	<p>El documento sugiere que las señales relacionadas con la escasez de recurso hidroológico solo se pueden (o solo se deben) obtener del IDEAM sin presentar argumentos adicionales que lo sustenten. Esto coarta la libertad que deben tener los agentes del mercado de consultar otras fuentes y de realizar sus análisis propios sobre variables de alta incertidumbre como las climatológicas. La diversidad de fuentes y análisis es parte de los beneficios que tiene un mercado, los aportes independientes de cada agente permiten examinar varias perspectivas y tener un mayor grado de conciencia de los posibles riesgos (Carta en respuesta al requerimiento de SSPD de febrero de 2022).</p>	No aceptada	El decreto da señales para aumentar la eficiencia económica del sistema eléctrico, sin modificar el sistema de formación de precios.
395	19/04/2023	ENEL	<p>Aunque las condiciones hidroclimáticas son la principal variable en el análisis de costo de oportunidad de los recursos hidroeléctricos, existen muchas otras variables (demanda de energía, disponibilidad del parque de generación, retraso en proyectos, restricciones operativas, restricciones de red, entre otras) que pueden incidir de manera importante. Por ejemplo, en el inicio de la pandemia en el año 2020, hubo un choque importante sobre la demanda que generó precios bajos aún en condiciones de bajo nivel de embalse agregado del SIN [<a href="https://www.portafolio.co/economia/el-impacto-del-covid-en-el-mercado-electrico-colombiano-542780">https://www.portafolio.co/economia/el-impacto-del-covid-en-el-mercado-electrico-colombiano-542780</a>] y expectativa, de entidades como el IDEAM, de una posible activación del fenómeno del Niño [<a href="https://www.eltiempo.com/vida/medio-ambiente/promedio-de-lluvias-en-la-region-andina-durante-abril-del-2020-500372">https://www.eltiempo.com/vida/medio-ambiente/promedio-de-lluvias-en-la-region-andina-durante-abril-del-2020-500372</a>]. En ese momento también se habló de una desarticulación de las señales de precio (bajos) y la escasez hidroclimática, que motivaron la discusión sobre el estatuto de desabastecimiento para promover precios más altos del mercado spot y de esta manera encender generación térmica y ahorrar recurso hídrico en los embalses. Sin embargo, con el tiempo, el mercado demostró que la supuesta desarticulación del precio de bolsa y las señales hidroclimáticas estaba plenamente justificada.</p>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición.
396	19/04/2023	ENEL	<p>Las decisiones en el mercado spot de energía eléctrica se toman bajo la incertidumbre del escenario que pueda materializarse en los futuros meses. Esta incertidumbre implica la obligación de considerar no solo los escenarios más probables sino también aquellos escenarios que tienen menor probabilidad, pero son más riesgosos. Las decisiones deben tomarse considerando todos los escenarios probables y deben procurar que los efectos de dichas decisiones sean adecuados en todos los escenarios. Adicionalmente, la idoneidad y asertividad de una decisión tomada bajo incertidumbre no debería juzgarse a la luz de los resultados de un único evento, ya que estos dependen no solo de la decisión sino del escenario que finalmente se materializó. Además, es importante señalar, que el establecimiento de los escenarios a analizar por todos los agentes del mercado no puede depender de una sola entidad ya que esto limitaría la riqueza de tener múltiples perspectivas (las de todos los agentes independientemente), que es justamente lo que garantiza la eficiencia de los mercados.</p> <p>De hecho, la tabla 2 del documento en cuestión evidencia que los precios en promedio se mantuvieron bajos para todas las centrales hidroeléctricas durante el periodo de estudio y la desviación estándar señalada es baja en comparación con la diferencia entre el mínimo precio de mercado (alrededor de 110 \$/kWh) y el precio de escasez (cerca de 1500 \$/kWh). Por otra parte, los precios altos que se mencionan pueden corresponder a diversas condiciones operativas de cada recurso o del mercado son más datos alípticos que una regla de comportamiento. Adicionalmente, es importante señalar que el precio de oferta se utiliza como única herramienta para gestionar el desembalsamiento y por lo tanto su definición está influenciada por las particularidades operativas y condiciones de mercado que cambian día a día reflejándose esto en un comportamiento naturalmente volátil.</p>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición.
397	19/04/2023	ENEL		No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición.

398	19/04/2023	ENEL	<p>No se puede afirmar bajo ningún criterio que los vertimientos son producto único de la oferta de un generador. Como generador se busca maximizar producción, evitando los vertimientos, pero no siempre se logra por distintas razones: aumento generalizado de aportes hidrológicos en el SIN, volatilidad en los aportes hidrológicos, crecientes súbitas, indisponibilidad de máquina, etc. En ocasiones los afluentes de una central pueden sobrepasar la capacidad de regulación de los embalses y la capacidad de generación, y en consecuencia los vertimientos se hacen inevitables. Adicionalmente, la capacidad de regulación de los embalses puede reducirse por condiciones operativas (falla de máquinas, sedimento en embalses, etc.). Es por esto por lo que todas las centrales tienen protocolos para operar los vertedores que son diseñados para manejar no solamente crecientes históricas, sino que también se hacen cálculos estadísticos para estimar crecientes centenarias, milenarias, etc. De hecho, La mayoría de los vertimientos se concentran en los picos hidrológicos de las principales cuencas del país. Por ejemplo, para los años 2022, los vertimientos se concentraron en junio (pico hidrológico de la cuenca oriente) y en octubre-noviembre (pico hidrológico de la cuenca Antioquia).</p> <p>Los vertimientos tampoco se pueden considerar como una falla en los mercados ni como una mala gestión del recurso. Como se mencionó antes hay una gran cantidad de factores que hace que los vertimientos sean naturales y algunas veces inevitables en la operación de una central hidroeléctrica. En embalses de alta regulación, los vertimientos dependen de decisiones, que en esencia son sendas de embalsamiento, tomadas con varios meses de anticipación lo que implica lidiar con una alta incertidumbre. Al definir esas sendas, se busca cumplir dos objetivos: 1) Reducir vertimientos, para asegurar el máximo aprovechamiento del recurso, 2) Asegurar la disponibilidad de recurso para todo el horizonte de planeación, y así no exponer a la demanda a un riesgo de desabastecimiento. El segundo objetivo tiene para nosotros un mayor peso en la decisión, ya que no cumplirlo tiene efectos graves para la economía del país y para los generadores (hay varios incentivos regulatorios (estatuto desabastecimiento, y CxC)). En los embalses de baja o ninguna regulación los vertimientos son inherentes a su funcionamiento y parte de su diseño. De hecho, no se construye una central con la potencia suficiente para turbinar la totalidad de los aportes de la creciente más alta, se asumen afluentes que no se pueden turbinar (vertimientos) para que sea costo-efectivo. Adicionalmente, en el mercado actual, se opera con horizontes de despacho de 40 horas, lo que limita la capacidad de gestión ante crecientes súbitas. Con la entrada de los mercados intradiarios, habrá más posibilidad.</p> <p>No hay ningún estudio concluyente que demuestre las supuestas prácticas anticompetitivas que podrían motivar un mecanismo de mitigación de poder de mercado, tampoco indica que los agentes estén actuando de manera anticompetitiva en favor de sus intereses y en contra del bien común. En contraste, los incentivos que se introduzcan con este mecanismo podrían distorsionar el mercado generando señales que desincentiven la inversión y lleven al sistema a un desabastecimiento energético. Por esto, se requiere un estudio más riguroso para determinar un posible poder de mercado en el mercado de energía colombiano.</p>	No aceptada	En todo caso será la CREG la entidad encargada de analizar y adoptar las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9. De adoptarse esta disposición, los agentes deberán incorporar otra variable de análisis para optimizar la gestión eficiente de los recursos.
399	19/04/2023	ENEL	<p>Entendiendo que el mínimo costo es el precio mínimo al que un generador tendría que vender la electricidad para no ganar ni perder. En el caso de caudales mínimos ambientales se consideraría que el mínimo costo de oportunidad fuera cero?.</p> <p>Agradecemos aclarar esta definición y su valoración.</p>	No aceptada	La teoría Económica demuestra la necesidad de contar con herramientas de seguimiento y prevención de posibles abusos de poder de mercado en mercados con presencia de oligopolios y monopolios naturales. El Estado debe realizar este seguimiento.
400	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>Entendiendo que el mínimo costo es el precio mínimo al que un generador tendría que vender la electricidad para no ganar ni perder. En el caso de caudales mínimos ambientales se consideraría que el mínimo costo de oportunidad fuera cero?.</p> <p>Agradecemos aclarar esta definición y su valoración.</p>	Aceptada	Se aclara esta disposición en memoria justificativa.
401	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>A lo largo de este artículo se asignan a la CREG funciones de operación del mercado tales como la valoración mínima y la valoración máxima del costo de oportunidad. El costo de oportunidad es un valor que no responde a una variable determinística sino que considera también variables como la percepción del riesgo. En este sentido las funciones de la CREG se ampliarían a no solo el alcance regulatorio sino operativo.</p> <p>Es importante realizar un adecuado análisis de impacto sobre estas señales regulatorias con el fin de abordar los riesgos asociados a desembalse y sostenibilidad de las empresas en el mediano plazo.</p>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición.
402	19/04/2023	ENERTOTAL	<p>La Comisión de regulación de Energía y gas publicó la resolución CREG 143 de 2022 la cual contiene los lineamientos para la modernización del mercado. En uno de sus capítulos aborda la propuesta de metodología para controlar el poder de mercado ex ante a la formación de los precios. Es importante que este lineamiento del ministerio para dar señales de relevancia y urgencia en la expedición de la metodología y el regulador debe armonizar dichos lineamientos con el objetivo buscado en la resolución mencionada.</p> <p>El análisis ex post del resultado de la aplicación de la metodología ayuda al regulador a realizar los ajustes necesarios ante situaciones indeseadas o fallas en el mercado. Este ajuste no debe ser realizado con un período de tiempo específico, en este caso dos años, sino que el seguimiento deber ser continuo en la medida que los agentes del mercado responden y se adaptan a las nuevas condiciones.</p> <p>Tal como lo establece la OCDE, "El problema seguramente se manifestará a través de algunos efectos visibles para el regulador. Esas consecuencias deben ser identificadas oportunamente para posteriormente definir objetivos para atenderlas."</p>	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto. El decreto no dice que las revisiones ex post deban realizarse cada dos años, establece que como mínimo deben hacerse cada dos años, lo cual no ríe con la evaluación continua.
403	19/04/2023	EPM	<p>En cuanto a los lineamientos para la valoración de los recursos hidroeléctricos, interpretamos que la palabra "valoración" que se presenta en los literales a., b., c., y f. se utiliza como sinónimo de "remuneración". En este sentido entendemos que la propuesta pretende:</p> <p>i) De un lado, establecer para la generación derivada del cumplimiento de los caudales mínimos contemplados en la Licencia Ambiental un pago correspondiente a los Otros Costos Variables de la operación (OCV ) y para la generación que supere esta cantidad mínima condicionar su remuneración. Ello desconoce que, si bien las plantas deben generar de manera obligada para cumplir con dichos requisitos, no significa que no deban ser remuneradas toda vez que su operación y mantenimiento les genera unas erogaciones, además de la recuperación de inversión. Desde el inicio de la bolsa de energía se tiene previsto que este tipo de generación se remunera a precio de bolsa mediante el concepto de inflexibilidades incorporadas en el despacho ideal, de este modo se remunera dicha generación a un precio formado en competencia que no genera sobrecostos para la demanda como lo es la generación fuera de mérito.</p> <p>ii) Entendemos también que se asume que los vertimientos corresponden a decisiones de los agentes, desconociendo que esta es una condición no deseada por los generadores y que es el resultado de recibir aportes muy superiores a su capacidad de almacenamiento. Lo que implica que se estaría generando un desequilibrio económico inadecuado si se llegara a compensar a la demanda bajo estas condiciones por situaciones que no son del resorte del generador, además de desconocer que desde el punto de vista económico no hay razonabilidad alguna para un generador poner a verter su planta de manera ociosa.</p> <p>Introducir una penalidad por vertimientos, además de desconocer la altísima volatilidad en los caudales de los ríos, genera un incentivo muy perjudicial para la confiabilidad energética del país, pues se desconoce que los agentes deben garantizar unos niveles mínimos de embalse que les permitan cumplir sus obligaciones de energía firme ante una condición de hidrología crítica en el futuro; tanto es así que no sólo la CREG sino el Consejo Nacional de Operación establecen una senda de referencia del embalse agregado nacional que permita asegurar la confiabilidad energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Ello distinto a monitorear y tomar las decisiones que correspondan por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos, aquellos casos en que se presenten vertimientos v simultáneamente se oferten precios no razonables en una planta por parte.</p>	No aceptada	En todo caso será la CREG la entidad encargada de analizar y adoptar las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9. De adoptarse esta disposición, los agentes deberán incorporar otra variable de análisis para optimizar la gestión eficiente de los recursos.
404	19/04/2023	EPM	<p>En cuanto a políticas para la disminución de los costos de transacción de las coberturas en el Mercado Mayorista de Energía, consideramos que es necesario optimizar las coberturas exigidas para las transacciones en este mercado, tal y como se indica en el proyecto de Decreto, lo que incluye explorar nuevos instrumentos de cobertura con menores costos pero sin que ello implique disminución de los niveles de cobertura mínimos o el aumento del riesgo de pago de contraparte y del riesgo sistémico.</p> <p>Es de aclarar que si alguna de las medidas propuestas por el proyecto de Decreto implica disminución de los montos a garantizar, se debe procurar cubrir el faltante no garantizado con medidas alternativas que equilibren de nuevo los niveles de riesgo iniciales; tales medidas pueden ser, por ejemplo, i) que el Gobierno garantice el monto no cubierto de las empresas Comercializadoras de su propiedad, ii) que se facilite la pignoración de subsidios por el monto no cubierto de los Comercializadores, iii) que los montos a garantizar liquidados por XM (Bolsa, restricciones, Cargo por Confiabilidad, servicios SIC-LAC, STN, entre otros) se calculen por empresa y no por actividad, iv) que en esta misma liquidación que hace XM los valores a favor de una actividad (las ventas en Bolsa, por ejemplo), puedan cubrir los demás conceptos a garantizar. Algunos de estos temas son efectivamente de política pública pero otros, por supuesto, deben ser desarrollados por la CREG.</p> <p>Y finalmente, consideramos importante en el marco de la discusión de los temas del Mercado Mayorista de Energía, traer a colación las reformas que se acaban de aprobar en la Unión Europea. La crisis del sector eléctrico en la Unión Europea, cimentada en la invasión de Rusia a Ucrania, puso sobre la mesa la discusión sobre el modelo marginalista del mercado de corto plazo, siendo para algunos la oportunidad de anunciar de manera ligera el fin de este modelo. Sin embargo, la propuesta presentada por la Comisión Europea para los 27 Estados miembros el pasado 14 de marzo, dio cuenta de dos aspectos centrales. El primero, la necesidad de proteger a los consumidores ante la volatilidad de precios del mercado de corto plazo, desbordado por la incidencia de los recursos térmicos. El segundo, la validación del modelo marginalista como garante de la formación eficiente de precios. Así, Europa responde a su crisis energética con una reforma, no desde la distorsión del mercado sino desde la reorientación del mismo para favorecer al usuario con</p>	No aceptada	El decreto no ordena la flexibilización de las garantías. Ordena que la CREG revise la conveniencia de flexibilizar el esquema de garantías y de incluir mecanismos adicionales para la gestión del riesgo financiero. En caso de adoptarse estas medidas parcial o totalmente, se debe garantizar que no se generen riesgos sistémicos. Por ello, la observación no implica modificaciones para el decreto.

405	19/04/2023	GECELCA	De acuerdo con la propuesta presentada, es importante que se aclare a qué hace referencia la "valoración a mínimo costo" indicadas en los literales a) y c) y la "valoración máxima del costo oportunidad" de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito.  Así mismo, solicitamos se precise cuál es la diferencia entre "Capacidad mínima de regulación del embalse" y la "Capacidad de regulación de embalse de una planta de generación", teniendo en cuenta que serían variables que se usarían desde el despacho.	Aceptada	Se aclara en memoria justificativa.
406	19/04/2023	GECELCA	Resaltamos las medidas propuestas con el fin de establecer señales que propendan a la reducción de los costos del servicio para la demanda. Sin embargo, teniendo en cuenta la medidad presentada en el párrafo del artículo, consideramos que estas medidas deben analizarse con un seguimiento de mayor frecuencia dado los impactos que podría tener sobre la operación económica del sistema. Por lo anterior, proponemos que el seguimiento se realice de forma semestral o anual.	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
407	19/04/2023	GECELCA	Respecto a este lineamiento, vemos oportuno que la CREG revise el esquema de garantías considerando que se ha identificado que bajo condiciones de alta volatilidad del precio de bolsa se pueda presentar una sobre exposición de agentes generadores que están cubiertos naturalmente con su generación ideal. Sin embargo, concordamos en que las medidas adoptadas por la CREG no expongan al sistema a riesgos teniendo en cuenta la posible ocurrencia de un fenómeno de El Niño en los siguientes meses.  Adicionalmente, vemos pertinente que se revisen los costos desde el punto de vista financiero dado las altas comisiones que tienen los bancos para el otorgamiento de estos productos.	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
408	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Este lineamiento tiene como finalidad el confiscamiento de las reservas hídricas del sector y la definición de precios administradamente, sin tener en cuenta los preceptos de libre empresa otorgados por la constitución, los cuales deben ser respetados. En específico, el numeral d), representa un retroceso en el Mercado Eléctrico Colombiano de 30 años, toda vez que el precio no puede regresar a fijarse por modelos centralizados que únicamente consideren variables hidrologías oficiales, sin considerar la percepción de riesgo de los agentes, las perspectivas climáticas de largo y mediano plazo y la expansión del sistema.  No resulta adecuada la definición de la capacidad de regulación de los embalses sin considerar su relación con la demanda. Hay que reconocer que la capacidad de regulación de los embalses del sistema se ha quedado corta frente a la demanda de energía. Resulta incorrecto pretender determinar capacidades mínimas de regulación y más aún que estas determinaciones sean dadas por parte del Ministerio.	No aceptada	En todo caso será la CREG la entidad encargada de analizar y adoptar las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9. De adoptarse esta disposición, los agentes deberán incorporar otra variable de análisis para optimizar la gestión eficiente de los recursos.
409	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Actualmente se encuentran definidas las políticas para el monitoreo y control por parte de la SPPD y la CREG ya ha emitido una resolución en consulta sobre este tema. Más que la definición de nueva regulación, es de gran importancia impulsar para el avance en la implementación de éstas.	No aceptada	En todo caso será la CREG la entidad encargada de analizar y adoptar las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9. De adoptarse esta disposición, los agentes deberán incorporar otra variable de análisis para optimizar la gestión eficiente de los recursos.
410	19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	Hay confusión en la siguiente expresión: "Reducción de los costos de garantías por las transacciones", ¿corresponde a la reducción de los montos a garantizar o a los costos financieros cobrados por éstas?  - Si se refiere a la estimación de los montos a garantizar es evidente que sí podría llegarse a valores más ajustados a la realidad de cada agente, puesto que en algunos casos se sobrestiman garantías sin tener en cuenta la exposición real de cada agente, pero teniendo mucho cuidado de no caer en el extremo de dejar descubierto al Sistema.  - En el caso del segundo entendimiento, los costos financieros no pueden ser limitados por decreto. Los nuevos mecanismos financieros para garantizar las transacciones deberán mantener su característica de ser líquidos y confiables. No se debe comprometer el aseguramiento del sistema contra riesgos sistémicos y de cartera.	No aceptada	En todo caso será la CREG la entidad encargada de analizar y adoptar las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9. De adoptarse esta disposición, los agentes deberán incorporar otra variable de análisis para optimizar la gestión eficiente de los recursos.
411	19/04/2023	Grupo Energía de Bogotá	Resaltamos el esfuerzo del Ministerio por promover una asignación más eficiente de los recursos de generación de energía eléctrica. En relación con la propuesta asociada a los recursos térmicos, ésta podría ser enriquecida si se incluye dentro del análisis de impacto normativo los siguientes aspectos que actualmente no están contemplados: a) Los contratos de suministro tienen términos y condiciones específicos que permiten ofrecer precios más económicos, pero esto no necesariamente significa que el combustible en sí sea el más barato disponible. b) En el caso del carbón, es importante que se permita al generador tener autonomía en la gestión de su inventario, ya que éste proviene de diversos contratos de suministro. c) El respaldo de la mayoría de las plantas térmicas del interior del país se basa en combustibles líquidos en lugar de gas natural, lo cual podría resultar en un aumento en los costos de energía eléctrica que afectaría a los usuarios ante la presencia del Fenómeno de El Niño o en la intervención del sector de gas, igualmente perjudicial para la tarifa de gas natural para los demás usuarios. En este sentido, sugerimos que la CREG, en conjunto con los agentes, realice un análisis expost de la Resolución CREG 101-017 de 2022 y revise si es necesario definir medidas complementarias en materia del suministro de gas natural para la generación térmica. En relación con lo dispuesto para la valoración de los recursos de generación hidráulicos, con el fin de obtener resultados más completos, de manera respetuosa, sugerimos que se consideren los siguientes aspectos dentro del análisis de impacto normativo: a) La medida propuesta supone un cambio estructural del despacho que podría generar incertidumbre en las plantas de energía renovable, convencionales y no convencionales, cuyos costos variables son significativamente bajos mientras que sus costos fijos son muy altos. Es posible que estas plantas se encuentren en una situación de incertidumbre respecto a su capacidad para recuperar parte de sus costos fijos mediante las ganancias del mercado de corto plazo. Sobre este asunto, tanto el Centre on Regulation in Europe como el Department for Business, Energy & Industrial Strategy del Reino Unido observan la inconveniencia de definir un precio techo o migrar a un despacho de costos en términos del desincentivo que esto causa para la participación de las renovables en el mercado spot y el incremento de costos en los contratos o servicio de confiabilidad.	No aceptada	En todo caso será la CREG la entidad encargada de analizar y adoptar las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9. De adoptarse esta disposición, los agentes deberán incorporar otra variable de análisis para optimizar la gestión eficiente de los recursos.
412	19/04/2023	ISAGEN	Comentarios detallados en la Sección II, numeral 2.3 de la Comunicación No. E2023-003012, a la que se adjunta el presente formulario.  tan fundamentales como la libertad de empresa y la libre competencia. 2.3. Artículo 9. Por el cual se adiciona una nueva sección al Decreto 1073 de 2015. Comentarios respecto de los artículos 2.2.3.2.7.1 y 2.2.3.2.7.2 a adicionar En adición a lo que ya expusimos en relación con lo incluido en el Proyecto de Decreto respecto del artículo 2.2.3.1.2 del Decreto 1073 de 2015, debemos señalar que el artículo 9 del Proyecto Normativo busca adicionar al DUR una nueva sección denominada "Políticas para la formación eficiente de precios en el mercado mayorista". En esta sección se incluyen dos artículos: el 2.2.3.2.7.1 y 2.2.3.2.7.2, referentes a los "lineamientos" asociados a tal formación eficiente de precios en el MEM. Esto para que la CREG los incorpore dentro de las reglas que deben tenerse en cuenta en la formación de precios de los recursos térmicos e hidroeléctricos que son ofertados en la bolsa de energía. Tratándose de estos últimos, el Proyecto Normativo, incluye una serie de criterios, con base en los cuales pretende que se ajuste la regulación de la CREG. Dichos criterios incluyen, entre otros, los siguientes: (i) el criterio de capacidad de regulación (definido según lo dispuesto en el artículo 1 del Proyecto de Decreto); (ii) la valoración a mínimo costo de las ofertas de generación; (iii) la valoración económica de los vertimientos; (iv) la valoración a mínimo costo de la generación por seguridad cubierta con recursos hídricos; y (v) la valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos. Es de resaltar que, tratándose de la capacidad de regulación, el párrafo del artículo 2.2.3.2.7.2 (que se adicionaría por medio de esta Propuesta Normativa), señala que será el Consejo Nacional de Operación (el "CNO") quien defina la metodología técnica para determinar dicha capacidad, y que a su vez será el Ministerio de Minas y Energía quien establecerá la capacidad mínima de regulación de embalse. De la lectura de la propuesta normativa, lo primero que identificamos es que, si bien el Gobierno nacional las denomina como "lineamientos", en realidad lo que se está ordenado a la CREG es la modificación de la Resolución CREG 55 de 1994, de manera que la Comisión incluya en ésta lo definido previamente por el MME. Es decir, en nuestra consideración, lo dispuesto por el Proyecto de Decreto se trataría de una orden por la que se instruye a la CREG para que introduzca en su	No aceptada	El decreto da señales para aumentar la eficiencia económica del sistema eléctrico, sin modificar el sistema de formación de precios y sin limitar la libertad de empresa o desincentivar la competencia de mercado.

413	19/04/2023	ISAGEN	<p>Comentarios detallados en la Sección II, numeral 2.4 de la Comunicación No. E2023-003012, a la que se adjunta el presente formulario.</p> <p>2.4. Artículo 9. Por el cual se adiciona una nueva sección al Decreto 1073 de 2015. Comentarios respecto del artículo 2.2.3.2.7.3 El artículo 9 del Proyecto Normativo busca adicionar al DUR una nueva sección denominada "Políticas para la formación eficiente de precios en el mercado mayorista". En esta sección se adiciona el artículo 2.2.3.2.7.3 en el que se señala que en el reglamento de operación se deberán implementar procedimientos que permitan detectar el posible ejercicio de una posición dominante. Para ello, se ordena a la CREG establecer un mecanismo que deberá cumplir con los siguientes criterios: (i) incidencia de las ofertas agregadas en un mismo agente; (ii) el comportamiento histórico de la oferta de las unidades; y (iii) las condiciones de restricciones del sistema que influyan en la necesidad de un recurso de generación. Encontramos que lo establecido en este artículo ya se encuentra comprendido en las propuestas normativas que ha venido construyendo la CREG, específicamente en lo que tiene que ver con el reglamento del MEM. En efecto en el proyecto de resolución que fue publicado por la Comisión para este la definición de este tema se contempló una sección sobre mecanismos de mitigación del poder de mercado.</p> <p>Así, los mecanismos que se pretenden adoptar a través del Proyecto de Decreto, ya fueron estudiados por la CREG en la propuesta de modificación al reglamento del MEM, incluyendo lo relacionado con la prueba de pivotalidad, las pruebas de conducta por recursos, los mecanismos de mitigación de la oferta, y la identificación de áreas eléctricas con restricciones, entre otros. Nótese entonces que la Comisión ya ha dado señales regulatorias para detectar y actuar en tiempo real ante el posible ejercicio de posición dominante por parte de los agentes que participan del MEM. De ahí que, en principio, no se encuentre necesario establecer lineamientos de política pública en ese sentido, pues, en realidad, no se complementa o adiciona lo que ya ha venido haciendo la CREG en el marco de sus funciones. Ahora bien, como ya se explicó, estos temas están siendo regulados por la CREG en atención a que, según lo dispuesto por el legislador, es esta la autoridad a la que le corresponde adoptar decisiones regulatorias al respecto. En este entendido, al estar incluyendo el Gobierno nacional políticas para la disminución de los costos.</p> <p>Del literal b), ¿a través de que componente de la tarifa se cobrarían los costos de arranque y parada? y ¿cuál es efecto esperado por este cambio, una reducción de costos? En este caso, ¿se recuperarían dichos costos como restricciones? ¿o cómo se cobrarían estos costos?</p>	No aceptada	En todo caso será la CREG la entidad encargada de analizar y adoptar las decisiones sobre las materias de que trata el Artículo 9. De adoptarse esta disposición, los agentes deberán incorporar otra variable de análisis para optimizar la gestión eficiente de los recursos.
414	19/04/2023	JULIA-RD	<p>a) Valoración a mínimo costo de las ofertas de generación cuando correspondan al cumplimiento de los caudales mínimos ambientales o fitosanitarios que debe atender la planta. ¿Cuál será el procedimiento para establecer este mínimo costo? ¿Es viable en sentido económico asumir que estos caudales tienen un costo mínimo, incluso en condiciones de restricción de oferta hidroeléctrica?</p> <p>b) Valoración económica de los vertimientos que no estén sustentados en reglamentaciones ambientales o técnicas; esta valoración deberá ser compensada a la demanda nacional. ¿Quién hará la valoración económica de los vertimientos?, ¿cómo se hará dicha valoración?</p> <p>c) Valoración a mínimo costo de la generación por seguridad cubierta con recursos hídricos. ¿Cómo sería esta valoración? Y ¿quién o cómo se establecerá este mínimo costo? Se sugiere modificar por establecer el costo de generación de seguridad cubierta con recursos hídricos, por medio de una valoración del costo de oportunidad. Sin embargo, la pregunta sigue siendo como establecer esta valoración.</p> <p>e) Declaración de disponibilidad para las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades filo de agua. ¿No sería mejor: Declaración de INDISPONIBILIDAD para las plantas que no cumplan...? No es claro cuál es el objetivo de esta declaración de disponibilidad, que de todos modos deben hacer todas las unidades de generación con las ofertas diarias de precio para el despacho, excepto las plantas no despachadas centralizadamente. Esta declaración podría impedir el uso eficiente del embalse, sin que este medida contribuya a resolver la restricción de la baja capacidad de regulación de los embalses.</p> <p>f) Valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito. Es importante que la valoración debería considerar la valoración del hoy y predicción de variables del futuro. No es claro quién debe hacer esta valoración. En la actualidad cada agente de manera independiente realiza una valoración de sus recursos en función de variables conocidas. En su metodología aquí planteada coincide con el aparte de la Res. CREG 143 de 2021, que consideró una propuesta de metodología de mitigación de poder de mercado en las ofertas de bolsa, que incluyen un test de pivotalidad y un test de comportamiento, lo cual nos parece muy bien y sólo sugerimos revisar los textos y armonizar los criterios. Así mismo, proponemos que los beneficiarios de las sanciones percibidas por tales comportamientos de abuso de posición dominantes, sean los consumidores, la DEMANDA. La revisión y análisis ex post, debería hacerse en periodos mucho menores o mejor aún, de manera continua.</p> <p>Se debe fortalecer el área de monitoreo y vigilancia del mercado en la Superservicios, de tal forma que se pueda hacer un seguimiento continuo y lo más cercano al comportamiento diario, considerando la situación del mercado en cada uno de sus momentos (Ej: niño, niña, etc.).</p>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición y en caso de ser adoptada, deberá definir los parámetros de su aplicación.
415	19/04/2023	JULIA-RD	<p>a) Valoración a mínimo costo de las ofertas de generación cuando correspondan al cumplimiento de los caudales mínimos ambientales o fitosanitarios que debe atender la planta. ¿Cuál será el procedimiento para establecer este mínimo costo? ¿Es viable en sentido económico asumir que estos caudales tienen un costo mínimo, incluso en condiciones de restricción de oferta hidroeléctrica?</p> <p>b) Valoración económica de los vertimientos que no estén sustentados en reglamentaciones ambientales o técnicas; esta valoración deberá ser compensada a la demanda nacional. ¿Quién hará la valoración económica de los vertimientos?, ¿cómo se hará dicha valoración?</p> <p>c) Valoración a mínimo costo de la generación por seguridad cubierta con recursos hídricos. ¿Cómo sería esta valoración? Y ¿quién o cómo se establecerá este mínimo costo? Se sugiere modificar por establecer el costo de generación de seguridad cubierta con recursos hídricos, por medio de una valoración del costo de oportunidad. Sin embargo, la pregunta sigue siendo como establecer esta valoración.</p> <p>e) Declaración de disponibilidad para las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades filo de agua. ¿No sería mejor: Declaración de INDISPONIBILIDAD para las plantas que no cumplan...? No es claro cuál es el objetivo de esta declaración de disponibilidad, que de todos modos deben hacer todas las unidades de generación con las ofertas diarias de precio para el despacho, excepto las plantas no despachadas centralizadamente. Esta declaración podría impedir el uso eficiente del embalse, sin que este medida contribuya a resolver la restricción de la baja capacidad de regulación de los embalses.</p> <p>f) Valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito. Es importante que la valoración debería considerar la valoración del hoy y predicción de variables del futuro. No es claro quién debe hacer esta valoración. En la actualidad cada agente de manera independiente realiza una valoración de sus recursos en función de variables conocidas. En su metodología aquí planteada coincide con el aparte de la Res. CREG 143 de 2021, que consideró una propuesta de metodología de mitigación de poder de mercado en las ofertas de bolsa, que incluyen un test de pivotalidad y un test de comportamiento, lo cual nos parece muy bien y sólo sugerimos revisar los textos y armonizar los criterios. Así mismo, proponemos que los beneficiarios de las sanciones percibidas por tales comportamientos de abuso de posición dominantes, sean los consumidores, la DEMANDA. La revisión y análisis ex post, debería hacerse en periodos mucho menores o mejor aún, de manera continua.</p> <p>Se debe fortalecer el área de monitoreo y vigilancia del mercado en la Superservicios, de tal forma que se pueda hacer un seguimiento continuo y lo más cercano al comportamiento diario, considerando la situación del mercado en cada uno de sus momentos (Ej: niño, niña, etc.).</p>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición y en caso de ser adoptada, deberá definir los parámetros de su aplicación.
416	19/04/2023	JULIA-RD	<p>Formación de precios</p> <p>Las propuestas relativas a este tema se pueden agrupar en tres categorías: lineamientos para la valoración del recurso térmico, del recurso hidráulico, y medidas de eficiencia en la formación de precios y costos de las transacciones. A continuación, las resumimos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobre el recurso térmico, se propone: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Priorizar el uso de contratos de combustible según orden de mérito o Reconocer costos de arranque y parada efectivamente (separando tales costos de la formación del precio de bolsa "en el despacho ideal")</li> <li>• Sobre el recurso hidroeléctrico, se proponen los siguientes criterios para su participación en el despacho: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Valoración a mínimo costo de las ofertas cuando correspondan a caudales mínimos ambientales o fitosanitarios</li> <li>o Valoración económica de los vertimientos no sustentados a reglamentaciones ambientales o técnicas y compensación de esta valoración a la demanda nacional</li> <li>o Valoración a mínimo costo de la generación de seguridad</li> <li>o Consideración de la capacidad de regulación, el nivel del embalse según el planeamiento de largo y mediano plazo, aportes hidrológicos y otras variables climatológicas de fuentes oficiales en la formulación de las ofertas de precio</li> <li>o "Declaración de disponibilidad para las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades filo de agua"</li> <li>o "Valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito"</li> <li>o Se propone que "El CNO deberá definir la metodología técnica para determinar la capacidad de regulación de una planta de generación. Con base en esta información, el MME establecerá la capacidad mínima de regulación del embalse"</li> <li>• En cuanto a medidas de eficiencia y monitoreo, las propuestas son: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Implementar procedimientos técnicos que permitan detectar, en tiempo real, el posible ejercicio de una posición dominante, así como mitigar su incidencia en el precio de bolsa. Para ello, la CREG establecerá una metodología.</li> <li>o Revisar y ajustar los esquemas regulatorios de parantes y limitación de suministro para optimizar</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul> </li></ul>	Aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
417	19/04/2023	ÓPTIMA	<p>Formación de precios</p> <p>Las propuestas relativas a este tema se pueden agrupar en tres categorías: lineamientos para la valoración del recurso térmico, del recurso hidráulico, y medidas de eficiencia en la formación de precios y costos de las transacciones. A continuación, las resumimos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobre el recurso térmico, se propone: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Priorizar el uso de contratos de combustible según orden de mérito o Reconocer costos de arranque y parada efectivamente (separando tales costos de la formación del precio de bolsa "en el despacho ideal")</li> <li>• Sobre el recurso hidroeléctrico, se proponen los siguientes criterios para su participación en el despacho: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Valoración a mínimo costo de las ofertas cuando correspondan a caudales mínimos ambientales o fitosanitarios</li> <li>o Valoración económica de los vertimientos no sustentados a reglamentaciones ambientales o técnicas y compensación de esta valoración a la demanda nacional</li> <li>o Valoración a mínimo costo de la generación de seguridad</li> <li>o Consideración de la capacidad de regulación, el nivel del embalse según el planeamiento de largo y mediano plazo, aportes hidrológicos y otras variables climatológicas de fuentes oficiales en la formulación de las ofertas de precio</li> <li>o "Declaración de disponibilidad para las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades filo de agua"</li> <li>o "Valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito"</li> <li>o Se propone que "El CNO deberá definir la metodología técnica para determinar la capacidad de regulación de una planta de generación. Con base en esta información, el MME establecerá la capacidad mínima de regulación del embalse"</li> <li>• En cuanto a medidas de eficiencia y monitoreo, las propuestas son: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Implementar procedimientos técnicos que permitan detectar, en tiempo real, el posible ejercicio de una posición dominante, así como mitigar su incidencia en el precio de bolsa. Para ello, la CREG establecerá una metodología.</li> <li>o Revisar y ajustar los esquemas regulatorios de parantes y limitación de suministro para optimizar</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul> </li></ul>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición y en caso de ser adoptada, deberá definir los parámetros de su aplicación. La adopción de las disposiciones del decreto no implican intervención en la gestión de los recursos de generación. De adoptarse estas disposiciones por parte de la CREG, estas se deberían traducir en la incorporación de parámetros adicionales, pero que respetan la autonomía de los agentes, dentro de los parámetros que garantizan la eficiencia en la gestión del riesgo.

418	19/04/2023	ÓPTIMA	<p>3. Sobre las medidas de eficiencia y monitoreo:</p> <p>a. Ya se ha discutido sobre la implementación de mecanismos de mitigación de poder de mercado local. De hecho, una versión de estos que, en nuestra opinión, es susceptible de mejora, ya está incluida en el proyecto de Resolución CREG 143 de 2021. En cuanto a la característica de "tiempo real" de este proyecto de resolución, sugerimos evaluar de forma realista las posibilidades de contar con un sistema que de forma efectiva y robusta pueda identificar posibles ejercicios de posición dominante en tal resolución temporal.</p> <p>b. Encontramos relevante y apropiada la señal de revisar posibles eficiencias en los esquemas de garantías, especialmente en cuanto a los procedimientos y protocolos de administración de tales garantías por parte del operador del mercado.</p> <p>Como comentario final, queremos vincular este análisis con el de otra novedad que se produjo recientemente. A través de su Boletín 6, emitido el pasado 27 de marzo, la CREG aclaró que recibió comunicación de los decretos presidenciales a través de los cuales i) se suspende provisionalmente el nombramiento de la experta comisionada Sara Vélez, se declara la vacancia definitiva del cargo del excomisionado Jorge Valencia y se acepta la renuncia de un tercer comisionado saliente, Andrés Barreto. Esto, sumado a la renuncia del cuarto comisionado, Julián Zuluaga (que según la información pública se haría efectiva el próximo 14 de abril), es evidencia clara de la necesidad imperiosa de que la Presidencia de la República tome rápidamente cartas en el asunto y efectúe los nombramientos definitivos (se conocieron los cuatro encargados2) requeridos para que la CREG pueda continuar con su funcionamiento normal y, más que eso, retomar un ritmo regulatorio necesario para desarrollar todos los ajustes, mejoras y reformas por las que el nuevo gobierno está apostando. Reiteramos también un comentario de pasados boletines: teniendo la posibilidad de nombrar, en este momento, probablemente 4 de 6 expertos comisionados, no se ve en el panorama ninguna necesidad técnica para continuar con la intención de intervenir la entidad y, además, se vislumbran todas las oportunidades para adelantar tales reformas oportuna y eficazmente desde un regulador fortalecido por nombramientos técnicos y acreditados, como los espera todo el sector.</p>	No aceptada	La observación no implica modificaciones para el decreto.
419	19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>Artículo 9</p> <p>Sección 7 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015</p> <p>Artículo 2.2.3.2.7.2, numeral c) Es conveniente aclarar a que se refiere "mínimo costo". Hoy se valora con el MPO</p>	Aceptada	Se debe aclarar en memoria justificativa.
420	19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>Artículo 9</p> <p>Sección 7 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015</p> <p>Artículo 2.2.3.2.7.2, numeral d) No es claro que significa "nivel de embalse según el planeamiento de largo y mediano plazo".</p> <p>Es importante precisar mejor la percepción de riesgo y acotarla para que la SSPD pueda determinar si existen o no posibles ejercicios de poder de mercado. Así mismo sería importante que la CREG definiera el máximo valor de volatilidad de las ofertas de los precios hidráulicos entre un día y el día siguiente.</p> <p>Se propone la siguiente redacción para este numeral:</p> <p>d) Los costos variables deben reflejar el costo eficiente de la utilización de los embalses en el corto, mediano y largo plazo que garanticen una operación de mínimo costo. Considerando capacidad de regulación, nivel de embalse, demanda, aportes hidrológicos y las otras variables que utiliza el operador del sistema en los estudios de planeamiento energético a mediano y largo plazo. La percepción de riesgo climático debe considerar sólo el riesgo hidrológico previsto para el corto y mediano plazo según fuentes oficiales o internacionalmente reconocidas. El riesgo residual debe estar acotado al máximo definido por la CREG</p>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición y en caso de ser adoptada, deberá definir los parámetros de su aplicación.
421	19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>Artículo 9</p> <p>Sección 7 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015</p> <p>Artículo 2.2.3.2.7.2, numeral e) Se debe aclarar que este tipo de plantas son tomadoras de precio.</p> <p>Se propone la siguiente redacción para este numeral:</p> <p>e) Las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades fío de agua o las eólicas y solares serán tomadoras de precio y sólo declararan su disponibilidad.</p>	No aceptada	Discutir posibilidad de aceptar esta disposición.
422	19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>Artículo 9</p> <p>Sección 7 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015</p> <p>Artículo 2.2.3.2.7.2, numeral f) Esta valoración debería ser igual al costo variable de la térmica más costosa.</p> <p>Se propone la siguiente redacción para este numeral:</p> <p>f) la valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito debe estar acotada por el costo variable de la térmica más costosa más \$1.00.</p>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición.
423	19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>Artículo 9</p> <p>Sección 7 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015</p> <p>Artículo 2.2.3.2.7.2, Parágrafo</p> <p>El CNO podría tener conflicto de interés. Se sugiere que esta metodología sea desarrollada por la CREG.</p> <p>Se propone la siguiente redacción para este Parágrafo:</p> <p>Parágrafo. La CREG deberá definir la metodología técnica para determinar la capacidad de regulación de una planta de generación. Con base en esta información, el Ministerio de Minas y Energía establecerá la capacidad mínima de regulación de embalse.</p>	No aceptada	El CNO debe definir la metodología de cálculo de la capacidad de regulación y calcularla para las plantas hídricas. El Ministerio define cuál es el umbral de mínima regulación. Esto elimina los problemas de conflicto de interés.
424	19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>Artículo 9</p> <p>Sección 7 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015</p> <p>Artículo 2.2.3.2.7.1</p> <p>Se debe corregir la numeración ya que entendemos que corresponde al Artículo 2.2.3.2.7.4</p> <p>Se podría analizar la reducción del período de facturación en la bolsa a quincenal o semanal</p>	Aceptada	Se corregirá numeración y revisará redacción.
425	19/04/2023	Prime Energía Colombia	<p>En primera instancia, consideramos de suma importancia mantener la señal de precios del mercado actual, la cual cumple con los principios de eficiencia y competencia consignados en las Leyes 142 y 143 de 1994.</p> <p>Recientemente, la CREG sometió a consulta la resolución CREG 701 025 en la que establece dos pruebas para identificar la pivotalidad de una planta y la correspondiente intervención de su precio de oferta. El desarrollo de los mercados en competencia establece una serie de pruebas y controles que garantizan la libre competencia bajo conceptos de eficiencia y suficiencia de sus agentes. Consideramos importante seguir elaborando consultas y propuestas bajo estos lineamientos sin migrar a un mercado de costos que por experiencias internacionales, se han convertido en rotundos fracasos desacelerando la expansión al perder la señal de escasez.</p>	No aceptada	La teoría Económica demuestra la necesidad de contar con herramientas de seguimiento y prevención de posibles abusos de poder de mercado en mercados con presencia de oligopolios y monopolios naturales. El Estado debe realizar este seguimiento.
426	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	<p>Destacamos que los lineamientos propuestos para la valoración de los recursos térmicos e hidráulicos implican un cambio significativo en el modelo de mercado adoptado por Colombia en 1995. Lo aquí planteado estaría retomando el modelo de despacho que rigió en el país a finales de los 80 y principios de los 90, con resultados ya conocidos. Dada la alta relevancia del mercado eléctrico en el funcionamiento de la economía del país, es imprescindible el desarrollo de un Análisis de Impacto Normativo (AIN) amplio y a profundidad, previo a la expedición de las normas.</p>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición.

427	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	<p>Se advierte de los eventuales efectos negativos de la propuesta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Teniendo en cuenta que los contratos a priorizar corresponden a contratos bilaterales, en donde cada uno obedece a condiciones particulares, establecer una regla general para todos los contratos, podrían no sólo generar ineficiencias en el mercado y en los precios, sino afectar la suficiencia financiera de los agentes térmicos, ante la imposibilidad de recuperar los costos fijos de los contratos de suministro, transporte y -en algunos casos- almacenamiento del combustible. El desincentivo en la inversión de proyectos térmicos particularmente resulta relevante para garantizar el respaldo y la confiabilidad del sector eléctrico en el país.</li> <li>- Desincentivo a la inversión en nuevos proyectos de generación debido a la reducción significativa de las rentas inframarginales que reciben los agentes.</li> <li>- Retiro anticipado de proyectos de generación térmica al no estar en capacidad de cubrir generaciones de seguridad con un modelo basado estrictamente en costos variables, lo cual impacta la confiabilidad del sistema expuesto en gran medida al cambio climático.</li> <li>- Posible subvaloración del recurso hídrico y distorsión de las señales de precio que permiten establecer la situación oferta/demanda del sistema y que anuncian eventuales racionamientos.</li> <li>- Desincentivos a los generadores por la imposición de costos de compensación asociados a vertimientos ocasionados por causas distintas a los parámetros técnicos y ambientales.</li> <li>- Posibles incrementos en los precios de oferta en el mercado de contratos como compensación a la reducción de las rentas inframarginales en la bolsa.</li> <li>- Posibles incrementos en los precios de oferta en las subastas de cargo por confiabilidad que realiza la CREG y en las subastas de contratos de largo plazo que efectúa el MME para compensar la reducción de rentas inframarginales.</li> </ul>	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición y en caso de ser adoptada, deberá definir los parámetros de su aplicación.
428	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	se evidencia una migración del despacho por precios a un despacho por costos, lo que conlleva a una pérdida en la autonomía y control por parte de los generadores sobre los recursos que les son propios, los cuales no corresponden a un esquema de concesión; con el consecuente efecto sobre la responsabilidad de las autoridades sectoriales por una buena o mala gestión de los recursos de generación.	No aceptada	El decreto da señales para aumentar la eficiencia económica del sistema eléctrico, sin modificar el sistema de formación de precios y sin limitar la libertad de empresa o desinsensitivar la competencia de mercado.
429	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	Destacamos la labor que ha venido adelantando la CREG en este sentido y solicitamos respetuosamente dar continuidad al proceso de expedición de las propuestas contenidas en las Resoluciones CREG 143 de 2021 y 701 025 de 2022. Ahora bien, en concordancia con las disposiciones propuestas en el proyecto, surge la inquietud sobre ¿cómo se puede abusar del poder de mercado cuando éste último estaría completamente regulado a través del direccionamiento por costos?	No aceptada	El decreto da señales para aumentar la eficiencia económica del sistema eléctrico, sin modificar el sistema de formación de precios y sin limitar la libertad de empresa o desinsensitivar la competencia de mercado.
430	19/04/2023	RSA Consultores	Un mecanismo de alivio en los costos de las coberturas en el MEM estaría asociado con la incorporación de las pólizas de seguros para cumplimiento de pago, del mismo modo en que el mercado bilateral ha gestionado sus coberturas con este mecanismo	No aceptada	El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición y en caso de ser adoptada, deberá definir los parámetros de su aplicación.
431	19/04/2023	TRANSELCA S.A. E.S.P.	<p>Queremos referirnos al Servicio de Conexión al STN que prestan las empresas de transmisión a los usuarios, entre ellos, a los Operadores de Red/Comercializadores, el cual no cuenta con un esquema regulatorio de garantías financieras que permita asegurar los pagos de los cargos de conexión que deben honrar los Operadores de Red/Comercializadores, como si lo tienen los demás pagos que estas empresas deben realizar en el mercado.</p> <p>En nuestro caso, la única garantía que ha sido posible acordar en los Contratos de Conexión con el Operador de Red/Comercializador, para respaldar los pagos por cargos de conexión que éste debe realizar, es la limitación del suministro, esto es, la desconexión por parte de ISA TRANSELCA de los activos que permiten la conexión del Operador/Comercializador al STN.</p> <p>No obstante lo anterior, limitar el suministro a los Operadores de Red/Comercializadores, por su incumplimiento en el pago de los cargos de conexión, se vuelve un imposible, toda vez que implicaría desconectar a sus usuarios finales, por lo cual, atentamente, solicitamos al Ministerio que el proyecto de decreto en cuestión contemple lineamientos que lleven a la definición regulatoria de garantías financieras que respalden los pagos que deben realizar cada mes los Operadores de Red/Comercializadores a las empresas de transmisión por la prestación del servicio de Conexión al STN.</p>	No aceptada	La observación no implica cambios para el decreto.
432	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Se identifican lineamientos que en su conjunto reducen los grados de libertad para la operación en el mercado de los agentes. La lectura integral de los artículos lleva a la idea de que se busca migrar a un despacho por costos en lugar de mantener las señales de un mercado spot eficiente, aun cuando la Ley ha sido clara en establecer que la actividad de generación de energía eléctrica se desarrolla en el marco de la libre competencia; además, se dictan disposiciones para dos tecnologías particulares, lo que es cuestionable, pues puede considerarse como un precedente negativo de cara al tratamiento que pudiese adoptarse posteriormente a las demás tecnologías que participan en el mercado. El conjunto de medidas va en contra de varias disposiciones de las Leyes 142 y 143 de 1994 sobre funcionamiento libre del mercado y formación de precios con destinos a mercados no regulados. Como se sabe, en la actualidad el funcionamiento del mercado permite que exista una asignación de recursos eficiente, conforme el precio del mercado de energía mayorista. Esto implicaría que en principio, la norma en la forma como está expuesta, no se aclara en sus objetivos, ni tampoco en los desarrollos que se espera que pueda hacer el regulador, por lo cual se sugiere que se retire.</p> <p>El mismo tiempo, la modificación de los criterios de despacho, puede tener impactos importantes en los contratos actualmente suscritos, lo cual generaría una incertidumbre en todas las cadenas de suministro, completamente innecesaria, y además peligrosa, si se tiene en cuenta el objetivo de garantizar una prestación de un servicio continuo y eficiente.</p>	No aceptada	Legal
433	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Esta parte de la norma resulta un poco confusa en su alcance, en la medida en que los contratos de combustible son suscritos por los respectivos agentes, dentro de un esquema de competencia en el mercado, donde no se asegura ningún ingreso a ninguno de los agentes participantes.</p> <p>Incluir una priorización del uso de los contratos de combustible, sin tener en cuenta el agente propietario de dicho derecho, y al mismo tiempo, las características que éste pueda tener, podría desnaturalizar el mercado energía mayorista, y al mismo tiempo, generar una intervención por parte del Estado, en contra de los agentes.</p>	No aceptada	Legal
434	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	En consideración a las características de la tecnología térmica, consideramos que los costos de arranque y parada deberían ser un elemento claro y expreso para cada uno de los agentes, que además resulta compatible con los problemas que se pueden presentar en la medida en que se introduzcan mayor cantidad de energía renovable al sistema.	No aceptada	Legal
435	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	Para hacer coherentes las nuevas definiciones que se adicionan en el proyecto de decreto es pertinente utilizar el concepto de "Capacidad de regulación" tal como aparece en esta disposición y según los comentarios en la primera parte.	No aceptada	La revisión a los comentarios al decreto llevó a eliminar el artículo 1 que contenía las definiciones.
436	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	Conforme a los comentarios respecto de las definiciones, se debería hacer referencia a "Capacidad mínima de regulación" para uniformidad en los conceptos y las definiciones establecidas.	No aceptada	La revisión a los comentarios al decreto llevó a eliminar el artículo 1 que contenía las definiciones.
437	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	La propuesta indica que dentro de los costos variables se daría prioridad al uso de contratos de combustible según su orden de costo; no obstante, es importante considerar que estos contratos se consiguen en algunos casos durante el día de operación y podrían discernir con las ofertas para entrar al despacho; adicionalmente, en cuanto al reconocimiento de los costos de arranque y parada, la norma indica que éstos solo serían reconocidos cuando efectivamente se incurran en la operación real y, por ende, no se considerarán en la formación del precio de bolsa en el despacho real.	No aceptada	La observación no implica cambios para el decreto.



438	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Para la valoración del recurso hídrico se observa la intención del MME de valorar a mínimo costo a las ofertas que correspondan al cumplimiento de caudales mínimos, mismo caso de la generación por seguridad cubierta con recursos hídricos. Por otro lado, se valorará a máximo costo las ofertas que desplacen recursos térmicos por mérito. Sobre los vertimientos se indica que aquellos que no estén sustentados en reglamentos técnicos deberán compensar a la demanda. Adicionalmente, se indica que las ofertas en bolsa deberán considerar la capacidad de regulación, el nivel del embalse y el planeamiento a largo plazo; además, aquellas plantas que no cumplan con la capacidad mínima de regulación del embalse (la cual sería definida por el MME) serían puestas en disponibilidad.</p> <p>No es claro lo que se entiende por "vertimiento no justificado", por tanto, no es claro cuáles serán las formas de determinar dichos vertimientos y las respectivas compensaciones a los usuarios. Sobre el particular, tampoco se establece si estas sanciones actúan como único castigo, o si las mismas son compatibles con sanciones posteriores de la Superservicios, lo que podría llevar a doble sanción por un mismo hecho. No es claro cómo se llevará esto a cabo sin cambiar las reglas del despacho actual. Conforme a los comentarios respecto de las definiciones, se deberá hacer referencia a "Capacidad de Regulación" y "Capacidad Mínima de Regulación" para uniformidad en los conceptos y las definiciones establecidas.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
439	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Se entiende la intención que tiene el MME de mitigar situaciones de poder de mercado en el mercado eléctrico colombiano; no obstante, antes de analizar situaciones en las que el ejercicio de poder de mercado puede convertirse en un problema para el mercado, es necesario tener claro que ostentar una posición de poder de mercado no implica el ejercicio de este ni mucho menos su abuso. Esta claridad la ha identificado la literatura relacionada e incluso la menciona la misma SuperServicios en sus informes trimestrales de mercado. De manera complementaria a la medida que se propone en el decreto, se sugiere se estudien alternativas de corto y mediano plazo, que contribuyan a la disminución del poder de mercado circunstancial.</p> <p>En ese sentido, se propone que se identifiquen la necesidad de ampliaciones de la infraestructura de transmisión, que sean vinculantes para las señales de largo plazo que desarrolla la UPME, así como otro tipo de medidas como por ejemplo, soluciones al problema de restricciones y la incorporación de mecanismos de competencia por el mercado, mientras que se logran los objetivos de conexión deseados para un adecuado intercambio de importaciones y exportaciones de las diferentes zonas del país.</p>	No aceptada	<p>La teoría Económica demuestra la necesidad de contar con herramientas de seguimiento y prevención de posibles abusos de poder de mercado en mercados con presencia de oligopolios y monopolios naturales. El Estado debe realizar este seguimiento.</p>
440	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Esta disposición busca reducir el costo de las garantías en las transacciones del MEM, resaltando la necesidad de mitigar cualquier posibilidad de generar riesgos de cartera o sistémicos. Se destacan tanto la inclusión de mercados financieros en los mecanismos de mercado existentes, como la flexibilización de los montos a garantizar y su periodicidad ante variaciones en las liquidaciones de las transacciones del mercado. Una flexibilización extrema del sistema de garantías podría poner en situación de riesgo sistémico al mercado. En este punto específico, se sugiere que a través de un instrumento de política pública, se incluya la necesidad para los comercializadores de tener un respaldo patrimonial como condición para entrar al mercado, de manera tal que se aligere en las necesidades de garantías para las diferentes transacciones que se puedan hacer en el mercado.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>
441	19/04/2023	Universidad de Los Andes	<p>El artículo que se adiciona mediante el Proyecto de Resolución establece que "En desarrollo del principio de eficiencia consagrado en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, la participación de los recursos térmicos en la formación de precios en el Mercado Mayorista de Energía deberá buscar una correcta asignación y utilización de dichos recursos y del uso de combustible, de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico. Para ello, la CREG ajustará la regulación existente con el fin de incorporar los siguientes criterios: (a) Priorización en el uso de los contratos de combustible según el orden de costo para los costos variables de las ofertas de precio en bolsa; y (b) Reconocimiento de los costos de arranque y parada cuando efectivamente se incurran en éstos durante la operación real. En consecuencia, dichos costos no se considerarán en la formación del precio de bolsa del despacho ideal" (subrayado fuera del texto).</p> <p>Este artículo puede resultar problemático considerando que: se prioriza el menor costo económico sin considerar el principio de suficiencia financiera consagrado en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y el principio de eficiencia económica consagrado en el artículo 44 de la Ley 143 de 1994.</p> <p>En ese sentido, debe tenerse en cuenta que, por suficiencia financiera, se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios (artículo 87 de la Ley 142 de 1994).</p> <p>Igualmente, la SSPD en Circular Externa No. 2020100000174 del 13 de abril de 2020 determinó que: "la Ley 142 de 1994 dispuso que en materia de servicios públicos domiciliarios opera el principio de la suficiencia financiera, según el cual las tarifas deben garantizar la recuperación de los costos y gastos propios de operación (...). Adicionalmente, (...) los servicios públicos se prestan a cambio de un precio en dinero (artículo 128 de la Ley 142 de 1994). Así mismo, se consideran restricciones indebidas a la competencia, entre otras, la prestación gratuita o a precios o tarifas inferiores al costo. De suerte que la tarifa, por expresa disposición constitucional, tiene por objeto la recuperación de los costos del servicio". (subrayado fuera del texto)</p>	No aceptada	<p>El decreto ordena a la CREG analizar la conveniencia de adoptar, o no, esta disposición y en caso de ser adoptada, deberá definir los parámetros de su aplicación. En todo caso, el decreto busca dar señales para aumentar la eficiencia económica en los términos de la Ley 143 de 1994, sin poner en riesgo la suficiencia financiera.</p>
442	19/04/2023	VATIA S.A. E.S.P.	<p>Consideramos necesaria una directriz del Ministerio para que la CREG y el administrador del Mercado- ASIC realicen un estudio en conjunto con los agentes, de la actual metodología de cobertura para las transacciones del mercado, que busque mejorarla teniendo en cuenta la volatilidad del mercado, que generen beneficios en tarifa a los usuarios y mejore la liquidez de los agentes, sin que se ocasionen riesgos de cartera o sistémicos.</p>	Aceptada	<p>La observación no implica cambios para el decreto.</p>
443	19/04/2023	EEP	<p>Para Energía de Pereira S.A. ESP, es clara la intención y la comparte, de definir reglas claras y medibles, para efectos de mitigar la especulación de precios por parte de los agentes generadores, garantizar la eficiencia en los precios de oferta y facilitar la vigilancia por los entes de control.</p>	Aceptada	<p>La observación no implica cambios para el decreto.</p>
444	19/04/2023	EEP	<p>Energía de Pereira S.A. ESP, está de acuerdo que se debe hacer una valoración del recurso hídrico, en el sentido que el aprovechamiento económico del agua debe atender criterios de interés general, entre ellos la generación que se hace con este recurso, garantizando el uso eficiente del mismo y el traslado de dichos beneficios al costo de la energía del usuario.</p> <p>Con respecto a lo indicado en el literal e. consideramos que las unidades filo de agua no deberían declarar disponibilidad, puesto que dependen de condiciones externa para su operación que puede escapar del ámbito de responsabilidad y control del generador.</p> <p>Una medida importante que consideramos que se puede implementar es con base al precio de escasez, el cual corresponde al mayor valor que está dispuesto a pagar la demanda por la energía. Ahora bien, teniendo en cuenta que la valoración del recurso térmico corresponde a unos costos reales mientras que el recurso hídrico a la valoración del agua a futuro y las condiciones actuales de clima entre otros, criterios que son diferentes para cada recurso, se propone definir un precio de escasez para recurso térmico u otro precio de escasez para el recurso hídrico, este último definido por XM Utilizando los modelos de pronóstico de corto, mediano y/o largo plazo.</p>	No aceptada	<p>No se acoge el comentario.</p> <p>El proyecto de decreto buscar dar lineamientos de política.</p> <p>La CREG será la responsable de expedir la regulación que da aplicación al decreto, de acuerdo a los estudios técnicos particulares a los que haya lugar.</p>

445	19/04/2023	EEP	<p>Políticas para la disminución de los costos de transacción de las coberturas en el mercado mayorista.</p> <p>Energía de Pereira S.A. ESP, respalda el artículo teniendo en cuenta que el mecanismo actual para garantizar las obligaciones de los agentes ante el ASIC y LAC, cuenta desde el punto de vista financiero con deficiencias importantes que si bien cumplen con el cubrimiento del riesgo en las transacciones del mercado mayorista, presentan condiciones poco flexibles, como requerir garantizar, anticipadamente y de manera líquida, el 100% de sus potenciales obligaciones, quince días antes de la operación y con vigencias superiores a 60 días, adicional a que por esta temporalidad el agente puede llegar a tener 3 garantías activas (3 periodos diferentes garantizados), que van en contra de la viabilidad financiera y el flujo de caja de las Empresas, más aún en este momento, que más del 90% de comercializadores nos encontramos en opción tarifaria y que la mayoría de agentes tienen exposiciones altas en bolsa dado que no han encontrado posibilidad de contratar energía bajos los mecanismos actuales de contratación bilateral. y además son ineficientes ya que se cargan costos muy altos vía tarifa a los usuarios finales</p> <p>Así mismo, consideramos que los esquemas de garantías semanal o mensual, presentan ineficiencias ya que en algunos casos se cargan costos muy altos vía tarifa a los usuarios finales y en otros exige una respuesta en caja rápida y onerosa a los agentes, toda vez que sus actualizaciones parten de supuestos reales en bolsa para la operación real, ocasionando que en oportunidades se termine sobre garantizando la operación, por tal razón consideramos que estos ajustes deberían realizarse siempre y cuando existan variaciones superiores a un porcentaje que defina la comisión y que se propone pueda ser superior a un 135%.</p> <p>En este sentido, valoramos que el ministerio plantee otros instrumentos que permitan a los comercializadores garantizar las transacciones del mercado a un menor costo, que aporte a la viabilidad financiera de las empresas y a la disminución de su traslado a las tarifas.</p> <p>Por último consideramos que los agentes del Mercado deberían poder contar con esquemas de garantías que reflejen un riesgo efectivo, que sea lo suficientemente robusto para mitigar los riesgos de las transacciones del mercado y que ofrezca suficientes alternativas para escoger el mecanismo.</p> <p>Los Operadores de Red no podrán ser parte del negocio de la Autogeneración a pequeña escala, es posición dominante si lo hacen directamente financiando vía facturación de energía, podrán financiar sistemas AGPE que empleen FNCER siempre y cuando abran licitación pública para poseer contratistas en el marco de la equidad dando prelación a empresas de víctimas del conflicto armado, dichas licitaciones se tendrán que abrir semestralmente</p>	Aceptada	La observación no implica cambios para el decreto.
446	19/04/2023	INVESTIGACION ENERGETICA APLICADA S.A.S		No aceptada	Discutir.
447	19/04/2023	ANDEG	<p>Con respecto a la priorización en el uso de los contratos de combustible según el orden de costo para los costos variables de las ofertas de precio en bolsa, resaltamos que la Resolución CREG 034 de 2001 (modificada por la Resolución CREG 044 de 2020) es utilizada para establecer precios de referencia para la gestión de restricciones en el SIN, con lo cual, el esquema regulatorio actual cuenta con instrumentos para verificar el esquema de contratación de las plantas térmicas, dado que los contratos de estos agentes deben ser presentados a las autoridades de vigilancia, control y monitoreo. En adición, la regulación económica establece requerimientos y auditorías de plantas térmicas en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad en cuanto a verificación de ENFICC.</p>	Aceptada	Se acepta el comentario del remitente en virtud de que las resoluciones CREG 140/2015 y CREG 044/2020 plantean las auditorías de los costos y consumos de combustibles de las plantas térmicas
448	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Se identifican lineamientos que en su conjunto reducen los grados de libertad para la operación en el mercado de los agentes. La lectura integral de los artículos lleva a la idea de que se busca migrar a un despacho por costos en lugar de mantener las señales de un mercado spot eficiente, aun cuando la Ley ha sido clara en establecer que la actividad de generación de energía eléctrica se desarrolla en el marco de la libre competencia; además, se dictan disposiciones para dos tecnologías particulares, lo que es cuestionable, pues puede considerarse como un precedente negativo de cara al tratamiento que pudiese adoptarse posteriormente a las demás tecnologías que participan en el mercado. El conjunto de medidas va en contravía de varias disposiciones de las Leyes 142 y 143 de 1994 sobre funcionamiento libre del mercado y formación de precios con destinos a mercados no regulados. Como se sabe, en la actualidad el funcionamiento del mercado permite que exista una asignación de recursos eficiente, conforme el precio del mercado de energía mayorista. Esto implicaría que en principio, la norma en la forma como está expuesta, no se aclara en sus objetivos, ni tampoco en los desarrollos que se espera que pueda hacer el regulador, por lo cual se sugiere que se retire.</p> <p>El mismo tiempo, la modificación de los criterios de despacho, puede tener impactos importantes en los contratos actualmente suscritos, lo cual generaría una incertidumbre en todas las cadenas de suministro, completamente innecesaria, y además peligrosa, si se tiene en cuenta el objetivo de garantizar una prestación de un servicio continuo y eficiente.</p>	Aceptada	Se revisa el artículo 9 en lo referente a la valoración del recurso termico y la oferta para el despacho.
449	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>Esta parte de la norma resulta un poco confusa en su alcance, en la medida en que los contratos de combustible son suscritos por los respectivos agentes, dentro de un esquema de competencia en el mercado, donde no se asegura ningún ingreso a ninguno de los agentes participantes.</p> <p>Incluir una priorización del uso de los contratos de combustible, sin tener en cuenta el agente propietario de dicho derecho, y al mismo tiempo, las características que éste pueda tener, podría desnaturalizar el mercado energía mayorista, y al mismo tiempo, generar una intervención por parte del Estado, en contra de los agentes.</p>	Aceptada	Se revisa el artículo 9 en lo referente a la valoración del recurso termico y la oferta para el despacho.
450	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>En consideración a las características de la tecnología térmica, consideramos que los costos de arranque y parada deberían ser un elemento claro y expreso para cada uno de los agentes, que además resulta compatible con los problemas que se pueden presentar en la medida en que se introduzcan mayor cantidad de energía renovable al sistema.</p>	Aceptada	Se revisa el artículo 9 en lo referente a la valoración del recurso termico y la oferta para el despacho.
451	19/04/2023	Universidad Externado de Colombia	<p>La propuesta indica que dentro de los costos variables se daría prioridad al uso de contratos de combustible según su orden de costo; no obstante, es importante considerar que estos contratos se consiguen en algunos casos durante el día de operación y podrían discernir con las ofertas para entrar al despacho; adicionalmente, en cuanto al reconocimiento de los costos de arranque y parada, la norma indica que éstos solo serían reconocidos cuando efectivamente se incurran en la operación real y, por ende, no se considerarán en la formación del precio de bolsa en el despacho real.</p>	Aceptada	Se revisa el artículo 9 en lo referente a la valoración del recurso termico y la oferta para el despacho.
452	19/04/2023	Universidad de Los Andes	<p>El artículo que se adiciona mediante el Proyecto de Resolución establece que "En desarrollo del principio de eficiencia consagrado en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, la participación de los recursos térmicos en la formación de precios en el Mercado Mayorista de Energía deberá buscar una correcta asignación y utilización de dichos recursos y del uso de combustible, de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico. Para ello, la CREG ajustará la regulación existente con el fin de incorporar los siguientes criterios: (a) Priorización en el uso de los contratos de combustible según el orden de costo para los costos variables de las ofertas de precio en bolsa; y (b) Reconocimiento de los costos de arranque y parada cuando efectivamente se incurran en éstos durante la operación real. En consecuencia, dichos costos no se considerarán en la formación del precio de bolsa del despacho ideal" (subrayado fuera del texto).</p> <p>Este artículo puede resultar problemático considerando que: se prioriza el menor costo económico sin considerar el principio de suficiencia financiera consagrado en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y el principio de eficiencia económica consagrado en el artículo 44 de la Ley 143 de 1994.</p> <p>En ese sentido, debe tenerse en cuenta que, por suficiencia financiera, se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios (artículo 87 de la Ley 142 de 1994).</p> <p>Igualmente, la SSPD en Circular Externa No. 20201000000174 del 13 de abril de 2020 determinó que: "la Ley 142 de 1994 dispuso que en materia de servicios públicos domiciliarios opera el principio de la suficiencia financiera, según el cual las tarifas deben garantizar la recuperación de los costos y gastos propios de operación (...). Adicionalmente, (...), los servicios públicos se prestan a cambio de un precio en dinero (artículo 128 de la Ley 142 de 1994). Así mismo, se consideran restricciones indebidas a la competencia, entre otras, la prestación gratuita o a precios o tarifas inferiores al costo. De suerte que la tarifa, por expresa disposición constitucional, tiene por objeto la recuperación de los costos del servicio" (subrayado fuera del texto).</p>	Aceptada	Se revisa el artículo 9 en lo referente a la valoración del recurso termico y la oferta para el despacho.
453	19/04/2023	ACCE	<p>Para ACIEM el decreto debe fijar lineamientos claros para los agentes respecto a la formación eficiente de precios en la bolsa y en los contratos; optimizar el uso y costos de los recursos, tanto del agua como de los combustibles; evitar en lo posible especulación y altos costos en esquemas de ofertas (por mérito y fuera de mérito en el despacho), con el fin de evitar mayores desbalances y/o costos del sistema y finalmente mayores tarifas a los usuarios.</p>	No aceptada	El proyecto de decreto en ningún momento plantea políticas de intervención de ofertas ni de ofertas de precios por costos. Por el contrario, el lineamiento de política plantea lineamientos para formar ofertas eficientes para el mercado eléctrico. Sin embargo, se ha revisado este artículo para armonizar

454	19/04/2023	ACOLGEN	<p>En el caso del recurso térmico, la propuesta indica que dentro de los costos variables se dará priorización al uso de contratos de combustible según su orden de costo; no obstante, es importante considerar que estos contratos se consiguen en algunos casos durante el día de operación y podrían diferir con las ofertas para entrar al despacho; adicionalmente, en cuanto al reconocimiento de los costos de arranque y parada, la norma indica que éstos solo serán reconocidos cuando efectivamente se incurra en ellos en la operación real y, por ende, no se considerarán en la formación del precio de bolsa en el despacho real.</p> <p>La Asociación considera que no es claro cómo se llevará esto a cabo sin cambiar las reglas del despacho actual, hecho que aumenta la falta de claridad sobre la norma. Se sugiere reevaluar la pertinencia de estas medidas y la distorsión que podrían generar en un mercado donde el recurso térmico ha sido un respaldo importante en aras de consolidar la confiabilidad característica del mercado; además, se considera que estas disposiciones podrían reñir con el principio de suficiencia financiera, toda vez que podría afectar el despacho de las plantas térmicas y los costos en los que incurrir para sus ofertas, aspecto que también debe revisarse.</p>	No aceptada	El proyecto de decreto en ningún momento plantea políticas de intervención de ofertas ni de ofertas de precios por costos. Por el contrario, el lineamiento de política plantea lineamientos para formar ofertas eficientes para el mercado eléctrico. Sin embargo, se ha revisado este artículo para armonizar
455	19/04/2023	ACP	<p>La experiencia regulatoria evidencia que en la gestión de los recursos de generación (especialmente térmicos) la Comisión ha identificado oportunidades de optimización, las cuales en algunos casos ha generado intervenciones o restricciones operativas y contractuales a los activos de generación. En este sentido, vemos con preocupación y con un alto nivel de incertidumbre la propuesta del Ministerio, en donde consideramos que el diseño del mercado eléctrico actual ofrece incentivos suficientes (como el orden de mérito) para que los agentes generadores contratan, prioricen y nominen contratos de combustibles que hagan más competitivos sus activos en la oferta sobre un mercado marginalista, el cual persé constituye un incentivo a la eficiencia económica. En el caso de que la contratación del recurso térmico se de a partir de Gas Natural, las alternativas contractuales establecidas en la regulación vigente permiten una autogestión de estas eficiencias en pro de una oferta competitiva</p>	No aceptada	Los incentivos del Mercado actual no necesariamente promueven la contratación eficiente de combustibles. Sin embargo, se evidencia la existencia de mecanismos mediante los cuales se hace seguimiento a los costos de combustibles reportados por el parque térmico
456	19/04/2023	COSENIT (ALEJANDRO VILLAMIL CASTELLANOS)	<p>a. Se requiere propender por una formación y una negociación eficiente de precios a largo plazo. El agente vendedor debe de ser responsable de las consecuencias de esas negociaciones. Si se le intervinieren sus recursos, el agente perdería esa responsabilidad y se le generaría un riesgo adicional que reflejaría en el precios. Por consiguiente, no se está de acuerdo en intervenciones a los agentes generadores salvo en situaciones de emergencia.</p> <p>b. Se está de acuerdo en establecer unas reglas claras y unas medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio en bolsa y en las ofertas de Contratos.</p> <p>c. Se está de acuerdo en la disminución de los costos de transacción de coberturas en el Mercado tanto Mayorista como Minorista en la medida que no se debilita la firmeza del cumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes.</p> <p>d. Respecto a los costos de Arranque y Parada, ya existe una regulación asociada que separa estos costos de los precios de oferta de los generadores. Se propone definir un mecanismo que remunere estos costos de manera más precisa y no con valores estimados.</p>	No aceptada	El comentario del remitente desconoce los costos reconocidos a las pilnas térmicas por efectos de arranque y parada en el despacho ideal, los cuales no se articulan uno a uno con la remuneración de arranque sn ela operacion real
457	19/04/2023	ANDEG	<p>solicitamos que el Ministerio profundice y precise el alcance del borrador de Decreto respecto a las propuestas asociadas a establecer una esquema regulatorio que haga una valoración de los recursos de generación (Sección 7), en el sentido de si la autoridad energética prevé modificar el esquema de formación de precios en el mercado mayorista definido en el contexto de la Ley 143 de 1994, en contravía del principio de "promover y preservar la competencia (Artículo 23)", lo que consideramos que a la fecha, es justamente lo que ha permitido la expansión en el sector eléctrico con criterios de eficiencia y sostenibilidad, favorecido la participación de diferentes agentes públicos, privados y mixtos, tanto nacionales y extranjeros, bajo una institucionalidad definida.</p>	No aceptada	El proyecto de decreto no dicta políticas en contravía de las Leyes de Servicios Públicos 142 y 143 de 1993
458	19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	<p>se evidencia una migración del despacho por precios a un despacho por costos, lo que conlleva a una pérdida en la autonomía y control por parte de los generadores sobre los recursos que les son propios, los cuales no corresponden a un esquema de concesión; con el consecuente efecto sobre la responsabilidad de las autoridades sectoriales por una buena o mala gestión de los recursos de generación.</p>	No aceptada	El proyecto de decreto en ningún momento plantea políticas de intervención de ofertas ni de ofertas de precios por costos. Por el contrario, el lineamiento de política plantea lineamientos para formar ofertas eficientes para el mercado eléctrico. Sin embargo, se ha revisado este artículo para armonizar
	19/04/2023	ANDEG	<p>Desde ANDEG consideramos que el planteamiento de revisar el costo de arranque y parada es una oportunidad para avanzar, en el contexto del desarrollo regulatorio, y particularmente de la Agenda Regulatoria de la CREG en lo correspondiente a la Resolución CREG 143 de 2021, desde la perspectiva de la reglamentación del mercado de corto plazo y de los servicios complementarios, y en especial, a partir de la experiencia de la implementación de la Resolución CREG 101028 de 2022, en donde se incluyen configuraciones de plantas térmicas de ciclo combinado en el despacho eléctrico. En todo caso, es fundamental que el esquema regulatorio asegure remuneración de los servicios de los servicios prestados por las plantas térmicas, incluyendo los costos de arranque y parada, en el contexto de la suficiencia financiera y la eficiencia económica que trata la Ley 142 de 1994.</p>	Aceptada	La observación no implica cambios para el decreto.
	19/04/2023	ANDESCO	<p>Para el artículo 9, Lineamientos para la valoración del recurso térmico, tenemos las siguientes apreciaciones con relación a los literales a) y b):</p> <p>a) Con respecto a la priorización de contratos, resulta importante tener en cuenta que muchos de estos corresponden a contratos bilaterales, en donde cada uno obedece a condiciones particulares; por lo tanto, al establecer una regla general para todos los contratos, podrían generarse ineficiencias en el mercado y los precios, así como afectar la suficiencia financiera de los agentes debido a la imposibilidad de recuperar los costos fijos de los contratos de suministro, transporte y en algunos casos almacenamiento del combustible. Esta propuesta, que implica cambiar el despacho por precio a un despacho por costos, es un cambio estructural en las señales para el recurso térmico, que podría desincentivar su desarrollo en el mercado. Lo anterior resulta relevante considerando que es un recurso necesario para el respaldo y confiabilidad del sector eléctrico en el país.</p> <p>b) La Resolución CREG 051 de 2009 "Por la cual se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación", la cual ya detalla propuestas para participación de la demanda, establece la regla actual en donde se separan los costos de arranque parada de la formación de precios.</p>	Aceptada	Las apreciaciones se consideraron en el análisis de la versión definitiva del decreto
	19/04/2023	CREG	<p>El proyecto decreto establece una serie de reglas que debe implementar la CREG con miras al mercado de corto plazo o mercado diario que hace parte del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Dichas medidas son: lineamientos para la valoración de las ofertas de precio de los recursos térmicos e hidráulicos, medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio, y políticas para la disminución de los costos de transacciones de las coberturas en el mercado mayorista.</p> <p>Con respecto a las reglas propuestas en el proyecto de decreto, vemos que son temas del reglamento de operación, tal como lo establece la Ley 143 de 1994 que define el reglamento en el artículo 11 en los siguientes términos "Reglamento de operaciones: conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado de energía mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizan conforme a los a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional". Siendo que la expedición del reglamento de operación, por asignación de la Ley, le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de conformidad con lo dispuesto en el artículo 23 literal i) de la Ley 143 de 1994, esta entidad ha venido cumpliendo esta función mediante la expedición de las resoluciones para el funcionamiento del sector.</p> <p>Así las cosas, encontramos que los temas señalados en el artículo 9 del proyecto de decreto, no requieren ser incorporarlos en la citada norma. Sin embargo, entendiendo que son temas de la mayor relevancia para el sector, identificados por el Ministerio de Minas y Energía (MME) a través de las propuestas que recibió para la construcción de la segunda fase del Pacto por la Justicia Tarifaria, se pueden incluir en la agenda de trabajo de la CREG para darles prioridad en su programa de trabajo. Es importante destacar que algunos de dichos temas ya están en la agenda de trabajo, como por ejemplo los temas de mitigación de precios de oferta en la bolsa, definición de riesgo y participación de la demanda en la bolsa de energía, entre otros, tal como puede ver en el proyecto de resolución 143 de 2021, que hace una reingeniería completa del mercado de energía mayorista, y el proyecto de resolución 101 025 de 2022 en donde se plantean medidas de mitigación de las ofertas para el costo plazo y el ajuste del concepto de riesgo.</p>	Aceptada	La observación no implica cambios para el decreto.

19/04/2023	CREG	<p>Ahora bien, entendiendo que el MME considera conveniente reforzar las señales de política en los temas planteados en el proyecto de decreto, proponemos lo siguiente:</p> <p>"La CREG deberá ajustar las reglas del Mercado de Energía Mayorista, definidas como parte del Reglamento de Operación, para la valoración adecuada de los recursos de generación y definiendo medidas para el seguimiento y monitoreo del poder de mercado en las ofertas de precio, de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico, enmarcados dentro de la promoción de la libre competencia de que trata el artículo 20 de la Ley 143 de 1994."</p> <p>Es importante resalta, que definir acciones específicas, tal como las plantea el proyecto de decreto, sin que hayan detallado en un proceso de discusión como el que se adelanta en los desarrollos regulatorios, en donde se evalúan las mejores alternativas para implementar la política, podría conllevar a que:</p> <p>(i) Se tengan situaciones en los cuales la acción solamente quedaría enunciada, dado que no es posible vigilarla, por lo quedaría inane, o</p> <p>(ii) No corresponder con los lineamientos del mercado definidos en la Ley 143 de 1994, por lo que haría inviable su implementación, o</p> <p>(iii) Que la señal económica conlleve a afectar la expansión de las redes, lo que tendría un efecto contrario frente a las restricciones del sistema en el mediano y largo plazo.</p> <p>Ahora bien, frente al último artículo propuesto, "Políticas para la disminución de los costos de transacción de las coberturas en el mercado mayorista.", la Comisión no estima necesario la inclusión de este artículo, puesto que el objeto del mismo se está desarrollando dentro del tema "Revisión de garantías y limitación de suministro" que es uno de los temas priorizados de la agenda regulatoria.</p> <p>No obstante, si el Ministerio considera necesaria la inclusión del artículo, se sugiere formular una redacción más general sin incluir los literales dispuestos, puesto que estos literales hacen referencia de forma exclusiva al tema de garantías sin que haya un detalle sobre el tema de limitación de suministro, incluido en el artículo.</p>	Aceptada	La observación no implica cambios para el decreto.
19/04/2023	ECOPETROL	<p>Entre lo indicado por la empresa, se destaca lo siguiente:</p> <p>"En primera instancia, la regulación vigente establece que los precios de oferta de la energía de las unidades de generación deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir. Específicamente, para el caso de las plantas térmicas las ofertas de precio deberán tener en cuenta el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento (AOM) y la eficiencia de la planta; mientras que para las plantas hidráulicas las ofertas deberán tener en cuenta el costo de oportunidad de generar al momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional.</p> <p>Así, en términos generales, los lineamientos vigentes para las ofertas de precios que realizan los agentes se fundamentan en los costos reales y de oportunidad que enfrentan para producir la energía con diferentes tecnologías.</p> <p>De acuerdo con nuestro entendimiento, los criterios propuestos en el proyecto de decreto buscan que las ofertas de los agentes que representan unidades de generación térmicas e hidráulicas se soporten en el costo mínimo de los recursos utilizados para producir la energía, costo que deberá ser valorado según las reglas que determine la Comisión, esto es, un costo regulado que puede ser distinto al costo variable, sin tener en cuenta variables como la eficiencia de la planta y su AOM."</p> <p>"Teniendo en cuenta lo anterior, comedidamente sugerimos que en conjunto con la CREG se evalúe la pertinencia y viabilidad de que esa entidad adopte con celeridad los mecanismos que ha estructurado y puesto en consulta con el fin de mitigar el riesgo de un posible ejercicio de poder de mercado por parte de generadores que participan en el mercado mayorista de energía. Específicamente nos referimos a lo propuesto en la Resolución CREG 143 de 2021, en cuyo capítulo 4.52 se plantea la posibilidad de que el Centro Nacional de Despacho (CND) lleve a cabo análisis permanentes de pivotalidad y conducta, para facilitar la identificación ex ante de posibles eventos de ejercicio de poder de mercado en las ofertas de los generadores, en cuyo caso los generadores deben ajustar sus ofertas de precios."</p>	Aceptada	El comentario del remitente es acogido en virtud de los procesos que adelanta actualmente la Comisión, en términos de los procesos de validación y monitoreo de los precios de oferta
19/04/2023	Cámara Colombiana de la Energía	<p>Para el literal a) La actual regulación ya incluye los incentivos para que los agentes apuesten por combustibles más económicos.</p> <p>Para el literal b) parece una regla adecuada con el fin de tener unos precios de bolsa más transparentes.</p> <p>Frente al artículo 9 del proyecto de decreto, el cual establece que, con relación a los recursos térmicos, se debe priorizar su orden de despacho de acuerdo con el orden de costo del combustible. Adicionalmente, establece frente a las plantas hidroeléctricas que la valoración económica de sus vertimientos no sustentados en reglamentaciones ambientales y técnicas deben compensar la demanda nacional.</p> <p>Creemos que este artículo vulnera el derecho a la libertad de empresa (según sentencia corte constitucional C-056 de 2021), vulnera la libre competencia y fija lineamientos inflexibles que implica que el gobierno esté regulando tarifas, lo cual es una facultad exclusiva de la CREG por mandato constitucional y legal. El orden de despacho debe responder a criterios técnicos y económicos que reflejen las condiciones reales del mercado frente al valor de la energía (y no de sus combustibles) y no a imposiciones arbitrarias que favorezcan o perjudiquen a ciertos agentes. Asimismo, la valoración económica de los vertimientos debe ser coherente con los principios de eficiencia, libertad y onerosidad, y no con una supuesta compensación a la demanda nacional que podría generar incentivos perversos para el uso racional del recurso hídrico.</p>	No Aceptada	El comentario remitido refleja un juicio de valor no necesariamente sustentado, en términos de combustibles "mas economicos" Sin embargo, en virtud de los procesos que adelanta actualmente la Comisión, en términos de los procesos de validación y monitoreo de los precios de oferta, es posible evaluar la propuesta de monitoreo de precios en este artículo del proyecto de decreto.
19/04/2023	CANACOL	<p>Solicitamos aclarar a que se refieren con la expresión "orden de costo", que se encuentra en el siguiente apartado:</p> <p>"... a) Priorización en el uso de los contratos de combustible según el orden de costo para los costos variables de las ofertas de precio en bolsa."</p>	Aceptada	El comentario remitido por el participante hace referencia a la duda que posee sobre la interpretación del texto del decreto. En este sentido, la nueva versión del documento será clara en cuanto al lineamiento de política que se pretende sobre la valoración del recurso térmico.
19/04/2023	ENEL	<p>En primera medida, queremos señalar que observamos que la señal que pretende enviar el Ministerio es la de llevar a los agentes hacia un esquema de remuneración de la generación basada en costos, eventualmente con un despacho centralizado, en medio de una mezcla híbrida con un mercado de bolsa. Este entendimiento genera una serie de riesgos para los agentes, que estaríamos enfrentando estructura de costos regulados con un esquema de precios, limitando la gestión de los recursos y comprometiendo el cumplimiento de las obligaciones ante el sistema, en particular la confiabilidad. En efecto, considerando que la Ley 143 de 1994 establece principios para que el parque generador del sector opere en un ambiente competitivo de mercado, en donde dicha competencia envía señales de acotamiento claros e inequívocos de optimización de costos, no consideramos óptima la propuesta del Ministerio de emitir lineamientos de valoración del recurso térmico.</p> <p>Igual procede nuestro comentario en cuanto a la valoración del recurso hídrico. Consideramos que la propuesta debe evaluarse cuidadosamente, realizando un Análisis de Impacto Normativo, en donde se verifique que no se afectará la seguridad y confiabilidad del servicio, manteniendo una visión de corto, mediano y largo plazo. Dejar atrás un esquema de mercado marginalista, con potencial afectación en el esquema de confiabilidad, que durante 30 años de manera óptima asignó todos los recursos en beneficio de una operación segura y confiable del sistema, abre una puerta riesgosa que puede afectar de manera negativa el sistema eléctrico del país, hecho que contrasta ampliamente con las propuestas y decisiones adoptadas por mercados europeos donde se manifiesta que los mercados de corto plazo y el mecanismo de fijación de precios basado en precios marginales deben ser preservados.</p> <p>A continuación, se presentan los comentarios de detalle respecto a los literales de este artículo:</p> <p>Respecto a los lineamientos para valoración del recurso térmico</p> <p>La determinación de las ofertas de precio en el mercado mayorista de energía eléctrica ya se encuentra regulada mediante el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994 y obedece a criterios técnicos, económicos y contables e incluye variables como, los costos de operación y mantenimiento, los costos del combustible, entre otros. Respecto a los costos del combustible es preciso puntualizar dos conceptos: el costo de reposición y el costo del inventario. El primero está relacionado con el costo actual del combustible, en el cual debo incurrir para reponer el inventario utilizado en la generación de energía eléctrica y el segundo está relacionado con una metodología</p>	No aceptada	El comentario del remitente no es aceptado en virtud de que la línea política del proyecto de decreto no obedece al entendimiento del esquema de remuneración señalado por el agente

19/04/2023	EPM	<p>Respecto a los lineamientos para la valoración de los recursos termoelectricos, encontramos que se propone considerar de manera separada los costos de arranque y parada para efectos de la formación del precio de bolsa, este es un asunto que la CREG resolvió por medio de la Res. CREG 051 de 2009 y que desde su implementación ha demostrado ser una regla efectiva para permitir la remuneración del parque térmico sin distorsionar la señal de precio de bolsa.</p> <p>En cuanto a la priorización en el uso de contratos de combustible de acuerdo a sus costos, consideramos que si bien es una medida que parece efectiva para optimizar los costos de generación, en la práctica es compleja, teniendo en cuenta que los contratos de suministro de combustible (gas, carbón, líquidos) no son estándar y sus particularidades hacen complejo determinar una regla única para efectos de seguimiento, ello sin considerar que los costos de los contratos están influenciados no sólo por el precio sino por la eficiencia de la planta (Heat Rate). Por este motivo, la dinámica de mercado y las reglas de remuneración por costos para la generación fuera de mérito contenidas en la Res. CREG 034 de 2001 y subsiguientes son efectivas para incentivar la oferta eficiente de los recursos de generación térmicos.</p>	No Aceptada	<p>El comentario del remitente hace referencia a la ResCREG 051 de 2009 donde fueron separados los costos de AP, a través de la oferta trimestral de precios de arranque y parada.</p> <p>Es de aclarar que la línea política del proyecto de decreto no consiste en dictar regulación, pero si dar señales para corregir la remuneración de arranques que hoy se realiza con arranques del despacho ideal, los cuales no necesariamente se encuentran armonizados con los arranques de la operación real.</p>
19/04/2023	GECELCA	<p>Respecto a la propuesta del literal a) proponemos que se analice la pertinencia de incluir la priorización en el uso de los contratos de combustible. Lo anterior debido a que la forma como un generador determina los contratos de combustible que utilizará en la operación puede variar significativamente al considerar variables como: condiciones técnicas de operación y abastecimiento que requieren del uso de un tipo de combustible/contrato específico, modalidades de contratación que en el caso del gas natural están definidas regulatoriamente, almacenamiento del combustible, entre otras.</p> <p>Por lo mencionado anteriormente, el generador térmico debe tener la libertad de gestionar su recurso de tal forma que no se afecte su suficiencia financiera considerando las obligaciones y compromisos pactados previamente con los proveedores de combustible.</p> <p>Por otro lado, resaltamos las medidas definidas en el literal b), en donde se excluye el precio de arranque y parada de la formación del precio de bolsa, debido a que este componente ha dificultado que en algunos momentos las unidades con costos variables eficientes entren en el despacho ideal. No obstante, es importante que se aclare cómo se recaudarán y reconocerán los costos de arranque y parada teniendo en cuenta que ya no serían incluidos en la formación del precio de bolsa.</p>	No Aceptada	<p>El comentario del remitente no es aceptado en virtud de los juicios manifestados, los cuales no necesariamente han sido analizados, sustentados, y/o presentados en debida forma.</p>
19/04/2023	GENERADORA UNION SAS	<p>Este literal va en contra del a racionalidad financiera de los agentes para la definición del costo de sus recursos térmicos. Se limita la actuación de los agentes para el manejo sus recursos de generación térmica, lo cual va en contra de la libertad de empresa consagrada en la Constitución. ¿Será que los agentes pueden comprar sus combustibles a precios de hace un par de años?</p> <p>Resaltamos el esfuerzo del Ministerio por promover una asignación más eficiente de los recursos de generación de energía eléctrica. En relación con la propuesta asociada a los recursos térmicos, ésta podría ser enriquecida si se incluye dentro del análisis de impacto normativo los siguientes aspectos que actualmente no están contemplados:</p> <p>a) Los contratos de suministro tienen términos y condiciones específicos que permiten ofrecer precios más económicos, pero esto no necesariamente significa que el combustible en sí sea el más barato disponible.</p> <p>b) En el caso del carbón, es importante que se permita al generador tener autonomía en la gestión de su inventario, ya que éste proviene de diversos contratos de suministro.</p> <p>c) El respaldo de la mayoría de las plantas térmicas del interior del país se basa en combustibles líquidos en lugar de gas natural, lo cual podría resultar en un aumento en los costos de energía eléctrica que afectaría a los usuarios ante la presencia del Fenómeno de El Niño o en la intervención del sector de gas, igualmente perjudicial para la tarifa de gas natural para los demás usuarios. En este sentido, sugerimos que la CREG, en conjunto con los agentes, realice un análisis expost de la Resolución CREG 101-017 de 2022 y revise si es necesario definir medidas complementarias en materia del suministro de gas natural para la generación térmica.</p> <p>En relación con lo dispuesto para la valoración de los recursos de generación hidráulicos, con el fin de obtener resultados más completos, de manera respetuosa, sugerimos que se consideren los siguientes aspectos dentro del análisis de impacto normativo:</p> <p>a) La medida propuesta supone un cambio estructural del despacho que podría generar incertidumbre en las plantas de energía renovable, convencionales y no convencionales, cuyos costos variables son significativamente bajos mientras que sus costos fijos son muy altos. Es posible que estas plantas se encuentren en una situación de incertidumbre respecto a su capacidad para recuperar parte de sus costos fijos mediante las ganancias del mercado de corto plazo.</p> <p>Sobre este asunto, tanto el Centre on Regulation in Europe como el Department for Business, Energy &amp; Industrial Strategy del Reino Unido observan la inconveniencia de definir un precio techo o migrar a un despacho de costos en términos del desincentivo que esto causa para la participación de las renovables en el mercado spot y el incremento de costos en los contratos o servicio de confiabilidad.</p>	No Aceptada	<p>El comentario del remitente no es aceptado en virtud de los juicios manifestados, los cuales no necesariamente han sido analizados, sustentados, y/o presentados en debida forma.</p>
19/04/2023	Grupo Energía de Bogotá	<p>Resaltamos el esfuerzo del Ministerio por promover una asignación más eficiente de los recursos de generación de energía eléctrica. En relación con la propuesta asociada a los recursos térmicos, ésta podría ser enriquecida si se incluye dentro del análisis de impacto normativo los siguientes aspectos que actualmente no están contemplados:</p> <p>a) Los contratos de suministro tienen términos y condiciones específicos que permiten ofrecer precios más económicos, pero esto no necesariamente significa que el combustible en sí sea el más barato disponible.</p> <p>b) En el caso del carbón, es importante que se permita al generador tener autonomía en la gestión de su inventario, ya que éste proviene de diversos contratos de suministro.</p> <p>c) El respaldo de la mayoría de las plantas térmicas del interior del país se basa en combustibles líquidos en lugar de gas natural, lo cual podría resultar en un aumento en los costos de energía eléctrica que afectaría a los usuarios ante la presencia del Fenómeno de El Niño o en la intervención del sector de gas, igualmente perjudicial para la tarifa de gas natural para los demás usuarios. En este sentido, sugerimos que la CREG, en conjunto con los agentes, realice un análisis expost de la Resolución CREG 101-017 de 2022 y revise si es necesario definir medidas complementarias en materia del suministro de gas natural para la generación térmica.</p> <p>En relación con lo dispuesto para la valoración de los recursos de generación hidráulicos, con el fin de obtener resultados más completos, de manera respetuosa, sugerimos que se consideren los siguientes aspectos dentro del análisis de impacto normativo:</p> <p>a) La medida propuesta supone un cambio estructural del despacho que podría generar incertidumbre en las plantas de energía renovable, convencionales y no convencionales, cuyos costos variables son significativamente bajos mientras que sus costos fijos son muy altos. Es posible que estas plantas se encuentren en una situación de incertidumbre respecto a su capacidad para recuperar parte de sus costos fijos mediante las ganancias del mercado de corto plazo.</p> <p>Sobre este asunto, tanto el Centre on Regulation in Europe como el Department for Business, Energy &amp; Industrial Strategy del Reino Unido observan la inconveniencia de definir un precio techo o migrar a un despacho de costos en términos del desincentivo que esto causa para la participación de las renovables en el mercado spot y el incremento de costos en los contratos o servicio de confiabilidad.</p>	No Aceptada	<p>El comentario del remitente no es aceptado en virtud de los juicios manifestados, los cuales no necesariamente han sido analizados, sustentados, y/o presentados en debida forma.</p>
19/04/2023	ÓPTIMA	<p>Formación de precios</p> <p>Las propuestas relativas a este tema se pueden agrupar en tres categorías: lineamientos para la valoración del recurso térmico, del recurso hidráulico, y medidas de eficiencia en la formación de precios y costos de las transacciones. A continuación, las resumimos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobre el recurso térmico, se propone: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Priorizar el uso de contratos de combustible según orden de mérito o Reconocer costos de arranque y parada efectivamente (separando tales costos de la formación del precio de bolsa "en el despacho ideal")</li> <li>• Sobre el recurso hidroeléctrico, se proponen los siguientes criterios para su participación en el despacho: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Valoración a mínimo costo de las ofertas cuando correspondan a caudales mínimos ambientales o fitosanitarios</li> <li>o Valoración económica de los vertimientos no sustentados a reglamentaciones ambientales o técnicas y compensación de esta valoración a la demanda nacional</li> <li>o Valoración a mínimo costo de la generación de seguridad</li> <li>o Consideración de la capacidad de regulación, el nivel del embalse según el planeamiento de largo y mediano plazo, aportes hidrológicos y otras variables climatológicas de fuentes oficiales en la formulación de las ofertas de precio</li> <li>o "Declaración de disponibilidad para las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades filo de agua"</li> <li>o "Valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito"</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>o Se propone que "El CNO deberá definir la metodología técnica para determinar la capacidad de regulación de una planta de generación. Con base en esta información, el MME establecerá la capacidad mínima de regulación del embalse"</li> <li>• En cuanto a medidas de eficiencia y monitoreo, las propuestas son: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Implementar procedimientos técnicos que permitan detectar, en tiempo real, el posible ejercicio de una posición dominante, así como mitigar su incidencia en el precio de bolsa. Para ello, la CREG establecerá una metodología.</li> <li>o Revisar y ajustar los esquemas regulatorios de garantías y limitación de suministro para optimizar</li> </ul> </li> </ul> <p>Se sugiere precisarlo mejor.</p>	No Aceptada	<p>El comentario del remitente no es aceptado en virtud de los juicios manifestados, los cuales no necesariamente reflejan el espíritu de los lineamientos de política descritos en el proyecto de decreto.</p>
19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>Se propone la siguiente redacción para este numeral:</p> <p>a) La componente de costos variables asociadas al combustible en las ofertas de precios de los recursos térmicos debe reflejar los precios y el orden de mérito de los precios de los contratos de combustibles. La componente AOM no debe superar la definida por la CREG para los recursos térmicos</p>	No Aceptada	<p>El comentario del remitente no es aceptado en virtud de los juicios manifestados, los cuales no necesariamente reflejan el espíritu de los lineamientos de política descritos en el proyecto de decreto.</p>
19/04/2023	PHC Servicios Integrados Group S.A.S	<p>Se sugiere acotar la percepción de riesgo, se podría incluir un numeral adicional c) así:</p> <p>c) La componente de percepción de riesgo de las ofertas de precios de los recursos térmicos debe estar acotada de acuerdo a metodología definida por la CREG</p>	No Aceptada	<p>El comentario del remitente no es aceptado en virtud de los juicios manifestados, los cuales no necesariamente reflejan el espíritu de los lineamientos de política descritos en el proyecto de decreto.</p>
19/04/2023	Prime Energía Colombia	<p>En primera instancia, consideramos de suma importancia mantener la señal de precios del mercado actual, la cual cumple con los principios de eficiencia y competencia consignados en las Leyes 142 y 143 de 1994.</p> <p>Recientemente, la CREG sometió a consulta la resolución CREG 701 025 en la que establece dos pruebas para identificar la pivotalidad de una planta y la correspondiente intervención de su precio de oferta. El desarrollo de los mercados en competencia establece una serie de pruebas y controles que garantizan la libre competencia bajo conceptos de eficiencia y suficiencia de sus agentes. Consideramos importante seguir elaborando consultas y propuestas bajo estos lineamientos sin migrar a un mercado de costos que por experiencias internacionales, se han convertido en rotundos fracasos desacelerando la expansión al perder la señal de escasez.</p>	No Aceptada	<p>El comentario del remitente no es aceptado en virtud de los juicios manifestados, los cuales no necesariamente reflejan el espíritu de los lineamientos de política descritos en el proyecto de decreto.</p>

19/04/2023	Prime Energía Colombia	<p>Respecto a la valoración del recurso térmico, actualmente se cuenta con la resolución CREG 044 de 2020 en la que existe un claro incentivo para gestionar eficientemente la canasta de contratos de combustible de un generador térmico, sin embargo, esta gestión la mayoría de las veces es posible realizarla únicamente en el "día de operación" dada la disponibilidad del energético, teniendo en cuenta que el combustible principal es el realmente contratado y el combustible de la operación corresponde a un combustible de ocasión o excedentes del mercado primario (hablando de gas natural).</p> <p>Respecto al cambio de las reglas del despacho ideal y el despacho programado, para la definición del pago o no de los arranques del recurso térmico, no está claro el proceder de esta propuesta sin que su implementación implique un cambio sustancial en la operación, liquidación, ofertas, despacho, etc. Consideramos de suma importancia que esta evaluación se haga bajo los términos del RIA con el fin de evaluar su pertinencia y sus correspondientes implicaciones</p>	No aceptada	<p>El comentario del remitente hace referencia a la ResCREG 044/2020 mediante la cual se definieron los reportes diarios de consumo y transporte de combustible empleado por las plantas térmicas. De igual manera, se hace referencia a la remuneración de los esquemas de arranques y paradas.</p> <p>Es importante destacar que los lineamientos del decreto no pretenden adoptar reglas específicas de regulación.</p>
19/04/2023	PROMIGAS S.A. E.S.P.	<p>Destacamos que los lineamientos propuestos para la valoración de los recursos térmicos e hidráulicos implican un cambio significativo en el modelo de mercado adoptado por Colombia en 1995. Lo aquí planteado estaría retomando el modelo de despacho que rigió en el país a finales de los 80 y principios de los 90, con resultados ya conocidos. Dada la alta relevancia del mercado eléctrico en el funcionamiento de la economía del país, es imprescindible el desarrollo de un Análisis de Impacto Normativo (AIN) amplio y a profundidad, previo a la expedición de las normas.</p>	No aceptada	<p>El comentario del remitente hace referencia a un modelo de despacho que aplicó décadas atrás. Sin embargo, este no es el objeto de la línea política de este proyecto de decreto.</p>

























































































































































































































































































































































































































































































































































































































































































































































































































