

	FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME
			FP-F-01
		7/03/2022	V-1

Sector:	Energía Eléctrica
Epígrafe:	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 competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.
Fecha inicio:	25/03/2023
Fecha fin:	19/04/2023

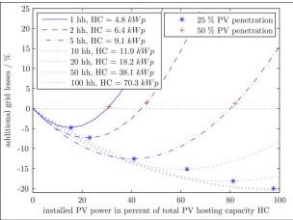
Fecha

Comentario:

19 de abril de 2023

Datos de contacto:	Correo electrónico:	aolarte@cno.org.co
Nombre de la empresa o interesado:	Consejo Nacional de Operación Eléctrico-CNO	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Definiciones.	Artículo 1. Adiciónese las siguientes definiciones el Artículo 2.2.3.1.2 del Decreto 1073 de 2015.	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. Respecto a las definiciones, planteamos los siguientes comentarios específicos: 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. 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. 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 cual es el objetivo de esta redefinición. Sugerimos revisar.
2	Participación ciudadana.	Artículo 2. Promoción de la participación ciudadana en los procesos de regulación y formulación de política pública.	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.
3	Participación de la Demanda.	Artículo 4. Participación en el Mercado de Energía Mayorista.	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 competiría 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. 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.

4	Masificación de la autogeneración para reducción de pérdidas.	Artículo 5. Remuneración de excedentes de energía.	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 (...)". 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 Photovoltaics-ETH 2014", donde se muestra dicho comportamiento.  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. 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 por la SSPD, se observa que en los mercados atendidos por AIR-E y AFINIA, el componente de pérdidas tuvo un costo por encima de 180 y 140 \$/kWh respectivamente, valores que se encuentran muy por encima de los costos de esta componente en otras zonas del país. Sugerimos revisar.
5	Mecanismos de medición.	Artículo 6. Adecuación de los mecanismos de medición de los usuarios residenciales, industriales y comerciales.	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 (...)". 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. 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.
6	Reducción de pérdidas.	Artículo 8. Medidas para la reducción de pérdidas en las áreas especiales.	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 (...)". 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.
			En los mencionados Artículos se establece: Recursos térmicos: "(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 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: 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. 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 (...)". <u>Comentarios:</u> Respecto a los criterios propuestos para los recursos térmicos, 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. 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.

7	Valoración de los recursos de generación.	Sección 7. Políticas para la formación eficiente de precios en el Mercado Mayorista. Artículos 9 y 10. Lineamientos para la valoración de los recursos térmicos e hidroeléctricos.	Sugerimos revisar el literal b). Entendemos del mismo que habría que esperar los costos de arranque incurridos en la operación real, para que no sean considerados en la formación del precio de bolsa; es decir, ello podría implicar que debe mantenerse un precio de bolsa ex_post y no ex_ante, lo cual es contrario a uno de los principales objetivos planteados en la propuesta de modernización del MEM contemplada en la resolución CREG 143 de 2021. Recursos hidroeléctricos: "(...) Con el fin de fomentar el uso eficiente de los recursos hidroeléctricos del país, así como velar por su aprovechamiento económico y sostenible, 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: 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. <u>Comentario:</u> Sugerimos revisar este criterio, ya que para el mercado de corto plazo (bolsa) no es posible ofertar la disponibilidad en bloques, de manera que se pueda valorar un mínimo ambiental a un precio, y el resto del recurso a otro precio. En ese sentido, ofertar el mínimo costo cuando una planta tiene un requerimiento de caudal mínimo, llevaría a que el recurso de generación fuera despachado a plena capacidad de manera permanente, es decir, como una planta filo de agua, forzando a desembalsar permanentemente y a afectar la confiabilidad del sistema. Adicionalmente, dicho criterio pareciera no ser necesario, dado que en el despacho económico actual las generaciones obligatorias por restricciones ambientales o características técnicas de las plantas, son tratadas como inflexibilidades, se descuenten de la demanda y por tanto no entren la formación del precio de bolsa. b) Valoración económica de los vertimientos que no estén sustentados en reglamentaciones ambientales o técnicas; esta valoración deberá ser compensada a la demanda nacional. <u>Comentarios:</u> Sugerimos a MINENERGIA tener en cuenta los siguientes aspectos: i) Los embalses son estructuras que almacenan los excesos de agua de las temporadas invernales para disponer de esta energía en las épocas de menores aportes; ii) Los embalses de Colombia son diversos y cada uno tiene características técnicas particulares (ciclo hidrológico, capacidad de almacenamiento, factor de planta, capacidad instalada, etc.); iii) Algunos embalses en pocos días se pueden desocupar, dada la relación entre sus aportes y su caudal turbinado, y otros en algunas semanas o meses; iv) La incertidumbre más alta por despejar en el manejo de una planta hidroeléctrica con embalse es la hidrología, siempre se tiene el dilema entre cuanto embalse utilizar vs cuanto reservar para su manejo eficiente y el cumplimiento futuro de la confiabilidad asignada. A lo anterior se suma la incertidumbre sobre la generación programada; v) En la mayoría de los embalses, cuya capacidad es media o baja, cuando se tienen altos aportes se pueden presentar vertimientos; vi) El vertimiento es una situación no deseable, por la pérdida económica que representa y los impactos que puede generar en su entorno. Asimismo, es una condición natural que está contemplada desde el diseño de la central y para lo cual se tienen diversas estructuras, que permiten el paso de estas crecientes, salvaguardando la estructura de la presa. Por todo lo anterior, una penalización a los vertimientos genera una señal de no almacenar suficientes reservas para asegurar la prestación del servicio, lo que va en contravía de la confiabilidad. En otras palabras, implica un desaprovechamiento de la capacidad de almacenamiento y una mayor exposición del sistema a la variabilidad climática. c) Valoración a mínimo costo de la generación por seguridad cubierta con recursos hídricos. <u>Comentario:</u> Es importante aclarar que cuando se despachan recursos de generación hidroeléctricos por seguridad, independientemente de que estos no hayan estado en el despacho ideal (es decir su precio de oferta es superior al precio de bolsa), su remuneración no representa un sobre costo para la demanda, pues el costo de reconciliación positiva que se paga es el mismo precio de bolsa. Sugerimos revisar. Se debe tener en cuenta que las restricciones son limitaciones técnicas de la red de transporte, y la generación de seguridad, en general, es una medida con la que cuentan los Operadores de Red y el CND para mitigarlas. Por lo anterior, la remuneración a costo mínimo de dicha generación se entiende como una penalización a los generadores que prestan dicho servicio. Sugerimos revisar. Finalmente, se debe considerar que un recurso hidráulico regula su reserva para su operación futura, ello mediante la generación que se determina en el despacho económico actual. Si este es despachado por seguridad, es decir está fuera de mérito, se afecta dicho proceso de regulación. Sugerimos revisar. d) Los costos variables de las ofertas de precio en bolsa deberán considerar los siguientes aspectos: capacidad de regulación, nivel de embalse según el planeamiento de largo y mediano plazo, aportes hidrológicos y otras variables climatológicas de fuentes oficiales. <u>Comentario:</u> En cuánto a las otras variables climatológicas oficiales, es importante mencionar que la fuente oficial del sector es el IDEAM, sin embargo, el instituto no cuenta con monitoreo de variables como caudales y precipitación en muchas de las cuencas asociadas a las centrales de generación del país, y además, su capacidad de modelamiento para predicción climática a mediano y largo plazo es limitado con los insumos con los que cuenta el Instituto. e) Declaración de disponibilidad para las unidades que no cumplan con la capacidad mínima de regulación de embalse, o las unidades filo de agua. <u>Comentario:</u> No es claro este criterio. Se debe tener en cuenta que en el mercado de corto plazo, la disponibilidad de las unidades de generación es declarada según sus características técnicas y la misma disponibilidad del energético empleado, es decir, combustible, agua, viento o irradiación solar. Sugerimos revisar. f) valoración máxima del costo de oportunidad de los recursos hídricos cuando desplacen recursos térmicos por mérito (...)"'. <u>Comentarios:</u> No es clara la redacción de este criterio, si hay una valoración máxima seguramente no hay desplazamiento de recursos térmicos por mérito. No obstante, plantear una restricción a la valoración del costo de oportunidad es inconveniente. La valoración del costo de oportunidad del agua/viento/sol es una función dinámica relacionada con las condiciones del mercado y del mismo recurso. Asimismo, un techo a los precios de oferta, cuando las plantas hidroeléctricas quieren bajar su generación para regular el embalse, agotaría las reservas y podría llevaría a los generadores al incumplimiento de sus compromisos de confiabilidad. Sugerimos revisar. Al respecto, desde el punto de vista de la operación es absolutamente relevante analizar cómo los criterios allí previstos pueden afectar la operación segura, confiable y económica del SIN, y de manera explícita, incluir en el decreto si se está proponiendo un cambio en el despacho económico, de un esquema de oferta de precios a un modelo de costos y despacho centralizado. En este sentido, si se está proponiendo dicho cambio, además del análisis solicitado de impactos operativos, deben establecerse los efectos de esta sección sobre el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento. Lo anterior particularmente por la penalización de los vertimientos, la consideración de los niveles de los embalses en las ofertas según el planeamiento de mediano y largo plazo, el pronóstico de los aportes hídricos y otras variables climatológicas de entidades reconocidas, y el ordenamiento de los contratos de combustible en orden de precio. Adicionalmente, sugerimos considerar en los análisis que la prestación de un servicio al menor costo económico dentro de un mercado en competencia, correspondería al valor basado en el costo de oportunidad del recurso. La valoración de los recursos de generación en el mercado de corto plazo se basa en el valor económico de sus factores de producción y no en el valor contable del bien, en razón que el mercado de energía está basado en precios. Es decir, cualquier planta debe poder ofertar su costo variable económico, de tal manera que el generador a través de su oferta de precio, decida si opta por recibir, al menos en teoría, los mismos
8	Poder del Mercado.	Artículo 11. Medidas para el seguimiento y monitoreo del poder del mercado en las ofertas de precio en bolsa.	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. Finalmente, recomendamos considerar el mecanismo propuesto por la CREG en la Resolución 143 de 2021.