



Consejo Nacional de Operación

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)

No. RADICACION: E-2019-000645 21/Ene/2019-15:55:34
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 6 ANEXOS: NO
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION -CNO-
DESTINO Christian Jaramillo

Bogotá D. C., 18 de enero de 2019

Doctor

Ricardo Ramírez Carrero

DIRECTOR GENERAL

Unidad de Planeación Minero Energética-UPME
Colombia

Asunto: Comentarios a los documentos UPME "*Pliego de Términos y Condiciones Específicas de la Subasta de Contratación de Energía Eléctrica a Largo Plazo*" y la "*Metodología de Evaluación de los Criterios de Calificación*"

Respetado Doctor Ramírez:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, presenta a continuación sus comentarios a los documentos del asunto.

1. Pliego de Términos y Condiciones Específicas de la Subasta de Contratación de Energía Eléctrica a Largo Plazo:

- Numeral 3.2. Vendedores con Proyectos de Generación Nuevos. Página 15. Renglones 12-14: Se debe revisar el alcance de este numeral, ya que se podría interpretar, contrario a lo establecido en el renglón número 18 de la página 11, que en la subasta no podrán participar plantas de generación existentes. Sugerimos revisar.
- Numeral 4.2. Vínculo contractual entre los Adjudicatarios que celebren los Contratos. Página 19: De los renglones 8 al 11 se menciona que no habrá ningún vínculo ni obligación del Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA, la UPME o cualquier entidad del estado colombiano con los participantes de la subasta. De manera atenta solicitamos a la Unidad incluir allí al Consejo Nacional de Operación, teniendo en cuenta que actualmente en el documento "*Metodología de Evaluación de los Criterios de Calificación*" se exige el cumplimiento de los Acuerdos del CNO.
- Numeral 7.1.2.5. Información adicional. Página 37. De los renglones 10 al 14 se menciona que la capacidad Efectiva Neta-CEN será la declarada por el Agente, si y solo si no se supera el valor reportado por la UPME en su concepto de conexión. Dado que la Unidad exige para las plantas eólicas el cumplimiento del Acuerdo 1094, modificado por el 1127, se genera una contradicción, ya que el Consejo estableció una metodología diferente para calcular la CEN.

Av. calle 26 No. 69-63 Oficina 408 Teléfonos: 7023029-7023026-7021892

E-Mail aolarte@cno.org.co-Internet: www.cno.org.co - Edificio Torre 26

Bogotá, D.C.- Colombia

Ministerio de Minas y Energía
Origen: CONSEJO NACIONAL DE OPERACION - CNO
Rad: 2019003310 21-01-2019 09:49:33 AM
Anexos: 0
Destino: DESPACHO DEL MINISTRO
Serie:

Rad: 2019110003882
Destino: 1001 DIRECCION GENERAL - Rem:
CONSEJO NACIONAL D
Folios: 3 Anexos: 0 Copias: 0
2019-01-21 09:14 Cód veri: d1c7b

UPME



Consejo Nacional de Operación

Sugerimos a la UPME revisar en detalle este y otros aspectos que referenciamos más adelante, que se materializan al hacer cumplir de manera global, y no detallada, los acuerdos del CNO.

- Numeral 12.1.1. Evaluación del Sobre No. 1 Predasificación de los participantes. Página 46. Renglón 2: Sugerimos revisar esta causal, ya que las plantas con capacidad mayor o igual a 10 MW y que se comprometan a participar en el despacho centralizado, pueden participar en la subasta.

2. Metodología de Evaluación de los Criterios de Calificación:

- Numeral 1. Criterio de Resiliencia. Página 3: En este aparte se presentan los datos requeridos para el cálculo del indicador Shannon Wiener-SW. Al respecto, recomendamos tener en cuenta que el valor real de generación anual por planta y fuente energética está influenciado por su disponibilidad y demás factores exógenos, como las condiciones topológicas de la red. Es decir, una planta podría estar limitada por condiciones del Sistema de Transmisión Nacional-STN, por ejemplo, teniendo inclusive la disponibilidad del recurso primario.

También se menciona en el documento que las plantas en operación comercial al 31 de diciembre de 2017 no deben reportar la información de la Tabla 2, es decir, la energía media anual a partir de la generación ideal, la fuente energética primaria e índice Shannon Wiener-SW. No es claro si la UPME para las centrales existentes interesadas en la subasta establecerá el valor de este indicador, recalculando el índice del año base sin la generación real de la planta, o le asignará un valor de cero (el valor de SW considerando la planta existente y la matriz para el año base serían iguales). En este sentido, recomendamos a la UPME aclarar cómo se evaluará el indicador para las plantas en operación, y en caso de hacer un recalcu, tener en cuenta las mismas consideraciones que se están contemplando para los proyectos nuevos, a saber:

- ✓ Energía media anual de la planta existente a partir de su generación ideal, no la real.
- ✓ Fuente energética principal.

Recomendamos a la UPME estudiar la posibilidad de no combinar la generación ideal y real para el cálculo del índice SW.

- Numeral 2. Criterio de Complementariedad de los Recursos. Páginas 4, 5, 6 y 7: Para este indicador se lista la información a utilizar para la calificación de los proyectos. Para las tecnologías de generación hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica, se menciona el suministro por parte de los interesados a la UPME, de las series históricas de los aportes hídricos con resolución mensual¹, la velocidad del viento y la irradiación solar total, en los términos de las metodologías definidas por el Consejo en los Acuerdos 917, 1127 y 1042, respectivamente.

¹ Para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas los Acuerdos del Consejo solicitan un año de medición in situ con resolución diezminutal, no mensual. Esta diferencia también podría generar una contradicción entre lo que solicitó la UPME y lo contenido en los Protocolos. Además, tal como está planteado por el documento de la UPME, la Unidad permite utilizar fuentes secundarias de información con resolución mensual, situación que no es conveniente para la construcción histórica de diez (10) años.



Consejo Nacional de Operación

Al respecto, recomendamos a la UPME revisar en detalle el contenido de los protocolos previstos en los acuerdos antes mencionados, ya que, por ejemplo, para las plantas hidroeléctricas, existen varias metodologías para la reconstrucción de los caudales aportantes, y es por ello que los hidrólogos expertos del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER del Consejo validan la aplicación de estos procedimientos. Lo anterior implicaría que previo a la realización de la subasta de contratación de energía media para el largo plazo, cada uno de los interesados deberían gestionar en el CNO la aprobación de la metodología, situación que consideramos no ha sido evaluada por la Unidad.

Con relación a los proyectos solares fotovoltaicos, sugerimos a la UPME tener en cuenta los procedimientos desarrollados para la reconstrucción de las series históricas de irradiación global horizontal y temperatura ambiente, plasmados en el Acuerdo 1042, y las implicaciones de adoptarlos en su totalidad. Por ejemplo, como se mencionó previamente, el protocolo hace mención a la Irradiación Global Horizontal-GHI, mientras la variable que la UPME solicita es la Irradiación Total, lo cual imposibilitaría la adopción del Acuerdo 1042.

Respecto a las plantas eólicas, se debe tener en cuenta que el Acuerdo 1094, derogado por el 1127, fue desarrollado bajo el contexto del cálculo de la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad-ENFICC, motivo por el cual se exige, en el marco de la Resolución CREG 167 de 2017, un año de medición in situ y buenas prácticas de medición del recurso primario (incluyendo la altura de la medición). En este sentido, la adopción de la totalidad del Acuerdo por parte de la UPME podría limitar la participación de proyectos que no tengan un año de medida in situ y no cumplan las condiciones de medición del referenciado Acuerdo.

Asimismo, sugerimos tener en cuenta para este recurso las siguientes consideraciones:

- ✓ No es claro si se exige únicamente el protocolo 1 del Acuerdo 1127, asociado a la guía de buenas prácticas y requerimientos mínimos de medición, o también los protocolos 1, 3 y 4, Guía de buenas prácticas y requerimientos mínimos de medición; Uso de modelos de extrapolación por altura; y Metodología para la reconstrucción de series de velocidad y dirección de viento.
- ✓ La información de la reconstrucción histórica proporcionada por Acuerdo del CNO se encuentra en resolución horaria, es importante establecer que el interesado en la subasta debe calcular los promedios mensuales a partir de la reconstrucción realizada y que este paso no se contempla en los protocolos del Consejo.

Adicionalmente, reiteramos lo comentado previamente por el CNO, con relación a los proyectos geotérmicos. La Resolución CREG 132 de 2014 estableció el procedimiento para calcular su ENFICC, y es claro en ella que la producción energética varía en función de la temperatura ambiente y del reservorio. Por este motivo la Comisión solicita una serie histórica horaria para la temperatura ambiente. Por otro lado, la UPME homologa a esta tecnología como una planta térmica, cuya producción no varía en función de las diferentes variables climatológicas. Sugerimos a la Unidad estudiar nuevamente el tratamiento de las plantas geotérmicas.



Consejo Nacional de Operación

También recomendamos ajustar la calificación que reciben los proyectos térmicos cuando se evalúa este indicador, ya que conceptualmente, estas plantas serían complementarias bajo condiciones críticas de aportes hídricos, tal como lo evidencia su comportamiento en el SIN durante los pasados fenómenos de "El Niño". Se podría estudiar el mismo tratamiento de las plantas geotérmicas, o aquellas que utilicen biocombustibles o residuos urbanos, castigando el índice de reducción de emisiones.

- Numeral 3. Criterio de seguridad energética regional. Páginas 8, 9: Teniendo en cuenta los planteamientos de las Resoluciones MINENERGÍA 40791 y 41307 de 2018, los proyectos nuevos ubicados en zonas con baja capacidad instalada (respecto al balance del área y sin tener en cuenta el límite de importación), tendrán preferencia. Sugerimos a la UPME nuevamente tener en cuenta que, dependiendo de la tecnología y ubicación de un proyecto, el enfoque propuesto no garantiza una contribución significativa a la seguridad del Sistema Interconectado Nacional-SIN. En primera instancia recomendamos revisar los balances y dejar claro en el Anexo E el año considerado para el análisis. Entendemos por lo contenido en el Anexo F, que se contemplan las condiciones esperadas para el año 2022.

Asimismo, es importante tener en cuenta que potenciales proyectos ubicados en las áreas eléctricas CQR, Huila-Tolima, Antioquia, Santander y Boyacá serían castigados, dada la concentración de generación en dichas zonas, independientemente de sus potenciales (fuentes renovables y recursos fósiles), su demanda y las capacidades de exportación e importación. El Consejo considera que es realmente indiferente, para áreas con mayor demanda que generación embebida, como es abastecida la misma, cuando esta tiene un límite de transferencia equivalente que le permite importar potencia de diferentes zonas.

Por otro lado, asumiendo que los análisis de conexión por parte de la UPME para un proyecto nuevo se realizan de manera individual y su concepto es independiente de otros proyectos adyacentes interesados en la subasta, se podría generar un escenario en el que se adjudiquen nuevas plantas en una misma área, y se genere una restricción a la evacuación de la potencia agregada bajo múltiples condiciones de demanda en la zona (periodo de demanda mínima, por ejemplo), ello independientemente que el balance generación/demanda siga siendo negativo (demanda mayor a la generación). Ahora bien, si los análisis de conexión tienen en cuenta proyectos adyacentes interesados en la subasta, sin que se tenga certeza de su adjudicación, podría limitarse la participación de estas plantas si los análisis agregados evidencian congestión en la red.

Por todo lo anterior recomendamos a la UPME aclarar cómo se están haciendo los análisis de conexión (individual o agregadamente), y para futuras subastas evaluar con el Ministerio de Minas y Energía la pertinencia de este indicador.

También se debe considerar que la mejor matriz de generación se puede construir ubicando proyectos en ciertos sitios con desarrollos de red complementarios, que reflejen el menor valor del costo total (CAPEX y OPEX). Si esto es así, podrían ocasionarse posiciones encontradas entre objetivos, es decir, el desarrollo regional y la mitigación de restricciones. Lo anterior cobra relevancia si se observa la primera tabla del Anexo F. A manera de ejemplo, si bien en



Consejo Nacional de Operación

la subárea Atlántico según la Unidad es beneficioso conectar proyectos de generación para reducir restricciones, desde el punto del balance no lo es. Asimismo, conectar proyectos de generación en dicha subárea, por ejemplo, no necesariamente es beneficioso desde el punto de vista de restricciones, al contrario, dependiendo de la capacidad y el punto de conexión, pueden incrementarlas. Sugerimos revisar este planteamiento para todas las subáreas.

Sugerimos una vez más incluir en el documento el procedimiento de cálculo de las variables "QM" y "COPE", que se encuentran en la segunda tabla del Anexo F. Surgen dudas sobre el valor de 1 del COPE para todas las plantas que utilicen como fuente primaria el agua de las macrocuencas del país. Por ejemplo, si el SIN afronta una condición hidrológica crítica y para mitigar una restricción de red se requiere una planta hidroeléctrica, su valor del agua, es decir el costo de oportunidad del uso del recurso (variable dual de la restricción de balance de una central hidroeléctrica con embalse), podría llegar a ser muy superior al costo de generación de una planta térmica, razón por la cual se podría ocasionar una restricción en lugar de aliviarla, es decir, la variable COPE no podría ser 1. Sugerimos revisar.

- Con el fin de dar claridad a los posibles oferentes, se considera conveniente que en el Anexo No. 1, Numeral 4-Criterio de Reducción de Emisiones, se defina la metodología o la información de referencia mediante la cual se podrá determinar el factor de reducción de emisiones para los diferentes proyectos, de acuerdo con cada tecnología de generación.

Agradecemos a la UPME la oportunidad para presentar nuestros comentarios. Quedamos atentos a enviar cualquier información adicional que consideren necesaria.

Atentamente,

ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO

Copia: María Fernanda Suárez Londoño. Ministra de Minas y Energía-MINENERGÍA.
Diego Mesa. Viceministro de Energía. Ministerio de Minas y Energía-MINENERGÍA
Henry Navarro. Experto comisionado Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.