

Bogotá, D.C.,

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG)
No. Radicación: S-2020-005169 17/Sep/2020
No. REFERENCIA: E-2020-006632
Medio: CORREO No. Folios: 6 Anexos: NO
DESTINO: VIENTOS DEL NORTE SAS ESP
Para Respuesta o adiciones favor Cite No. de Radicación

Señora
LILIANA ALEMÁN BARAJAS
Apoderada General
VIENTOS DEL NORTE SAS ESP
EOLOS ENERGIA SAS ESP
liliana.alemanbarajas@edpr.com

Asunto: Opciones para anticipar la fecha de conexión de los proyectos Alpha y Beta
Radicado CREG E-2020-006632
Expediente 2019-0177

Respetada señora Alemán:

Hemos recibido su comunicación del asunto, con la solicitud que transcribimos a continuación:

De acuerdo con nuestra reunión el pasado 1° de junio, nos permitimos remitir la presentación que realizamos acompañada de los análisis eléctricos que soportan los casos presentados como parte del análisis para anticipar la conexión de los parques Alpha y Beta.

*Como fue presentado en la reunión, los proyectos **Alpha (212MW)** y **Beta (280MW)** recibieron asignaciones de OEF en la subasta del 1 de marzo de 2019 por 152,6 MWh/día y 201,6 MWh/día respectivamente para el periodo 2022-2023; así mismo, posteriormente resultaron adjudicados en la subasta de largo plazo CLPE No 02-2019 realizada por la UPME en octubre de 2019. Respecto a la conexión, el 4 de septiembre de 2019, la UPME emitió concepto favorable para la conexión de los proyectos Alpha y Beta a la nueva subestación Cuestecitas 500kV, mediante activos de conexión condicionado a la entrada en operación de los proyectos: 1) Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500kV con fecha de entrada en operación **agosto de 2022** y 2) Nuevo circuito Bonda-Rio Córdoba 220 kV con fecha de entrada en operación **noviembre de 2023** (Fecha posterior al inicio de OEF de los proyectos).*

Teniendo en cuenta las condiciones descritas anteriormente y dada la planeación de terminación de construcción de los proyectos Alpha y Beta para finales del año 2022, nos permitimos presentar a la CREG algunas opciones analizadas por EDPR para viabilizar la conexión y puesta en operación de los proyectos Alpha y Beta en la fecha más temprana posible, los cuales agregarán 492MW renovables a la matriz de generación.

Tal como se explicó en la reunión, las opciones analizadas son las siguientes:

1. **Manejo operativo:** esta opción consiste en la posibilidad de que una vez entren en operación las plantas Alpha y Beta se realice un despacho condicionado de la generación de las plantas considerando las condiciones particulares de cada día y hora de operación del sistema. Adicionalmente, se podría instalar un esquema suplementario de protección del tipo Rechazo Automático de Generación (RAG) u otros

Sra. Liliana Alemán Barajas

2 / 6

esquemas de protección. Este tipo de esquemas son normalmente considerados para el funcionamiento de plantas eólicas en países con trayectoria en este tipo de tecnología.

2. **Considerar un cambio en los supuestos considerados en el análisis de conexión del proyecto:** se evaluaron diferentes escenarios los cuales consideran el posible atraso en la entrada en operación de algunos proyectos en el área de influencia de los proyectos Alpha y Beta, con el fin de validar si bajo esta condición es técnicamente factible la entrada de estos últimos a finales del año 2022. Los casos analizados son los siguientes:

- Caso 1: Aplazamiento de la puesta en servicio de la subestación Colectora 1 500kV y sus centrales de generación asociadas.
- Caso 2: Entrada parcial de la Subestación Colectora 1 500kV, con 568MW de generación asociada, lo cual implica un atraso en la puesta en servicio de 482MW.
- Caso 3: Aplazamiento de la entrada en operación de la Central La Luna de 600MW.
- Los resultados de los análisis técnicos de estos casos se presentan en el documento anexo Reporte IEB -473-20-012 y de los mismos se evidencia la viabilidad de la conexión de los proyectos Alpha y Beta a finales del año 2022.

Con base en estas opciones, nos permitimos solicitar a la CREG la evaluación de alternativas regulatorias que permitan viabilizar la conexión y puesta en operación de los proyectos Alpha y Beta en la fecha más temprana posible.

Se han identificado los siguientes aspectos que podrían ser considerados para la definición de dichas alternativas regulatorias por parte de la CREG:

- Una alternativa a considerar es la entrada excepcional de las plantas Alpha y Beta en el momento en que estén listas para su conexión al SIN, sujeto al cumplimiento por parte de las empresas que representan las plantas en el mercado de energía, de todas las consignas y restricciones operativas que defina la CREG, el CND y el CNO. Así mismo, se podría definir la instalación de los esquemas suplementarios de protección que sean requeridos.
- Otra alternativa puede ser definir ciertas condiciones a partir de las cuales la UPME estuviera habilitada para realizar una revisión del concepto de conexión emitido, considerando entre otros, una actualización de las fechas de entrada de los proyectos de generación y transmisión del área de los proyectos Alpha y Beta o bien considerar en sus análisis los esquemas suplementarios de protección.

(...)

(Hemos subrayado)

Antes de dar respuesta a su consulta es importante precisar que, en desarrollo de la función consultiva, la CREG no resuelve casos particulares o concretos, pues ello corresponde a las autoridades competentes mediante los procedimientos de rigor y, en tal virtud, tanto las preguntas como las respuestas deben darse o entenderse en forma genérica, de tal manera que puedan predicarse de cualquier asunto en circunstancias similares.

Sra. Liliana Alemán Barajas

3 / 6

Entendemos que a los proyectos de generación mencionados en su comunicación le fueron adjudicadas obligaciones de energía firme, OEF, en la subasta de asignación que convocó la Resolución CREG 104 de 2018, y que los proyectos tienen conexión aprobada por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Sin embargo, entendemos que la conexión de los mismos está condicionada a la entrada en operación de obras de expansión del STN, que se encuentran en ejecución por parte de los inversionistas seleccionados por la UPME.

Ahora bien, en cuanto a su solicitud de que la CREG evalúe alternativas regulatorias que permitan viabilizar la conexión y puesta en operación de los proyectos de generación en la fecha más temprana posible, entendemos que ésta surge del desfase entre la fecha de inicio del período de vigencia de las OEF asignadas a las plantas y la fecha prevista de entrada en operación de los proyectos de transmisión que se definieron como condición para autorizar su conexión al STN, y que en el mismo sentido se proponen dos alternativas temporales.

En primer lugar, se aclara que frente a la conexión de generadores a las redes del SIN en condiciones temporales, la CREG ya emitió un concepto anteriormente, con número de radicación S-2020-002890, en donde se establece lo siguiente:

“(...) hacemos referencia a la Resolución CREG 106 de 2006, relacionada con la asignación de capacidades de transporte para la conexión de generadores al Sistema Interconectado Nacional, SIN. En esta resolución se señala, entre otros, que la capacidad de transporte se asigna para un proyecto en particular y a partir de la fecha establecida en el contrato de conexión, para lo cual, el interesado en conectarse entrega una garantía que cubre el cumplimiento de estos compromisos.

Si mientras se llega a la fecha establecida para honrar los compromisos de conexión, el sistema tiene capacidad de transporte disponible, y hay agentes interesados en utilizarla, se considera que se puede hacer uso de ella, asignando de manera temporal esa capacidad disponible.

Para ello, es necesario que la UPME, posterior al visto bueno del transportador, analice y dé su concepto sobre la modificación temporal, y defina las condiciones para esta conexión. De igual forma, una vez obtenido el concepto de la UPME, se deben suscribir o modificar los contratos de conexión para que incluyan la capacidad temporal y, en esos contratos, se deben determinar las condiciones de conexión y de desconexión de la generación que va a utilizar durante el período autorizado.

Con base en lo anterior, el transportador debe elaborar un concepto favorable para esta conexión temporal y entregarlo a la UPME para que emita el concepto o modifique el existente, si ya existe uno.”

Con respecto a la primera alternativa planteada, denominada “Manejo operativo”, de un despacho condicionado de la generación de las plantas junto con un esquema suplementario de protección, en el Acuerdo 1019 del Consejo Nacional de Operación, C.N.O., relacionado con la instalación de este tipo de esquemas, se establece lo siguiente en sus considerandos:

Sra. Liliana Alemán Barajas

4 / 6

Que de acuerdo con lo previsto en el artículo 33 de la Ley 143 de 1994: “La operación del sistema interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país”. Ante ciertas condiciones operativas, se puede requerir la instalación en el sistema de potencia de esquemas suplementarios para proteger la integridad del SIN, los cuales pueden implicar la salida de líneas de transmisión, modificación de generación o carga o combinación de las anteriores, para evitar un evento de gran magnitud.

Así mismo, el Anexo 1 del citado Acuerdo C.N.O. 1019 dispone lo siguiente:

1. OBJETIVO

Definir la asignación de responsabilidades a los agentes, cuando sea necesaria la implementación de un Esquema Suplementario en el Sistema Interconectado Nacional SIN.

2. DEFINICIONES

Los Esquemas Suplementarios de Protecciones se definen como un sistema diseñado para detectar una condición particular de un sistema eléctrico, que se sabe puede causarle una condición inusual e indeseada, y tomar algún tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada de alguna manera controlada. En algunos casos un Esquema es diseñado para detectar una condición del sistema que se sabe será causante de inestabilidades, sobrecarga, colapso de voltaje, etc. La acción de control puede ser la apertura de una o más líneas, desconexión o reducción de generación, deslastre de carga o cualquier medida que alivie el problema.

(...)

4. OBJETIVOS FUNCIONALES DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS PROPUESTOS PARA EL SIN

Para identificar el grado de responsabilidad que puede tener un agente o un grupo de agentes en un esquema suplementario, es necesario identificar, en primera instancia, la necesidad o causa que implicó o implica su desarrollo (determinar la necesidad, el diseño, implementación y operación del esquema). En esta sección los esquemas se han clasificado de acuerdo al objetivo funcional y se describen detalladamente.

(...)

4.3 TIPO 3 - CUBRIR EXPANSIÓN INSUFICIENTE O NO ASIGNADA

Los supuestos de planeación y las condiciones de la operación pueden divergir. Dicha divergencia puede dar como resultado una expansión insuficiente o una expansión no asignada, obstaculizando el cumplimiento de los criterios de operación segura y confiable. Si dicha situación requiere la implementación de un esquema suplementario, deberá comunicarse a la UPME la necesidad de revisar los planes de expansión. Estos esquemas estarán vigentes hasta que los agentes implicados en coordinación con el CND determinen su finalización, conforme a la entrada de los proyectos de expansión aprobados por la UPME.

4.4 TIPO 4: CUBRIR ATRASOS EN LA ENTRADA DE UN PROYECTO DE EXPANSIÓN

Este tipo de esquema se presenta cuando se atrasa un proyecto de expansión, y debido a las condiciones del sistema ante la no entrada de dicho proyecto, y no sea posible cumplir los criterios

Sra. Liliana Alemán Barajas

5 / 6

de operación segura y confiable, se determine la necesidad de implementar un esquema suplementario para reducir o mitigar impactos en la operación.

(...)

6. RESPONSABILIDADES

6.1 RESPONSABILIDADES GENERALES

El CND junto con los agentes identificarán las restricciones del sistema que requieren acciones operativas para mitigar el impacto de las mismas en el sistema, tales como traslados de carga, aumento de capacidad de equipos, esquemas suplementarios, entre otros, mediante los análisis eléctricos de mediano plazo.

Los análisis serán presentados por el CND en las reuniones del Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico -SAPE- para que emita su concepto sobre la necesidad de las acciones que deben ser propuestas y definidas por el agente involucrado para mitigar el impacto de las restricciones. En caso de que las acciones operativas propuestas por el agente o agentes involucrados sean esquemas suplementarios locales, el CND coordinará con el OR responsable de la zona para que en reunión del SAPE presente el diseño detallado de la operación del esquema, previa revisión con el CND, para concepto del SAPE. Para el caso de los esquemas sistémicos, será el CND quién presente al SAPE la propuesta y diseño conceptual de los mismos.

Los esquemas sistémicos deberán aprobarse mediante Acuerdo CNO.

(...)

De acuerdo con lo anterior, entendemos que la utilización de un esquema suplementario de protección es una alternativa que ya está prevista en el Reglamento de Operación, que este puede ser propuesto al CND por el agente involucrado, y que el CND coordinará su presentación al Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico para su concepto, o para que sea aprobado mediante Acuerdo del CNO. Así mismo, que entre sus causales se encuentran el cubrir expansión insuficiente o no asignada, o cubrir atrasos en la entrada de un proyecto de expansión.

Con respecto a la segunda alternativa planteada, denominada “Considerar un cambio en los supuestos considerados en el análisis de conexión del proyecto”, se consideran varios casos que, entendemos, se enmarcan dentro del concepto de utilización temporal de una capacidad disponible, producto de considerar la actualización de las fechas de entrada en operación de otros proyectos de transmisión y generación en el área de influencia.

En consecuencia, en ambas alternativas planteadas para la conexión y puesta en operación de proyectos de generación, en tanto finalizan obras de transmisión que condicionan el compromiso de conexión, corresponde a la UPME estudiar y definir si existe capacidad

Sra. Liliana Alemán Barajas

6 / 6

temporal disponible que pueda utilizarse, y bajo qué condiciones puede asignarse esa capacidad, como se establece en el citado concepto S-2020-002890.

Una vez obtenido el concepto de la UPME sobre las modificaciones y condiciones de la conexión temporal, con el visto bueno del transportador, se debe suscribir o modificar el contrato de conexión existente para definir la capacidad temporal o las condiciones de conexión del proyecto durante el período autorizado.

El presente concepto se emite en los términos y con el alcance previsto en el artículo 28 de la Ley 1755 de 2015 que sustituye el título II del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Cordialmente,



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

Copia: CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA. Director General. UPME, info@upme.gov.co
JUAN DIEGO LONDOÑO. Director Auditoría. CONSORCIO CCC- SEDIC. jlondono@ccc.com.co