

Bogotá D. C., 11 de octubre de 2019

Doctor
Christian Jaramillo
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Ciudad

Asunto: Comentarios a la Resolución CREG 100 de 2019.

Respetado Doctor Jaramillo:

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 los comentarios de los Comités de Transmisión y Distribución a la Resolución del asunto.

Aspectos generales:

En el documento soporte del proyecto de resolución no se identifica un informe integral, que permita correlacionar el comportamiento del costo de las restricciones con cada una de las causas que impactaron su incremento entre los años 2014 a 2018. En este sentido, se requiere de un análisis completo con sensibilidades para cada causa, y determinar la participación de ellas sobre el costo de las restricciones. Es importante realizar un análisis que caracterice las regiones y permita a la CREG, con la participación de las diferentes instituciones sectoriales, tomar las mejores decisiones en la aplicación de incentivos y la asignación de los costos, que motive a los agentes a realizar transformaciones de fondo que aporten a la solución.

Aspectos asociados a los mantenimientos:

1. Como parte de los considerandos que soporta este proyecto de Resolución se menciona:

"(...) En los informes de restricciones del SIN elaborados por el CND se observa que, dentro de las principales causas de las generaciones de seguridad fuera de mérito, se encuentran el mantenimiento de activos en el SIN y la ausencia de proyectos de expansión que se encuentran retrasados (...)."

Es importante mencionar que existen una serie de factores causantes de las restricciones, tales como: **i)** diferencia de criterios entre la operación real del SIN y su planeación, **ii)** definición tardía y retraso de las obras de expansión y sus medidas de mitigación, **iii)** agotamiento de la red existente y **iv)** retrasos en la ejecución del plan de expansión por consideraciones ajenas a la ejecución de los proyectos (consultas previas, licenciamiento ambiental, problemas de orden público en las zonas de desarrollo, entre otros). En este sentido, consideramos que la causa raíz del problema es la falta de desarrollo de la red (activos de transporte y subestaciones) para atender los crecimientos de demanda y garantizar la evacuación de la generación en el SIN. Dicha falta de expansión hace que los mantenimientos sobre una red ya agotada, afecten en mayor proporción al sistema, ocasionando que se requiera más generación de seguridad, y se incrementen los costos de prestación del servicio de electricidad (cuando la generación de seguridad no está en mérito).

Adicionalmente, la posibilidad de que un mantenimiento afecte el costo de las restricciones depende, entre otros factores, de la disponibilidad de otros activos, el límite de intercambio del área de influencia del mantenimiento, la disponibilidad de las plantas que aportan la generación de seguridad y la demanda a ser atendida.

Por lo anterior, el Consejo considera que, si bien podrían estudiarse mecanismos regulatorios que incentiven el cumplimiento de las horas reportadas para la ejecución de los mantenimientos, maximizando también el número de activos que se pueden intervenir de manera simultánea (aspecto abordado más adelante), la propuesta contenida en la Resolución CREG 100 de 2019 penaliza la realización de los mantenimientos por fuera de la franja 10:00 pm-06:00 am, independientemente de que ocasionen o no una restricción y un sobre costo operativo¹. Esto puede generar un incentivo a reducir los mantenimientos sobre la red, o su desplazamiento a la franja propuesta por la Comisión con los riesgos asociados (trabajos en línea viva y sin iluminación natural), con consecuencias negativas importantes para garantizar la confiabilidad del SIN.

Teniendo en cuenta lo anterior, sugerimos a la Comisión revisar la afirmación relacionada con que la ejecución de los mantenimientos es una de las principales causas de la generación de seguridad fuera de mérito (costo de las restricciones) y reevaluar la propuesta de incentivos de la Resolución CREG 100 de 2019, en la que se "penaliza" la realización de los mantenimientos.

2. Respecto a la afirmación:

"(...) La información histórica de mantenimientos en los activos del STN y STR demuestra que la mayoría de estos se están ejecutando durante las horas del día, horas en las que el sistema presenta mayor demanda (...)"

¹ Realizar los mantenimientos de impacto para el SIN los fines de semana o días festivo, se constituye en una alternativa para reducir la generación de seguridad y sus sobrecostos asociados cuando la misma no está en mérito. La Resolución CREG 100 de 2019 no considera esta realidad operativa.

Si bien la misma es cierta, el mantenimiento en la infraestructura eléctrica es una actividad inherente a la prestación del servicio de energía eléctrica y por eso conlleva responsabilidades, que implican medidas de seguridad para disminuir el riesgo para las personas, los equipos y el mismo SIN. Es por ello que se requiere de las mejores condiciones para su realización. Por ejemplo, el personal debe protegerse ante peligros y riesgos, que en gran medida se mitigan con la iluminación natural en el sitio de trabajo. En lo que respecta al ciclo del sueño, el personal se encuentra en las mejores condiciones para realizar las actividades en presencia de iluminación natural.

Vale la pena mencionar que algunas subestaciones y líneas de transmisión de energía a nivel de STN y STR se encuentran en zonas rurales de difícil topografía, condiciones de orden público, vandalismo, consideraciones de temperatura extrema, acceso, transporte, entre otras.

Por lo anterior, la realización de trabajos en horarios nocturnos no es factible en la mayoría de los casos, debido a la incorporación de varios peligros y riesgos no controlables ni mitigables por parte de los agentes para garantizar la seguridad del personal, principalmente relacionados con la visibilidad y la capacidad de movimiento en el sitio de trabajo de forma segura.

Por último, llamamos la atención sobre lo previsto en el literal i del artículo 69 del Capítulo II de Trabajos en tensión de la Resolución 1348 de 2009 del Ministerio de la Protección Social, que establece lo siguiente:

"Artículo 69. Ejecución de trabajos con tensión. Para la ejecución de trabajos con tensión se requiere:

(...)

i) Los trabajos en línea energizada sólo deben ser realizados cuando las condiciones de luz natural lo permitan y no esté lloviendo."

3. Respecto a la afirmación:

"(...) La información histórica de mantenimientos en los activos del STN y STR demuestra que es frecuente que se presenten retrasos en la duración real de ejecución de mantenimientos con respecto a la duración programada (...)"

Sugerimos a la Comisión tener en cuenta que en ocasiones los mantenimientos no pueden programarse con absoluta precisión respecto al tiempo, debido a que los mismos se afectan por múltiples condiciones: climáticas, tiempos de maniobra, equipos con multipropiedad, coordinación con el CND, condiciones sistémicas para el inicio o finalización de los trabajos, entre otras, situaciones impredecibles que sólo son observables cuando se interviene un activo.

En virtud de lo anterior, el CNO a través de Acuerdos ha definido indicadores de atraso de consignaciones, que han sido remitidos a la CREG para estudiar la posibilidad de permitir una

desviación racional en la ejecución de estas actividades. Recomendamos a la CREG considerar esta información en la Resolución definitiva.

Dado que el Consejo recomienda reevaluar el enfoque de incentivos propuesto, sugerimos construir conjuntamente con la CREG la mejor alternativa para optimizar los tiempos de ejecución de los mantenimientos, teniendo en cuenta la reglamentación actual en materia de calidad, es decir, las Resoluciones CREG 011 de 2009, 093 de 2012 y 015 de 2018, las cuales contemplan los tiempos de indisponibilidad de los activos y la posible Energía No Suministrada-ENS que se pueden generar si se sobrepasan los tiempos programados. Si bien el principio que busca la resolución de causar menores costos por restricciones al sistema es una necesidad económica apremiante, su solución se debe evaluar a partir de cada una de las causas (restricciones eléctricas u operativas).

Vale la pena mencionar que la ejecución de los mantenimientos siempre ha partido de la necesidad de minimizar las afectaciones a la operación del sistema, anteponiendo la seguridad de las personas, los equipos o el sistema, buscando ejecutar las actividades de mantenimiento en horarios que los permitan, en un marco de referencia de seguridad del sistema y mínimo costo operativo. Los mantenimientos no se desarrollan si no se tiene un análisis conjunto de la operación entre los transportadores/operador de red y el CND, quien verifica el estado de la red.

4. Respecto a la propuesta:

"(...) b) Los costos horarios de reconciliación positiva de una generación de seguridad asociada a (...) indisponibilidad de equipos en el STN, se asignarán a los agentes que representen estos activos. Cuando exista más de un agente asociado con esta generación forzada, el costo horario de reconciliación positiva se asignará a cada uno de ellos, en proporción al ingreso mensual regulado que cada uno reciba para remunerar dichos activos (...)"

Se debe tener en cuenta que la UPME es la entidad encargada de la revisión y presentación anual del plan de expansión de los recursos de generación y de las redes de transmisión de electricidad, teniendo en cuenta los criterios de planeamiento establecidos en el actual Código de Redes, que como se dijo anteriormente, tienen diferencias con respecto a los criterios de operación. Adicionalmente, los transportadores tienen un papel pasivo; no pueden definir ni ejecutar autónomamente las obras de mitigación o de eliminación de restricciones, y no tienen acceso a la información de ofertas para la realización del despacho económico. En este sentido, una restricción que se ocasione por cumplimiento del criterio N-1, no necesariamente implica la indisponibilidad del activo.

Teniendo en cuenta lo anterior sugerimos respetuosamente a la Comisión reevaluar esta propuesta, y seguir trabajando conjuntamente en la actualización del Código de Redes.

5. Respecto a la propuesta:

"(...) Regla de mantenimientos eficientes. El agente responsable de la programación y ejecución de mantenimientos que requieren des-energización de los activos, debe procurar realizar de manera simultánea el mantenimiento de todos aquellos activos que quedan fuera de operación cuando alguno de ellos salga a mantenimiento (...)"

Si bien compartimos este planteamiento, a veces no es posible ejecutarlo debido a:

- Multipropiedad de activos.
- Algunas unidades constructivas tienen características diferentes, por ejemplo, en las subestaciones existen equipos electrónicos con vida útil de 10 años, frente a las líneas de transmisión, que tienen 40 años de vida útil. Lo anterior implica que las necesidades y programas de mantenimiento pueden ser diferentes.

Aspectos asociados a los pronósticos de la demanda:

6. Si bien el Consejo está de acuerdo en establecer mecanismos que incentiven la realización de mejores pronósticos, lo cual reduciría las desviaciones respecto a la demanda real, en el documento soporte no se identifica claramente cuál es la participación que tiene este mecanismo en la asignación de los costos de restricciones que se dan por reconciliación positiva.
7. Bajo esta propuesta se plantea que el comercializador sea el encargado de realizar los pronósticos de demanda, lo cual no compartimos. Si bien el comercializador actúa en representación de la demanda, se recomienda continuar con el procedimiento actual para el cálculo del pronóstico de esta. Aspectos como la distribución de las cargas en cada una de las subestaciones del STR, la revaluación del Esquema de Desconexión de Carga por baja frecuencia-EDAC, el cálculo de los factores de pérdidas, las responsabilidades de viabilizar la conexión de generación en los sistemas de transmisión regional y distribución local, las redistribuciones de carga por modificaciones topológicas, entre otros, hace que los operadores de red y el CND sean los idóneos para seguir llevando a cabo los pronósticos de demanda.

Reiteramos nuestro comentario, acerca de la importancia de generar un mecanismo regulatorio que incentive a las cargas especiales a suministrar a los operadores de red la información de calidad que requieren para realizar los pronósticos. Así mismo, solicitamos analizar la posibilidad de que las cargas especiales asuman los costos que generan las desviaciones de pronóstico, en el evento que estas les sean imputables.

Adicionalmente, recomendamos adarar en la Resolución definitiva los siguientes aspectos:

- En el literal h no es clara la información solicitada, si es demanda de energía o potencia, y no se especifica cuando deben realizarse estos reportes. Por otro lado, vale la pena precisar cuál



Consejo Nacional de Operación

es la hora de punta a que se refiere la propuesta, si es la actual o si se refiere a las que defina el OR de acuerdo a la Resolución CREG 015 de 2018.

- No es claro si los pronósticos de demanda deben separar el Mercado Regulado del No Regulado.

Aspectos asociados al retraso de los proyectos de expansión (ya sea por convocatoria o por actualización de cargos de nivel de tensión IV al Operador de Red):

8. Es positivo incentivar la puesta en servicio de los proyectos de expansión que son necesarios para reducir o eliminar restricciones cuando se requieren; al respecto, sugerimos a la Comisión evaluar los aspectos económicos y financieros que se podrían ocasionar con la propuesta de la Resolución en consulta. Lo anterior, teniendo en cuenta que el costo de una restricción en particular podría ser muy superior a la anualidad de un proyecto de expansión de red, que es pagada al LAC cuando se atrasa una obra que fue definida por convocatoria pública. Debe estudiarse también si se podrían incrementar los costos de dichas convocatorias, debido a la posible interiorización de estos "sobrecostos operativos" en las ofertas correspondientes. Lo anterior en el marco de un ejercicio de impacto regulatorio ex ante.

Agradecemos a la Comisión la oportunidad de realizar comentarios. Quedamos atentos a resolver cualquier duda sobre nuestras observaciones.

Atentamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO