

Bogotá D. C., 5 de octubre de 2018

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

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
No. RADICACION: E-2018-010382 05/Oct/2018-16:02:19
MEDIO: CORREO No. FOLIOS: 1 ANEXOS: 18 FOLIOS
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACION -CNO-
DESTINO Christian Jaramillo

Asunto: Remisión del documento *"Propuesta del CNO para actualizar los procedimientos del planeamiento operativo energético, de potencia y eléctrico en el mediano y largo plazo"*

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 el documento del asunto, que fue desarrollado por los Subcomités de Análisis y Planeación Eléctrica, y Planeamiento Operativo (SAPE y SPO) respectivamente.

Adicionalmente, se adjunta la comunicación enviada por el CNO a la UPME el 11 de enero de 2018, en la que se hicieron algunas recomendaciones para la definición de los proyectos de expansión de transmisión.

Esperamos que estos documentos sean un referente para la CREG en el proceso de actualización del Código de Redes. Quedamos atentos a cualquier inquietud o comentario que tengan sobre los mismos.

Atentamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico

Adjunto lo anunciado



Consejo Nacional de Operación

Propuesta del CNO para actualizar los procedimientos del planeamiento operativo energético, de potencia y eléctrico en el mediano y largo plazo

Objetivo: En función de los cambios (tecnologías de generación, participación de la demanda, Recursos Energéticos Distribuidos-DER, interdependencia entre los sectores gas/electricidad en el corto plazo, avances computacionales, entre otros), deben actualizarse los procedimientos del planeamiento operativo energético, de potencia y eléctrico en sus diferentes escalas temporales.

Principales cambios en el planeamiento operativo energético y de potencia:

- Se debe establecer una mayor resolución temporal en el reporte de las series históricas de los recursos renovables, convencionales y no convencionales, para el planeamiento energético y de potencia en sus diferentes escalas de tiempo (aportes hídricos, velocidad y dirección del viento, irradiación global horizontal, temperatura y presión barométrica). Dada la intermitencia de las fuentes Variables Renovables de Energía, VRE por sus siglas en inglés, se necesita información diezminutal u horaria para cada recurso, ello de cara a los análisis de planificación y a los asociados a la cuantificación de la flexibilidad del Sistema Interconectado Nacional-SIN. Sin esta información se necesitaría en la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia-SEP una mayor programación de reservas para la regulación primaria y secundaria de frecuencia, no sería posible hacer pronósticos de generación, ni determinar los requerimientos de rampa del SIN en función de los porcentajes de integración de las fuentes VRE, entre otros ejercicios. Sugerimos garantizar el reporte del recurso primario a plantas renovables, convencionales y no convencionales, con una capacidad, por ejemplo, mayor a 1 MW (el valor representa una referencia, es decir, podría ser diferente si es sustentado con un estudio específico).

Adicionalmente respecto al reporte, se debe garantizar el cumplimiento de los estándares mínimos de calidad, como los planteados por la Organización Mundial de Meteorología-WMO. En este punto vale la pena reseñar lo que está ocurriendo con las plantas hidroeléctricas, donde los reportes de información se hacen, para algunos casos, con balances operativos, situación que genera bastante incertidumbre y puede repercutir en los resultados de los diferentes análisis de planeamiento operativo que realiza el CND. Es por ello que desde la regulación se debe incentivar la adecuada medición del recurso primario para el planeamiento de la operación con fuentes VRE, teniendo en cuenta las particularidades de cada tecnología (Código de medida de los recursos renovables). También es importante mencionar que la información de medición del recurso primario de las fuentes VRE, como de las caudales, tienen asociada una incertidumbre, y no se puede pretender que las ecuaciones y mediciones "cierren" y no tengan un desbalance natural.

- Con relación a la planificación integral Gas/Electricidad, en el largo plazo, superior a cinco (5) años, los análisis que se presentan en el seno del Consejo por parte de XM sólo consideran la disponibilidad de los combustibles, pero no se modela el SNT ni sus restricciones asociadas. La co-optimización de sectores es un tema actual de investigación e implica el desarrollo de modelos "unit commitment" o de expansión electricidad-gas, por ejemplo, que requieren la modelación detallada de los sistemas



Consejo Nacional de Operación

involucrados y su estructura de mercado. Teniendo en cuenta lo anterior y el estado del arte, no se ha visto la necesidad desde el CNO de implementar una modelación detallada de ambos sistemas.

De todas maneras, el Consejo ha abordado el tema y ha identificado una serie de acciones que deben ser contempladas en la coordinación gas/electricidad, de cara a la integración de las fuentes VRE y a las limitaciones que se puedan presentar bajo condiciones críticas del SIN (aportes hídricos deficitarios, reducción del límite de importación del área Caribe por indisponibilidad de circuitos a 500 kV, entre otros). Las mismas se listan a continuación:

Tópico	Situación actual	Situación deseada	Acciones
Tiempos de re-nominación.	Los actuales tiempos de re-nominación son de 6 horas (establecido en el RUT, numeral 4.5.1.3 y la Resolución CREG 071 de 1999).	Disminución de los tiempos de re-nominación, acercándose a los tiempos del sector eléctrico (re-despacho de 1.5 horas, actualmente).	Reevaluar los tiempos de re-nominación calculados con la dinámica del sistema antiguo (SNT), teniendo en cuenta las actuales condiciones y las distancias a los puntos de entrega. Adicionalmente, contemplar un estudio donde se reevalúe las bandas de presión en el SNT.
Viabilizar el "parqueo".	Si bien regulatoriamente esta opción existe, en la práctica sólo se utilizaría de forma efectiva en condiciones críticas del sector eléctrico.	Extender el "parqueo" para diferentes situaciones, brindando flexibilidad al sector eléctrico. Por ejemplo, que fuera posible el parqueo de gas de forma periódica, considerando las restricciones físicas de transporte del SNT.	Propuesta técnica/regulatoria para viabilizar el "parqueo" en el sector gas ante diferentes situaciones.



Consejo Nacional de Operación

Flexibilización de los tiempos de "inicialización" de la planta de regasificación del caribe.	El tiempo de arranque de la planta de regasificación es cercano a 12 horas, lo cual, dependiendo de las condiciones del sistema eléctrico, puede incrementar el riesgo de desatención de la demanda.	Estudiar la posibilidad de reducir el tiempo de arranque de la planta de regasificación.	Analizar y estudiar con el Grupo Térmico las limitaciones técnicas que presenta la planta de regasificación en su arranque, para explorar alternativas de reducción de dichos tiempos.
Negociación de desbalances.	Los desbalances están asociados a las limitaciones de inyección de gas, si este no está contratado, o se consume menos de lo acordado. Adicionalmente, en condiciones de re-despacho, puede que, por limitaciones técnicas, no sea posible usar más gas. Asimismo, si hay más consumo de gas al contratado, existen penalizaciones para el generador. Todo lo anterior, en algunas situaciones para los sectores eléctrico y gas, puede incrementar el riesgo de desatención de demanda.	Para el sector eléctrico: Viabilizar en situaciones de emergencia las desviaciones hacia "arriba", donde el SIN necesite más gas del contratado por el/los generador/es. Lo anterior respetando las condiciones físicas del SNT.	Desde la regulación, posibilitar un nuevo producto en el mercado, donde se viabilicen los mencionados desbalances (más allá de los acuerdos bilaterales). Priorizar el gas para el sector térmico ante condiciones que puedan comprometer la confiabilidad y seguridad del SIN.



Consejo Nacional de Operación

Ajuste causal re-despacho.	Actualmente no existe una causal de re-despacho, cuando se presentan eventos en el sector Gas, que afectan la operación del SIN. Adicionalmente, tampoco se autorizan desviaciones cuando se requiere más generación térmica a gas, por condiciones eléctricas del SIN.	Definir desde la regulación causal de re-despacho y posibilidad de autorizar desviaciones, cuando se requiera por necesidades del SIN.	Proponer a la CREG causal de re-despacho cuando se presentan eventos o situaciones operativas en el sector gas, que afecten al SIN. Identificar bajo qué situaciones críticas, que puedan comprometer el SIN, se podrían permitir autorizaciones a desviarse, respetando siempre las restricciones del SNT, y sin poner en riesgo el sistema eléctrico.
Definir protocolos de comunicación ante situaciones críticas entre sectores y participantes del sector gas.	No existe un protocolo de comunicación FORMAL entre los sectores de gas y electricidad.	Desde la regulación, existencia de un protocolo FORMAL entre los sectores de gas y electricidad.	Formular en conjunto con el CNO gas un protocolo de comunicación, definiendo el tipo de información que se reporta, el flujo de dicha información, acciones que se deriven, entre otros aspectos.



Consejo Nacional de Operación

Herramientas de pronóstico cercanas al tiempo real.	En algunos casos, se ha observado que los actuales pronósticos de demanda no son muy acertados, situación que implica un incremento o reducción de la generación asignada en el despacho. Lo anterior, bajo ciertas condiciones operativas del SIN, puede comprometer su seguridad y confiabilidad. Con el incremento de la participación de las Fuentes Renovables Variables de Energía en la matriz eléctrica colombiana, es necesario establecer mecanismos que flexibilicen la operación del SIN. Una de ellas, la cual no está implementada, está asociada a los pronósticos de generación intermitente.	Mejores herramientas de pronóstico de demanda (tarea conjunta entre los OR y el CND), cercanas al tiempo real, e implementación, desde la regulación, de obligatoriedad de reportes de pronósticos de generación para plantas intermitentes.	Mejorar las metodologías de pronóstico de la demanda por parte de los OR. Gestionar con el regulador, vía actualización del código de redes, la obligatoriedad del reporte de pronósticos de generación de plantas intermitentes.
Despacho vinculante y mercado intra-diario.	No existen estos mecanismos actualmente.	Implementación del despacho vinculante y el mercado intra-diario	Interactuar con la CREG y sus consultores, en la definición y características del despacho vinculante y el mercado intra-diario.
Definir un Gestor Técnico del sector Gas.	No existe un Gestor Técnico del Sector Gas.		

- **Gestión de eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia:** En el Planeamiento Operativo Energético y de Potencia se deben analizar esta clase de eventos con su probabilidad de ocurrencia asociada (fallas en Guatapé y Flores durante el fenómeno de “El Niño” 2015-2016, por ejemplo). Al respecto, a través del Subcomité Planeamiento Operativo del CNO junto con el CND, se puede formular un procedimiento para su correcto modelamiento y cuantificación del impacto.



Consejo Nacional de Operación

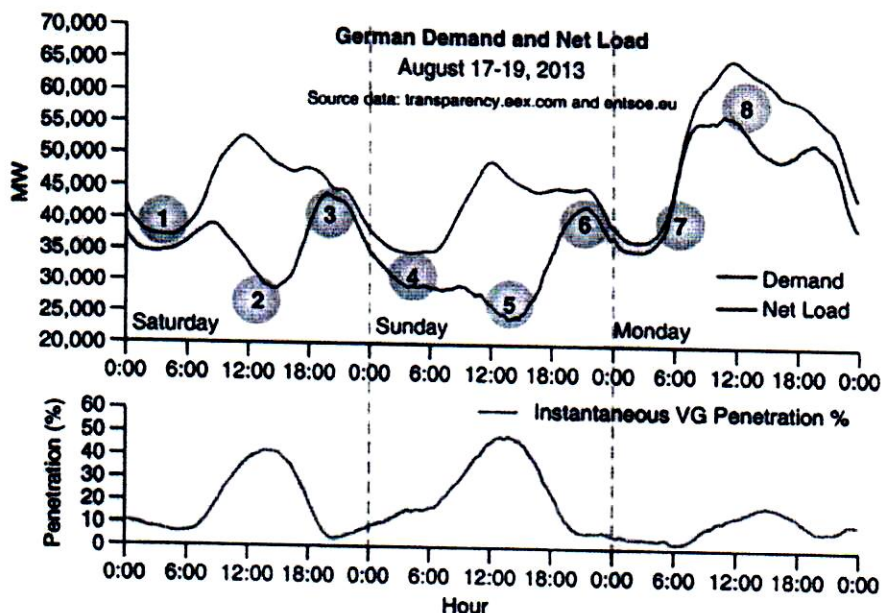
- Contratación de proyectos de largo plazo. Indicadores y su efecto en la expansión de la generación: Recientemente el Ministerio de Minas y Energía-MME expidió la Resolución 40791 de 2018, *"Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica, complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista"*. En dicha Resolución se define un procedimiento de precalificación y calificación a los proyectos interesados en participar en la subasta, ello a través de una serie de indicadores: i) Resiliencia; ii) Complementariedad entre recursos renovables; iii) Contribución a la seguridad Energética Regional y iv) Reducción de Emisiones. Adicionalmente, se menciona que en función de los análisis de la UPME plasmados en el Plan de Expansión, el MME establecerá la oportunidad de convocar el mecanismo y la cantidad de Energía Media a subastar. Por otro lado, los únicos criterios que actualmente se tienen en cuenta en el planeamiento operativo y de la expansión de la generación son: i) Valor Esperado de Racionamiento de Energía-VERE; ii) Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado-VEREC y iii) Número de casos con déficit (confiabilidad del 95 %).

En este sentido, es importante que el Código de Planeamiento unifique y estandarice todos los indicadores, y determine los límites permitidos para cada uno de ellos. En el caso del VEREC tener en cuenta que por su formulación matemática, es posible que con la entrada de un proyecto de expansión su valor aumente (físicamente no tiene sentido). Asimismo, creemos que se debe adicionar el criterio de flexibilidad en el planeamiento de la expansión (se detalla más adelante) al igual que la gestión del riesgo ante la incertidumbre de los aportes al SIN. Respecto a lo último, en Brasil por ejemplo la ONS planifica su sistema para cubrirse contra el peor escenario histórico. Finalmente, si bien actualmente se maneja en el planeamiento operativo la Curva Agregada de Aversión al Riesgo-CAR, sugerimos a la Comisión posibilitar el uso de otros enfoques desde el mismo Código (Minimización del máximo arrepentimiento, Conditional Value at Risk-CVAR, u otros que identifique la CREG, por ejemplo).

- Flexibilidad en el planeamiento de la expansión: La flexibilidad se refiere a la habilidad que tiene un SEP para adaptarse a las variaciones en el balance generación/demanda. El Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica-EPRI, por ejemplo, relaciona la flexibilidad operativa como la habilidad de un sistema para "rampear" o ciclar varios recursos, manteniendo dicho balance y proporcionando energía de manera confiable y económica. En la siguiente gráfica se observa como la generación a partir de las Fuentes VRE representa un reto para la operación de los SEP.



Consejo Nacional de Operación



En la medida que la participación instantánea de los recursos intermitentes es alta, se ocasionan secuencias excesivas de rampa para la Demanda Neta, lo cual no solo incrementa el riesgo de inestabilidad del sistema (desplazamiento de generación sincrónica y su inercia asociada), sino que también hace necesario que las plantas flexibles, como son las centrales hidroeléctricas y térmicas a gas, tengan que responder rápidamente ("ciclaje"). En este sentido, la incorporación de las fuentes VRE (desplazamiento de generación convencional por dichos recursos intermitentes) es el principal "driver" para incrementar las necesidades de flexibilidad en los SEP. También existen otros elementos, como la integración de mercados (caso europeo ENTSO-E), regulaciones ambientales, cambio en los patrones de consumo de la demanda, entre otras.

Asimismo, se deben modelar en el planeamiento operativo (en sus diferentes horizontes) las principales fuentes de flexibilidad, es decir, las plantas controlables, el almacenamiento (convencional o electroquímico), la respuesta de la demanda y la red de transmisión, respetando las restricciones del sistema, como los niveles de reservas, regulación y respuesta en frecuencia, requerimientos de inercia, restricciones ambientales, como los límites al caudal aprovechable, entre otras.

Si no se modela la flexibilidad en el planeamiento operativo y de la expansión, se puede materializar la conformación de un sistema poco flexible, lo cual limita los niveles de incorporación de las fuentes VRE¹.

Sugerimos a la Comisión contemplar las siguientes métricas para establecer los requerimientos de flexibilidad de los SEP:

¹ La inclusión del criterio de flexibilidad en el planeamiento operativo energético y de potencia, al igual que en los procesos de planeamiento de la expansión, requiere un ajuste de los modelos actualmente utilizados.



Consejo Nacional de Operación

- ❖ Magnitud de Rampa (demanda total, generación solar fotovoltaica y eólica)-MW/min.
 - ❖ Frecuencia de la Rampa (demanda total, generación solar fotovoltaica y eólica).
 - ❖ Duración de la Rampa, métrica fundamental para establecer los tiempos de encendido de las plantas convencionales, principalmente térmicas.
 - ❖ Magnitud de Rampa de la Demanda Neta (demanda total menos generación a partir de las fuentes VRE), que se incrementa en la medida que se incorporan más plantas intermitentes.
 - ❖ Frecuencia de Rampa de la Demanda Neta.
 - ❖ Vertimiento de generación renovable, calculado en función del potencial instantáneo disponible del recurso y/o la proyección de demanda de corto plazo.
 - ❖ Costo operativo del Sistema bajo la simulación de un flujo de potencia óptimo, con restricciones de seguridad (Security Constrained Optimal Power Flow-SCOPF), lo anterior teniendo en cuenta todas las restricciones operativas y sus costos asociados. Se debe estudiar los posibles valores de penalización de los vertimientos de generación renovable de característica intermitente, para evitar los denominados "ciclajes" en las plantas térmicas.
- Deben actualizarse los costos de racionamiento a través de un nuevo estudio de la UPME, diferenciándolos por regiones y tipo de eventos, es decir, si son desconexiones imprevistas o programadas.

Principales cambios en el planeamiento operativo eléctrico:

- Gestión de fallas en super-componentes (cisnes negros): Los super-componentes son aquellos arreglos de elementos, cuya falla puede generar problemas de inestabilidad, seguridad o confiabilidad en los SEP, o en el peor de los casos colapsos parciales o totales (blackouts). Los principales super-componentes son: i) líneas de transporte de energía que comparten múltiples circuitos; ii) subestaciones; iii) centrales de generación, y en general aquellos elementos críticos de un SEP. El Código de Redes actual establece que se deben llevar a cabo análisis de seguridad contemplando contingencias sencillas (criterios N-1 y N-1-1 bajo situaciones de red degradada) en líneas y transformadores, sin embargo, no se menciona nada respecto a la identificación y tratamiento de los denominados "cisnes negros". Eventos como el del 26 de abril del 2007, blackout ocasionado por la falla de la subestación Torca, permitieron a la UPME tomar una serie de medidas, como la definición de la metodología de evaluación de la criticidad de fallas en subestaciones y selección de la mejor configuración (Plan de Expansión 2014-2028). Si bien ello es positivo, consideramos que esta metodología debe ser parte integral del Código de Planeamiento. Lo anterior se puede extender a todos los super-componentes, especialmente a las centrales de generación. Al respecto, a través del Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico, el Consejo junto con el CND pueden identificar los super-componentes del SIN en el corto, mediano y largo plazo, al igual que plantear su tratamiento en el planeamiento operativo.



Consejo Nacional de Operación

- **Definición de elementos flexibles, modulares y desplazables para la mitigación de situaciones críticas en el SIN:** Catástrofes como la avalancha de Mocoa también afectaron al sector eléctrico. Si bien la indisponibilidad de la subestación del STN movilizó a los agentes transportadores para el restablecimiento del servicio, los planes de continuidad de las empresas se vieron afectados (facilitar elementos como bahías móviles, interruptores, transformadores de reserva, entre otros, para la normalización en Mocoa en detrimento de la confiabilidad). Este tipo de situaciones también se han generado por el retraso de la expansión de la red (conexión de transformadores móviles para atender la demanda en varios mercados de comercialización por el atraso de nueva infraestructura). En este sentido, sugerimos establecer desde el Código de Planeamiento alternativas de mitigación para esta clase de situaciones. Por ejemplo, se debería dar la opción a la UPME de estudiar económicamente la definición y localización estratégica de elementos flexibles y desplazables, para ser utilizados cuando se requieran.
- **Niveles de sobrecarga para el planeamiento de la expansión:** Actualmente en los ejercicios de planificación de la red (cuantificación de beneficios por confiabilidad eléctrica y reducción de restricciones), la UPME considera la posibilidad de copar el límite de sobrecarga de las líneas y transformadores del STN y STR, es decir, ante una contingencia tipo N-1 o N-1-1 que ocasione un nivel de carga superior al 100 %, pero inferior al límite de emergencia, no se establece el Valor Esperado de la Energía No Suministrada-ENS, la Potencia Reconciliada, y subsecuentemente, una expansión de red. Lo anterior puede reducir el espacio factible de las medidas operativas que el CND aplica en la operación en tiempo real. En este sentido, consideramos que se debe definir claramente en el Código de Planeamiento, que no se permiten sobrecargas bajo condiciones normales de operación y contingencias N-1 y N-1-1. Vale la pena resaltar que, si se adopta esta medida, desde el punto de vista de la infraestructura varios OR no cumplirían este criterio, motivo por el cual se viabilizarían mas obras de expansión.
- **Selección del escalón de racionamiento:** La valoración de la Energía No Suministrada es fundamental para establecer la viabilidad económica de las obras de expansión por agotamiento de la red o confiabilidad eléctrica. Para ello se utiliza el Costo de Racionamiento-CRO, sin embargo, no es clara la referencia para la selección del escalón, el cual depende del porcentaje de demanda racionada. Existen dos interpretaciones, la primera consiste en calcular el porcentaje de demanda a racionar respecto a la proyección nacional (casi siempre primer escalón). La segunda toma como referencia la proyección de la zona de influencia del proyecto. Dado que la expansión es sensible a este parámetro (se puede o no viabilizar un proyecto en función de las dos interpretaciones), recomendamos definir en el Código de Planeamiento el procedimiento de selección del CRO, tomando como referencia de selección la demanda de los diferentes mercados de comercialización.
- **Esquemas Suplementarios de protección del Sistema-ESPS:** Los ESPS han proliferado durante los últimos 10 años dado el atraso de la expansión de la red. La



Consejo Nacional de Operación

mayoría de ellos están relacionados con la desconexión de demanda en los STR's, posterior a una contingencia que ocasiona la violación de los límites de seguridad (cargabilidad y niveles de tensión, por ejemplo). Por esta razón el Consejo elaboró los documentos "Marco Conceptual de Esquemas Suplementarios de Protecciones" y "Responsabilidades en los Esquemas Suplementarios del SIN", previo a la expedición del Acuerdo 1019 de 2017. En este sentido recomendamos a la Comisión abordar en el Código de Planeamiento dichos esquemas, definiendo responsabilidades, procedimientos de implementación y vigencias.

Vale la pena mencionar que en el corto y mediano plazo varias plantas de generación con fuentes VRE podrían solicitar su conexión al SIN antes de la fecha de puesta en servicio de la expansión requerida por su incorporación, ello a través de esquemas tipo RAG (Rechazo Automático de Generación). Si bien lo anterior técnicamente es posible y ha sido implementado por varios operadores en otros sistemas (Uruguay y Dinamarca, por ejemplo), desde el Código de Planeamiento debe establecerse claramente si ello es factible.

Finalmente, no es claro en la regulación cómo proceder en aquellos casos donde se requiere reevaluar la operación de un ESPS por agotamiento de la red, responsabilidad del OR incumbente, y las modificaciones asociadas a dicho esquema implican adecuaciones sobre activos de un transportador regional, involucrado por ser el dueño de los activos, ejecutados a través de una convocatoria previa del STR (¿quién es el responsable por la adecuación del ESPS?). Asimismo, ¿quién debe conceptuar sobre las solicitudes de conexión en activos de un transportador regional, embebido en parte del STR responsabilidad del operador de red incumbente? Este tipo de situaciones también deben ser analizadas por la CREG.

- Manejo de restricciones con desconexión de demanda: La desconexión de demanda para la gestión de restricciones debe estudiarse como una medida de expansión del STN y los STR's, considerando inclusive una remuneración por ello (previa evaluación económica por parte de la UPME en el Plan de Expansión, contrastando todas las demás alternativas tecnologías disponibles). Inclusive, en el mismo mecanismo del Cargo por Confiabilidad se podrían contemplar como proyectos de expansión los planes de desconexión de demanda bajo condiciones de activación del Cargo, es decir, cuando el precio de bolsa es superior al precio de escasez. Recomendamos a la Comisión incluir esta posibilidad en el Código de Planeamiento.
- Bajo las condiciones actuales del STN y STR, donde se evidencian subáreas del SIN en estado de emergencia y múltiples restricciones, no se debe permitir en el planeamiento operativo de corto y mediano plazo las conexiones en "T". No obstante, si las expansiones definidas por la UPME y los Operadores de Red-OR entran en operación, la condición del Sistema mejora ostensiblemente, se garantiza un adecuado esquema de protecciones y se define una temporalidad a este tipo de conexiones junto con un plan de trabajo, se podrían autorizar previo análisis de confiabilidad del operador del Sistema. Sin embargo se aclara que no se debe



Consejo Nacional de Operación

desvirtuar el espíritu de la Resolución CREG 093 de 1996, donde de manera excepcional se pueden permitir bajo condiciones especiales del SIN.

Vale la pena referenciar el caso de Drummond en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), donde técnicamente se evidenció como esta carga, a su máxima demanda, afectaría aún más esta porción del SIN (zona del país que depende de la programación de generación de seguridad para el control de tensión, la cual se hace insuficiente si la demanda se incrementa, no se expande la red y no se tiene una fuente adicional de potencia reactiva).

Asimismo, se debe reflexionar respecto al comportamiento del SIN, si un usuario quisiera conectarse en "T" a uno de los corredores más importantes del país, como son Primavera-Bacatá 500 kV u Ocaña-Copey 500 kV. Es claro el riesgo al que estarían expuestas las áreas Oriental y Caribe, y en general todo el SIN, dado el porcentaje de la demanda que atienden.

- Sugerimos dotar al Consejo la facultad de establecer a partir de qué rango de capacidad se debe exigir el suministro de potencia reactiva para el control de tensión y una respuesta específica ante eventos de falla, ello para la GD, AGPE y AGGE conectada en los Sistemas de Distribución Local-SDL's.
- Para el planeamiento operativo eléctrico se necesitan los modelos detallados de cada una de las plantas de generación, con las nuevas funcionalidades (FRT, LVRT, HVRT, RRF, estatismos, inyección rápida de reactivos, curvas de capacidad, protección anti-isla y controladores). Lo anterior permitirá realizar mejores análisis de estabilidad angular, frecuencia y tensión, estableciendo umbrales e indicadores de desempeño del SIN.
- Se deben incluir el uso de otras medidas para el planeamiento operativo, como son los TCSC's, SSSC, DFACTS, PST's y los límites dinámicos de sobrecarga, DLR² por sus siglas en inglés, dada su utilidad para el manejo de restricciones donde otro tipo de soluciones no son posibles de implementar.
- Se necesitan estandarizar los estudios de verificación de cumplimiento de los requerimientos de conexión (para tecnologías de generación basadas en inversores).
- En la regulación no se especifica que el EDAC debe someterse a consideración del CNO, se acordó hacerlo a través del Consejo, teniendo en cuenta que en su estructura se cuenta con el Comité de Distribución, el cual está integrado por varios operadores de red, que están en capacidad de realimentar el esquema propuesto. En este sentido, esta tarea debe definirse claramente desde la Regulación. Adicionalmente, con la penetración de las fuentes VRE, principalmente a nivel distribuido, al igual que la participación de la demanda (cargas activas y flexibles), se debe estudiar el procedimiento de ajuste del esquema. El CND y CNO a través

² Dynamic Line Rating-DLR: Este tipo de tecnologías permiten definir un límite máximo de sobrecarga variable, en función de las condiciones meteorológicas, como son la temperatura, la velocidad del viento y la irradiación global horizontal.



Consejo Nacional de Operación

de sus comités y subcomités están estudiando el tema e informarán a la CREG los ajustes que deban hacerse desde la regulación.

- Consideramos que se debe definir un Plan trimestral de mantenimientos y no semestral, lo cual permite disponer de mejor información para el planeamiento operativo.
- Se requiere actualizar el procedimiento de cálculo de las reservas de regulación secundaria de frecuencia, ello en función de la expectativa y pronósticos de generación VRE, al igual que la incertidumbre de la demanda. Es claro que, en función de la producción instantánea de esta clase de tecnologías y la demanda neta, se requerirá una mayor o menor holgura (cálculo dinámico y no estático). Asimismo, dada la conexión entre cada una de las subáreas del SIN y su composición de generación síncrona (inercia y tecnología), desde el punto de vista técnico-económico es beneficioso localizar un porcentaje diferente de la holgura en cada subárea. Asimismo, los análisis del CND han evidenciado las bondades de asegurar que cada una de las áreas del SIN (Caribe, Nordeste, Antioquia, Oriental y Suroccidental), tengan la capacidad de prestar el AGC bajo condiciones de emergencia, y que siempre estén en línea dos plantas para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

En el caso de las reservas para regulación primaria de frecuencia, consideramos que el porcentaje exigido para todas las tecnologías actualmente, 3 %, es adecuado. No obstante, este valor debería reevaluarse periódicamente en función de los porcentajes de penetración de las fuentes VRE.

Asimismo, deben revisarse los procedimientos correspondientes a la verificación del cumplimiento del servicio de regulación primaria de frecuencia.

- Se deben considerar en el Código de Redes otros proveedores del servicio de restablecimiento, como son las baterías y la tecnología VSC de las redes HVDC.
- Recomendamos a la CREG incluir nuevamente en el Código, el planteamiento del artículo 1 de la Resolución CREG 028 de 2014, las fronteras embebidas. Adicionalmente, articular con el MME los objetivos de la Resolución CREG 030 de 2018 y la actualización del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE.
- Finalmente, debe priorizarse la definición del marco regulatorio para el tratamiento de los elementos almacenadores de energía (baterías-BESS), ya que esta tecnología se constituye en la única alternativa para gestionar restricciones en varias subáreas con limitaciones de importación y desarrollo de nuevas redes de transporte. Recomendamos no encasillar a los BESS como un elemento tradicional de la cadena (generador, transportador, distribuidor o demanda), sino como un dispositivo que puede proveer varios servicios (regulación de frecuencia, gestión de restricciones, manejo de la intermitencia de las fuentes VRE, potencia localizada, firmeza de energía, entre otras).

Bogotá D. C., 11 de enero de 2018



Rad: 2018110001172
Destino: 100 DIRECCION GENERAL - Rem:
CONSEJO NACIONAL D
Folios: 6 Anchos: Copias: 0
2018-01-11 14:48 Cód verif: c6562

Doctor
Ricardo Humberto Ramírez Carrero
Director General
Unidad de Planeación Minero Energética-UPME
Ciudad

Asunto: Recomendaciones para la definición de proyectos de expansión de transmisión de energía eléctrica.

Respetado Doctor Ramírez:

En el seguimiento que el Consejo Nacional de Operación-CNO hace a la entrada de proyectos de infraestructura eléctrica, se han observado algunas situaciones que afectan la confiabilidad de la operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN, las cuales, luego de ser analizadas, han dado origen a una serie de recomendaciones que se presentan a continuación, para que sean evaluadas por la UPME y el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión-CAPT e incorporadas de ser posible en los procesos de planeamiento y en las futuras convocatorias.

Criterios para la planeación

- El porcentaje de cumplimiento de la entrada de proyectos es muy bajo respecto a la fecha inicialmente considerada por la UPME, situación que afecta la operación confiable y segura del SIN. En este sentido, se recomienda realizar un inventario de las causas de dichos atrasos, con el fin de evaluar un incremento en los horizontes de análisis de planeamiento (actualmente en 15 años) y de planeación recomendada (actualmente en 5 años).

- Dentro de los análisis realizados para la definición de proyectos, se observa que los factores de potencia usados para las cargas son los reportados por los diferentes agentes o proponentes. Sugerimos utilizar los factores de potencia que se derivan de la operación en tiempo real y que se evidencian en el centro de control por parte de XM. Adicionalmente, sugerimos a la Unidad no ajustar dichos factores de potencia cuando los mismos están por debajo de 0.9. Si bien entendemos esta acción, la cual tiene como objetivo evitar que problemas del STR y SDL se solucionen en el STN, la misma puede ocasionar la pérdida de las señales de expansión en los sistemas regionales de transporte y de distribución local.
- Cuando la tensión nominal de los estudios de planeación sea 220 kV, verificar que en las convocatorias los equipos sean especificados con aislamiento a 230 kV.
- Se recomienda que en los estudios para la planeación del sistema, además de los criterios de agotamiento de la red, restricciones, generación por seguridad, demanda desatendida, entre otros, se considere el ángulo de transferencia de potencia en el sistema de transmisión, lo cual implica revisar el uso óptimo de los equipos que se instalen, como, por ejemplo, los transformadores STN/STN, STN/STR, FACTS, BESS, entre otros dispositivos. Recientemente se tiene el caso de la subestación Bacatá, en donde la instalación en "cuasi-paralelo" de los transformadores 500/115 kV y 500/230 kV, ha generado la desoptimización del SIN (niveles desbalanceados de carga entre los transformadores de dicha subestación).
- Evaluar en el planeamiento de muy largo plazo, probablemente mayor a 15 años, el uso de nuevas tecnologías, tales como la transmisión en corriente directa, cambios de nivel de tensión, BESS, FACTS, entre otros elementos; lo anterior, para dar solución a las restricciones actuales y futuras con una relación beneficio/costo muy superior a 1, facilitando de esa manera la viabilidad de dichos proyectos (en la actualidad las evaluaciones económicas de estas tecnologías, si bien arrojan resultados favorables, son poco holgadas).
- Cuando se evalúan contingencias en la planeación de la expansión, no deben considerarse las capacidades de sobrecarga de los elementos, para contar con un margen en la operación para mantenimientos e indisponibilidades. Igualmente, se deben definir claramente desde las convocatorias las capacidades de sobrecarga que se deben solicitar a los equipos.

- Para la red existente se recomienda identificar y evaluar, cuando debido a proyectos de expansión, se requiera ampliar la capacidad de sobrecarga o corto circuito en equipos ya en servicio, como, por ejemplo: acoples, transferencias, seccionamientos, barrajes, entre otros. Estas modificaciones deberían quedar incluidas en los costos de conexión del proyecto a ser publicados en los términos de referencia de la convocatoria respectiva.
- Para la red existente se recomienda identificar, cuando debido a proyectos de expansión, se requiera modificar o actualizar esquemas de protección en equipos ya en servicio. Estas modificaciones o actualizaciones deberían quedar incluidas en los costos de conexión del proyecto a ser publicados en los términos de referencia de la convocatoria respectiva.

Líneas de transmisión

- En los casos en que sea evidente la necesidad, definir desde las mismas convocatorias, el corredor o corredores por donde se debe realizar el tendido de las líneas nuevas. Se debe garantizar que los mismos sean viables desde el punto de vista ambiental y social. Por ejemplo, si se establece que en el mediano o largo plazo se incrementará la demanda en una zona específica del SIN, considerar este caso en la definición de la ruta de los futuros proyectos de expansión.
- Evaluar la pertinencia de que ciertos corredores sean definidos con estructuras de soporte aisladas a tensiones superiores a las que inicialmente se vayan a energizar, facilitando una futura expansión incremental, cambiando a un nivel de tensión mayor (por ejemplo, estructuras de 765 kV, para pre energizar a 500 kV). En este sentido se requiere que el adjudicatario del proyecto considere el diseño de las torres, plantillado, aisladores y tipo de conductor especificado para la capacidad futura.
- Realizar un inventario de los corredores de líneas actuales, y evaluar en cuáles de ellos es posible realizar repotenciaciones o incluir un número mayor de circuitos a los existentes actualmente.
- Considerar siempre reactores de línea conmutables de forma que faciliten maniobras operativas en estos circuitos, al igual que el control de tensión. En este sentido, se deberán tener en cuenta en las especificaciones de la convocatoria las características de estos elementos.

- Identificar desde la factibilidad del proyecto los cruces con líneas existentes, para que se tomen las medidas necesarias para evitarlos, o en caso de ser inevitables, minimizar los riesgos para la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema, dejando en los términos de referencia la solución correspondiente. Por ejemplo, la convocatoria debería definir el número máximo de circuitos interceptados en un solo vano, el uso de torres especiales o variantes, o el desplazamiento de campos en las subestaciones (intercambiar llegadas de campos).

Confiabilidad y flexibilidad en subestaciones

- Revisar a nivel del STN y STR qué subestaciones, por requerimientos de confiabilidad o flexibilidad, deben migrar de configuración y plantear estas ampliaciones en el corto o mediano plazo, teniendo en cuenta los impactos que las mismas podrían tener a nivel de desconexiones y restricciones durante su implementación.
- Definir el número máximo de campos o bahías que se pueden conectar de acuerdo con los tipos de configuración de subestaciones, tales como barra sencilla, barra principal más transferencia, anillo, entre otras. Así mismo, la configuración definida debe considerar la mejor distribución de campos de acuerdo a la confiabilidad de la red y los posibles mantenimientos a realizar en la subestación, por ejemplo, no dejar en un mismo diámetro dos unidades de generación, dos transformadores de conexión STN/STR, o dos líneas de transmisión que sean la alimentación de una carga. Por ejemplo, si se define un anillo, tener en cuenta que los mantenimientos en interruptores son críticos.
- Evaluar para la red existente, los casos en que sea pertinente realizar reconfiguraciones o reorganizaciones a la llegada de las subestaciones, para mejorar la confiabilidad del sistema.
- Para las expansiones que se lleven a cabo a través de subestaciones encapsuladas, incluir en los términos de referencia el concepto de barra pasiva, con el propósito de que una falla en un módulo de bahía no genere la afectación de toda la subestación.
- Revisar de forma integral la pertinencia de contar con equipos móviles en el sistema eléctrico, tales como bahías encapsuladas en SF6 y transformadores con un dimensionamiento adecuado, de tal forma que sea posible prestar un servicio oportuno, ya sea durante emergencias o por atraso en proyectos. La ubicación de

estos equipos se deberá determinar de forma estratégica, facilitando su reubicación cuando se requieran.

- Tener en cuenta en los diseños de equipos de transformación que interconecten el STN con el STR, los grupos de conexión de los bancos existentes, evitando situaciones de desfase que impliquen reconexiones y retardos en la puesta en operación de estos equipos.

Áreas y espacios físicos en subestaciones

- Definir desde las convocatorias los espacios futuros adecuados, teniendo en cuenta las necesidades de expansión e instalación de transformadores, unidades de reserva, reactores de línea, nuevas tecnologías como BESS y cambios de nivel de tensión, por ejemplo, de 500 a 765 kV, entre otros.
- Igualmente, si en el horizonte de planeación se observa que a futuro una subestación puede migrar a una configuración de mayor confiabilidad o flexibilidad, definir los espacios requeridos para ello.
- Los espacios definidos como bahías futuras deben considerar los posibles corredores de salida de la subestación, por lo menos en el primer kilómetro, para evitar que dificultades geológicas, accidentes topográficos, cruce de ríos, entre otros, dificulten el uso futuro de estos campos.

Control de potencia reactiva

- Dadas las reconfiguraciones de línea que se podrían realizar en el tiempo, evaluar la posibilidad de solicitar en las convocatorias reactores o condensadores con diferentes pasos de capacidad.

Protecciones

- Tener en cuenta las recomendaciones a los esquemas de protección, incluidos en el documento del CNO *"Esquemas Normalizados De Protección Recomendados Para Nuevos Proyectos de Líneas y Barras en el SIN Colombiano"*, enviado a la UPME.

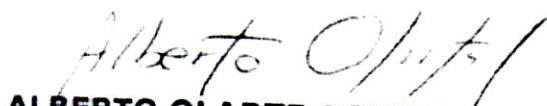
- Verificar que si debido a un proyecto, es necesario realizar cambios al esquema de protección o tele-protección de un extremo existente, estos sean realizados por el agente propietario del activo existente e incluidos dentro de los costos de conexión del proyecto.

Servicios auxiliares

- Dada la importancia de los servicios auxiliares en las subestaciones, es recomendable que desde la convocatoria, para las nuevas subestaciones se especifique un esquema de servicios auxiliares para la alimentación AC, con varias alternativas de alimentación (definiendo un número mínimo) y con un dimensionamiento adecuado para alimentar los campos actuales y las futuras expansiones contempladas en dicha subestación.
- Respecto a las alimentaciones DC, en las subestaciones existentes, cada proyecto deberá proveer la solución y será responsabilidad de los nuevos oferentes dicha solución.
- Se recomienda revisar la incorporación de nuevas soluciones y tecnologías, para aquellos casos en que obtener fuentes AC sea complejo, debido a la ubicación geográfica o a la calidad del servicio en ciertas regiones. Ejemplos de estas tecnologías son los transformadores de tensión con núcleo y bobinas cargables, celdas solares, entre otros.

Agradecemos su atención a las recomendaciones propuestas en las futuras convocatorias de expansión del STN y STR. Quedamos a su disposición para atender cualquier inquietud o información adicional que se requiera, o para tener una reunión conjunta con el CAPT y revisar estos puntos.

Atentamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico

CC: Pablo Franco. Presidente CAPT.