

Consejo Nacional de Operación CNO

Bogotá D.C., 27 de enero de 2011

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
28/Ene/2011-
16:22:11
No. RADICACION: E-2011-000926
MEDIO ENTREGA No FOLIOS 22 ANEXOS NO
PERSONAL
ORIGEN CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN -CNO-
DESTINO Javier Augusto Díaz Velasco

Doctor
JAVIER DÍAZ VELASCO
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
Ciudad.

Asunto: Comentarios Resolución CREG 159 de 2010.

Respetado doctor Díaz:

Atendiendo el plazo establecido por la CREG para realizar comentarios sobre la propuesta contenida en la Resolución 159 de 2010, el Consejo Nacional de Operación se permite presentar sus observaciones y recomendaciones, no sin antes agradecer a la CREG el haber tenido en cuenta en estas resoluciones algunos ajustes solicitados con anterioridad.

Cabe mencionar que no todas las observaciones y recomendaciones hacen referencia exclusiva a la Resolución CREG 159 de 2010, pero sí al tema de calidad, buscando asegurar la consistencia técnica y operativa en los diferentes aspectos del mismo.

Para lograr tal propósito, consideramos que se requiere realizar algunos ajustes a la Resolución CREG 011 de 2009, en forma similar al ajuste realizado por la CREG a dicha Resolución sobre la aplicación del concepto de disponibilidad parcial del módulo de barraje, antes calculado a partir del porcentaje de bahías que quedaron disponibles con respecto al número total de bahías (Resolución CREG 011 de 2009), y ahora ajustado para ser calculado como el 50% de la capacidad nominal (Resolución CREG 159 de 2010).

1. Zona Excluida de Energía No Suministrada

El Capítulo 4, Numeral 4.8.3.2 - Transición para adecuación del Sistema de la Resolución CREG 011 de 2009, establece que los TN deberán identificar e

1

Consejo Nacional de Operación CNO

informar al LAC y a la UPME las áreas del STN que puedan quedar sin servicio por una contingencia simple, indisponibilidad de un elemento del STN a la vez. A partir de la fecha en que se reciba esta información en el LAC, no se aplicará para estas áreas la compensación por Energía No Suministrada.

Por su parte, el Anexo 2, Numeral 1 - Zona Excluida de Energía No Suministrada de la Resolución CREG 159 de 2010, establece que la zona del STN, en la que la ocurrencia de una contingencia en un solo circuito o en un único transformador del STN ocasione la pérdida de la prestación del servicio, será identificada como Zona Excluida de Energía No Suministrada.

En relación con lo anterior, queremos resaltar que actualmente existen subestaciones del STN con configuraciones débiles en las que la salida de un barraje llevaría a la pérdida de suministro. En este sentido, se considera relevante resaltar que las configuraciones de las subestaciones, fundamentales en la confiabilidad del sistema y en la probabilidad de tener o no ENS ante la ocurrencia de un evento, no son definidas por el transportador y que de acuerdo con la Resolución CREG 022 de 2001, Artículo 6, este tipo de obras se consideran como Ampliaciones y, en consecuencia, deben ser aprobadas por la UPME e incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión de Referencia, para su ejecución.

Así mismo, consideramos relevante resaltar que posterior al evento del 26 de abril de 2007, se identificó por el Consejo Nacional de Operación, entre otras mejoras, la necesidad de fortalecer el STN, mejorando las configuraciones de las subestaciones estratégicas y revisando los criterios técnicos establecidos en el Código de Redes para la definición de las nuevas configuraciones del STN. Al respecto, el Comité de Transmisión del CNO está finalizando una propuesta de modificación del Código de Conexión, con el apoyo de un Consultor Externo, la cual esperamos entregar en los próximos meses a la Comisión, una vez recibidos los comentarios de la UPME. Adicionalmente, como es de su conocimiento, la UPME adelantó la contratación del estudio "Diagnóstico de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional: análisis, identificación de subestaciones estratégicas y equipos en situación crítica y recomendaciones", el cual fue realizado por Consultoría Colombiana, en el cual se identificó la necesidad de reconfigurar algunas subestaciones del STN, por su alta criticidad y vulnerabilidad ante eventos en las mismas. Es por esta razón que en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 - 2024, la UPME ha

Consejo Nacional de Operación CNO

incluido un listado de Subestaciones del STN objeto de evaluación de cambio de configuración.

Solicitud: Teniendo en cuenta todo lo anterior, atentamente solicitamos a la CREG que el concepto "indisponibilidad de un elemento del STN a la vez" también sea aplicado al elemento Módulo de Barraje (incluso ya hoy Unidad Constructiva) en aquellas subestaciones en las que una contingencia en dicho elemento genere ENS. Como lo indica la CREG, dicha situación dejaría de considerarse en el momento en que el Plan de Expansión defina los proyectos que mejoren la confiabilidad en las áreas respectivas y dichas obras sean ejecutadas.

En el mismo sentido, se solicita considerar como "indisponibilidad de un elemento a la vez" los trayectos de las líneas de transmisión que se encuentran contruidos en estructuras de doble circuito y cuya salida puede dejar sin servicio un área del STN y que, de acuerdo con la Resolución 011 de 2009, Capítulo 3, constituyen una sola unidad constructiva (L1212, L1213, L1222, L1223, L1232 y L1233). Al compartir dichos trayectos las mismas estructuras, la contingencia en cualquiera de ellas implicará la salida de la línea, lo cual constituye un mayor riesgo que la salida de líneas que van por corredores independientes, y por tanto se hace asimilable a una situación de contingencia sencilla.

Finalmente, se solicita que, además de los transformadores del STN que cumplan con el criterio para la aplicación de Zona Excluida de Energía No Suministrada, también se aplique dicho criterio a sus bahías, así como también a las bahías de transformadores de conexión de Operadores de Red en Subestaciones de anillo e interruptor y medio, cuya contingencia sencilla ocasione la pérdida de la prestación del servicio, por ser dichas bahías parte del STN, de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 097 de 2008 y 011 de 2009.

2. Lista de Zonas Excluidas del STN

De acuerdo con el Numeral 1.1 - Lista de Zonas Excluidas del STN, del Anexo 2 de la Resolución CREG 159 de 2010, dicha lista la tendrá en cuenta el LAC en la estimación de las compensaciones, a partir del primer día del mes siguiente a cuando el CND la haya publicado en su página de Internet y la haya entregado a la CREG.

Consejo Nacional de Operación

CNO

En relación con lo anterior, existe la posibilidad de que en el lapso de tiempo comprendido entre la publicación de la lista de Zonas Excluidas por parte del CND y el primer día del mes siguiente a dicha publicación, se presente un evento en alguno de los activos asociados, de modo que no se les aplicaría dicha exclusión, aún cuando cumpla con los criterios para ello.

Adicionalmente, existe la posibilidad de que ocurra un evento en alguno de los elementos que cumplan con el criterio para que se les aplique el concepto de Zona Excluida del STN, y que en el momento de dicho evento la zona respectiva no hubiere sido identificada o publicada por el CND.

Solicitud: De acuerdo con lo anterior, atentamente se solicita a la CREG que se aplique el concepto de Zona Excluida, inmediatamente el CND identifique tal condición y no desde el primer día del mes siguiente, ya que podría haber un período importante en el que dicha exclusión no esté cubierta. Así mismo, se solicita que se admita la aplicación de zona excluida si después de un evento el CND concluye que se cumplía con los criterios establecidos para ello.

3. Cálculo de la Energía No Suministrada - Pronóstico

De acuerdo con el Numeral 3 - Pronóstico, del Anexo 2 de la Resolución CREG 159 de 2010, para cada período horario asociado con un evento en el STN que afectó el suministro en el Sistema Interconectado Nacional, el CND calculará un pronóstico ajustado de demanda, a partir de la información utilizada en el Despacho Económico, con la siguiente fórmula:

$$PRN_h = PR_h * \frac{DE_a}{PR_a}$$

Donde:

PRN_h : Pronóstico nuevo para el periodo horario h

PR_h : Pronóstico utilizado en el Despacho Económico para el periodo horario h

DE_a : Demanda Entregada en el periodo horario a

Consejo Nacional de Operación CNO

$h = a'$: Último periodo horario completo, anterior a la presentación del evento en análisis, para el cual no se tenía efecto en la demanda atendida causado por otro evento anterior en el STN

Como puede observarse, el pronóstico ajustado para una hora determinada contemplaría únicamente el factor de desviación de la hora anterior, es decir, consideraría que el factor de desviación del pronóstico para una hora determinada (hora del evento) es el mismo de la hora anterior.

Al analizar la información histórica de los pronósticos, suministrada por XM, se encuentra que en muchos casos dicha premisa no se cumple, de modo tal que podría tenerse una situación en la que el pronóstico para una hora determinada sea inferior a la demanda de energía real en dicha hora (es decir,

que el factor de desviación del pronóstico $\frac{DE_a}{PR_a}$ sea mayor que 1), mas no así

para la hora siguiente (hora en la que podría presentarse el evento), lo cual implicaría que el pronóstico ajustado para esa hora siguiente quedaría sobreestimado, con el consecuente impacto sobre el cálculo de la ENS. Cabe mencionar que también podría presentarse la situación contraria, pero de cualquier modo se considera que la metodología que se adopte debe aproximar de la mejor forma posible el valor de la ENS, evitando variaciones no existentes en la realidad.

Solicitud principal: Con el fin de asegurar mayor contundencia estadística en el cálculo del pronóstico, respetuosamente se insiste a la CREG en que la propuesta para cálculo de la ENS considere las desviaciones de la demanda real con respecto al pronóstico, considerando un intervalo de confianza del 95%, calculado a partir de las bases de datos históricas para cada hora del día; con esto, se minimiza el riesgo de que se vea una ENS cuando realmente no la hubo (por efecto de la incertidumbre del pronóstico).

De esta forma, se determina si se cumple el criterio de ENS mayor al 2% de la demanda, siempre y cuando se verifiquen las siguientes tres condiciones: i) que la diferencia entre la demanda real y el límite inferior del intervalo de confianza del 95%, para alguna de las dos primeras horas de ocurrencia del

¹ Sólo debe ser "a" y no "h=a".

Consejo Nacional de Operación

CNO

evento, sea superior al 2% de dicho límite (porcentaje definido por la regulación); ii) que algún Operador de Red haya reportado demanda no atendida en una barra; y iii) que haya existido indisponibilidad de algún activo del STN.

La anterior metodología evita, con una probabilidad de al menos el 95%, que se vea un porcentaje de ENS superior al 2% por efecto del error de pronóstico, es decir, que dicha metodología asegura, con una probabilidad del 95%, que cuando el Porcentaje de Energía No Suministrada calculado es superior al 2%, es porque efectivamente la Energía No Suministrada, en porcentaje, superó dicho límite. Adicionalmente, dicha metodología, además de tener una base estadística sólida y ser simple y práctica, en general elimina los inconvenientes indicados por la CREG en el Numeral 3.2 del Documento CREG-127 de 2010, soporte de la Resolución CREG 159 de 2010.

Solicitud alterna: En caso de que la CREG no considere aceptable la anterior metodología, se solicita entonces ajustar el cálculo propuesto en el Numeral 3 - Pronóstico, del Anexo 2 de la Resolución CREG 159 de 2010, de modo que se considere el factor de desviación promedio de los últimos 24 períodos horarios (consecutivos o no) anteriores a la hora de ocurrencia del evento y en los cuales no se haya tenido efecto en la demanda atendida por otro evento anterior en el STN (ni tampoco en algún STR), de la siguiente manera:

$$PRN_h = PR_h * \sum_{i=1}^{24} \frac{\left(\frac{DE_i}{PR_i}\right)}{24}$$

Donde:

PRN_h : Pronóstico nuevo para el periodo horario h

PR_h : Pronóstico utilizado en el Despacho Económico para el periodo horario h

DE_i : Demanda Entregada en el periodo horario i

PR_i : Pronóstico utilizado en el Despacho Económico para el periodo horario i

i: Cada uno de los períodos horarios completos (consecutivos o no), anteriores a la presentación del evento en análisis, para el cual no se

Consejo Nacional de Operación

CNO

tenía efecto en la demanda atendida causado por otro evento anterior en el STN o en algún STR

Se considera que es más significativo desde el punto de vista estadístico, tomar el promedio de 24 períodos horarios y no sólo la última hora, así como desligar el efecto, no sólo de un evento en el STN sino también en algún STR; sin embargo, se solicita respetuosamente a la Comisión analizar en primera instancia la metodología correspondiente a la solicitud principal, ya que se considera que es la que ofrece mayor consistencia y contundencia estadística.

4. Eventos simultáneos o consecutivos - ENS

Una de las mayores preocupaciones que se han planteado con la aplicación del nuevo esquema de calidad tomando como referencia la ENS, es que ante eventos simultáneos o ante eventos en los cuales el primero genera una ENS y el segundo genera una ENS adicional, es la necesidad de que se calcule de la mejor forma posible el valor de ENS generado en cada caso.

Al analizar la Resolución CREG 159 de 2010, no se observa una propuesta o procedimiento específico para determinar la ENS asociada con cada uno de los eventos.

Por el contrario, como se indicó anteriormente, en el Numeral 3 - Pronóstico, del Anexo 2 de la Resolución CREG 159 de 2010, se establece que para cada período horario asociado con un evento en el STN que afectó el suministro en el Sistema Interconectado Nacional, el CND calculará un pronóstico ajustado de demanda, a partir de la información utilizada en el Despacho Económico, considerando la relación entre la demanda de energía entregada en el período horario anterior a la presentación del evento en análisis, para el cual no se tenía efecto en la demanda atendida causado por otro evento anterior en el STN, y el pronóstico de dicho período.

Posteriormente, en el Numeral 4 - Cálculo de la ENS, del mismo Anexo 2, se define que posterior al día de operación, para cada periodo horario que tenga asociado uno o más eventos ocasionados por Activos del STN, el CND determinará la Energía No Suministrada (ENS) como la diferencia entre el pronóstico ajustado, de acuerdo con la fórmula del numeral 3, y la Demanda Entregada. Así mismo, define que el Porcentaje de Energía No Suministrada (PENS) se calcula como la relación entre la Energía No Suministrada y el

7

Consejo Nacional de Operación CNO

pronóstico ajustado, y que la Energía No Suministrada causada por la indisponibilidad i de un activo k será el valor máximo entre la ENS obtenida para el periodo horario en el que ocurrió el evento y la del periodo horario subsiguiente (si para alguna de estas dos horas el Porcentaje de Energía No Suministrada es igual o inferior al 2%, la Energía No Suministrada de dicha hora se hace igual a cero). Finalmente, se define que este último resultado se utilizará como variable ENS_h en la fórmula del aparte 3 del numeral 4.8.3 del Anexo General de la Resolución CREG 011 de 2009.

Del procedimiento anterior, se obtendría que cuando en una misma hora se tenga el impacto en Energía No Suministrada de 2 ó más eventos, bien sea porque hayan sucedido o no en la misma hora, se cargaría la totalidad de la Energía No Suministrada a cada uno de ellos y, en consecuencia, se calcularía la compensación para cada evento como si cada uno hubiera sido responsable de la Energía No Suministrada ocasionada por todos los eventos. Adicionalmente, es muy probable que cuando la Energía No Suministrada asociada con todos los eventos haga que el Porcentaje de Energía No Suministrada sea superior al 2% y se active la compensación, el Porcentaje real de Energía No Suministrada asociado con cada evento sea inferior al 2%, de modo tal que nunca debía haberse activado tal compensación.

Además de la simultaneidad de eventos o del efecto combinado de ellos, tal como está planteada la metodología, el transportador estaría asumiendo compensaciones por Energía No Suministrada, no atribuible a él, ya que no tiene en cuenta que la demanda en análisis, durante un periodo determinado, tanto por eventos en activos del STN como por eventos en activos de los STR, puede estar desviada también por:

- Actuaciones del EDAC, no asociadas con el evento que origina la ENS.
- Esquemas suplementarios que impliquen deslastre de carga.
- Racionamientos programados por mantenimientos o por Estatuto de Racionamiento.
- La Energía No Suministrada debida a un evento en un STR, la cual influye en el cálculo de la energía nacional.

Solicitud: Teniendo en cuenta todo lo anterior, y con el fin de asegurar que no se cargue a un evento determinado una Energía No Suministrada superior a la que realmente ocasiona dicho evento, atentamente se solicita a la CREG que defina un procedimiento mediante el cual se estime adecuadamente la Energía No Suministrada asociada con cada evento cuando sucedan eventos en forma

Consejo Nacional de Operación

CNO

simultánea o cuando se presente un efecto combinado de varios eventos del SIN, para poder determinar en forma adecuada el impacto en Energía No Suministrada de cada uno de ellos. Igualmente, se solicita que dicho procedimiento contemple la forma de descontar la energía no atendida (y que no constituiría Energía No Suministrada para el evento) debida a las situaciones descritas.

Así mismo, se ve necesario que la resolución deje claro que si hay eventos simultáneos o traslapados, el 2% se verifique para la ENS asociada con cada evento y no para la suma de los eventos.

5. Efecto del restablecimiento

En la metodología se plantea que la Energía No Suministrada se calculará durante el periodo de ocurrencia del evento y el período siguiente a dicha ocurrencia, pero no se considera que ante un evento en el STR o STN, la demanda puede estar ya restablecida en menos de un periodo horario, lo cual es intrínseco de nuestros sistemas interconectados (STN) y mallados (STR), y de la capacidad de transferencia de demanda en los sistemas de distribución; así, si la demanda se reestableció en el primer periodo, pero el valor calculado de Energía No Suministrada es mayor en el periodo 2 de cálculo, por la desviación propia de la demanda, el transportador estaría pagando un valor de ENS no real.

Solicitud: Teniendo en cuenta lo anterior, se solicita que si durante el periodo de ocurrencia del evento, la demanda es restablecida, no se calcule Energía No Suministrada en el periodo siguiente, aun cuando el activo que originó el evento siga fuera de servicio.

6. Consistencia entre base de remuneración y base operativa

De acuerdo con la regulación, los nuevos activos de transmisión se remuneran desde el primer mes completo de operación. Sin embargo, es normal e incluso necesario o conveniente para el sistema que algunos proyectos entren en operación antes de fin de mes, lo cual hace que la base de activos para efectos de remuneración no coincida en todo momento con la base de activos operativa. Así mismo, en algunos casos, se pueden requerir reconfiguraciones que igualmente no alcanzan a ser consideradas en la base de activos para efectos remuneratorios.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Solicitud: Con el fin de asegurar consistencia metodológica entre los esquemas de calidad y remuneración, y que la base de activos para efectos operativos coincida con la base de activos para efectos de remuneración, atentamente se solicita a la CREG dejar explícito que sólo se les aplicará el esquema de calidad del servicio a los activos que estén siendo remunerados y que no serán tenidas en cuenta, en la historia de un activo, las horas de indisponibilidad que éste presente durante el tiempo en que no esté siendo remunerado.

7. Aplicación del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE

En nuestra comunicación de marzo 30 de 2009, solicitamos a la CREG dejar claro que cuando la cancelación o suspensión de los mantenimientos programados se deba a situaciones que están por fuera del control del transportador, como son las condiciones de mal tiempo en las que, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, no se pueden realizar o continuar ciertas labores de mantenimiento, no se contabilicen ni parcial ni totalmente las horas programadas.

Al respecto, la Comisión hizo referencia a sus estudios en los cuales analizaba la posibilidad de aclarar la materia en acto posterior.

En este sentido, resaltamos que el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, expedido mediante Resolución MME 18 1294 de agosto 6 de 2008, establece en su Artículo 20 - Métodos de trabajo en tensión, numeral 20.2 - Procedimientos de ejecución, que:

n. En el caso de presentarse lluvia o niebla, se pueden realizar los trabajos cuando la corriente de fuga por los elementos aislantes esté controlada y se mantenga por debajo de 1µA por cada kV nominal de la instalación.

o. En instalaciones de tensión inferior o igual a 34,5 kV, cuando se presente lluvias fuertes o niebla, no se comenzará el trabajo, pero los que estén en curso de realización pueden terminarse. En caso de no realizar control de la corriente de fuga y si la tensión es superior a 36 kV, estos trabajos deben ser interrumpidos inmediatamente.

Consejo Nacional de Operación

CNO

p. En caso de tormentas eléctricas, los trabajos no deben comenzarse y de haberse iniciado se interrumpirán. Cuando las condiciones atmosféricas impliquen la interrupción del trabajo, se debe retirar al personal y se podrán dejar los dispositivos aislantes colocados hasta que las condiciones vuelvan a ser favorables.”

Como puede observarse, para el nivel de tensión de operación del STN, el RETIE prohíbe la ejecución de maniobras locales y de mantenimientos de los equipos cuando se presenten condiciones de lluvia fuerte, niebla o tormentas eléctricas, y establece además que se pueden dejar colocados los dispositivos aislantes hasta que cesen dichas condiciones.

Ahora, en relación con las maniobras, la Resolución CREG 080 de 1999, en su Artículo 6, define los tiempos de ejecución de las mismas, indicando que “Las maniobras que no se ejecuten completamente en los plazos establecidos, se considerarán como indisponibilidades que afectan los estándares de calidad exigidos en la reglamentación vigente.”

Solicitud: Teniendo en cuenta todo lo anterior y que las empresas están obligadas a cumplir con los lineamientos establecidos en el RETIE, respetuosamente solicitamos a la CREG realizar las modificaciones necesarias a las Resoluciones 080 de 1999 y 011 de 2009, de tal forma que no se contabilicen como indisponibilidades aquellos casos en que se deban suspender o no se puedan ejecutar las labores de mantenimiento o las maniobras, por presentarse las condiciones ambientales indicadas en el RETIE. Particularmente, en lo que respecta al tema de maniobras, solicitamos a la CREG dejar claro que, con el fin de dar cumplimiento al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, cuando se presenten condiciones de lluvia fuertes, niebla o tormentas eléctricas, en el momento en que el CND solicite realizar maniobras de apertura o cierre sobre un activo, el agente deberá realizar la respectiva declaración de esta situación ante el CND, quien postergará la instrucción de maniobras hasta cuando existan condiciones seguras para el personal ejecutor de la maniobra, las cuales será responsabilidad del agente reportar al CND inmediatamente éstas se presenten.

Consejo Nacional de Operación CNO

8. Indisponibilidades excluidas

En nuestra comunicación de marzo 30 de 2009, solicitamos a la CREG que las indisponibilidades excluidas, establecidas en el Capítulo 4, Numeral 4.6 - Indisponibilidades Excluidas, de la Resolución CREG 011 de 2009, consideren las debidas a "la ejecución de obras por parte de entidades estatales o las modificaciones existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial".

Respecto de lo anterior, la CREG respondió que dicha causal no se consideró como parte de las indisponibilidades excluidas para el servicio de Transmisión Nacional, ya que las redes destinadas a la prestación de este servicio no son reubicadas con frecuencia por esta causa.

Si bien, las redes destinadas a la prestación del servicio de transmisión nacional no han sido motivo frecuente de reubicación por la ejecución de obras por parte de entidades estatales o las modificaciones ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial; consideramos necesario resaltar que según nuestro entendimiento, bajo recientes proyectos y leyes ambientales y viales, como es la Ley 1228 de 2008 o el proyecto de Ley de Protección de Zonas de Páramos, puede llegar a requerirse este tipo de reubicaciones o modificaciones en estructuras de transmisión, en algunos casos, cerca de las zonas urbanas y en general con desarrollos viales del orden nacional o local o donde hay aportes de la Nación. Adicionalmente, dicha afectación a la infraestructura de 220 KV y 500 KV, principalmente en las ciudades grandes y medianas, se origina no sólo por la Ley 1228, sino por las diversas obras de infraestructura física que promueven los entes territoriales del orden departamental y municipal.

Solicitud: Teniendo en cuenta todo lo anterior, respetuosamente insistimos a la CREG en que las indisponibilidades excluidas consideren las debidas a "la ejecución de obras por parte de entidades estatales o las modificaciones existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial, así como las que se generen por reubicaciones originadas como resultado de leyes posteriores a la construcción de dichas instalaciones".

Consejo Nacional de Operación CNO

9. Mantenimiento mayor

En el Artículo 18 de la Resolución CREG 011 de 2009, se establece que "Los Mantenimientos Mayores deberán ajustarse a los procedimientos vigentes para definir el programa semestral de mantenimiento de Activos de Uso del STN y al Reglamento para el reporte de eventos, donde se especificará el máximo número de días consecutivos a utilizar para este mantenimiento y la duración mínima de cada indisponibilidad reportada por esta causa. Un Mantenimiento Mayor podrá suspenderse por orden del CND o de una autoridad competente".

En relación con lo anterior, el Anexo 1, Numeral 2.2 - Mantenimientos Mayores, de la Resolución CREG 159 de 2010, establece que:

"El tiempo máximo reconocido para mantenimientos mayores para una unidad constructiva o para una línea, durante el periodo de seis (6) años que inició el 1 de enero de 2006, es de noventa y seis (96) horas. El siguiente periodo de seis (6) años empieza a contar a partir del 1 de enero de 2012.

Este total de horas se puede distribuir a solicitud del TN. La distribución debe hacerse de tal forma que no sobrepase un total de doce (12) días calendario consecutivos a utilizar para este mantenimiento; la duración mínima de indisponibilidad solicitada por esta causa debe ser de treinta y dos (32) horas"

De lo anterior, un primer entendimiento podría ser que existe la posibilidad de que un mantenimiento mayor pueda ser fraccionado en varias indisponibilidades, siempre y cuando en cada intervención se utilicen como mínimo 32 horas, lo cual equivaldría a que cada mantenimiento mayor se puede fraccionar en máximo 3 intervenciones.

Ahora, en el texto final contenido del numeral mencionado, se establece que:

"Para el caso de las tres unidades que conforman los bancos de transformadores, el tiempo reconocido puede dividirse entre las tres unidades. Se acepta una indisponibilidad de mantenimiento mayor por cada unidad, cada una con un tiempo máximo de 32 horas."

Consejo Nacional de Operación

CNO

Con este último párrafo, un segundo entendimiento podría ser que sólo se admite el fraccionamiento del mantenimiento mayor para los bancos de transformadores.

Solicitud: Por lo anterior y partiendo de que el entendimiento adecuado es el primero, atentamente se solicita a la CREG modificar la redacción indicada, para que también quede clara la posibilidad de fraccionar el mantenimiento mayor en otros elementos de subestación y en las líneas de transmisión.

Ahora, si el entendimiento adecuado es el segundo, atentamente se solicita a la CREG extender dicho tratamiento a los otros equipos de subestación y líneas de transmisión (no sólo a los bancos de transformadores), de modo que también se admita el fraccionamiento para dichos equipos en tres períodos durante los 6 años establecidos por la regulación (por supuesto, limitando la suma a las 96 horas definidas); lo anterior, dado que en la práctica se presentan situaciones en las que las labores de mantenimiento mayor deben ser fraccionadas, buscando la optimización en el cambio o reemplazo de ciertos elementos, pues la necesidad de dicho cambio, por condición de deterioro u obsolescencia, no siempre se presenta en el mismo momento, es decir, podría ser necesario cambiar algunos de los elementos en una fecha determinada y los otros elementos en una fecha posterior, cuando ya sus condiciones lo requieran, como se ilustra a continuación con algunos ejemplos:

- Cambio de equipos de corte en una bahía (ya sea las 3 fases o de a una, pues estos equipos generalmente son monofásicos).
- Cambio de tramos de conductores o de espaciadores/amortiguadores en una línea de transmisión.
- Cambio de polos de interruptores, por ejemplo, por fugas de gas.

10. Plan Semestral de Mantenimientos

Dentro de la planeación de mediano plazo que realiza el Centro Nacional de Despacho, se ha planteado la preocupación por el alto nivel de congestión de intervenciones en el SIN durante los primeros meses de los planes semestrales de mantenimiento y por la incertidumbre en relación con los trabajos programados para los últimos meses del plan, lo cual dificulta la planeación de la operación de mediano plazo y afecta, por tanto, la seguridad y confiabilidad del sistema.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Efectivamente, hacia finales de 2010, XM presentó la evolución en la ejecución de los mantenimientos del plan y la ejecución de mantenimientos por fuera del plan, durante los últimos tres PSM, obteniéndose para los activos del STN durante la ejecución de cada plan, una tendencia creciente en el número de mantenimientos fuera del plan y una tendencia decreciente en el número de mantenimientos del plan, lo cual es el reflejo de la mayor incertidumbre que se tiene para los últimos meses de cada plan.

Solicitud: Por lo anterior, atentamente se solicita a la CREG modificar los tiempos definidos para el Plan Semestral de Mantenimientos de los activos de transmisión, de modo que el período de seis (6) meses, en el que es de obligatorio cumplimiento el programa de mantenimiento reportado por las empresas, sea reducido a tres (3) meses, y que el período de dieciocho (18) meses, que actualmente es de reporte opcional y cumplimiento indicativo, igualmente sea reducido a tres (3) meses, pero se vuelva de reporte obligatorio y cumplimiento indicativo; es decir, que el Plan Semestral de Mantenimientos tenga dos períodos: los primeros tres (3) meses, de reporte y cumplimiento obligatorio, y los siguientes tres (3) meses, de reporte obligatorio y cumplimiento opcional. De esta forma, el ingreso del plan sería cada tres (3) meses y no cada seis (6) meses.

Se considera que con lo anterior, se tendría una distribución más uniforme de los mantenimientos en dicho horizonte, permitiendo mejorar la efectividad de la planeación de la operación de mediano plazo y una mayor optimización de los recursos del sistema. Adicionalmente, además de ser consistente con el horizonte definido por la regulación para las consignaciones asociadas con trabajos de expansión, se considera que dicha modificación conllevará importantes beneficios para la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, como resultado de la reducción de la congestión de las intervenciones en el SIN, la que en algunos casos lleva a aplazamientos de éstas por parte del Operador del Sistema.

11. Procedimiento para contabilización de tiempos de maniobras

De acuerdo con el Anexo 1, Numeral 3.3.1 - Reporte de Maniobras Operativas, de la Resolución CREG 159 de 2010, las maniobras se realizan sobre Activos del STN, teniendo en cuenta los tiempos máximos de respuesta entre la instrucción impartida y la ejecución de la maniobra, para lo cual se debe

15

Consejo Nacional de Operación

CNO

reportar entre otra información el Activo del STN sobre el cual se reportará la maniobra, el Tiempo de Instrucción, el Tiempo de Ocurrencia y el Tiempo de reporte, teniendo en cuenta además lo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999 o la que la modifique o sustituya.

Actualmente, la Resolución CREG 080 de 1999 establece los tiempos de maniobra para los diferentes equipos del sistema. Así por ejemplo, para el caso de las líneas de transmisión 220-230 kV, define un tiempo de 13 minutos como tiempo máximo de respuesta entre la instrucción del CND y la ejecución de la maniobra.

Como es de su conocimiento, la apertura de líneas de transmisión y transformadores requiere de una adecuada coordinación y de una serie de maniobras para garantizar condiciones seguras que permitan iniciar la intervención de los equipos y los trabajos de mantenimiento correspondientes.

Particularmente, cuando las bahías extremas de una línea son de diferentes propietarios, dicha coordinación se hace aún más necesaria y, por supuesto, requerirá de mayores tiempos desde el momento de la primera maniobra (apertura del interruptor del primer extremo) hasta el momento de la última maniobra (conexión a tierra en el último extremo), el cual deberá transcurrir sin que aún se hubiera iniciado la intervención del equipo y las labores de mantenimiento correspondientes.

Es así como el Código de Operación en su numeral 5.3.1, estableció la secuencia de maniobras de apertura de líneas, definiendo que para la apertura de una línea de transmisión del STN entre las subestaciones A y B, el CND luego de adecuar las condiciones operativas del SIN para efectuar las maniobras, debe impartir la siguiente secuencia de instrucciones a los operadores de las subestaciones:

1. Efectuar la apertura en la subestación A del campo de la línea a la subestación B. El CND espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
2. Efectuar la apertura en la subestación B del campo de la línea a la subestación A. El CND espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.

Consejo Nacional de Operación

CNO

3. Despejar campos de la línea en las subestaciones A y B. El CND espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
4. Conectar a tierra la línea en las subestaciones A y B. El CND espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.

De acuerdo con todo lo mencionado anteriormente, el Consejo entiende que el tiempo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999 para maniobras de apertura de una línea de transmisión es el tiempo aplicable a la suma de los tiempos utilizados en cada una de las maniobras sobre los equipos de una misma bahía, pero considerando sólo el tiempo transcurrido entre la instrucción del CND para cada equipo y la confirmación de la maniobra respectiva por parte del agente, sin considerar los retardos asociados con la maniobra en los equipos del otro extremo ni los retardos en las instrucciones de maniobra de los diferentes equipos por razón de la seguridad del sistema y de la vida humana que interviene, sobre todo durante el aterrizaje.

Solicitud 1: De acuerdo con todo lo anterior, y considerando la importancia de que para la seguridad en la ejecución de las maniobras se tenga un procedimiento único y estándar para ser aplicado cuando se realizan maniobras de apertura de equipos para consignación nacional, atentamente se solicita a la CREG que la contabilización de los tiempos de maniobra para efectos del Reporte de Maniobras Operativas establecido en el Numeral 3.3.1 del Anexo 1 de la Resolución CREG 159 de 2010, tenga en cuenta el siguiente procedimiento para las maniobras de apertura de una línea del STN, de los transformadores del STN o de los transformadores de conexión al STN:

Paso 1. El CND da instrucción de apertura de interruptor en el extremo A: Se cuenta el tiempo de ejecución efectivo (t_1).

Paso 2. El CND da instrucción de apertura de interruptor en el extremo B: Se cuenta el tiempo de ejecución efectivo (t_2).

Paso 3. El CND da instrucción de apertura de seccionadores en cada extremo: Se cuenta el tiempo de ejecución efectivo en el extremo A (t_3) y el tiempo de ejecución efectivo en el extremo B (t_4).

Paso 4. El CND instruye el comienzo de las secuencias de aterrizaje en cada extremo: Se cuenta el tiempo de ejecución efectivo de aterrizaje

Consejo Nacional de Operación

CNO

en el extremo A (t5) y el tiempo de ejecución efectivo de aterrizaje en el extremo B (t6).

Nota 1: El aterrizaje al que se hace referencia corresponde al que se efectúa con los equipos de puesta a tierra en las subestaciones A y B.

Nota 2: Se considera tiempo de ejecución efectivo, el tiempo transcurrido entre la instrucción de la maniobra y la ocurrencia de la misma, sin perjuicio de las demás disposiciones vigentes en materia de la responsabilidad de los Transmisores Nacionales y/u Operadores de Red de informar al CND la ocurrencia de cualquier Evento, dentro de los quince (15) minutos siguientes a la ocurrencia del mismo, y la Finalización de la Ejecución de Maniobras dentro de los cinco (5) minutos siguientes.

Si el tiempo total utilizado para la maniobra de apertura, la cual incluye la apertura del interruptor, la apertura de los seccionadores respectivos, y la puesta a tierra, supera el tiempo máximo regulado, se considera a partir de ese momento (vencimiento del tiempo máximo regulado) la indisponibilidad del elemento, de acuerdo con lo planteado en la Resolución CREG 080 de 1999 en cuanto a la no ejecución de maniobras en los plazos establecidos.

De acuerdo con lo anterior, para una línea del STN, transformador del STN o transformador de conexión al STN, siempre serán 6 pasos (3 para cada bahía), independientemente de la propiedad.

Un activo que se consigne para determinada intervención quedará indisponible cuando se dé el último aterrizaje. Adicionalmente, si la suma de los tiempos de los tres pasos en la bahía de cualquier extremo supera el tiempo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999, se considerará indisponible esa bahía desde el instante en que se cumpla dicho tiempo hasta que la respectiva secuencia de pasos de apertura finalice.

Una vez declarado disponible el activo, la instrucción de cierre para la bahía sólo considerará la maniobra final de cierre del interruptor.

Consejo Nacional de Operación CNO

Solicitud 2: En forma similar, atentamente se solicita a la CREG que la contabilización de los tiempos de maniobra para efectos del Reporte de Maniobras Operativas establecido en el Numeral 3.3.1 del Anexo 1 de la Resolución CREG 159 de 2010, tenga en cuenta el siguiente procedimiento para completar la apertura de los demás activos del STN, como equipos de compensación Shunt inductiva o capacitiva:

Se tendrán tres pasos por cada bahía, garantizando una operación segura y confiable; para ello, el CND dará la instrucción de apertura de la bahía y se cuenta el tiempo de ejecución hasta la ocurrencia del aterrizaje respectivo, de modo tal que se considera la suma de los tiempos utilizados en cada uno de los pasos de la maniobra de apertura.

Finalmente, aprovechamos la oportunidad para informarle a la CREG que actualmente XM adelanta un estudio de consultoría con la firma HMV Ingenieros, mediante el cual se busca determinar tiempos eficientes de maniobra en los equipos del STN; una vez esté concluido dicho estudio, se estará presentando a la CREG para la posible incorporación de sus resultados en la regulación. Cabe mencionar que dicho estudio en ningún momento condiciona los ajustes acá solicitados.

12. **Indisponibilidades Excluidas**

- Suspensión de mantenimientos en la punta 2: Como resultado de los análisis y de las acciones de mejoramiento que se implementaron con posterioridad al evento de abril 26 de 2007, XM resaltó que tanto en el SIN como en sistemas de otros países, durante las intervenciones de equipos, ocurren imprevistos que pueden comprometer la seguridad del sistema, tales como la apertura total o parcial de una subestación y sus subsiguientes consecuencias, razones por las cuales consideró relevante y prioritaria la no realización de mantenimientos en las subestaciones estratégicas durante la punta 2, en aras de preservar la seguridad del sistema.

La anterior solicitud ha llevado a que ante mantenimientos prolongados, se deban suspender dichas labores durante el período de la punta 2 y reanudarlas posteriormente, dejando los activos indisponibles y afectando por tanto sus indicadores de disponibilidad sin que se pueda avanzar en las labores de mantenimiento sobre los mismos.

Consejo Nacional de Operación

CNO

Solicitud: Con el fin de no afectar los indicadores de disponibilidad de los activos cuyas labores de mantenimiento deban suspenderse en este período, por razón de la solicitud de XM y en aras de la preservación de la seguridad del sistema, atentamente se solicita a la CREG que el tiempo transcurrido desde la suspensión del mantenimiento por instrucción del CND hasta que éste pueda ser reanudado, no sean contabilizadas como tiempo de indisponibilidad de dichos activos y por tanto no afecten los indicadores de disponibilidad respectivos, ya que son causas ajenas al operador del activo.

- Consignaciones solicitadas, pero no aprobadas por seguridad del sistema: Como parte de las labores necesarias para culminar las labores de mantenimiento y recuperación de un equipo del sistema de transmisión, se requiere en algunos casos desconectar elementos adicionales del sistema por razones de seguridad del personal y del equipo. Sin embargo, en algunos casos el CND puede no autorizar la consignación respectiva por razón de la seguridad del sistema eléctrico.

Ante tal situación, se prolonga el estado de indisponibilidad del equipo que se encuentra intervenido, sin que se puedan continuar las labores de mantenimiento respectivas, toda vez que no se garantizan las condiciones necesarias para ello.

Solicitud: Por lo anterior, atentamente se solicita a la CREG que cuando la continuación de las labores de mantenimiento de un equipo que se encuentra indisponible requiera la desconexión de elementos adicionales por razones de seguridad del personal y del equipo y ésta no sea autorizada por el CND, por razón de mantener la seguridad del sistema, el tiempo que transcurra entre la solicitud del transportador de desconectar los elementos adicionales requeridos y la aceptación por parte del CND de realizar dicha desconexión, no sea considerado como tiempo de indisponibilidad del elemento principal que se encuentra en mantenimiento, toda vez que durante ese período el transportador no puede continuar las labores de mantenimiento por no garantizarse las condiciones de seguridad mínimas necesarias para ello.

Respetuosamente, solicitamos a la Comisión tener en cuenta las dos situaciones planteadas, atendiendo el espíritu de la exclusión establecida en el Inciso ii, Numeral 4.6, del Capítulo 4 de la Resolución CREG 011 de 2009,

20

Consejo Nacional de Operación CNO

realizar talleres en los que podamos presentar avances y resultados y asegurar así la efectividad del trabajo realizado.

Respetuosamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico CNO