



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**REPORTE DE EVENTOS Y CÁLCULO DE
ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN EL
SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL**

DOCUMENTO CREG-051
24 de agosto de 2012

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES..... 109

2. ACLARACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG 011 DE 2009..... 111

 2.1 Aplicación del esquema de calidad..... 111

 2.2 Indisponibilidades Excluidas..... 113

 2.3 Valor de referencia del CRO..... 115

 2.4 Activo No Operativo..... 116

 2.5 Capacidad Disponible del Activo 116

 2.6 Datos Históricos 117

 2.7 Programación de mantenimientos 117

 2.8 Zonas excluidas de CANO 118

3. REGLAMENTO DE REPORTE DE EVENTOS..... 120

 3.1 Base de datos de reporte de eventos 120

 3.2 Activos del STN a reportar..... 121

 3.3 Información de los eventos a reportar 122

 3.4 Validación de la información..... 123

4. CALCULO DE ENS..... 125

 4.1 Análisis de información histórica 126

 4.2 Propuesta de cálculo de ENS..... 131

 4.3 Informe de ENS..... 136

5. COMENTARIOS RECIBIDOS..... 136

 5.1 Artículo 3°..... 137

 5.2 Anexo 1. Reglamento para el reporte de maniobras y eventos..... 137

 5.3 Anexo 2. Cálculo de la Energía No Suministrada 145

 5.4 Resolución CREG 011 de 2009..... 155

ANEXO 157

REPORTE DE EVENTOS Y CÁLCULO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

1. ANTECEDENTES

Mediante la Resolución CREG 061 de 2000, modificada por la Resolución CREG 011 de 2002, se establecieron las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional, STN, y de Conexión al STN, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

La Resolución CREG 065 de 2000 modificó los procedimientos para la coordinación de mantenimientos del Sistema Interconectado Nacional, SIN, y estableció la obligatoriedad de consignar el programa de mantenimientos de equipos de transporte al Centro Nacional de Despacho, CND, para un período de 24 meses, de los cuales para los primeros seis (6) meses el reporte es de carácter obligatorio y para el resto del horizonte, dieciocho (18) meses, es opcional.

La Resolución CREG 072 de 1999 estableció el Mantenimiento Mayor para los activos del STN y determinó como fecha de inicio del primer periodo de seis años para contabilizar este Mantenimiento Mayor el 1 de enero de 2000. De conformidad con el periodo definido para el Mantenimiento Mayor y lo establecido las resoluciones CREG 061 de 2000 y 011 de 2009, el segundo periodo de Mantenimiento Mayor para los activos del STN inició el 1 de enero de 2006 y finalizó el 31 de diciembre de 2011. Consecuentemente, el tercer periodo debió iniciarse a partir del 1 de enero de 2012 y finalizará el 31 de diciembre de 2017.

La Resolución CREG 022 de 2001 reguló los procesos de libre concurrencia para ejecutar la expansión del STN y señaló, entre otras obligaciones para los adjudicatarios de los proyectos, que para efectos de aplicar el esquema de calidad del servicio en el STN establecido en la Resolución CREG 061 de 2000, se deberían reportar al Liquidador y Administración de Cuentas, LAC, cada una de las Unidades Constructivas que componen el proyecto, con anterioridad a la puesta en Operación Comercial de los activos.

Mediante la Resolución CREG 011 de 2009 se estableció la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, y se establecieron las normas de calidad del servicio aplicables a dicho servicio por parte de los Transmisores Nacionales, TN.

En particular, los artículos 15 y 16 de la mencionada resolución establecen:

Artículo 15. Responsabilidad por la Calidad del Servicio en el STN. *La continuidad en la Transmisión de Energía Eléctrica en el STN, dentro de niveles de calidad establecidos en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución, será responsabilidad de los TN.*

Artículo 16. Calidad del Servicio en el STN. *La calidad de la Transmisión de Energía Eléctrica en el STN se medirá de acuerdo con lo establecido en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución.*

Parágrafo. *El CND deberá someter a aprobación de la CREG una propuesta para el Reporte de Eventos y los formatos para el reporte de la información de que trata el numeral 4.2 del Anexo General de la presente Resolución, así como las reglas que aplicará para el cálculo de la Energía No Suministrada y el Porcentaje de Energía No Suministrada, a más tardar dentro de los tres (3) meses siguientes a la vigencia de la presente Resolución.*

En el capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009, fueron establecidas las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio por parte de los TN, así como las reducciones en el ingreso por las variaciones en dichas características, esquema de calidad que debe ser aplicado tanto a los activos del STN construidos mediante procesos de libre concurrencia como a los que hacen parte de la base de activos aprobada mediante resolución particular.

De otra parte, en cumplimiento de lo señalado en la Resolución CREG 011 de 2009, XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., en comunicación radicada el 2 de junio de 2009 en la CREG con el número E-2009-004981, remitió el "Reglamento para el reporte, validación y solicitud de modificación de la información de maniobras y eventos en los activos del STN", junto con la "Propuesta de procedimiento para la estimación de Energía no Suministrada (ENS)" los cuales fueron analizados por la Comisión en el desarrollo de la respectiva propuesta de resolución.

Mediante la Resolución CREG 159 de 2010, la Comisión publicó un proyecto de resolución de carácter general con el fin de adoptar el reglamento para el reporte de Maniobras y Eventos en el Sistema de Transmisión Nacional y fijar otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio.

La resolución en consulta se presentó ante las empresas de servicios públicos y terceros interesados el día 25 de enero de 2011. Se recibieron comentarios al proyecto de resolución, dentro del plazo establecido para ello, los cuales fueron considerados para la elaboración de la presente propuesta de reglamento para el reporte de eventos y cálculo de ENS y su respectivo análisis se presenta en este documento.

Mediante la Resolución CREG 128 de 2010 se establecieron reglas para hacer la transición al nuevo esquema de calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional adoptado por la Resolución CREG 011 de 2009, reglas de transición que regirán hasta tanto se apruebe la resolución que establece el reglamento de reporte de eventos en activos del STN y la forma de cálculo de la ENS, y se inicie la aplicación del nuevo esquema de calidad.

La Resolución CREG 008 de 2003, establecía un plazo para la modificación en la información de eventos así:

Artículo 6o. Información básica para la liquidación de cuentas. Para adelantar la actividad de Liquidación de Cuentas el Liquidador de Cuentas deberá, entre otras, recolectar la siguiente información:

Demanda mensual de energía de cada Comercializador: Corresponde a la demanda mensual de energía establecida por periodos de carga máxima, media y mínima, y total mensual, de acuerdo con las definiciones estipuladas en la regulación vigente, aplicable para cada sistema. Esta información será la calculada por el Administrador del SIC, y que es utilizada para la liquidación de las transacciones del mercado de energía mayorista, y deberá estar referida a nivel del STN con los factores que para el efecto establezca la regulación vigente, sin incluir las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional.

Información de Eventos de los sistemas de transporte: Corresponde a la información de los Eventos relacionados con la calidad del servicio en los sistemas de transporte, que se requiera para calcular las compensaciones aplicables a cada sistema, que deban ser liquidadas por el LAC, de conformidad con la regulación vigente. La recepción de esta información será coordinada con el Centro Nacional de Despacho; el Consejo Nacional de Operación aprobará, si es del caso, el

procedimiento operativo para el reporte y actualización de dicha información, teniendo en cuenta los criterios definidos en la presente Resolución.

El plazo para la solicitud de modificaciones a la información de Eventos de los Sistemas de Transporte no podrá ser superior al octavo (8o) día calendario del mes siguiente a la operación.
(subraya fuera de texto)

Sin embargo, el anterior plazo quedó derogado mediante el artículo 33 de la Resolución CREG 157 de 2001, la cual modificó las normas sobre el registro de fronteras comerciales, los contratos de energía de largo plazo, y la liquidación y facturación de transacciones en el MEM, lo que hace necesario incluir dentro del reglamento de eventos y maniobras una propuesta para el plazo mencionado.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 y en el artículo 5 del Decreto 2897 de 2010, en el anexo del presente documento se encuentra diligenciado el cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio.

2. ACLARACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG 011 DE 2009

Teniendo en cuenta los análisis de la Comisión sobre el reporte de eventos y los comentarios realizados por parte de los agentes a la Resolución CREG 159 de 2010, se consideró pertinente que en la propuesta de resolución se realizaran algunas aclaraciones sobre algunas definiciones, la clasificación de los eventos del STN y sus consideraciones en la estimación de los indicadores de calidad del servicio establecidos en la Resolución CREG 011 de 2009. Dichas aclaraciones son presentadas en este capítulo.

2.1 Aplicación del esquema de calidad

Para la correcta aplicación de lo propuesto en cuanto al cálculo de ENS y el reporte de eventos, y en general para la aplicación del esquema de calidad del servicio establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, se vio la necesidad de definir cuáles son los eventos sobre los cuales se hará referencia. De esta forma, se entenderá por Evento, aquella situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada. Es decir, que tanto a las indisponibilidades que se programan (p.e. mantenimientos, maniobras), como a todas aquellas que ocurren de manera no programada, (p.e. fallas del sistema, catástrofes), se clasificarán como eventos y serán objeto de aplicación de lo aquí propuesto y lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009.

Tal como lo establece la Resolución CREG 011 de 2009, la calidad del servicio en el STN es responsabilidad de los TN y el esquema establecido debe aplicarse a los activos sobre los cuales es responsable, sin hacer distinción del mecanismo mediante el cual fueron construidos; es decir, aplica tanto a los que hacen parte de la base de activos aprobada a cada TN mediante resolución particular de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2011 o aquella que la modifique o sustituya, como a los activos que son construidos como resultado de procesos de libre competencia.

También se considera que todos los activos de uso del STN que estén en operación comercial deben cumplir con el esquema de calidad y les aplica la presente propuesta de resolución dado que, como lo establece la ley, una vez se conecten al sistema hacen parte de este, y por tanto

su conexión no debe generar perturbaciones en el sistema que afecten la calidad. Los TN que sean responsables por dichos activos serán los que asuman la responsabilidad por sus efectos en la calidad del servicio.

Sin embargo, es preciso aclarar cuál es el alcance propuesto para la aplicación de los indicadores de calidad a los activos mencionados en el párrafo anterior, desde que entran en operación comercial hasta la fecha en que se inicie su remuneración a través de cargos por uso, para lo cual se hace necesario recordar las características de calidad del servicio establecidas en el numeral 4.1 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009:

a) La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no superará las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.

b) Las indisponibilidades máximas permitidas de un Activo originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados, y las debidas a actos de terrorismo, no superarán los seis meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe.

c) La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo no superará el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho.

d) A partir del momento en que las Horas de Indisponibilidad Acumulada de un activo sean mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas, no se permitirá que la indisponibilidad de este Activo deje no operativos otros activos.

De estas características se encuentra que las mencionadas en los literales a) y b) se relacionan principalmente con la disponibilidad del activo en sí y con su operación, más que con el efecto que pueda ocasionarse en el sistema. Las características de los literales c) y d) están relacionadas con los efectos que una indisponibilidad puede causar en el sistema o en los demás activos, sin embargo, tal como lo establece la Resolución CREG 011 de 2009, para aplicar la compensación por dejar Activos no Operativos se requiere que el activo causante haya superado las metas de indisponibilidad las cuales no se calculan para los activos que aún no se están remunerando. La compensación de que trata el literal c), refleja la afectación del Sistema en conjunto cuando se presenta un evento en un activo conectado a este sistema, aun más si se trata de un evento no programado.

Por esto, para el caso de los activos del STN que entran en operación comercial y mientras se inicia su remuneración, se considera que el operador de estos activos será responsable por la ocurrencia de eventos que ocasionen ENS. Lo anterior, sin perjuicio de las gestiones que realizará el responsable de dichos activos para que su conexión al SIN no genere inconvenientes en la calidad del servicio relacionadas con las demás características mencionadas anteriormente.

Para hacer seguimiento a los eventos en los activos del STN, y tal como estaba establecido en el numeral 4.2 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de los activos, se deberán reportar todos los eventos acogidos a lo establecido para ello en la presente propuesta.

En el caso en que se presente ENS en activos que han iniciado su operación pero que no son remunerados aún por cargos por uso, se propone que el procedimiento para la estimación de la ENS y demás consideraciones asociadas a la compensación sigan los mismos procedimientos y formas establecidas en la presente propuesta, pero teniendo en cuenta que el pago de las compensaciones a que haya lugar se hará cuando dichos activos hagan parte de la base reconocida a los TN o inicie el reconocimiento del pago de la convocatoria mediante la cual fueron construidos.

Una vez la condición de los activos cambie, y se encuentren incluidos en la remuneración del STN a través de cargos por uso, el agente que los represente ante el LAC será responsable por el cumplimiento de todos los indicadores de calidad establecidos en el capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009 sobre dichos activos.

Ahora bien, en cuanto al inicio de aplicación del esquema de calidad propuesto en la Resolución CREG 011 de 2009, como se mencionó anteriormente, la resolución que se propone expedir permite que se completen los requisitos para que se pueda dar inicio al esquema de calidad. Sin embargo, teniendo en cuenta que conforme lo aquí propuesto se requiere de un tiempo por parte de XM, de los TN y demás involucrados, para la adecuación de los respectivos sistemas de los reportes y de formatos, entre otros, se propone un tiempo aproximado de tres meses para que, una vez quede en firme la resolución aquí propuesta, los agentes y terceros puedan realizar las adecuaciones necesarias.

De esta forma, la metodología de calidad del servicio en el STN, prevista en el capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009, y lo establecido en la presente propuesta de resolución se aplicarán a partir del primero de enero de 2013, exceptuando algunos plazos diferentes que se proponen y que se explicarán mas adelante.

2.2 Indisponibilidades Excluidas

En la Resolución CREG 011 de 2009 fueron establecidos los eventos que serían excluidos para efectos de aplicarles las respectivas compensaciones¹, dentro de los cuales no se consideran los originados por la ejecución de obras por parte de entidades estatales o las modificaciones a las instalaciones existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial, POT, dado que la Comisión consideraba que estos casos no eran comunes en la infraestructura del STN, como si lo podrían ser en infraestructuras del STR y SDL.

Sin embargo, atendiendo los comentarios realizados por los agentes en donde solicitan incluir dichos eventos dentro de las indisponibilidades excluidas, la Comisión estudió la propuesta y propone introducir dicha indisponibilidad en la lista definida en la Resolución CREG 011 de 2009, con el cumplimiento de algunos requisitos que permitirán al CND considerar la respectiva exclusión.

En este sentido, cuando la infraestructura del STN de un TN deba ser intervenida por la ejecución de obras por parte de entidades estatales o por cumplimiento del POT, para que el CND excluya las indisponibilidades asociadas, el TN deberá declararlo oficialmente al CND, informando como mínimo lo siguiente:

- detalle de los activos afectados,

¹ Numeral 4.6 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009

- fecha de inicio de intervención de los activos,
- número de días de la indisponibilidad,
- adjuntar las respectivas certificaciones de las entidades estatales o de los organismos correspondientes,
- cualquier cambio que se presente en la información inicialmente enviada al CND, anexando la correspondiente certificación.

Haciendo referencia a las comunicaciones exigidas en la Resolución CREG 011 de 2009 para las indisponibilidades excluidas por catástrofes naturales o actos de terrorismo², se propone aclarar en la resolución que las declaraciones oficiales que se envíen al CND deberán ser por escrito y deberán anexar la información de los activos afectados y la manifestación de que el TN cumplió con los demás puntos exigidos en el citado aparte. La anterior exigencia se hace para dejar constancia del cumplimiento de los requisitos para que los eventos sean excluidos.

Otra aclaración que se realiza en cuanto a las indisponibilidades excluidas, es la relacionada con las indisponibilidades solicitadas por el CND³. En este caso, se revisó que en el numeral 2.2.4 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 061 de 1996, se establecieron las condiciones y características que deberían cumplirse para la instalación de esquemas de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia para garantizar la operación del sistema ante algunas contingencias que puedan ocasionar alteración de los valores operativos de la frecuencia del sistema y la posterior pérdida de estabilidad del mismo. De la misma forma, en los acuerdos del CNO⁴ se han establecido las etapas y porcentajes de desconexión de carga para que los agentes implementen dichos esquemas en su sistema.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone que las indisponibilidades en activos del STN originadas por la operación de los esquemas de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia, EDAC, que cumplan con lo establecido en las resoluciones anteriormente mencionadas, sean consideradas como indisponibilidades excluidas y harán parte de las exclusiones establecidas como *"indisponibilidades de activos solicitados por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN"*⁵.

Por otro lado, existen otros esquemas suplementarios instalados para evitar que se presente la apertura de interruptores por sobrecarga en circuitos o transformadores que pueden considerarse como una señal de expansión que debe ser identificada y atendida. En este caso, el esquema actual de planificación y expansión, establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, determina que la expansión del STN es definida por la UPME en los planes de expansión que expide anualmente, y se ejecuta conforme lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001.

² Aparte iv del numeral 4.6 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

³ Aparte ii del numeral 4.6 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

⁴ Acuerdo CNO 582 de 2012.

⁵ Indisponibilidades excluidas establecidas en el aparte ii del numeral 4.6 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

Lo anterior implica que cuando ocurran eventos ocasionados por la operación de estos esquemas suplementarios, aunque son una señal de expansión que debe ser atendida, el TN solo puede desarrollar las obras cuando estas sean incluidas en el Plan de Expansión por parte de la UPME, según los análisis realizados por dicha entidad, la información suministrada por los TN a la UPME para la elaboración del plan de expansión y los análisis operativos de corto, mediano y largo plazo realizados por el CND. Se propone entonces, que las indisponibilidades ocasionadas por la operación de estos esquemas suplementarios también sean consideradas dentro de las indisponibilidades excluidas mencionadas anteriormente.

Para hacer un seguimiento a los esquemas instalados para la operación del sistema, se propone que el CND publique en su página web una lista con todos los esquemas suplementarios existentes en el SIN. El objeto es que en la lista se puedan identificar los activos que operarían por la actuación de cada esquema, el tipo de esquema suplementario instalado, y especialmente detectar aquellos que son instalados para evitar sobrecarga en algún circuito o transformador del STN así como los activos que protege. Esta lista permitirá también de forma más directa clasificar los eventos que, como ya se mencionó, son considerados como excluibles.

Finalmente, se aclara que cualquier evento que sea identificado y clasificado como una indisponibilidad excluida y que cumpla con lo establecido en el numeral 4.6 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009, no debe ser considerado para el cálculo de las horas de indisponibilidad del activo ni para las compensaciones por Energía No Suministrada, ENS, o por dejar activos no operativos.

Sin embargo, tales eventos deben quedar en la base de datos de los eventos que mantendrá el CND, y en el caso de que ocurran en el mismo periodo horario con eventos ocasionados por indisponibilidades no excluidas, se deberá revisar si son eventos simultáneos, si se presentó ENS, y para ello en la presente propuesta se establece como discriminar la ENS que debe ser compensada por el evento que no es excluible y la parte asociada con el evento que corresponde a una indisponibilidad excluida la cual no será objeto de compensación.

2.3 Valor de referencia del CRO

En el Código de Operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, se definió tanto el Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, *CRO*, como los valores del porcentaje de la demanda racionada asociado a cada uno de los rangos o escalones de costos de racionamiento definidos. De la misma forma, se estableció que los costos asociados a cada escalón serían actualizados mensualmente por la UPME.

En este sentido, para la aplicación del esquema de calidad se aclara que el *CRO* a utilizar para el cálculo del costo de la ENS que se deba compensar⁶, será el que rija para el mes en el que se vaya a aplicar la respectiva compensación, una vez la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios determine que hubo lugar a ello.

⁶ Cálculo de la variable $CANO_{i,m,k}$ para el caso establecido en el aparte 3 del numeral 4.8.3 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

2.4 Activo No Operativo

Teniendo en cuenta los comentarios realizados por los agentes y para una correcta aplicación de la metodología de calidad, en la resolución propuesta se establece la definición de Activo No Operativo, de modo que se considere que la indisponibilidad de un activo responde a esta categoría solamente cuando, estando disponible, no se puede operar debido a la indisponibilidad de otro activo.

En este caso, las horas durante las cuales el activo se encuentre no disponible por causa de otro activo, harán parte de la base de datos de eventos que mantendrá el CND, pero no se considerarán dentro del cálculo de las Horas de Indisponibilidad del Activo, variable $HID_{m,k}$ del numeral 4.5 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009, ni de las compensaciones que deban asignarse a este activo; sin embargo, dicho tiempo de indisponibilidad como Activo No Operativo sí será considerado en el cálculo de las compensaciones que deben asignarse al activo que ocasionó la no operatividad⁷ previa revisión de las siguientes condiciones:

- el activo causante de que otros activos queden no operativos no pertenece a una zona excluida de compensaciones CANO, zonas que son precisadas en el numeral 2.8 del presente documento,
- el activo causante de que otros activos queden no operativos ha superado las máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas, o el evento ha ocasionado ENS.

2.5 Capacidad Disponible del Activo

Teniendo en cuenta los comentarios recibidos, se propone aclarar que la capacidad disponible de un activo es la parte de este que queda en operación en caso de un evento, igualmente se propone aclarar la forma de estimar la capacidad disponible en los diferentes activos del STN sobre los cuales se reportan eventos.

En el caso de los activos como líneas, transformadores y unidades de compensación, la capacidad disponible se puede determinar según la capacidad real disponible del activo, que estará medida en las mismas unidades de la capacidad nominal.

Para los activos de módulo de barraje, dado la capacidad disponible depende de factores como la configuración, el número de campos conectados que continúan disponibles, etc., se propone una forma de aproximar la capacidad parcial estimando solo un estado intermedio que corresponde al 50% de la capacidad nominal; los otros estados posibles corresponderán al 100% cuando todo el módulo este disponible y 0% cuando este indisponible.

Para los demás activos (bahías, corte central, diferencial de barras, enlace ICCP, scada y sistema de comunicaciones) se considera que la capacidad disponible solo tomará los valores de 0% o 100% de la capacidad nominal, dependiendo de si el equipo está en falla o está en funcionamiento normal.

⁷ Variable $CANO_{m,k}$, definida en el numeral 4.8.3 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

2.6 Datos Históricos

La metodología de calidad en el STN que se ha venido aplicando contempla la realización de un reporte de indisponibilidades sobre algunos de los activos del STN. Esta información histórica, se considerará para estimar las indisponibilidades del activo correspondiente, durante los once meses anteriores al primer mes de aplicación del nuevo esquema de calidad, en la forma prevista en el numeral 4.5 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

Para los activos a los que no se les exigía dicho reporte, se asumirá que las horas de indisponibilidad, durante los meses anteriores al primer mes de aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2009, son iguales a cero.

2.7 Programación de mantenimientos

La Resolución CREG 025 de 1995, modificada por la resolución CREG 065 de 2000, estableció el esquema mediante el cual los agentes del SIN deben programar e informar al CND los mantenimientos en los activos que operan.

La Resolución CREG 011 de 2009 estableció que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidades, MHAI, se ajustarían entre otras cosas, por cambios que los TN realicen al programa semestral de mantenimientos, es decir para los mantenimientos programados para los primeros 6 meses del horizonte del reporte de mantenimientos. Teniendo en cuenta lo anterior y los ajustes que los TN puedan requerir como consecuencia del inicio de aplicación del esquema de calidad, se propone que de considerarlo necesario, los TN puedan ajustar su programa de mantenimiento sin que se aplique el ajuste mencionado a las horas permitidas de indisponibilidad, para lo cual tendrán un plazo de 15 días calendario posteriores a la entrada en vigencia de la resolución propuesta. Para el caso de un Mantenimiento Mayor, se recuerda que, como todos los mantenimientos, este también debe estar reportado en el programa semestral de mantenimientos. Vencido el plazo propuesto, cualquier modificación al programa semestral de mantenimiento tendrá el efecto establecido en la Resolución CREG 011 de 2009.

En todo caso, los ajustes deberán realizarse cumpliendo con las disposiciones establecidas en el Código de Operación que hace parte del Código de Redes contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.

Respecto a las horas programadas para el mantenimiento de un activo incluidas en la programación semanal de mantenimientos que no sean utilizadas para dicha actividad, la Resolución CREG 011 de 2009 estableció que dichas horas serían contabilizadas total o parcialmente como indisponibilidad del activo como un incentivo a que las programaciones sean lo mas ajustadas posibles a la realidad y así generar el menor impacto en la programación de los recursos de generación y en la operación del sistema, además, se considera que el agente cuenta con herramientas para coordinar sus mantenimientos y la posibilidad de que ante alguna eventualidad, este pueda ser cancelado hasta las 08:00 horas del día anterior al de la operación, para que esta información pueda ser tenida en cuenta en el despacho.

En relación con lo anterior y con el fin de que los indicadores de mantenimiento e indisponibilidad de los activos del STN reflejen las horas efectivamente usadas en los mantenimientos, se propone que el CND lleve un registro separado de las horas efectivamente utilizadas en el mantenimiento y de las horas contabilizadas como indisponibilidad para efecto de aplicar las compensaciones.

En cuanto a los Mantenimientos Mayores, definidos como el mantenimiento que se realiza por una vez cada seis años y requiere un tiempo mayor a las Máximas Horas Anuales de Disponibilidad fijadas para cada activo, la propuesta incluye algunas precisiones a tener en cuenta para su consideración en el esquema de calidad:

- el periodo actual de Mantenimiento Mayor inició el 1 de enero de 2012,
- para los activos asociados a unidades constructivas, UC, de tipo encapsuladas se define que el Mantenimiento Mayor se realizará una vez cada 12 años y con un tiempo máximo reconocido de 192 horas; para estos activos se considerará que el periodo también inició el 1 de enero de 2012,
- para cada activo, el Mantenimiento Mayor puede ejecutarse por una única vez durante los periodos mencionados y la duración mínima solicitada debe ser de 32 horas,
- para ejecutar un Mantenimiento Mayor no se requiere utilizar el número de horas solicitadas de manera continua, es decir que se podrán distribuir en varias jornadas, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:
 - ✓ las horas solicitadas deben ejecutarse en un tiempo máximo de 30 días calendario, contados desde el día de inicio hasta el último día del mantenimiento,
 - ✓ la duración mínima de la indisponibilidad solicitada para cada día de trabajo deberá ser de ocho horas,
 - ✓ cuando se trate del último día de los programados para el mantenimiento mayor, la duración mínima diaria puede ser menor,
- cuando se trate de bancos de transformadores, el tiempo máximo definido para el Mantenimiento Mayor puede dividirse entre las tres unidades que conforman el banco y programarse en fechas diferentes para cada unidad; para que la distribución del tiempo tenga en cuenta las necesidades de cada unidad, se propone permitir un tiempo de mantenimiento inferior a 32 horas para una sola de las unidades.

Es de considerar que la programación operativa puede requerir que se modifiquen algunas condiciones de Mantenimiento Mayor ya asignadas a un agente, por lo cual se establecerá que si por las condiciones de seguridad del SIN se requiere la disminución del número de horas para un día determinado, el CND lo podrá solicitar al operador del activo, ante lo cual este último evaluará y tomará la decisión de disminuir la duración o mantener la inicialmente programada. Lo anterior, sin perjuicio de la responsabilidad del operador del activo por la gestión del Mantenimiento Mayor.

Finalmente, las horas utilizadas en la Mantenimiento Mayor que sobrepasen las máximas permitidas o que incumplan algunas de las condiciones propuestas anteriormente, se contarán como horas de indisponibilidad del activo.

2.8 Zonas excluidas de CANO

Conforme estaba previsto en el numeral 4.8.3.2 de la Resolución CREG 011 de 2009, no se aplicará la compensación por Energía No Suministrada a las áreas del STN que puedan quedar sin servicio por una contingencia simple, indisponibilidad de un elemento del STN a la vez. En la propuesta de resolución, se aclaran las condiciones que se deberán verificar para que se identifiquen dichas zonas y se revisa el alcance de tal consideración.

Tal como fue establecido en la metodología de calidad prevista en la Resolución CREG 011 de 2009, cuando se presenta un evento en un activo del sistema, no solo se revisa el tiempo de indisponibilidad del mismo sino los efectos que haya ocasionado en los demás activos del sistema y en la prestación del servicio en el SIN, y así, se estableció una compensación para cada caso y el mecanismo para determinar dicha compensación.

En el desarrollo de la propuesta de resolución, al revisar que bajo algunas condiciones operativas se podría considerar que existe una zona a la cual se le excluye del cálculo de compensación por ENS, se encontró que de la misma forma, la condición operativa hace que inevitablemente los activos de la zona excluida queden sin servicio; es decir, que la condición operativa no permite ni minimizar la demanda dejada de atender por el evento ni que los activos de la zona queden no operativos aunque estén disponibles para su uso.

Por lo anterior, se propone que la exclusión de compensación por ENS ante los eventos ocasionados por activos de una zona determinada por su condición operativa, pueda extenderse a la compensación por dejar otros activos no operativos. Estas dos compensaciones, en la Resolución CREG 011 de 2009 se denominan como CANO, por lo cual, las zonas que cumplan con cierta condición operativa se considerarán como zonas excluidas de CANO.

La condición operativa que se considerará para que una zona sea excluida de CANO es que se trate de zonas en las que, en condiciones normales de operación, se alimente por un solo circuito del STN o por un solo transformador del STN.

Teniendo en cuenta lo anterior, el TN es el responsable de identificar una zona que cumpla con la anterior condición y deberá cumplir con lo siguiente:

- informar al CND y a la UPME la existencia de la zona, incluyendo el respectivo diagrama unifilar,
- identificar e informar al LAC los Activos del STN que hacen parte de la zona.

Una vez se cuente con esta información inicial por parte del TN, el CND deberá verificar que se cumple con la definición y con los requisitos previstos para que la zona sea considerada como Zona Excluida de CANO, y que los activos informados al LAC hacen parte de la respectiva zona. En el caso de que varios TN identifiquen activos que dependen eléctricamente de un mismo activo, el CND los podrá agrupar y conformará una sola Zona Excluida de CANO.

Con la información consolidada y verificada por el CND de las Zonas excluidas de CANO, el CND elaborará una lista y la publicará para que sea tenida en cuenta por el LAC, en la estimación de las compensaciones. La lista podrá ser actualizada por el CND cuando identifique una nueva Zona Excluida de CANO que cumpla con los requisitos, o cuando excluya otra porque entró en operación comercial un proyecto que cambia alguna condición que sirvió para identificarla previamente como Zona Excluida de CANO.

Para poder dar inicio al esquema de calidad, se requiere que previamente estén inidentificadas las Zonas Excluidas de CANO; para ello se propone un plazo de 30 días calendario siguientes a la entrada en vigencia de la resolución propuesta para que los TN entreguen la información correspondiente, y desde dicho momento hasta antes de la fecha de inicio de aplicación de la resolución propuesta, el CND tendrá plazo de publicar en su página web la lista de Zonas Excluidas de CANO y el conjunto de activos del STN que hacen parte de cada una de ellas.

Es importante aclarar que la exclusión de compensación CANO aplica solamente para los casos en que los eventos son ocasionados por los activos que conforman una Zona Excluida de CANO; si por el contrario, un activo del STN que no este incluido en una Zonas Excluida de CANO, ocasiona una indisponibilidad que afecta a los activos de estas zonas excluidas o causa una Energía No suministrada en la zona excluida, el activo que ocasionó la indisponibilidad debe cumplir con las compensaciones a que haya lugar, incluyendo las asociadas a los activos de las Zonas Excluidas de CANO.

3. REGLAMENTO DE REPORTE DE EVENTOS

Para la aplicación correcta de las compensaciones y su registro en la base de datos creada por el CND se deben uniformar los criterios y los procedimientos para informar los eventos en el STN de acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 011 de 2009.

Es de aclarar que los criterios y procedimientos contenidos en el presente reglamento de reporte de eventos, se basan en los principios fundamentales del esquema de calidad y no en los principios operativos del sistema, y por tanto los detalles del reporte de eventos asociados con la tipificación de los diferentes eventos que se presentan en los activos del STN, su clasificación y nomenclatura, y otras características del reporte que son dinámicas y propias de la operación del sistema no serán incluidas en la presente propuesta de reglamento de eventos, pero si serán definidas por el CND en la determinación de los formatos e instrucciones para el reporte de eventos que deberá elaborar y publicar como aquí se propone.

3.1 Base de datos de reporte de eventos

Conforme está establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, el CND será el responsable de centralizar, almacenar, procesar y mantener actualizada la información de eventos en el STN. Esta información será utilizada, entre otros, para calcular las variables relacionadas con la calidad del servicio, las compensaciones, las remuneraciones de los activos y también será insumo para la determinación de la ENS.

El CND deberá mantener la información de la base de datos almacenada en algún medio digital o de última tecnología, por un periodo no inferior a cinco años. Esta información deberá estar disponible para que pueda ser consultada por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, o la CREG.

La base de datos será alimentada por los reportes de los eventos en los activos del STN que deberán ingresar los TN. Se propone que dicho reporte deberá hacerse en un plazo máximo de 12 horas después del día de operación en que ocurrió el evento, considerando que en este tiempo el operador de los activos podrá revisar su sistema, consolidar la información básica necesaria y hacer el reporte en el formato que se establecerá para ello y teniendo en cuenta los horarios laborales generales de las empresas. Este reporte y plazo, es diferente a la obligación establecida en el artículo 19 de la Resolución CREG 011 de 2009, de informar cualquier evento o finalización de maniobras en los activos del STN. Sin embargo, deberán ser consistentes estos últimos con la información ingresada en el reporte de eventos.

Sin embargo, teniendo en cuenta la magnitud de algunos eventos y los esfuerzos operativos que requieran una mayor atención en su solución, se propone que el CND pueda precisar e

informar a los agentes un plazo mayor para el ingreso del reporte de eventos, cuando estos sean ocasionados por catástrofes naturales o por actos de terrorismo y para los que causen desatención de la demanda de energía cuya magnitud sea superior al 10% del SIN.

Toda la responsabilidad asociada con la calidad y la oportunidad de la información de eventos reportada es del TN que está representando los activos ante el LAC, así este sea el que directamente realice el reporte o lo haga el operador de los mismos. En este último caso, la información entregada en el reporte de eventos deberá ser reportada por quien los opera y en el respectivo contrato de operación podrán precisarse los mecanismos para que el TN conozca la información reportada al CND.

3.2 Activos del STN a reportar

Los activos sobre los cuales se realizarán los reportes de eventos y sobre los cuales se llevarán los indicadores de indisponibilidad y estarán sujetos a compensaciones son tantos los activos descritos en el numeral 4.3 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009 como los que aquí se consideran dentro de la clasificación de "Otros Activos" en el mismo numeral y se resumen a continuación:

- a) Autotransformador
- b) Bahía de Compensación (Incluye la UC CP211)
- c) Bahía de Línea
- d) Bahía de Transformación
- e) Línea 220 o 230 kV
- f) Línea 500 kV
- g) Módulo de Barraje
- h) Módulo de Compensación
- i) VQC
- j) Otros Activos:
 - Bahía de Acople
 - Bahía de Seccionamiento
 - Bahía de Transferencia
 - Banco de Reactores
 - Corte Central
 - Diferencial de barras
 - Enlace ICCP
 - SCADA
 - Sistema de Comunicaciones

Cada uno de estos activos tiene asociada tanto una unidad constructiva, UC, como unas metas de indisponibilidad, con lo cual se podrá calcular el Ingreso Mensual Regulado, *IMR*, de que trata el numeral 4.7 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009 y las diferentes compensaciones a las que estén sujetos.

En el caso de las líneas del STN, cuando la línea este conformada por más de un circuito, cada circuito se entenderá como un activo diferente y por tanto deberán reportarse por separado los eventos de cada uno de los circuitos.

El reporte de los eventos sobre activos del STN aplica para los activos sobre los cuales se considera tiene alcance el esquema de calidad previsto en la Resolución CREG 011 de 2009, es decir que se deben reportar los eventos en los activos del STN que hacen parte de la base de activos aprobada a cada uno de los TN mediante resolución particular, los que están en operación comercial y podrán hacer parte de la base de activos de un TN, y los que son construidos como resultado de procesos de libre competencia.

En este último caso, y tal como está establecido en la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones, cuando los activos son construidos mediante procesos de libre competencia la clasificación de los activos debe realizarse con las UC que se encuentren vigentes al momento de entrada en operación del proyecto y deberán actualizarse cada vez que entre en vigencia la resolución que defina las UC para remunerar la actividad de transmisión, por lo cual los activos que responden a este esquema también deben contar con la respectiva clasificación en UC.

3.3 Información de los eventos a reportar

La información de cada evento que se reporte deberá permitir identificar los activos asociados y el tipo de evento de forma tal que se puedan aplicar correctamente todos los indicadores de calidad del servicio establecidos en la Resolución CREG 011 de 2009. Para ello, y como se mencionó previamente, el CND deberá elaborar y publicar los formatos e instrucciones en los cuales los TN podrán ingresar la información del reporte de eventos.

Para la correcta clasificación de las indisponibilidades, la información a reportar debe contener como mínimo lo siguiente:

- a) identificación del activo sobre el cual se presenta el evento,
- b) fecha y hora de ocurrencia del evento,
- c) duración del evento, expresada en horas y aproximadas al segundo decimal⁸,
- d) la Capacidad Disponible del Activo durante el evento, teniendo en cuenta la precisión realizada en la presente propuesta en cuanto a la estimación de esta capacidad,
- e) causa que origina el evento; en este caso, en los reportes debe precisarse lo siguiente:
 - si corresponde a alguna indisponibilidad excluida,
 - si el activo quedó no operativo por causa de otro del STN, y de ser así se deberá informar el activo causante,
 - señalar si corresponde a la operación de un esquema suplementario, caso en el cual se deberá identificar el respectivo esquema,
 - diferenciación entre eventos programados y no programados,
- f) informar el número de consignación, cuando aplique,
- g) descripción del evento,

En la propuesta contenida en la Resolución CREG 159 de 2010 se había contemplado que el Consejo Nacional de Operación, CNO, acordara y publicara una lista de causas detalladas con

⁸ Esta precisión es acorde con lo establecido en el numeral 4.5 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

las cuales los agentes podrían dar mayor información sobre cada evento. Atendiendo dicha propuesta, el CNO emitió el acuerdo 534 de 2011 con las causas detalladas y cambios de operatividad de activos del STN.

En la presente propuesta se considera mantener el reporte de las causas detalladas, por tanto dentro de la información a reportar también se deberá incluir la clasificación del evento según las causas detalladas, acordadas y publicadas por el Consejo Nacional de Operación, CNO. También se propone que el CNO actualice y publique la lista de causas detalladas cuando así lo considere, y dicha lista se utilizará a partir del primer día calendario del mes siguiente a su publicación.

La información de las causas detalladas, aunque es ingresada en el mismo plazo del reporte de eventos, en caso de ser necesario, podrá ser modificada dentro de un plazo que establezca el CND, ya que corresponde a un dato informativo que no modifica el cálculo de las compensaciones ni de los indicadores de calidad establecidos en la Resolución CREG 011 de 2009.

Para el reporte de eventos, especialmente para establecer la duración de los mismos, se debe tener en cuenta lo establecido para la ejecución de maniobras en las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 080 de 1999, así como en los acuerdos del CNO.

Los formatos y procedimientos para el reporte de eventos deberán ser elaborados por el CND y publicados en su página web dentro de los 30 días calendario siguientes a la fecha en que entre en vigencia la resolución propuesta. Esta información deberá ser enviada a la CREG para su respectivo conocimiento y el mismo procedimiento se deberá seguir cuando se requieran modificar dichos formatos o procedimientos.

3.4 Validación de la información

La propuesta de reglamento para el reporte de eventos contempla un proceso de validación de la información reportada por los agentes y de solicitud de modificación por parte de ellos.

Para la validación, se propone que la información registrada por los TN en la base de datos sea revisada por el CND y confrontada con la información disponible relacionada con la operación del sistema, que será entre otras la siguiente:

- la información que es reportada por los operadores de los activos durante el día de la operación,
- la información suministrada cuando ocurre un evento según lo establecido en el artículo 19 de Resolución CREG 011 de 2009,
- la información disponible en los registros de señales digitales y análogas ante la ocurrencia de eventos,
- los registros de las lecturas de energía y potencia en tiempo real para los barras de las subestaciones del STN,
- los registros de consignaciones,
- otra información que pueda correlacionarse con los eventos como por ejemplo el reporte de fallas en los transformadores de medida.

Para tener claro tanto las fuentes que se utilizarán como la información a verificar, se propone que el CND las defina y las dé a conocer a los agentes dentro de la publicación de los procedimientos para el reporte de eventos, de la que se hizo mención anteriormente.

La propuesta de reglamento de reporte de eventos también contempla que si durante el procedimiento de validación el CND encuentra que la indisponibilidad de un activo dejó como Activo No Operativo a otros, pero esto no fue identificado claramente por los operadores en la información registrada en la base de datos, se pueda hacer la respectiva asignación de la indisponibilidad; es decir, en este caso se propone que el CND ingrese los reportes correspondientes sobre los activos que quedaron no operativos e igualmente le informe a los agentes involucrados sobre tal situación.

Se propone que el proceso de validación de los reportes de eventos descrito se realice en un plazo máximo de 24 horas, contados una vez finalizado el plazo de ingreso del reporte de eventos por parte de los TN. Completado el proceso de validación, el CND deberá publicar, para cada día de operación en el que se reportaron eventos, la información verificada de los eventos y, si es del caso, las inconsistencias encontradas.

La información consolidada por el CND podrá ser consultada por los agentes, quienes podrán solicitar ajustes a la información publicada en un plazo máximo de 24 horas contados una vez finalizado el plazo para la validación y publicación de los eventos por parte del CND. Este ajuste responde no solo al uso de las herramientas actuales que facilitan la transferencia de información, sino también a los cambios regulatorios establecidos mediante la Resolución CREG 157 de 2011 en donde se ajustaron los plazos para la liquidación de transacciones en el Mercado y en el cual se derogó el plazo de para la solicitud de modificaciones a la información de eventos establecido en la Resolución CREG 008 de 2003.

Teniendo en cuenta los comentarios de los agentes a la Resolución CREG 159 de 2010, se propone incluir dentro del reglamento de reporte de eventos un plazo para que el CND dé respuesta a las solicitudes presentadas por los agentes. Este plazo será de 12 horas contadas una vez finalizado el plazo para la presentación de solicitudes de modificación por parte de los agentes. De esta forma, se puede resumir que para cada día de operación, la información de eventos a considerar para todas las aplicaciones del esquema de calidad se tendrá consolidada 72 horas después de finalizado el día de operación.

Los procedimientos tanto para la presentación de las solicitudes de modificación, los soportes requeridos y el procedimiento para la respuesta a los agentes podrá establecerlos el CND, y deberá informarlo junto con la publicación que haga de los formatos y procedimientos para el reporte de eventos que se ha propuesto.

Finalmente, la información validada por el CND y, de ser el caso, ajustada según los comentarios de los agentes, será la que deberá quedar registrada en la base de datos de reporte de eventos y será la información a utilizar para la aplicación del esquema de calidad de la Resolución CREG 011 de 2009.

La aplicación de los plazos propuestos deberá darse en forma inmediata a la vigencia de la resolución que los adopte, puesto que como se mencionó anteriormente, actualmente en el STN se está aplicando lo establecido en la Resolución CREG 128 de 2010 y por tanto los agentes reportan los eventos en la forma prevista en la Resolución CREG 061 de 2000, haciendo necesario ajustarse a los plazos propuestos.

4. CALCULO DE ENS

La Energía No Suministrada, ENS, corresponde a la cantidad de energía que se deja de entregar a los usuarios del SIN por la ocurrencia de un evento en el STN asociada a la indisponibilidad de activos del sistema que no permite el suministro de la energía en las cantidades inicialmente previstas.

Esta situación se considera dentro de las características establecidas para la calidad de prestación del servicio de transmisión de electricidad. El literal c) del numeral 4.1 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009, determina:

c) La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo no superará el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho

En el capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009 se definieron las condiciones que pueden originar compensaciones por eventos que causen ENS⁹ y se estableció que mientras persista una indisponibilidad se deberá estimar la ENS y el porcentaje que ésta representa sobre la predicción de la demanda.

En la mencionada resolución, se estableció que el CND propusiera a la CREG una forma de estimar la ENS y el respectivo PENS. En el Documento CREG 127 de 2010, fueron presentadas y analizadas las propuestas hechas por el CND en cumplimiento de la regulación. Para la elaboración de la presente propuesta de cálculo fueron considerados los análisis contenidos en el mencionado documento y los comentarios recibidos de los agentes sobre la propuesta contenida en la Resolución CREG 159 de 2010, así como información disponible de los agentes y otra proporcionada por el operador del sistema.

Para la realización de la propuesta también se consideró el alcance que la aplicación de dichas compensaciones podía tener. En este sentido, se encuentra que las indisponibilidades en los activos del STN pueden ser causadas por eventos programados o por eventos no programados. En los primeros, la programación de la indisponibilidad permite que el CND realice la coordinación operativa para que la demanda no se vea afectada o su afectación sea mínima. En el caso de los eventos no programados, puede existir desatención de toda o parte de la demanda, aun cuando se trate operativamente de restablecer el sistema. Considerando la anterior situación, la propuesta de resolución direcciona la compensación por ENS para los casos en los que se presentan eventos no programados.

De esta forma, para calcular las compensaciones por ENS o por dejar no operativos otros activos, se deberá evaluar si la indisponibilidad corresponde a un evento programado o no programado. Dependiendo de esto, la aplicación de las condiciones establecidas en el numeral 4.8.3 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009 toma la siguiente forma:

- las condiciones 1 y 2 del mencionado numeral aplican para todo tipo de eventos (programados y no programados),
- la condición 3 aplica sólo para eventos no programados.

⁹ Numeral 4.8.3 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009

Con base en lo anterior, en el caso de la condición 2, si la indisponibilidad corresponde a un evento programado la revisión del $PENS_h$, no será necesaria y, por tanto, solo se revisarán las horas de indisponibilidad acumuladas comparadas con las permitidas para decidir sobre la aplicación de la compensación asociada a los activos que quedaron No Operativos.

4.1 Análisis de información histórica

En el Documento CREG 127 de 2010 se presentaron tanto las propuestas realizadas por XM como los análisis realizados por la Comisión sobre la viabilidad de aplicación de tales propuestas de cálculo de ENS. Sobre el mismo tema, se recibieron comentarios respecto a la propuesta del cálculo contenida en la Resolución CREG 159 de 2010 y la respuesta a los comentarios se encuentra en el presente documento.

Dentro de las propuestas de los agentes y los comentarios se mencionó que de la información histórica se observaban diferencias mayores al 2% cuando se comparaba la predicción utilizada para el despacho con la demanda real atendida. Con el objeto de analizar la desviación entre el pronóstico y la demanda real, y su impacto en la estimación de la ENS, se revisó la información histórica de estas variables en el STN, en particular la suministrada por el CND para los años 2010 y 2011.

Con esta información se estimó la desviación para cada periodo horario, tomando la información de pronóstico oficial y la información de demanda real horaria tanto para cada unidad de control de pronóstico, UCP, que reporta al CND, como para el agregado que este realiza para el STN, incluyendo en los cálculos a los usuarios conectados directamente al STN.

Al analizar los resultados, se encontró que aunque existen variaciones entre el pronóstico y la demanda real y que las variaciones se comportan de forma diferente para cada UCP o mercado, el valor del pronóstico para el STN presenta una buena aproximación de la demanda real. Es así, que del conjunto de datos de error entre el pronóstico y la demanda¹⁰ del STN para cada periodo horario del año, se obtuvo un valor promedio del 0,03% y 0,01% para 2010 y 2011 respectivamente. Así mismo, el 85% de los periodos horarios del año 2011 tienen un error menor al 2%, valor de referencia para compensar por ENS. En la Figura 1 se observa el porcentaje de error acumulado para cada año y el rango de error que se presentaron en cada periodo horario del año, representado este como porcentaje del total de horas del año. En la Tabla 1 se muestran los datos para los mismos periodos 2010 y 2011.

Con los anteriores resultados, se encuentra que la desviación entre el pronóstico y la demanda real para el STN presenta una muy buena aproximación, y la información histórica del pronóstico se puede seguir usando tanto para hacer la programación del despacho del sistema, como para la estimación de la ENS; en este último caso, sin necesidad de utilizar un rango de desviación que defina un límite inferior o superior como se había sugerido por parte de los agentes.

Adicionalmente, se considera que el procedimiento de elaborar el pronóstico es una actividad que ha venido funcionando en el sector y sigue siendo la base para la elaboración del Despacho Económico, utilizado para la asignación eficiente de los recursos de generación existentes. La metodología que se proponga para la determinación de la ENS no debe influenciar de ninguna forma la elaboración del pronóstico diario.

¹⁰ Se asume el error como la diferencia entre el pronóstico y la demanda real, respecto de la demanda real.

Figura 1. Error en la estimación del pronóstico respecto de la demanda real

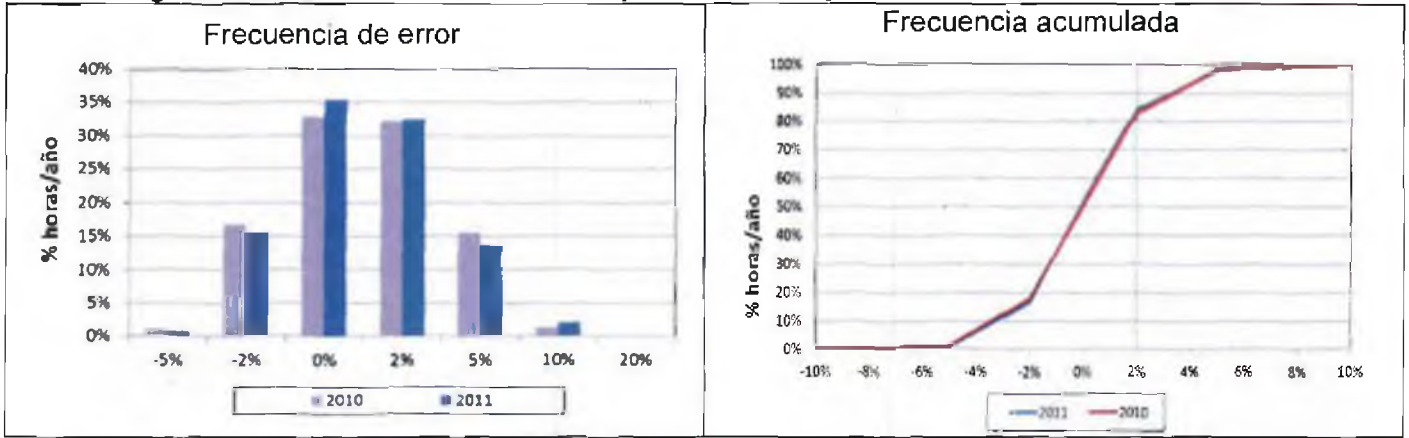


Tabla 1. Valores del error entre el pronóstico y la demanda del STN

Año	Promedio	Desviación estándar	Error Mínimo	Error Máximo
2010	-0,0%	2,2%	-9,0%	18,5%
2011	-0,0%	2,2%	-7,9%	9,9%

Teniendo en cuenta lo anterior, la propuesta consiste en mantener los datos del pronóstico entregados por cada agente responsable de esta información de acuerdo con la normatividad vigente y tal como se consideró en la propuesta hecha en la Resolución CREG 159 de 2010, ajustar el pronóstico a la situación real del momento anterior a la ocurrencia de un evento con el objetivo de considerar las variaciones naturales que se puedan presentar en la demanda real sobre el pronóstico inicialmente realizado.

Tomando como referencia la misma información histórica de pronóstico y demanda de los años 2010 y 2011, se calculó para cada periodo horario el pronóstico ajustado según la información de la demanda real de la hora anterior aplicando la fórmula propuesta para ello y descrita en la Resolución 159 de 2010. Con el pronóstico ajustado se procedió a calcular el error entre este y la demanda del STN con el fin de observar si mejoraba respecto al uso del pronóstico sin ningún ajuste. Con los resultados obtenidos se observó que el promedio del error entre el pronóstico ajustado y la demanda real de cada periodo horario fue de 0,01% y 0,00% para el año 2010 y 2011 respectivamente, siendo menores que los promedios obtenidos entre la demanda real y el pronóstico. De la misma forma, la desviación estándar de los errores disminuyó, lo que implica que los errores de cada periodo horario se hicieron menores, disminuyendo la probabilidad de que se presenten errores propios del pronóstico que se consideren como ENS; en este sentido, el 98% de los periodos horarios del año 2011 tienen un error menor al 2%. En la Figura 2 se muestran las gráficas del error acumulado para cada año y en la Tabla 2 se muestran los datos estadísticos para los mismos periodos 2010 y 2011.

Con base en lo anterior, en el caso de la condición 2, si la indisponibilidad corresponde a un evento programado la revisión del PENS, no será necesaria y, por tanto, solo se revisarán las horas de indisponibilidad acumuladas comparadas con las permitidas para decidir sobre la aplicación de la compensación asociada a los activos que quedaron No Operativos.

4.1 Análisis de información histórica

En el Documento CREG 127 de 2010 se presentaron tanto las propuestas realizadas por XM como los análisis realizados por la Comisión sobre la viabilidad de aplicación de tales propuestas de cálculo de ENS. Sobre el mismo tema, se recibieron comentarios respecto a la propuesta del cálculo contenida en la Resolución CREG 159 de 2010 y la respuesta a los comentarios se encuentra en el presente documento.

Dentro de las propuestas de los agentes y los comentarios se mencionó que de la información histórica se observaban diferencias mayores al 2% cuando se comparaba la predicción utilizada para el despacho con la demanda real atendida. Con el objeto de analizar la desviación entre el pronóstico y la demanda real, y su impacto en la estimación de la ENS, se revisó la información histórica de estas variables en el STN, en particular la suministrada por el CND para los años 2010 y 2011.

Con esta información se estimó la desviación para cada periodo horario, tomando la información de pronóstico oficial y la información de demanda real horaria tanto para cada unidad de control de pronóstico, UCP, que reporta al CND, como para el agregado que este realiza para el STN, incluyendo en los cálculos a los usuarios conectados directamente al STN.

Al analizar los resultados, se encontró que aunque existen variaciones entre el pronóstico y la demanda real y que las variaciones se comportan de forma diferente para cada UCP o mercado, el valor del pronóstico para el STN presenta una buena aproximación de la demanda real. Es así, que del conjunto de datos de error entre el pronóstico y la demanda¹⁰ del STN para cada periodo horario del año, se obtuvo un valor promedio del 0,03% y 0,01% para 2010 y 2011 respectivamente. Así mismo, el 85% de los periodos horarios del año 2011 tienen un error menor al 2%, valor de referencia para compensar por ENS. En la Figura 1 se observa el porcentaje de error acumulado para cada año y el rango de error que se presentaron en cada periodo horario del año, representado este como porcentaje del total de horas del año. En la Tabla 1 se muestran los datos para los mismos periodos 2010 y 2011.

Con los anteriores resultados, se encuentra que la desviación entre el pronóstico y la demanda real para el STN presenta una muy buena aproximación, y la información histórica del pronóstico se puede seguir usando tanto para hacer la programación del despacho del sistema, como para la estimación de la ENS; en este último caso, sin necesidad de utilizar un rango de desviación que defina un límite inferior o superior como se había sugerido por parte de los agentes.

Adicionalmente, se considera que el procedimiento de elaborar el pronóstico es una actividad que ha venido funcionando en el sector y sigue siendo la base para la elaboración del Despacho Económico, utilizado para la asignación eficiente de los recursos de generación existentes. La metodología que se proponga para la determinación de la ENS no debe influenciar de ninguna forma la elaboración del pronóstico diario.

¹⁰ Se asume el error como la diferencia entre el pronóstico y la demanda real, respecto de la demanda real.

Figura 2. Error en la estimación del pronóstico ajustado respecto de la demanda real

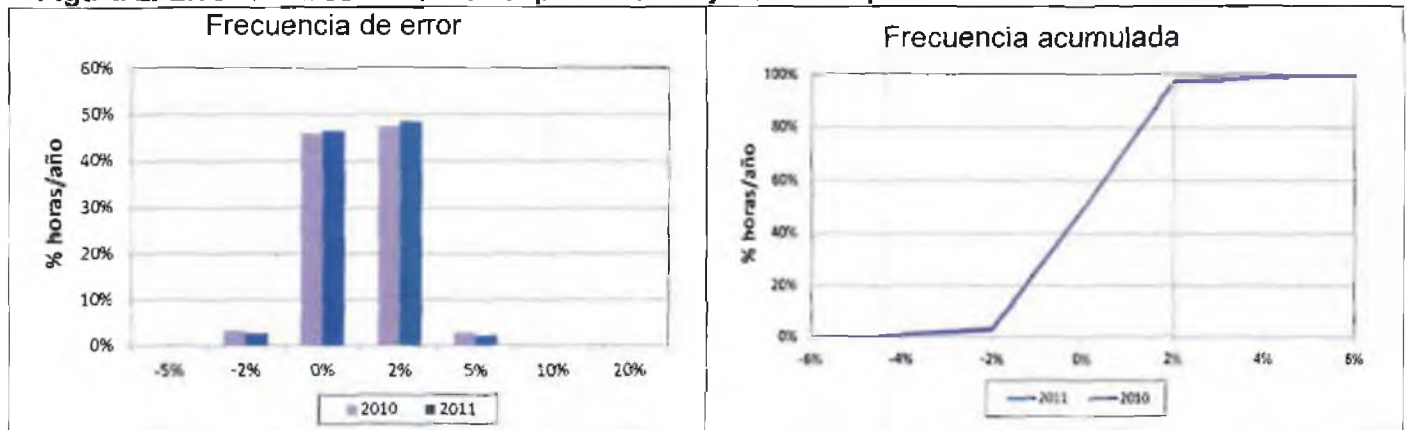


Tabla 2. Valores del error entre el pronóstico ajustado y la demanda del STN

Año	Promedio	Desviación estándar	Error Mínimo	Error Máximo
2010	-0,0%	1,1%	-17,9%	15,2%
2011	-0,0%	1,0%	-6,1%	7,4%

Para complementar los análisis, se estudió el comportamiento que podría tener el ajuste del pronóstico ante diferentes escenarios típicos de desviaciones entre el pronóstico y la demanda, entendiendo escenarios típicos como la tendencia que se observó en algunas UCP relacionada con la desviación del pronóstico referente a la demanda y que se pueden resumir en las siguientes:

- escenario ideal: corresponde a cuando el pronóstico es muy similar a la demanda real, de modo que el error medio¹¹ es cercano a cero,
- escenario inferior: corresponde a cuando el pronóstico esta siempre por debajo de la demanda, y por tanto el error medio es negativo,
- escenario superior: corresponde a cuando el pronóstico esta siempre por encima de la demanda, y por tanto el error medio es positivo.

De la información histórica, en las figuras 3, 4 y 5 se muestran las curvas de demanda diaria con un comportamiento de los escenarios ideal, inferior y superior mencionados, y la forma en que la curva de pronóstico ajustado se acerca más a la curva de demanda que la curva de pronóstico inicial. Los datos usados para cada curva corresponden a datos reales de la base de datos de pronóstico y demanda para el año 2011, tomando un día diferente para cada escenario identificado.

¹¹ En este caso se asume error medio como el promedio de los errores para los 24 periodos horarios del día.

Figura 3. Curva de demanda para un escenario ideal

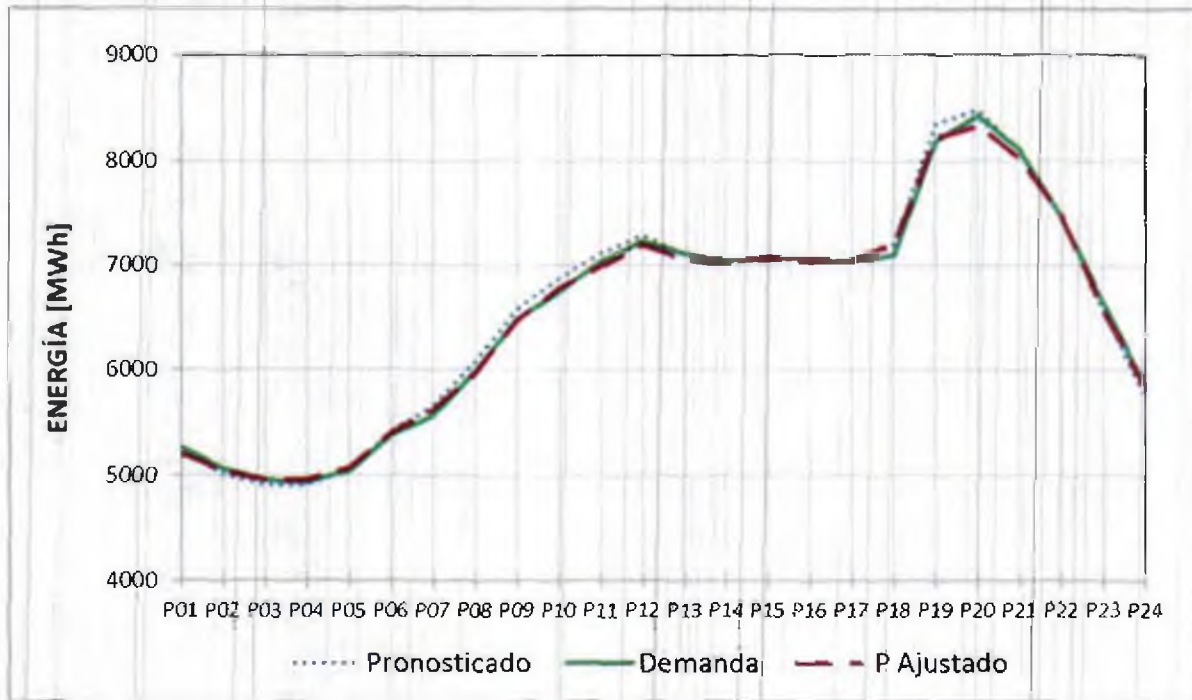


Figura 4. Curva de demanda para un escenario inferior

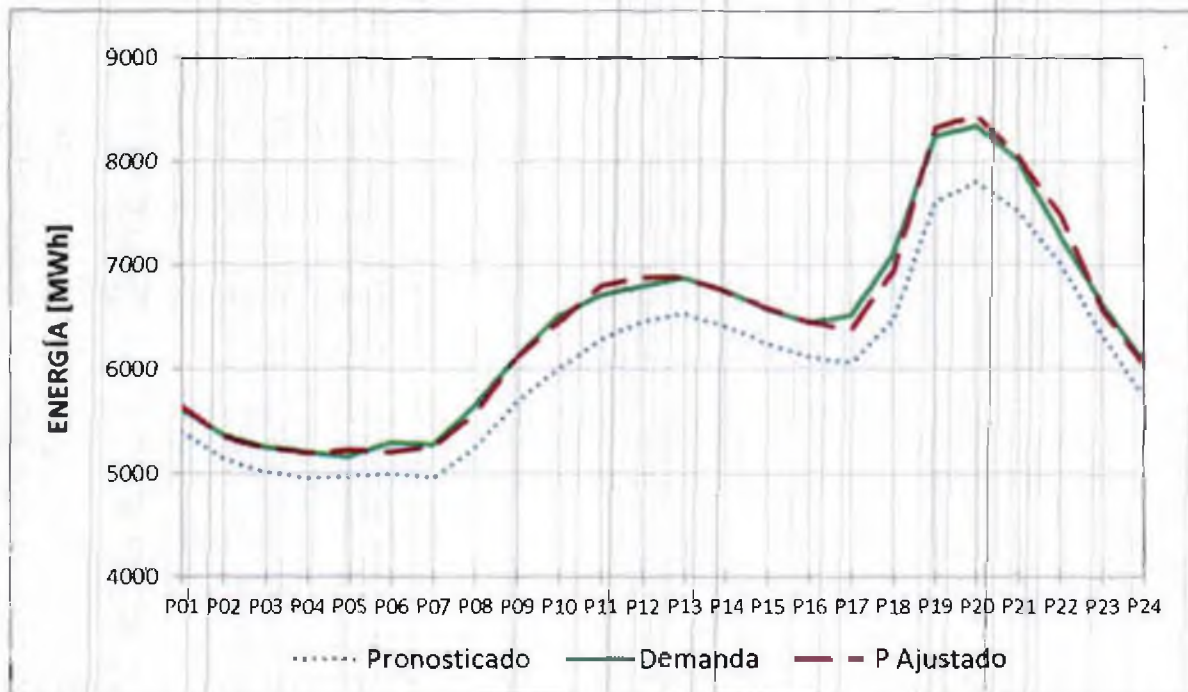
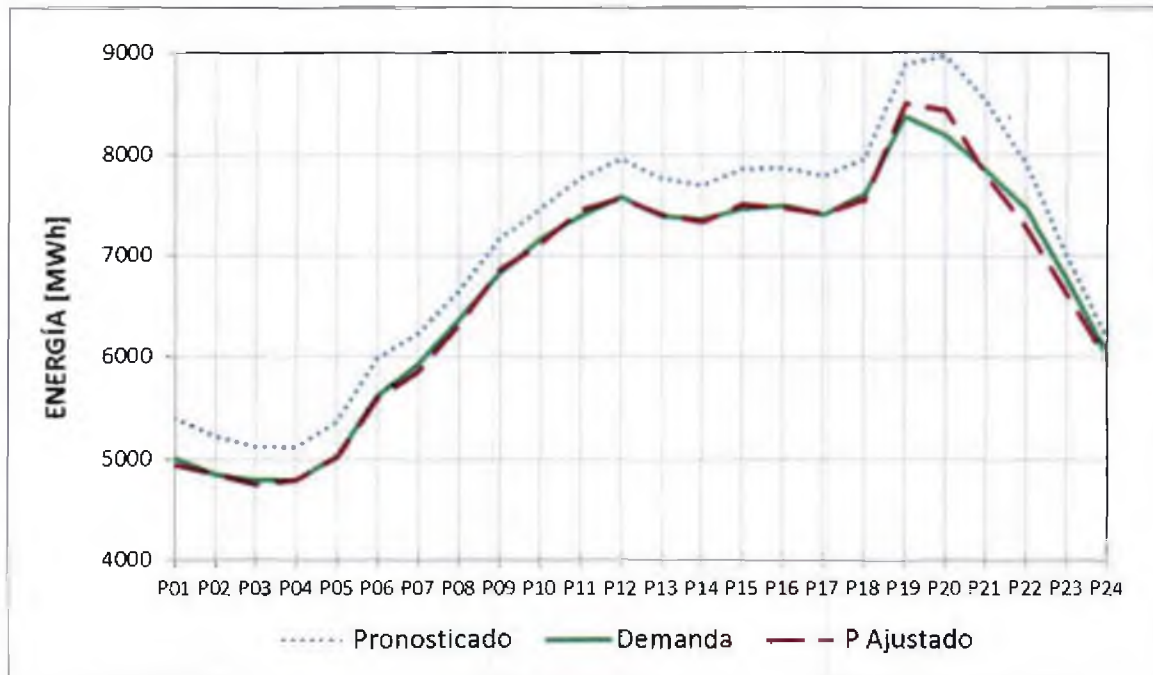


Figura 5. Curva de demanda para un escenario superior



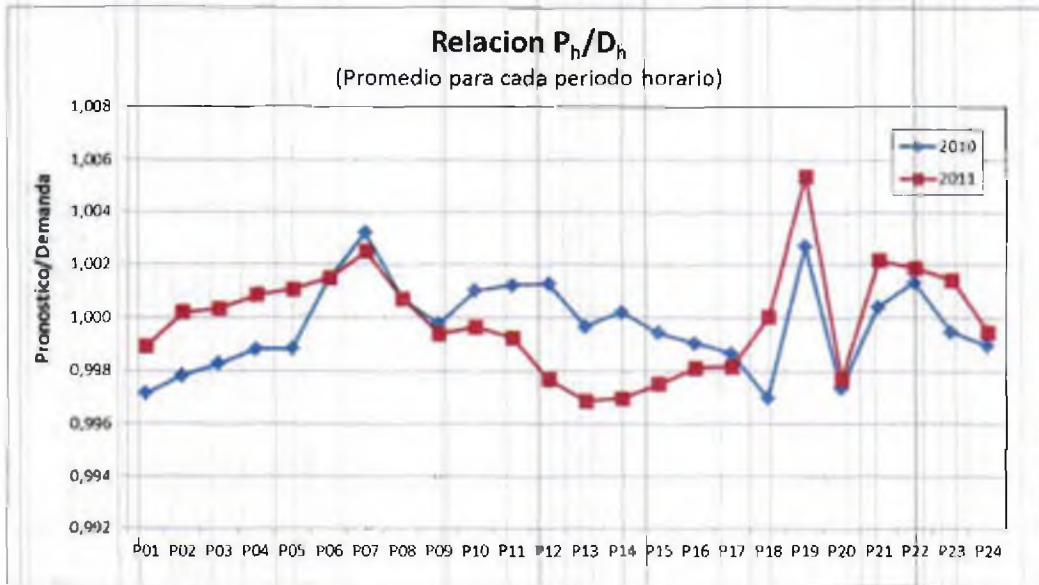
De los análisis, y como se observa en las anteriores figuras, se encontró que ajustar el pronóstico con la información de la demanda real hace que la curva del pronóstico ajustado disminuya las tendencias que tienen los pronósticos y así el pronóstico ajustado se acerque mucho más a la curva de demanda del SIN haciendo que los errores entre los dos datos sea menor.

Con estos resultados se puede concluir que estimar la ENS utilizando como referencia la curva de pronóstico ajustado permite acercarse a la demanda real, eliminar las desviaciones que se pueden presentar en la determinación del pronóstico, y considerar el comportamiento de la demanda antes del evento y que no hayan sido identificados en el pronóstico.

Por otro lado, respecto al ajuste del pronóstico, algunos de los comentarios hechos a la Resolución CREG 159 de 2010 mencionaban que se revisara la opción de considerar no solamente la hora anterior sino las desviaciones de los últimos 24 periodos horarios.

Revisando la información histórica se encuentra que las desviaciones horarias entre el pronóstico y la demanda son diferentes para cada periodo horario: para algunos periodos horarios del mismo día las desviaciones están por encima de la demanda real y para otros están por debajo. De lo anterior resulta que al promediar las desviaciones de varios periodos horarios, anteriores al evento, el valor promedio de la relación entre pronóstico y demanda tiende a 1. En la Figura 6 se muestra el promedio de cada periodo horario de esta relación, tanto para el año 2010 como el 2011; en general se observa que para las horas valle, el pronóstico es menor a la demanda, mientras que en las hora pico, el pronóstico resulta ser en muchos casos mayor que la demanda real.

Figura 6. Desviación horaria del pronóstico respecto de la demanda



De lo anterior, se concluye que al usar un mayor número de horas para obtener el factor de ajuste, se estaría usando finalmente el mismo pronóstico, pues se estaría ajustando por un valor casi igual a 1 resultado de agregar las desviaciones positivas y las negativas. Por dicha razón, la propuesta aquí contenida conserva el ajuste de pronóstico únicamente con la desviación de la hora anterior a la de ocurrencia de un evento no programado y no con la agregación de las desviaciones en varios periodos horarios anteriores al evento no programado.

4.2 Propuesta de cálculo de ENS

Para la estimación de la Energía No Suministrada, ENS y del Porcentaje de Energía No Suministrada, PENS, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- se utilizará la información del pronóstico y la demanda real del SIN, tal como fue establecido en la Resolución CREG 011 de 2009,
- se hará la estimación solo cuando se trate de eventos no programados,
- no serán objeto de cálculo los eventos no programados que ocurran en activos que hacen parte de la lista Zonas Excluidas de Energía de CANO.

Para la determinación de la demanda entregada al SIN, se propone utilizar la suma de las demandas de todos los comercializadores que atienden usuarios conectados al SIN, incluyendo por supuesto los usuarios directamente conectados al STN. Los valores de energía de cada periodo horario deben estar referidos al STN, sin considerar las pérdidas en este sistema.

En cuanto a la determinación del pronóstico del SIN, se propone utilizar la información de predicción horaria utilizada para establecer el Despacho Económico de cada día.

Para la información anteriormente mencionada, es importante precisar que en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, los valores deben estar expresados en

Megavatios hora, MWh, pero no necesariamente en valores enteros; de modo que para las UCP pequeñas, en las cuales los consumos son precisamente de unos pocos MWh, los valores decimales usados permitan minimizar los errores entre el pronóstico y la demanda observados para estas UCP.

A partir de la información de pronóstico y demanda, cuando ocurra un evento no programado, se propone que el CND realice el siguiente procedimiento para la estimación de la ENS:

- verificar cuántos periodos horarios fueron afectados por el evento y, para efectos de revisión, analizar el periodo horario en que ocurrió el evento, y el primer periodo horario siguiente, en caso de que el evento haya permanecido por más de un periodo horario,
- calcular un pronóstico ajustado, llamado "pronóstico nuevo de demanda", para el periodo horario en que se presentó el evento y para el periodo horario siguiente, en caso de que este deba considerarse,
- estimar la ENS y el PENS en los periodos horarios analizados para el evento,
- verificar si se obtuvo un PENS mayor a 2%,

La propuesta de considerar solo los dos primeros periodos horarios, en el que ocurrió el evento y el periodo horario siguiente, aun cuando el evento haya podido durar más periodos horarios se basa tanto en la respuesta del SIN para atender la demanda, como en la probabilidad de que se presenten eventos no programados con duraciones mayores. Según la información histórica, de los 1253 eventos reportados en el año 2011, 234 fueron clasificados como eventos no programados y, de estos, solo 101 duraron más de dos periodos horarios, es decir, solo el 7% de los eventos presentados en el año 2011 requieren ser evaluados por ENS y duraron más de dos periodos horarios.

Para calcular el pronóstico nuevo de demanda se propone mantener la fórmula propuesta en la Resolución CREG 159 de 2010, es decir, estimarlo a partir del pronóstico del periodo horario ajustándolo con la relación que se obtiene, para el periodo anterior al evento, entre la demanda real y el pronóstico.

Sin embargo, puede darse el caso que en el periodo horario (0) anterior al evento a analizar (evento 1) se haya producido otro evento (evento 0) y se podrían presentar las siguientes situaciones:

- que el efecto del evento 0 no haya sido superado durante el periodo horario (0) en el que se presentó y continúe la afectación de la demanda atendida, durante los periodos horarios siguientes, o
- que el efecto del evento 0 haya sido superado durante el mismo periodo horario (0) en el que se presentó, lo que ocasiona que la demanda real atendida haya sido afectada solo durante ese periodo horario (0).

Para la primera situación, el periodo a utilizar para determinar la relación entre la demanda real y el pronóstico en el análisis del evento 1 es justamente el anterior a la ocurrencia del evento (periodo horario 0). Pero para la segunda situación, dado que en ese "periodo anterior" se presentó una distorsión de la demanda real solamente durante ese periodo, se debe buscar hacia atrás otro periodo horario en el que no se haya presentado la situación descrita.

Una vez determinado el pronóstico nuevo de demanda, la estimación de la ENS se dará con la diferencia entre el pronóstico nuevo de demanda y la demanda entregada para cada uno de los periodos horarios a analizar. Consecuentemente, el porcentaje de energía no suministrada, $PENS_h$, será estimado como la relación entre la ENS y el pronóstico ajustado.

Con el resultado de los PENS de los dos periodos horarios se procederá según lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, comparándolos con el valor de referencia del 2%. Si los PENS obtenidos son iguales o inferiores a 2%, se entiende que no hubo ENS y por tanto no habrá lugar a compensaciones por este concepto. En cambio, si alguno de los PENS obtenidos es superior al 2%, se considerará que hubo ENS y se deberá estimar cual es la ENS a compensar para que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios determine si hay lugar a aplicar dicha compensación.

Para la estimación de la ENS a compensar, dado que se tienen tanto valores de ENS como del PENS, para el periodo horario en que ocurrió el evento y para el periodo horario siguiente en caso de que persista el evento, se propone asignarle al evento la mayor de las ENS estimadas y no la asociada con el mayor PENS; dicha asignación está encaminada a compensar la mayor demanda no atendida independientemente del valor del porcentaje que represente en comparación con la demanda esperada.

De la misma forma, el PENS asociado será el correspondiente al mismo periodo horario de la máxima ENS. Los valores obtenidos, son los que se deberán utilizar en las variables respectivas a las que se hace referencia en la Resolución CREG 011 de 2009.

Dentro del procedimiento se propone que el CND tendrá un plazo de dos días calendario para determinar la ENS y el PENS asociados a un evento no programado. El plazo establecido será contado una vez se tenga la información consolidada de eventos de cada día de operación, que como se mencionó en este documento, corresponde a 3 días después del día de operación.

En todo caso, el plazo establecido se debe ajustar a las fechas de facturación, de forma tal que el CND pueda suministrar al LAC la información requerida para el cálculo de las compensaciones correspondientes al mes a facturar, con anterioridad a la fecha en que se elabora la facturación mensual de los cargos por uso del STN.

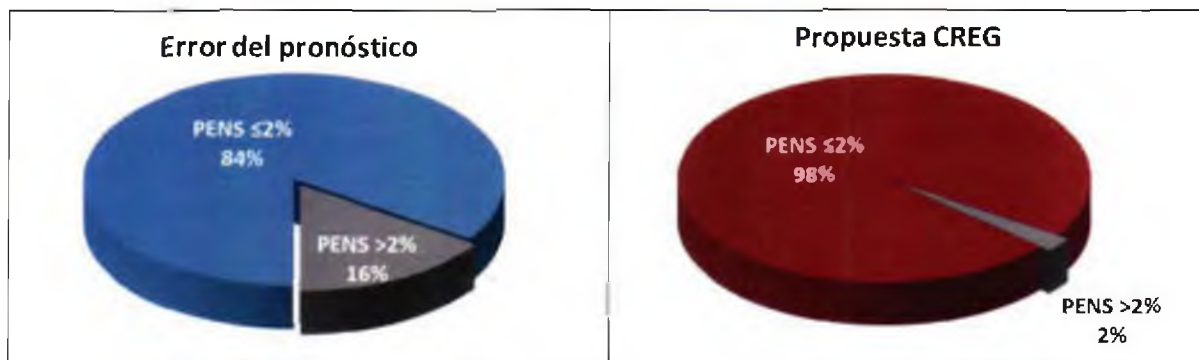
Realizado el procedimiento de estimación de ENS, cuando el CND obtenga que hay lugar a compensaciones, es decir que se presentó un PENS mayor al 2% y que por lo tanto se estima que hubo ENS, deberá elaborar el respectivo informe a la SSPD y tales compensaciones solo serán incluidas en la facturación cuando la SSPD determine que sí hubo ENS. La información relacionada con el informe se detalla mas adelante.

Considerando la propuesta y utilizando la información histórica del pronóstico y demanda de los años 2010 y 2011, se realizó el procedimiento de estimación de la ENS para cada uno de los periodos horarios con el fin de determinar hipotéticamente cuantas veces se presentó un PENS mayor al 2%. Es importante aclarar que para este primer análisis no se consideró la información de eventos en el STN, sino tan solo las diferencias entre el pronóstico y la demanda.

Con esta hipótesis se encontró que la estimación de la ENS utilizando el pronóstico ajustado se debería realizar tan solo para el 2% de los periodos horarios del año, tomando como referencia el año 2011, lo que resulta en un valor mucho menor respecto del 16% que resultaría de no utilizar la propuesta de ajustar el pronóstico.

Ahora bien, de la información de eventos se encuentra que para el 2011 se presentaron 234 eventos no programados, pero cruzando esta información con la base de datos de pronóstico y demanda, y con los cálculos estimados de ENS y PENS para cada periodo horario del mismo año, se encuentra que tan solo 11 eventos no programados presentaron un PENS mayor al 2%; es decir que solo para el 0,7% de los eventos registrados en el 2011 se hubiese tenido que revisar si había lugar a pagar compensaciones.

Figura 7. Periodos horarios que presentan desviación mayor a 2%



4.2.1 Cálculo de ENS para eventos simultáneos

Según la información de la operación del sistema, existen casos en los cuales para un mismo periodo horario se presenta la indisponibilidad de más de un activo. Según información de eventos suministrada por el CND y analizada por la CREG, de los eventos no programados del 2010 y 2011, el 3,2% y el 2,4% presentaron eventos simultáneos respectivamente.

Para considerar estos casos y también por solicitud de los agentes, se analizaron las diferentes posibilidades de las indisponibilidades simultáneas y la forma de considerarlas en el cálculo de la ENS.

El primer caso a considerar es cuando en un mismo activo y en un mismo periodo horario se presente más de un evento no programado. En este caso no se consideran los eventos como eventos simultáneos, pues como se trata del mismo periodo y el mismo activo el que causa la indisponibilidad, los efectos de cada evento estarán incluidos en la revisión del efecto en la demanda durante el periodo horario a evaluar. En consecuencia, se evaluará la ENS aplicando el procedimiento propuesto para eventos en el STN sin hacer desagregación de cada uno de los eventos ocurridos en el mismo activo y mismo periodo horario.

El segundo caso a considerar es cuando en un mismo periodo horario se presente más de un evento no programado, y por lo menos alguno de ellos corresponde a una indisponibilidad excluida. En este caso para calcular la ENS que se debe compensar, se supondrá que corresponde a un evento simultáneo y se procederá a estimar la ENS asociada a cada evento conforme la propuesta de cálculo, pero finalmente solo se asignará como ENS la parte correspondiente a los eventos no excluidos, siempre y cuando dicha ENS mantenga el criterio para aplicar la compensación, es decir, supera el 2% de la demanda pronosticada.

El último caso a considerar es cuando en un mismo periodo horario se presente más de un evento no programado en diferentes activos. Este caso se considerará como un evento simultáneo y para calcular la ENS asociada a cada evento se deberá proceder conforme a la propuesta de cálculo de eventos simultáneos.

Para realizar una propuesta de cálculo de asignación de la ENS ante eventos simultáneos se analizaron las relaciones que pueden darse entre los eventos simultáneos, la responsabilidad de los agentes en la coordinación de protecciones y en el mantenimiento de los equipos de protección, las herramientas de control y operación con que se cuenta en el sistema y los procesos operativos en tiempo real que realizan el CND y los agentes.

En los comentarios enviados por los agentes se mencionaba a la Comisión la importancia de considerar los eventos simultáneos para los cálculos de ENS y por supuesto para la aplicación de compensaciones, sin embargo no se realizó por parte de los mismos una propuesta para hacer dicha asignación de ENS. Solo se hizo mención a la propuesta realizada por los agentes de "*cálculo de ENS a nivel de barras afectada por un factor de ponderación K_p* ", considerándola como una alternativa que permite desagregar la ENS cuando ocurren eventos simultáneos; sin embargo los inconvenientes encontrados en la aplicación de dicha alternativa para el cálculo de la ENS ya fueron mencionados en el Documento CREG 127 de 2010, por lo cual no se encontrará una propuesta particular de los agentes sobre el tema que nos ocupa.

Dentro de los análisis también se consideró la posibilidad de utilizar herramientas numéricas para modelar el comportamiento del sistema ante un evento, como lo son los flujos de carga. Con esa idea, se llevaron a cabo varias reuniones con el CND, en donde se revisó la información de la topología de la red con la que se contaba para realizar simulaciones de flujo de carga, así como la viabilidad de realizar las respectivas simulaciones. Igualmente, se realizaron diferentes ejercicios tomando como referencia eventos reales en el STN y se trató de estimar la ENS simulando flujos de carga antes y después del evento.

De los anteriores análisis se observó que en la simulación es necesario precisar la operación de diferentes elementos del sistema en una forma particular para cada evento tratando de representar la realidad de la mejor manera posible, lo que hace necesario que se tenga que manejar un gran volumen de información de todo el sistema para el momento antes y después del evento, y que la simulación sea vulnerable ante dicha información; adicionalmente, hay algunos niveles de información, con los cuales aún no se cuenta, que pueden hacer variar los criterios de simulación y por tanto los resultados. Por lo anterior, la opción de usar flujos de carga para la estimación de la ENS no se considera viable por el momento.

Identificado el problema de información anterior, se optó por realizar una propuesta de cálculo de ENS ante eventos simultáneos que utilizara la información y las herramientas con las cuales actualmente opera el sistema, como lo son los registros de energía y potencia en tiempo real y el sistema de registro de eventos, instalados y operando tal como lo estableció la Resolución CREG 025 de 1995. De esta forma, se propone estimar la participación de cada evento en la ENS, en función de la duración de cada evento y la magnitud de afectación ocasionada por cada uno, ésta última estimada en función de la potencia. Con el porcentaje que representa la participación de cada uno de los eventos simultáneos, dentro de la suma de todas las participaciones, se repartirá la ENS entre los diferentes activos que los ocasionaron.

Se propone que la ENS_i obtenida para cada evento sea la correspondiente ENS_h , que debe considerarse para la compensación a asignar al activo causante de la ENS. En el caso que se mencionó anteriormente, en el cual alguno de los eventos simultáneos corresponde a una indisponibilidad excluida, la parte de la ENS que le corresponde a dicho evento es la que se hace igual a cero puesto que no es objeto de compensación.

La información sobre lecturas de potencia antes y después del evento, requerida para la estimación propuesta de la ENS, es información con la que actualmente se cuenta en el sistema, haciendo posible realizar los cálculos propuestos. Sin embargo, pueden presentarse algunos casos aislados o particulares en los cuales no se cuenta con esta información, entonces se podrá eventualmente hacer la distribución de la ENS_h en partes iguales a cada uno de los eventos. En este caso, el CND deberá justificar ante la SSPD las razones por las cuales no se obtuvo la información necesaria para que la Superintendencia pueda tomar las acciones respectivas, dado que la información requerida hace parte de las obligaciones establecidas en la regulación tanto para los TN como para el CND.

4.3 Informe de ENS

Conforme fue establecido en la Resolución CREG 011 de 2009 y considerando los comentarios enviados por los agentes, una vez se estime que hubo ENS, se debe elaborar y enviar un informe a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios quien determinará según sus procedimientos, si se presentó ENS, su magnitud, los activos causantes y los agentes responsables.

El CND será el responsable de elaborar el informe y enviarlo a la SSPD, teniendo en cuenta los plazos establecidos en los acuerdos del CNO para la presentación de los informes de análisis del evento, y en dicho informe deberá realizar un análisis detallado del evento ocurrido el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- número y descripción de eventos registrados y los activos causantes de los eventos,
- valores y memoria de cálculo de todas las variables descritas en este capítulo,
- curva de la potencia activa en el SIN, para el periodo horario del evento, los 12 periodos horarios anteriores y los 12 siguientes a la ocurrencia del mismo,
- el informe final del evento previsto en los acuerdos del CNO.

5. COMENTARIOS RECIBIDOS

En respuesta a lo establecido en la Resolución CREG 159 de 2010, se recibieron comentarios de los siguientes agentes:

No.	Empresa	Radicado	Fecha
1.	ISA	E-2011-000865	27-ene-11
		E-2011-001269	09-feb-11
2.	EPM	E-2011-000876	27-ene-11
3.	TRANSELCA	E-2011-000878	27-ene-11

4.	EPSA	E-2011-000885	28-ene-11
5.	EEB	E-2011-000914	28-ene-11
6.	CNO	E-2011-000926	28-ene-11
		E-2011-005925	17-jun-11
7.	XM	E-2011-000966	31-ene-11
8.	SSPD	E-2011-007457	5-ago-11

Los comentarios recibidos y las respuestas a los mismos se presentan a continuación.

5.1 Artículo 3°

- 1. EEB.** En el artículo se estipula que “Durante los primeros 15 días calendario de vigencia de la presente resolución, si lo consideran necesario como consecuencia de lo aquí aprobado, los TN tendrán la opción de ajustar su programa de mantenimiento,...”. Al respecto encontramos que debido a las consideraciones que deben tenerse en cuenta para reajustar los programas de mantenimiento, el tiempo otorgado para tramitar dichos ajustes debería ser de al menos dos (2) meses.

Respuesta 1. No se considera conveniente aumentar el plazo para ajustar los programas semestrales de mantenimiento debido a que los ajustes esperados deben ser pequeños y correspondientes solamente al plan que se encuentra en ejecución. Se mantiene la propuesta de 15 días.

5.2 Anexo 1. Reglamento para el reporte de maniobras y eventos

2.2 Mantenimientos Mayores

- 2. CNO.** (...) Citaciones artículo 18. Res CREG 011/09 y Numeral 2.2 Anexo 1, Res. CREG 159/10 (...). 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. (...) 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.

Respuesta 2. El número de horas del mantenimiento mayor se cuenta para el activo reportado. La forma como se distribuye el tiempo de mantenimiento entre los diferentes equipos que conforman el activo no hace parte del detalle de la regulación.

3. **CNO.** 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.

Respuesta 3. El tiempo establecido para el Plan Semestral de Mantenimientos no es tema de la Resolución CREG 159 de 2010. Se tendrá en cuenta el comentario para posteriores análisis de la regulación vigente relacionada con programas de mantenimiento.

4. **EEB.** De acuerdo con lo señalado en el Artículo 18 de la Resolución CREG 011 de 2009, el tiempo máximo reconocido para mantenimientos mayores para una unidad constructiva o para una línea en el plazo de seis (6) años es de noventa y seis (96) horas. En el proyecto se establece que, a solicitud del transmisor, en condiciones normales este total de horas se puede distribuir de tal forma que el mantenimiento se ejecute dentro de un lapso máximo de doce (12) días calendario consecutivos, con una duración mínima para cada indisponibilidad de treinta y dos (32) horas, y con una duración mínima diaria de ocho (8) horas. De ésta forma entendemos que, por ejemplo, en el plazo señalado de seis (6) años, para un mismo activo es posible fraccionar las noventa y seis (96) horas en tres periodos discontinuos de treinta y dos (32) horas, en los cuales, de igual forma, se podrá tener indisponible y trabajar sobre el activo en cuatro (4) días también discontinuos siempre y cuando estos se distribuyan en el lapso máximo de doce (12) días calendario; o bien sea programar trabajos e intervenciones continuas e incluso ininterrumpidas sobre el activo

durante doce (12) días o menos, en los casos en que las condiciones sistémicas, climatológicas y demás, así lo permitan. Sin embargo, de acuerdo como fue redactado este numeral en el proyecto, la posibilidad de hacer la distribución de ésta manera no está clara, y por tanto solicitamos a la CREG que en la resolución definitiva esto se precise adecuadamente.

Respuesta 4. Se ajusta la propuesta en el sentido de aclarar la forma de utilizar el mantenimiento mayor. Se permitirá que el TN programe el mantenimiento mayor en un periodo de 30 días calendario.

5. **EPSA.** Para activos que son radiales, debe tener una consideración especial que permita realizar las interrupciones en intervalos no continuos, teniendo en cuenta el impacto que tiene el interrumpir por hasta 12 días consecutivos a los usuarios que son atendidos por estos.

Respuesta 5. Ver Respuesta 4.

6. En el caso de los planes semestrales de consignaciones, tanto para el STN como para el STR, la experiencia ha demostrado que un horizonte más cercano, por ejemplo tres meses, mejoraría la planeación y coordinación de la operación, en cuanto se tendría una mayor efectividad y optimización de los recursos.

Respuesta 6. Ver Respuesta 3

7. **ISA.** Se solicita que no se establezca un límite máximo para la duración de la indisponibilidad de una unidad de un banco de transformación, dado que, dependiendo de la condición particular del equipo y de la unidad a intervenir, podría ser necesario utilizar un tiempo mayor. En este sentido, se considera que el haber definido ya un techo para este tipo de intervenciones (96 horas), es una señal suficiente.

Respuesta 7. Se ajusta la propuesta en el sentido de que el TN pueda distribuir el tiempo permitido entre las tres unidades que conforman un banco de transformación, sin sobrepasar el máximo tiempo para el mantenimiento mayor.

8. **TRANSELCA** Las subestaciones encapsuladas en SF6 tienen programas de mantenimiento sustancialmente diferentes a las subestaciones convencionales. Este tipo de equipos son intervenidos para mantenimiento mayor con periodicidades superiores a los seis (6) años, sin embargo, las duraciones de estos mantenimientos superan ampliamente las noventa y seis (96) horas continuas ya que una vez son "destapados" deben permanecer en esta condición todo el tiempo mientras son intervenidos, trabajos que pueden implicar duraciones cercanas a los quince (15) días o trescientas sesenta (360) horas. En vista de lo anterior, se propone como alternativa para el manejo de estos mantenimientos, la acumulación del número de horas propuesto por la CREG durante los periodos en los cuales no se solicite el mantenimiento mayor para estos activos. Por ejemplo si en dieciocho (18) años, lo que corresponde a tres (3) periodos de seis (6) años, no se solicita mantenimientos mayores para los activos encapsulados, se tendrían un total de noventa y seis (96) horas por tres (3) periodos para un total de doscientas ochenta y ocho (288) horas disponibles para el mantenimiento mayor.

Respuesta 8. Se acepta la sugerencia de establecer un tiempo mayor para el mantenimiento de UC en subestaciones encapsuladas, sin embargo no se considera

apropiado acumular el tiempo en el que no se solicite mantenimiento mayor para dichos equipos. Se propone un tiempo máximo reconocido de 192 horas, para el mantenimiento mayor realizado una vez cada 12 años para los activos de subestaciones encapsuladas.

9. **TRANSELCA.** Se establece que para el mantenimiento mayor de las unidades de transformación de los Bancos Monopolares, “Se acepta una indisponibilidad de mantenimiento mayor por cada unidad, cada una con un tiempo máximo de 32 horas”. Se solicita no limitar el tiempo de mantenimiento para cada unidad y simplemente mantener el límite de 96 horas definidas como mantenimiento mayor con máximo tres aperturas en cada periodo de 6 años.

Respuesta 9. Ver Respuesta 7.

2.3. Horas Programadas para Mantenimiento

10. **CNO (...)** 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. (...).

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.

Respuesta 10. Los agentes son los responsables de programar los mantenimientos y pueden utilizar para ello diferentes mecanismos estadísticos y determinísticos para coordinarlos de la mejor forma y no se considera necesario excluir estos tiempos.

11. **EPSA.** El artículo establece que en las horas programadas y no utilizadas en mantenimiento, en las que el CND no haya programado generaciones de seguridad, se tomará el 50% de la indisponibilidad. Sin embargo consideramos que no debería penalizarse un activo, que por un lado, no ha causado ningún costo para el sistema y que se deja disponible antes del tiempo programado.

Respuesta 11. Las horas solicitadas para el mantenimiento requieren que se asignen recursos de generación considerando dicha solicitud. La programación de los mantenimientos realizada por los agentes deberá estar ajustada y coordinada de la mejor forma posible para que presente menores efectos en el sistema interconectado, permitiendo que el tiempo de horas programadas este ajustado con el total de las horas utilizadas en el mantenimiento.

- 12. ISA.** Se solicita que las horas no utilizadas en el mantenimiento de un activo, bien sea el 50% o el 100% de ellas, no afecten su indicador de disponibilidad, dado que se estaría distorsionando la medida del mismo para efectos de gestión o de referenciamiento, por indisponibilidades que realmente no existieron. En este sentido, y teniendo en cuenta que la Comisión está haciendo cambios sobre algunos aspectos de la Resolución CREG 011 de 2009, los cuales vemos coherentes y necesarios, se considera más adecuado que dicho tiempo no se contabilice como indisponibilidad del activo sino que más bien reduzca su meta de horas anuales de indisponibilidad, con lo cual se lograría el mismo efecto desde el punto de vista de la señal que recibirá el Transmisor Nacional, sin distorsionar la medida de los indicadores de disponibilidad y calidad del servicio.

Respuesta 12. Los mantenimientos programados serán tenidos en cuenta de conformidad con la Resolución CREG 011 de 2009. Atendiendo el comentario, para no distorsionar la medida de los indicadores de indisponibilidad, en la propuesta se considera que se deberá llevar una estadística separada para las horas no utilizadas para mantenimiento y contabilizadas como indisponibilidades.

- 13. ISA.** Se solicita que, para que las cancelaciones puedan ser tenidas en cuenta en la programación del CND y se considere el 50% de las horas no utilizadas, no se restrinja a que éstas se realicen hasta las 8:00 horas del día anterior, sino que se admita dicho tratamiento siempre y cuando el CND alcance a realizar la reprogramación o redespacho respectivo.

Respuesta 13. La programación diaria del despacho se realiza desde el día anterior con la información entregada antes de las 8:00 am, por lo cual se considera que cualquier modificación posterior afecta los recursos de generación programados.

- 14. TRANSELCA.** Se solicita que las horas no utilizadas en la ejecución de mantenimientos, no afecten la disponibilidad de los activos. En su defecto se propone que estas horas incidan negativamente en la meta de disponibilidad (número de horas disponibles para ejecución de mantenimiento), de tal forma que se obtenga el mismo efecto en cuanto a penalización pero no se afecte la disponibilidad real del activo.

Respuesta 14. Ver Respuesta 12.

- 15. TRANSELCA.** Se solicita que el despacho no sólo considere las cancelaciones solicitadas antes de las 8:00 horas del día anterior al mantenimiento, sino también las reprogramaciones solicitadas con la misma antelación.

Respuesta 15. Las reprogramaciones que se hagan a los mantenimientos son igualmente vistas como una cancelación de las horas programadas inicialmente, por lo tanto el efecto es el mismo.

2.4. Indisponibilidades Excluidas

- 16. CNO.** Suspensión de mantenimientos en la punta 2. Con el fin de no afectar los indicadores de disponibilidad de los activos cuyas labores de mantenimiento deban suspenderse en este periodo, 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 este 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.

Respuesta 16. Dentro de las exclusiones definidas en la Resolución CREG 011 de 2009 se encuentran aquellas solicitadas por el CND.

- 17. CNO.** 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, sobre las "Indisponibilidades de Activos solicitados por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN".

Respuesta 17. La programación del mantenimiento debe considerar todos los equipos para los cuales se deben solicitar consignaciones para que el CND pueda determinar las acciones a tomar para programar el mantenimiento, lo cual incluye también activos que se requieren consignar por condiciones de seguridad, ya sean representados por el TN que solicita el mantenimiento o por otro transportador. Corresponde a los transportadores responsables de los diferentes activos coordinar la programación del mantenimiento previo a las solicitudes de consignación ante el CND.

- 18. CNO.** 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".

Respuesta 18. Se considera el comentario y se propondrá incluir esta condición como una indisponibilidad excluida.

- 19. EEB.** En vista del Decreto 1389 de abril de 2009 del Ministerio de Transporte, mediante el cual, de conformidad con la Ley 1228 de 2008, se reglamentaron y dieron a conocer las medidas especiales para las franjas de retiro en las carreteras del Sistema Vial Nacional, que se deben cumplir, entre otros, para las redes de servicios públicos en general y cruces de redes eléctricas de alta, media o baja tensión, consideramos pertinente y relevante que la CREG considere como eventos de exclusión de indisponibilidades las asociadas a este tipo de determinaciones gubernamentales, y en general, a los Planes de Ordenamiento Territorial del orden local y departamental, toda vez que obedecen a decisiones externas de obligatorio cumplimiento que conllevan inevitablemente a indisponibilidad de los activos comprometidos.

Respuesta 19. Ver Respuesta 18.

3.1. Activos del STN a reportar

20. ISA. Se incluyen algunos elementos del Centro de Supervisión y Maniobras - CSM (Enlace ICCP, SCADA, Sistemas de Comunicaciones), como uno de los activos sobre los cuales se deben reportar eventos y maniobras. Se solicita que se haga extensivo al CSM el concepto de indisponibilidad parcial, utilizando la relación entre el costo del elemento sobre el cual se reporta el evento y el costo total de la Unidad Constructiva, teniendo en cuenta que el CSM es una integración de varios elementos (Enlace ICCP, SCADA, Sistemas de Comunicaciones, GIS, EMS, Centro de Control) y que la Resolución CREG 011 de 2009 incluye el detalle de costos respectivo.

Respuesta 20. En la propuesta se establecen los equipos para los cuales se reportarán eventos y se les estimará la capacidad parcial disponible, dentro de los cuales no se incluyen las UC de Centros de Supervisión y Maniobra, teniendo en cuenta la dificultad que implica medir la parte de estos sistemas que quedarían disponibles y su verificación por parte del CND.

3.2. Tipos de causas

21. ISA. Para el tipo "Forzado" se solicita agregar "... y que ocurre de manera no programada".

Respuesta 21. En la nueva propuesta se encargó al CND la publicación de los formatos para el reporte de eventos, allí se deberán tener en cuenta estas aclaraciones para los tipos de causas a reportar.

22. ISA. Se solicita uniformizar la terminología del Numeral 3.2 con la terminología del Numeral 1 "Definiciones", dejando claras las Causas para trabajos Programados y de Emergencia.

Respuesta 22. En la nueva propuesta se encargó al CND la publicación de los formatos para el reporte de eventos, en todo caso se revisará la redacción para uniformar los términos usados.

23. TRANSELCA. Se describe la causa Forzado como la "Causa que describe la situación de indisponibilidad parcial o total de un Activo del STN". Considerando que esa definición también aplicaría en caso de causas programadas, se propone agregar al final "no programadas".

Respuesta 23. Ver Respuesta 21

24. TRANSELCA. Se solicita incluir dentro de los tipos de causas los diferentes tipos de mantenimientos que se pueden presentar en los activos del STN (Programados, Fuera de Plan y de Emergencia).

Respuesta 24. Ver Respuesta 21.

3.3.1. Reporte de Maniobras Operativas.

25. CNO. 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 (...).

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

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: (...).

Respuesta 25. El procedimiento para coordinar todas las operaciones necesarias en una maniobra no es parte del alcance de la Resolución CREG 159 de 2010, este es coordinado y establecido por el CND. También ver Respuesta 17.

26. **ISA.** En este numeral no se incluye la posibilidad de reportar Demora o Retraso, como sí se incluye en el numeral 3.3.2 - Reporte de Eventos. Se solicita incluir la opción de justificar la Demora o retraso en el Reporte de Maniobras y/o Demora o retraso en su Ejecución, acorde con lo establecido en el Numeral 3.3.1 del Anexo 1 de la Resolución CREG 160 y del inciso v), Numeral 4.6, Capítulo 4 de la Resolución CREG 011 de 2009.

Respuesta 26. Ver Respuesta 21. En todo caso, se recuerda que el retraso en el reporte de maniobras conllevará a la disminución en las horas de indisponibilidad de conformidad con la Resolución CREG 011 de 2009.

27. **TRANSELCA.** Se solicita incluir en este Numeral la opción de justificar Demoras o Retrasos en el reporte y/o Ejecución de maniobras como está establecido en el Numeral 3.3.2. Reporte de Eventos.

Respuesta 27. Ver Respuesta 26.

3.3.2. Reporte de eventos.

28. **ISA.** Se indica que el Tipo de Movimiento es Apertura, debido a que los eventos están asociados con disparos de activos. Se solicita tener en cuenta que la indisponibilidad de la

Compensación Serie se da con un tipo de maniobra que es el Cierre e incluir el reporte respectivo.

Respuesta 28. Ver Respuesta 21.

4.3. Procedimiento para Solicitud de Modificación de Información.

29. ISA. Se establece un plazo de 24 horas para que el agente consulte y solicite modificaciones sobre la información publicada por el CND en relación con eventos y maniobras, y en especial con el Estado No Operativo de otros activos. Se solicita mantener el plazo establecido en la Resolución CREG 008 de 2003, con el fin de que los agentes tengan el tiempo suficiente para consultar, analizar, argumentar y realizar la correspondiente solicitud de ajuste al CND, teniendo en cuenta además la importancia e implicaciones de esta información. Así mismo, se solicita que el CND informe al agente sobre los cambios realizados, a fin de facilitar la revisión de dicha información.

Respuesta 29. El artículo 6 de la Resolución CREG 008 de 2003 quedó derogado por el artículo 33 de la Resolución CREG 157 de 2011. En la propuesta se plantea una modificación a los plazos establecidos para el reporte, validación y solicitud de modificaciones de la información de eventos reportados.

5.3 Anexo 2. Cálculo de la Energía No Suministrada

1. Zona excluida de ENS

30. CNO. 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. Teniendo en cuenta lo anterior y los estudios mencionados en la comunicación, 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 (hoy UC) 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.

Respuesta 30. En la propuesta no se consideran los barrajes como activos cuyas contingencias deban incluirse dentro del concepto de zonas excluidas de ENS, debido a que con la falla de estos pueden salir múltiples elementos y no existirían alternativas de expansión económicamente viables que puedan ejecutarse para que no se presente ENS en estos casos.

31. CNO. 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.

Respuesta 31. Solo se considera como zona excluida de ENS, la zona que es alimentada por un solo transformador o un solo circuito. En el caso de estructuras de doble circuito, se considera que existen dos alternativas de conexión para la zona y por lo tanto no se ajusta a la definición.

- 32. CNO.** 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.

Respuesta 32. Una vez identificada la Zona que cumple con los requisitos establecidos, le corresponde a los TN identificar los activos que las conforman dentro de los cuales podrán estar las bahías mencionadas, excepto las bahías de las configuraciones de anillo e interruptor y medio, porque en estos casos se considera que debe haber continuidad en el servicio cuando falla un interruptor. La zona correspondiente a los activos de conexión del OR harán parte de la lista de zonas excluidas de ENS del STR, si se cumplen las condiciones.

- 33. EEB.** De acuerdo con el numeral 4.8.3.2 de la Resolución CREG 011 de 2009, la Transición para adecuación del Sistema, bajo la cual se enmarca la denominación de Zonas Excluidas propuesta en el proyecto, aplica para "las áreas del STN que puedan quedar sin servicio por una contingencia simple, indisponibilidad de un elemento del STN a la vez". Bajo ésta condición, y en consistencia con los demás aspectos estipulados en la mencionada resolución, en el primer semestre de 2009 remitimos a XM y a la UPME el inventario y relación de contingencias en elementos del STN de nuestra propiedad que ocasionan pérdida de demanda, y que por tanto deben excluirse de las compensaciones por energía no suministrada. Conforme a la definición de Elemento Técnico de la misma resolución, en dicho inventario se incluyeron los casos de subestaciones con configuración de barra sencilla y estructuras que comparten más de un circuito, y que de acuerdo con los análisis adelantados, ante contingencia simple ocasionarían energía no suministrada. Sin embargo, en contraste con lo anterior, para la identificación de dichas áreas/zonas, en el numeral en cuestión del proyecto de resolución se limitan los casos de contingencia simple a aquellos que ocurran en un solo circuito o en un único transformador, dejando por fuera los casos ya citados que se presentan en nuestro sistema, los cuales corresponden con las decisiones institucionales de planeación centralizada y la evolución del Sistema de Transmisión Nacional hasta la fecha. Por lo tanto solicitamos atentamente que, en consistencia con el esquema de decisiones de inversión y remuneración que rige al STN, el cual consideramos se encuentra adecuadamente reflejado en las disposiciones del numeral 4.8.3.2 de la Resolución CREG 011 de 2009, se mantenga lo allí dispuesto de manera que estos casos sean considerados y excluidos al menos transitoriamente de las compensaciones, en cuanto se identifican e incluyen en el Plan de Expansión los proyectos que sirvan para mejorar la confiabilidad en esas áreas, para lo cual estamos a la entera

disposición de la Comisión y la UPME en lo que se estime conveniente y necesario para ello.

Respuesta 33. Ver Respuesta 30 y Respuesta 31.

- 34. TRANSELCA.** La Resolución CREG 011 de 2009 en el numeral 4.8.3.2 Transición para adecuación del Sistema establece que los TN deberán identificar e 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.

En el sistema eléctrico colombiano existen subestaciones con topologías "débiles" en las que la contingencia sencilla de la barra ocasiona ENS o circuitos dobles en los que contingencias en elementos comunes pueden ocasionar el mismo efecto. Así mismo, fallas en las bahías de los transformadores del STN o de conexión al STN tienen las mismas consecuencias que la salida del transformador. Por lo anterior, se solicita incluir eventos sobre estos activos como causales para la determinación de las Zonas Excluidas de Energía No Suministrada.

Respuesta 34. Ver Respuesta 30 y Respuesta 31.

1.1. Lista de Zonas excluidas del STN

- 35. CNO.** 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, aun cuando cumplía 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.

Respuesta 35. La nueva propuesta considera que antes de que entre en aplicación el esquema de calidad, el CND haya publicado la lista de Zonas excluidas de ENS. De conformidad con lo propuesto en la resolución, uno de los requisitos para ser considerado como Zona Excluida de ENS es que la zona figure en la lista que actualiza el CND, lo cual debe hacerse una vez el TN cumpla los requisitos y debe tenerse en cuenta que la remuneración en transmisión corresponde a un mes completo y de la misma forma el cálculo de las compensaciones.

3. Pronóstico

- 36. CNO.** Conforme el numeral, 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 DEa/PRA 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 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.

Respuesta 36. Con respecto a la utilización de la desviación estándar, en el documento CREG 127 de 2010 se mencionan los diferentes problemas encontrados para calcular este parámetro, por lo cual no se consideró conveniente su uso.

Con la aplicación de la fórmula propuesta se encontró que el pronóstico ajustado se acerca más a la demanda real para las UCP que con las fórmulas propuestas; adicionalmente, con la fórmula propuesta se recoge la situación del sistema en el periodo anterior al que se presente el evento. En este documento se muestran los análisis realizados con la propuesta de cálculo.

37. **CNO.** Solicitud alterna: En caso de que la CREG no considere aceptable la anterior metodología, se solicita entonces ajustar el cálculo propuesto de modo que se considere el factor de desviación promedio de los últimos 24 periodos 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:

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

dónde:

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 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 periodos 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.

Respuesta 37. Se considera que la mejor información de la situación real de demanda, antes de la ocurrencia de un evento, es la mostrada en el periodo horario inmediatamente anterior ya que se recogen situaciones que podrían no estar previstas en la elaboración del pronóstico. Adicionalmente, al hacer un cálculo con información suministrada por XM, se encontró que el promedio de 24 periodos horarios tiende a ser igual a 1, con lo cual la comparación se estaría realizando con el pronóstico inicial sin ningún ajuste.

- 38. CNO.** En la formulación allí planteada, es claro que la variable $PR_{j,h}$ es diferente de $PR_{j,a}$, toda vez que, aunque tratan del mismo concepto (pronóstico de energía), los periodos considerados son distintos. Sin embargo, más adelante, en la descripción de las variables, la designación “h=a” llega a ser confusa, y por lo tanto se sugiere que mejor se separe y defina con toda claridad la variable $PR_{j,a}$.

Por otra parte, para el cálculo de ésta variable, en vista de que la metodología propuesta plantea que se tome tan solo un periodo horario anterior para el ajuste del pronóstico, se sugiere que se considere una mayor cantidad de horas con el fin de que el ajuste capture una mayor cantidad de desviaciones, y por tanto una desviación estadísticamente más representativa.

Respuesta 38. Se atiende el comentario y se realizará la definición de las variables *h* y *a* en forma separada. Ver Respuesta 37.

- 39. CNO.** En general estamos de acuerdo con el principio y entendimiento de que el pronóstico de la demanda presenta errores considerables, por lo que la referencia de demanda pronosticada requiere un ajuste que tenga en cuenta estos errores. El pronóstico de la

demanda presenta errores entre periodos que pueden ser muy diferentes, por lo que tomar el periodo anterior al evento no necesariamente refleja tendencia o desviación del pronóstico de la demanda real. La desviación normalmente no es homogénea dado que se tiene una alta incidencia por cambios en la demanda y/o eventos a nivel del SDL que pueden impactar en porcentajes altos la demanda del mercado de comercialización. El porcentaje de variación puede estar por encima del 2% sin que esto haya sido causado por un evento en el STN o STR.

Respuesta 39. En el documento soporte de la Resolución CREG 159, se evaluaron diferentes propuestas para la determinación del pronóstico a utilizar en el cálculo de la ENS. Allí se concluyó que, considerando las restricciones de información disponible, la información histórica y la cantidad de variables a considerar (diferentes tipificaciones de curvas de carga diarias), la mejor estimación es la propuesta ya que es independiente del tipo de día, no requiere información histórica y recoge la información sobre las situaciones que están ocurriendo en el periodo horario anterior, no previstas en la estimación del cálculo del pronóstico.

4. Cálculo de la ENS

40. **CNO.** (...) 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 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.

Respuesta 40. El pronóstico ajustado para la determinación de la ENS en cada periodo horario en el que se presentó un evento refleja la energía del SIN no Suministrada en condiciones normales antes de cualquier evento. Para la comparación del PENS, se debe tener en cuenta la demanda dejada de entregar al sistema, independientemente de si fueron uno o varios los activos causantes; en la propuesta de resolución se incluye un procedimiento para distribuir la ENS en los casos de eventos simultáneos.

- 41. CNO.** Determinar si para eventos ocurridos en la misma hora o cuyo efecto se acumule en la misma hora, las Unidades de Control de Pronóstico – UCPs afectadas son diferentes. En caso de que así lo sean, el cálculo de la ENS para cada uno de los eventos puede realizarse en forma directa, de acuerdo con la metodología que defina la CREG para el efecto, la cual, en todo caso, se solicita que contemple los criterios mencionados en esta comunicación, a fin de que la ENS calculada para cada evento considere únicamente el efecto de cada uno de ellos.

Respuesta 41. La metodología establecida no considera desagregación de los pronósticos de las UCP para el cálculo de la ENS por eventos en el STN, por tanto la energía de pronóstico a considerar es la utilizada para el despacho y con base en ella se determinará si la ENS supera el 2% de la energía del SIN. En la nueva propuesta se incluye una forma de asignar la ENS en el caso de eventos simultáneos.

- 42. CNO.** Si los eventos afectan UCPs comunes, se requeriría de una metodología que permita desagregar adecuadamente la ENS y el PENS respectivo, asignables a cada evento; para ello, se solicita a la CREG definir tal metodología, para lo cual más adelante se propone una posible alternativa, o, de no ser definida una metodología por parte de la CREG, entonces se solicita que se definan los criterios mínimos para que posteriormente se pueda realizar tal desagregación; si finalmente es la SSPD quien realice dicha desagregación se solicita dejar claro en la Resolución que se expida, que XM debe precisar en el informe que entregue a la Superintendencia el número de eventos registrados y que para cada uno de ellos la SSPD desagregará la ENS y el PENS correspondiente. Además, se propone la realización de reuniones entre los agentes involucrados y la Superintendencia, a fin de que esta pueda obtener mayor información y más elementos de análisis, para finalmente, poder determinar si el PENS asociado con cada evento es o no superior al 2% de la demanda del SIN para eventos en el STN, o al 2% de la demanda del mercado de comercialización para eventos en el STR.

Respuesta 42. Ver Respuesta 41. En cuanto a la información que se deberá entregar a la Superintendencia, la nueva propuesta incluye una precisión al respecto, donde se considera que los cálculos de ENS, PENS, y la información usada debe ser enviada a la SSPD.

- 43. CNO.** Dada la alta probabilidad de ocurrencia de los eventos en los SDL y, teniendo en cuenta que la ENS asociada con éstos ya se considera en el esquema de calidad de servicio de dichos sistemas (usuario peor servido, variación del cargo de distribución), se ve necesario que se descuente la ENS asociada con eventos en los SDL, pues se penalizaría doblemente una misma ENS y además se asociaría a los activos cuya indisponibilidad no generó tal ENS. Igualmente, se solicita que se descuente la no atendida (y que no constituiría Energía No Suministrada para el evento) debida a las situaciones mencionadas

(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). Para lo anterior, igualmente se solicita a la CREG que defina la metodología que permita determinar con claridad los valores de energía no atendida por actuación del EDAC, por actuación de esquemas suplementarios, por mantenimientos programados y por aplicación del Estatuto de Racionamiento.

Respuesta 43. El esquema de calidad para el SDL establece que se mantenga un sistema de información tal que permita conocer el tipo de evento, la duración del mismo entre otros. En el caso de eventos simultáneos en el STN y en el SDL, los sistemas de información asociados al esquema de calidad del SDL permitirán establecer si corresponde al mismo evento o son eventos por causas diferentes. En cuanto a la actuación de esquemas suplementarios, ver Respuesta 40.

- 44. CNO.** Así mismo, con el fin de poder asegurar el cumplimiento de los criterios mencionados, consideramos que la metodología anterior⁹ también puede ser aplicada para eventos en el STN. No obstante, si por alguna razón la Comisión no lo ve viable, se solicita considerar la propuesta contenida en el comentario "3. Cálculo de la ENS – Pronóstico", de nuestra comunicación de enero 27 de 2011, para evento en el STN.

Respuesta 44. Ver Respuesta 36 y Respuesta 37.

- 45. CNO.** Dada la complejidad y magnitud del tema asociado con el cálculo de la ENS, en especial ante la presencia del efecto de varios eventos durante la misma hora, se solicita que la aplicación del esquema de calidad asociado con el cálculo de la ENS y la aplicación de compensaciones por dicho concepto, prevea la existencia de un periodo de transición de 6 meses, en el que se puedan validar los diferentes procedimientos y formulaciones, y se puedan realizar ajustes adicionales a la regulación, a fin de ir perfeccionando dicho esquema y que su aplicación sea lo más consistente posible. En este sentido, se considera que XM podría aportar un documento con la información, análisis y experiencias de los eventos que se presente en dicho semestre, el cual sería un insumo relevante para la validación que se solicita.

Respuesta 45. La aplicación del esquema de calidad será de inmediato cumplimiento en la fecha que así lo determine la propuesta de resolución, tal como estaba previsto en la Resolución CREG 011 de 2009. En la propuesta se determinó un plazo para adecuar los sistemas para el reporte de los eventos.

- 46. CNO.** 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.

Respuesta 46. Se considera que mientras se presente un evento en un activo que origine ENS, se debe evaluar durante el periodo horario en que ocurrió el evento y en el periodo horario siguiente si aún persiste el evento. En todo caso, si el servicio es restablecido, la energía entregada será similar al pronóstico.

⁹ Con el texto "metodología anterior" el agente hace referencia al cálculo de la ENS a nivel de Barras afectada por un factor de ponderación k_p

- 47. CNO.** 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.

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 este presente durante el tiempo en que no esté siendo remunerado.

Respuesta 47. La compensación y las horas de indisponibilidad se evalúan de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009. En el caso de activos que entran en operación comercial en el numeral 4.2 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009 se establece su obligación de reportar los eventos y en la presente propuesta se establece qué condiciones de calidad deben cumplir ante el sistema por estar conectados a este. También se propone la forma como se considerará la información histórica para el esquema de calidad.

- 48. SSPD (...)** Se solicita dejar claro en la Resolución que se expida, que XM S.A. E.S.P. debe precisar en el informe que entregue a la Superintendencia el número de eventos registrados, el cálculo de la ENS y el PENS desagregado para cada uno de ellos.

Respuesta 48. Se considerará el comentario.

- 49. EEB.** Debido a la densidad y dinámica propia de la redes de distribución, es bastante posible que, simultáneamente al acaecimiento de un evento en el STN, ocurran o hayan ocurrido eventos en los STR y/o SDL no dependientes del evento en el STN. De esta forma, por la característica agrupadora de la metodología propuesta, en caso de presentarse energía no suministrada es igualmente posible que ésta incluya y agrupe magnitudes de energía no suministrada asociadas exclusivamente al evento(s) en las redes de distribución, con lo cual se estaría sobreestimando el porcentaje de ENS atribuible al evento en el STN.

En vista de lo anterior y con el fin de que tanto XM como la SSPD cuenten con la información necesaria para que se consideren y separen debidamente este tipo de casos, consideramos que es importante que se estipule en la metodología que, ante un eventual caso de PENS superior al 2%, el respectivo informe que se remita a la SSPD incluya una relación precisa de los eventos que simultáneamente precedieron o fueron posteriores en el mismo periodo horario y tuvieron lugar en el STN y los STR y SDL, con base en los registros e indicadores que, de acuerdo con el esquema de calidad del servicio de distribución (Capítulo 11, Resolución CREG 097 de 2008), deberá disponer el CND y el LAC sobre estos sistemas.

Respuesta 49. Se considera que a la SSPD se deberá enviar la información necesaria para que dicha entidad pueda determinar si se presentó ENS. Igualmente la SSPD podrá solicitar a los agentes información adicional.

- 50. EPM.** Similar a la situación que se presentaría en el STN, la forma de cálculo de la ENS daría lugar a que cuando se presentan simultáneamente varios eventos en un STR o cuando coincidan eventos en el SIN, para efectos de calcular la ENS asociada con cada evento, se estaría contabilizando la totalidad de la ENS asociada con todos ellos, pudiendo dar lugar al pago de compensaciones por eventos no relacionados con el evento que se analiza.

Respuesta 50. Ver Respuesta 40.

- 51. EPM.** Se plantea que la ENS se calculará tomando el valor máximo que resulte de estimar la ENS durante el periodo de ocurrencia del evento y la estimada para el periodo siguiente a dicha ocurrencia. El considerar la ENS en el periodo siguiente, puede llevar a que el valor hallado de ENS de ese periodo, sea mayor al del periodo de ocurrencia del evento y el transportador resulte pagando por una ENS que no es real. Esta situación puede suceder por lo siguiente: Debido al grado de interconexión del STN o de los STR, o por la capacidad de transferencia de la carga en los sistemas de distribución ante eventos en el STN o en los STR, la demanda no atendida puede ser restablecida en un tiempo inferior a un periodo; al aplicar el procedimiento de cálculo propuesto, como producto de las desviaciones propias de la demanda, se puede encontrar una ENS para el periodo siguiente al del evento, mayor que la que efectivamente se presentó en el periodo de ocurrencia del mismo. En este caso, el transportador resultaría pagando por una ENS mayor y que no sería real, dado que en este segundo periodo la demanda ya estaría restablecida. Se solicita que si durante el periodo de ocurrencia del evento, la demanda ya fue restablecida, no se calcule ENS en el periodo siguiente, incluso aunque el activo que originó el evento aún esté por fuera de servicio.

Respuesta 51. Ver Respuesta 46

- 52. EPSA.** No se tienen en cuenta los eventos simultáneos que se presentan en el SDL, asignando demanda desatendida diferente a la causada por el evento en el STR o STN, según sea el caso, lo que ocasionaría una doble compensación a cargo del TN o del OR.

Respuesta 52. Ver Respuesta 49

- 53. EPSA.** No plantea como se diferencia o asigna la energía no suministrada cuando se presentan eventos simultáneos en un STR o en el STN.

Respuesta 53. Ver Respuesta 40

- 54. EPSA.** Solicitamos considerar una propuesta unificada por los agentes a partir de las propuestas presentadas por XM en los documentos soporte de las resoluciones, la cual tenga en cuenta los aspectos mencionados y permita establecer una metodología que refleje de la mejor manera la energía no suministrada para su correcta aplicación en el esquema de calidad. Entendemos que dichas metodologías son factibles de aplicar, con base en la información detallada de interrupciones por transformador que deben entregar los OR, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 043 de 2010.

En este sentido, como se ha discutido en diferentes escenarios, estamos de acuerdo con que la metodología debe permitir la estimación de una banda de confianza que sea producto del error histórico y debe permitir la exclusión de eventos que no estén relacionados con el evento en el STN o STR.

Respuesta 54. Los análisis de las propuestas presentadas se encuentran en el documento soporte de la resolución CREG 159 de 2010.

55. TRANSELCA. En el cálculo propuesto la determinación de la ENS basado en la diferencia del pronóstico de la demanda del SIN versus la demanda real de la hora en que ocurrió el evento o periodo subsiguiente, no prevé los ajustes por la ENS debidos a eventos presentados en los STR y/o SDL en los mismos períodos horarios en el que se evalúa la ENS por eventos presentados en el STN. Adicionalmente, la propuesta no contempla el tratamiento o participación en la ENS entre los agentes por la simultaneidad de eventos en el STN o los que se presenten en el periodo horario subsiguiente en el que se presentó el primer evento. Se solicita hacer las modificaciones a la metodología de tal forma que se tengan en cuenta las consideraciones descritas anteriormente.

Respuesta 55. Ver Respuesta 40 y Respuesta 41.

56. EPM. La metodología que se propone en ambas resoluciones puede dar lugar a que el transportador asuma penalizaciones por Demanda No Atendida, no atribuibles a él, debido a que ésta no excluye situaciones o eventos que pueden originar desviaciones entre la demanda pronosticada y la demanda real en un periodo determinado, que pueden corresponder, por ejemplo, a eventos de activos de otros transportadores (STN o STR), a la operación del EDAC o de esquemas suplementarios que impliquen deslastre de carga, a mantenimientos o a racionamientos programados por aplicación del Estatuto de Racionamiento. Se solicita que en la resolución quede explícito que se permita descontar la Demanda No Atendida (y que no constituiría ENS) debida a eventos o situaciones que no tengan que ver con el evento que dispara el cálculo de la ENS.

Respuesta 56. Ver Respuesta 40.

5.4 Resolución CREG 011 de 2009

Artículo 14. Responsabilidad por la Calidad en el STN

57. CNO. De acuerdo con el Artículo 14 de la Res. CREG 011/09, el Transmisor Nacional debe garantizar que las deficiencias en la Calidad de la Potencia que se presenten en los activos que opera, durante el plazo previsto para su corrección, no generen riesgos para la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal o la preservación del medio ambiente, y que en todo caso, los plazos mencionados no exonerarán al TN de su responsabilidad por los perjuicios que se causen por las deficiencias en la calidad de potencia suministrada a través de los activos que opera.

Solicitud: Con el fin de que el Transmisor Nacional tenga herramientas para poder actuar en caso de que alguna deficiencia en la calidad de la potencia ponga en riesgo instalaciones y equipos, así estrictamente no se generen riesgos para la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal o la preservación del medio ambiente, atentamente se solicita a la CREG modificar el texto mencionado, indicando que "El Transmisor Nacional debe garantizar que las deficiencias en la Calidad de la Potencia que se presenten en los

activos que opera, durante el plazo previsto para su corrección, no generen riesgos para la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como para la vida animal y vegetal o la preservación del medio ambiente”.

Respuesta 57. La modificación propuesta está fuera del alcance de la resolución en consulta.

Capítulo 4. Calidad del Servicio en el STN

58. ISA. En la Resolución CREG 011 de 2009, se establece un valor de 15 horas para las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI) de la Unidad Constructiva Módulo de Compensación, la cual comprende la Compensación Estática (SVC) que opera en la Subestación Chinú 500 kV.

En el Anexo de nuestra comunicación ISA 006614-1 de julio 16 de 2008 (Documento TE 1063-2001-2008), solicitamos a la CREG modificar el valor de MHAI para dicho equipo, manteniendo la meta de disponibilidad definida en la Resolución CREG 011 de 2002, es decir, 48 horas anuales. En ese entonces, soportamos nuestra solicitud en las siguientes razones: (...)

Por todo lo anterior, y conscientes de que la MHAI de 15 horas para los Módulos de Compensación fue definida a partir del comportamiento promedio de los equipos de compensación del sistema, y teniendo en cuenta además que la Resolución CREG 159 de 2010 está modificando algunos aspectos de la Resolución CREG 011 de 2009, los cuales, como indicamos previamente, vemos coherentes y por demás necesarios, nuevamente y en forma respetuosa, solicitamos a la Comisión definir una meta específica para la Unidad Constructiva Módulo de Compensación Estática Reactiva (CP506), manteniendo como mínimo la que se venía aplicando en virtud de la Resolución CREG 011 de 2002, es decir, de 48 horas.

Muy respetuosamente, consideramos que este ajuste es completamente coherente con la metodología mediante la cual la Comisión determinó las metas de calidad de las diferentes unidades constructivas del STN, ya que se trata de un único equipo en el STN, que por tanto no afecta de forma significativa las estadísticas que llevaron a la determinación de la meta de 15 horas para los módulos de compensación en general, y que por demás tiene características constructivas y funcionales completamente diferentes a aquéllos. Como ya se indicó, dicho ajuste es necesario para poder garantizar una disponibilidad sostenible en el tiempo de vida útil del SVC y unas condiciones adecuadas de funcionamiento que permitan dar respuesta a los requerimientos de seguridad del sistema, tan demandados para este equipo.

Respuesta 58. Las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad para las UC fueron establecidas en la Resolución CREG 011 de 2009 y no hacen parte de la resolución en consulta.

**ANEXO
CUESTIONARIO SIC**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC

CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN: Por la cual se acoge el Reglamento para el reporte de Maniobras y Eventos en el Sistema de Transmisión Nacional y se fijan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio.

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO: Resolución CREG 159 de 2010. Expediente 2009-077

COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. CREG

RADICACIÓN: _____

Bogotá, D.C. _____

No.	Preguntas afección a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1ª.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:				
1.6.1	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados?				

	Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		Aunque se establecen exigencias de calidad, estas aplican para todos los agentes
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3 ^a .	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	CONCLUSIÓN FINAL			El acto regulatorio es complemento de una regulación vigente	