



MEMORIA JUSTIFICATIVA

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

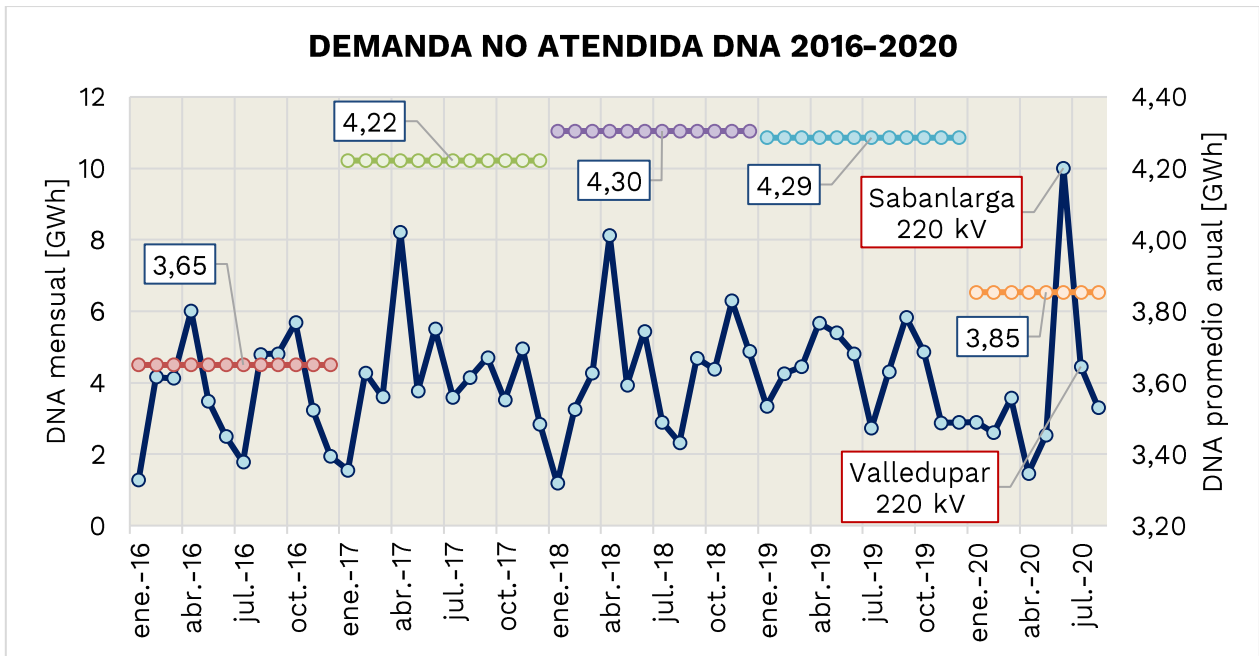
“Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica”

1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

El presente documento sustenta la necesidad de aplicar una política de confiabilidad para el mejoramiento del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional SIN, bajo criterios específicos de resiliencia, seguridad y confiabilidad.

1.1. ANTECEDENTES

En el Sistema Interconectado Nacional – SIN se ha venido identificando riesgos para su operación, asociados a eventos sistémicos que afectan la continuidad del suministro energético, y por tanto, ocasionan la suspensión del servicio. Lo anterior se evidencia con el aumento de la Demanda No Atendida DNA, como se puede observar en el siguiente gráfico:



Fuente: Elaboración propia con información XM

Los valores de DNA desde el 2017 han superado los 4 GWh sin que se observe una disminución significativa, y en donde para reiterados meses se presenta DNA con magnitudes superiores a los 4.5 GWh. Para lo corrido de 2020 (enero – agosto 28), la DNA ya se encuentra en 3.85 GWh, con dos eventos en el Área Caribe de gran



afectación. En la siguiente tabla se muestran los valores de DNA para 2020, resaltando los meses de marzo, junio, julio y agosto, con valores superiores a 3.3 GWh, frente a un promedio de 2.82 GWh de los meses noviembre 2019 a febrero 2020:

MES	DNA [GWh]
Enero	2.90
Febrero	2.60
Marzo	3.57
Abril	1.46
Mayo	2.54
Junio	10.01
Julio	4.45
Agosto	3.30

Fuente: Elaboración propia con información XM

1.1.1. Eventos de mayor impacto año 2020

Teniendo en cuenta la Demanda No Atendida en lo corrido del presente año, a continuación se presentan las principales causas asociadas a los meses de mayor impacto:

1.1.1.1. DNA 3.57 GWh para marzo 2020

Principalmente se presentaron dos eventos que afectaron en mayor medida el suministro del servicio de energía eléctrica en el mes de marzo:

- Evento asociado a los activos de 115 kV de la línea Guapi – San Bernardo, lo que afectó las subestaciones aguas abajo Guapi 115 kV y Olaya Herrera 115 kV los días 07 a 10 de marzo, con un total de 0.45 GWh.
- Disparo en los activos de Montería 1 110/34.5/13.8 kV y Montería 2 110/34.5/13.8 kV, afectando el 4 de marzo un total de demanda de 0.37 GWh; el evento ocurrió por una explosión del cable de potencia de la línea 34,5 kV.
- Demanda no atendida ante la salida de generación en Suria 115 kV, al presentarse apertura de los circuitos Puerto López - Suria 1 y 2 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales Suria 115 kV, Puerto López 115 kV, Campo Bonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV, mientras se ejecutaban trabajos de la consignación C0178536 del activo BL1 Suria a Ocoa 115 kV. El evento presentado el día 14 de marzo tuvo un total de afectación de demanda de 0.20 GWh.

1.1.1.2. DNA 10.01 GWh para junio 2020

La elevada DNA en el mes de junio se debió principalmente al evento ocurrido en la Subestación Sabanalarga 220 kV, sin embargo, dos eventos más ocurrieron en dicho mes:

- Disparo de los activos de la bahía de línea Altamira a Florencia a 115 kV y bahía de línea Florencia a Doncello 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones



radiales Florencia 115 kV y Doncello 115 kV. El evento que ocasionó una DNA de 0.28 GWh el 06 de junio, se debió a fuertes lluvias en la zona.

- Disparo del activo Valledupar – Codazzi (Cesar) 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales Codazzi (Cesar) 110 kV y La Jagua 110 kV, dejando como resultado una DNA de 0.28 GWh el 22 de junio.

1.1.1.2.1. Evento Subestación Sabanalarga 220 kV

Por la magnitud del evento en la Subestación Sabanalarga 220 kV, con una DNA total de 6.62 GWh, a continuación se detalla lo ocurrido el 24 de junio:

Generalidades

- Demanda Colombia: 9042 MW
- Demanda área Caribe 2: 1902 MW (21% SIN)
- Fecha del evento: 24 de junio de 2020
- Hora del evento: 14:27 horas

Descripción del evento

Se presentó la desconexión de la subestación Sabanalarga 220 kV del SIN y posterior afectación por desconexión de la subárea Bolívar a los 69.5 segundos de iniciado el evento y desconexión de la subárea Guajira – Cesar – Magdalena (GCM) a los 15 minutos 07 segundos de iniciado el evento, produciendo excursión de la frecuencia, tensión por fuera de los rangos normales de operación y DNA, al interior de las subáreas Atlántico, Bolívar y Guajira – Cesar – Magdalena. Adicionalmente, en las subáreas Atlántico y GCM se presentó actuación del EDAC.

Causa Raíz

- **Flameo externo en Transformador de Corriente (CT):** Elemento extraño en la superficie del CT (fibra de nido en construcción), ocasionando disminución de aislamiento y falla a tierra ante condiciones de lluvia y fuertes vientos en la subestación.
- **Bloqueo de la protección principal:** Señal de corriente de neutro cortocircuitada en módulo de ampliación del T-SAC11 220/34.5 kV, necesaria para el chequeo de plausibilidad de la medida en el relé diferencial existente; debido a esto, la protección diferencial de la barra 2, responsable de despejar de la falla según su localización, se bloqueó y no operó.

Al no operar la protección principal, y luego de 1,2 segundos de presentarse la falla, se da la apertura de las bahías de línea remotas a la subestación Sabanalarga 220 kV, lo que evoluciona de un evento inicialmente N-1 a un evento N-15. Esto implicó que se presentara ausencia de tensión en todas las subestaciones a nivel de 66 kV, 110 kV y 220 kV de las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM; adicionalmente, en las subestaciones a 500 kV La Loma, Copey, Bolívar y Sabanalarga.



Como consecuencia del evento se evidenciaron varias fallas en los ajustes de las protecciones, no solo en la Subestación Sabanalarga, sino también en Chinú 110 kV y Tebsa 220 kV.

1.1.1.3. DNA 4.45 GWh para julio 2020

En el mes de julio se presentó un evento de gran magnitud en la Subestación Valledupar 220 kV que afectó los niveles de tensión en 34.5 kV y 13.8 kV, desde el día 08 al 13; adicionalmente, se afectaron las subestaciones radiales Codazzi 110 kV, La Jagua 110 kV y San Juan 110 kV (conectadas desde la Subestación Valledupar). El total de DNA fue 2.21 GWh.

Generalidades

- Demanda Colombia: 9088 MW
- Demanda Subestación Valledupar: 183 MW (2.01% SIN)
- Fecha del evento: 07 de julio de 2020
- Hora del evento: Entre las 12:58 horas y las 13:10 horas

Descripción del evento

Se produce la desconexión de la Subestación Valledupar, en los niveles de tensión 220/110/34.5/13.8 kV, debido a la apertura de las líneas asociadas a la subestación en los extremos remotos El Copey y Cuestecitas a 220 kV, operando como respaldo para despejar falla en la subestación Valledupar 34.5 kV. Adicionalmente se presentó desconexión de la generación de Termonorte 13.8 kV y de los capacitores de Cuestecitas 220 kV, Maicao 110 kV y El Banco 1 y 2 110 kV.

Causa Raíz

- Línea Valledupar – La Paz 34.5 kV: se presenta fenómeno natural asociado a descarga atmosférica.
- Circuito Valledupar 4 y/o 7 a 13.8 kV: se categoriza como falla en equipos, accesorios e instalaciones de potencia, asociada al contacto eléctrico con la línea Valledupar-La Paz 34.5 kV.
- Subestación Valledupar 220/110/34.5/13.8 kV: se categoriza como falla de protección, teleprotección y control, asociada a los sistemas de alimentación CC/CA (perdida de SSAA).

Situaciones presentadas

- En la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, falla transitoria (Falla 1) -entre el reconectador R-2056 y la subestación La Paz-, por descarga atmosférica, con recierre exitoso del reconectador.
- En la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, falla transitoria (Falla 2) -entre el reconectador R-2056 y la subestación La Paz-, por descarga atmosférica, con apertura definitiva del reconectador.



- En la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, falla entre el reconectador R-2056 y la subestación Valledupar (Falla 3), por contacto eléctrico con circuito a 13.8 kV, según registro oscilográfico de la BT Valledupar 12 60 MVA 220 kV, validado a través de simulación en ATP.
- Pérdida de servicios auxiliares de DC de TRANSELCA, a los 173 ms de iniciada la Falla 3, ocasionando que el control y los relés de protección quedaran fuera de servicio.
- Caída de conductores de líneas a 34.5 kV sobre conductores de líneas a 13.8 kV.
- Incendio localizado en la BL Valledupar a La Paz 34.5 kV.

La falla evolutiva -entre el reconectador R-2056 y la subestación Valledupar- en la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, por contacto eléctrico con circuito a 13.8 kV (Falla 3), inició externa a la subestación Valledupar, y después de transcurridos 2.8 segundos, progresó a falla interna en la subestación Valledupar, ocasionando la presencia de corrientes de cortocircuito sostenidas y el incendio en la BL Valledupar-La Paz 34.5 kV.

Uno de los puntos a destacar, se relaciona con la pérdida de servicios auxiliares de DC en los activos operados por TRANSELCA en todos los niveles de tensión (220/110/34.5/13.8 kV) de la subestación Valledupar, ocasionando que los relés de protección quedaran fuera de servicio durante la evolución del evento. Por lo anterior, la falla tuvo que ser despejada desde los extremos remotos a la subestación Valledupar 220 kV, con la apertura de las bahías de línea en la subestación El Copey a Valledupar 1 y 2 a 220 kV y la bahía de línea Cuestecitas a Valledupar 220 kV. El despeje total de falla en el SIN, medido desde el inicio de la Falla 1 hasta el despeje de la Falla 3, tomó un tiempo de 11:36.866 minutos.

1.1.1.4.DNA 3.3 GWh para agosto 2020

La Demanda No Atendida del mes de agosto corresponde a trabajos programadas en el área GCM, en diferentes subestaciones a nivel de 220 kV y 110 kV:

- Demanda no atendida por trabajos de los activos BT El Paso 1 12 MVA 110 kV, BT El Copey 1 100 MVA 34.5 kV, BT El Copey 1 100 MVA 220 kV, El Copey 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, El Paso - El Copey 1 110 kV, Barra El Paso 110 kV, El Copey 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, BL1 El Copey a El Paso 110 kV, BT El Banco 1 45 MVA 110 kV y El Paso - El Banco 1 110 kV, dejando sin tensión las S/E radiales El Copey 110 kV, El Paso 110 kV y El Banco 110 kV.
- Demanda no atendida en las subestaciones La Jagua y Codazzi 110 kV por trabajos sobre los activos BT La Jagua 1 30 MVA 110 kV, BL1 Codazzi (Cesar) a La Jagua 110 kV, BL1 Codazzi (Cesar) a Valledupar 110 kV, BL1 La Jagua a Codazzi (Cesar) 110 kV, Barra Codazzi 110 kV, BL1 Valledupar a Codazzi (Cesar) 110 kV y BT Codazzi 1 25 MVA 110 kV.
- Demanda no atendida por trabajos en los Activos Cuestecitas - Maicao 1 110 kV, BT Maicao 1 25 MVA 110 kV, barra Maicao 110 kV y BL1 Cuestecitas a Maicao 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial Maicao 110 kV.



1.1.2. Oficio Ministerio de Minas y Energía

El pasado 30 de junio de 2020, el Ministerio de Minas y Energía remitió mediante oficio con radicado N. 2-2020-010455, solicitud al Consejo Nacional de Operación – CNO en relación a las acciones adoptadas, y el plan de acción luego de ocurrido el evento en la Subestación Sabanalarga 220 kV el día 24 de junio de 2020.

Lo anterior teniendo en cuenta que el día 27 de junio de 2020, se llevó a cabo una reunión entre el Centro Nacional de Despacho CND y el Ministerio de Minas y Energía, de manera que a partir de la información presentada, y el ministerio como cabeza del sector Minas y Energía, identificó acciones y actividades a ejecutar como parte de un plan de acción de corto plazo para evitar la repetición de eventos como el ocurrido en la Subestación Sabanalarga 220 kV. Las actividades que se identificaron fueron:

Desde el punto de vista de la política energética y regulación

- Revisión de todos los proyectos de expansión de interconexión nacional y regional, el estado de sus cronogramas y la gestión y aviso inmediato a todas las entidades del estado del orden nacional y territorial de las causas que están ocasionando atrasos.
- Definición de procesos de certificación y habilitación para los operadores de los diferentes eslabones de la cadena de suministro del Sistema Interconectado Nacional, como prerrequisito para el desempeño de su función, incluyendo validaciones periódicas.
- Implementación de procesos periódicos de auditorías certificadas para los diferentes esquemas de protecciones existentes en el Sistema Interconectado Nacional.
- Regulación para la implementación de esquemas de protecciones redundantes en subestaciones consideradas críticas para garantizar la continuidad en la operación.
- Regulación para la coordinación de operaciones en situaciones en las cuales existe multipropiedad de activos en una misma subestación, así como para la validación de los esquemas de respaldo para maniobras operativas.
- Regulación del servicio para arranque autónomo (black start) o para la incorporación de nuevas tecnologías que flexibilicen el restablecimiento del sistema.
- Valoración de la necesidad de ampliación de los sistemas de defensa del SIN y de la cobertura de la medición sincrofasorial en el SIN.

Desde el punto de vista de la operación:

- Presentación por parte de todos los agentes involucrados, de forma individual, de los análisis de causa raíz, junto con las acciones específicas a implementar, así como de los planes de mejoramiento derivados.
- Identificación de las acciones pendientes de ejecución de los eventos mayores ocurridos en el país, estableciendo las necesidades de política y regulación para la implementación de las acciones requeridas.



- Revisión, en el marco del Consejo Nacional de Operación (como responsable de los procedimientos operativos), de los protocolos de restablecimiento del sistema de los diferentes agentes, así como la identificación de subestaciones críticas y necesidades de respaldo de protecciones.
- Revisión de los protocolos de comunicaciones internos de las empresas, en donde quede claramente definido el procedimiento para el escalamiento y comunicación de las situaciones a todas las dependencias pertinentes, incluyendo las instancias de dirección, de forma de que haya una información completa, oportuna y efectiva respecto de estas situaciones a lo largo de los órganos de análisis y decisión del respectivo prestador del servicio. Se considera en esa medida, que el protocolo debe incluir la activación de un comité de crisis, que permita dar información efectiva a las autoridades competentes y a los demás agentes involucrados.
- Realización de pruebas técnicas relacionadas con la redundancia en los canales de comunicación de voz, datos y control, de los agentes del SIN, así como entre subestaciones, centros de control de agentes y el CND.
- Evaluación entre los agentes y la UPME, de los requerimientos en servicios auxiliares de subestaciones y plantas de generación, con el objetivo de que sean independientes por nivel de tensión, y que cuenten con respaldos para su alimentación.

El Ministerio de Minas y Energía solicitó que todas las entidades y agentes competentes efectuaran un análisis de las actividades y acciones propuestas, de manera que se estableciera una forma y plazo de ejecución.

1.1.3. Respuesta por parte del CNO al oficio del Ministerio de Minas y Energía

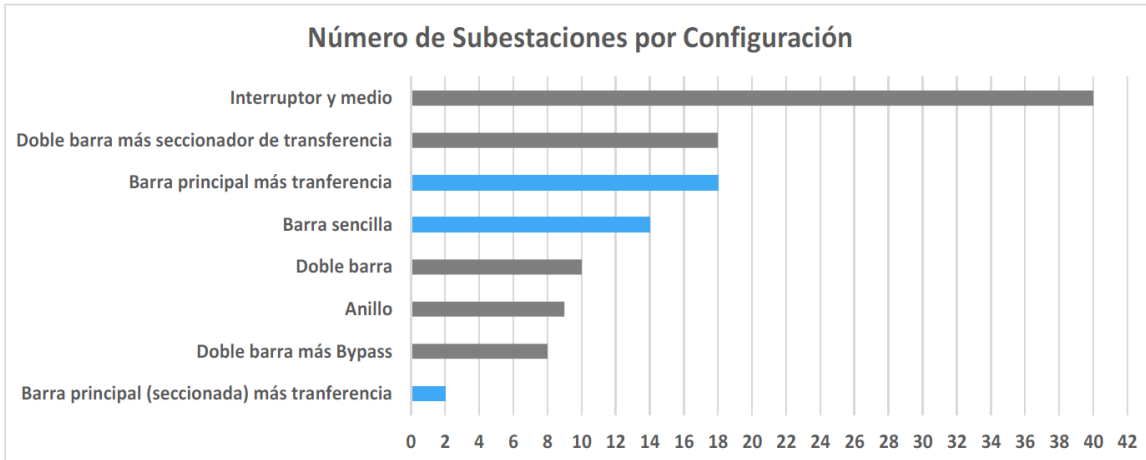
En respuesta al oficio del Ministerio de Minas y Energía, el Consejo Nacional de Operación emitió comunicación el día 17 de julio de 2020 con radicado Minenergía No. 1-2020-034879, en la que detalló las actividades a ejecutar, y que fueron presentadas en la reunión No. 154 del CACSSE el 11 de julio de 2020. Las actividades principalmente atienden a los siguientes hitos:

- Apoyo para formulación de nueva regulación en relación a esquemas redundantes de protección y medición en las subestaciones críticas, acciones operativas de respaldo en subestaciones con alta presencia de multipropiedad, y ampliación de Sistemas de Defensa del SIN
- Revisión de protocolos de comunicación por parte de los comités y subcomités del Consejo Nacional de Operación.

1.1.4. Informe de situaciones operativas del SIN

En el mes de julio de 2020, el Centro Nacional de Despacho presentó un informe sobre la actualización que está llevando a cabo del estudio de criticidad de las subestaciones en el Sistema Interconectado Nacional.

En el siguiente gráfico se muestra el número de subestación del STN por configuración:

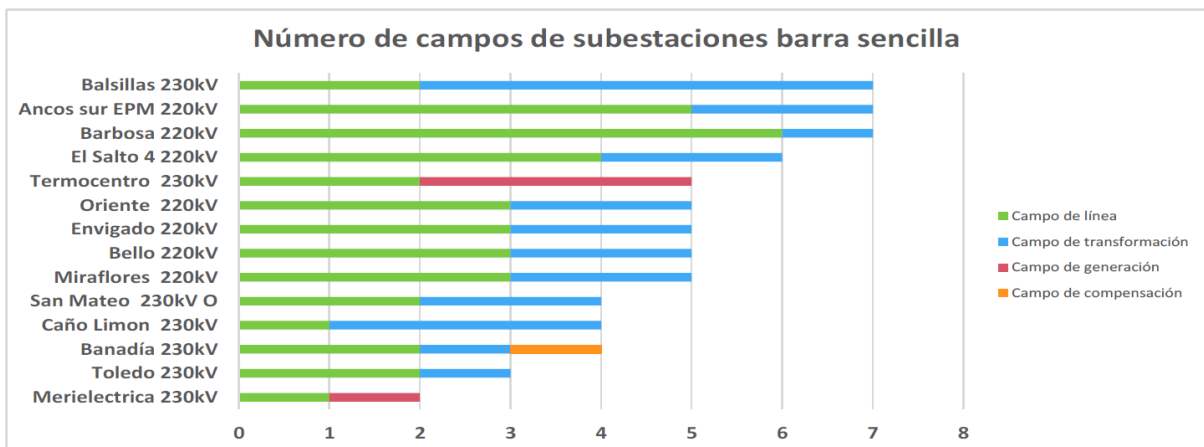


Fuente: Informe XM

Se observa un total de 34 subestaciones que tienen configuración barra sencilla o barra principal más transferencia, y conforme lo expuesto por el CND, este tipo de configuración no tiene confiabilidad y seguridad, y debería usarse únicamente para subestaciones pequeñas y/o de media y baja tensión o de menor importancia para el sistema; dentro de sus inconvenientes se destaca:

- Una avería en las barras interrumpe totalmente el suministro de energía.
- La revisión de un seccionador o interruptor elimina del servicio la salida correspondiente.
- No es posible la alimentación separada de una o varias salidas.
- Es imposible realizar obras de expansión sin ponerla fuera de servicio.

De las subestaciones en configuración barra sencilla en el STN, se observa tres particularmente que tienen siete (7) campos, como se muestra a continuación:



Fuente: Informe XM



Al tener en cuenta las subestaciones en el STN con configuración barra sencilla o barra principal más transferencia, se observa que 16 de estas subestaciones tiene 6 o más campos, de manera que ante una falla o mantenimiento de la barra, se desconectarían un elevado número de elementos del SIN.

Respecto a las subestaciones en configuración anillo, se tiene un total de 9 en el STN, sin embargo, este tipo de configuración presenta las siguientes limitaciones:

- La desconexión simultánea de dos interruptores puede dejar por fuera de servicio más de una salida
- Los esquemas de medida resultan más complicados
- Es imposible ampliar las instalaciones sin interrumpir el servicio
- El número elevado de bahías dificulta la ejecución operativa de desconexiones en redes congestionados

El CND menciona que se ha visto obligado a declarar el estado de emergencia en la atención de la demanda, por lo que recomienda revisar la criticidad y severidad de estas subestaciones, para revisar la factibilidad de hacer cambio en las configuraciones.

1.2. OPORTUNIDADES Y CONVENIENCIA

1.2.1. Recomendaciones asociadas a evento S/E Sabanalarga 220 kV

Producto del evento ocurrido en la Subestación Sabanalarga 220 kV, se identificaron problemas asociados a los ajustes en las protecciones que propiciaron que la falla se extendiera a las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM. Como parte del análisis efectuado por los agentes y el Centro Nacional de Despacho, se plantearon las siguientes recomendaciones:

- Revisar la coordinación de funciones de sobrecorriente, y de ser necesario, modificar los ajustes en los equipos de protección, actualizando lo correspondiente en la base de datos de protecciones StationWare
- Verificar los ajustes y la calibración de las protecciones, modificando los ajustes en los equipos de protección, y realizando la actualización en la base de datos de protecciones StationWare.
- Examinar otras alternativas para mejorar niveles de tensión en GCM bajo condiciones de red degradada y desconexiones adicionales de activos, mientras entra en operación la expansión definida por la UPME que da solución estructural a la debilidad de la red.
- Verificar que los ajustes en sitio de los equipos de protección, correspondan a los declarados por los agentes ante el CND en la base de datos de protecciones StationWare, y a la última versión de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones correspondientes.



Recomendaciones que van en concordancia con lo establecido en el proyecto de resolución respecto a la necesidad de tener programas de auditoria en referencia a los esquemas de protección.

1.2.2. Recomendaciones asociadas a evento S/E Valledupar 220 kV

En el evento se identificaron problemas respecto al apantallamiento de circuitos y alimentación de protecciones, que se detallan a continuación:

- Implementar el sistema de apantallamiento en los circuitos de distribución a nivel de 34.5 kV y 13.8 kV.
- Mejorar la coordinación de aislamiento en los circuitos de distribución a nivel de 34.5 kV y 13.8 kV, especialmente en los puntos fronteras con la subestación Valledupar,
- Revisar y solucionar la causa por la cual, ante sobretensión únicamente en la fase B, operó el esquema de sobretensión del condensador de Maicao 110 kV, considerando que está diseñado para operar ante sobretensión simultánea en las 3 fases.
- Revisar y solucionar, teniendo en cuenta la verificación de la coordinación de aislamiento, la causa raíz por la cual, ante falla externa en el nivel de tensión 34.5 kV, se presentaron daños en equipos y módulos electrónicos, generando la pérdida del sistema de alimentación de servicios auxiliares CA/CC.
- Implementar redundancia de la alimentación de los sistemas de protección desde fuentes independientes en la subestación Valledupar 220/110/34.5/13.8 kV.
- Revisar y solucionar la causa por la cual, ante falla en 34.5 kV, se produjo apertura de la bahía de línea El Copey a Valledupar 1 220 kV, por operación de su protección de respaldo ANSI 21 en zona 2. En caso de ser necesario, modificar los ajustes en los equipos de protección y realizar la actualización en la base de datos de protecciones StationWare.

El proyecto de resolución en su articulado atiende estas recomendaciones en cuanto a la necesidad de establecer requerimientos de seguridad, operación, calidad del servicio, confiabilidad, seguridad interna, flexibilidad, conectividad y mantenimiento para subestaciones estratégicas, así como la remuneración de las inversiones asociadas. Del mismo modo, atiende a la necesidad de contar con programas de auditoria en referencia a los esquemas de protección, recomendación derivada también del evento en la Subestación Sabanalarga 220 kV

1.2.3. Programas de capacitación

El Centro Nacional de Despacho CND junto con el SENA, diseñó un programa de competencias laborales que permitió la certificación de los Operadores del CND; el programa cuenta con una serie de normas con revisión metodología ya aprobada por el SENA, las cuales se relacionan a continuación:



- Supervisar las variables y acciones operativas del SIN de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos establecidos por la empresa
- Operar el SIN de acuerdo a la reglamentación vigente y los procesos establecidos por la empresa
- Analizar eléctricamente el comportamiento del SIN, de acuerdo con la reglamentación vigente y los procesos de la empresa
- Optimizar la programación de los recursos de generación del SIN de acuerdo con la reglamentación vigente y los procesos de la empresa
- Realizar la planeación energética del SIN de acuerdo con la regulación vigente y los procesos de la empresa

Actualmente existen dos normas pendientes por el proceso de revisión metodológica:

- Determinar protecciones del sistema eléctrico de acuerdo a la normatividad
- Evaluar eventos de sistemas eléctricos de acuerdo a la normatividad.

Los anteriores documentos representan un avance importante en lo relacionado con un programa de certificación para los operadores de Centros de Supervisión y Maniobras, y que puede ser implementado con la articulación de centros de enseñanza como el Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, para lograr profesionales competentes desde el punto de vista técnico, psicológico y clínico.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

La resolución en mención aplica para los transportadores o propietarios de los activos que conforman los Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local, y al Centro Nacional de Despacho y el Consejo Nacional de Operación.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1. Análisis expreso y detallado de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994 establece que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos: abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Además, el artículo 12 de la Ley 143 de 1994 establece que "[l]a planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los



proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.”

Y el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 establece que “[c]ompete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución. Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda Nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético.”

3.2. La vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada.

3.3. Las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas, si alguno de estos efectos se produce con la expedición del respectivo acto.

El proyecto de resolución deroga los artículos **XXX** de la Resolución 18 2148 del 2007 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, que define los criterios de seguridad y confiabilidad para los Sistemas de Transmisión Regional – STR.

3.4. Revisión y análisis de las decisiones judiciales de los órganos de cierre de cada jurisdicción que pudieran tener impacto o ser relevantes para la expedición del acto.

3.5. Advertencia de cualquier otra circunstancia jurídica que pueda ser relevante para la expedición del acto

4. IMPACTO ECONÓMICO

4.1. Medidores sincrofasoriales

El proyecto de resolución contempla la incorporación de medidores sincrofasoriales o PMUs (Phasor Measurement Unit), dispositivos tecnológicos que permiten realizar, con gran precisión y velocidad, el análisis dinámico del estado de un sistema eléctrico de transmisión o de distribución.

Los costos aproximados de medidores sincrofasoriales se presentan a continuación:

- Medidor sincrofasorial e instalación (recibe y procesa tres señales de tensión y tres señales de corriente): COP\$25.000.000
- Instalación de canal de comunicaciones: COP\$2.000.000



- Mantenimiento de canal de comunicaciones (256 Kbps): COP\$850.000 / mes
- Mantenimiento de canal de comunicaciones (1 Mbps): COP\$2.000.000 / mes

En el año 2009 ConCol realizó un Diagnostico de las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, en el cual identificó 24 subestaciones estratégicas (actualmente el en el STN se tienen 119 subestaciones). Bajo este parámetro inicial, y teniendo en cuenta que el proyecto de resolución contempla la identificación de subestaciones estratégicas, los costos asociados a la incorporación de PMUs, contemplando las subestaciones en configuración interruptor y medio (**40 en total**) serían:

Elemento	Cantidad	Instalación de medidor sincrofasorial (25 millones)	Instalación Canal de comunicaciones 1 Mpbs (2 millones)
Barras (Dos por subestación)	80	\$2.000.000.000	-
Bahías (6 por subestación)	240	\$6.000.000.000	
Subestaciones estratégicas	40		\$80.000.000

El mantenimiento mensual asociado a los PMUs, tendría los siguientes costos:

Elemento	Cantidad	Mantenimiento canal de comunicaciones (2 millones)
Subestaciones estratégicas	40	\$40.000.000

4.2. Capacitaciones

4.3. Auditorias

Auditorias y consultarias (tomar como referencia las que hace XM de auditoria de parámetros)

5. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

El proyecto de resolución objeto de la presente memoria no implica por sí la ejecución de algún recurso.

6. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL



Conforme lo establece el numeral sexto del artículo 2.1.2.1.6 del Decreto 1081 de 2015, no es necesario desarrollar este punto, en vista que por medio de este proyecto de decreto no hay una afectación o impacto medioambiental o sobre el patrimonio cultural.

7. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

El artículo 4 del Decreto 2897 de 2010, por el cual se reglamenta el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, establece que no se requerirá informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre un proyecto de regulación, cuando el proyecto de regulación no tenga incidencia sobre la libre competencia de los mercados.

Así mismo, la sola emisión de este acto administrativo no genera una incidencia directa para las comunidades indígenas, ni minorías reconocidas constitucional y legalmente.

8. PUBLICIDAD

En atención a lo dispuesto en el numeral 8° del artículo 8° de la Ley 1437 de 2011, y en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 270 de 2017 y en las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios del público **entre el 28 de junio y el 13 de julio** y las observaciones y sugerencias recibidas fueron debidamente analizadas.

La constancia de publicación emitida por el Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano hace parte de esta memoria justificativa (___).

9. CONCEPTO DEL DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA FUNCIÓN PÚBLICA

No aplica por cuanto el acto administrativo no establece nuevos trámites como lo dispone el artículo 2.1.2.1.11 del Decreto 1609 de 2015.

10. MATRIZ RESUMEN OBSERVACIONES Y COMENTARIOS

La matriz que contiene las observaciones y comentarios hace parte de la presente memoria justificativa (Anexo __).

11. INFORME GLOBAL DE LAS OBSERVACIONES Y COMENTARIOS

El informe global con las respuestas a cada uno de los comentarios y observaciones recibidas, se encuentran incluidas en la matriz mencionada en el numeral 10 del este documento.

La presente Memoria Justificativa fue elaborada por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales y la Oficina Asesora Jurídica en Bogotá D.C., el **2 de julio** de 2020.



El futuro
es de todos

Minenergía

LUIS JULIAN ZULUAGA LÓPEZ

Director de Energía Eléctrica

LUCAS ARBOLEDA HENAO

Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

Proyectaron: Juan Sánchez Salazar
Revisó: Sandra Salamanca Gaviria, Cristian Díaz Durán
Aprobaron: Julián Zuluaga López, Lucas Arboleda Henao