

20222400360335

Al contestar por favor cite estos datos:

Radicado No.: **20222400360335**

Fecha: **22-04-2022**

CT-F-007 V.1

Página 1 de 61

RESOLUCIÓN No. SSPD - 20222400360335 DEL 22-04-2022

EXPEDIENTE: 2020240350600024E

POR LA CUAL SE IMPONE UNA SANCIÓN

EL SUPERINTENDENTE DELEGADO PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE

En ejercicio de las facultades conferidas por los artículos 79 y 81 de la Ley 142 de 1994, la Ley 1437 de 2011, el Decreto 1369 de 2020 y la Resolución SSPD No. 20211000012995 del 29 de marzo de 2021, resuelve una actuación administrativa sancionatoria adelantada contra **TRANSELCA S.A. E.S.P.**, previa exposición de las siguientes consideraciones:

1. ANTECEDENTES DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA

1.1. Mediante memorando SSPD No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹, la Dirección Técnica de Gestión Energía (en adelante, “**DTGE**”) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (en adelante, “**SSPD**”) remitió a la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible (en adelante, “**DIEG**”) un Informe Técnico de Gestión, recomendando que, de existir mérito, se iniciara una investigación administrativa sancionatoria contra **TRANSELCA S.A. E.S.P.** (en adelante, “**TRANSELCA**” o “**LA INVESTIGADA**”) identificada con NIT. 802.007.669-8, por el presunto incumplimiento de lo previsto en el numeral 9.2 del Código de Conexión, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995², el literal b) del numeral 5.4 del Código de Operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, los literales a) y d) del numeral 4.1 del Anexo de la Resolución CREG 011 de 2009³, los literales b) de los numerales 23.1 y 24.1 y el numeral 24.6 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, contenido en la Resolución No. 90708 de 2013⁴ del Ministerio de Minas y Energía, y los artículos 22 y 24 de la Resolución CREG 080 de 2019⁵.

1.2. Mediante acto administrativo SSPD No. 20202400000336 del 9 de diciembre de 2020⁶, notificado por correo electrónico certificado en la misma fecha⁷, la **DIEG** inició investigación y formuló pliego de cargos contra **TRANSELCA**.

1.3. Mediante comunicación SSPD No. 20205292679692 del 31 de diciembre de 2020⁸, **TRANSELCA** presentó oportunamente escrito de descargos.

1.4. Mediante comunicación SSPD No. 20205292680302 del 31 de diciembre de 2020⁹, **TRANSELCA** remitió las pruebas enunciadas en su escrito de descargos.

¹ Folios 1 a 23 de la carpeta No. 1 del Expediente. Cuando en el presente acto administrativo se hace referencia al Expediente, éste corresponde al identificado con el No. 2020240350600024E.

² “Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”.

³ “Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional”.

⁴ “Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE”.

⁵ “Por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible”.

⁶ Folios 37 a 50 de la carpeta No. 1 del expediente.

⁷ Folio 52 de la carpeta No. 1 del expediente.

⁸ Folios 86 a 137 de la carpeta No. 1 del expediente.

⁹ Folios 138 a 140 de la carpeta No. 1 del expediente.

1.5. Mediante acto administrativo SSPD No. 20212402926631 del 23 de julio de 2021¹⁰, la **DIEG** incorporó unas pruebas al expediente y negó otras. Asimismo, decretó de oficio unos requerimientos a Siemens Sociedad Anónima (en adelante, "**Siemens**") y a la sociedad Gestión y Diseños Eléctricos S.A. (en adelante, "**GDEL**").

Dicho acto administrativo fue comunicado por correo electrónico certificado en la misma fecha a **TRANSELCA**¹¹, **Siemens**¹² y **GDEL**¹³.

1.6. Mediante comunicación SSPD No. 20215292105222 del 6 de agosto de 2021¹⁴, **GDEL** dio respuesta al requerimiento mencionado en el numeral anterior.

1.7. Mediante comunicación SSPD No. 20215292115632 del 9 de agosto de 2021¹⁵, **Siemens** dio respuesta al requerimiento mencionado en el numeral **1.5.** del presente acto.

1.8. Mediante acto administrativo SSPD No. 20212404730971 del 12 de octubre de 2021¹⁶, comunicado por correo electrónico el 13 de octubre de 2021¹⁷, la **DIEG** incorporó unas pruebas, cerró el periodo probatorio y corrió traslado a **LA INVESTIGADA** para presentar alegatos de conclusión.

1.9. Mediante comunicación 20215293303352 del 28 de octubre de 2021¹⁸, **TRANSELCA** presentó oportunamente sus alegatos de conclusión.

2. IMPUTACIÓN

Mediante el acto administrativo SSPD No. 20202400000336 del 9 de diciembre de 2020¹⁹, la **DIEG** inició investigación administrativa e imputó los siguientes cargos a **TRANSELCA**:

"CARGO PRIMERO: *TRANSELCA S.A. E.S.P. presuntamente vulneró lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como el literal a) del numeral 4.1 y los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo General de la citada Resolución, al haber superado las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas, durante el periodo comprendido entre enero de 2015 y junio de 2020.*

CARGO SEGUNDO: *TRANSELCA S.A. E.S.P. presuntamente vulneró lo dispuesto en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como el literal d) del numeral 4.1 del Anexo General de la citada Resolución, al tener activos indisponibles que dejaron no operativos otros activos, durante el periodo comprendido entre mayo de 2019 y junio de 2020.*

CARGO TERCERO: *TRANSELCA S.A. E.S.P. presuntamente vulneró lo dispuesto en el numeral 9.2 del Código de Conexión, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, así como el numeral 23.1 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, establecido mediante la Resolución MME No. 90708 de 2013, al superar el tiempo máximo de despeje de la falla de la protección principal en el evento ocurrido el 24 de junio de 2020 a las 2:27 p.m.*

CARGO CUARTO: *TRANSELCA S.A. E.S.P. presuntamente vulneró lo dispuesto en el numeral 5.4 del Código de Operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, los numerales 24.1 y 24.6 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, establecido mediante la Resolución MME No. 90708 de 2013, así como los artículos 22 y 24 de la Resolución CREG 080 de 2019, al no haber gestionado diligentemente algunos riesgos operativos, afectando con ello la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica"²⁰.*

3. CONSIDERACIONES DEL DESPACHO

3.1. COMPETENCIA DEL DESPACHO PARA CONOCER Y RESOLVER LA PRESENTE INVESTIGACIÓN

El artículo 2 de la Constitución Política constituye el primer fundamento constitucional implícito de la potestad sancionatoria de la Administración Pública, al contemplar como fines esenciales del Estado, entre otros, garantizar la efectividad de los principios, derechos y

¹⁰ Folios 141 a 145 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹¹ Folio 146 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹² Folio 160 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹³ Folio 155 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁴ Folios 164 a 191 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁵ Folios 192 a 194 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁶ Folios 195 a 197 de la carpeta No. 2 del expediente.

¹⁷ Folio 198 de la carpeta No. 2 del expediente.

¹⁸ Folios 204 a 218 de la carpeta No. 2 del expediente.

¹⁹ Folios 37 a 50 de la carpeta No. 1 del expediente.

²⁰ Folios 49 (reverso) a 50 de la carpeta No. 1 del expediente.

deberes consagrados en la Constitución. Ello implica que la Administración debe propender por el mantenimiento de las condiciones que permitan el disfrute de los derechos de las personas, para lo cual deberá utilizar, si es del caso, las facultades sancionatorias inherentes al ejercicio del poder público²¹.

Por una parte, el artículo 365 constitucional señala que los servicios públicos están sometidos al régimen que fije la Ley. En cumplimiento de este mandato, se expidió la Ley 142 de 1994, en cuyo artículo 79, numeral 1, se le asignaron a la **SSPD** las funciones de: “Vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios determinados; y sancionar sus violaciones, siempre y cuando esta función no sea competencia de otra autoridad”.

Por otra parte, el artículo 370 también constitucional establece que le corresponde al Presidente de la República fijar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios. En ese orden, por medio de la **SSPD** se ejercen las funciones de inspección, vigilancia y control sobre las empresas que prestan servicios públicos y desarrollan actividades complementarias, y se imponen las sanciones administrativas a que haya lugar, en los términos de los artículos 79 y 81 de la Ley 142 de 1994.

Respecto a las facultades especiales de inspección, vigilancia y control que ostenta la **SSPD**, la jurisprudencia administrativa ha indicado:

“(...) el legislador le otorgó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios facultades especiales de vigilancia y control, además de plenos poderes sancionatorios por la violación o desconocimiento del ordenamiento jurídico en materia de servicios públicos, todo lo anterior en el marco de actuación de lo dispuesto para el ejercicio y ejecución de sus competencia y funciones misionales. Cabe resaltar que la potestad sancionatoria implica la existencia de un procedimiento previo que respete el derecho de defensa y contradicción y que como resultado del mismo se llegue a la imposición de medidas en el marco del derecho de “punición” o “castigo”²².

En línea con lo anterior, el numeral 11 del artículo 16 del Decreto 1369 de 2020 dispuso que es competencia de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible “Vigilar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos por parte de los prestadores de los servicios públicos domiciliarios, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios y adelantar los procedimientos encaminados a sancionar sus violaciones”.

A su turno, la Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios delegó al Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible la función de imponer sanciones a los prestadores de servicios públicos que, dentro dichos sectores, violen las normas a las que deban estar sujetos²³.

En esa medida es suficientemente claro que, en el marco de la competencia legal ya estudiada, le corresponde al Despacho del Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible de la **SSPD** (en adelante el “Despacho”) conocer y decidir mediante el presente acto la actuación administrativa sancionatoria iniciada contra **LA INVESTIGADA** dentro de este expediente.

²¹ Corte Constitucional, Sentencia SU - 1010 de 2008, Magistrado Ponente: Dr. Rodrigo Escobar Gil. “(...) el ejercicio de la función pública encomendada a la Administración implica que, si ésta se encuentra facultada para imponer un mandato o regular una conducta en servicio del interés público, también debe estar facultada para lograr la garantía del orden mediante la imposición de sanciones, frente al cumplimiento de tales mandatos”. Véase también Corte Constitucional, Sentencia C - 595 de 2010.

²² Consejo de Estado, Sentencia No. 25000-23-24-000-2005-01325-01 de noviembre 26 de 2015.

²³ Resolución SSPD No. 20201000053885 del 23 de noviembre de 2020: “**Artículo Segundo.** Delegar en los Superintendentes Delegados de Acueducto, Alcantarillado y Aseo y de Energía y Gas Combustible dentro de su ámbito sectorial las siguientes funciones:

1) Imponer las siguientes sanciones a los prestadores de servicios públicos que violen las normas a las que deban estar sujetos, según la naturaleza y la gravedad de la falta:

a) Amonestación;

b) Multas.

(...)”.

“**Artículo Décimo Primero.** La presente resolución regula integralmente las delegaciones efectuadas por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios y deroga las disposiciones que le sean contrarias, en especial las Resoluciones 20131300030745 del 14 de agosto de 2013, 0021 del 5 de enero de 2005, 20165270010555 del 19 de abril de 2016, 20161000065165 del 9 de diciembre de 2016, 20181000130235 del 7 de noviembre de 2018 y 20195000052375 del 22 de noviembre de 2019”.

3.2. DE LOS CARGOS PRIMERO Y SEGUNDO

3.2.1. Cargos imputados

Procede el Despacho a analizar los cargos primero y segundo imputados a **LA INVESTIGADA**, según los cuales esta “presuntamente vulneró lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como el literal a) del numeral 4.1 y los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo General de la citada Resolución, al haber superado las Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas, durante el periodo comprendido entre enero de 2015 y junio de 2020”, y “presuntamente vulneró lo dispuesto en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como el literal d) del numeral 4.1 del Anexo General de la citada Resolución, al tener activos indisponibles que dejaron no operativos otros activos, durante el periodo comprendido entre mayo de 2019 y junio de 2020”²⁴.

3.2.2. Normas presuntamente infringidas

De conformidad con los cargos imputados, la regulación presuntamente vulnerada es la siguiente:

- **Resolución CREG 011 de 2009, artículo 16:**

“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”.

- **Resolución CREG 011 de 2009, Anexo General, numeral 4.1, literales a) y d):**

“ANEXO GENERAL

(...)

CAPÍTULO 4. CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN

En este capítulo se establecen las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional y las reducciones en el ingreso o Compensaciones aplicables por variaciones en dichas características.

4.1 Características de la calidad a que está asociado el Ingreso Regulado de cada TN.

El Ingreso Regulado de cada TN calculado con la fórmula establecida en el numeral 1.1. del Capítulo de esta Resolución, estará asociado a una calidad con las siguientes características:

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 Disponibilidad Ajustadas.

(...)

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

(...)” (Énfasis agregado).

- **Resolución CREG 011 de 2009, Anexo General, numeral 4.3:**

“ANEXO GENERAL

(...)

CAPÍTULO 4. CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN

(...)

4.3 Máximas Horas Anuales de Disponibilidad permitidas por Activo

Los siguientes activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad establecido en la siguiente tabla:

²⁴ Folios 49 (reverso) a 50 de la carpeta No. 1 del expediente.

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activos	10

- **Resolución CREG 011 de 2009, Anexo General, numeral 4.4:**

“**ANEXO GENERAL**

(...)

CAPÍTULO 4. CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN

(...)

4.4 Ajuste de las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo

Para cada activo k , las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas se reducirán en 0,5 horas cada vez que se presente alguna de estas situaciones: i) Consignación de Emergencia solicitada, ii) modificación al Programa Semestral de Consignaciones y/o Mantenimientos, iii) retraso en el Reporte de Eventos (Artículo 19 de la presente Resolución). El CND ajustará mensualmente los máximos permitidos, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,k} = MHAI_k - 0,5 * (SCE_{m,k} + CPSM_{m,k} + ENR_{m,k})$$

Donde:

$MHAIA_{m,k}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustada del activo k , calculadas para el mes m (horas).

$MHAI_k$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad para el activo k , definidas en el numeral 4.3 de este Anexo (horas).

$SCE_{m,k}$: Número Acumulado de Solicitudes de Consignaciones de Emergencia, exceptuando las excluidas en el numeral 4.6 del presente anexo, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m (número entero).

$CPSM_{m,k}$: Número Acumulado de Cambios al Programa Semestral de Mantenimientos, exceptuando los excluidos en el numeral 4.6 del presente anexo, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m (número entero).

$ENR_{m,k}$: Número Acumulado de Eventos o Finalización de Maniobras no Reportados en los plazos establecidos en esta resolución, para el activo k durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m (número entero)."

3.2.3. Circunstancias de hecho comunes a los cargos primero y segundo

De conformidad con el Pliego de Cargos, los hechos que fundamentan los dos cargos señalados son los siguientes:

2.1.1.1. Con el fin de establecer las Horas de Indisponibilidad Acumulada en un periodo de doce meses (en adelante "HIDA") de los activos de **TRANSELCA**, el 17 de julio de 2020 la **DTGE** consultó el reporte "Índices Activos STN"²⁵ a través del aplicativo Herramientas Operativas - HEROPE del Centro Nacional de Despacho (en adelante "CND"), disponible en la página web de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (en adelante "XM")²⁶.

2.1.1.2. Posteriormente, mediante la comunicación SSPD No. 20202200850261 del 31 de agosto de 2020²⁷, la **DTGE** requirió a **XM** en su calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (en adelante "LAC"), encargado de calcular las compensaciones derivadas del incumplimiento de las

²⁵ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 20, subcarpeta Consulta HEROPE HC.

²⁶ <https://aplicacionesxm.xm.com.co/Herope/Reporte/ReporteConsolidadoTransmision.aspx>

²⁷ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 1.

características de calidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica. Asimismo, solicitó el listado de activos no operativos por indisponibilidad de activos de **TRANSELCA**.

2.1.1.3. Mediante la comunicación SSPD No. 20205291959322 del 17 de septiembre de 2020²⁸, **XM** dio respuesta al anterior requerimiento.

2.1.1.4. Con base en la información remitida, la **DTGE** realizó un análisis acumulado de la variable HC, correspondiente a la compensación aplicable cuando las **HIDA** exceden las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (en adelante "MHAIA") en un determinado activo, evidenciando que, presuntamente:

(a) De manera continuada, durante el periodo comprendido entre enero de 2015 y junio de 2020, **LA INVESTIGADA** registró **428 veces** en las cuales, **105 activos** representados comercialmente por esta (los cuales se relacionan en la Hoja 1 -ACTIVOS INDISPONIBLES- del archivo "Análisis acumulado.xlsx"²⁹), presentaron una HC mayor a 0, para un total de **7.083,66** Horas de Indisponibilidad que excedieron las MHAIA acumuladas³⁰.

(b) Durante el periodo comprendido entre mayo de 2019 y junio de 2020, **TRANSELCA** registró **219 veces**, en las que la indisponibilidad de activos dejó no operativos **35 activos** (relacionados en la Hoja 1 -Activos No Operativos- del archivo "Activos No Operativos.xlsx"³¹)³²³³.

3.2.4. Análisis de los cargos primero y segundo

Observa el Despacho que los cargos primero y segundo imputados en la presente investigación están relacionados con el incumplimiento de las características de calidad del servicio de transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional (en adelante, "**STN**"), por lo que antes de pronunciarse sobre los incumplimientos de **LA INVESTIGADA** y valorar los hechos que fundamentaron dichos cargos, se expondrá en qué consiste la calidad del servicio en el **STN** y las consecuentes obligaciones de los Transmisores Nacionales (en adelante, "**TN**") de: (i) no superar las **Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas** (en adelante, "MHAIA"); y (ii) no tener activos indisponibles que dejen no operativos otros activos.

3.2.4.1. Del criterio de calidad del servicio de transporte de energía para los Transmisores Nacionales - TN

El literal n) del artículo 23³⁴ de la Ley 143 de 1994 establece dentro de las funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante "**CREG**") la definición e implementación de los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

De ahí que el regulador expidiera la Resolución CREG 011 de 2009³⁵, cuyo Anexo General define en el capítulo 4, las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el **STN** y las reducciones en el ingreso o compensaciones aplicables por variaciones en dichas características.

En ese orden, se hace necesario analizar las siguientes dos circunstancias:

- **Incumplimiento de las características de calidad por exceder las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustada:**

²⁸ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 2.

²⁹ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 3, subcarpeta Literal a.

³⁰ En el folio 23 de la carpeta única del expediente, carpeta Soporte No. 3, subcarpeta Literal a, se encuentran 8 hojas: la primera corresponde al listado de todos los activos indisponibles con su respectivo número de las variables HIDA, MHAIA y HC. De la segunda a la sexta hojas está la desagregación por año, de conformidad con la definición de ventanas de tiempo de 12 meses. En estas 6 hojas se evidencia la cantidad de HIDA que superaron las MHAIA para cada activo, mostrando el total diferenciado para cada mes. Esta información se presenta en la fila 3 ("Total general") de cada una de las hojas anteriormente mencionadas. La octava hoja contiene el análisis acumulado para el periodo comprendido entre enero de 2015 y junio de 2020.

³¹ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 3, subcarpeta Literal b.

³² En el folio 23 de la carpeta única del expediente, carpeta Soporte No. 3, subcarpeta Literal b, se encuentran 7 hojas: la primera es el listado de todos los activos indisponibles que dejaron no operativos otros activos. De la segunda a la sexta hojas está la desagregación por año, con el objetivo de cuantificar anualmente estas compensaciones. En estas 6 hojas se evidencia la compensación económica asociada a cada activo que superó las MHAIA y ocasionó no operatividad en otros activos.

³³ Folio 37 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

³⁴ "**Artículo 23.** Para el cumplimiento del objetivo definido en el artículo 20 de la presente ley, la Comisión de Regulación de Energía y Gas con relación al servicio de electricidad tendrá las siguientes funciones generales:

(...)

n) Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

(...)"

³⁵ "Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional".

El numeral 4.1 del referido Anexo contempla las características de calidad a las que está asociado el ingreso regulado para los **TN**. Concretamente, el literal a) de este numeral establece que la duración de las indisponibilidades de los activos operados por cada **TN** no puede superar las MHAIA, establecidas por cada tipo de activo en el numeral 4.3 del mismo Anexo General, arriba transcrito (numeral **3.2.2.** del presente acto).

Ahora bien, las referidas MHAIA pueden reducirse en 0.5 horas por cada activo según lo dispuesto en el numeral 4.4 del Anexo General de la mencionada Resolución, cuando se presente alguna de estas situaciones: **(i)** solicitudes de consignaciones de emergencia³⁶ para el activo; **(ii)** cambios en el programa semestral de consignaciones y/o mantenimientos; o **(iii)** eventos o finalización de maniobras no reportados en los plazos establecidos. Por tanto, el valor ajustado de las MHAIA, que corresponde a las MHAIA, corresponderá al valor de referencia de la MHAIA.

Por otra parte, el numeral 4.8.1 del mencionado Anexo³⁷ define, a su vez, la forma de calcular las **Horas de Indisponibilidad Acumulada de un activo** (en adelante "HIDA"). Esta se debe comparar con las MHAIA para cada activo, con el fin de determinar el cumplimiento del indicador. Es decir que, si las HIDA superan las MHAIA, se configura un incumplimiento de las características de calidad del servicio en el **STN**.

Sin embargo, en tanto que para determinar las compensaciones por indisponibilidades que excedan las MHAIA se tienen en cuenta las HIDA de cada activo en un periodo de doce meses, que termina en el mes m ³⁸, se pueden presentar situaciones en las cuales éstas superen las MHAIA en dicho periodo, aunque no se haya presentado indisponibilidad del activo para ese mes m .

³⁶ Resolución CREG 011 de 2009. "**Artículo 3. Definiciones.** Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

(...)

Consignación de Emergencia. Es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización de un mantenimiento y/o desconexión de un equipo o activo del STN, de una instalación o de parte de ella, cuando su estado ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones de tal forma que no es posible cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo".

³⁷ "**4.8.1. COMPENSACIONES POR INDISPONIBILIDADES QUE EXCEDAN LAS MÁXIMAS HORAS ANUALES DE INDISPONIBILIDAD AJUSTADAS (MHAIA).**

Las compensaciones que se aplicarán al TN que represente los activos con horas de indisponibilidad acumuladas (HIDA) que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas (MHAIA), se calcularán con base en la información obtenida por el CND y conforme a las siguientes fórmulas:

$$HIDA_{m,k} = \sum_{ma=m-11}^m HID_{ma,k}$$

Si para el activo k en el mes m se obtiene que $HID_{m,k} < MHAIA_{m,k}$ entonces las Horas de Indisponibilidad que excedan las MHAIA para aplicar la compensación, $HC_{m,k}$, serán iguales a cero.

Por el contrario, si para el activo k en el mes m se obtiene que $HID_{m,k} > MHAIA_{m,k}$ entonces las Horas de Indisponibilidad que excedan las MHAIA para aplicar la compensación se calcularán en la siguiente forma:

$$HC_{m,k} = \max(0, HIDA_{m,k} - MHAIA_{m,k} - THC_{m-1,k})$$

$$THC_{m-1,k} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{ma,k}$$

La compensación aplicable para cada activo k por exceder las MHAIA se calculará con:

$$CIM_{m,k} = \frac{HC_{m,k}}{H_m} * IMR_{m,k}$$

Donde:

$HID_{m,k}$: Horas de Indisponibilidad Acumulada del activo k en un periodo de doce meses que termina en el mes m . (horas).

$HID_{m,k}$: Horas de Indisponibilidad del activo k , durante el mes m . (horas).

$HC_{m,k}$: Horas de Indisponibilidad que excedan las MHAIA para aplicar la compensación por el activo k para el mes m . (horas).

$MHAIA_{m,k}$: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas del activo k , calculadas para el mes m . (horas).

$THC_{m-1,k}$: Total de Horas de Indisponibilidad que excedan las MHAIA sobre las que ya se aplicó la Compensación por el activo k en un periodo de once meses que termina en el mes $m-1$. (horas)

$CIM_{m,k}$: Compensación por exceder las MHAIA, del activo k en el mes m . (\$).

H_m : Horas del mes m . (horas).

$IMR_{m,k}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo k , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.7 de este Anexo. (\$).

Para la aplicación de esta metodología, siendo p el mes de inicio de su aplicación, las Horas de Indisponibilidad que excedan las MHAIA para aplicar la compensación en cada mes, en el periodo desde $p-11$ hasta $p-1$, $HC_{p-i,k}$, son iguales a cero y por consiguiente el total de horas compensadas por el activo k en ese mismo periodo, $THC_{p-1,k}$ también es igual a cero".

³⁸ Tal como se indicó previamente, la variable **HIDA** agrega la información histórica de ventanas de tiempo de doce meses.

Por lo anterior, la metodología contempla el cálculo de la variable Horas de Indisponibilidad que excedan las MHAIA para aplicar la **compensación** (en adelante "HC") la cual, entre otras, excluye las horas de los eventos que sucedieron en los últimos doce meses, de manera que si hay una compensación³⁹ es porque en dicho periodo se presentaron indisponibilidades que excedieron las MHAIA. Así, para determinar el incumplimiento del indicador, de conformidad con la Resolución CREG 011 de 2009, si la variable HC registra un valor mayor a cero para un activo, se considera que existe un incumplimiento al literal a) del numeral 4.1 de la Resolución CREG 011 de 2009, pues se evidencia una condición en que las HIDA fueron mayores a las MHAIA.

En ese orden, un incumplimiento de las MHAIA necesariamente impacta de forma negativa el sistema, pues la variación en las características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el **STN** que exceda o supere los límites establecidos, representa un riesgo a la confiabilidad y seguridad del mismo que se puede materializar en la afectación del servicio de energía eléctrica.

- **Incumplimiento de las características de calidad por tener activos que dejaron no operativos otros activos:**

Por otra parte, y con el propósito de incentivar a los prestadores a que las indisponibilidades en los activos del **STN** generen el menor impacto en la operatividad de los demás activos del sistema, el numeral 4.8.3⁴⁰ de la Resolución ibídem define la forma de calcular el valor de la compensación aplicable al **TN** que represente los **activos cuya indisponibilidad ocasione**

³⁹ Se presenta compensación cuando la variable **HC** es mayor a cero.

⁴⁰ "4.8.3. COMPENSACIONES POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA O POR DEJAR NO OPERATIVOS OTROS ACTIVOS.

La indisponibilidad de un activo puede dejar otros activos No Operativos, cuando, a pesar de estar disponibles, dichos activos no puedan operar debido a la indisponibilidad del primero.

Para determinar el valor de la compensación (CANO) aplicable al TN que represente los activos cuya indisponibilidad ocasione Energía No Suministrada o que otro u otros activos queden no operativos, se utilizará una de las siguientes tres condiciones, según la situación que se presente:

1. Si para el activo k en el mes m , las Horas de Indisponibilidad Acumulada son menores o iguales que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HID_{Am,k} = MHAIA_{m,k}$) y durante todas las horas de la indisponibilidad i -ésima de este activo el porcentaje de Energía No Suministrada (PENSh) es inferior al 2%, el valor de la compensación por la indisponibilidad i , será igual a cero.

2. Si para el activo k en el mes m , las Horas de Indisponibilidad Acumulada son mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas ($HID_{Am,k} > MHAIA_{m,k}$) y, durante todas las horas de la indisponibilidad i -ésima de este activo, el porcentaje de Energía No Suministrada (PENSh) es inferior al 2%, el valor de la compensación por dejar no operativo otro u otros activos r , $CANO_{i,m,k}$, se calculará de la siguiente forma:

$$CANO_{i,m,k} = \sum_{r=1}^{nr} IMR_{m,r} * \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right)$$

3. Si durante la indisponibilidad i -ésima, del activo k , para alguna de las horas de duración de la indisponibilidad, el porcentaje de Energía No Suministrada (PENSh) es mayor que el 2%, el valor de la compensación, $CANO_{i,m,k}$, se calculará de la siguiente forma:

$$CANO_{i,m,k} = \max \left((ENS_h * CRO_h); \sum_{r=1}^{nr} IMR_{m,r} * \left(\frac{H_{i,k}}{H_m} \right) \right)$$

Finalmente, la compensación CANO del activo k para cada mes m por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos se calculará con la siguiente fórmula:

$$CANO_{m,k} = \sum_{i=1}^{ni} CANO_{i,m,k}$$

En las fórmulas de este numeral se utilizarán las siguientes variables:

h : Periodo horario, dentro de las dos primeras horas de la duración de la indisponibilidad i , en el que se presenta la mayor cantidad de Energía No Suministrada.

PENSh: Porcentaje de la Energía No Suministrada al Sistema Interconectado Nacional, durante la hora h , por causa de la indisponibilidad i -ésima, del activo k . (porcentaje)

$CANO_{i,m,k}$: Compensación del activo k , por la indisponibilidad i , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)

$IMR_{m,r}$: Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo r , durante el mes m , tal como se define en el numeral 4.7 de este Anexo. (\$)

$H_{i,k}$: Duración de la indisponibilidad i -ésima para el activo k . (cantidad de horas aproximadas al segundo decimal)

H_m : Horas del mes m . (horas)

ENSh: Energía No Suministrada en la hora h . (kWh)

CROh: Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, definido y calculado por la UPME, correspondiente al escalón donde se encuentre el porcentaje de Energía No Suministrada, durante la hora h . (\$/kWh)

$CANO_{m,k}$: Compensación del activo k , en el mes m , por Energía No Suministrada o por dejar no operativos otros activos. (\$)

nr : Número de activos que quedaron no operativos por causa de la indisponibilidad del activo k .

ni : Número de indisponibilidad".

energía no suministrada o que otro u otros activos queden no operativos, variable conocida como CANO.

Debe tenerse presente que de acuerdo con el numeral 4.1 del Anexo General referido, a partir del momento en que las HIDA sean mayores que las MHAIA, la indisponibilidad de dicho activo no podrá dejar no operativos otros activos.

De esta manera, cuando la indisponibilidad de un activo deja no operativos otros activos en aquellos casos que las HIDA superan las MHAIA, se configura también un incumplimiento de las características de calidad del servicio en el **STN**, desconociéndose con ello lo previsto en el literal d) del numeral 4.1 de la Resolución CREG 011 de 2009.

3.2.4.2. Del incumplimiento del artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009 y de los numerales 4.1 (literales a) y d)), 4.3 y 4.4 del Anexo General de la Resolución ibídem

De acuerdo con las circunstancias fácticas y jurídicas expuestas, **TRANSELCA** en su calidad de **TN** incumplió las características de calidad en la prestación del servicio de transporte de energía en el **STN**. Este incumplimiento se materializó al: **(i)** superar las MHAIA acumuladas entre enero de 2015 y junio de 2020; y **(ii)** tener activos indisponibles que ocasionaron la no operatividad de otros activos entre mayo de 2019 y junio de 2020.

Lo anterior se concluye del análisis conjunto de las siguientes pruebas, las cuales obran todas en el presente expediente:

(i) Comunicación SSPD No. 20202200850261 del 31 de agosto de 2020⁴¹:

Corresponde al requerimiento realizado por la **DTGE** a XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (en adelante, "**XM**"), en su calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas⁴² (en adelante, "**LAC**") en relación con el cumplimiento de los indicadores de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el **STN** por parte de **TRANSELCA**, entre los años 2015 y 2020.

En particular, la **DTGE** solicitó **(i)** el listado de activos con HIDA que superaron las MHAIA y que, en consecuencia, les fue aplicada la compensación mediante la variable HC; y **(ii)** el listado de activos no operativos por indisponibilidad de activos representados por **TRANSELCA**.

(ii) Comunicación SSPD No. 20205291959322 del 17 de septiembre de 2020⁴³:

En respuesta al anterior requerimiento, el **LAC** manifestó:

"(...) según lo solicitado estamos enviando con el formato requerido, el archivo Excel denominado "ACTIVOS_TRANSELCA.XLSX", donde la hoja "ACTIVOS_INDISPONIBLES", contiene la información de los activos de TRANSELCA S.A. E.S.P. para el periodo 2015 a junio de 2020, considerando que se incluye aquella información en la cual se cumplen las condiciones de que $HIDAm,k > MHAIAm,k$ y exista un valor de HCm,k .

(...)

Sobre el particular se entrega la información solicitada para los eventos que cumplen con la condición 2 del numeral 4.8.3 del Anexo General de la Resolución CREG 11 de 2009 citado y precisamos que el valor suministrado del Ingreso Mensual Regulado para remunerar el activo (IMR) está afectado por el Porcentaje Remunerado al Transmisor (PU), conforme al cálculo de la (sic) Valor Mensual a Compensar (VMC) establecido en el numeral 4.9 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

En el archivo mencionado, en la hoja "ACTIVOS_NO_OPERATIVOS", se encuentra la información solicitada y se incluyen dos columnas adicionales: el activo afectado por el evento y su descripción, la cual corresponde a la versión de la facturación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) para el periodo comprendido entre enero de 2015 hasta junio de 2020".

⁴¹ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 1*.

⁴² Encargado de calcular las compensaciones derivadas del incumplimiento de las características de calidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica.

⁴³ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 2*.

(iii) Base de datos elaborada por la DTGE⁴⁴:

Con base en la información remitida por **XM**, la **DTGE** realizó un análisis acumulado de la variable HC (correspondiente a la compensación aplicable cuando las HIDA exceden las MHAIA en un determinado activo), evidenciando que, **de manera continuada**:

- En relación con el **primer cargo**, durante todos los meses del periodo comprendido entre enero de 2015 y junio de 2020, **TRANSELCA** tuvo al menos un activo representado comercialmente por esta, que presentó una HC mayor a 0⁴⁵, es decir, generó una compensación (en **428 eventos**), vulnerando con ello lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como el literal a) del numeral 4.1 y los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo General de la citada Resolución. Es decir que, en cada uno de los meses desde enero de 2015 hasta junio de 2020, **TRANSELCA** tuvo al menos un activo representado por ésta, cuyas horas de indisponibilidad excedieron las MHAIA correspondientes a dicho activo, incumpliendo así, continuamente, las características de calidad del servicio a las que estaba obligada.

La Tabla No. 1 muestra la relación de los activos representados por **TRANSELCA** que presentaron esa situación.

Tabla No. 1 – Relación de activos representados comercialmente por **TRANSELCA** cuyas Horas de Indisponibilidad excedieron las MHAIA entre enero de 2015 y junio de 2020⁴⁶

Ítem	Activo indisponible	MES - AÑO
1	BARRA TEBSA 220 kV	ene-15
2	BL1 TEBSA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	ene-15
3	BL1 EL COPEY A VALLEDUPAR 220 kV	feb-15
4	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	feb-15
5	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	feb-15
6	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	feb-15
7	CARTAGENA CAMPO 8330 220 KV	feb-15
8	FUNDACIÓN - SABANALARGA 1 220 kV	feb-15
9	SABANALARGA CAMPO 8130 220 KV	feb-15
10	BARRA TEBSA 220 kV	mar-15
11	BL1 SABANALARGA A TEBSA 220 kV	mar-15
12	BL1 TEBSA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	mar-15
13	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	mar-15
14	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	mar-15
15	TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	mar-15
16	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	mar-15
17	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	abr-15
18	FUNDACIÓN - SABANALARGA 1 220 kV	abr-15
19	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	abr-15
20	SABANALARGA CAMPO 8130 220 KV	abr-15
21	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TEBSA 220 kV	may-15
22	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	may-15
23	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	may-15
24	CARTAGENA CAMPO 8330 220 KV	may-15
25	GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV	may-15
26	GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kV	may-15
27	GUAJIRA - SANTA MARTA 2 220 kV	may-15
28	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	may-15
29	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1 220 kV	may-15
30	TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	may-15
31	TEBSA CAMPO 8400 220 KV	may-15
32	VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV	may-15
33	BL1 CARTAGENA A TERMOCANDELARIA 220 kV	jun-15
34	BL1 TEBSA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-15
35	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	jun-15
36	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-15
37	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	jun-15
38	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	jun-15
39	BOLÍVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	jun-15
40	BT CARTAGENA 4 100 MVA 220 kV	jun-15
41	BT CARTAGENA 5 100 MVA 220 kV	jun-15
42	CARTAGENA CAMPO 8130 220 KV	jun-15
43	CARTAGENA CAMPO 8230 220 KV	jun-15
44	CARTAGENA CAMPO 8330 220 KV	jun-15
45	CARTAGENA CAMPO 8430 220 KV	jun-15
46	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	jun-15
47	GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV	jun-15

⁴⁴ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 3*, subcarpeta *Literal a*.

⁴⁵ En el folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente, carpeta *Soporte No. 3*, subcarpeta *Literal a*, se encuentran 8 hojas: la primera corresponde al listado de todos los activos indisponibles con su respectivo número de las variables HIDA, MHAIA y HC. De la segunda a la sexta hojas está la desagregación por año, de conformidad con la definición de ventanas de tiempo de 12 meses. En estas 6 hojas se evidencia la cantidad de HIDA que superaron las MHAIA para cada activo, mostrando el total diferenciado para cada mes. Esta información se presenta en la fila 3 ("*Total general*") de cada una de las hojas anteriormente mencionadas. La octava hoja contiene el análisis acumulado para el periodo comprendido entre enero de 2015 y junio de 2020.

⁴⁶ Cuando en el presente acto se utilicen las abreviaturas "BL" y "BT" estas corresponden a los activos "*Bahía de Línea*" y "*Bahía de Transformador*", respectivamente.

Ítem	Activo indisponible	MES - AÑO
48	GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kV	jun-15
49	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	jun-15
50	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	jun-15
51	TEBSA CAMPO 8400 220 KV	jun-15
52	VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV	jun-15
53	BARRA TEBSA 220 kV	jul-15
54	BL1 TEBSA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jul-15
55	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	jul-15
56	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	jul-15
57	CARTAGENA CAMPO 8330 220 KV	jul-15
58	GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV	jul-15
59	GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kV	jul-15
60	GUAJIRA - SANTA MARTA 2 220 kV	jul-15
61	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	jul-15
62	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1 220 kV	jul-15
63	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	jul-15
64	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	jul-15
65	TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	jul-15
66	TEBSA - SABANALARGA 2 220 kV	jul-15
67	TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	jul-15
68	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	jul-15
69	TEBSA CAMPO 8400 220 KV	jul-15
70	BL1 TEBSA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	ago-15
71	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	ago-15
72	BT SABANALARGA 1 450 MVA 220 kV	ago-15
73	MODULO SABANALARGA DIFERENCIAL BARRAS 220 kV	ago-15
74	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	ago-15
75	SABANALARGA CAMPO 8A30 220 KV	ago-15
76	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kV	sep-15
77	BL3 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	sep-15
78	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	sep-15
79	BT SANTA MARTA 9 100 MVA 220 KV	sep-15
80	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	sep-15
81	GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kV	sep-15
82	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	oct-15
83	BT CARTAGENA 5 100 MVA 220 kV	oct-15
84	CARTAGENA CAMPO 8330 220 KV	oct-15
85	CARTAGENA CAMPO 8430 220 KV	oct-15
86	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	oct-15
87	GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV	oct-15
88	GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kV	oct-15
89	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	oct-15
90	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	oct-15
91	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	oct-15
92	SABANALARGA CAMPO 8230 220 KV	oct-15
93	SABANALARGA CAMPO 8A30 220 KV	oct-15
94	TEBSA CAMPO 8400 220 KV	oct-15
95	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	nov-15
96	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	dic-15
97	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	dic-15
98	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV	dic-15
99	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	ene-16
100	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	ene-16
101	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	ene-16
102	TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	ene-16
103	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	ene-16
104	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	ene-16
105	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	feb-16
106	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	feb-16
107	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	feb-16
108	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	feb-16
109	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	feb-16
110	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	feb-16
111	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	feb-16
112	TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	feb-16
113	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	feb-16
114	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	feb-16
115	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	mar-16
116	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	mar-16
117	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	mar-16
118	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	mar-16
119	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	mar-16
120	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	mar-16
121	BOLÍVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	mar-16
122	BT CARTAGENA 5 100 MVA 220 kV	mar-16
123	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	mar-16
124	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	mar-16
125	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	mar-16
126	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	mar-16
127	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	mar-16
128	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	mar-16
129	BARRA TEBSA 220 kV	abr-16
130	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	abr-16
131	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	abr-16
132	GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV	abr-16
133	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	abr-16
134	TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	abr-16
135	TEBSA - SABANALARGA 2 220 kV	abr-16

Ítem	Activo indisponible	MES - AÑO
136	VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV	abr-16
137	BOLÍVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	may-16
138	BT CARTAGENA 5 100 MVA 220 kV	may-16
139	FUNDACIÓN - SABANALARGA 2 220 kV	may-16
140	FUNDACIÓN - SABANALARGA 3 220 kV	may-16
141	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	may-16
142	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	may-16
143	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	may-16
144	BARRA SABANALARGA 220 KV	jun-16
145	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	jun-16
146	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV	jun-16
147	TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	jun-16
148	TEBSA - SABANALARGA 2 220 kV	jun-16
149	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	jul-16
150	BL3 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jul-16
151	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	jul-16
152	TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	jul-16
153	BL1 SANTA MARTA A TERMOCOL 220 kV	ago-16
154	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	ago-16
155	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV	ago-16
156	BAHÍA TRANSFERENCIA 1 EL COPEY 230 KV	sep-16
157	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	sep-16
158	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV	sep-16
159	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	sep-16
160	BAHÍA ACOPLA 1 TERMOFLORES II 220 kV	oct-16
161	BAHÍA TRANSFERENCIA 1 EL COPEY 230 KV	oct-16
162	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kV	oct-16
163	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	oct-16
164	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	oct-16
165	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	nov-16
166	BL1 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	nov-16
167	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	nov-16
168	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	nov-16
169	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	nov-16
170	SABANALARGA CAMPO 8730 220 KV	nov-16
171	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	dic-16
172	BL2 GUAJIRA A SANTA MARTA 220 kV	ene-17
173	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	ene-17
174	BT GUAJIRA 4 40 MVA 220 kV	ene-17
175	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV	ene-17
176	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	ene-17
177	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	ene-17
178	BAHÍA ACOPLA 1 TERMOFLORES II 220 kV	feb-17
179	BL1 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	feb-17
180	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV	feb-17
181	BAHÍA ACOPLA 1 TERMOFLORES II 220 kV	mar-17
182	BL1 SANTA MARTA A TERMOCOL 220 kV	mar-17
183	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	mar-17
184	BT TERNERA 2 150 MVA 220 kV	mar-17
185	FUNDACIÓN - SABANALARGA 2 220 kV	mar-17
186	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	mar-17
187	BARRA TERMOFLORES 220 KV	abr-17
188	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	abr-17
189	BL2 GUAJIRA A SANTA MARTA 220 kV	abr-17
190	BL2 SABANALARGA A TERNERA 220 kV	abr-17
191	BOLÍVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	abr-17
192	FUNDACIÓN - SABANALARGA 3 220 kV	abr-17
193	GUAJIRA CAMPO 8230 220 KV	abr-17
194	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	abr-17
195	SABANALARGA CAMPO 8A30 220 KV	abr-17
196	TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	abr-17
197	TEBSA - SABANALARGA 2 220 kV	abr-17
198	FUNDACIÓN - SABANALARGA 2 220 kV	may-17
199	GUAJIRA - SANTA MARTA 2 220 kV	may-17
200	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	jun-17
201	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	jun-17
202	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	jun-17
203	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 230 kV	jun-17
204	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	jun-17
205	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8130 220 KV	jun-17
206	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	jun-17
207	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kV	jul-17
208	BL1 TEBSA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jul-17
209	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	jul-17
210	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	jul-17
211	BOLÍVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	jul-17
212	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	jul-17
213	BL1 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	ago-17
214	BL1 SANTA MARTA A TERMOCOL 220 kV	ago-17
215	BOLÍVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	ago-17
216	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	ago-17
217	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	ago-17
218	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	sep-17
219	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	sep-17
220	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	sep-17
221	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	sep-17
222	BL1 GUAJIRA A TERMOCOL 220 kV	oct-17
223	BL1 SABANALARGA A BOLÍVAR (CARTAGENA) 220 kV	oct-17

Ítem	Activo indisponible	MES - AÑO
224	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	oct-17
225	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	oct-17
226	BL2 SABANALARGA A TERNERA 220 kV	oct-17
227	BL3 SABANALARGA A TEBSA 220 kV	oct-17
228	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	oct-17
229	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	oct-17
230	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	oct-17
231	BL1 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	nov-17
232	BL1 TEBSA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	nov-17
233	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	nov-17
234	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	nov-17
235	BT GUAJIRA 4 40 MVA 220 kV	nov-17
236	SANTA MARTA CAMPO 8230 220 kV	nov-17
237	FUNDACIÓN - SABANALARGA 1 220 kV	dic-17
238	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	dic-17
239	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	dic-17
240	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	ene-18
241	BT VALLEDUPAR 2 100 MVA 220 kV	ene-18
242	CARTAGENA CAMPO 8430 220 KV	ene-18
243	GUAJIRA CAMPO 8230 220 KV	ene-18
244	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8130 220 KV	ene-18
245	SABANALARGA CAMPO 8530 220 KV	ene-18
246	FUNDACIÓN - SABANALARGA 1 220 kV	feb-18
247	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	feb-18
248	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	feb-18
249	SANTA MARTA CAMPO 8230 220 kV	feb-18
250	BL2 CUESTECITAS A GUAJIRA 220 kV	mar-18
251	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 230 kV	mar-18
252	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	mar-18
253	BARRA TEBSA 220 kV	abr-18
254	BL1 SANTA MARTA A TERMOCOL 220 kV	abr-18
255	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	abr-18
256	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 230 kV	abr-18
257	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	abr-18
258	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	abr-18
259	NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	abr-18
260	BAHÍA ACOPLA 1 TERMOFLORES II 220 kV	may-18
261	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	may-18
262	CARTAGENA CAMPO 8430 220 KV	may-18
263	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	may-18
264	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	may-18
265	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	jun-18
266	SANTA MARTA CAMPO 8230 220 kV	jun-18
267	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	jul-18
268	BT GUAJIRA 4 40 MVA 220 kV	jul-18
269	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	jul-18
270	BARRA TEBSA 220 kV	ago-18
271	BL1 GUAJIRA A TERMOCOL 220 kV	ago-18
272	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	ago-18
273	GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kV	ago-18
274	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	ago-18
275	GUAJIRA CAMPO 8230 220 KV	ago-18
276	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	ago-18
277	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	ago-18
278	BAHÍA ACOPLA 1 TERMOFLORES II 220 kV	sep-18
279	BL1 GUAJIRA A CUESTECITAS (ISA) 220 kV	sep-18
280	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	sep-18
281	BL1 TEBSA A CARACOLÍ 220 kV	sep-18
282	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	sep-18
283	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	sep-18
284	BT FUNDACIÓN 6 100 MVA 220 kV	sep-18
285	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	sep-18
286	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	sep-18
287	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	sep-18
288	SANTA MARTA CAMPO 8130 220 kV	sep-18
289	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	sep-18
290	BAHÍA ACOPLA 1 TERMOFLORES II 220 kV	oct-18
291	BARRA TEBSA 220 kV	oct-18
292	BL1 GUAJIRA A CUESTECITAS (ISA) 220 kV	oct-18
293	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	oct-18
294	BL2 CUESTECITAS A GUAJIRA 220 kV	oct-18
295	BL2 GUAJIRA A CUESTECITAS 220 kV	oct-18
296	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	oct-18
297	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	oct-18
298	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kV	oct-18
299	BT TEBSA 2 100 MVA 220 kV	oct-18
300	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	oct-18
301	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	oct-18
302	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	oct-18
303	SANTA MARTA CAMPO 8230 220 kV	oct-18
304	TEBSA CAMPO 8600 220 KV	oct-18
305	BARRA TEBSA 220 kV	nov-18
306	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	nov-18
307	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	nov-18
308	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	nov-18
309	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	dic-18
310	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	dic-18
311	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 230 kV	dic-18

Ítem	Activo indisponible	MES - AÑO
312	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	ene-19
313	SANTA MARTA CAMPO 8130 220 kV	ene-19
314	BAHÍA ACOPLÉ 1 TERMOFLORES II 220 kV	feb-19
315	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	feb-19
316	TEBSA CAMPO 8600 220 KV	feb-19
317	BAHÍA ACOPLÉ 1 TERMOFLORES II 220 kV	mar-19
318	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	mar-19
319	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	mar-19
320	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	abr-19
321	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kV	abr-19
322	BT TEBSA 2 100 MVA 220 kV	abr-19
323	FUNDACIÓN - SABANALARGA 1 220 kV	abr-19
324	FUNDACIÓN - SABANALARGA 2 220 kV	abr-19
325	FUNDACIÓN - SABANALARGA 3 220 kV	abr-19
326	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	abr-19
327	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	abr-19
328	SABANALARGA CAMPO 8130 220 KV	abr-19
329	BAHÍA ACOPLÉ 1 TERMOFLORES II 220 kV	may-19
330	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	may-19
331	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	may-19
332	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	may-19
333	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	may-19
334	BT SABANALARGA 2 450 MVA 220 kV	may-19
335	BT SABANALARGA 3 450 MVA 220 kV	may-19
336	SABANALARGA CAMPO 8530 220 KV	may-19
337	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	may-19
338	SABANALARGA CAMPO 8730 220 KV	may-19
339	BL1 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jun-19
340	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	jun-19
341	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-19
342	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	jun-19
343	BT SABANALARGA 9 900 MVA 220 KV	jun-19
344	GUAJIRA CAMPO 8230 220 KV	jun-19
345	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	jun-19
346	SABANALARGA CAMPO 8430 220 KV	jun-19
347	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	jun-19
348	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	jun-19
349	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	jun-19
350	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jul-19
351	BT TEBSA 2 100 MVA 220 kV	jul-19
352	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	jul-19
353	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	ago-19
354	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	ago-19
355	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	ago-19
356	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	sep-19
357	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	sep-19
358	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	sep-19
359	BT SABANALARGA 3 450 MVA 220 kV	sep-19
360	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	sep-19
361	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 230 kV	sep-19
362	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	sep-19
363	BARRA TEBSA 220 kV	oct-19
364	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kV	oct-19
365	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	oct-19
366	EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV	oct-19
367	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	oct-19
368	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	oct-19
369	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	oct-19
370	SABANALARGA CAMPO 8130 220 KV	oct-19
371	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	oct-19
372	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	oct-19
373	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	oct-19
374	BL1 FUNDACIÓN A RIO CÓRDOBA 220 kV	nov-19
375	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	nov-19
376	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	nov-19
377	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV	nov-19
378	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	nov-19
379	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	nov-19
380	SABANALARGA CAMPO 8530 220 KV	nov-19
381	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	dic-19
382	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	dic-19
383	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	dic-19
384	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	dic-19
385	GUAJIRA CAMPO 8230 220 KV	ene-20
386	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	ene-20
387	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	ene-20
388	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	ene-20
389	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	ene-20
390	BL2 CUESTECITAS A GUAJIRA 220 kV	feb-20
391	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	feb-20
392	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	feb-20
393	BOLÍVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kV	feb-20
394	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	feb-20
395	TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	feb-20
396	TEBSA - SABANALARGA 2 220 kV	feb-20
397	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	feb-20
398	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	feb-20
399	BL1 CUESTECITAS A VALLEDUPAR 220 kV	mar-20

Ítem	Activo indisponible	MES - AÑO
400	BL1 VALLEDUPAR A CUESTECITAS 220 kV	mar-20
401	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	mar-20
402	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kV	mar-20
403	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	mar-20
404	TEBSA CAMPO 8600 220 KV	mar-20
405	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	mar-20
406	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	abr-20
407	BARRA SABANALARGA 220 KV	abr-20
408	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	abr-20
409	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	abr-20
410	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	abr-20
411	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	abr-20
412	GUAJIRA CAMPO 8230 220 KV	abr-20
413	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8130 220 KV	abr-20
414	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	abr-20
415	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	abr-20
416	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	may-20
417	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	may-20
418	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	may-20
419	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8130 220 KV	may-20
420	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	may-20
421	BARRA TEBSA 220 kV	jun-20
422	BL1 CUESTECITAS A VALLEDUPAR 220 kV	jun-20
423	BL1 VALLEDUPAR A CUESTECITAS 220 kV	jun-20
424	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jun-20
425	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-20
426	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	jun-20
427	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	jun-20
428	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	jun-20

Elaboración: DTGE⁴⁷ Fuente: Información remitida por XM⁴⁸

• En relación con el **segundo cargo**, durante el periodo comprendido entre mayo de 2019 y junio de 2020, **TRANSELCA** presentó **219 eventos** en los que la indisponibilidad de activos dejó no operativos 35 activos (relacionados en la Hoja 1 -*Activos No Operativos*- del archivo "*Activos No Operativos.xlsx*"⁴⁹), vulnerando con ello lo dispuesto en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como el literal d) del numeral 4.1 del Anexo General de la citada Resolución. Es decir que, en cada uno de los meses desde mayo de 2019 hasta junio de 2020, **LA INVESTIGADA** tuvo al menos un activo representado por ésta cuya indisponibilidad dejó no operativos otros activos, en aquellos casos en que las HIDA superaron las MHAIA⁵⁰, incumpliendo así, continuamente, las características de calidad del servicio a las que estaba obligada.

La Tabla No. 2 muestra la relación de los activos representados por **TRANSELCA** que al quedar indisponibles dejaron no operativos otros activos.

Tabla No. 2- Activos indisponibles representados comercialmente por **LA INVESTIGADA** que dejaron no operativos otros activos

No.	Activo causante	Activo afectado	MES - AÑO
1	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	may-19
2	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	Sgl1 TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	may-19
3	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	may-19
4	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	Sgl1 TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	may-19
5	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	TEBSA CAMPO 8400 220 KV	may-19
6	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	Sgl1 TEBSA - SABANALARGA 2 220 kV	may-19
7	BT SABANALARGA 2 450 MVA 220 kV	SABANALARGA 2 450 MVA 500/220/34.5 KV	may-19
8	BT SABANALARGA 2 450 MVA 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8530 220 KV	may-19
9	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	may-19
10	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	Sgl1 TEBSA - SABANALARGA 1 220 kV	may-19
11	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	may-19
12	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	Sgl1 TEBSA - SABANALARGA 3 220 kV	may-19
13	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	may-19
14	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	may-19
15	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	may-19
16	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 2 220 kV	may-19
17	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	may-19
18	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 2 220 kV	may-19
19	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	jun-19
20	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	jun-19
21	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	jun-19
22	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	jun-19
23	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	jun-19
24	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	jun-19

⁴⁷ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 3*, subcarpeta *Literal a*.

⁴⁸ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 2*. Comunicación SSPD No. 20205291959322 del 17 de septiembre de 2020.

⁴⁹ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 3*, subcarpeta *Literal b*.

⁵⁰ En el folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente, carpeta *Soporte No. 3*, subcarpeta *Literal b*, se encuentran 7 hojas: la primera es el listado de todos los activos indisponibles que dejaron no operativos otros activos. De la segunda a la sexta hojas está la desagregación por año, con el objetivo de cuantificar anualmente estas compensaciones. En estas 6 hojas se evidencia la compensación económica asociada a cada activo que superó las MHAIA y ocasionó no operatividad en otros activos.

No.	Activo causante	Activo afectado	MES - AÑO
25	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kv	jun-19
26	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kv	jun-19
27	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	jun-19
28	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	Sgl1 NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kv	jun-19
29	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	jun-19
30	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kv	jun-19
31	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A CARACOLÍ 220 kv	jun-19
32	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	jun-19
33	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	jun-19
34	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kv	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kv	jun-19
35	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kv	jun-19
36	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kv	jun-19
37	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kv	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	jul-19
38	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kv	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 3 220 kv	jul-19
39	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kv	Sgl2 FUNDACIÓN - SABANALARGA 3 220 kv	jul-19
40	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kv	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	jul-19
41	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kv	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 3 220 kv	jul-19
42	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kv	Sgl2 FUNDACIÓN - SABANALARGA 3 220 kv	jul-19
43	Sgl1 GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kv	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kv	jul-19
44	Sgl1 GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kv	BL1 GUAJIRA A CUESTECITAS (ISA) 220 kv	jul-19
45	Sgl1 GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kv	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	jul-19
46	BL1 TEBSA A CARACOLÍ 220 kv	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	ago-19
47	BL1 TEBSA A CARACOLÍ 220 kv	Sgl2 CARACOLÍ – SECCIONAMIENTO TEBSA 1 220 kv	ago-19
48	BARRA TEBSA 220 kv	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kv	ago-19
49	BARRA TEBSA 220 kv	BT TEBSA 3 180 MVA 220 kv	ago-19
50	BARRA TEBSA 220 kv	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	ago-19
51	BARRA TEBSA 220 kv	BL1 TEBSA A CARACOLÍ 220 kv	sept-19
52	BARRA TEBSA 220 kv	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	sept-19
53	BARRA TEBSA 220 kv	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	sept-19
54	BARRA TEBSA 220 kv	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	sept-19
55	BARRA TEBSA 220 kv	BT TEBSA 2 100 MVA 220 kv	sept-19
56	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kv	sept-19
57	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kv	sept-19
58	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	sept-19
59	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	Sgl1 NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kv	sept-19
60	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	sept-19
61	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	Sgl1 NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kv	sept-19
62	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	sept-19
63	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	Sgl1 NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kv	sept-19
64	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kv	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	oct-19
65	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kv	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	oct-19
66	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kv	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	oct-19
67	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kv	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	oct-19
68	BARRA TEBSA 220 kv	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kv	oct-19
69	BARRA TEBSA 220 kv	BT TEBSA 3 180 MVA 220 kv	oct-19
70	BARRA TEBSA 220 kv	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	oct-19
71	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kv	BAHÍA TRANSFERENCIA 1 CUESTECITAS ISA 220 kv	oct-19
72	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kv	BARRA CUESTECITAS (ISA) 220 kv	oct-19
73	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kv	Sgl1 GUAJIRA - CUESTECITAS 1 220 kv	oct-19
74	Sgl1 EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kv	BL1 EL COPEY A VALLEDUPAR 220 kv	oct-19
75	Sgl2 EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kv	BL1 VALLEDUPAR A EL COPEY 220 kv	oct-19
76	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kv	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kv	oct-19
77	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kv	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	oct-19
78	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kv	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	oct-19
79	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kv	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	nov-19
80	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kv	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kv	nov-19
81	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kv	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kv	nov-19
82	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kv	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	nov-19
83	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kv	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	nov-19
84	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kv	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	nov-19
85	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kv	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	nov-19
86	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kv	SABANALARGA CAMPO 8530 220 KV	nov-19
87	BL1 FUNDACIÓN A RIO CÓRDOBA 220 kv	Sgl1 FUNDACIÓN – RIO CÓRDOBA 1 220 kv	nov-19
88	BL1 FUNDACIÓN A RIO CÓRDOBA 220 kv	BAHÍA COMPENSACIÓN FUNDACIÓN 79 MVAR 220 kv	nov-19
89	BL1 FUNDACIÓN A RIO CÓRDOBA 220 kv	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kv	nov-19
90	BL1 FUNDACIÓN A RIO CÓRDOBA 220 kv	FUNDACIÓN CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 230 kv	nov-19
91	Sgl1 SABANALARGA - TERNERA 2 220 kv	BL2 SABANALARGA A TERNERA 220 kv	nov-19
92	Sgl1 SABANALARGA - TERNERA 2 220 kv	BL2 TERNERA A SABANALARGA 220 kv	nov-19
93	Sgl1 SABANALARGA - TERNERA 2 220 kv	SABANALARGA CAMPO 8230 220 KV	nov-19
94	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	BL3 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	dic-19
95	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	Sgl1 NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kv	dic-19
96	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	BL3 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	dic-19
97	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	Sgl1 NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kv	dic-19
98	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kv	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	ene-20
99	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kv	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kv	ene-20
100	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 1 220 kv	BL1 FUNDACIÓN A SABANALARGA 220 kv	ene-20
101	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 1 220 kv	BL1 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kv	ene-20
102	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 1 220 kv	SABANALARGA CAMPO 8430 220 KV	ene-20
103	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	feb-20
104	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	Sgl1 TEBSA - SABANALARGA 3 220 kv	feb-20
105	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	feb-20
106	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	Sgl1 TEBSA - SABANALARGA 1 220 kv	feb-20
107	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	TEBSA CAMPO 8400 220 KV	feb-20
108	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kv	Sgl1 TEBSA - SABANALARGA 2 220 kv	feb-20
109	Sgl1 BOLÍVAR (CARTAGENA) - SABANALARGA 1 220 kv	BL1 BOLÍVAR (CARTAGENA) A SABANALARGA 220 kv	feb-20
110	BL2 CUESTECITAS A GUAJIRA 220 kv	Sgl1 GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kv	feb-20
111	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kv	TEBSA CAMPO 8600 220 KV	feb-20
112	BL2 CUESTECITAS A GUAJIRA 220 kv	Sgl1 GUAJIRA - CUESTECITAS 2 220 kv	feb-20

No.	Activo causante	Activo afectado	MES - AÑO
113	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kV	TEBSA CAMPO 8600 220 KV	mar-20
114	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	mar-20
115	BL1 VALLEDUPAR A CUESTECITAS 220 kV	Sgl1 VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV	mar-20
116	BL1 VALLEDUPAR A CUESTECITAS 220 kV	Sgl2 VALLEDUPAR - CUESTECITAS 1 220 kV	mar-20
117	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	abr-20
118	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 2 220 kV	abr-20
119	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	abr-20
120	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	Sgl1 FUNDACIÓN - SABANALARGA 2 220 kV	abr-20
121	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	abr-20
122	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 KV	abr-20
123	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	abr-20
124	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	abr-20
125	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	abr-20
126	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 KV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	abr-20
127	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	abr-20
128	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	abr-20
129	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	abr-20
130	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	abr-20
131	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	abr-20
132	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	abr-20
133	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	abr-20
134	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	abr-20
135	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	abr-20
136	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	abr-20
137	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	abr-20
138	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	abr-20
139	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	abr-20
140	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	abr-20
141	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	abr-20
142	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A CARACOLÍ 220 kV	abr-20
143	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	abr-20
144	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	abr-20
145	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	abr-20
146	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	abr-20
147	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A CARACOLÍ 220 kV	abr-20
148	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	abr-20
149	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	abr-20
150	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	abr-20
151	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	abr-20
152	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	may-20
153	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	may-20
154	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	may-20
155	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	may-20
156	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A CARACOLÍ 220 kV	may-20
157	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	may-20
158	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	Sgl1 NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	may-20
159	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	may-20
160	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	may-20
161	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	may-20
162	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	may-20
163	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	may-20
164	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	Sgl1 NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 1 220 kV	may-20
165	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	may-20
166	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	may-20
167	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A CARACOLÍ 220 kV	may-20
168	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	may-20
169	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	may-20
170	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8230 220 KV	may-20
171	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8130 220 KV	jun-20
172	BARRA TEBSA 220 kV	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kV	jun-20
173	BARRA TEBSA 220 kV	BT TEBSA 3 180 MVA 220 kV	jun-20
174	BARRA TEBSA 220 kV	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	jun-20
175	BARRA TEBSA 220 kV	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kV	jun-20
176	BARRA TEBSA 220 kV	BT TEBSA 3 180 MVA 220 kV	jun-20
177	BARRA TEBSA 220 kV	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	jun-20
178	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	jun-20
179	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	jun-20
180	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-20
181	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-20
182	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	jun-20
183	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	jun-20
184	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	jun-20
185	Sgl1 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES II 220 kV	jun-20
186	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-20
187	Sgl2 TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	jun-20
188	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	jun-20
189	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jun-20
190	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL3 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-20
191	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BT SABANALARGA 2 450 MVA 220 kV	jun-20
192	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL1 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jun-20
193	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BT SABANALARGA 1 450 MVA 220 kV	jun-20
194	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8330 220 KV	jun-20
195	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL2 SABANALARGA A BOLÍVAR 220 kV	jun-20
196	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL1 SABANALARGA A BOLÍVAR (CARTAGENA) 220 kV	jun-20
197	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8A30 220 KV	jun-20
198	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BARRA SABANALARGA 220 KV	jun-20
199	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL1 SABANALARGA A BOLÍVAR (CARTAGENA) 220 kV	jun-20
200	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8A30 220 KV	jun-20

No.	Activo causante	Activo afectado	MES - AÑO
201	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BT SABANALARGA 1 450 MVA 220 kV	jun-20
202	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8330 220 KV	jun-20
203	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL2 SABANALARGA A BOLÍVAR 220 kV	jun-20
204	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL1 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jun-20
205	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jun-20
206	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL3 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-20
207	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BT SABANALARGA 2 450 MVA 220 kV	jun-20
208	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BARRA SABANALARGA 220 KV	jun-20
209	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL1 SABANALARGA A BOLÍVAR (CARTAGENA) 220 kV	jun-20
210	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL2 SABANALARGA A BOLÍVAR 220 kV	jun-20
211	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8A30 220 KV	jun-20
212	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BT SABANALARGA 1 450 MVA 220 kV	jun-20
213	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL1 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jun-20
214	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL3 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	jun-20
215	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL3 SABANALARGA A TEBSA 220 kV	jun-20
216	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BT SABANALARGA 2 450 MVA 220 kV	jun-20
217	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	SABANALARGA CAMPO 8330 220 KV	jun-20
218	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BL3 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	jun-20
219	BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV	BARRA SABANALARGA 220 KV	jun-20

Elaboración: DTGE⁵¹ Fuente: Información remitida por XM⁵²

A partir de lo anterior, para el Despacho es claro que **LA INVESTIGADA** en su calidad de **TN** incumplió con dos de las características de calidad que se deben garantizar en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica, ocasionando un riesgo a la confiabilidad y seguridad del sistema, al: **(i)** tener al menos un activo en cada mes desde enero de 2015 hasta junio de 2020 que superó las MHAIA acumuladas correspondientes a dicho activo; y **(ii)** tener al menos un activo en cada mes desde mayo de 2019 hasta junio de 2020 cuya indisponibilidad ocasionó la no operatividad de otros activos, desconociendo con ambas conductas lo previsto en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, el numeral 4.1 y los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo General de dicha Resolución.

3.2.5. Argumentos de defensa presentados frente a los cargos primero y segundo

3.2.5.1. De la vulneración al principio del *non bis in ídem*

En relación con este argumento, **TRANSELCA** indicó que:

“Si bien se han presentado HC para algunos activos representados por TRANSELCA, consideramos importante aclarar que TRANSELCA no ha vulnerado lo definido en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, ya que siempre y desde el mismo momento de la expedición de esta resolución, ha venido midiendo la calidad de la Transmisión de Energía Eléctrica y aplicando para este propósito lo efectivamente dispuesto en el Capítulo 4 del Anexo General de la misma resolución (...).

Con relación al supuesto incumplimiento del numeral 4.1 literal a) de esta resolución, la misma norma en el inciso final de este mismo numeral establece:

“La variación en estas características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN que exceda o supere los límites señalados en cualquiera de estos cuatro literales, generará una reducción o Compensación en el Ingreso del TN que se calculará y aplicará en la forma prevista en este capítulo.” (Subrayado fuera de texto).

Desde este punto de vista, la propia regulación contempla los mecanismos que se deben activar cuando las metas no son alcanzadas por los agentes. La regulación de ninguna manera contempla que no sea factible superar los límites de indisponibilidad establecidos; lo que si considera son medidas de mercado cuyo propósito “es incentivar a los agentes en el cumplimiento de sus compromisos y, adicionalmente, que no se vean disminuidos los beneficios para el sistema eléctrico...” (...).

En consecuencia, no se puede afirmar que al no cumplir estos referentes de disponibilidad se vulnera lo establecido en la regulación bajo la óptica planteada por la SSPD en el cargo primero. Aún si en gracia de discusión se aceptase lo planteado por la SSPD, se deberá tener en cuenta que la estructura del cargo resultaría contraria a los principios que rigen los procedimientos administrativos y en especial, al principio del debido proceso que contempla el non bis in ídem (...) por cuanto, si llegare a prosperar el cargo primero, se estaría penalizado a TRANSELCA dos veces por los mismos hechos, bajo el entendido que la norma establece como consecuencia para los eventos en que las indisponibilidades de los activos superen las MHAIA una reducción o compensación en el ingreso calculado y aplicado en la forma prevista en la misma disposición”⁵³.

⁵¹ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 3, subcarpeta Literal b.

⁵² Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 2. Comunicación SSPD No. 20205291959322 del 17 de septiembre de 2020.

⁵³ Folios 97 (reverso) a 98 de la carpeta No. 1 del expediente.

En primer lugar, debe precisarse que quedó demostrado que **TRANSELCA** tuvo desde enero de 2015 hasta junio de 2020 al menos un activo que superó las MHAIA acumuladas, así como también tuvo en cada mes desde mayo de 2019 hasta junio de 2020 al menos un activo indisponible que ocasionó la no operatividad de otros activos en las circunstancias ya analizadas. En consecuencia, se vulneró lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, pues contrario a lo que afirma **LA INVESTIGADA**, no se trata de que ésta haya “*venido midiendo la calidad de la Transmisión de Energía Eléctrica y aplicando para este propósito lo efectivamente dispuesto en el Capítulo 4 del Anexo General de la misma resolución*”, sino de que efectivamente se cumplan con las características de calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía en el **STN**, como lo indica el referido capítulo 4. Así, cuando se desconocen las características de calidad allí establecidas, necesariamente se está incumpliendo lo establecido en el artículo 16 mencionado.

En segundo lugar, y frente a la explicación según la cual “*la regulación de ninguna manera contempla que no sea factible superar los límites de indisponibilidad establecidos*”, **LA INVESTIGADA** no debe perder de vista que el numeral 4.3 del anexo General de la Resolución CREG 011 de 2009 contempla que los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el **STN** allí enunciados, no deben superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad establecido según el tipo de activo. Entonces, para el Despacho es claro que la regulación no solo está diseñada para “*incentivar a los agentes en el cumplimiento de sus compromisos y, adicionalmente, que no se vean disminuidos los beneficios para el sistema eléctrico*” como lo pretende hacer ver **TRANSELCA**, sino que también establece límites de calidad que no pueden ser superados por los **TN**.

En tercer lugar, respecto al argumento según el cual “*la norma establece como consecuencia para los eventos en que las indisponibilidades de los activos superen las MHAIA una reducción o compensación en el ingreso calculado y aplicado en la forma prevista en la misma disposición*”, y en ese orden, “*si llegare a prosperar el cargo primero, se estaría penalizado a TRANSELCA dos veces por los mismos hechos*” siendo esto contrario a “*los principios que rigen los procedimientos administrativos y en especial, al principio del debido proceso que contempla el non bis in ídem*”, es preciso señalar que el *non bis in ídem* corresponde a una garantía constitucional derivada del debido proceso previsto en el artículo 29 de la Constitución Política, según el cual toda persona tiene derecho “*a no ser juzgado dos veces por el mismo hecho*”.

De esta forma, en el campo del derecho administrativo sancionatorio, dicha garantía se traduce en una prohibición de sancionar dos veces a una persona por la misma falta. De hecho, según explica la Corte Constitucional “[e]l principio *non bis in ídem* prohíbe que una persona, por el mismo hecho, (i) sea sometida a juicios sucesivos o (ii) le sean impuestas varias sanciones en el mismo juicio, salvo que una sea tan solo accesoria a la otra”⁵⁴.

Pues bien, observa el Despacho que la metodología de calidad al nivel del **STN** está dotada de una identidad propia, y en esa medida, las compensaciones aplicadas a un determinado **TN** por aquellas indisponibilidades que excedan las MHAIA tienen su **origen en la regulación**, sin que las mismas puedan ser consideradas como una “*sanción*” en los términos que indica la Corte Constitucional, pues, como en efecto lo afirma **LA INVESTIGADA**, tales compensaciones son una “*consecuencia*” de superar las MHAIA acumuladas, mas no el ejercicio de la facultad sancionatoria atribuida a la **SSPD** a la luz de los artículos 79 y 81 de la Ley 142 de 1994, los cuales le permiten a esta superintendencia imponer multas a los prestadores de servicios públicos ante la violación de las normas a las que están sujetos, con el fin de prevenir un comportamiento considerado indeseable⁵⁵ y reprimir transgresiones a la normativa del sector.

Nótese que en los cargos primero y segundo imputados en la presente investigación administrativa se reprocha el incumplimiento de **TRANSELCA** de su **obligación de cumplir con las características de calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica**, establecidas en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como en los numerales 4.1, 4.3 y 4.4 del Anexo General de la misma. Recuérdese que las investigaciones administrativas adelantadas por la **SSPD** buscan proteger el ordenamiento jurídico, precisamente porque en el derecho administrativo sancionador la esencia de la

⁵⁴ Corte Constitucional. Sala Plena, Sentencia C-870 del 15 de octubre de 2002, Magistrado Ponente: Dr. Manuel José Cepeda Espinosa.

⁵⁵ Corte Constitucional. Sentencia C-134 del 25 de febrero de 2009, Magistrado Ponente: Dr. Mauricio González Cuervo.

infracción radica en la vulneración de la norma, y en esa medida, la finalidad de la sanción es castigar el incumplimiento regulatorio de un prestador y conminarlo a cumplir las leyes y la regulación a la que está sujeto.

Así, es importante destacar que las **consecuencias** que prevea la regulación expedida por la **CREG**, de un comportamiento específico, no puede confundirse con la imposición de una sanción, la cual se impone, no como consecuencia de la regulación (como ocurre con la compensación), sino a partir del ejercicio de la facultad sancionatoria de la administración, es decir, de *“la respuesta del Estado a la inobservancia por parte de los administrados de las obligaciones, deberes y mandatos generales o específicos que se han ideado para el adecuado funcionamiento y marcha de la Administración”*.

En esa línea, tal facultad *“se ejerce a partir de la vulneración o perturbación de reglas preestablecidas, pero que no obstante ese contenido represivo presenta una cierta finalidad preventiva”*⁵⁶ y se caracteriza por tener un **origen legal**, ya que *“El principio de legalidad de las faltas y de las sanciones “alude a que una norma con fuerza material de ley establezca la descripción de las conductas sancionables, así como las clases y cuantías de las sanciones a ser impuestas.” En consecuencia, la Constitución exige la predeterminación legal de las infracciones administrativas, así como las correspondientes sanciones, este principio se desarrolla en una doble dimensión: i) reserva de ley, y ii) tipicidad”*⁵⁷.

De esta manera, contrario a lo indicado por **LA INVESTIGADA**, no puede concluirse que la variable HC correspondiente a las compensaciones aplicadas cuando las HIDA exceden las MHAIA en un determinado activo operado por un **TN** constituye una sanción de carácter administrativo, pues la misma no se ajusta a las características del ejercicio de la función administrativa sancionatoria, a las cuales sí se ajusta el desarrollo de la presente actuación. Entender lo contrario supondría desconocer la competencia sancionatoria de la **SSPD** frente a todos aquellos incumplimientos normativos para los cuales la regulación prevé alguna consecuencia regulatoria o incentivo económico para el prestador.

Así las cosas, el Despacho descartará la procedencia de los argumentos propuestos por **LA INVESTIGADA**, analizados en este numeral.

3.2.5.2. De la ausencia de responsabilidad de LA INVESTIGADA

En relación con este argumento, **TRANSELCA** indicó que:

“Las desviaciones de las metas por parte de los agentes son completamente factibles, por ello insistimos, existen las medidas del mercado. El sistema en la Costa Caribe se encuentra impactado por las implicaciones derivadas de las condiciones ambientales, que exigen mayores tiempos y frecuencias para realizar las labores de mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo y reposición de infraestructura.

Además de lo planteado previamente, a pesar de que la regulación es clara en el sentido de atribuir la responsabilidad por la calidad de los activos en el agente que los representa, es menester destacar que dentro del cálculo efectuado por la SSPD en relación con las MHAIA, se incluyen activos representados por TRANSELCA tanto propios como de terceros y dentro de estos últimos, activos cuyas decisiones de operación, mantenimiento y reposición son tomadas por sus titulares directamente. De esta forma, se generan desviaciones en los indicadores de TRANSELCA que impactan de forma negativa la buena gestión que se realiza (...). Lo anterior, toda vez que TRANSELCA asume las cargas derivadas de la aplicación de las medidas de mercado y, por tanto, no puede resultar sancionada respecto del exceso sobre las MHAIA por activos cuya gestión no controla.

El número de total de horas disponibles para los activos representados por TRANSELCA (propios y de terceros) en el período comprendido entre el 1º de enero de 2015 y el 30 de junio de 2020 corresponde a 8.570.137,70 horas. Para este mismo periodo, el número total de horas compensadas para estos mismos activos fue de 7.369,91 horas, lo que equivale al 0,086% de las horas disponibles, y de este valor 5.427,77 horas, las cuales equivalen al 74% de las horas compensadas (0,064% de las horas totales disponibles), corresponden a horas en las cuales se les realizaron mantenimientos programados a estos activos, y 1.942,15 horas, las cuales equivalen al 26% de las horas compensadas (0,023% de las horas totales disponibles), corresponden a eventos no programados (...).

(...)

⁵⁶ Corte Constitucional, Sentencia C-595 de 2010, Magistrado Ponente: Jorge Iván Palacio Palacio.

⁵⁷ Consejo de Estado, Sala de Consulta y Servicio Civil, 5 de marzo de 2019, radicación número: 11001-03-06-000-2018-00217-00(2403), Consejero Ponente: Germán Alberto Bula Escobar.

Considerando exclusivamente los activos operados y mantenidos por TRANSELCA, sin incluir los activos de terceros representados, para el período comprendido entre el 1º de enero de 2015 y el 30 de junio de 2020, se tienen 7.718.483,36 horas disponibles y un tiempo total de horas compensadas para estos mismos activos de 4.191,41 horas, equivalentes al 0,054% de las horas disponibles. De este último valor, 3240,58 horas (77% del total de horas compensadas y 0,042% de las horas disponibles) corresponden a horas en las cuales se les realizaron mantenimientos programados a estos activos, y 950,84 horas (23% de las horas compensadas y 0,012% de las horas disponibles) corresponden a eventos no programados.

(...)

Los activos de TRANSELCA se encuentran instalados en la Costa Caribe y (...) por la zona en que se encuentran, se ven afectados -con mayor incidencia de lo que acontece en otras zonas del país- por contaminación ambiental, especialmente, producto de los ambientes marinos o industriales, lo que disminuye la vida útil de los activos y exige mayores frecuencias y duraciones en la ejecución de mantenimientos e incluso la ejecución de actividades de mantenimiento diferentes a las normalmente ejecutadas en zonas en las que no se presentan estos fenómenos ambientales. Esto hace que no sea posible cumplir con las MHAIA para todos los activos de la zona, que, acorde con lo que se ha mencionado, consideran el comportamiento promedio del sistema.

(...)

(...) TRANSELCA (para los activos que opera y mantiene) ha realizado una gestión diligente y un gran esfuerzo en reducir las horas de indisponibilidad y por ende las horas compensadas, muy a pesar de las condiciones ambientales adversas en las que opera.

(...)

A continuación, se presenta a manera de ejemplo, un análisis detallado de los dos activos propiedad de TRANSELCA que presentan el mayor número de HC en la muestra analizada por la SSPD.

Análisis de HC línea Termoflores – Nueva Barranquilla 1 220kV (LN-824):

(...)

Análisis de HC línea Termoflores – Nueva Barranquilla 2 220kV (LN-825):

(...)

El mantenimiento realizado en el año 2016 a estas dos líneas de transmisión fue un mantenimiento de gran envergadura que incluyó entre otras cosas lo siguiente:

- Reemplazo de todas las partes metálicas de 28 de 31 estructuras en postería con brazos metálicos
- Reemplazo de la totalidad (100%) del aislamiento de la línea (cambio de aisladores de vidrio por aisladores poliméricos). Se cambiaron 120 cadenas de aisladores de suspensión y 336 cadenas de retención.
- Cambio de la totalidad (100%) de la herrajería en acero galvanizado por herrajería en acero inoxidable.

Este trabajo implicó la utilización de los siguientes recursos:

- 160 linieros
- 70 ayudantes
- 10 interventores
- 10 grúas
- 24 personas administrativas
- 12 vehículos
- 3 personas para trabajos con tensión

Los costos de estas obras fueron de COP 4.460 millones de diciembre de 2015 e implicaron trabajos nocturnos, entre otros. Con las pruebas documentales aportadas, se incluye video de los trabajos efectuados y en el cual puede observarse su complejidad, la cual generó que el tiempo establecido en la regulación como MHAIA no fuera suficiente para realizarlos.

Estos trabajos que significaron una renovación de buena parte de la infraestructura de ambas líneas, fueron planeados considerando la figura de reposición (Trabajos de Expansión, que son excluidos del cálculo de los indicadores de disponibilidad, precisamente porque suponen tiempos muchos mayores a las MHAIA y que deben ser realizados para poder llevar la infraestructura a condición de nuevo), por lo cual las horas utilizadas para estos mantenimientos y renovaciones hubiesen sido excluidos del cálculo de HC (...).

(...) para la línea 824 el 96,7% y para la línea 825 el 98,94% de las HC corresponden a actividades de mantenimiento o actividades de reposición y reconfiguraciones que no pudieron realizarse bajo las causales excluidas por la regulación para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio, y

que por su complejidad implicaron tiempos superiores a los establecidos en la regulación CREG 011 de 2009 (...)"⁵⁸.

"(...) los mantenimientos adicionales que se requieren por las condiciones especiales de contaminación ambiental que se presenta en la Costa Caribe colombiana, además de generar horas compensadas, implican de manera paralela, la generación de compensación de activos no operativos (CANO), ya que por seguridad del personal que ejecuta el mantenimiento es necesario en algunos casos desenergizar equipos adyacentes para garantizar las condiciones de trabajo seguro.

Por otra parte, no puede perderse de vista que, en un sistema interconectado, es una condición natural que, ante la indisponibilidad de algún activo, queden otros activos no operativos, lo cual es el resultado precisamente de tener elementos en serie, como es la concepción de dichos sistemas; incluso, de los más enmallados (...) No puede atribuirse, por tanto, como una responsabilidad de TRANSELCA por la que deba ser investigada o sancionada, la ocurrencia de eventos en los cuales algunos de sus activos quedan indisponibles y, por la naturaleza misma del sistema, otros activos quedan no operativos. Esto es resultado de la topología y la naturaleza de los sistemas eléctricos.

(...)

Investigar y, eventualmente, sancionar a TRANSELCA por el hecho de que algunos activos queden no operativos cuando uno de sus activos queda indisponible y supera la MHAIA, sería desconocer la topología y concepción natural de los sistemas eléctricos, de estar constituidos por elementos y subsistemas en serie, y obligar a TRANSELCA a cumplir un imposible"⁵⁹.

En primer lugar, respecto a la existencia de circunstancias ambientales "que exigen mayores tiempos y frecuencias para realizar las labores de mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo y reposición de infraestructura"⁶⁰, el Despacho observa que estas no son suficientes para desvirtuar la responsabilidad endilgada en los cargos primero y segundo imputados, toda vez que las circunstancias alegadas no solo eran y son plenamente previsibles y resistibles, sino que también eran conocidas por **LA INVESTIGADA**, dado que se trata, como esta misma lo señala, de las características climáticas y ambientales de la región en la que esta opera y representa diferentes activos.

En relación con la imprevisibilidad de las circunstancias que justifican un determinado incumplimiento, el Consejo de Estado ha sostenido que esta "se presenta cuando el suceso escapa a las previsiones normales, que ante la conducta prudente adoptada por el que alega el caso fortuito, era imposible preverlo" y debe establecerse que el acontecimiento respectivo fue absolutamente "**extraño, súbito e inesperado** (...). Es una cuestión de hecho que el juzgador debe apreciar concretamente en cada situación, **tomando como criterio para el efecto, la normalidad o la frecuencia del acontecimiento**, o por el contrario, su rareza y perpetuidad"⁶¹ (Énfasis agregado).

Asimismo, el Consejo de Estado ha acogido la posición de la Corte Suprema de Justicia, en el sentido de señalar que la previsibilidad de los hechos se predica respecto de aquellos "que suceden en el curso ordinario en que se desarrolla determinada actividad"⁶².

Por su parte, la irresistibilidad debe entenderse como la imposibilidad de ejecutar o cumplir con las obligaciones adquiridas, debido a que los hechos invocados fueron inevitables e insuperables. Dicha imposibilidad no puede mezclarse y desorientar su esencia, **confundiéndose con la simple dificultad que se tenga para el cumplimiento de una obligación de cara a circunstancias eminentemente subjetivas de quien se obliga de manera voluntaria.**

Al respecto, el Consejo de Estado ha manifestado que un hecho es irresistible cuando hay una "imposibilidad objetiva para el sujeto de evitar las consecuencias derivadas del hecho imprevisto. (...) También implica la imposibilidad de sobreponerse al hecho para eludir sus efectos"⁶³.

Visto lo anterior a la luz de lo expuesto por **LA INVESTIGADA**, se encuentra que no pueden ser imprevisibles aquellos hechos "que suceden en el curso ordinario en que se desarrolla

⁵⁸ Folios 98 (reverso) a 107 de la carpeta No. 1 del expediente.

⁵⁹ Folios 110 (reverso) a 111 de la carpeta No. 1 del expediente.

⁶⁰ Folio 98 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

⁶¹ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta. Sentencia 25000-23-27-000-2001-00081-01(19817) del 6 de julio de 2016. C.P.: Jorge Octavio Ramírez Ramírez, como sustento de lo sostenido por el Consejo de Estado, en el mismo documento se cita la sentencia de la Sección Cuarta del 3 de junio de 2010, expediente 16564. C.P.: Carmen Teresa Ortiz de Rodríguez.

⁶² Consejo de Estado, Sala Plena de lo Contencioso Administrativo. Sentencia 11001-03-15-000-2009-00415-00 del 30 de septiembre de 2014. Consejero Ponente: Dr. Gustavo Eduardo Gómez Aranguren.

⁶³ Consejo de Estado, Sala Plena de lo Contencioso Administrativo. Sentencia 11001-03-15-000-2009-00415-00 del 30 de septiembre de 2014. Consejero Ponente: Dr. Gustavo Eduardo Gómez Aranguren.

*determinada actividad*⁶⁴, tales como las condiciones topológicas y climáticas propias de la costa Caribe. Esto quiere decir que **TRANSELCA** debía contar con los mecanismos necesarios para mitigar los riesgos que, a todas luces, eran previsible y resistible, si se tiene en cuenta que los agentes que operan y representan activos en esta región del país tienen pleno conocimiento de la condición de vulnerabilidad del sistema al que pertenecen.

En ese sentido, el Despacho no puede exonerar a **LA INVESTIGADA**, en su condición de **TN**, de su responsabilidad de cumplir con las características de calidad en el **STN** por las particularidades de la zona geográfica en la cual se encuentran los activos que opera y representa. Por el contrario, a esta le correspondía tomar las acciones necesarias, oportunas y suficientes para que las condiciones ambientales que alega no afectaran el cumplimiento de los indicadores de calidad a los que se encuentra sujeta la prestación del servicio de transmisión.

En segundo lugar, **LA INVESTIGADA** adujo no ser responsable de aquellos activos de terceros “*cuyas decisiones de operación, mantenimiento y reposición son tomadas por sus titulares directamente*”⁶⁵. No obstante, es preciso recordar que, la regulación dispone que el **TN** es el responsable de los activos que representa ante el mercado, independientemente de quien los opere o sea su propietario.

Concretamente, los artículos 8 y 17 de la Resolución CREG 011 de 2009 disponen lo siguiente:

“Artículo 8. Representación ante el LAC. (...) En todo caso el responsable de la operación del activo, así no la efectúe directamente, será el TN que representa el activo ante el LAC.

(...)

Artículo 17. Compensaciones por variaciones en la calidad del servicio que excedan o superen los límites definidos. (...), el LAC calculará mensualmente las Compensaciones aplicables a cada TN que represente los activos, conforme a lo previsto en el numeral 4.8 del Anexo General de la presente Resolución. (...) (Énfasis agregado).

En consecuencia, no es de recibo para este Despacho que **LA INVESTIGADA** alegue que “*no puede resultar sancionada respecto del exceso sobre las MHAIA por activos cuya gestión no controla*” y en esa medida, pretenda excluir las horas de indisponibilidad del cálculo total de la variable HC (correspondiente a la compensación aplicada por superar las MHAIA), presentadas en activos cuya representación comercial está a su cargo. Lo anterior, por cuanto las características de calidad del servicio en el **STN** han sido definidas por la regulación como responsabilidad de quien representa los activos ante el **LAC**, mas no del operador o propietario de estos.

En tercer lugar, en relación con el argumento según el cual **TRANSELCA** “*ha realizado una gestión diligente y un gran esfuerzo en reducir las horas de indisponibilidad y por ende las horas compensadas*”, invirtiendo sumas de dinero en trabajos de obras complejas que generaron “*que el tiempo establecido en la regulación como MHAIA no fuera suficiente para realizarlos*”⁶⁶, este Despacho reconoce los esfuerzos de **LA INVESTIGADA** al llevar a cabo las actividades de mantenimiento, reposición, reconfiguración de activos, ejecutar obras diurnas y nocturnas, así como disponer de los recursos económicos y humanos que estas representaron.

Sin embargo, no puede perderse de vista que el reproche formulado es el incumplimiento de las características de calidad del servicio en el **STN**, características que **LA INVESTIGADA** conoce que debe garantizar en sus activos y que, por tanto, la obligan a disponer de todos los recursos y medios necesarios, y realizar inversiones oportunamente para atender dichas características, no solo teniendo en cuenta la zona en la que se encuentran ubicados los activos que opera y representa, sino también la incidencia que el ambiente puede tener sobre ellos. Debe recordarse que las decisiones de inversión en transmisión son responsabilidad de aquéllos que las realicen, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos, según lo dispuesto en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994.

⁶⁴ Consejo de Estado, Sala Plena de lo Contencioso Administrativo. Sentencia 11001-03-15-000-2009-00415-00 del 30 de septiembre de 2014. Consejero Ponente: Dr. Gustavo Eduardo Gómez Aranguren.

⁶⁵ Folio 98 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

⁶⁶ Folio 106 de la carpeta No. 1 del expediente.

Por último, el Despacho encuentra necesario precisar que al margen de que **TRANSELCA** hubiera considerado necesario “desenergizar equipos adyacentes para garantizar las condiciones de trabajo seguro”⁶⁷, lo cierto es que la regulación es clara al establecer aquellos eventos que son objeto de exclusión del cálculo de indisponibilidad de un determinado activo. No se trata, como lo argumenta **LA INVESTIGADA**, de que la **SSPD** desconozca “la topología y concepción natural de los sistemas eléctricos, de estar constituidos por elementos y subsistemas en serie, y obligar a **TRANSELCA** a cumplir un imposible”, pues la regulación es clara al precisar cuáles son las indisponibilidades de los activos que pueden ser excluidas, bajo las reglas que el numeral 4.6 de la Resolución CREG 011 de 2009 establece. Veamos:

“4.6 Indisponibilidades Excluidas.

Para el cálculo de la Indisponibilidad de un activo solamente se excluirán los siguientes Eventos, siempre y cuando se cumplan las reglas que a continuación se establecen:

i. Las indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión se excluirán del cálculo de Indisponibilidades si se han cumplido las siguientes reglas (...).

(...)

ii. Indisponibilidades de activos solicitados por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.

iii. Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND, cuando se requiera dicha orden.

iv. Indisponibilidades 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 (...).

(...)

v. Las solicitudes de Consignaciones de Emergencia, las modificaciones al programa semestral de consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originados en los Eventos definidos en el ordinal anterior.

vi. Las indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores que se hayan efectuado con sujeción al procedimiento establecido en el Artículo 18 de la presente Resolución”.

Así, es posible concluir que las indisponibilidades ocasionadas por la desenergización de determinados equipos en razón a “mantenimientos adicionales que se requieren por las condiciones especiales de contaminación ambiental”⁶⁸ o con el fin de “garantizar las condiciones de trabajo seguro”⁶⁹, no constituyen eventos excluibles del cálculo de indisponibilidad de los activos, y por ende, deben ser considerados en el análisis de las MHAIA para establecer si se cumplieron o no las características de calidad del servicio.

Por último, frente al argumento de **LA INVESTIGADA** según el cual se deben tener en cuenta las horas que los activos estuvieron disponibles frente aquellas en que estuvieron indisponibles, se precisa que de ninguna manera ello logra desvirtuar los cargos imputados, pues de acuerdo con lo previsto en la regulación, basta con que respecto de un activo se presente cualquiera de las dos condiciones analizadas para que se materialice el incumplimiento regulatorio, al margen de los activos en los cuales sí se logró el cumplimiento del indicador.

Así las cosas, el Despacho descartará la procedencia los argumentos propuestos por **LA INVESTIGADA**, analizados en este numeral.

3.2.5.3. De la caducidad de la facultad sancionatoria

TRANSELCA adujo:

“(…) el reproche común efectuado por la Superintendencia para los cargos primero y segundo, parte del supuesto de obedecer a una conducta continuada que se habría presentado en el período que transcurrió entre enero de 2015 y junio de 2020. Sobre este particular, se debe señalar con claridad que la caducidad de la facultad sancionatoria de la SSPD según lo dispone el artículo 52 del CPACA es de tres años luego de ocurrido el hecho, la conducta u omisión que pudiera

⁶⁷ Folio 110 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

⁶⁸ *Ibidem*.

⁶⁹ *Ibidem*.

ocasionar la sanción. Que, así mismo, tratándose de hechos cuya supuesta comisión sería inequívoca, no hay lugar a predicar la existencia de un hecho continuado (...).

Resulta claro para la SSPD a partir de la información con la que cuenta, el preciso momento en el que se presentaron los 428 eventos en los cuales los 105 activos a los que hace referencia en el pliego de cargos presentaron una HC mayor a 0. En ese sentido, todos aquellos eventos en los que se haya presentado esta circunstancia con más de tres años de anterioridad se habría consolidado la caducidad de la facultad sancionatoria de la Superintendencia y, por lo tanto, ésta carecería de competencia –ratione temporis- para examinar y sancionar las conductas de TRANSELCA.

(...) En este caso la Superintendencia no puede extender artificialmente su competencia desde el punto de vista temporal, aduciendo la existencia de una conducta continuada, cuando de la información recaudada es perfectamente posible determinar exactamente el momento en que se presentaron cada uno de los eventos que se reprochan y sin que se den los criterios jurisprudencialmente establecidos para predicar una supuesta conducta continuada⁷⁰.

LA INVESTIGADA alegó que en relación con los hechos sobre los cuales se fundamentan los cargos primero y segundo imputados operó el fenómeno de caducidad, en razón a que “tratándose de hechos cuya supuesta comisión sería inequívoca, no hay lugar a predicar la existencia de un hecho continuado”⁷¹.

Pues bien, como lo indica **LA INVESTIGADA**, “la caducidad de la facultad sancionatoria de la SSPD según lo dispone el artículo 52 del CPACA es de tres años luego de ocurrido el hecho, la conducta u omisión que pudiera ocasionar la sanción”⁷². Sin embargo, se equivoca **TRANSELCA** al indicar que los hechos que se pretenden sancionar dentro de la presente actuación son eventos cuya comisión es inequívoca, pues lo que se investiga es la ocurrencia de una conducta continuada o permanente, como se explica a continuación.

En efecto, los prestadores tienen una **obligación permanente de prestar el servicio de transmisión con las condiciones de calidad** y continuidad exigidas por la regulación, y en dicha medida, la norma contempla entre otras prohibiciones, las siguientes: **(i) no** superar las MHAIA acumuladas y **(ii) no** tener activos indisponibles que dejen no operativos otros activos. En otras palabras, al ser el cumplimiento de las condiciones de calidad y continuidad obligaciones permanentes, su infracción configura un incumplimiento continuo.

Al respecto, se trae a colación lo dispuesto por el Consejo de Estado sobre las conductas permanentes o continuadas:

“2.4.1.4. En cuanto a la violación del artículo (...), hay que decir que esta normativa consagra la metodología para definir las tarifas para el costo de comercialización por factura cobrada al suscriptor. La diferencia que surge entre la empresa accionante y la autoridad demandante, en lo que versa a este punto, tiene que ver con la forma de interpretar dicho precepto.

Esto significa que su violación, a partir de esa circunstancia específica, no puede ser vista como una sucesión de actos reiterativos, sino como una conducta de ejecución continuada, pues la hermenéutica de la norma alcanza de manera uniforme el tiempo en el que se aplique tal criterio, valga decir, aceptado en este caso por (...) como el derrotero único que debió gobernar su relación con los usuarios y suscriptores en lo que atañe al componente tarifario en cuestión⁷³ (Énfasis agregado).

Así, si se lee con detenimiento el Pliego de Cargos, tanto el cargo primero como el cargo segundo imputan un posible incumplimiento de “las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional”, las cuales se miden conforme a lo establecido en el capítulo 4 del Anexo General Resolución CREG 011 de 2009. Lo anterior es relevante en tanto que, como lo indica la referida corporación, es “al [momento de] analizar los verbos rectores utilizados en la imputación, [que es posible concluir] –sin lugar a dudas- que se trat[a] de una conducta de carácter permanente o continuada”⁷⁴.

En ese orden, si se observa detalladamente, entre enero de 2015 y junio de 2020 (para el cargo primero) y entre mayo de 2019 y junio de 2020 (para el cargo segundo), de manera

⁷⁰ Folios 107 (reverso) a 108 de la carpeta No. 1 del expediente.

⁷¹ Folio 107 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

⁷² Folio 107 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

⁷³ Sentencia del Consejo de Estado de fecha doce (12) de julio de dos mil dieciocho (2018), Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Quinta. Consejera ponente: Lucy Jeannette Bermúdez Bermúdez. Radicación número: 25000-23-24-000-2012-00277-01. Actor: Palmirana De Aseo S.A. E.S.P. Palmaseo S.A. E.S.P, Demandado: Superintendencia De Servicios Públicos Domiciliarios.

⁷⁴ Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Quinta - Descongestión. CP. Rocío Araujo Oñate. Rad. 25000-23-24-000-2010-0034801. Febrero 22 de 2018.

continuada, es decir **durante todos los meses de dichos periodos**, LA INVESTIGADA estuvo incumpliendo las características de calidad con las que debía prestar el servicio de transmisión.

En síntesis, dado que el reproche formulado a LA INVESTIGADA en los cargos primero y segundo es el incumplimiento a la prestación de un servicio con calidad en el STN, se advierte que, en los términos del artículo 52 de la Ley 1437 de 2011 la SSPD tiene competencia para imponer una sanción y notificar el referido acto hasta el 30 de junio de 2023, dado que los hechos continuos que se investigan tienen como fecha de corte el 30 de junio de 2020.

Así las cosas, el Despacho descartará la procedencia del argumento analizado en este numeral.

3.2.5.4. De los activos “BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220kV” y “MÓDULO SABANALARGA DIFERENCIAL BARRAS 220kV”

LA INVESTIGADA alegó:

“(…) es importante resaltar que los activos involucrados en el evento presentado en la subestación Sabanalarga 220kV el pasado 24 de junio, correspondientes a la BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV y MÓDULO SABANALARGA DIFERENCIAL BARRAS 220 kV, a la fecha de ocurrencia del evento se encontraban cumpliendo los índices de disponibilidad establecidos en la resolución CREG 011 de 2009, para este tipo de activos.

La BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV, con fecha de corte la de ocurrencia del evento, tenía un HIDA equivalentes a 7.67 horas, principalmente por mantenimiento programado en Plan Semestral de Mantenimiento que fue ejecutado el 4 de junio de 2020, cumpliendo con la meta establecida para bahías de línea, la cual corresponde a 15 horas como MHAÍ.

Con relación al activo MÓDULO SABANALARGA DIFERENCIAL BARRAS 220 kV, con fecha de corte la de ocurrencia del evento tenía un HIDA equivalente a 4.95 horas, por trabajos necesarios para proyecto cambio de BCU Sabanalarga 220 kV y coordinados de acuerdo con los tiempos establecidos en la regulación con el CND, cumpliendo con la meta establecida para protecciones diferenciales, la cual corresponde a 10 horas como MHAÍ”.

Al respecto, es preciso recordar que el primer cargo imputado en la presente investigación cuestionó el incumplimiento de TRANSELCA de las características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN, durante el periodo comprendido entre enero de 2015 y junio de 2020, mas no como erradamente lo entendió LA INVESTIGADA, al referirse a los índices de disponibilidad de los activos involucrados en el evento ocurrido el 24 de junio de 2020 a las 2:27 p.m., en la subestación Sabanalarga, operada por TRANSELCA, que ocasionó la afectación del servicio de energía eléctrica en cinco departamentos de la Costa Atlántica: Bolívar, Guajira, Cesar, Magdalena y Atlántico (región conocida como “Caribe 2”), (en adelante el “Evento”).

Ahora, LA INVESTIGADA aduce que el activo “BL2 SABANALARGA A FUNDACIÓN 220 kV, con fecha de corte la de ocurrencia del evento, tenía un HIDA equivalentes a 7.67 horas (...) cumpliendo con la meta establecida para bahías de línea, la cual corresponde a 15 horas como MHAÍ”⁷⁵. No obstante, revisada la Hoja 1 -ACTIVOS INDISPONIBLES- del archivo “Análisis acumulado.xlsx”⁷⁶, en el cual se detallan los activos en los cuales se materializó el incumplimiento reprochado en el primer cargo, se evidenció que las MHAIA de dicho activo sí excedían los límites previstos en la regulación, toda vez que para el mes de junio de 2020 se registraron **115,22 horas** de indisponibilidad que excedieron las MHAIA. Así, las HIDA del mencionado activo a la fecha de ocurrencia del Evento son únicamente una parte del objeto de análisis del primer cargo imputado, ya que este comprende **todo el mes de junio de 2020**, esto es, hasta el día 30 de dicho mes.

De otra parte, en relación con el activo “MÓDULO SABANALARGA DIFERENCIAL BARRAS 220 kV”, TRANSELCA alega que “con fecha de corte la de ocurrencia del evento tenía un HIDA equivalente a 4.95 horas”⁷⁷. Revisado el soporte antes mencionado, el Despacho encuentra que carece de fundamento la alegación de LA INVESTIGADA, ya que el incumplimiento reprochado en el primer cargo no incluyó dicho activo.

⁷⁵ Ibidem.

⁷⁶ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 3, subcarpeta Literal a.

⁷⁷ Ibidem.

En ese orden de ideas, el argumento expuesto por **LA INVESTIGADA** sobre este particular será desestimado.

3.2.5.5. Del juicio de responsabilidad objetiva

LA INVESTIGADA argumentó:

“La Corte Constitucional mediante línea jurisprudencial consolidada viene reiterando que la Constitución Política proscribire, en términos generales, la responsabilidad objetiva y que la eficacia material del derecho fundamental del debido proceso y del principio de legalidad, garantiza que ese tipo de responsabilidad solamente puede aplicarse a los casos excepcionales en los que la ley puede autorizarla (...).

(...)

Enfáticamente, viene reiterando la Corte la sujeción de la responsabilidad administrativa al principio de la nulidad de la sanción sin culpa –nulla poena sine culpa-, es decir, la nulidad de la responsabilidad definida sin el juicio de culpabilidad.

(...)

En efecto, reiterada jurisprudencia ha afirmado que si bien tanto la actividad sancionadora en lo administrativo como el proceso penal son expresiones de la facultad punitiva del Estado, y en ambas esferas deben respetarse las garantías del debido proceso, unas y otras persiguen fines diferentes; en especial, esta diferente teleología se ha puesto de presente en relación con la potestad disciplinaria de la Administración como expresión de la facultad administrativa sancionadora (...).

(...)

La Ley 142 de 1994, y el ordenamiento en general, no autorizan que las sanciones por violación de las normas que regulan la calidad del servicio de transporte de energía eléctrica se apliquen o impongan a partir de un juicio de responsabilidad objetiva, esto es, sin la acreditación de los requisitos de tipicidad y de culpabilidad.

(...)

Es por esto que, en la definición de la responsabilidad administrativa por exceder las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustada y por dejar otros activos no operativos, el juicio de culpabilidad comprende el análisis de las razones que justifican razonablemente las causas de la interrupción. Si se concluyera que el juicio de culpabilidad, en ese caso, no admite hechos o razones que expliquen o justifiquen la indisponibilidad de los activos, o lo que es lo mismo, que la sola ocurrencia del hecho desprovista del análisis de los motivos o razones constituye violación de las normas, se estaría en el campo de la responsabilidad objetiva, proscribida por la Constitución Política, dado que se privaría injustificadamente de los derechos fundamentales del debido proceso y defensa al investigado.

Por las anteriores razones, es dable concluir que la imposición de responsabilidad administrativa sería contraria a los derechos fundamentales del debido proceso y de defensa (...)⁷⁸.

Al respecto, es preciso mencionar que la responsabilidad administrativa en materia de servicios públicos domiciliarios se enmarca en lo definido en la Ley 142 de 1994, la cual, en relación con este elemento establece lo siguiente:

- (i) De acuerdo con su artículo 79, en el ejercicio de las funciones de control que ejerce la **SSPD** le corresponde a esta entidad **controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos y sancionar sus violaciones**, sin que la ley exija requisitos adicionales para tal fin; y
- (ii) De acuerdo con su artículo 81, únicamente cuando se impongan sanciones a personas naturales será necesario el análisis de la culpa del eventual responsable, caso en el cual la sanción no podrá fundarse en criterios de responsabilidad objetiva.

Lo anterior se ajusta a lo dicho por el Consejo de Estado al respecto:

*“En el ordenamiento jurídico colombiano se establece una regla general de proscripción de la responsabilidad objetiva en el derecho administrativo sancionatorio, de forma tal que **sólo el legislador de manera expresa puede excepcionar de este principio** sometiéndose, en caso de ser objeto de control constitucional, a un juicio de razonabilidad suficiente, pues **sólo las***

⁷⁸ Folios 91 a 94 de la carpeta No. 1 del expediente.

particularidades del sector administrativo de que se trate pueden justificar la no exigencia de culpabilidad a efectos de declarar la responsabilidad⁷⁹.

(...)

No obstante lo anterior, es indispensable señalar que los principios de presunción de inocencia y de “in dubio pro administrado”, admiten modulaciones en derecho administrativo sancionatorio que incluso podría conducir a su no aplicación, es decir procedimientos administrativos sancionatorios en los que se parte de la regla inversa: **se presume la culpabilidad, de forma tal que la carga de la prueba se desplaza al presunto infractor y para que éste no sea declarado responsable debe demostrar durante la actuación administrativa que actuó diligentemente o que el acaecimiento de los hechos se dio por una causa extraña (fuerza mayor, caso fortuito o intervención de un tercero). No se trata de un régimen de responsabilidad objetiva sino de una reasignación de la carga probatoria, la responsabilidad sigue siendo subjetiva porque como se desprende de lo afirmado existe la posibilidad de exoneración comprobando un comportamiento ajustado al deber objetivo de cuidado**⁸⁰.

Es necesario indicar que la posibilidad de excepcionar el principio de presunción de inocencia sólo corresponde en nuestro sistema al legislador, quien en el momento de regular las particularidades de los diferentes procedimientos administrativos sancionadores, debe hacer un juicio constitucional de razón suficiente para delimitar aquellos supuestos en los que la inversión de la carga de la prueba se justifica al servir de instrumento de protección de intereses colectivos y, por ende, evitar que la infracción desemboque en daños irreversibles o en motivos relacionados con el correcto obrar de la administración pública y el cumplimiento de deberes impuestos a los ciudadanos.

(...)

Es necesario advertir que el operador en cada sector administrativo debe cerciorarse de cuál fue la opción desarrollada por el legislador en su libertad de configuración, toda vez que en la conformación de cada procedimiento administrativo sancionatorio especial éste puede optar: 1. Establecer como principio aplicable a todas las infracciones o en la regulación de ilícitos concretos la exigencia del máximo grado de culpa, o lo que es igual, establecer que la conducta prohibida sólo puede materializarse cuando se presente una impudencia temeraria; **2. Establecer como principio aplicable a todas las infracciones o en la regulación de ilícitos administrativos concretos que la conducta prohibida se materializa con la sola inobservancia de la norma. En este supuesto, no se trata del establecimiento de un régimen de responsabilidad objetivo sino de la exigencia del deber de máxima diligencia pues en algunas oportunidades se pide una obligación superior de conocimiento y comprensión de las normas que regulan un sector administrativo, especialmente en aquellas actividades que conllevan la generación de riesgos para la sociedad**, y, 3. No establecer un baremo concreto de medición y permitirle al operador en la labor de adecuación e imposición de la sanción la utilización de una técnica “*numerus apertus*” (...)⁸¹ (Énfasis agregado).

Nótese que el Despacho no desconoce que la responsabilidad administrativa en materia de servicios públicos domiciliarios, al ser una especie de responsabilidad sancionatoria, se rige bajo los principios de tipicidad, antijuridicidad y culpabilidad; y no de responsabilidad objetiva. Sin embargo, se advierte que, en relación con este último elemento (culpabilidad), el legislador expresamente señaló que la culpabilidad únicamente debe ser analizada cuando se impongan sanciones a personas naturales conforme a lo reglado en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994. Por el contrario, en relación con las personas jurídicas basta con demostrar el incumplimiento de las leyes o actos administrativos a los que esté sujeto el prestador, y que este no demuestre que el acaecimiento de los hechos se dio por una causa extraña para, a partir de allí, imponer la respectiva sanción, sin que para esto último deba valorarse el elemento subjetivo de culpabilidad.

Al respecto, el Consejo de Estado señaló en 2011 lo siguiente:

“[E]l artículo 81 de la Ley 142 de 1994 no solo faculta a la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios para imponer sanciones a quienes violen las normas a las que deben estar sujetas, entre las cuales está el artículo 158 de la citada ley, sino que en su inciso final establece la necesidad de hacer un análisis de culpa solo cuando las sanciones se impongan a personas naturales, lo que excluye dicho análisis cuando las sanciones se impongan a personas jurídicas como ocurre en el presente caso”⁸² (Énfasis agregado).

En 2014, la referida Corporación reiteró lo dicho anteriormente, indicando:

⁷⁹ Corte Constitucional. Sentencia C – 690 de diciembre 5 de 1996. M. P. Alejandro Martínez Caballero.

⁸⁰ Corte Constitucional. Sentencia C – 595 del 27 de julio de 2010. M. P. Jorge Iván Palacio Palacio.

⁸¹ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, Sentencia del 22 de octubre de 2012, Consejero ponente: Enrique Gil Botero, Radicación No. 05001-23-24-000-1996-00680-01(20738).

⁸² Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera. Sentencia del dieciséis (16) de junio de dos mil once (2011). Consejero Ponente: Marco Antonio Velilla Moreno. Rad. 25000-23-24-000-2003-00510-01.

“Finalmente, debe precisarse que el examen acerca de la inexistencia de culpabilidad de la empresa demandante no era de acuerdo con la Ley 142 de 1994 un aspecto que la Superintendencia debe considerar, si se tiene en cuenta que es solo tratándose de las sanciones que se imponen a las personas naturales que la Ley 142 de 1994 prevé que se haga el análisis de la culpabilidad del eventual responsable (artículo 81, inciso final). En este caso, la entidad demandada inició una investigación por considerar que la conducta de la demandante violaba las normas a que se encontraba sometida y adoptó la sanción correspondiente al encontrar debidamente acreditada dicha conducta (...).

Esta decisión, según se advierte del análisis del expediente administrativo, se adoptó respetándose el debido proceso y el derecho de defensa de la empresa demandante, quien fue notificada debidamente de todas las decisiones proferidas a lo largo de la actuación, presentó las pruebas que estimó pertinentes para la defensa de sus intereses y recurrió a través de los medios legales pertinentes la resolución sancionatoria”⁸³ (Énfasis agregado).

Finalmente, en el año 2015, sostuvo:

“La sociedad GAS NATURAL (...) estima que si en gracia de discusión se aceptara que del artículo 37 de la Resolución CREG 011 de 2003, surgía la obligación de contar con contratos de suministro y transporte de gas natural bajo la modalidad en firme, el estudio relacionado con el cumplimiento de dicha obligación implicaba el análisis de la conducta desplegada por la empresa que determinara si adelantó las gestiones que estaban a su alcance para la consecución del suministro y transporte bajo dicha modalidad contractual o si por el contrario, incurrió en una falta de diligencia que ameritara la imposición de una sanción pecuniaria como aquella de la cual fue objeto GAS NATURAL (...), por cuanto del artículo 37 de la Resolución CREG 011 de 2003 no se deriva un régimen de responsabilidad objetiva. [...] Para desatar la acusación no puede olvidarse el contenido del artículo 81 de la Ley 142 de 1994, el cual sustenta la imposición de la sanción a la sociedad GAS NATURAL (...) y en el que se indica que solo las sanciones que se apliquen a personas naturales contarán con el respectivo análisis de la culpa del eventual responsable y no podrán fundarse en criterios de responsabilidad objetiva, lo cual conlleva, entonces, a que la imposición de sanciones a las personas jurídicas pueden fundarse en criterios de responsabilidad objetiva sin que se requiera el análisis de la culpa”⁸⁴ (Énfasis agregado).

Así las cosas, y habiéndose demostrado el desconocimiento por parte de **TRANSELCA** de lo dispuesto en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como los numerales 4.1 (literales a) y d)), 4.3 y 4.4 del Anexo General de la Resolución ibídem, los incumplimientos reprochados son sancionables sin que para ello se requiriera el análisis de la culpabilidad.

En ese orden de ideas, el argumento expuesto por **LA INVESTIGADA** sobre este particular será desestimado.

3.3. DEL CARGO TERCERO

3.3.1. Cargo imputado

Procede el Despacho a analizar el tercer cargo imputado a **LA INVESTIGADA**, según el cual ésta *“presuntamente vulneró lo dispuesto en el numeral 9.2 del Código de Conexión, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, así como el numeral 23.1 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, establecido mediante la Resolución MME No. 90708 de 2013, al superar el tiempo máximo de despeje de la falla de la protección principal, en el evento ocurrido el 24 de junio de 2020 a las 2:27 p.m.”⁸⁵.*

3.3.2. Circunstancias de hecho

3.3.2.1. En relación con el evento ocurrido el 24 de junio de 2020 en la subestación Sabanalarga

De conformidad con el Pliego de Cargos, las circunstancias de hecho relacionadas con el Evento son las siguientes:

*“2.2.1.1. El 24 de junio de 2020, a las 2:27 p.m., se presentó un evento en la subestación Sabanalarga (operada por **TRANSELCA**) que ocasionó la afectación del servicio de energía eléctrica en cinco departamentos de la Costa Atlántica: Bolívar, Guajira, Cesar, Magdalena y Atlántico (región conocida como “Caribe 2”) (en adelante el “Evento”). (...).*

⁸³ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Primera. Sentencia del 18 de septiembre de 2014. Consejero Ponente: Guillermo Vargas Ayala. Rad 25000 -23-24-000-2008-00282-01.

⁸⁴ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera. Sentencia del veintidós (22) de octubre de dos mil quince (2015). Rad. 25000-23-24-000-2010-00654-01. Consejero Ponente: Roberto Augusto Serrato Valdés.

⁸⁵ Folio 50 de la carpeta no. 1 del expediente.

2.2.1.2. De acuerdo con el informe final emitido por **XM** en su calidad de **CND**, respecto al Evento, la falla presentada fue descrita como un flameo externo en el Transformador de Corriente - CT de la fase A, asociado con la bahía de la línea 2 Sabanalarga a Fundación 220 kV. El CT de esta bahía está localizado entre el interruptor de la bahía y la barra 2 de la subestación Sabanalarga 220 kV.

(...)

2.2.1.3. (...)

Se precisa que, al momento del Evento, las condiciones operativas del sistema eran normales, es decir, este cumplía con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos por la reglamentación.

2.2.1.4. La Subestación Sabanalarga es una subestación esencial para el Sistema Interconectado Nacional -SIN por su tamaño, localización y condición de criticidad, toda vez que cuenta con:

- Trece (13) bahías de línea a 220 kV
- Tres (3) bahías transformador de potencia 500/220 kV de la interconexión nacional a 500 kV
- Cuatro (4) bahías de transformadores de potencia con nivel de tensión primario a 220 kV
- Once (11) cortes centrales

Adicionalmente, según un estudio contratado por la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante, "UPME") y ejecutado por Consultoría Colombiana S.A. en el año 2008, Sabanalarga es la subestación más crítica del país por las condiciones anteriormente descritas y por interconectar tres subáreas operativas de la región Caribe⁸⁶.

2.2.1.5. Ante la falla presentada, el equipo que debía actuar para el despeje de la misma, con el objetivo de aislarla del sistema en ese punto de conexión, era la protección diferencial de la barra 2. Sin embargo, la protección no despejó oportunamente la falla por un bloqueo en esta, condición que generó una actuación de los extremos remotos.

El hecho de que la falla se hubiese despejado desde los extremos remotos de la subestación, ocasionó que se desconectaran rápidamente las tres subáreas operativas de Atlántico, Bolívar y Guajira-Cesar-Magdalena (en adelante "GCM"). La última subárea operativa en desconectarse fue GCM, pues las unidades de generación de TermoGuajira permanecieron disponibles hasta las 2:42 p.m., momento en que se presenta su desconexión por baja frecuencia, quedando sin tensión la subárea GCM.

(...)

2.2.1.6. A las 3:00 p.m. del 24 de junio de 2020, se inició con la energización de los primeros activos, la cual finalizó a las 8:49 p.m., momento en el que fue restablecido el 100% de la demanda para la región Caribe 2, (...)⁸⁷.

3.3.2.2. En relación con el cargo imputado

De conformidad con el Pliego de Cargos, las circunstancias de hecho relacionadas con el cargo imputado son las siguientes:

2.2.2.1. Mediante la comunicación SSPD No. 20202200542041 del 24 de junio de 2020⁸⁸, la **DTGE** requirió a **XM** con el fin de establecer la causa raíz del Evento, su magnitud en cuanto a operación del sistema, la actuación de sistemas de protecciones, actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia -EDAC, restablecimiento, entre otros.

2.2.2.2. Mediante la comunicación SSPD No. 20205291293512 del 7 de julio de 2020⁸⁹, **XM** dio respuesta al anterior requerimiento, remitiendo el informe preliminar del evento elaborado por el **CND**.

2.2.2.3. Mediante la comunicación SSPD No. 20202200548001 del 26 de junio de 2020⁹⁰, la **DTGE** requirió a **TRANSELCA**, con el fin de conocer antecedentes del Evento, descripción y análisis técnico de la falla presentada, diagramas de evolución de tensión, consignaciones nacionales y registro histórico de mantenimientos en los activos indisponibles por el Evento.

2.2.2.4. Mediante la comunicación SSPD No. 20205291352002 del 10 de julio de 2020⁹¹, **LA INVESTIGADA** dio respuesta al anterior requerimiento.

2.2.2.5. El 20 de agosto de 2020, fue publicado por el **CND** el informe definitivo y consolidado del Evento ("Informe Evento Sistema Interconectado Nacional – Junio 24 de 2020, a las 14:27 horas"⁹²), en el cual se declara lo siguiente respecto al tiempo de despeje de la falla:

⁸⁶ Cfr. Folio 3 (reverso) de la carpeta única del expediente.

⁸⁷ Folios 40 a 41 de la carpeta No. 1 del expediente.

⁸⁸ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 4.

⁸⁹ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 5.

⁹⁰ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 6.

⁹¹ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 7.

“El sistema de protección principal para una falla como la ocurrida en la subestación Sabanalarga 220 kV es la protección diferencial de barras en conjunto con sus funciones complementarias, lo anterior para cubrir la situación de apertura del interruptor de la bahía y que la falla, como fue el caso para este evento, se siguiera alimentando a través de la barra. Según la regulación vigente para el STN, en el nivel de 220 kV, la falla debió haber sido despejada por la protección principal en un tiempo no mayor de 100 milisegundos desde el inicio de la misma” (Subrayado fuera del texto)”⁹³.

(...)”.

3.3.3. Normas presuntamente infringidas

De conformidad con el cargo imputado, la regulación presuntamente vulnerada es la siguiente:

- **Resolución CREG 025 de 1995, numeral 9.2 del Código de Conexión:**

“9.2. Equipo y esquema de protección.

(...)

El tiempo para despeje de falla de la protección principal en el sistema eléctrico de los Distribuidores, Grandes Consumidores y Transportador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que:

*80 ms en 500 kV.
100 ms en 220 kV.
120 ms < 220 kV.*

(...)” (Énfasis agregado).

- **Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, numeral 23.1:**

“23.1 REQUISITOS GENERALES DE SUBESTACIONES

(...)

b. En los sistemas eléctricos de los distribuidores, grandes consumidores y transportadores, el tiempo máximo de despeje de falla de la protección principal, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que 150 milisegundos.

(...)” (Énfasis agregado).

3.3.4. Análisis del cargo tercero

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica deben cumplir con ciertos requisitos indispensables que permitan la prestación de un servicio seguro y de calidad. Para ello, corresponde a sus agentes, es decir a los **TN**, aplicar los criterios y lineamientos establecidos en la regulación vigente durante las etapas de planeación, diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de los activos que conforman dicho sistema.

De ahí que el Código de Conexión, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, estableciera *“los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo Usuario debe cumplir por o para su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN)”*. Concretamente, el numeral 9.2 se refiere al esquema de protecciones principales en el sistema eléctrico y determina que los tiempos de despeje de una falla se establecen en función del nivel de tensión donde ésta ocurre, disponiendo concretamente que en el caso de activos con nivel de tensión de 220 kV, el tiempo de despeje de la falla no debe ser superior a 100 milisegundos.

Por su parte, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, expedido por al Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución No. 90708 de 2013 (en adelante **“RETIE”**) desarrolla el deber del Estado de que el servicio de electricidad se preste *“preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos”, para lo cual “los agentes económicos que participen en actividades de electricidad, deben sujetarse al cumplimiento de este objetivo”*.

⁹² Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 9.

⁹³ Folio 41 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

En desarrollo de lo anterior, el literal b) del numeral 23.1 del **RETIE** dispone que, en los sistemas eléctricos de los transportadores, el tiempo máximo de despeje de una falla de la protección principal no debe ser mayor que 150 milisegundos.

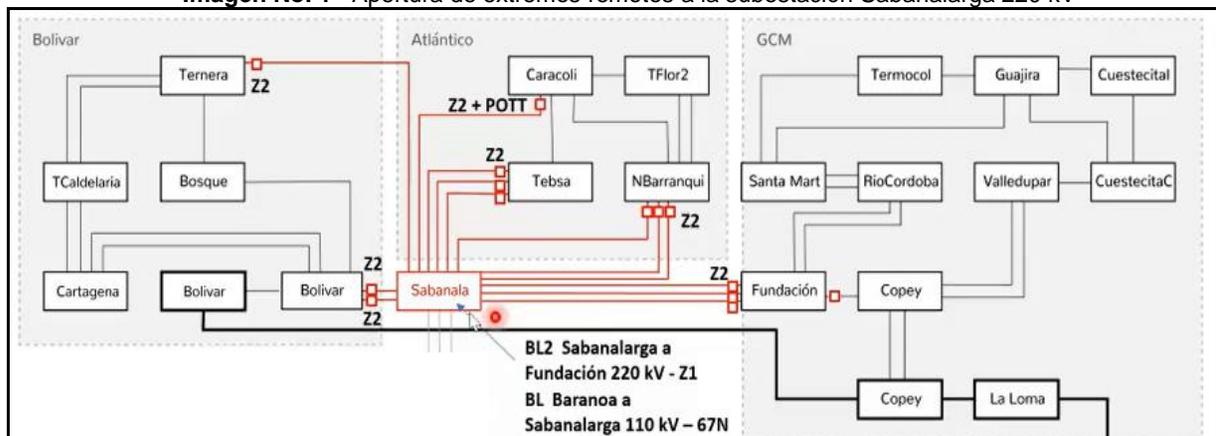
Entonces, como se puede observar, en el evento de que se presente una falla y se supere el tiempo de despeje de esta desde la protección principal, se pueden vulnerar, según el tiempo excedido, tanto la Resolución CREG 025 de 1995 como el **RETIE**.

Lo anterior tiene especial relevancia, toda vez que, como se analizará a continuación, el adecuado funcionamiento de un sistema de protección es primordial para asegurar la correcta operación de todo el sistema, pues ante la ocurrencia de una condición anómala, dicho sistema debería poder detectar la falla inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo que el resto del sistema permanezca en servicio y limitando con ello la posibilidad de daño a otros equipos.

3.3.4.1. Del tiempo de despeje de la falla en la protección principal

Uno de los criterios fundamentales en cuanto a la confiabilidad en un sistema de protecciones es la apertura de los extremos remotos. Dicha apertura corresponde al resultado de la coordinación de protecciones como respaldo para el despeje de falla, en caso de que ante la falla de un activo no opere la protección principal o el interruptor, tal como sucedió en el Evento descrito en el numeral 3.3.2.1. del presente acto. Veamos:

Imagen No. 1 - Apertura de extremos remotos a la subestación Sabanalarga 220 kV



Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020⁹⁴.

A partir de lo anterior, es posible establecer que por el bloqueo de la protección principal (protección diferencial de barras, relé SIEMENS 7SS52) de la subestación Sabanalarga, no fue posible despejar la falla presentada, por lo cual actuaron los extremos remotos dejando sin tensión dicha subestación. En total se abrieron quince (15) circuitos que interconectaban las tres subáreas operativas (Bolívar, Atlántico y GCM -Guajira, Cesar y Magdalena-), dependientes todas de la subestación Sabanalarga. Lo anterior cobra aún más relevancia si se tiene en cuenta que no existe una interconexión entre dichas subáreas y que la estación Sabanalarga es su único punto de conexión al **STN**.

Ahora, en este punto es preciso recordar que la falla del Evento se presentó a nivel de tensión de 220 kV. Ello implica que, en los términos del numeral 9.2 Código de Conexión (y de acuerdo con los objetivos concretos de este Código), el tiempo máximo de despeje de la falla debió ser de 100 milisegundos. Por su parte, según el **RETIE**, en los sistemas eléctricos de los transportadores el tiempo máximo de despeje de la falla no debe ser mayor que 150 milisegundos.

Así lo confirma el informe técnico definitivo emitido por el **CND**, el 20 de agosto de 2020:

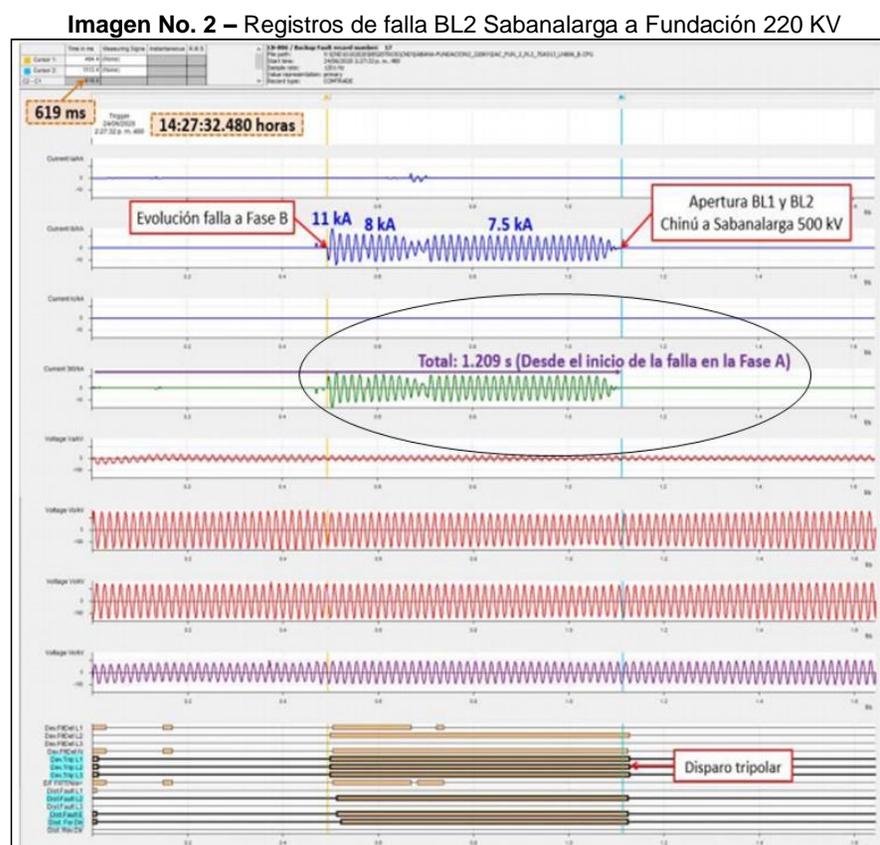
"El sistema de protección principal para una falla como la ocurrida en la subestación Sabanalarga 220 kV es la protección diferencial de barras en conjunto con sus funciones complementarias, lo anterior para cubrir la situación de apertura del interruptor de la bahía y que la falla, como fue el caso para este evento, se siguiera alimentando a través de la barra. Según la regulación vigente para el STN, en el nivel de 220 kV, la falla debió haber sido despejada por la protección principal en un tiempo no mayor de 100 milisegundos desde el inicio de la misma."

⁹⁴ Folio 19 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

Los registros del evento evidencian que ante la falla ocurrida en la subestación Sabanalarga 220 kV, la protección principal, es decir la protección diferencial de la barra 2, responsable de despejar de la falla según su localización, se bloqueó y no operó. Ante la no operación de la protección principal, tal como lo establece la regulación vigente en el STN, el proceso de coordinación de protecciones requiere que opere un sistema de respaldo para el caso en que falle la protección principal o el interruptor, tal como ocurrió en este evento. La operación de las protecciones de respaldo debe permitir aislar la falla ante la no operación de la protección principal⁹⁵ (Énfasis agregado).

3.3.4.2. Del incumplimiento del numeral 9.2 del Código de Conexión, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995 y del numeral 23.1 del RETIE

De acuerdo con los registros de la falla ocurrida en el Evento (señales análogas y señales digitales tomadas de los registros de los relés), anexos al citado informe técnico de **XM**, el despeje de la falla en la bahía de la línea 2 Sabanalarga hacia Fundación 220 kV ocurrió al cabo de 1209 milisegundos, tal y como se evidencia en la siguiente imagen:



Fuente: "Informe Evento Sistema Interconectado Nacional. Junio 24 de 2020, a las 14:27 horas" elaborado por **XM**⁹⁶.

Es decir que 1209 milisegundos después de que se produjo la falla del activo (disparo tripolar⁹⁷), la subestación quedó sin tensión como resultado de que la falla fue despejada por el sistema de protección de los extremos remotos a las líneas de Sabanalarga 220 kV.

Lo anterior conllevó que el Evento se prolongara de manera excesiva, afectando el servicio de energía eléctrica en **cinco departamentos** de la Costa Atlántica debido a que, con posterioridad al despeje de la falla, tal como lo estableció el **CND** en el informe del Evento, "las tensiones de Caribe 2 presentaron una recuperación lenta (más de 5 segundos por debajo del rango normal de operación"⁹⁸.

Por tanto, tras haberse detectado la falla en la bahía de la línea 2 Sabanalarga hacia Fundación 220 kV, esta debió ser despejada lo más rápidamente posible, puesto que cuanto menos tiempo se tarde en aislar una falla en el sistema, menos se extenderán sus efectos, reduciéndose los daños y alteraciones que puedan producirse bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos y equipos del sistema.

⁹⁵ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 9*, página 13.

⁹⁶ Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 9*, página 68.

⁹⁷ Se entiende por disparo tripolar la apertura de las tres fases de la línea Sabanalarga hacia Fundación 220 kV.

⁹⁸ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 9*, página 16.

Con base en lo anterior, para el Despacho es claro que **LA INVESTIGADA** en su calidad de **TN** desconoció lo previsto en el numeral 9.2 del Código de Conexión, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, así como el numeral 23.1 del **RETIE**, al superar los tiempos máximos de despeje de la falla de la protección principal consagrados en dichas normas, ocurrida en el Evento.

3.3.5. Argumento de defensa presentado frente al cargo tercero

3.3.5.1. Del esquema de protecciones implementado por LA INVESTIGADA

LA INVESTIGADA adujo:

“(…) las protecciones eléctricas como cualquier elemento que conforma un sistema no son infalibles, precisamente para garantizar la seguridad en la operación, se implementan protecciones de respaldo que son la segunda línea de defensa que aísla una falla en el sistema de potencia ante situaciones en las cuales la protección principal no opera adecuadamente.

(…)

Considerando la fiabilidad de las protecciones y ante la obligatoria necesidad de contar con esquemas de protección de respaldo en procura de la confiabilidad de los esquemas de protecciones existentes, en las GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN, se establece la coordinación de protecciones para los diferentes tipos de protecciones existentes en el sistema colombiano (...).

(…)

(…) considerando que la regulación actual no define que las protecciones diferenciales de barras sean duplicadas y que al ser equipos electrónicos pueden presentar fallas como operaciones indeseadas o no operaciones (fiabilidad), la regulación contempla esquemas de respaldo a través de las protecciones de las líneas que llegan a esa barra, como efectivamente sucedió en el evento presentado el 24 de junio, en el cual si bien la protección diferencial de barras 87B no operó por las razones ya expuestas a la SSPD, el sistema de respaldo operó conforme a lo establecido en las GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN del Consejo Nacional de Operación, despejando la falla según los tiempos establecidos de acuerdo con la coordinación de protecciones del SIN.

Ante la operación de los respaldos y de acuerdo con la coordinación de protecciones, la subestación Sabanalarga fue desconectada para liberar la falla. Antes de esta desconexión se presenta la separación de las áreas operativas Atlántico y Bolívar, las cuales, de acuerdo con el despacho de generación existente en ese momento, no contaban con generación suficiente para mantener un balance carga – generación que hubiese permitido condiciones de estabilidad en cada una de ellas. La subárea GCM por otra parte, se sostuvo durante aproximadamente 15 minutos, después de ocurrido el evento, lo que indicaría que la salida de esta subárea está asociada principalmente a la debilidad topológica de la red que la alimenta, cuestión que, como se ha expresado, esta por fuera del control de TRANSELCA.

(…)

Para el evento presentado en la subestación Sabanalarga el pasado 24 de junio a las 14:27 horas, el esquema de protecciones operó de acuerdo con lo estipulado en la regulación y guías existentes, en las cuales está establecido para la coordinación protecciones del SIN que, ante la no operación de la protección principal, actúen las protecciones de respaldo para el despeje de una falla en barra, en tiempo (sic) inferiores a 1500 mseg (...).”⁹⁹

Al respecto, el Despacho recuerda que, en línea con el acápite **3.3.4.** arriba expuesto, la conducta cuestionada en el tercer cargo imputado consiste en haber excedido el tiempo regulatorio para el despeje de la falla presentada en el Evento, ya que la protección principal que debía actuar para aislarla del sistema en ese punto de conexión, era la protección diferencial de barras de la subestación Sabanalarga (relé SIEMENS 7SS52), la cual actuó de manera indeseada dado que se bloqueó, lo cual generó una actuación de los extremos remotos dando lugar a que la falla no se despejara en los tiempos establecidos por la regulación.

En este orden, no es de recibo que **LA INVESTIGADA** pretenda justificar su conducta al afirmar que “*el sistema de respaldo operó conforme a lo establecido en las GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN del Consejo Nacional de Operación, despejando la falla según los tiempos establecidos de acuerdo con la coordinación de protecciones del SIN*”¹⁰⁰, pues se trata de un aspecto que no está siendo objeto de reproche.

⁹⁹ Folios 112 a 116 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁰⁰ Folio 116 de la carpeta No. 1 del expediente.

Es preciso aclarar que, por disposición legal¹⁰¹, el Consejo Nacional de Operación (en adelante “CNO”) se encarga de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del **SIN** sea segura, confiable y económica, y actúa también como órgano ejecutor del reglamento de operación, con sujeción a la regulación vigente.

Entonces, a “las **GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SIN del Consejo Nacional de Operación**”¹⁰² no es posible atribuirle el alcance que **TRANSELCA** pretende, las cuales ni contradicen ni desvirtúan la normativa vigente la cual comprende el **RETIE** y la regulación expedida por la **CREG**.

Así, para desestimar el cargo formulado era necesario que **LA INVESTIGADA** desvirtuara el incumplimiento regulatorio que le fue reprochado; es decir, que el despeje de la falla en la bahía de la línea 2 Sabanalarga hacia Fundación 220 kV ocurrió al cabo de 1209 milisegundos, excediendo con ello los tiempos establecidos en el Código de Conexión y en el **RETIE**.

Así las cosas, el Despacho descartará la procedencia del argumento propuesto por **LA INVESTIGADA**, analizado en este numeral.

3.4. DEL CARGO CUARTO

Procede el Despacho a analizar el cuarto cargo imputado a **LA INVESTIGADA**, según el cual ésta “presuntamente vulneró lo dispuesto en el numeral 5.4 del Código de Operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, los numerales 24.1 y 24.6 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE, establecido mediante la Resolución MME No. 90708 de 2013, así como los artículos 22 y 24 de la Resolución CREG 080 de 2019, al no haber gestionado diligentemente algunos riesgos operativos, afectando con ello la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica”¹⁰³.

3.4.1. Circunstancias de hecho

3.4.1.1. En relación con el Evento

En relación con estas circunstancias de hecho, el Despacho observa que corresponden a lo enunciado en el numeral **3.3.2.1.** del presente acto, razón por la cual se tendrán en cuenta en el análisis y estudio del presente cargo.

3.4.1.2. En relación con el cargo imputado

De conformidad con el Pliego de Cargos, las circunstancias de hecho relacionadas con el cargo imputado son las siguientes:

*“2.2.5.1. Mediante la comunicación SSPD No. 20202200840871 del 27 de agosto del 2020¹⁰⁴, la **DTGE** requirió a la sociedad Siemens S.A. (en adelante “**SIEMENS**”) con el objetivo de obtener por parte del fabricante de la protección diferencial de barras bloqueada en el Evento (relé SIEMENS 7SS52), la información precisa respecto al manual de operación del equipo, planos del relé, condiciones de bloqueo y algoritmo para supervisión de medidas.*

*2.2.5.2. Mediante la comunicación SSPD No. 20202200840891 del 27 de agosto del 2020¹⁰⁵, la **DTGE** requirió a la sociedad Gestión y Diseños Eléctricos S.A. (en adelante “**GDEL**”) en su calidad de interventor del proyecto Transformador 11 de la subestación Sabanalarga. La información solicitada estaba asociada a los informes de interventoría y las pruebas realizadas por el ejecutor del proyecto para su puesta en servicio.*

*2.2.5.3. Mediante la comunicación SSPD No. 20202200850241 del 31 de agosto de 2020¹⁰⁶, la **DTGE** convocó a **LA INVESTIGADA** a una reunión, con el propósito de que presentara el análisis del Evento y las conclusiones frente al mismo. Igualmente, solicitó información respecto a las políticas de mantenimiento y gestión de activos, la protección diferencial bloqueada ante el Evento y los protocolos para energización de nuevos proyectos en activos de **TRANSELCA**, con el objetivo de tener información de la puesta en operación del Transformador 11 de la subestación Sabanalarga.*

¹⁰¹ Artículo 36, Ley 143 de 1994, artículo 3, Resolución CREG 004 de 2003.

¹⁰² Folio 116 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁰³ Folio 50 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁰⁴ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 15.

¹⁰⁵ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 17.

¹⁰⁶ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 11.

2.2.5.4. Mediante la comunicación SSPD No. 20202200850261 del 31 de agosto de 2020¹⁰⁷, la **DTGE** convocó [a una reunión] al **CND** con el propósito de que presentara el análisis del Evento y se pudieran socializar las conclusiones frente al mismo.

2.2.5.5. El 4 de septiembre de 2020 a las 4:00 p.m., se realizó virtualmente la reunión propuesta por la **DTGE** a **TRANSELCA** a través del enlace meet.google.com/mav-ettw-jkp, la cual fue grabada con la autorización previa de todos los participantes¹⁰⁸.

2.2.5.6. El 7 de septiembre de 2020 a las 4:00 p.m., se realizó virtualmente la reunión propuesta por la **DTGE** a **XM** a través del enlace meet.google.com/kjq-bwjp-ius, la cual fue grabada con la autorización previa de todos los participantes¹⁰⁹.

2.2.5.7. Mediante la comunicación SSPD No. 20205291871242 del 7 de septiembre del 2020¹¹⁰, **GDEL** dio respuesta al requerimiento de información descrito en el numeral **3.3.1.2**.

2.2.5.8. Mediante la comunicación SSPD No. 20205291883032 del 8 de septiembre de 2020¹¹¹, **LA INVESTIGADA** dio respuesta al requerimiento de información descrito en el numeral **3.3.1.3**.

2.2.5.9. Mediante la comunicación SSPD No. 20205291981462 del 21 de septiembre del 2020¹¹², **SIEMENS** dio respuesta al requerimiento de información descrito en el numeral **3.3.1.1**¹¹³.

3.4.2. Normas presuntamente infringidas

- **Resolución CREG 025 de 1995, numeral 5.4 del Código de Operación:**

“5.4. Coordinación del Restablecimiento en Caso de Eventos

Cuando se presenta un evento que afecta total o parcialmente el SIN, el CND y los CRDs determinan las acciones de restablecimiento de acuerdo con el siguiente esquema:

a) El CND y los CRDs determinan, con la información recibida de sus correspondientes equipos de supervisión, la topología y el estado de la red después del evento.

b) Los operadores de las Subestaciones del STN en las cuales se verifique ausencia total de tensión, proceden a aislar los barrajes mediante la apertura de los interruptores que se encuentran aún cerrados e informan de esta acción al CND y al CRD correspondiente.

(...)” (Énfasis agregado).

- **Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, artículo 24:**

“Artículo 24. Requisitos específicos de subestación. Según el tipo de subestación deben cumplir los siguientes requisitos específicos:

24.1 Subestaciones de alta y extra alta tensión

(...)

b. La subestación debe estar provista de manuales de operación y mantenimiento, precisos que no den lugar a equivocaciones.

(...)

24.6 Mantenimiento de subestaciones <Numeral adicionado por el artículo 19 de la Resolución 90795 de 2014>

A las subestaciones eléctricas se les deben realizar mantenimientos periódicos que aseguren la continuidad del servicio y la seguridad tanto de los equipos y demás componentes de la instalación como del personal que allí interviene, de tales actividades deben quedar las evidencias y registros, que podrán ser requeridas por cualquier autoridad de control y vigilancia.

(...)

En toda subestación debe asegurarse una revisión y mantenimiento periódico de los equipos de control y protección, con personal especializado, además, debe realizarse la limpieza adecuada de elementos y espacios de trabajo que faciliten las labores de revisión y mantenimiento.

¹⁰⁷ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 1.

¹⁰⁸ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 12.

¹⁰⁹ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 14.

¹¹⁰ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 18.

¹¹¹ Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 13.

¹¹² Cfr. Folio 23 de la carpeta única del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 16.

¹¹³ Folio 42 (reverso) a 43 de la carpeta No. 1 del expediente.

De las actividades de mantenimiento y de limpieza deben quedar los registros respectivos. La periodicidad de los mantenimientos y limpieza dependerá de las condiciones ambientales del lugar, en todo caso no podrá ser mayor a semestral" (Énfasis agregado).

- **Resolución CREG 080 de 2019, artículo 22:**

"ARTÍCULO 22. Gestión de riesgos. Los agentes mencionados en el artículo 2 de esta resolución deben gestionar diligentemente los riesgos financieros y operativos, incluyendo la realización de mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos, que aseguren la disponibilidad de la oferta y la continuidad de la prestación de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible" (Énfasis agregado).

- **Resolución CREG 080 de 2019, artículo 24:**

"ARTÍCULO 24. Riesgo en la prestación del servicio. Los agentes mencionados en el artículo 2 de esta resolución deben desarrollar sus actividades con diligencia y seguridad, sin utilizar mecanismos, estrategias o cualquier otro instrumento que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de poner en riesgo la prestación del servicio público" (Énfasis agregado).

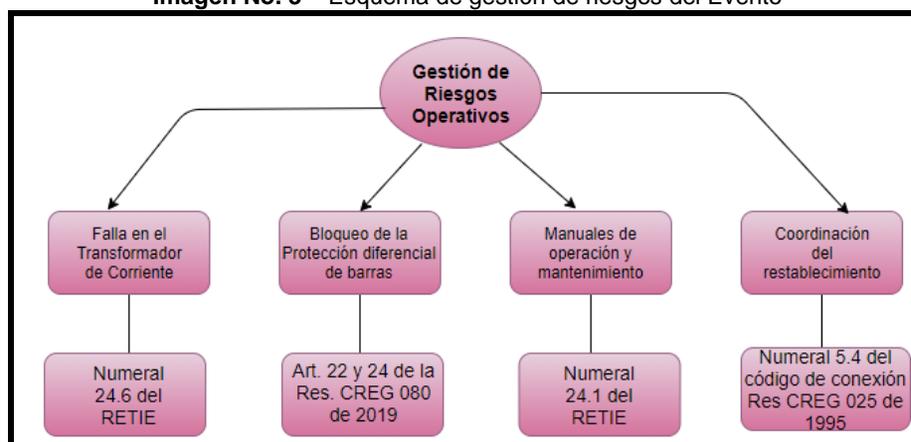
3.4.3. Análisis del cargo cuarto

Para empezar, es preciso recordar que la actividad de transmisión de energía eléctrica en el **STN** consiste en el transporte de grandes bloques de energía a través de redes que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. En otras palabras, se trata del puente entre las plantas de generación eléctrica y los centros de consumo, por lo que juega un papel trascendental en la cadena de suministro de energía eléctrica.

En consecuencia, los agentes que ejecutan dicha actividad (**TN**) deben tener pleno conocimiento de que uno de los riesgos más relevantes en su ejecución es el riesgo operativo, razón por la cual resulta indispensable que estos cuenten con las condiciones técnicas adecuadas para evitar contingencias por errores o fallos operativos, en especial cuando se trata de fallas atribuibles a los mismos agentes.

En virtud de lo anterior, el **RETIE** establece una serie de requerimientos operativos para garantizar la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica. Sin embargo, analizado el momento desde el cual se presentó la falla en el Transformador de Corriente – TC hasta su restablecimiento, el Despacho observa que, tal y como se imputó en el Pliego de Cargos, con la ocurrencia del Evento se materializaron cuatro riesgos operativos, a saber:

Imagen No. 3 – Esquema de gestión de riesgos del Evento



Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹¹⁴.

Nótese que el orden en el que se presentaron las cuatro circunstancias en las que se materializaron los riesgos corresponde a la cronología en que ocurrieron los hechos desde el inicio mismo del Evento, hasta la identificación de la falla, las acciones ejecutadas por **TRANSELCA** y el restablecimiento del sistema.

A continuación, procede el Despacho a explicar cada una de las condiciones en las que se materializaron riesgos operativos, en relación con las actividades de mantenimiento y limpieza en la subestación Sabanalarga, los protocolos de puesta en servicio de nuevos proyectos, la aplicación de manuales operativos y el restablecimiento mismo del Evento.

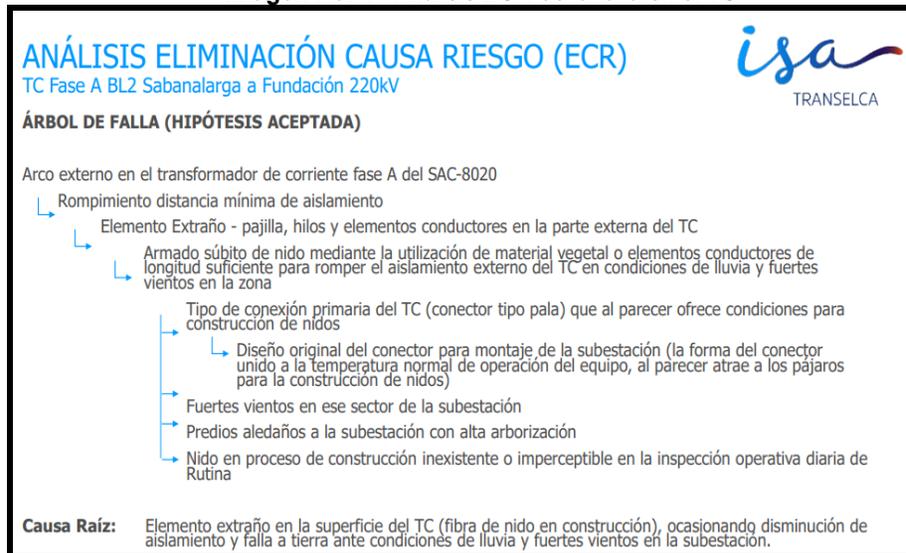
¹¹⁴ Folio 12 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

3.4.3.1. De la falla en el Transformador de Corriente – TC

De acuerdo con el informe técnico definitivo elaborado por **XM**, “a las 14:27 horas, según la información aportada por **TRANSELCA** agente Operador de la subestación Sabanalarga 220 kV, se presentó flameo externo en el Transformador de Corriente (CT) de la fase A asociado con la bahía de la línea 2 Sabanalarga a Fundación 220 kV”¹¹⁵.

Al respecto, **TRANSELCA** determinó que la causa raíz para el caso específico del flameo externo del TC de Sabanalarga fue una larga fibra de nido en construcción que ocasionó una disminución del aislamiento y una falla a tierra, en condiciones de fuertes lluvias y vientos en la subestación. En la siguiente imagen se puede evidenciar el análisis de “*Eliminación Causa Riesgo -ECR*” presentado por **TRANSELCA** en la reunión virtual llevada a cabo con la **DTGE** el 4 de septiembre de 2020, que a su vez hace parte integral del informe definitivo de **XM**:

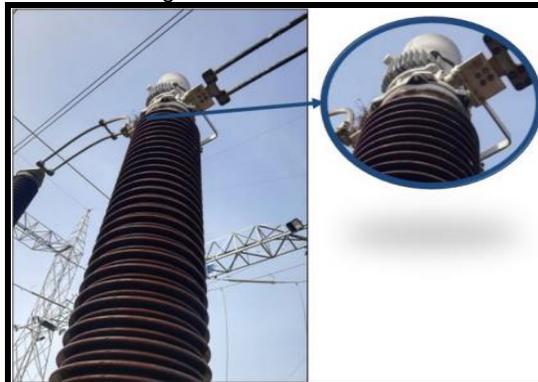
Imagen No. 4 - Análisis ECR de la falla en el TC



Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹¹⁶.

El principal fundamento de **TRANSELCA** para llegar a esta conclusión “*fue una revisión y comparación de fotografías tomadas el día del evento [después de su ocurrencia] y 3 días después del evento, en las cuales se puede evidenciar fibras de material vegetal en los conectores del transformador, condición que el agente transmisor declaró como la hipótesis con mayor validez*”¹¹⁷. Las fotografías presentadas fueron las siguientes:

Imagen No. 5 - Fotografía del TC fallado tomada el día del Evento



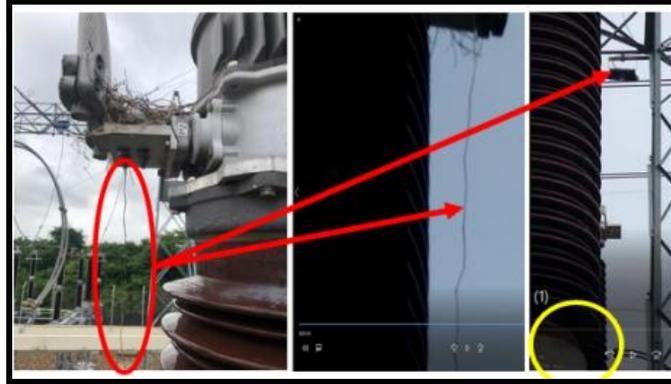
Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹¹⁸.

¹¹⁵ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 9*.

¹¹⁶ Folio 13 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹¹⁷ *Ibidem*.

¹¹⁸ *Ibidem*.

Imagen No. 6 - Fotografía del TC fallado tomada el 27 de junio del 2020

Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹¹⁹.

Respecto a la anterior imagen, **TRANSELCA** indicó en la reunión con la **DTGE**:

*“(...) se presentó un armado súbito del nido que se puede evidenciar en esa fotografía pues el transformador de corriente ya se encontraba desconectado en patio, de acuerdo a (sic) que se le estaban realizando todas las pruebas eléctricas a los equipos de la bahía, y el día 26 de junio hacia las 05:30 el equipo de trabajo encargado de realizar los mantenimientos dejó absolutamente limpio y libre el transformador de cualquier elemento externo. Sin embargo, el 27 de junio a las 7:30 de la mañana se encontró el material que se evidencia en la fotografía, con lo cual **TRANSELCA** justifica que nidos de esta magnitud se estaban generando de un día para otro, en cuestión de unas pocas horas (...) que este tema de la aparición de nidos es algo reciente y que se encuentran realizando un análisis para ver si esto es producto de la pandemia, ya que no habían tenido este tipo de situaciones de nidos en la infraestructura de la subestación Sabanalarga”¹²⁰.*

Teniendo en cuenta que **TRANSELCA** manifestó que la situación de los nidos no se había presentado antes, se indagó sobre la identificación de este posible riesgo y la manera de gestionarlo, frente a lo cual **LA INVESTIGADA** aseguró que diariamente el personal encargado efectuaba una revisión tanto en la subestación Sabanalarga como en todas las subestaciones de su propiedad, con el fin de identificar cualquier situación anómala.

Asimismo, respecto al día que ocurrió el Evento, adujo que *“se realizó la revisión diaria matutina (...) sin embargo fue imperceptible para el asistente de la subestación porque en la mañana las pajillas del nido eran escasas como se muestra en la figura No.10 y que la condición particular pudo haberse presentado a lo largo del día y agravado a la hora del evento por las fuertes lluvias y vientos presentados en la zona”¹²¹.*

No obstante, no puede perderse de vista que, de acuerdo con el numeral 24.6 del **RETIE**, los mantenimientos periódicos que se realicen a las subestaciones deben asegurar la continuidad del servicio y la seguridad de los equipos y demás componentes de la instalación. Entonces, de nada sirve que el **TN** adelante revisiones diarias matutinas, si estas no se hacen con el cuidado suficiente y necesario para que la limpieza de los elementos sea adecuada y garantice su propósito, es decir, asegurar la continuidad del servicio. En otras palabras, pueden adelantarse todos los mantenimientos que se requieran, pero salvo que se acredite un eximente de responsabilidad, la afectación a la continuidad y la seguridad de los equipos constituye un riesgo cuya materialización es atribuible al **TN**.

Al margen de lo anterior, el Despacho llama la atención en el hecho de que, más allá de unas fotografías, que de hecho no son idóneas para demostrar con certeza que las mismas correspondan al TC de la fase A, asociado con la bahía de la línea 2 Sabanalarga a Fundación 220 kV, no existe ningún registro de las actividades de limpieza, tales como bitácoras o entregas sistematizadas en las que se soporten las limpiezas en la subestación el día del Evento, sin que incluso sea claro para el Despacho que **LA INVESTIGADA**, en términos generales, cumple con la obligación de dejar los registros respectivos de las actividades de mantenimiento y limpieza que realiza.

Lo anterior implica un desconocimiento del numeral 24.6 del **RETIE**, dado que está probado que se materializó un riesgo operativo que **TRANSELCA** debió gestionar, ya que los mantenimientos periódicos realizados por esta no aseguraron la continuidad y confiabilidad del servicio, ni la seguridad de los equipos y demás componentes de la instalación. Tan

¹¹⁹ Ibidem.

¹²⁰ Folio 14 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹²¹ Ibidem.

cierto es lo anterior que, a pesar de que **LA INVESTIGADA** aduce que se estaban construyendo nidos “*de un día para otro*”, sus actividades de limpieza y mantenimiento no fueron idóneas ni suficientes para evitar que este riesgo (y sus supuestas implicaciones) afectaran la prestación del servicio.

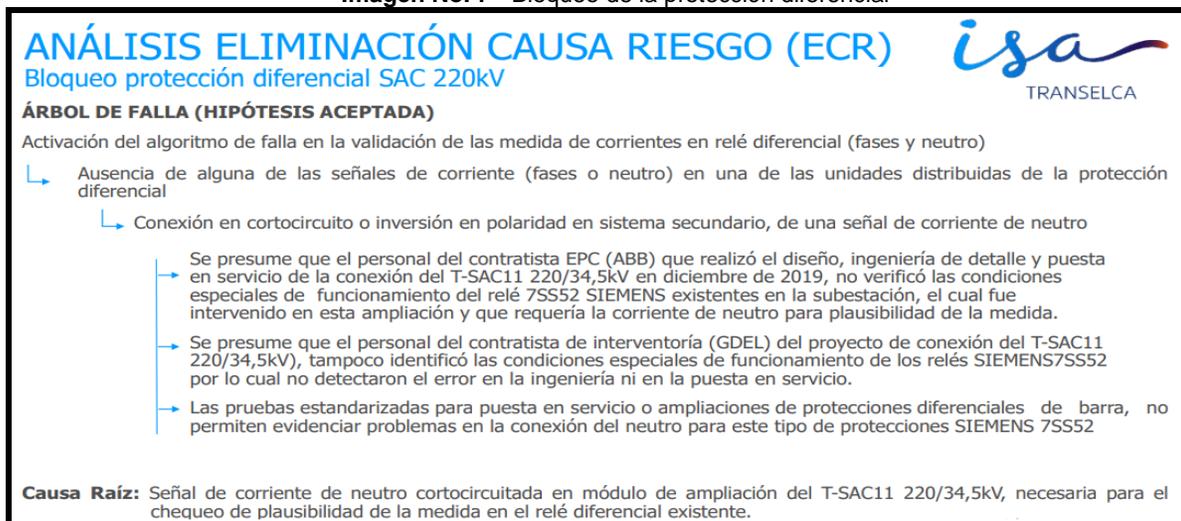
Finalmente se advierte que, en relación con este incumplimiento y con aquel referente al bloqueo de la protección diferencial de barras, **LA INVESTIGADA** presentó en sus descargos un argumento de defensa conjunto, el cual será analizado de igual manera al final del siguiente numeral, anticipando que lo alegado no desvirtúa el análisis aquí realizado.

3.4.3.2. Del bloqueo de la protección diferencial de barras

Tanto en el informe definitivo elaborado por **XM**, como en la reunión sostenida por la **DTGE** con **TRANSELCA**, se definieron dos sucesos importantes en cuanto a la ocurrencia del evento: la falla en el TC (que se analizó en el numeral anterior) y el bloqueo de la protección diferencial de barras, que era la protección que debía despejar la falla del sistema por la localización de esta.

Respecto al bloqueo de la protección diferencial, se identificó un hecho originario de esta condición: la puesta en servicio del Transformador Sabanalarga 11 120 MVA 220/34.5 KV (T-SAC 11 220/34.5 KV) en el mes de diciembre de 2019, momento desde del cual existía un error en la conexión del circuito, como se evidencia en la siguiente imagen:

Imagen No. 7 - Bloqueo de la protección diferencial



Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹²².

En la reunión virtual referida, **TRANSELCA** indicó que la protección diferencial consiste en aquella identificada bajo la referencia SIEMENS 7SS52, caracterizada particularmente por ser “*una protección que utiliza (...) en su algoritmo, una función denominada plausibilidad que no tiene ninguna otra protección diferencial de las que conocemos por lo menos en el grupo ISA en el mercado*”¹²³.

No obstante, la **DTGE** explicó que el algoritmo de plausibilidad es “*una validación de medidas para determinar que lo que se está midiendo es correcto y por lo tanto otorga seguridad para el sistema. Sin embargo, cuando estas medidas no son coincidentes tal como sucedió en el evento, se genera la condición de bloqueo en la protección al determinar que había medidas distintas por una conexión errónea en el cableado del neutro*”¹²⁴.

De otra parte, **LA INVESTIGADA** presentó el siguiente diagrama, sobre el cual explicó: “*(...) en este amarillado se observa el punto exacto en el cual por diseño durante la ampliación que se hizo del transformador Sabanalarga 11 se cortocircuitó el neutro*”¹²⁵ (Énfasis agregado).

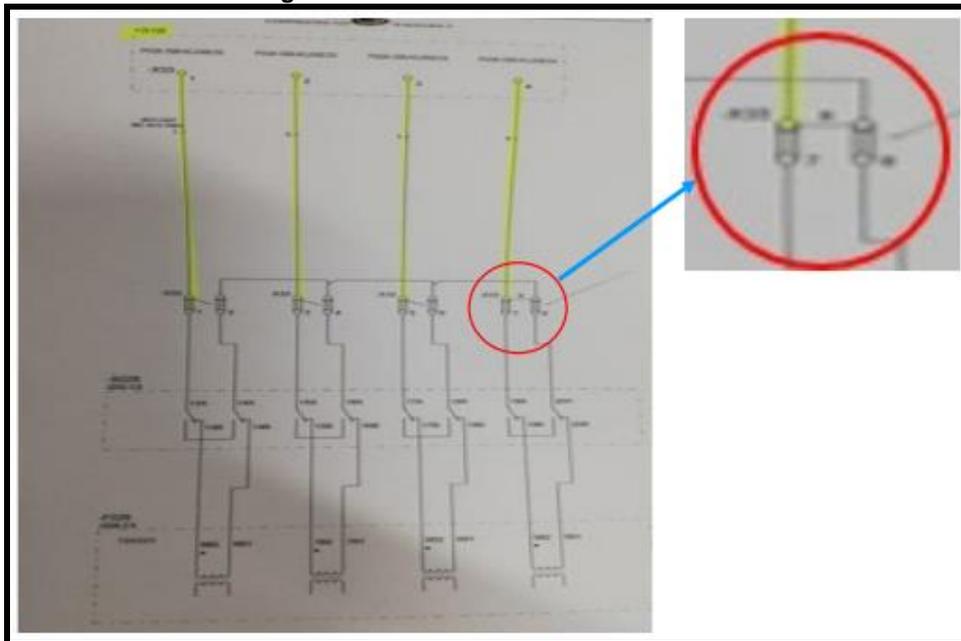
¹²² Folio 15 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹²³ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 12*. Tiempo: 0:17:20.

¹²⁴ Folio 15 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹²⁵ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 12*. Tiempo: 0:20:33.

Imagen No. 8 - Conexión de la corriente de neutro



Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹²⁶.

Adicionalmente, **TRANSELCA** señaló:

*"En las pruebas que nosotros tenemos estandarizadas, que son pruebas inclusive estandarizadas a nivel mundial para este tipo de protecciones diferenciales, no es posible detectar o evidenciar esta condición y básicamente es por lo siguiente: al ser la corriente nominal de Sabanalarga de 2000 A y al tener la plausibilidad el valor del 20% de esa corriente, hubiese sido necesario inyectar aproximadamente 400 A por el primario para poder activar esta plausibilidad del relé, lo cual pues con los equipos que hay en el mundo y normalmente utilizados para este tipo de pruebas a nivel primario, pues no se alcanzan esas inyecciones de esos valores de corriente y por otro lado en condiciones normales de operación normalmente no se presentan desbalances en el neutro por lo cual no es posible detectar esta condición del neutro cortocircuitado en la protección diferencial"*¹²⁷.

Es importante advertir que para que estos errores de ingeniería no se materialicen en un evento como el ocurrido, es necesaria la realización de pruebas en los equipos ante nuevos proyectos y ampliaciones, para determinar que todas las conexiones son correctas y que las funciones operan de conformidad con el equipo instalado, brindando confiabilidad e integración ante las nuevas condiciones en el sistema.

En razón a lo anterior, la **DTGE** requirió a **Siemens**¹²⁸ en su calidad de fabricante del equipo (relé), con el fin de conocer el manual de operación de la protección diferencial en cuestión, las condiciones de bloqueo definidas por el diseño del relé, el modelo para verificación de medidas y la función de la corriente de neutro para la lógica del algoritmo de supervisión del mismo¹²⁹.

En el numeral 5.5.1.3 del manual de operación de esta protección diferencial está identificado el modelo para verificación de medidas. Veamos:

Imagen No. 9 - Chequeo de plausibilidad

$$\Delta I = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3} + I_E$$

$$\Sigma |I| = |I_{L1}| + |I_{L2}| + |I_{L3}| + |I_E|$$

The measured value monitoring picks up if

$$|\Delta I| > 0.2 I_N \text{ and}$$

$$|\Delta I| > k \cdot \Sigma |I|$$

with $k = 0.125$ (stabilizing factor)

Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹³⁰.

¹²⁶ Folio 15 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

¹²⁷ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 12*. Tiempo: 0:21:27.

¹²⁸ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 15*.

¹²⁹ Véase folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente, carpeta *Soporte No. 16*, subcarpeta *Anexos*.

¹³⁰ Folio 16 de la carpeta No. 1 del expediente.

Analizado lo anterior, se identificó que **por el diseño propio del equipo (relé), las corrientes de fase y neutro debían tener un cableado independiente para cumplir con las funciones de verificación de medidas preestablecidas en el mismo y especificadas en el manual de operación.** En otras palabras, ante la ampliación de la subestación y puesta en servicio del transformador 11 Sabanalarga en diciembre de 2019, el cableado de la corriente de neutro debía ser independiente y no cortocircuitado, como se encontró luego del Evento¹³¹, condición que generó el bloqueo de la protección diferencial.

En consecuencia, a **TRANSELCA** como propietario de la subestación Sabanalarga y receptor de la obra de conformidad con su diseño, le correspondía realizar las pruebas indicadas por el fabricante del relé, necesarias para establecer la correcta conexión y operación de todos los equipos ante la entrada en operación del proyecto.

Vale la pena indicar que, tras requerirse a **GDEL**¹³² en su calidad de interventor del proyecto, con el fin de que suministrara tanto el informe final de interventoría como el informe de recibido de conformidad del proyecto, se evidenció que al 6 de agosto de 2021, fecha en que se recibió la respuesta de **GDEL**, no se habían realizado las referidas pruebas de conexión y operación.

De igual forma, revisados por la **DTGE** los protocolos de pruebas realizadas remitidos por **GDEL** no se encontró que se hubiera verificado que las conexiones de corriente y tensión a todos los dispositivos electrónicos inteligentes, tales como relés de protecciones, controladores, medidores, etc., hayan quedado correctamente implementadas, mediante las inyecciones de valores de corriente requeridas, lo que permite advertir que no solo no se cumplió con las pruebas que requería el fabricante del relé, sino tampoco con aquellas estipuladas en la Guía Corporativa del grupo ISA¹³³, al cual pertenece **TRANSELCA** y que por tanto, debía dar cumplimiento.

A partir de lo anterior, es posible concluir que:

- (i) **TRANSELCA**, en su calidad de operador de la subestación Sabanalarga, tenía el deber de gestionar de forma diligente los riesgos operativos, así como de desarrollar sus actividades con diligencia y seguridad. A pesar de ello, **LA INVESTIGADA** no realizó ni verificó *“todas las pruebas de comisionamiento necesarias ante la ampliación para conexión del transformador 11 Sabanalarga y así garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema”*¹³⁴.
- (ii) Si tales pruebas se hubiesen ejecutado, el resultado esperado habría sido una identificación del error en el cableado conjunto de las corrientes de fase y neutro desde el momento de la puesta en servicio del proyecto en diciembre de 2019, mediante los protocolos de pruebas ejecutadas.
- (iii) No resulta consistente con una gestión diligente por parte de **TRANSELCA** que ponga en operación un proyecto, como lo es la ampliación de la subestación y puesta en servicio del transformador 11 Sabanalarga en diciembre de 2019, y que más de un año y medio después (6 de agosto de 2021) no contara con los informes de interventoría final y de recibido de conformidad del proyecto.

Lo anterior implica un incumplimiento de los deberes previstos en los artículos 22 y 24 de la Resolución CREG 080 de 2019, ya que se materializó uno de los riesgos operativos que debió gestionar **LA INVESTIGADA**, originado en el cableado incorrecto de neutro, situación que no fue detectada por **TRANSELCA** como agente responsable de la subestación Sabanalarga y que ocasionó el bloqueo de la protección diferencial de barras que debía

¹³¹ Esto se puede evidenciar con claridad en la imagen No. 8 del presente acto, la cual fue elaborada y presentada por **TRANSELCA** en la reunión sostenida con la **DTGE** el 4 de septiembre de 2020, cuya grabación obra en el folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente (Soporte No. 12, véase minuto 20:59).

¹³² Folios 164 a 191 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹³³ “**12.7 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO**

Será responsabilidad de El Contratista, el suministro de los equipos especiales, cables y accesorios que se requieran para la ejecución de las pruebas indicadas. El Contratista deberá elaborar el informe respectivo de cada prueba y presentarlo para aprobación de ISA. Luego de realizar las pruebas funcionales se deben efectuar las siguientes pruebas de puesta en servicio:

(...)

e) *Verificación de que las conexiones de corriente y tensión a todos los IEDs (relés de protecciones, controladores, medidores etc) hayan quedado correctamente implementadas, mediante las inyecciones mencionadas”. Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 13 subcarpeta Anexos, archivo “ANEXO 8 - GE-ESPE-GENER-S-00-D0004-V5.pdf”, página 47. Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente.*

¹³⁴ Folio 16 de la carpeta No. 1 del expediente.

actuar para despejar la falla del sistema el día del Evento, afectando con ello la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

En relación con el bloqueo de la protección diferencial de barras y la falla en el TC (analizada en el numeral anterior), **LA INVESTIGADA** sostuvo lo siguiente:

(...) TRANSELCA ejecutó el proyecto de conexión del transformador SABANALARGA 11 220/34,5kV a través de un contrato de construcción bajo la modalidad llave en mano con un contratista reconocido internacionalmente. Adicionalmente, realizó el seguimiento y control de este proyecto a través de una interventoría que contrató con un consultor de renombre a nivel nacional.

(...)

La firma de Interventoría Gestión de Diseños Eléctricos S.A.S. - GDEL, en cumplimiento de sus obligaciones contractuales y como resultado del seguimiento técnico efectuado a la gestión contractual, elaboró los respectivos informes mensuales de seguimiento y control del proyecto. En estos informes mensuales del contrato No. 030-18 SAP 4500041482, GDEL no advierte desviaciones del contratista de obra ABB, que pudiesen alertar a TRANSELCA en relación con inconvenientes en el montaje, pruebas y puesta en servicio del proyecto a cargo del contratista ABB, específicamente en relación con la protección diferencial Siemens.

(...)

*La misma firma interventora GDEL, en comunicación de respuesta GDEL-558- 20-196, en respuesta al requerimiento SSPD No. 20202200840891 del 27/08/2020, indica que **el proyecto fue ejecutado cumpliendo el “...Código de Redes de la CREG, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, las normas internacionales como ANSI/IEEE, IEC, VDE, NEMA, ASTM, NESC, NFPA...”** y soporta su afirmación con pruebas documentales anexas a su respuesta.*

(...)

Debe resaltarse que las pruebas realizadas a la protección diferencial, que son pruebas estandarizadas a nivel mundial para este tipo de protecciones, no permitieron detectar o evidenciar la condición anómala de la conexión debido a que el algoritmo de supervisión de plausibilidad en los valores de medida que tiene el relé requiere medir un valor superior al 20% de la corriente nominal del sistema (2000 A para la subestación Sabanalarga), por lo que hubiese sido necesario inyectar aproximadamente 400 A por el primario para poder generar el bloqueo de la protección durante las pruebas, valor de corriente que sumado a la capacidad de burden requerida por las condiciones particulares de la subestación (cantidad de equipos de potencia que conforman la conexión, disposición física y distancias en la subestación) no es posible conseguir con los equipos de inyección primaria portátiles actualmente disponibles en el mercado. Adicionalmente, en condiciones normales de operación no se presentan desbalances en el neutro por lo cual no es posible detectar la condición del neutro cortocircuitado en la protección diferencial, tipificándose como una falla oculta.

Frente a este punto, es importante aclarar que la protección diferencial de barras no estaba bloqueada previamente a la falla y que, debido a la conexión de la protección, las características del evento y el algoritmo de evaluación de plausibilidad en la medida del propio relé, el bloqueo de la función de protección se presentó justo durante la ocurrencia de la falla y por tal razón no había manera de identificar previamente la anomalía en la conexión del relé.

Igualmente, en el documento de pruebas de estabilidad primaria de barra y pruebas funcionales de disparo elaborado por ABB y avalado por el interventor GDEL, se indica que todos los aspectos verificados están “ok”, por lo cual no era posible por parte de TRANSELCA, advertir la inconsistencia en el cableado de la protección”¹³⁵.

Pues bien, en primer lugar, **LA INVESTIGADA** adujo que **GDEL**, en su calidad de interventor técnico y administrativo del “proyecto de conexión del transformador SABANALARGA 11 220/34,5kV”¹³⁶, no advirtió sobre desviaciones “que pudiesen alertar a TRANSELCA en relación con inconvenientes en el montaje, pruebas y puesta en servicio del proyecto”¹³⁷.

Al respecto, es preciso indicar que, en efecto, es función de la interventoría supervisar la ejecución de la obra o proyecto objeto del contrato que suscribe, con el fin de verificar el cumplimiento de las condiciones en las que este debe desarrollarse. Ahora, es posible que, en desarrollo de su función, el interventor omita alguna situación que pueda derivar en la vulneración del régimen de servicios públicos domiciliarios por parte de la empresa prestadora. Ello, sin embargo, no implica que la irregularidad no exista o no sea susceptible de ser investigada y sancionada por la **SSPD** en ejercicio de sus funciones.

¹³⁵ Folios 214 a 215 de la carpeta No. 2 del expediente.

¹³⁶ Folio 214 de la carpeta No. 2 del expediente.

¹³⁷ Folio 214 (reverso) de la carpeta No. 2 del expediente.

Así las cosas, el contenido de los informes emitidos por **GDEL** no vincula a la **SSPD** ni mucho menos exime a **TRANSELCA** de su deber como propietario de la subestación Sabanalarga y receptor de la obra, de realizar las pruebas necesarias para establecer la correcta conexión y operación de todos los equipos ante la entrada en operación del proyecto.

Por otra parte, es preciso traer a colación lo manifestado por **Siemens**¹³⁸ en su calidad de fabricante de la protección diferencial de barras (relé SIEMENS 7SS52) bloqueada en el Evento, respecto a la necesidad de realizar todas las pruebas funcionales para garantizar la correcta conexión y configuración del equipo, evitando así la eventual materialización de riesgos operativos:

"Para poner en funcionamiento una protección diferencial de barras se recomienda realizar todas las pruebas funcionales de la protección diferencial, en donde se garantice la correcta conexión y configuración del equipo, de acuerdo con la ingeniería de detalle dentro de la infraestructura eléctrica (entre otras, validación de entradas y salidas binarias, plausibilidad de entradas de corriente y ajustes de funciones de protección, etc.). El objetivo de las pruebas funcionales de la protección diferencial es verificar que las condiciones requeridas para el correcto funcionamiento del equipo (especificadas en el manual) son satisfactorias. Si durante las pruebas funcionales se detecta una condición de bloqueo indeseada, se debe verificar el origen de esta condición.

El manual del 7SS52 hace una descripción detallada de la funcionalidad del equipo y hace algunas recomendaciones sobre las actividades que deben ejecutarse durante la puesta en servicio del equipo (...).

(...)

Si las pruebas de puesta en servicio al equipo de protección fueron realizadas dentro de las mejores prácticas y con resultados satisfactorios según el protocolo de pruebas establecido previo a las pruebas de puesta en servicio (...) el equipo interactuará con el sistema eléctrico de acuerdo con su parametrización (...).

(...) Las implicaciones de operaciones no selectivas del sistema de potencia durante fallas eléctricas, están asociadas a diferentes circunstancias, en este caso a la omisión de algunas pruebas esenciales que se deben considerar en la puesta en servicio de estos equipos"¹³⁹ (Énfasis agregado).

En consecuencia, al margen del contenido de los informes de **GDEL** como interventor contratado por **LA INVESTIGADA** y de las pruebas funcionales que ésta alega haber realizado, lo cierto es que aquellos en manera alguna desacreditan la responsabilidad de **TRANSELCA** frente a la conducta reprochada, pues resulta claro que ésta debió gestionar de manera diligente los riesgos operativos asociados a la instalación del equipo relé SIEMENS 7SS52 y realizar las pruebas que su manual de funcionamiento indicaba.

Ahora, frente al argumento presentado por **LA INVESTIGADA** según el cual "el algoritmo de supervisión de plausibilidad en los valores de medida que tiene el relé requiere medir un valor superior al 20% de la corriente nominal del sistema (...) por lo que hubiese sido necesario inyectar aproximadamente 400 A por el primario para poder generar el bloqueo de la protección durante las pruebas (...)"¹⁴⁰, es preciso recordar lo explicado por **Siemens** en su calidad de fabricante del equipo, respecto a las condiciones de bloqueo y algoritmo para supervisión de medidas del relé. Veamos:

"En caso de requerirse algún tipo de prueba con el fin de comprobar el adecuado funcionamiento de una determinada función de la protección diferencial a través de la supervisión de las medidas de las corrientes que llegan al dispositivo de protección, éstas se hacen a través de inyecciones secundarias de corriente.

Las inyecciones primarias que se realizan dentro de la puesta en servicio de las protecciones diferenciales de barras tienen otros propósitos. Las pruebas de inyección de corriente primaria verifican los circuitos de corriente de los secundarios de los transformadores de corriente (...).

(...)

Es posible inyectar corrientes superiores a 400 amperios en una subestación eléctrica. Existen equipos en el mercado que pueden alcanzar altos niveles de inyección primaria en AC (...) Como se mencionó anteriormente, no es necesario ni tiene sentido ejecutar una inyección primaria para

¹³⁸ En respuesta al requerimiento realizado mediante acto administrativo SSPD No. 20212402926631 del 23 de julio de 2021.

¹³⁹ Folio 193 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁴⁰ Folio 215 de la carpeta No. 2 del expediente.

identificar condiciones de bloqueo en un sistema de protección diferencial de barras 7SS52¹⁴¹
(Énfasis agregado).

Lo anterior indica que, en efecto, las pruebas necesarias para comprobar el adecuado funcionamiento de la protección diferencial (relé SIEMENS 7SS52, en este caso), efectuadas a través de la supervisión de las medidas de las corrientes que llegan al dispositivo de protección, se realizan a través de inyecciones secundarias de corriente y no “por el primario”, como lo justifica **TRANSELCA**.

Así las cosas, el argumento presentado por **LA INVESTIGADA** será desestimado.

3.4.3.3. De los manuales de operación y mantenimiento

De acuerdo con lo previsto en el numeral 24.1 del **RETIE**, y teniendo en cuenta que la subestación Sabanalarga es una subestación de alta tensión¹⁴², esta debió estar provista de manuales de operación y mantenimiento precisos, que no dieran lugar a equivocaciones.

Así, en sede de inspección y vigilancia, por solicitud de la **DTGE**¹⁴³, **LA INVESTIGADA** remitió unos manuales de operación y mantenimiento, los cuales se resumen en la siguiente tabla¹⁴⁴. Se precisa que ninguno de estos correspondía específicamente a la subestación Sabanalarga. Veamos:

Tabla No. 3 - Manuales remitidos por TRANSELCA

Radicado SSPD	Manual de operación y mantenimiento	Aplicabilidad
No. 20205291352002 del 10 de julio del 2020	Procedimiento para la atención de Contingencias de Transformadores de potencia.	TRANSELCA
	Procedimiento para la atención de Contingencias en Subestaciones.	TRANSELCA
No. 20205291883032 del 8 de septiembre del 2020	Política de Gestión de Activos.	ISA
	Política Ambiental.	ISA
	Procedimiento de la metodología para el cálculo de la Mejorabilidad de Activos del Sistema de Transmisión.	TRANSELCA
	Procedimiento de la metodología para el cálculo de la Criticidad de Activos del Sistema de Transmisión.	TRANSELCA
	Manual de Macroproceso: Mantener Sistemas	TRANSELCA
	Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio de Subestaciones.	ISA
	Procedimiento para la atención de Contingencias en Subestaciones en TRANSELCA	TRANSELCA

Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹⁴⁵.

No obstante, en el curso de la presente investigación **TRANSELCA** aportó dos manuales: **(i)** “*MANUAL DE OPERACIÓN SUBESTACIÓN SABANALARGA*”¹⁴⁶, el cual no tiene fecha de expedición, pero se afirma que es del año 2000; y **(ii)** “*MANUAL DE OPERACIÓN SUBESTACIÓN SABANALARGA*”¹⁴⁷, con fecha de mayo de 2020.

Revisados los anteriores documentos, el Despacho no encontró que estos tengan la virtualidad de desestimar el incumplimiento reprochado, tal como se pasa a exponer:

(i) Frente al manual del año 2000:

En primer lugar, se evidenció que el documento no tiene fecha de expedición ni publicación, por lo que no es posible establecer con certeza el momento a partir del cual entró en vigencia. Sin perjuicio de lo anterior, revisado su contenido desde el punto de vista técnico se encontró lo siguiente:

¹⁴¹ Folio 194 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁴² Según lo dispuesto en el literal b) del artículo 12 del **RETIE**.

¹⁴³ Comunicación 20202200850241 del 31 de agosto de 2020. Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 11*.

¹⁴⁴ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase las carpetas *Soporte No. 7* subcarpeta *Anexos* y *Soporte No. 13* subcarpeta *Anexos*.

¹⁴⁵ Folio 17 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁴⁶ Folio 140 de la carpeta No. 1 del expediente. *Anexo No 11 – manual Operación Sabanalarga-año 2000.pdf*.

¹⁴⁷ Folio 140 de la carpeta No. 1 del expediente. *Anexo No 12 – manual Operación Sabanalarga V10-año 2020.pdf*.

- Se trata de un manual general que hace referencia a todos los niveles de tensión a los que opera la subestación Sabanalarga. Para efectos del presente caso, sólo resulta de interés el nivel de tensión al cual fallaron los activos, que corresponde a 220 kV, es decir la subestación Sabanalarga de configuración interruptor y medio¹⁴⁸.
- Es un documento operativo realizado en función de una disposición de elementos eléctricos en la subestación Sabanalarga muy diferente a la que opera actualmente y en particular, a la existente al momento en que se presentó el Evento. De manera general, se observa que la configuración descrita no incluye varios de los proyectos de expansión y modernización que se han llevado a cabo en los últimos años. De hecho, la protección diferencial de barras que se bloqueó por condiciones de su propio algoritmo de operación ni siquiera figura en este manual.

Por lo anterior, el Despacho encuentra que este documento no corresponde a un manual de operación acorde con la configuración de la subestación al momento del Evento, entre otras razones porque varios de los activos a los cuales se refiere han sido objeto de reposición y modernización, lo cual impide que las disposiciones que este documento contiene fueren precisas y no dieran lugar a equivocaciones, como en efecto lo exige el numeral 24.6 del **RETIE**.

En conclusión, en tanto este manual de operación y mantenimiento no era preciso, no tiene la virtualidad de demostrar una adecuada gestión de riesgos operativos por parte de **LA INVESTIGADA** que asegure la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

(ii) Frente al manual del año 2020:

A diferencia del anterior manual, en este sí se menciona explícitamente la protección diferencial de barras que se bloqueó (relé SIEMENS 7SS52). Al respecto el manual prevé que, si se presenta una falla con bloqueo de la protección diferencial, se activa el led 2 de señalización de las unidades centrales de la protección diferencial de la barra 2¹⁴⁹, lo que permite que se identifique de manera inmediata la falla.

Sin embargo, lo indicado por **TRANSELCA** al **CND**, a la **SSPD** y en el comunicado de prensa que emitió, no es consistente con lo anterior.

Concretamente, en el comunicado de prensa que emitió **LA INVESTIGADA**¹⁵⁰ el día del Evento a las 5:50 p.m., se mencionó que la actuación de los esquemas de protección “es objeto de análisis por parte de los expertos en sistemas de potencia”¹⁵¹. Es necesario precisar que la alarma de bloqueo de la protección diferencial de barras (led 2 de señalización) era instantánea y, por tanto, la forma en que la falla con bloqueo se podía identificar dependía de la supervisión y operación definida por **TRANSELCA**, la cual debía constar en sus propios manuales.

No obstante, aproximadamente tres horas después de ocurrido el Evento (tiempo transcurrido al momento de publicación del comunicado de prensa), **TRANSELCA** no había detectado el bloqueo en el relé, lo cual posiblemente no habría ocurrido si **LA INVESTIGADA** hubiera contado con un manual preciso que no diera lugar a equivocaciones y cuya **aplicación** inequívocamente permitiera identificar la falla de manera oportuna y con ello asegurar la continuidad de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

En segundo lugar, se observa que **LA INVESTIGADA** solicitó una consignación nacional de emergencia¹⁵² iniciada el día 24 de junio de 2020 a las 11:30 p.m. y finalizada el 25 de junio de 2020 a la 1:30 a.m., con el objetivo de reiniciar los equipos, pues se encontraban

¹⁴⁸ Esquema de barras con el cual se encuentra configurada la subestación.

¹⁴⁹ Folio 140 de la carpeta No. 1 del expediente. *Anexo No 12 – manual Operación Sabanalarga V10-año 2020.pdf*, página 248.

¹⁵⁰ Véase <https://zonacero.com/generales/apagon-en-la-costa-caribe-un-evento-no-programado-asegura-la-empresa-transelca-150819>.

¹⁵¹ *Ibidem*.

¹⁵² Se entiende por consignación de emergencia “el procedimiento mediante el cual se autoriza previa declaración del agente responsable, la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo, de una instalación o de parte de ella cuando su estado ponga en peligro la seguridad de las personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo”. Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica 2019, publicado en noviembre de 2020 por la **SSPD**. Disponible en https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2020/Nov/informe_transmision_2019_2511_20.pdf

bloqueados luego del Evento. Es así como, las barras 1 y 2 de la subestación Sabanalarga estuvieron desprotegidas desde el momento en que se energizaron los activos de la subestación Sabanalarga a las 3:39 p.m., de acuerdo con la información de restablecimiento del informe de **XM**, y sólo aproximadamente nueve horas después del Evento se realizó el mantenimiento correctivo.

Así, desde el punto de vista técnico, y asumiendo que este manual estuviese vigente para el 24 de junio de 2020, la no identificación oportuna de la falla con bloqueo en la protección diferencial de barras y la solicitud tardía de la consignación de emergencia son ejemplos concretos de los riesgos operativos que se pretenden prever a través de la exigencia de manuales precisos, que no den lugar a equivocaciones. Es decir, no se trata de contar con un manual y con este acreditar el cumplimiento de un requerimiento legal, pues la exigencia de precisión que el mismo demanda, para que no dé lugar a equivocaciones, se materializa cuando su contenido se implementa y permite adelantar la operación de la subestación con continuidad y seguridad.

Finalmente, se aclara que **LA INVESTIGADA**, más allá de argumentar que sí contaba con los manuales de operación y mantenimiento de la subestación Sabanalarga, no acreditó ni demostró cómo dio cumplimiento a los mismos con ocasión del Evento. Se resalta que, no se trataba de alegar la existencia del manual, sino de probar cómo la aplicación y cumplimiento de este dan cuenta de una efectiva, suficiente y adecuada gestión de los riesgos operativos que asegure la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica cuya responsabilidad se atribuyó a **TRANSELCA**.

Lo anterior implica un desconocimiento del numeral 24.1 del **RETIE**, dado que se materializó uno de los riesgos operativos, ya que, si bien en principio **LA INVESTIGADA** contaba con manuales de operación y mantenimiento para el momento del Evento, los mismos no fueron los suficientemente precisos para evitarlo y mitigar los riesgos derivados del mismo.

En relación con los manuales de operación y mantenimiento, **LA INVESTIGADA** sostuvo lo siguiente:

“TRANSELCA cuenta con manuales detallados de operación para cada una de sus subestaciones, incluida la subestación Sabanalarga, los cuales hacen parte de su Sistema Integrado de Gestión, cuya primera versión fue emitida en el año 2000 y la cual ha sido objeto de diferentes actualizaciones en la medida en que se han presentado cambios topológicos o de equipos en la subestación. Para constancia TRANSELCA en el documento de descargos envió la última versión del Manual de Operación de la Subestación Sabanalarga, la cual incluye en el Capítulo 3 el listado de modificaciones y actualizaciones realizadas del manual y que a la fecha de ocurrencia del evento presentado en la subestación Sabanalarga el pasado 24 de junio, se encontraba debidamente actualizado conforme a los equipos existentes en la subestación.

Consideramos que la atribución de este cargo por parte de la SSPD se debe a que en el requerimiento inicial de información no fue solicitado el manual de operación de la subestación Sabanalarga. Este manual fue remitido como Anexos No 11 y 12 del documento de descargos, por lo cual, este cargo carece de sustento fáctico”¹⁵³.

En primer lugar, el Despacho advierte que mediante la comunicación SSPD No. 20202200850241 del 31 de agosto de 2020¹⁵⁴, la **DTGE** requirió a **TRANSELCA** para que remitiera, entre otras, el manual de operación y mantenimiento correspondiente a la subestación Sabanalarga. No obstante, esta hizo caso omiso y a pesar de alegar en la presente actuación que contaba con dichos manuales omitió el requerimiento realizado en sede de inspección y vigilancia, a partir de lo cual la **DIEG** encontró que presuntamente “ninguno de los anteriores manuales corresponde específicamente a la subestación Sabanalarga, desconociendo con ello la obligación que impone el citado numeral 24.1 del **RETIE** (...)”¹⁵⁵.

Ahora, tal como se advirtió líneas arriba, revisados los manuales aportados por **TRANSELCA** el Despacho no encontró que estos tengan la virtualidad de desestimar el cargo cuarto en relación con el incumplimiento del deber de gestionar de manera diligente los riesgos operativos que, al materializarse en el Evento, dieron lugar a la afectación de la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

¹⁵³ Folio 215 (reverso) de la carpeta No. 2 del expediente.

¹⁵⁴ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 11*.

¹⁵⁵ Folio 47 de la carpeta No. 1 del expediente.

Por lo anteriormente expuesto, el argumento presentado por **LA INVESTIGADA** será desestimado.

3.4.3.4. De la coordinación del restablecimiento

Después del Evento se inició la coordinación entre el **CND**, **TRANSELCA** y los demás agentes del sistema, para el restablecimiento del servicio de energía eléctrica, procurando adelantar dicho restablecimiento en el menor tiempo posible y con todas las condiciones de seguridad definidas en el Código de Operación, en relación con el restablecimiento en caso de eventos.

Al respecto, el literal b) del numeral 5.4 del citado Código prevé que “*Los operadores de las Subestaciones del STN en las cuales se verifique ausencia total de tensión, proceden a aislar los barrajes mediante la apertura de los interruptores que se encuentran aún cerrados e informan de esta acción al CND y al CRD correspondiente*”. Este procedimiento es denominado operativamente como “barrido”.

No obstante, en relación con el Evento, **TRANSELCA** reconoció en la reunión virtual sostenida con la **DTGE** que “*el transformador de corriente fue declarado disponible sin haber sido identificado como el activo fallado*”¹⁵⁶. Esto fue ratificado por el **CND** al indicar que “*no se conocía cual (sic) era el circuito fallado y (...) TRANSELCA se declaró disponible sin haber hecho el barrido puesto que declaró disponibles sus activos a las 14:38 y el barrido lo reportó a las 15:22*”¹⁵⁷ (Énfasis agregado).

Adicionalmente, a través de la reunión virtual con **Siemens**, en su calidad de fabricante de la protección, se conoció que cuando la protección se bloquea, queda el registro y mediante revisión en su centro de control o directamente en el equipo es posible identificar esta condición. Sin embargo, se pudo establecer que **TRANSELCA** omitió esta revisión, pues declaró disponible el Módulo Sabanalarga Diferencial Barras 220 kV a las 2:38 p.m., sin haber identificado previamente el bloqueo del relé¹⁵⁸.

Según lo indicado por el **CND**, el restablecimiento se inicia cuando los agentes confirman la realización del barrido en **todos** los activos de la subestación y posteriormente se declaran disponibles. Lo anterior consiste en “*una condición obligatoria, el agente de acuerdo a (sic) regulación vigente debe ver primero en qué estado está el activo y declararlo si quedó disponible o indisponible para no energizar el activo fallado*”¹⁵⁹.

En ese sentido, el **CND** explicó que el restablecimiento es un proceso conjunto, donde éste, como operador central, da las instrucciones y coordina el proceso entre los diferentes agentes, pero son los agentes los responsables de realizar las maniobras operativas en campo¹⁶⁰.

Lo anterior implica un desconocimiento del numeral 5.4 del Código de Operación, en tanto que se materializó uno de los riesgos operativos de **TRANSELCA**, por cuanto declaró ante el **CND** la disponibilidad de todos sus activos sin haber realizado previamente el barrido correspondiente, afectando con ello la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

En relación con la coordinación del restablecimiento, **LA INVESTIGADA** sostuvo lo siguiente:

(...) es responsabilidad del TN realizar un primer reporte de evento no programado en un tiempo inferior a quince (15) minutos, incluyendo información sobre la disponibilidad de los activos.

(...)

(...) en vigencia de las resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 093 de 2012, y como resultado de las competencias otorgadas al CND por estas resoluciones, el CND elaboró el documento Instructivo y Procedimientos para Reporte de Información Operativa de los Activos de Transmisión - STN V.4. de febrero de 2016, donde se establecen los procedimientos para el reporte, validación y solicitud de modificación de la información de eventos programados y no programados en los Activos de Uso del STN, en el cual se indica lo siguiente:

¹⁵⁶ Ibídem.

¹⁵⁷ Ibídem.

¹⁵⁸ Folio 18 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁵⁹ Folio 18 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁶⁰ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 14*. Tiempo: 0:30:00.

“4. Tipos de Reportes

...

1. Reportar las maniobras y eventos no programados sobre los activos del uso del STN de manera telefónica al CND, en los plazos establecidos en la Resolución CREG 011 de 2009, o la que la modifique o sustituya, de la siguiente manera:

- En todos los casos, la finalización de la ejecución de maniobras sobre activos de uso del STN deberá ser informada por el TN al CND dentro de los cinco (5) minutos siguientes.
- En todos los casos, los TN deberán informar al CND la ocurrencia de cualquier evento no programado dentro de los quince (15) minutos siguientes a la ocurrencia del mismo. (subrayado fuera de texto).

En el numeral 4.2 Reporte de Eventos no programados, se indica lo siguiente:

“Un reporte tipo Evento no programado debe realizarse cuando ocurre de manera no programada una situación que modifica la disponibilidad de un activo de manera parcial o total.

...

Un reporte tipo Evento no programado deberá contener la siguiente información:

...

- Disponibilidad: Se deberá detallar el porcentaje entre 0% y 100% de su capacidad nominal. La disponibilidad siempre estará asociada con la capacidad nominal del activo, en condiciones normales de operación. Para esta variable se deberá tener en cuenta lo descrito en la resolución CREG 093 de 2012 en lo referente a la Capacidad Disponible del Activo. (subrayado fuera del texto).

(...)

- **No existe en la regulación vigente obligatoriedad de hacer barrido previo a la declaratoria de disponibilidad.** La formulación del cargo sin fundamento legal supone una abierta contradicción con los postulados del principio de legalidad.
- **TRANSELCA actuó conforme a lo establecido en la regulación eléctrica y el reglamento para el reporte de eventos y maniobras.**
- TRANSELCA finalizó el barrido en la subestación Sabanalarga 220kV a las 15:18:31 horas, subestación seleccionada por el CND como la subestación a través de la cual se inició el proceso de restablecimiento, cuya primera instrucción fue recibida por parte del CND a las 15:27 horas, posterior a TRANSELCA finalizar el barrido en dicha subestación.
- El 96,53% de los activos de TRANSELCA fueron normalizados dentro de los tiempos establecidos en la regulación, una vez recibida la instrucción por parte del CND.
- Para todas y cada una de las subestaciones de TRANSELCA en las que se recibió instrucción de cierre de sus activos, previamente había sido ejecutado el respectivo barrido de interruptores¹⁶¹.

Para empezar, es preciso recordar que por disposición legal¹⁶², el **CND** se encarga de planear, supervisar, coordinar y controlar la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del **SIN**, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la regulación vigente y a los acuerdos del CNO. De ahí que, en el informe definitivo y consolidado del Evento, publicado el 20 de agosto de 2020 (“Informe Evento Sistema Interconectado Nacional – Junio 24 de 2020, a las 14:27 horas”), el **CND** informara a la **SSPD** lo siguiente:

“A continuación, se detalla el restablecimiento en cada una de las subáreas que componen Caribe 2.

En adelante, se entenderá en el proceso de restablecimiento el concepto de “barrido” según lo establecido en el numeral 5.4 del Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1995) y lo consignado en la Guía de Restablecimiento en su numeral 4 de la siguiente forma:

“4. OPCIONES DE ENERGIZACIÓN

(...)

En toda la subestación del SIN que se detecte ausencia de tensión, los agentes procederán a abrir todos los interruptores de líneas y transformadores que se encuentren aún cerrados e informar de esta acción al CND. A esta acción de le conoce como maniobra de barrido de interruptores...¹⁶³ (Énfasis agregado).

¹⁶¹ Folio 216 a 217 de la carpeta No. 2 del expediente.

¹⁶² Artículo 11, ley 143 de 1994 y numeral 2.1.1, Resolución CREG 114 de 2005.

¹⁶³ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta Soporte No. 9.

De lo anterior se colige que, de conformidad con lo establecido en el numeral 5.4 del Código de Operación, **LA INVESTIGADA** debió realizar la maniobra de barrido –entendida como el procedimiento de apertura de los interruptores asociados a las subestaciones donde se detecte ausencia de tensión–, **previo** a declarar ante el **CND** la disponibilidad de sus activos. Contrario a ello y de acuerdo con la información suministrada por **XM**¹⁶⁴ y por el mismo **TRANSELCA**, este declaró disponibles sus activos a las 2:38 p.m., sin haber hecho el barrido, el cual reportó a las 3:22 p.m.

A partir de lo anterior, y teniendo en cuenta que el sistema eléctrico de la costa Caribe se caracteriza por ser una red frágil ante cualquier cambio y por operar en condiciones críticas, como lo ha señalado **TRANSELCA**, con su conducta **LA INVESTIGADA** pudo haber agravado la condición misma del Evento, lo cual generó un riesgo operativo en el sistema cuya materialización afectó la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica, razón por la cual este Despacho encuentra que el argumento analizado no está llamado a prosperar.

Por lo anteriormente expuesto, el argumento presentado por **LA INVESTIGADA** será desestimado.

3.4.4. Del impacto de los riesgos operativos generados por LA INVESTIGADA

Como se ha indicado en el desarrollo del presente acto, el Evento ocurrido el 24 de junio de 2020 a las 2:27 p.m. ocasionó la afectación del servicio de energía eléctrica en **cinco departamentos** de la Costa Atlántica: Bolívar, Guajira, Cesar, Magdalena y Atlántico (región conocida como “Caribe 2”).

Según **XM**, dicho evento ocurrió como consecuencia de un “*flameo externo en el Transformador de Corriente (CT) de la fase A asociado con la bahía de la línea 2 Sabanalarga a fundación 220kV*”¹⁶⁵.

Pues bien, aunque la operación de las protecciones de respaldo debe permitir aislar una falla ante la no operación de la protección principal, la falla que ocurrió en el Evento no debió tener el impacto que efectivamente tuvo, como consecuencia de la omisión de disparo que se presentó en la protección diferencial de barras debido a la condición de bloqueo. A partir de lo anterior, se presentó la indisponibilidad de **972 activos** en el área, lo cual impactó directamente el restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados. Ello, a su vez, se refleja en un mayor tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por la falla, impidiéndose un mejor aprovechamiento de los recursos ofrecidos por el sistema eléctrico de potencia.

Además, teniendo en cuenta que el sistema eléctrico de la costa Caribe tiene condiciones críticas y es una red frágil ante cualquier cambio, un rango de tiempo excesivo al definido por la regulación vigente para el despeje de fallas agrava la condición misma del evento.

De hecho, desde del 4 de septiembre de 2019, **XM** declaró el estado de alerta para la subárea operativa GCM, considerando lo siguiente:

“Estado de Alerta:

*Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia”*¹⁶⁶.

Asimismo, trimestralmente **XM** publica los Informes de Planeamiento Operativo a Mediano Plazo –IPOEMP, en los cuales se identifica la condición crítica de las subáreas operativas de la costa Caribe, la vulnerabilidad por la alta cargabilidad que tiene este sistema eléctrico y el impacto de las contingencias en el mismo.

En síntesis, los agentes que operan activos en la Costa Caribe tienen pleno conocimiento de la condición de vulnerabilidad del sistema al que pertenecen y del impacto que puede tener una contingencia por errores o fallos operativos propios de los agentes, como en efecto ocurrió en este Evento.

¹⁶⁴ En la reunión virtual con la **DTGE**. Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 14*. Tiempo: 0:41:19.

¹⁶⁵ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 9*.

¹⁶⁶ Folio 23 de la carpeta No. 1 del expediente. Véase la carpeta *Soporte No. 21*.

De ahí que, con la desconexión de los **cinco departamentos** de la región Caribe 2, se afectaron **132 municipios** y **2.352.367 suscriptores**, equivalentes al **19% de los usuarios del país**, aproximadamente¹⁶⁷. Estas condiciones fueron ocasionadas por un evento no programado en el sistema, que materializó una falla en la prestación del servicio de energía eléctrica aproximadamente por **siete horas** que duró el restablecimiento del 100% de los activos. Ello equivale a **6.625,35 MWh de Demanda No Atendida –DNA**, discriminados de la siguiente manera:

Tabla No. 4 - DNA no programada para el 24 de junio del 2020

Área	Hora Inicial	Hora Final	MWh	Descripción
Subárea Atlántico	14:27	21:00	2.608,11	Se presenta DNA por evento en las subáreas Atlántico, Bolívar y GCM pertenecientes al área Caribe. Debido a una explosión en un TC de la fase A del activo BL2 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV, adicionalmente se disparan los extremos remotos asociados a los circuitos de la subestación SABANALARGA 220 kV.
Subárea Bolívar	14:27	21:40	1.732,52	
Subárea GCM	14:27	22:10	2.284,72	
Total DNA (No programada)			6.625,35 MWh	

Fuente: Memorando No. 20202200089593 del 12 de noviembre de 2020¹⁶⁸.

Lo anterior cobra particular importancia al tratarse de un valor altamente significativo, pues en los últimos seis años no se había presentado una desatención de demanda de esta magnitud asociada a un solo evento, circunstancia de mayor impacto si se tiene en cuenta el estado de emergencia económica, social y ecológica¹⁶⁹ que atravesaba el país al momento del Evento por la pandemia del COVID-19.

3.4.5. Conclusión

A partir de lo anterior, para el Despacho es claro que **LA INVESTIGADA** incumplió lo dispuesto en el numeral 5.4 del Código de Operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, los numerales 24.1 y 24.6 del **RETIE** y los artículos 22 y 24 de la Resolución CREG 080 de 2019, al no haber gestionado diligentemente los siguientes riesgos operativos, afectando con ello la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica:

- (i) Los mantenimientos periódicos realizados por **TRANSELCA** no aseguraron la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica al materializarse el riesgo; es decir, al ocurrir el Evento;
- (ii) La causa del bloqueo de la protección diferencial de barras que debía actuar para despejar la falla del sistema el día del Evento tuvo origen en el cableado incorrecto de neutro, situación que no fue detectada por **TRANSELCA** como agente responsable de la subestación Sabanalarga;
- (iii) Los manuales de operación y mantenimiento de la subestación Sabanalarga con los que contaba **TRANSELCA** para el momento del Evento no fueron lo suficientemente precisos para asegurar que, al haberse materializado el riesgo, el servicio de energía eléctrica se prestara de manera continua; y
- (iv) **LA INVESTIGADA** declaró ante el **CND** la disponibilidad de todos sus activos sin haber realizado previamente el barrido correspondiente.

3.5. Argumentos relacionados con la presente actuación administrativa sancionatoria

3.5.1. De la excepción de inconstitucionalidad en relación con el artículo 81.2 de la Ley 142 de 1994

Frente a este punto, **TRANSELCA** manifestó:

“(…) el numeral 81.2 del artículo 81 de la ley 142 de 1994 no podrá ser aplicado por la Superintendencia teniendo en cuenta que: (i) fue derogado por el artículo 208 de la ley 1753 de 2015, (ii) la declaratoria de inexecutable del artículo 208 de la ley 1753 de 2015 –mediante sentencia C-092 de 2018- no implica la reviviscencia de normas anteriores, esto es, no revive el numeral 81.2 del artículo 81 de la ley 142 de 1994, (iii) el artículo 19 de la ley 1955 de 2019 es

¹⁶⁷ Información obtenida del Sistema Único de Información -SUI, consultada por la **DTGE** en noviembre de 2020. Véase folio 20 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁶⁸ Folio 21 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁶⁹ Declarado mediante el Decreto 417 del 17 de marzo de 2020 con ocasión de la pandemia mundial por el COVID-19.

inconstitucional en la medida en que va en contra de lo planteado por la sentencia C-092 de 2018 pues establece sanciones permanentes en una ley de carácter transitoria (sic) motivo por el cual en relación con dicha disposición se deberá dar aplicación a la excepción de inconstitucionalidad.

En consecuencia, no podría aplicar la SSPD el marco sancionatorio indicado en el pliego de cargos y, de hacerlo podría incurrir en: (i) transgresión del principio de legalidad en los procesos administrativos sancionatorios, (ii) una vulneración al debido proceso de TRANSELCA, y (iii) desconocimiento del precedente constitucional como fuente formal de derecho. Todo lo anterior afectaría la validez de un eventual acto administrativo sancionatorio en contra de TRANSELCA¹⁷⁰.

Como es conocido, mediante la sentencia C-092 de 2018, la Corte Constitucional declaró inexecutable el artículo 208 de la Ley 1753 de 2015 -norma que en lo pertinente modificaba el numeral 81.2 y adicionaba dos párrafos al artículo 81 de la Ley 142 de 1994 -, por considerar que se desconocieron los principios de unidad de materia, legalidad de las sanciones, así como la cosa juzgada absoluta, en contravía de lo dispuesto en los artículos 29, 158 y 243 de la Constitución Política, respectivamente.

Posteriormente, mediante el artículo 19 de la Ley 1955 de 2019 se modificó una vez más el mencionado numeral 81.2 del artículo 81 de la Ley 142 de 1994, norma también declarada inexecutable por la Corte Constitucional a través de la sentencia C-030 de 2021, con fundamento en argumentos similares a los expuestos en la sentencia C-092 de 2018.

No obstante, contrario a lo afirmado, el Despacho advierte que mantiene sus específicas competencias de inspección, vigilancia y control, contempladas en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994 en su contenido original, esto es, antes de las Leyes 1753 de 2015 y 1955 de 2019, por las razones que se pasan a exponer:

- (i) Ante el vacío jurídico que genera la exclusión de una norma del ordenamiento jurídico, opera el fenómeno de la reviviscencia de la norma anterior, lo cual implica la reincorporación al ordenamiento jurídico de las disposiciones que habían sido derogadas por la norma declarada inexecutable, siempre que ello se requiera para asegurar la supremacía del texto constitucional¹⁷¹.
- (ii) Según la Corte Constitucional¹⁷², la reviviscencia de una norma no es automática pues requiere la satisfacción requisitos específicos, como lo son: la determinación de las consecuencias que la reincorporación representa para los principios constitucionales; la verificación de que su reincorporación es necesaria para salvaguardar la supremacía constitucional y; los derechos fundamentales que se pusieron en situación de vulnerabilidad con la declaratoria de inexecutable.
- (iii) En el presente asunto, los precitados requisitos se cumplen, en tanto que:
 - Revisadas las consecuencias que se derivan de la reincorporación del artículo 81.2 de la Ley 142 de 1994 al ordenamiento jurídico, se evidencia que, en efecto, esta norma es compatible con los valores y principios constitucionales, en los términos de la sentencia C- 402 de 2010.
 - En relación con los principios de justicia y seguridad jurídica, la facultad sancionatoria de la **SSPD**, contenida en el artículo 81.2 de la Ley 142 de 1994 revivido, es constitucionalmente legítima y busca disuadir a las empresas prestadoras de cometer infracciones que impidan el disfrute efectivo de los derechos de los

¹⁷⁰ Folios 129 (reverso) a 130 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁷¹ Corte Constitucional. Sentencia C-402 de 2010, M.P. Luis Ernesto Vargas Silva. "(...) En esta decisión se reitera la tesis prevista en fallos anteriores, según la cual (...) **la declaratoria inexecutable de una norma implica la reincorporación al ordenamiento jurídico de las disposiciones por ella derogadas siempre que ello se requiera para asegurar la supremacía del Texto Fundamental.** Para la Corte, esto es así en cuanto una declaratoria de inexecutable conlleva la expulsión del ordenamiento jurídico de una norma que ha sido encontrada contraria a la Carta y ante ello se debe determinar el peso específico que les asiste a los principios de justicia y seguridad jurídica y establecer si el fallo tiene efectos únicamente hacia futuro o si también cubre situaciones consolidadas en el pasado, evento en el cual restablecen su vigencia aquellas disposiciones que habían sido derogadas por la norma declarada inexecutable" (Énfasis agregado).

¹⁷² En esta decisión se reitera la tesis prevista en fallos anteriores, según la cual "(...) **la declaratoria inexecutable de una norma implica la reincorporación al ordenamiento jurídico de las disposiciones por ella derogadas siempre que ello se requiera para asegurar la supremacía del Texto Fundamental.** Para la Corte, esto es así en cuanto una declaratoria de inexecutable conlleva la expulsión del ordenamiento jurídico de una norma que ha sido encontrada contraria a la Carta y ante ello se debe determinar el peso específico que les asiste a los principios de justicia y seguridad jurídica y establecer si el fallo tiene efectos únicamente hacia futuro o si también cubre situaciones consolidadas en el pasado, evento en el cual restablecen su vigencia aquellas disposiciones que habían sido derogadas por la norma declarada inexecutable" (Énfasis agregado).

ciudadanos asociados a los servicios públicos domiciliarios, conforme lo disponen los artículos 2 y 365 de la Constitución, relacionados con los fines esenciales del Estado y el hecho de que los servicios públicos son inherentes a su finalidad.

- Frente a la garantía de la supremacía constitucional y los derechos fundamentales, se precisa que la declaratoria de inexecutable de los artículos 208 de la Ley 1753 de 2015 y 19 de la Ley 1955 de 2019 se produjo por haberse incluido normas atinentes a la facultad sancionatoria de la **SSPD** en una ley especial y transitoria (como lo es el Plan Nacional de Desarrollo), sin que se haya cuestionado la facultad sancionatoria de ésta entidad, no siendo entonces contrarias las disposiciones constitucionales a lo previsto en el artículo 81.2 de la Ley 142 de 1994, en su texto original. En este orden de ideas, es importante destacar que las normas que se declararon inexecutable fueron las modificaciones al numeral 81.2 del artículo 81 de la Ley 142 de 1994 por lo que ante la declaratoria de inexecutable de esas modificaciones, se impone la consecuencia lógica de la reincorporación al ordenamiento jurídico del numeral original 81.2 del artículo 81 de la Ley 142 de 1994¹⁷³.

En consecuencia, no habiendo perdido competencia la **SSPD** para imponer sanciones, el Despacho observa que al sancionar las conductas reprochadas en la presente investigación no se está desconociendo en manera alguna el precedente constitucional, como lo plantea **LA INVESTIGADA** en su defensa, ni mucho menos el debido proceso, razón por la cual el argumento aquí analizado no está llamado a prosperar.

3.5.2. De la negación injustificada de pruebas

TRANSELCA alegó la existencia de una injustificada negación de pruebas por parte de la **SSPD**, en los siguientes términos:

“La decisión adoptada por la SSPD en el sentido de negar la totalidad de las pruebas testimoniales solicitadas por mi representada en el escrito de descargos careció de recursos, no solamente por lo dispuesto en el artículo 40 del CPACA sino también, conceptualmente, por tratarse de un acto administrativo de mero trámite que tiene por objeto impulsar el procedimiento administrativo sancionatorio.

(...)

El contenido esencial del derecho a la prueba tiene como fin establecer la conexión entre la actividad procesal y el derecho material, conexión que no es otra que la verdad sobre los presupuestos fácticos del derecho material. La prueba es el elemento conector entre el derecho procesal y el sustancial. Las garantías procesales y probatorias son instrumentos de validez de la decisión del funcionario judicial o administrativo sobre la verdad jurídica y la verdad fáctica.

(...)

(...) resulta claro que entre otros aspectos TRANSELCA tiene derecho a: (i) aportar al procedimiento los medios de prueba que estuvieren en su poder y solicitar la recepción de los que no estuvieren en su poder, hasta antes que se profiera la decisión de fondo; (ii) obtener un pronunciamiento motivado de la SSPD acerca de la incorporación de los medios de prueba aportados y de la recepción de los medios de prueba solicitados, la cual debe ser consecuente con los principios generales de la prueba y con las disposiciones del CGP, por remisión del artículo 40 del CPACA; (iii) que la decisión adoptada por la SSPD en el acto administrativo definitivo no adolezca de defectos fácticos por haber omitido el decreto y valoración de pruebas conducentes para adoptar la decisión. Así mismo, que el acto definitivo no sea irregular producto de un procedimiento en el que se infringieron normas jurídicas o se desconoció el derecho de defensa particularmente el derecho de probar de TRANSELCA.

(...)

¹⁷³ Una lógica similar tuvo la Corte Constitucional al momento de declarar la inexecutable del artículo 18 de la Ley 1955 de 2019 mediante sentencia C-464 de 2020. En aquella oportunidad, la Corte Constitucional sostuvo lo siguiente:

“108. La regla general son los efectos desde ahora y hacia el futuro o ex nunc de la declaratoria de inexecutable. Esta postura se sustenta en la necesidad de proteger principios como la seguridad jurídica o la buena fe, puesto que, hasta ese momento, la norma gozaba de presunción de constitucionalidad y, por ello, sería legítimo asumir que los ciudadanos orientaron su comportamiento confiados en la validez de aquella. De esta manera, el tributo al que alude la disposición demandada se recauda de forma anual, y la presente sentencia se pronuncia antes de la causación de la misma para el año 2021. Por lo cual, es claro para este tribunal que los tributos causados en la anualidad 2020 corresponden a situaciones jurídicas consolidadas. Asimismo, la Corte destaca que los efectos hacia futuro de esta decisión de inexecutable, cubren las situaciones jurídicas consolidadas en el año 2020, incluidos aquellos tributos que se sirvan de los elementos establecidos por el artículo 18 de la Ley 1955 de 2019 para el año 2020.

109. Igualmente, cabe precisar que respecto de los efectos inmediatos y a futuro de esta decisión, a saber, a partir del período o anualidad 2021, los sujetos activos del tributo no se encuentran en un escenario incierto, ya que, **ante la declaratoria de inexecutable de la modificación de la norma, se impone la consecuencia lógica de la plena vigencia del contenido normativo original del artículo 85 de la Ley 142 de 1994.**” (Énfasis fuera del texto original).

A través de los testimonios solicitados, TRANSELCA pretendía acreditar los hechos en que sustentó su réplica a los cargos formulados por la SSPD. En consecuencia, hacemos constar que la SSPD ya dio por probados dentro de este procedimiento los hechos sobre los que se solicitó la práctica de los testimonios que fueron negados por la SSPD al considerar que ya había prueba en el expediente.

En el remoto evento (...) en que ello no fuere así, se presentaría un vicio en el procedimiento y recaería en cabeza de la SSPD el deber de corregir la irregularidad en la que habría incurrido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 41 del CPACA, al habersele impedido a TRANSELCA la acreditación de los supuestos de hecho en los que fundamentó sus descargos. Cualquier otra posibilidad supondría la afectación de la legalidad del acto definitivo por violación directa del artículo 29 de la Constitución Política¹⁷⁴.

Para empezar, corresponde al Despacho aclarar que la actividad probatoria en las actuaciones administrativas, regulada en el artículo 40 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo -CPACA, debe ser interpretada en conjunto con las características de agilidad, eficiencia y flexibilidad del debido proceso, mediante las cuales la administración, en ejercicio del principio de eficacia previsto en el numeral 11 del artículo 3 de la misma norma, debe buscar que los procedimientos logren su finalidad sin obstáculos puramente formales en atención a la efectividad del tema discutido dentro de la actuación.

Además, señala el precitado artículo 40 que, tanto los interesados como el funcionario competente, pueden aportar, solicitar o practicar pruebas sin necesidad de requisitos especiales, puntualizando que dichas pruebas podrán ser controvertidas en cualquier momento hasta antes de dictarse una decisión de fondo. En otras palabras, existe una oportunidad probatoria flexible y amplia.

Sentado lo anterior, el Despacho resalta que corresponde a la **DIEG** valorar las solicitudes probatorias y determinar si el material probatorio obrante en el expediente es suficiente para obtener la certeza de los hechos objeto de estudio, **sin que ello signifique un desconocimiento de los derechos al debido proceso, defensa y contradicción** de los administrados, ni la preexistencia de un convencimiento formado, dado que la decisión tomada por la **DIEG** en relación con el decreto y práctica de las pruebas solicitadas ante ésta, responde al estudio y aplicación debidamente motivados de los principios del derecho probatorio, especialmente los de pertinencia, conducencia y necesidad de la prueba, así como los requisitos intrínsecos de cada medio probatorio, tal como se expuso en el numeral 6¹⁷⁵ del acto administrativo SSPD No. 20212402926631 del 23 de julio de 2021.

En esa medida, no le es dable a **LA INVESTIGADA** alegar que la negación de pruebas ha sido injustificada o que existe una vulneración del derecho de defensa por parte de la **SSPD**, máxime si se tiene en cuenta que frente a cada uno de los testimonios solicitados la **DIEG** individualizó *“las pruebas documentales que obran en el expediente, cuyo contenido coincide con el objeto de los testimonios”*¹⁷⁶, demostrando así que *“los testimonios solicitados resultan repetidos, superfluos y contrarios a los principios de celeridad y economía procesal que rigen las actuaciones administrativas, toda vez que pretenden probar hechos que se encuentran soportados en diferentes pruebas documentales que obran en el expediente”*¹⁷⁷.

No obstante, se le recuerda a **TRANSELCA** que, de confirmad con el mismo artículo 40 del CPACA, *“Durante la actuación administrativa y hasta antes de que se profiera la decisión de fondo se podrán aportar, pedir y practicar pruebas de oficio o a petición del interesado sin requisitos especiales”*, en los términos del Código General del Proceso.

Finalmente, se aclara que, contrario a lo asegurado por **TRANSELCA**, el Despacho no observa que la **DIEG** haya realizado valoración alguna de los hechos materia de la presente investigación, pues la oportunidad para ello es justamente la decisión de fondo, objeto del presente acto administrativo.

Por lo anterior, el argumento estudiado no está llamado a prosperar.

¹⁷⁴ Folios 205 (reverso) a 208 de la carpeta No. 2 del expediente.

¹⁷⁵ Folios 143 (reverso) a 144 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁷⁶ Folio 144 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁷⁷ Folio 144 (reverso) de la carpeta No. 1 del expediente.

3.6. CONCLUSIÓN

Concluye el Despacho que los argumentos de defensa expuestos por **LA INVESTIGADA** no tienen vocación de prosperidad, pues del estudio de las pruebas que obran dentro del expediente se encontró demostrado que **TRANSELCA** es responsable del incumplimiento de las siguientes normas:

- El artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como los numerales 4.1 (literales a) y d)), 4.3 y 4.4 del Anexo General de la Resolución ibídem, al incumplir las características de calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica, pues **(i)** durante todos los meses desde enero de 2015 hasta junio de 2020 –continuamente- tuvo al menos un activo que superó las MHAIA y **(ii)** durante todos los meses desde mayo de 2019 hasta junio de 2020 –continuamente- tuvo al menos un activo indisponible que dejó no operativo otro activo.
- El numeral 9.2 del Código de Conexión, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, así como el numeral 23.1 del **RETIE**, al superar el tiempo máximo de despeje de la falla de la protección principal en el Evento.
- El numeral 5.4 del Código de Operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995 y los numerales 24.1 y 24.6 del **RETIE**, así como los artículos 22 y 24 de la Resolución CREG 080 de 2019, al no haber gestionado diligentemente los riesgos operativos descritos en el presente acto, afectando con ello la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

4. SANCIÓN A IMPONER

4.1. NATURALEZA Y GRAVEDAD DE LAS FALTAS

En relación con la potestad sancionatoria en materia de servicios públicos, por un lado, el Consejo de Estado, en sentencia del año 2016¹⁷⁸ señaló:

“Como ya se explicó, la facultad sancionatoria de la SSPD está delimitada en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, que contempla las sanciones que podrá imponer. En concreto:

*“**La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios podrá imponer las siguientes sanciones a quienes violen las normas a las que deban estar sujetas, según la naturaleza y la gravedad de la falta:***

81.1. Amonestación.

*81.2. **Multas hasta por el equivalente a Dos Mil (2.000) salarios mínimos mensuales.** El monto de la multa se graduará atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público, y al infractor de reincidencia. Si la infracción se cometió durante varios años, el monto máximo que arriba se indica se podrá multiplicar por el número de años. (...) las multas ingresarán al patrimonio de la Nación, para la atención de programas de inversión social en materia de servicios públicos. (...).*

81.3. Orden de suspender de inmediato todas o algunas de las actividades del infractor, y cierre de los inmuebles utilizados para desarrollarlas.

81.4. Orden de suspender a los administradores o empleados de una empresa de servicios públicos de los cargos que ocupan; y prohibición a los infractores de trabajar en empresas similares, hasta por diez (10) años.

81.5. Solicitud a las autoridades para que decreten la caducidad de los contratos que haya celebrado el infractor, cuando el régimen de tales contratos lo permita, o la cancelación de licencias así como la aplicación de las sanciones y multas previstas pertinentes.

81.6. Prohibición a infractor de prestar directa o indirectamente servicios públicos, hasta por diez (10) años.

81.7. Toma de posesión en una empresa de servicios públicos, o la suspensión temporal o definitiva de sus autorizaciones y licencias, cuando las sanciones previstas atrás no sean efectivas o perjudiquen indebidamente a terceros” (Destaca la Sala).

¹⁷⁸ Consejo de Estado - Sala de lo Contencioso Administrativo - Sección Primera – CP: Guillermo Vargas Ayala – 10 de noviembre de 2016 - Radicación Número: 25000-23-41-000-2013-01041-01.

La norma transcrita pone de presente que los factores generales que se deben tener en cuenta para graduar las sanciones son, como ya lo ha dicho esta Corporación:

“1) el impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público; 2) el factor de reincidencia. 3) la prolongación de la infracción durante varios años.”¹⁷⁹

En Sentencia de 10 de julio de 2014¹⁸⁰, se reitera lo dicho y se hace especial énfasis en la discrecionalidad de la SSPD para imponer la sanción:

“(…) las diferentes sanciones que puede fijar la SSPD dependen de la naturaleza y gravedad de la falta cometida. Una de las sanciones que puede imponer la Superintendencia, cuando la naturaleza y gravedad de la falta lo amerite, es la multa, que tiene como límite, el equivalente a 2000 salarios mínimos mensuales. La multa debe graduarse atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público y a si el administrado es reincidente o no.

Así pues, al imponer cualquiera de las sanciones previstas en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, la Administración actúa en ejercicio de su facultad discrecional, que, de acuerdo con el artículo 36 del Código Contencioso Administrativo, implica que la sanción sea adecuada a los fines de la norma que la autoriza y proporcional a los hechos que le sirven de causa.

En Concepto No. 5 de 7 de enero de 2009, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios precisó lo siguiente respecto a la gradualidad de las sanciones que puede imponer con base en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994:

“[...]

3.- ¿Cómo se mide la gravedad de la falta cometida por el prestador? ¿A qué se refiere el criterio de naturaleza de la falta? ¿Qué tipos de falta existen? ¿Cuál es la clasificación según la naturaleza de la falta, cómo se ordenan las faltas según su gravedad, entre qué rangos se mueve la superintendencia para imponer las sanciones pecuniarias para cada falta?

La Ley 142 de 1994 le otorgó en el artículo 81 a la Superintendencia la competencia de sancionar a los prestadores de servicios públicos domiciliarios o actividades complementarias de estos, que violen las normas a las que deben estar sujetas, fijando como criterios únicos de graduación sancionatoria los de la naturaleza y la gravedad de la falta. Se observa que la ley no dosifica las sanciones imponibles para cada falta, sino que faculta al funcionario competente para evaluar en cada caso particular la naturaleza de la falta y la gravedad de la misma.

Corresponde entonces al sancionador, determinar cuál es la sanción adecuada y proporcional de conformidad con las circunstancias probadas en la investigación. En otras palabras, lo que se deduce de la norma en cita es la libertad del sancionador para evaluar la naturaleza y gravedad de la falta, como factores de graduación de la sanción.

En tales condiciones, se tiene que la ley no contiene una dosificación de las sanciones acorde con los tipos de faltas, sino que confiere al funcionario competente la facultad para valorar el impacto de la conducta sobre la prestación del servicio. No obstante, el sancionador debe hacer una valoración racional con base en lo señalado y ceñirse a los esquemas sancionatorios establecidos en el mismo artículo 81.

Por lo tanto, bajo los criterios anotados, la Superintendencia puede imponer las sanciones de amonestación, multas, suspensión de actividades, cierre de inmuebles, orden de separación de administradores y toma de posesión.

(...)

En esta medida, la administración cuenta con criterios generales para la imposición de sanciones contenidos en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, y con criterios particulares para la aplicación de sanciones pecuniarias establecidos en el artículo 81.2 de la misma obra, que en cierta medida pretenden racionalizar la actividad sancionadora de la Superintendencia evitando que ésta desborde su actuación represiva, encauzándola dentro de un criterio de ponderación, medida y equilibrio.

Por lo tanto, corresponderá al sancionador, en cada caso concreto, hacer una valoración racional para determinar cuál es la sanción adecuada y proporcional de conformidad con las circunstancias probadas en la investigación.

De acuerdo con las precisiones anteriores, **toda vez que no existe una reglamentación específica respecto a la gradualidad de la sanción, la ley faculta**

¹⁷⁹ Expediente núm. 25000-23-24-000-2003-00622-01. trece (13) de mayo de dos mil diez (2010). Consejera Ponente: María Claudia Roja Lasso. Actor: Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá SA. Demandado: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

¹⁸⁰ Expediente núm. 76001233100020030352401 (19191). 10 de julio de 2014. Consejera ponente: Martha Teresa Briceño de Valencia. Actor: Ingeniería Ambiental SA ESP. Demandado: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

al funcionario competente para evaluar, en cada caso, la naturaleza de la falta y la gravedad de la misma, para, de esta forma, determinar la sanción de acuerdo con los hechos y pruebas que existan en el expediente. (Subrayas y negritas de la Sala).

(...)"

(...)" (Énfasis agregado).

Teniendo en cuenta lo anterior, con el fin de determinar la naturaleza y la gravedad de la falta, es pertinente traer a colación lo indicado por la Corte Constitucional en sentencia C-092 de 2018:

"Los servicios públicos domiciliarios están directamente relacionados con la vida y la dignidad humana en varias esferas. Por un lado, tienen relación directa con la salubridad pública y con el derecho a gozar de un ambiente sano del que son titulares todos los ciudadanos. Es decir, la prestación de servicios públicos domiciliarios hoy en día está inherentemente vinculada con la existencia misma de la vida y la dignidad humana al permitir a los usuarios, por ejemplo, cocinar en condiciones de seguridad y salubridad y gozar de un espacio público limpio y ordenado, así como disfrutar de adelantos tecnológicos que facilitan la vida.

*En ese contexto, la facultad administrativa sancionadora en materia de los servicios públicos domiciliarios es particularmente importante en el ámbito del ejercicio de la función de dirigir la economía que la Constitución en su artículo 333 asigna al Estado. Dicha importancia no es meramente simbólica. Por el contrario, **la existencia de una potestad sancionatoria en un sector con ese nivel de importancia en la protección y materialización del disfrute efectivo de los derechos fundamentales de los ciudadanos implica que esa facultad requiere un poder disuasorio, de manera que confluyan en la sanción también las funciones retributiva y correctiva de la pena que se reconocen en general en todas las esferas del derecho sancionatorio.***

*En múltiples oportunidades, la Corte Constitucional ha señalado que el Congreso tiene un margen amplio de configuración legislativa en materia de la determinación del valor de las multas que pueden ser impuestas por el Estado a los particulares en ejercicio de la potestad administrativa sancionadora. Ese valor tiene una relación directa e intrínseca con las prioridades de política pública que está llamado a establecer el legislador. Adicionalmente, **la Corte encuentra que esa potestad es todavía más amplia cuando la sanción se ejerce sobre actores que operan en sectores intensivos de capital, pues es lesivo para la economía, que una empresa viole la ley, lucrándose de esa vulneración y, que como consecuencia, el valor de la sanción sea tan bajo que pueda simplemente incorporarse como un costo operativo, defraudándose con ello todo el sentido de tener una potestad sancionadora**"¹⁸¹ (Énfasis agregado).*

Es claro entonces que existe discrecionalidad por parte del Despacho para determinar la sanción adecuada y proporcional de conformidad con las circunstancias probadas en la investigación, en los términos del artículo 81 de la Ley 142 de 1994¹⁸².

Así las cosas, para este Despacho, las infracciones cometidas por **LA INVESTIGADA**, soportadas en incumplimientos de naturaleza legal y regulatoria, revisten la gravedad suficiente para ejercer sus facultades de control y sanción e imponer una sanción administrativa en la modalidad de multa.

4.2. GRADUACIÓN DE LA SANCIÓN

Con arreglo a lo indicado en el numeral 81.2 del artículo 81 de la Ley 142 de 1994¹⁸³, las sanciones en la modalidad de multa que imponga la **SSPD** deben graduarse de conformidad con los criterios de: **(i)** impacto de la infracción sobre la prestación del servicio público; **(ii)** prolongación de la infracción en el tiempo; y **(iii)** reincidencia en la comisión de la infracción, los cuales serán analizados en el siguiente acápite para la dosificación de la sanción a imponer a **LA INVESTIGADA** dentro de la presente actuación administrativa.

¹⁸¹ Corte Constitucional. Sentencia C-092 de 1998, M.P. Carlos Gaviria Díaz.

¹⁸² Ley 142 de 1994. "**Artículo 81. Sanciones.** La Superintendencia de servicios públicos domiciliarios podrá imponer las siguientes sanciones a quienes violen las normas a las que deben estar sujetas, según la naturaleza y la gravedad de la falta:

81.1. Amonestación.

81.2. Multas hasta por el equivalente a 2000 salarios mínimos mensuales. El monto de la multa se graduará atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público, y al factor de reincidencia. Si la infracción se cometió durante varios años, el monto máximo que arriba se indica se podrá multiplicar por el número de años. Si el infractor no proporciona información suficiente para determinar el monto, dentro de los treinta días siguientes al requerimiento que se le formule, se le aplicarán las otras sanciones que aquí se prevén. Las multas ingresarán al patrimonio de la Nación, para la atención de programas de inversión social en materia de servicios públicos, salvo en el caso al que se refiere el numeral 79.11. Las empresas a las que se multe podrán repetir contra quienes hubieran realizado los actos u omisiones que dieron lugar a la sanción (...)"

¹⁸³ Si bien esta norma fue modificada por el artículo 19 de la Ley 1955 de 2019, este último fue declarado inexecutable por la Corte Constitucional mediante la sentencia C-030 de 2021.

4.2.1. Respeto del primer cargo

- **Impacto de la infracción sobre la prestación del servicio público**

El primer criterio de graduación y cálculo del valor de la sanción establecido por el referido artículo es el impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público.

La infracción en que incurrió **LA INVESTIGADA** consistió en desconocer las características de calidad del servicio de transporte de energía en el **STN**, al tener durante cada mes desde enero de 2015 hasta junio de 2020 al menos un activo representado comercialmente por ésta, que excedió las MHAIA acumuladas, en la forma descrita en la Tabla No. 1 del presente acto, vulnerando con ello lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como el literal a) del numeral 4.1 y los numerales 4.3 y 4.4 del Anexo General de la Resolución ibídem.

La conducta desplegada por **LA INVESTIGADA** no solo comporta un quebrantamiento de la normativa en mención, sino que implicó un impacto negativo en el sistema, pues al haber al menos un activo representado por ella que excedía los límites establecidos durante todos los meses desde enero de 2015 hasta junio de 2020, se configuró un riesgo en la confiabilidad y seguridad del sistema que pudo materializarse en la afectación en la prestación del servicio de energía.

Por tanto, es forzoso concluir que **LA INVESTIGADA** incurrió en una falta grave.

- **Reincidencia**

A la fecha de expedición del presente acto administrativo, **LA INVESTIGADA** no ha sido sancionada previamente por la misma conducta.

- **Prolongación de la infracción en el tiempo**

De acuerdo con las pruebas recaudadas, la infracción reprochada a **TRANSELCA** se prolongó de manera continuada durante el periodo comprendido entre enero de 2015 y junio de 2020, como se puede observar en la Tabla No. 1 del presente acto.

4.2.2. Respeto del segundo cargo

- **Impacto de la infracción sobre la prestación del servicio público**

La infracción en que incurrió **LA INVESTIGADA** consistió en desconocer las características de calidad del servicio de transporte de energía en el **STN**, al registrar **219 eventos** durante los meses de mayo de 2019 a junio de 2020 en los que la indisponibilidad de activos dejó no operativos otros activos, tal como se describe en la Tabla No. 2 del presente acto, vulnerando con ello lo dispuesto en el artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, así como el literal d) del numeral 4.1 del Anexo General de la citada Resolución.

Con su conducta, **LA INVESTIGADA** afectó la correcta operación del **SIN**, pues desconoció los estándares de calidad dispuestos para la prestación del servicio de transmisión de energía, al tener activos que ocasionaron la no operatividad de otros activos, hecho que afectó la confiabilidad del servicio.

Por tanto, es forzoso concluir que **LA INVESTIGADA** incurrió en una falta grave.

- **Reincidencia**

A la fecha de expedición del presente acto administrativo, **LA INVESTIGADA** no ha sido sancionada previamente por la misma conducta.

- **Prolongación de la infracción en el tiempo**

De acuerdo con las pruebas recaudadas, la infracción reprochada a **TRANSELCA** se prolongó de manera continuada entre mayo de 2019 y junio de 2020, como se puede observar en la Tabla No. 2 del presente acto.

4.2.3. Respeto del tercer cargo

- **Impacto de la infracción sobre la prestación del servicio público**

La infracción en que incurrió **LA INVESTIGADA** en el tercer cargo consistió en superar el tiempo máximo de despeje de la falla de la protección principal en el Evento, en los términos del numeral 9.2 del Código de Conexión, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, así como el numeral 23.1 del **RETIE**.

Esta conducta vulneró la normativa en mención e implicó un impacto negativo en el sistema, pues tras haberse detectado la falla referida, esta debió ser despejada lo más rápidamente posible. Contrario a ello, el tiempo de despeje en la falla de la protección principal excedió en más de ocho veces, los límites previstos en la regulación, extendiéndose sus efectos y generándose mayores daños y alteraciones en los diferentes elementos y equipos del sistema.

Por tanto, es forzoso concluir que **LA INVESTIGADA** incurrió en una falta grave.

- **Reincidencia**

A la fecha de expedición del presente acto administrativo, **LA INVESTIGADA** no ha sido sancionada previamente por la misma conducta.

- **Prolongación de la infracción en el tiempo**

De acuerdo con las pruebas recaudadas, la infracción reprochada a **TRANSELCA** ocurrió el 24 de junio de 2020 a las 2:27 p.m., momento en el cual el despeje de la falla en la protección diferencial superó el tiempo máximo permitido por la regulación.

4.2.4. Respeto del cuarto cargo

- **Impacto de la infracción sobre la prestación del servicio público**

La infracción en que incurrió **LA INVESTIGADA** en el cuarto cargo consistió en no haber gestionado diligentemente algunos riesgos operativos, afectando con ello la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica, desconociendo lo dispuesto en el numeral 5.4 del Código de Operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, los numerales 24.1 y 24.6 del **RETIE**, así como los artículos 22 y 24 de la Resolución CREG 080 de 2019 al no haber gestionado diligentemente los siguientes riesgos operativos:

- (i) Los mantenimientos periódicos realizados por **TRANSELCA** no evitaron la ocurrencia del Evento;
- (ii) El bloqueo de la protección diferencial de barras que debía actuar para despejar la falla del sistema el día del Evento tuvo origen en el cableado incorrecto de neutro, situación que no fue detectada por **TRANSELCA** como agente responsable de la subestación Sabanalarga;
- (iii) Los manuales de operación y mantenimiento de la subestación Sabanalarga con los que contaba **TRANSELCA** para el momento del Evento no fueron suficientemente precisos para asegurar que, al haberse materializado el riesgo, el servicio de energía eléctrica se prestara de manera continua; y
- (iv) **LA INVESTIGADA** declaró ante el **CND** la disponibilidad de todos sus activos sin haber realizado previamente el barrido correspondiente.

Este incumplimiento no solo comportó un quebrantamiento de la normativa en mención, sino también implicó que el Evento ocasionara la desconexión de **cinco departamentos** (Atlántico, Bolívar, Guajira, Cesar y Magdalena), resultado de una contingencia que desconectó automáticamente tres subáreas operativas.

Concretamente, se presentó la indisponibilidad de **972 activos en el área**, lo cual tuvo implicaciones en el restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados, incidiendo a su vez en el tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por la falla, lo que imposibilitó un mayor y mejor aprovechamiento de los recursos ofrecidos por el sistema eléctrico de potencia.

Con lo anterior, se afectaron **132 municipios** y 2.352.367 suscriptores, equivalentes al **19% de los usuarios del país** aproximadamente¹⁸⁴, condiciones originadas por un evento no programado en el sistema, que materializó una falla en la prestación del servicio de energía eléctrica aproximadamente por **siete horas** que duró el restablecimiento del 100% de los activos, lo cual equivale a **6.625,35 MWh de demanda no atendida** en dichas subáreas.

Por tanto, es claro que **LA INVESTIGADA** incurrió en una falta grave.

- **Reincidencia**

A la fecha de expedición del presente acto administrativo, **LA INVESTIGADA** no ha sido sancionada previamente por la misma conducta.

- **Prolongación de la infracción en el tiempo**

De acuerdo con las pruebas recaudadas, la infracción reprochada a **TRANSELCA** se identificó a partir del Evento ocurrido el 24 de junio de 2020 en la subestación Sabanalarga.

4.3. VALOR DE LA MULTA A IMPONER

Con base en lo expuesto, es preciso concluir que las cuatro infracciones a las que se refieren cada uno de los cargos imputados, las cuales se resumen a continuación, serán sancionadas en la modalidad de multa.

El primer cargo reprochó un incumplimiento de las características de calidad del servicio. En atención a que este se prolongó durante cinco años y cinco meses, el Despacho precisa que se ejercerá la facultad prevista en el numeral 81.2 del artículo 81 de la Ley 142 de 1994, en el sentido de “multiplicar por el número de años” el monto de la multa a imponer por esta infracción, es decir por cinco años (2015, 2016, 2017, 2018 y 2019). Nótese que el periodo de enero a junio de 2020 no se tuvo en cuenta para efectos de ejercer la facultad recién mencionada.

El segundo cargo también tuvo como fundamento la vulneración del esquema de calidad del servicio de transmisión. Por su parte, el cargo tercero consistió en un incumplimiento regulatorio, al excederse los tiempos previstos para el despeje de la falla presentada en el Evento. Finalmente, el hecho sancionable en el cuarto cargo fue la indebida gestión de cuatro riesgos específicos que se identificaron a partir de la ocurrencia del Evento, cuya magnitud e impacto quedaron suficientemente demostrados a lo largo de este acto, y en particular en la sección **3.4.4** del mismo.

Así, en atención a los criterios analizados, el Despacho resuelve que los cuatro cargos imputados serán sancionados con una multa por valor total de **NUEVE MIL MILLONES DE PESOS M/L (\$9.000.000.000)**.

4.4. PROPORCIONALIDAD Y RAZONABILIDAD DE LA SANCIÓN

Dentro de los procesos administrativos con fines sancionatorios, resulta un deber de las autoridades ponderar la sanción a imponer bajo los principios de proporcionalidad y razonabilidad, de tal manera que la graduación de la sanción a imponer guarde relación con la naturaleza y la gravedad de la infracción cometida por el administrado.

De esta manera, respecto del principio de proporcionalidad en materia de la potestad administrativa sancionatoria de la administración, la Corte Constitucional ha afirmado que:

“(...) éste exige que tanto la falta descrita como la sanción correspondiente a la misma resulten adecuadas a los fines de la norma, esto es, a la realización de los principios que gobiernan la función pública. Respecto de la sanción administrativa, la proporcionalidad implica también que ella no resulte excesiva en rigidez frente a la gravedad de la conducta, ni tampoco carente de importancia frente a esa misma gravedad (...)”¹⁸⁵ (Énfasis agregado).

Así mismo, en cuanto al principio de razonabilidad, la Corte Constitucional ha indicado que:

¹⁸⁴ Folio 20 de la carpeta No. 1 del expediente.

¹⁸⁵ Corte Constitucional, Sala Plena. Sentencia C-125/03, M.P. Clara Inés Vargas.

"(...) el contenido mismo del concepto de 'razonabilidad' ha sido explorado por la Corte, que, en sentencia, dijo hace relación a que un juicio, raciocinio o idea esté conforme con la prudencia, la justicia o la equidad que rigen para el caso concreto. Es decir, cuando se justifica una acción o expresión de una idea, juicio o raciocinio por su conveniencia o necesidad"¹⁸⁶ (Énfasis agregado).

De esta forma, el Despacho encuentra que el monto de la sanción de **MULTA** a imponer resulta proporcional y razonable, pues se ajusta a la gravedad de las infracciones en que incurrió **LA INVESTIGADA** y al impacto que tuvieron sus conductas respecto a las características de calidad del servicio en el **STN**, así como en la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica, resultando necesario para que el comportamiento del prestador se adecúe a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables y se disuada a la empresa prestadora de la comisión de las conductas objeto de reproche, de forma tal que en el futuro no se presenten este tipo de incumplimientos graves a las disposiciones legales y regulatorias.

En mérito de lo expuesto, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible,

RESUELVE

ARTÍCULO PRIMERO: SANCIONAR en la modalidad de **MULTA** a **TRANSELCA S.A. E.S.P.**, identificada con NIT. 802.007.669-8, por valor de **NUEVE MIL MILLONES DE PESOS M/L (\$9.000.000.000)**, por las razones expuestas en la parte motiva de la presente Resolución.

ARTÍCULO SEGUNDO: NOTIFICAR el contenido de la presente Resolución a **TRANSELCA S.A. E.S.P.**, identificada con NIT. 802.007.669-8, por medio de su representante legal judicial o quien haga sus veces, a los correos electrónicos: notificaciones@transelca.com.co y lposada@transelca.com.co¹⁸⁷, remitiéndole una copia de la misma.

ARTÍCULO TERCERO: INFORMAR a **TRANSELCA S.A. E.S.P.**, identificada con NIT. 802.007.669-8, que una vez se encuentre en firme la presente Resolución, el valor de la multa impuesta deberá ser cancelado mediante consignación en efectivo o cheque de gerencia, o mediante transferencia electrónica realizada a la cuenta corriente No.141011460 del Banco BBVA a nombre de la "*Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*".

Para ello, el prestador debe descargar el formato de pago disponible en el portal web www.superservicios.gov.co, menú Servicios vigilados > Trámites y Servicios Prestadores > Pagos o acceder al siguiente enlace en un navegador web: (<https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/tramites-servicios/formatos-pago>).

El pago de la sanción deberá acreditarse dentro de los diez (10) hábiles siguientes a la fecha de ejecutoria del presente acto administrativo. En caso de adelantar el pago mediante transferencia electrónica, la misma se deberá acreditar enviando copia del soporte al correo evleiton@superservicios.gov.co indicando que corresponde al cumplimiento de lo establecido en la presente Resolución.

ARTÍCULO CUARTO: Contra esta Resolución únicamente procede el recurso de reposición dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación.

ARTÍCULO QUINTO: La presente Resolución rige a partir de la fecha de su notificación.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE



DIEGO ALEJANDRO OSSA URREA
SUPERINTENDENTE DELEGADO PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE

Proyectó: Carolina Meza Vélez – Abogada de la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible.
Revisó: Juliana Camacho Martínez – Abogada de la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible.
Revisó: Miguel Ángel Lozada Urrego – Director de Investigaciones de Energía y Gas Combustible.
Revisó: Gustavo Alfredo Peralta Figueredo – Asesor del Despacho de la Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios.

¹⁸⁶ Corte Constitucional, Sala Plena. Sentencia C-1026/01, M.P. Eduardo Montealegre Lynett.

¹⁸⁷ Folio 132 de la carpeta No. 1 del expediente.