



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



DIAGNÓSTICO DE LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019

Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Ángela María Sarmiento Forero

Directora Técnica de Gestión de Energía

EQUIPO DE TRABAJO

Catherine Yuliana Bohórquez Rodríguez

Jhon Cristian Giraldo Parra

Oscar Fabio Vélez Cano

Fecha de publicación: noviembre de 2020

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	MARCO TEÓRICO	2
2.1	Definiciones.....	2
2.2	Actualidad Normativa y Regulatoria	4
3	CARACTERIZACIÓN DEL STN.....	6
3.1	Pérdidas en el STN.....	8
4	CALIDAD DEL SERVICIO.....	10
4.1	Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA	10
4.2	Eventos que ocasionaron Demanda No Atendida	18
4.3	Consignaciones Nacionales.....	21
4.3.1	Generación por seguridad	24
5	ZONAS EXCLUIDAS DE CANO ACTIVOS STN.....	29
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	31
	ANEXO.....	33
	HC por activos para INTERCOLOMBIA - 2019	33
	HC por activos para TRANSELCA - 2019	34
	HC por activos para CELSIA COLOMBIA - 2019	35
	Resumen de los reportes de consignación INTERCOLOMBIA	37
	Resumen de los reportes de consignación TRANSELCA	38
	Resumen de los reportes de consignación GEB.....	40

Listado de Tablas

Tabla 1 Legislación aplicable.....	4
Tabla 2 Regulación CREG aplicable al STN.....	4
Tabla 3 Acuerdos CNO aplicable al STN	5
Tabla 4 Operación y Representación comercial de activos en el STN por agente.....	6
Tabla 5 Capacidad de Intercambios Interconexiones Internaciones	7
Tabla 6 Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo	11
Tabla 7 Subáreas Operativas SIN	18
Tabla 8 Máximas Demandas No Atendida No Programada en el STN – 2019.....	19
Tabla 9 Máximas Demandas No Atendida Programada en el STN – 2019.....	20
Tabla 10 Consignaciones ejecutadas ISA INTERCOLOMBIA año 2019	21
Tabla 11 Consignaciones ejecutadas de TRANSELCA año 2019.....	22
Tabla 12 Consignaciones ejecutadas CELSIA COLOMBIA año 2019	23
Tabla 13 HC por activos para INTERCOLOMBIA en el año 2019.	33
Tabla 14 HC por activos para TRANSELCA en el año 2019.....	34
Tabla 15 HC por activos para CELSIA COLOMBIA en el año 2019.....	35
Tabla 16 Resumen de los reportes de consignación INTERCOLOMBIA	37
Tabla 17 Resumen de los reportes de consignación TRANSELCA.....	38
Tabla 18 Resumen de los reportes de consignación GEB.....	40

Listado de Ilustraciones

Ilustración 1 Agentes del STN por km de red del STN	7
Ilustración 2 Colombia STN Actual - 2019	8
Ilustración 3 Comportamiento histórico de las Pérdidas en el STN Vs Demanda Nacional SIN.....	9
Ilustración 4 Comparación de eventos por indisponibilidad de activos 2018-2019.	12
Ilustración 5 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC) 2018-2019.	12
Ilustración 6 Contraste entre cantidad de eventos por indisponibilidad de activos y HC 2018-2019. .	13
Ilustración 7 Referencia histórica de la variable HC en los últimos 5 años.	14
Ilustración 8 Activos con mayor HC para INTERCOLOMBIA 2019	15
Ilustración 9 Activos con mayor HC para TRANSELCA 2019	16
Ilustración 10 Activos con mayor HC para CELSIA COLOMBIA 2019.....	17
Ilustración 11 Demanda No Atendida STN - 2019	18
Ilustración 12 Demanda No Atendida No Programada STN - 2019.....	19
Ilustración 13 Demanda No Atendida Programada STN – 2019.....	20
Ilustración 14 Porcentaje de consignaciones nacionales de INTERCOLOMBIA.....	22
Ilustración 15 Porcentaje de consignaciones nacionales de TRANSELCA	23
Ilustración 16 Porcentaje de consignaciones nacionales de CELSIA COLOMBIA	24
Ilustración 17 Energía en Consignaciones con Generación por Seguridad - 2019	25
Ilustración 18 Consignaciones Nacionales que ocasionaron Generación de Seguridad - 2019	25
Ilustración 19 Activos con mayor número de periodos horarios en Consignaciones que ocasionaron Generación por Seguridad INTERCOLOMBIA - 2019.....	26
Ilustración 20 Activos con mayor número de periodos horarios en Consignaciones que ocasionaron Generación por Seguridad TRANSELCA - 2019	27
Ilustración 21 Activos con mayor número de periodos horarios en Consignaciones que ocasionaron Generación por Seguridad GEB – 2019	28
Ilustración 22 Relación de zonas Excluidas de CANO en el STN	29

1 INTRODUCCIÓN

La Dirección Técnica de Gestión de Energía (en adelante, “DTGE”) de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (en adelante, “SSPD”), presenta el Diagnóstico de la actividad de transmisión de energía eléctrica 2019, cuyo objetivo es realizar un seguimiento al comportamiento de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional con información correspondiente a la vigencia 2019.

Es importante resaltar que este informe pretende mostrar de manera clara la calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN en niveles de tensión superiores a 220 kV y el cumplimiento de la Resolución CREG 011 de 2009, la cual está asociada a la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica de cada Transmisor Nacional (en adelante “TN”)

Para ello, en el Capítulo 2 se muestra la actualidad normativa y regulatoria; luego en el capítulo 3 se incorpora una ilustración general y concisa de las principales características generales del Sistema de Transmisión Nacional (en adelante, “STN”); a continuación, en los Capítulos 4 y 5 se identifican características específicas en calidad del servicio y Zonas Excluidas de Compensación CANO.



2 MARCO TEÓRICO

2.1 Definiciones

A continuación, se presentan algunas definiciones que permitirán al lector comprender de mejor manera el análisis y los resultados obtenidos en este informe.

Activos de Conexión

Son aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al STN, a un STR o a un SDL. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores que se conecten, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

Activos de Uso del STN

Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son de uso común, se clasifican en Unidades Constructivas y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN.

Área operativa

Conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presenta alguna restricción eléctrica y por lo tanto limita los intercambios con el resto del sistema.

Consignación

Es el procedimiento mediante el cual se solicita, se estudia y se autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella para mantenimiento.

Consignación de emergencia

Es 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 personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.

Demanda de energía

Carga en kWh solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción durante un periodo de tiempo determinado.

Demanda de potencia

Carga en kVA o kW solicitada a la fuente de suministro en el punto de recepción en un momento determinado.

Demanda No Atendida - DNA

Demanda dejada de atender por desconexiones programadas y forzadas, causadas por fallas en líneas, transformadores, generadores, mantenimientos y eventos programados por agentes externos.

Desconexión programada

Poner fuera de servicio un equipo del Sistema Interconectado Nacional por mantenimiento programado.

Estado de alerta

Estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia puede alcanzar un estado de emergencia.

Estado de emergencia

Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia, o no se puede atender totalmente la demanda. Igualmente, se considera como tal el aislamiento de una o más áreas del SIN.

Evento

Es la situación que cause la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso del STN o de un Activo de Conexión al STN y que ocurre de manera programada o no programada.

Mantenimiento programado

Mantenimiento de equipos que es reportado por las empresas al CND para ser considerado en la coordinación integrada de mantenimientos.

Mantenimiento mayor

Es aquel mantenimiento sobre activos de conexión al STN o activos de uso del STN, que se realizan por una vez cada seis (6) años y que requieren un tiempo mayor al de la meta de indisponibilidad anual fijada para dichos activos.

Racionamiento

Corte programado de energía o potencia por razones preventivas o de emergencia.

Pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional: Diferencia entre la sumatoria de la energía importada a través del Sistema de Transmisión Nacional (flujos de potencia que circulan desde los centros de generación hacia los sistemas de distribución), y la sumatoria de la energía exportada hacia el Sistema de Transmisión Nacional (flujos de potencia que circulan desde los sistemas de distribución hacia las redes de transmisión nacional). Resolución CREG 039 de 1999.

Sistema de Transmisión Nacional (STN)

Es el Sistema Interconectado de Transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema Nacional de Consignaciones (SNC)

Sistema implementado con el fin de realizar la coordinación de los mantenimientos de equipos del Sistema de Transmisión Nacional, de los Sistemas de Transmisión Regional y de las unidades de generación despachadas centralmente.

Restricción

Límite físico u operativo que se presenta en la operación del SIN, que disminuye las transferencias de potencia por las líneas de transmisión, activos de conexión e interconexiones internacionales, por causas como: límite de temperatura, sobrecargas, estabilidad, etc. Surgen por la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

Trabajos de expansión

Son aquellos proyectos contenidos en el plan de expansión emitido por la UPME y/o los trabajos necesarios para la entrada en operación comercial de estos activos de conexión al STN o de uso del STN.

Transmisor Nacional (TN)

Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

2.2 Actualidad Normativa y Regulatoria

En la Tabla 1 se presenta el marco jurídico aplicable a los servicios públicos domiciliarios, en la Tabla 2 se relaciona algunas de las principales resoluciones expedidas por la Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG aplicable al STN.

Adicionalmente, para la correcta operación del Sistema Interconectado Nacional, se cuenta con el apoyo del Consejo Nacional de Operación (en adelante, “CNO”), creado por la Ley 143 de 1994 en su artículo 36, el cual es un organismo privado que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del SIN sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación, está conformado por representantes de las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y el director del Centro Nacional de Despacho – CND (con voz pero sin voto). Además, por disposición del artículo segundo del Decreto 2238 de 2009, el Superintendente Delegado de Energía y Gas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía y el Director de la UPME serán invitados permanentes a las sesiones del CNO, los cuales participarán en las reuniones de los Comités y Subcomités con voz y sin voto. En la Tabla 3 se presentan algunos de los principales acuerdos del CNO aplicables al STN.

Tabla 1 Legislación aplicable

LEGISLACIÓN	DISPOSICIÓN
LEY 142 de 1994	“Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.”
LEY 143 de 1994	“Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional– establece el régimen de las actividades del sector eléctrico colombiano.”

Tabla 2 Regulación CREG aplicable al STN

RESOLUCIÓN	DISPOSICIÓN
CREG 001 de 1994	“Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema”
CREG 002 de 1994	Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones.
CREG 025 DE 1995	Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
CREG 051 de 1998	Por la cual se aprueban los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y se establece la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.
CREG 004 de 1999	Por la cual se aclaran y/o modifican las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, en la cual se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.



RESOLUCIÓN	DISPOSICIÓN
CREG 039 de 1999	Por la cual se establecen las normas relacionadas con las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 080 de 1999	Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN.
CREG 022 de 2001	Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG-004 y CREG-045 de 1999, mediante las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.
CREG 106 de 2006	Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local.
CREG 011 de 2009	"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."
CREG 128 de 2010	Por la cual se establecen reglas para hacer la transición al nuevo esquema de calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional adoptado por la Resolución CREG-011 de 2009
CREG 093 de 2012	Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 224 de 2016	Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias sencillas, como parte del Código de Operación
CREG 039 de 2019	Por la cual se establecen las normas relacionadas con las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 073 de 2019	Por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016 "por la cual se establecen los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias sencillas, como parte del Código de Operación"

Fuente: CREG

Es importante mencionar frente a la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional – STN, que mediante la Resolución CREG 023 de 2016, la Comisión de Regulación de Energía y Gas público un proyecto de resolución cuya propuesta consideraba tener en cuenta para la remuneración criterios como:

- Los ingresos dependerán de la ejecución de los planes de inversión del Transmisor Nacional, representados principalmente en reposición de activos
- La base regulatoria de activos del STN se determinaría a partir del costo de reposición de los activos mediante las Unidades Constructivas
- El cargo por uso resultante de aplicar la metodología remuneraría el uso de la infraestructura y los gastos de AOM asociados al sistema de transmisión nacional.

A la fecha no se ha expedido la regulación definitiva, pero se encuentra dentro de la agenda regulatoria de la CREG prevista para la vigencia 2020.

Tabla 3 Acuerdos CNO aplicable al STN

ACUERDO	DISPOSICIÓN
787	Por el cual se establecen las responsabilidades y los procedimientos a los cuales están sujetos los agentes Transportadores, Operadores de Red, Generadores del SIN y el Centro Nacional de Despacho – CND-, en la realización de informes referentes al análisis de eventos que afecten la seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional –SIN
1214	Por el cual se aprueba el Procedimiento para la entrada en operación comercial de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR -, de usuarios conectados directamente al STN y de recursos de generación
1239	Por el cual se aprueban las Causas Detalladas para el Reporte de Maniobras Operativas, Eventos y Cambios de Operatividad de activos del Sistema de Transmisión Nacional -STN- y del Sistema de Transmisión Regional -STR



ACUERDO	DISPOSICIÓN
1254	Por el cual se actualiza la definición y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se quieran conectar al Sistema de Transmisión Nacional STN, al Sistema de Transmisión Regional STR y al Sistema de Distribución Local SDL
1299	Por el cual se aprueban los procedimientos para solicitar el cambio de parámetros técnicos de las plantas de generación, activos de uso del STN, activos de conexión al STN y sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB

Fuente: CON

3 CARACTERIZACIÓN DEL STN

El Sistema de Transmisión Nacional en Colombia cuenta con 14 agentes que operan y representan comercialmente los activos del STN. De estos 14 agentes, se tienen 7 que operan líneas y distintos activos como bahías, transformadores, capacitores, entre otros. Estos agentes se pueden visualizar en la ilustración 1.

Adicionalmente, para los 7 agentes restantes se tiene la condición de no operación, ni representación comercial de líneas en el STN, únicamente de otros activos, como los mencionados anteriormente. La comparación en cuanto a operación y representación comercial de los activos se muestra en la Tabla 4.

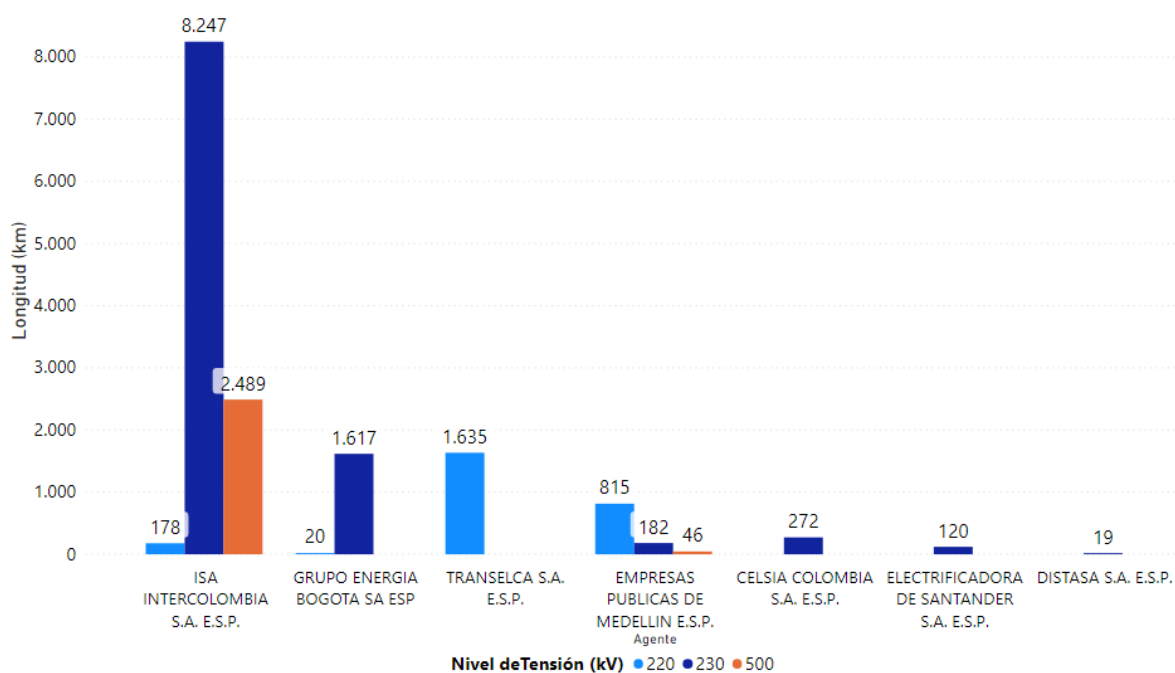
Tabla 4 Operación y Representación comercial de activos en el STN por agente

AGENTE TRANSMISOR	Líneas	Otros activos
CHEC		X
CELSIA COLOMBIA	X	X
CENS		X
DISTASA	X	X
EBSA		X
ELECTRICARIBE		X
EMGESA S.A.		X
EPM	X	X
ESSA	X	X
GEB	X	X
ISA INTERCOLOMBIA	X	X
TEBSA		X
TRANSELCA	X	X
TUPROJECT		X

Fuente: XM, Construcción SSPD – junio 2020

Ahora bien, los 7 Transmisores Nacionales que operan y representan comercialmente las líneas en el STN agrupan un total de 15.640 km de líneas en niveles de tensión iguales o superiores a los 220 kV, donde, en la Ilustración 1, se puede ver la distribución de la longitud de líneas por agente, en la cual se resalta que ISA INTERCOLOMBIA S.A. ESP representa aproximadamente un 69,7% del total de líneas en el STN. Por otra parte, en la Ilustración 2 se puede apreciar la distribución geográfica del Sistema de Transmisión Nacional en Colombia.

Ilustración 1 Agentes del STN por km de red del STN



Fuente: XM, Construcción SSPD – junio 2020

Adicionalmente, el STN cuenta una interconexión internacional con Ecuador mediante circuitos a nivel de 230 kV y 138 kV. En la Tabla 5 se presenta un resumen de cada una de las interconexiones.

Tabla 5 Capacidad de Intercambios Interconexiones Internacionales

INTERCONEXIÓN	CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN (MW)	CAPACIDAD DE EXPORTACIÓN (MW)
ECUADOR 230	360	500
ECUADOR 138	35	35
TOTAL INTERCONEXIÓN CON ECUADOR	395	535

Fuente: XM – junio 2020

Ilustración 2 Colombia STN Actual - 2019

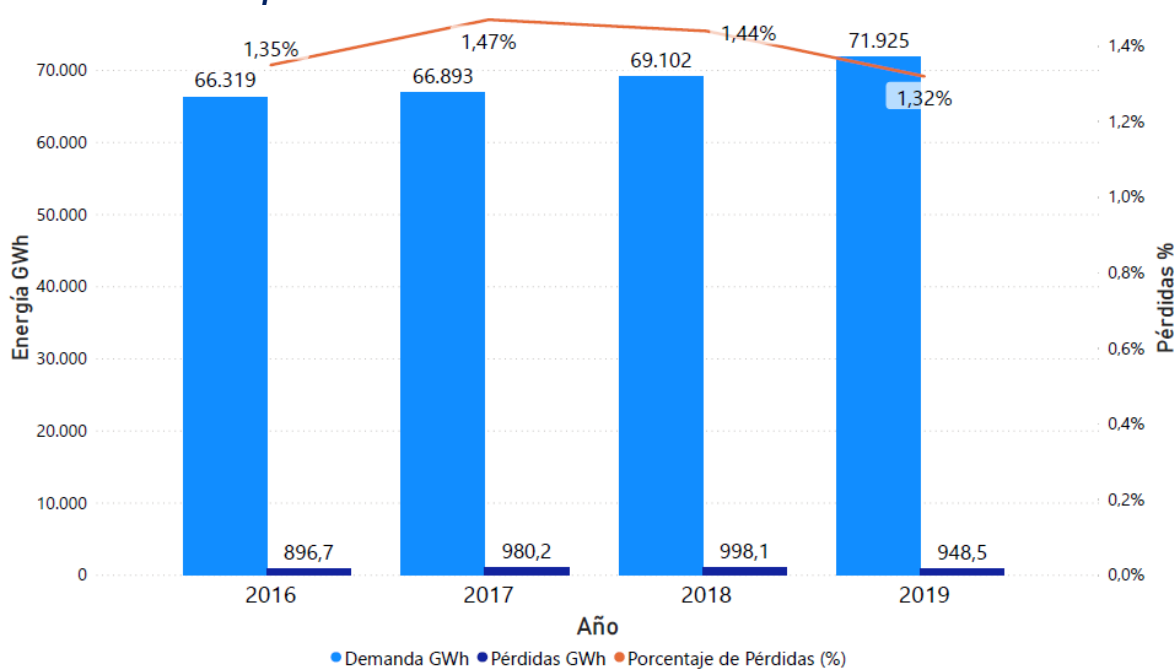


Fuente: UPME – junio 2020

3.1 Pérdidas en el STN

Tal como lo establece la Resolución CREG 024 de 1995, siendo las empresas de transmisión de energía del sistema de interconectado nacional, agentes principales del mercado mayorista de energía eléctrica, que si bien no efectúan transacciones de energía, si participan en la estructuración del costo de la misma a través de los procesos de reconciliación por las restricciones en las redes y las pérdidas que se puedan presentar en el Sistema, a continuación se mostrará cómo ha sido la evolución de las pérdidas de energía reales en el STN, a lo largo de los últimos años, en comparación con la demanda de energía en el SIN.

Ilustración 3 Comportamiento histórico de las Pérdidas en el STN Vs Demanda Nacional SIN



Fuente: Construcción propia a partir de información de XM S.A. ESP y COCIER¹

De la Ilustración 3 es importante indicar que:

- Los datos mostrados son el resultado de la evaluación de los flujos de exportación e importación de energía a través de las diferentes fronteras comerciales del STN, en el que se incluyeron no solo las fronteras al interior del mercado colombiano sino también las que registran las transacciones internacionales, tal como lo dicta la Resolución CREG 039 de 1999.
- A pesar de haber un crecimiento en la demanda del SIN año a año, las pérdidas para el año 2019 fueron menores inclusive que las presentadas en el año 2016, factor que se debe a la entrada en operación de varios proyectos en el STN y STR que fortalecieron el SIN.

¹ <http://www.cocier.org/index.php/pt/noticias-de-cocier/1858-la-demanda-de-energia-en-colombia-crecio-4-02-en-2019>

4 CALIDAD DEL SERVICIO

Las empresas Transmisoras Nacionales –TN, son las que operan y transportan energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional o que han constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. Esta actividad es remunerada a través de ingreso regulado establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, el cual es cobrado por los comercializadores a los usuarios del Sistema interconectado Nacional - SIN a través de la tarifa.

La mencionada resolución establece en su artículo 15 que los TN serán los responsables de la continuidad del servicio en la transmisión de energía eléctrica en el STN dentro de los niveles establecidos en el Capítulo 4 del Anexo de la Resolución “*Calidad del servicio en el STN*”.

En el mismo sentido, en el numeral 4.1 de esta resolución se definen las “*Características de la calidad a que está asociado el Ingreso Regulado de cada TN.*”. En donde vale la pena resaltar las condiciones de calidad del servicio que se exponen a continuación y que serán analizadas en el numeral 4.1 de este documento:

1. La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no superará las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.
2. La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un Activo no superará el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho.
3. A partir del momento en que las Horas de Indisponibilidad Acumulada de un activo sean mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas, no se permitirá que la indisponibilidad de este Activo deje no operativos otros activos.

Las anteriores disposiciones están asociadas a indicadores de calidad definidos en los numerales 4.4, 4.8.1 y 4.8.3 de la misma resolución: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, Energía No Suministrada y dejar No Operativos otros Activos. Por lo anterior, se analizará de forma conjunta para el SIN y posteriormente se presentará un análisis para los tres agentes con mayor cantidad de horas que superaron las MHAIA y la mayor cantidad de compensaciones por activos no operativos. Con esta información se busca verificar el nivel de cumplimiento de los prestadores del servicio público de energía eléctrica que realizan la actividad complementaria de transmisión en el STN.

4.1 Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA

La metodología para la evaluación del indicador de MHAIA de acuerdo con lo definido en el numeral 4.3 de la resolución *ibídem* establece que los activos utilizados para la prestación del servicio de transmisión de energía en el STN relacionados en la

Tabla 6 no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses el número de horas de indisponibilidad establecido en la misma:

Tabla 6 Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHA)
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

Fuente: XM – junio 2020

Otro aspecto a tener en cuenta se encuentra definido en el numeral 4.4 en donde se establece que las MHA se podrán reducir en 0,5 horas cada vez que se presenten 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 mencionada resolución).

Lo anterior quiere decir, que la referencia del indicador de calidad se ajustará para volverse más exigente en la medida que el prestador incurra en alguna de las tres situaciones mencionadas, este ajuste se realizará a través del cálculo de la variable Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

Por otra parte, en el numeral 4.8.1 de la Resolución CREG 011 de 2009 se define la manera de calcular las Horas de Indisponibilidad Acumulada – HIDA las cuales no deberán superar las MHAIA para determinar el nivel de cumplimiento del indicador por activo. Este indicador está orientado a penalizar la indisponibilidad del activo responsable del evento.

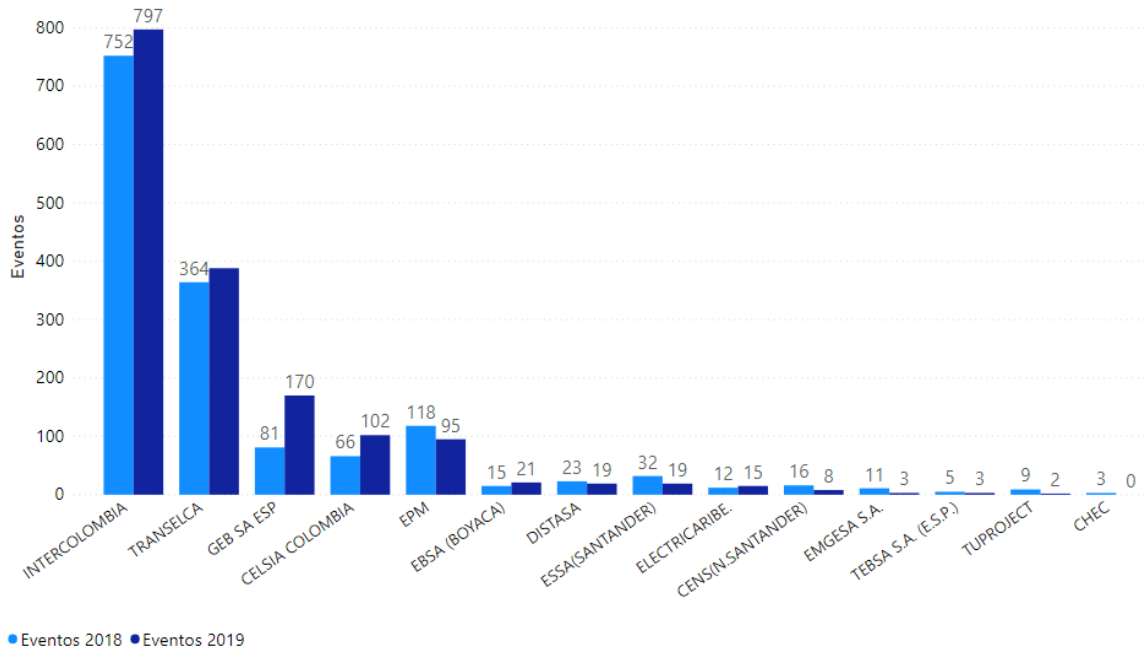
Ahora bien, para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y 31 de diciembre de 2019 se presentaron 1642 eventos, mediante los cuales se ocasionó la indisponibilidad de activos en el STN. Esta condición se puede visualizar en la Ilustración 4 en la que se presenta la información de la cantidad de eventos asociada a cada empresa.

Adicionalmente, en comparación con el año 2018 se pudo evidenciar un comportamiento que de manera general se mantiene de un año a otro, pues se tuvo un leve incremento con un porcentaje del 8.22%, pasando de 1.507 eventos a 1.642 eventos. Las empresas con mayor variación de 2018 a 2019 fueron GEB, que aumentó sus eventos por indisponibilidad de activos y EPM que por el contrario redujo su cantidad de eventos.

De la Ilustración 4 se tiene que las tres empresas con más eventos por indisponibilidad de activos en el año 2019 fueron: INTERCOLOMBIA, TRANSELCA y GEB. Esta última ocupó el tercer lugar de acuerdo al aumento del 52.36% que presentó del año 2018 al año 2019, adicionalmente esta cuantificación es directamente proporcional a la propiedad y operación de activos en el STN, puesto que son los tres Transmisores Nacionales más grandes del país.



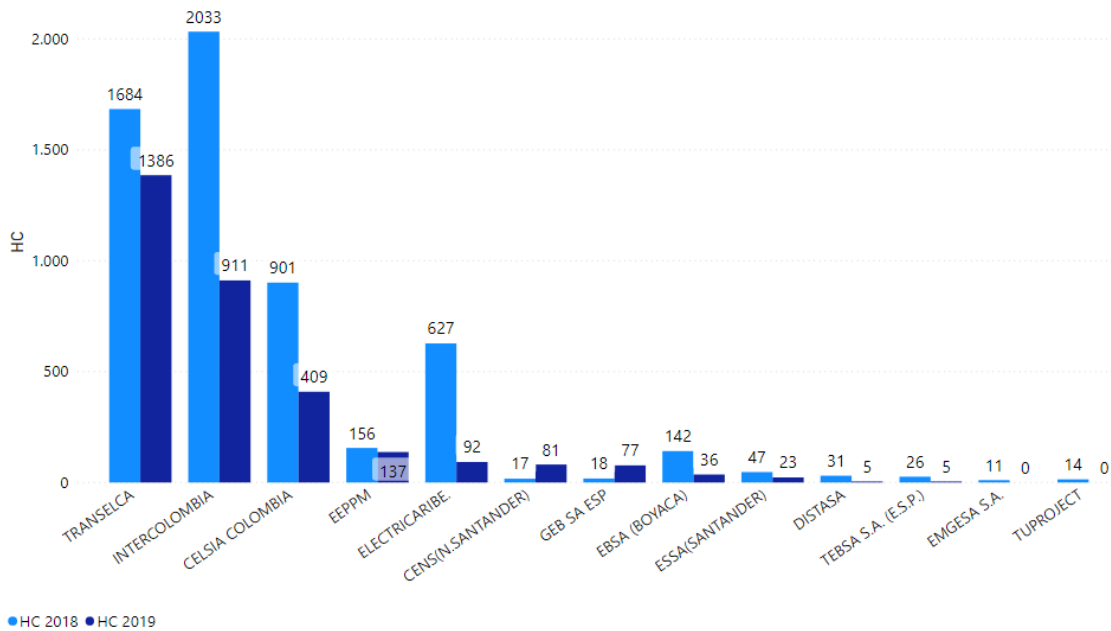
Ilustración 4 Comparación de eventos por indisponibilidad de activos 2018-2019.



Fuente: XM, Construcción SSPD – junio 2020

Por otra parte, en cuanto a las horas de indisponibilidad que superaron las MHAIA establecidas en la regulación, se tiene que para el año 2019 se presentaron aproximadamente 3.161 horas con esta condición. Cabe indicar que, en comparación con el año 2018 se presentó una disminución del 44.60 %, pasando de 5.706 horas compensadas por superar las MHAIA en el año 2018 a 3.161 en el año 2019. En la Ilustración 5 se puede evidenciar esta información para cada uno de los agentes transmisores.

Ilustración 5 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC) 2018-2019.



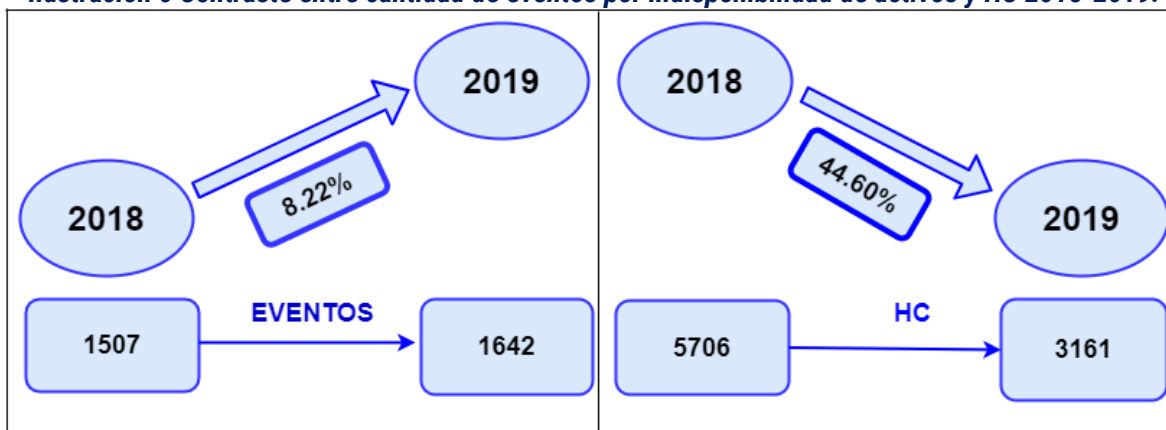
Fuente: XM, Construcción SSPD – junio 2020

Respecto a lo anterior, es posible evidenciar que la mayoría de los agentes transmisores presentaron una disminución de horas que excedieron las MHAIA del año 2018 al año 2019. Además las empresas con mayor variación fueron INTERCOLOMBIA, CELSIA COLOMBIA y ELECTRICARIBE, las cuales disminuyeron significativamente su cantidad de HC.

De otra parte, es importante mencionar que a pesar de que la cantidad de horas que excedieron las MHAIA disminuyó notablemente de un año al otro, 3.161 horas de indisponibilidad compensadas son un alto referente puesto que es equivalente aproximadamente a 131 días, es decir un poco más de la tercera parte de un año, por lo que es una condición operativa que refleja que hay activos en el STN que pueden estar presentando condiciones de fragilidad operativa o asociadas a vida útil que ante cierta situación o evento pueden ocasionar una afectación importante de desatención de demanda.

Ahora bien, luego del análisis realizado a la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos en el STN y a las Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA, se tiene un contraste presentado entre ambas variables para el año 2018 y 2019, esta información se presenta gráficamente en la Ilustración 6.

Ilustración 6 Contraste entre cantidad de eventos por indisponibilidad de activos y HC 2018-2019.



Fuente: XM, Construcción SSPD – Octubre 2020

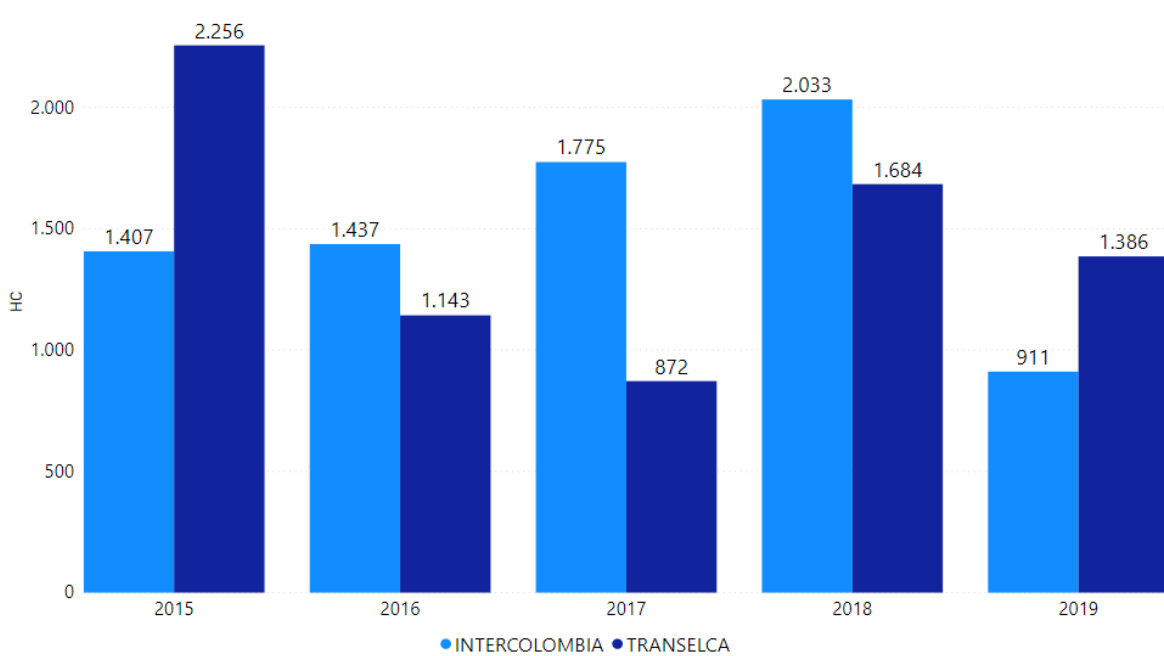
De la anterior ilustración, se puede evidenciar el contraste en cuanto a que la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos aumentó levemente entre los años 2018 y 2019, mientras que la cantidad de horas disminuyó en un porcentaje significativo de un año a otro. Sin embargo, es posible identificar que se mantiene una presunta conducta de incumplimiento a los estándares de calidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica establecidos en la Resolución CREG 011 de 2009, en cuanto a horas de indisponibilidad de activos.

Seguidamente, de acuerdo con toda la información anteriormente expuesta es posible establecer que TRANSELCA fue la empresa con mayor cantidad de horas compensadas en el año 2019 por indisponibilidad de activos que superaron las MHAIA, con un total de 1.385 horas aproximadamente, luego está INTERCOLOMBIA con 475 horas menos aproximadamente, estos datos muestran una particularidad en cuanto a los activos de TRANSELCA ya que por historia y por tamaño es INTERCOLOMBIA la que lidera la cantidad de horas compensadas.

En la Ilustración 7 se puede evidenciar la comparación de la cantidad de horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA de TRANSELCA respecto a INTERCOLOMBIA, que es el agente que históricamente tiene la mayor cantidad de horas de indisponibilidad en conformidad al tamaño de su participación en el

STN. El rango de tiempo establecido para obtener esta referencia es de 5 años, entre el año 2015 y 2019, como se muestra a continuación:

Ilustración 7 Referencia histórica de la variable HC en los últimos 5 años.



Fuente: XM, Construcción SSPD – Octubre 2020

De la Ilustración 7, es posible determinar que en los últimos 5 años, tres años (2016, 2017 y 2018) presentaron valores de HC más altos para el agente INTERCOLOMBIA. Sin embargo, para el año 2019, objeto de análisis de este informe, TRANSELCA presentó un valor más alto de HC que INTERCOLOMBIA, al igual que en el año 2015. Esta condición de presunto incumplimiento a las características de calidad en el STN muestra y expone particularidades hacia TRANSELCA en su gestión de activos y en la eficacia de operación de los mismos.

Por otra parte CELSIA COLOMBIA ocupa el tercer puesto con aproximadamente 409 horas compensadas, por lo que para este agente es necesario un análisis a detalle con el objetivo de identificar las problemáticas que se puedan estar presentando en sus activos del STN.

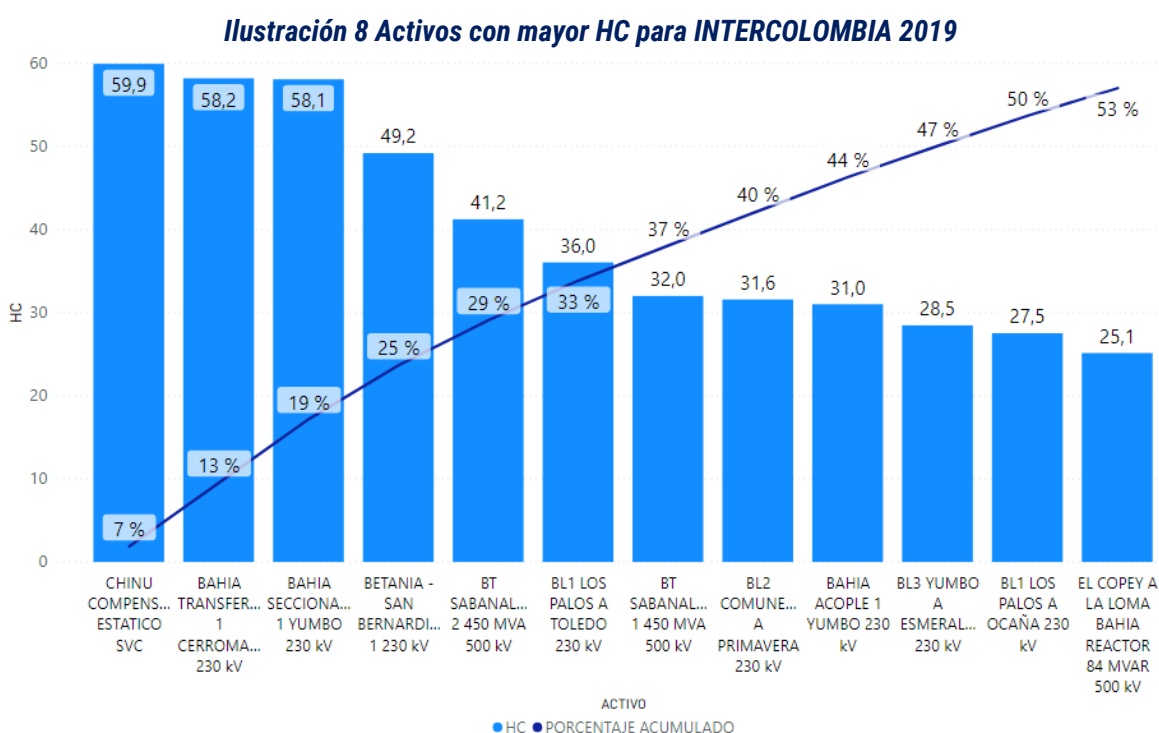
Del anterior análisis enfocado a eventos y cantidad de horas compensadas por incumplimiento a los estándares de calidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica para el año 2019, se tiene que INTERCOLOMBIA presentó el mayor número de eventos por indisponibilidad de activos, TRANSELCA presentó la mayor cantidad de horas que superaron las MHAIA y finalmente CELSIA COLOMBIA presentó una condición particular y atípica de acuerdo a su pequeña participación en el STN, ocupando el tercer lugar en cuanto a horas compensadas. Por lo que el análisis particular por agente se realizará específicamente para estas tres empresas, como se desarrolla a continuación.



INTERCOLOMBIA

En el Anexo de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para la empresa, con un total de 79 activos y aproximadamente 911 horas de indisponibilidad. En la Ilustración 8 se muestran los primeros activos en este listado evidenciando cuales fueron los activos representados comercialmente y operados por INTERCOLOMBIA que presentaron mayor indisponibilidad.

En comparación con el año 2018, se presentó una reducción tanto en la cantidad de activos indisponibles como en la cantidad de horas bajo esta condición, puesto que para el año 2018 se registraron 119 activos con aproximadamente 2.283 horas de indisponibilidad. Si bien este comportamiento es bueno y debería ser progresivo en el tiempo, se identifican activos que se han mantenido en los últimos años con la más alta cantidad de horas de indisponibilidad, por lo que son objeto de análisis detallado y particular para la detección de un presunto problema operativo que incida en la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica.



Fuente: XM, Construcción SSPD – junio 2020

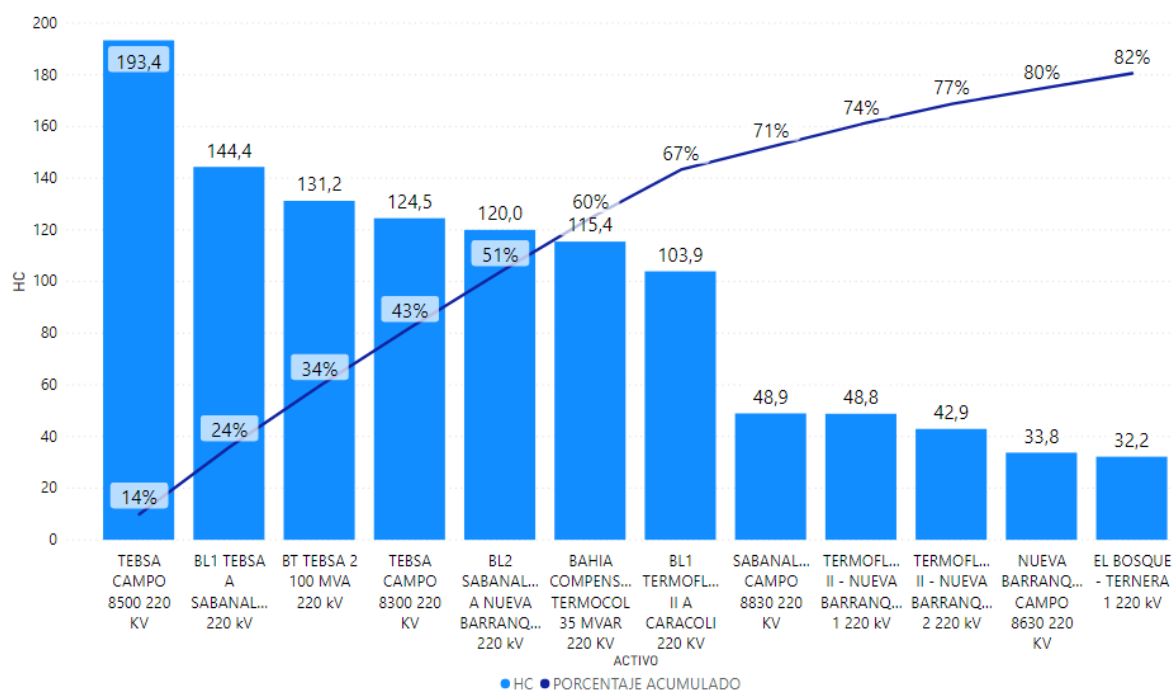
Adicionalmente se observa que el tipo de activos que más presenta horas de indisponibilidad son las bahías de línea, transformación y compensación, seguido de los módulos de compensación. Respecto a este último tipo de activos se tiene el activo que encabeza la lista de INTERCOLOMBIA correspondiente a Chinú compensador estático SVC, con aproximadamente 60 horas de indisponibilidad compensadas para el año 2019, con un aumento significativo luego de haber presentado 28 HC para el año 2019. Los 11 activos de 79 en total que acumularon aproximadamente el 50% de horas de indisponibilidad compensadas para INTERCOLOMBIA, corresponden a los evidenciados en la Ilustración 8.

TRANSELCA

En el Anexo de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para esta empresa, con un total de 57 activos y aproximadamente 1.385 horas de indisponibilidad, convirtiéndose en el agente transmisor con mayor número de horas compensadas por superar las MHAIA para el año 2019. En la Ilustración 9 se muestran los primeros activos en este listado evidenciando cuales fueron los activos representados comercialmente y operados por TRANSELCA que presentaron mayor indisponibilidad.

En comparación con el año 2018, se presentó incremento en la cantidad de activos indisponibles y disminución en la cantidad de horas bajo esta condición, puesto que para el año 2018 se registraron 44 activos con aproximadamente 1.701 horas de indisponibilidad. Si bien en cuanto a horas de indisponibilidad se presentó una reducción, se identifican activos que concentran la mayor parte de horas compensadas significativamente, por lo que son objeto de análisis detallado y particular para la detección de un presunto problema operativo que incida en la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

Ilustración 9 Activos con mayor HC para TRANSELCA 2019



Fuente: XM, Construcción SSPD – junio 2020

Por otra parte, se observa que el tipo de activos que más presentan horas de indisponibilidad son las bahías de línea, transformación y compensación, junto con los interruptores de campo. Las bahías de línea de la Subestación TEBSA cuentan con la mayor cantidad de horas compensadas para el año 2019 y es un comportamiento reiterativo con respecto al año 2018. Es así que en los primeros 5 activos de 57 en total que acumularon aproximadamente el 50% de horas de indisponibilidad compensadas para TRANSELCA, son mayoritariamente referidos a TEBSA y corresponden a los evidenciados en la Ilustración 9.

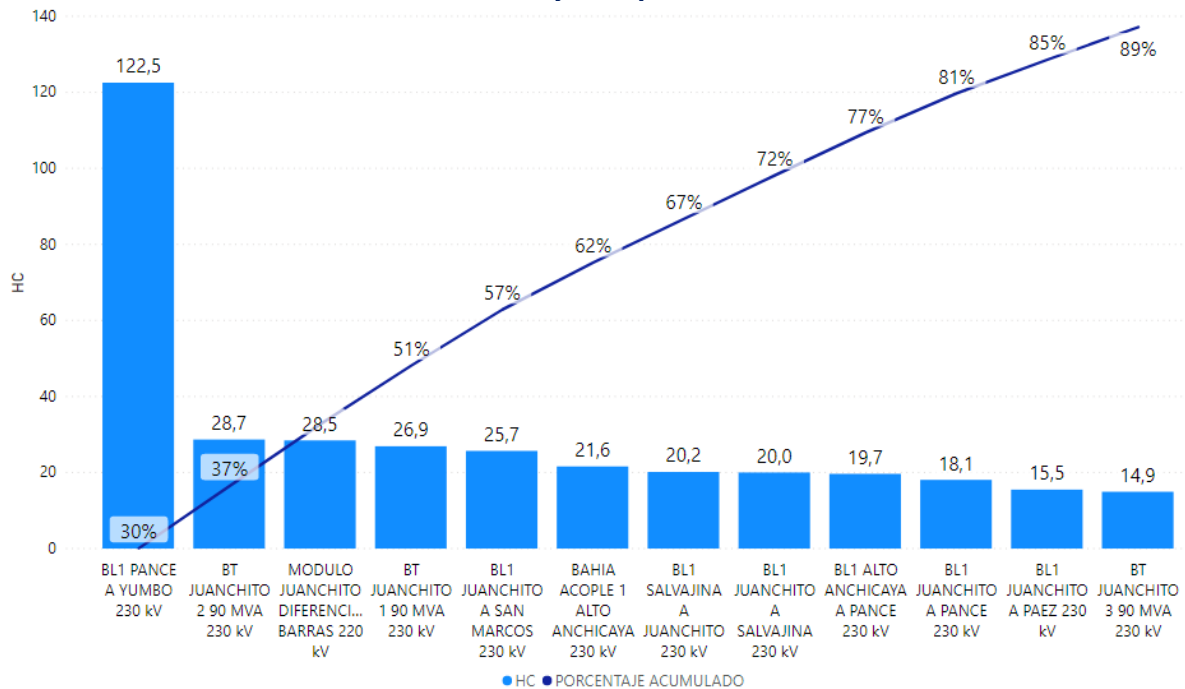


CELSIA COLOMBIA

En el Anexo de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para esta empresa, con un total de 22 activos y aproximadamente 409 horas de indisponibilidad compensadas por superar las MHAIA para el año 2019. En la Ilustración 10 se muestran los primeros activos en este listado evidenciando cuales fueron los activos representados comercialmente y operados por CELSIA COLOMBIA que presentaron mayor indisponibilidad.

En comparación con el año 2018, se presentó incremento en la cantidad de activos indisponibles y disminución en la cantidad de horas bajo esta condición, puesto que para el año 2018 se registraron 12 activos con aproximadamente 901 horas de indisponibilidad. Si bien en cuanto a horas de indisponibilidad se presentó una reducción, se identifica particularmente para este agente que tanto en 2018 como en 2019 su mayor cantidad de horas indisponibilidad recae sobre un solo activo, para el año 2019 se trata de la BL1 Pance a Yumbo 230 kV, por lo que estos activos son objeto de análisis detallado y particular para la detección de un presunto problema operativo que incida en la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

Ilustración 10 Activos con mayor HC para CELSIA COLOMBIA 2019



Fuente: XM, Construcción SSPD – junio 2020

Ahora bien, se observa que el tipo de activos que más presenta horas de indisponibilidad son las bahías de línea, transformación y compensación. Como se indicó anteriormente la BL1 Pance a Yumbo 230 kV, corresponde al activo con mayor número de horas de indisponibilidad compensadas, sin embargo, los activos asociados a la subestación Juanchito son los siguientes activos en acumular aproximadamente el 50 % de HC para CELSIA COLOMBIA, por lo que de 22 activos indisponibles que superaron las MHAIA, 4 representan el 50% de indisponibilidad por HC y corresponden a los evidenciados en la Ilustración 10.



4.2 Eventos que ocasionaron Demanda No Atendida

En este aparte se evaluarán los eventos que ocasionaron Demanda No Atendida (en adelante “DNA”) en el STN, por lo tanto, solo tendrán en cuenta eventos en los que se encuentren involucrados activos con tensiones superiores a 220 kV, con el fin de tener claridad de la información analizada en importante mencionar que la información es consolidada y administrada por XM, la cual se maneja a nivel de subáreas operativas. En la Tabla 7 se relacionan las subáreas operativas a analizar.

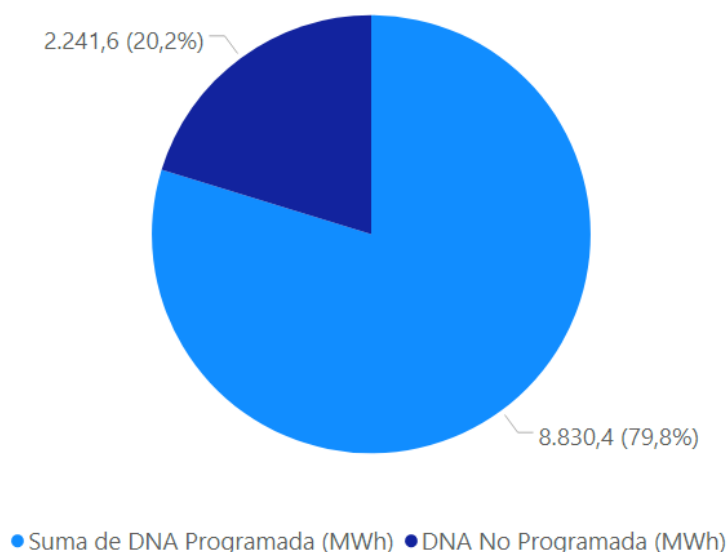
Tabla 7 Subáreas Operativas SIN

Área	Departamento	Área	Departamento
Subárea Antioquia	Antioquia Chocó	Subárea Córdoba Sucre	Córdoba Sucre
Subárea Arauca	Arauca	Subárea CQR	Caldas Quindío Risaralda
Subárea Atlántico	Atlántico	Subárea GCM	Guajira Cesar Magdalena
Subárea Bogotá	Bogotá Cundinamarca	Subárea Huila-Tolima	Huila Tolima
Subárea Bolívar	Bolívar	Subárea Meta	Meta
Subárea Boyacá Casanare	Boyacá Casanare	Subárea Norte de Santander	Norte de Santander
Subárea Caquetá	Caquetá	Subárea Putumayo	Putumayo
Subárea Cauca-Nariño	Cauca Nariño	Subárea Santander	Santander
Subárea Cerromatoso	Cerromatoso	Subárea Valle	Valle

Fuente: XM, construcción SSPD

El total de la demanda No Atendida en el STN por eventos programados en consignaciones y eventos no programados para el 2019 asciende a 11.902 MWh, donde el 79,8% (8.831 MWh) se debe a Demanda No Atendida – DNA programada, ver Ilustración 11.

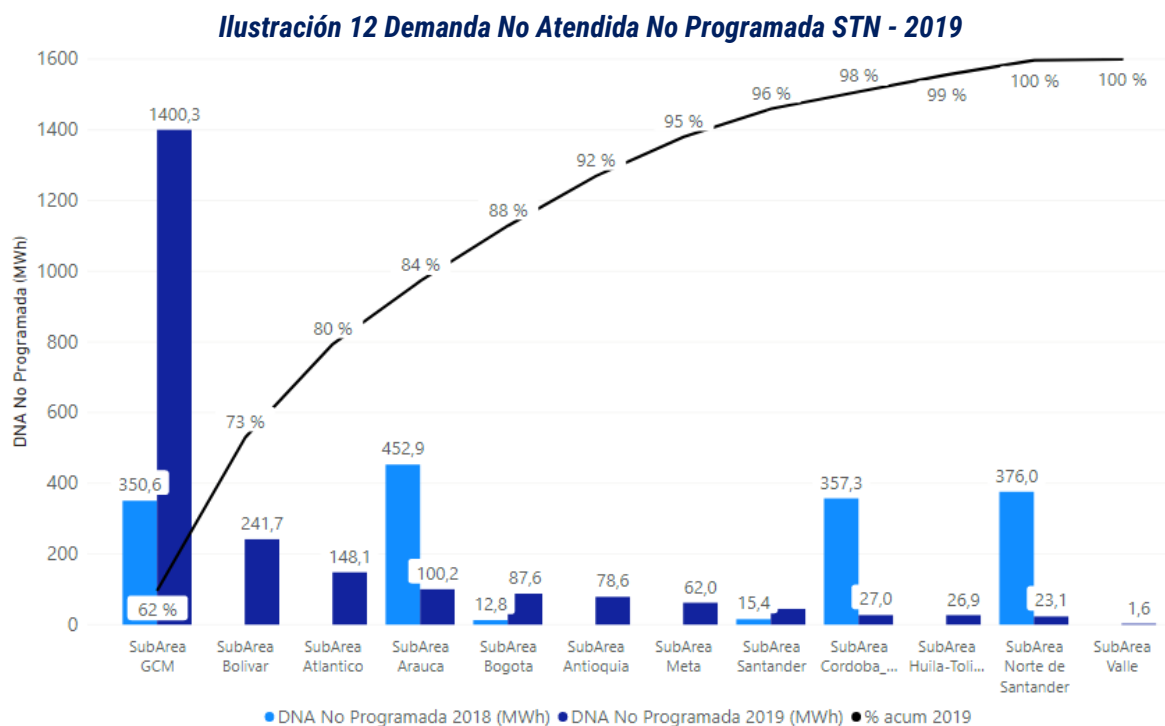
Ilustración 11 Demanda No Atendida STN - 2019



Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2020



En la Ilustración 12 se presenta la distribución de la DNA no programada por áreas operativas para el año 2019, donde se puede apreciar que la Subárea operativa GCM (La Guajira; Magdalena y Cesar) tiene una participación del 62% (1.400 MWh) del total de la DNA no programada (2.242 MWh); adicionalmente, se evidencia un incremento de aproximadamente 300% en la DNA no programada en esta Subárea respecto al año 2018. En la Tabla 8 se relacionan demandas no atendidas No programadas más significativas en el año 2019.



Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2020

Tabla 8 Máximas Demandas No Atendida No Programada en el STN – 2019

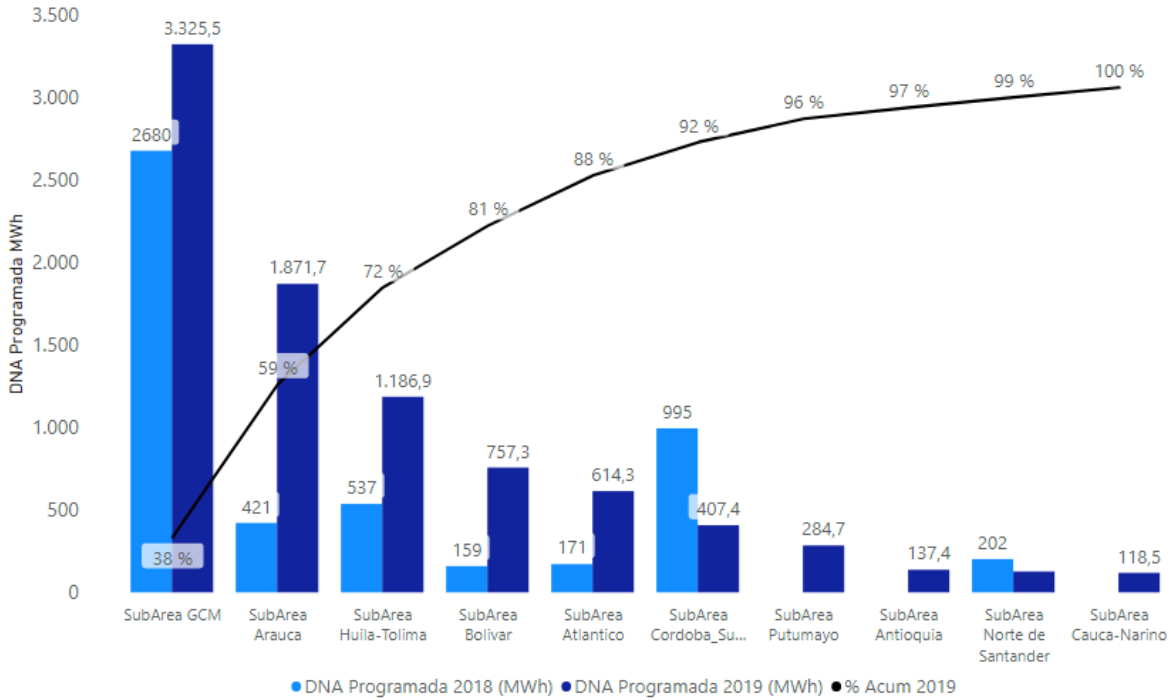
Área	Fecha Hora Inicial	DNA No Programada (MWh)	Descripción
SubÁrea GCM	08/02/2019	277,2	Apertura de emergencia del transformador VALLEDUPAR 3 220/34.5/13.8 kV. Para evitar sobrecarga en estado estacionario del transformador VALLEDUPAR 1 220/34.5/13.8 kV se procede a desatender una parte de la demanda.
SubÁrea GCM	28/07/2019	211,2	Por Falla del ATR de conexión EL PASO 115/34.5 KV, se produce disparo por sobretensión del transformador EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV, dejando desatendidas y sin tensión las subestaciones EL COPEY 110 KV, EL PASO 110 KV y EL BANCO 110 KV. La demanda se restablece progresivamente, quedando EL COPEY y EL BANCO 115 KV normalizadas a las 16:47 Hrs. Posteriormente a las 19:50 Hrs queda normalizada la totalidad de la demanda en EL PASO 115 KV.
SubÁrea GCM	17/03/2019	167	Disparo del activo EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV dejando sin tensión las subestaciones EL COPEY 110 kV, EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV. El agente reporta causa en revisión.
SubÁrea Atlántico	08/06/2019	148,1	Demanda no atendida por recomendación eléctrica para evitar sobrecarga de los activos ATR1 y ATR2 en TEBSA 220/110 KV y ATR10 en TERMOFLORES 220/110 KV, por pérdida de generación en TEBSA y disparo del ATR 6 TERMOFLORES 220/110 KV.
SubÁrea GCM	09/02/2019	128,1	Apertura de emergencia del transformador VALLEDUPAR 3 220/34.5/13.8 kV. Para evitar sobrecarga en estado estacionario del transformador VALLEDUPAR 1 220/34.5/13.8 kV se procede a desatender una parte de la demanda.

Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2020



Así mismo, en Ilustración 13, se presenta la distribución de la DNA programada por áreas operativas para el año 2019, donde se puede evidenciar que la Subárea GCM presenta la mayor participación en la DNA programada con un 38% (3.325,5 MWh) del total de la DNA programada para el 2019 que asciende a 8.830,4 MWh y un incremento del 24% frente a la DNA programada del 2018, en la Tabla 9 se relacionan demandas no atendidas No programadas más significativas.

Ilustración 13 Demanda No Atendida Programada STN – 2019



Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2020

Tabla 9 Máximas Demandas No Atendida Programada en el STN – 2019

Área	Fecha	DNA Programada (MWh)	Descripción
SubÁrea GCM	07/04/2019	1127,1	Demanda no atendida programada por trabajos bajo las consignaciones nacionales C0142214, C0161045, C0161046, C0161047 y C0161048 sobre los activos BARRA COPEY 230 KV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 KV, BT EL COPEY 1 100 MVA 220 KV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV y BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 KV respectivamente.
SubÁrea Huila-Tolima	29/09/2019	753,7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0170232, C0173942 y C0174272 de los activos BARRA ALTAMIRA 230 KV, BT CENTRO (FLORENCIA) T1 30 MVA 115 KV y JUNÍN (MOCO) - PUERTO CAICEDO 1 115 KV. Durante el periodo de las consignaciones dispara el activo BL1 EL HOBO - BETANIA 115 KV dejando sin tensión la S/Es radiales EL HOBO 115 KV, ALTAMIRA 115 KV, PITALITO 115 KV, JUNÍN 115 KV, PUERTO CAICEDO, EL YARUMO 115 KV, FLORENCIA 115 KV y DONCELLO 115 KV.
SubÁrea GCM	02/12/2019	584,3	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0170722, C0170723, C0174997 y C0175240 de los activos EL PASO - EL COPEY 1 110 KV, EL PASO - EL BANCO 1 110 KV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV y BL1 EL COPEY A EL PASO 110 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 KV y EL BANCO 110 KV.
SubÁrea Arauca	16/05/2019	480,0	Demanda no atendida por trabajos asociados a las consignaciones nacionales C0166944 BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 KV, C0169181 BANADIA - FORTUL 1 34.5 KV, C0160640 BT CAÑO LIMÓN 3 50 MVA 230 KV, C0166920 BT CAÑO LIMÓN 2 50 MVA 230 KV y C0160656 BANADIA - SAMORE 1 230 KV.

Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2020



Se ve con preocupación la Subárea GCM, dado que en esta área se concentran gran parte de los eventos programados y no programados que contribuyen Demanda No Atendida al sistema. Lo que muestra la fragilidad de los activos del STN en esta área, la Subárea GCM para el año 2019 reportó DNA por un valor de 4,725,7 MWh que equivale al 42,7% del total de la DNA Programada y No Programada del STN en el 2019, con un incremento del 56% respecto al año 2018.

4.3 Consignaciones Nacionales

En este apartado se realizará un análisis de las consignaciones nacionales que aparecen publicadas en el Sistema Nacional de Consignaciones (SNC), aplicativo de XM, relacionando datos en referencia al número total de consignaciones respecto a cada una de las condiciones establecidas en la consignación, su tipo de ingreso, su estado actual y la DNA asociada a la misma.

Esta información se presentará de manera organizada por cada uno de los agentes que fueron categorizados como los Transmisores con mayor número de horas compensadas por indisponibilidad de activos, es decir, ISA INTERCOLOMBIA, TRANSELCA y CELSIA COLOMBIA. Ahora bien es necesario indicar que la cuantificación a continuación presentada incluye activos de uso, conexión, del STR y otros.

INTERCOLOMBIA

Para esta empresa y durante todo el año 2019, se registraron un total de 1.578 consignaciones nacionales de las cuales, algunas fueron ingresadas, canceladas, reprogramadas y suspendidas. Restando las consignaciones asociadas a las categorías anteriormente mencionadas, se tiene un valor de 1.203 consignaciones nacionales ejecutadas. De estas consignaciones ejecutadas, se realizó la clasificación por tipo de ingreso (Emergencia, dentro del plan y fuera del plan), además de la cantidad de consignaciones con demanda no atendida asociada y el valor en MW de esta DNA. Esta información se puede evidenciar en la *Tabla 10*.

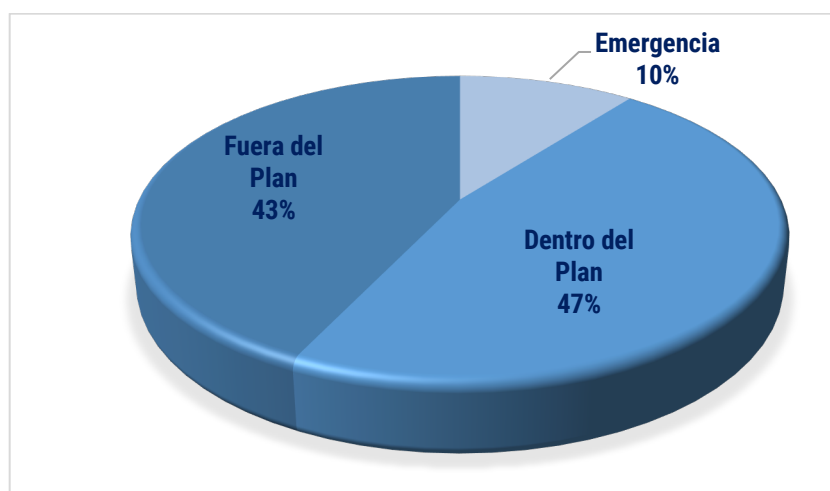
Tabla 10 Consignaciones ejecutadas ISA INTERCOLOMBIA año 2019

Total de Consignaciones Ejecutadas	1.203
Emergencia	126
Dentro del Plan	561
Fuera del Plan	516
Consignaciones con DNA	42
DNA	3.298 MW

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en el SNC.

De lo anterior, es posible concluir que, de las 1.203 consignaciones ejecutadas, las ingresadas dentro del plan y fuera del plan están sobre un porcentaje similar, mientras que las consignaciones de emergencia ocupan el porcentaje más bajo como se muestra en la Ilustración 14.

Ilustración 14 Porcentaje de consignaciones nacionales de INTERCOLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en el SNC.

TRANSELCA

Para esta empresa y durante todo el año 2019, se registraron un total de 1.189 consignaciones nacionales de las cuales, algunas fueron ingresadas, canceladas, reprogramadas y suspendidas. Restando las consignaciones asociadas a las categorías anteriormente mencionadas, se tiene un valor de 1.000 consignaciones nacionales ejecutadas. De estas consignaciones ejecutadas, se realizó la clasificación por tipo de ingreso (Emergencia, dentro del plan y fuera del plan), además de la cantidad de consignaciones con demanda no atendida asociada y el valor en MW de esta DNA. Esta información se puede evidenciar en la *Tabla 11*.

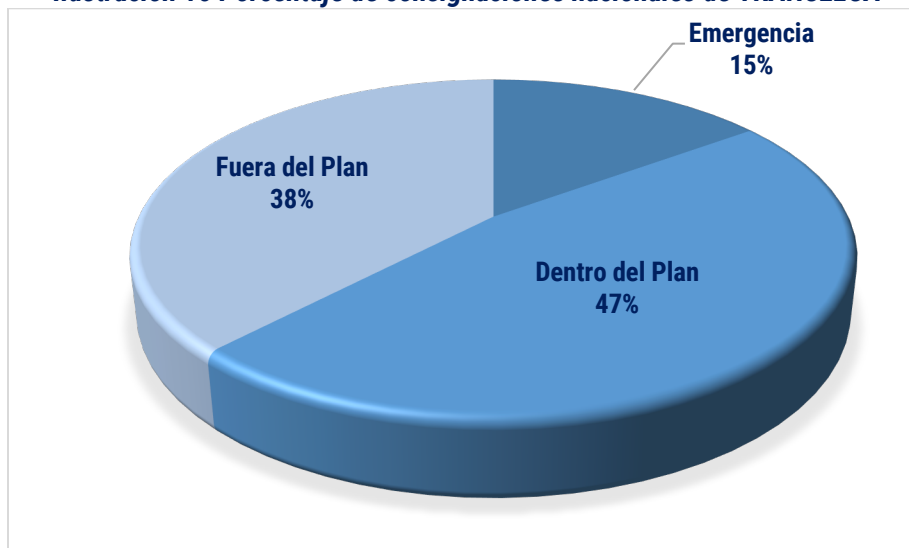
Tabla 11 Consignaciones ejecutadas de TRANSELCA año 2019

Total de Consignaciones Ejecutadas	1.000
Emergencia	150
Dentro del Plan	472
Fuera del Plan	378
Consignaciones con DNA	104
DNA	2.450 MW

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en el SNC.

De lo anterior, es posible concluir que de las 1000 consignaciones ejecutadas, se maneja un porcentaje mayoritario de las consignaciones dentro del plan de mantenimientos, seguido de las que están fuera del plan y un 15% las consignaciones de emergencia ocupan el porcentaje más bajo como se muestra en la Ilustración 15.

Ilustración 15 Porcentaje de consignaciones nacionales de TRANSELCA



Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en el SNC.

CELSIA COLOMBIA

Para esta empresa y durante todo el año 2019, se registraron un total de 586 consignaciones nacionales de las cuales, algunas fueron ingresadas, canceladas, reprogramadas y suspendidas. Restando las consignaciones asociadas a las categorías anteriormente mencionadas, se tiene una cantidad de 446 consignaciones nacionales ejecutadas. De estas consignaciones ejecutadas, se realizó la clasificación por tipo de ingreso (Emergencia, dentro del plan y fuera del plan), además de la cantidad de consignaciones con demanda no atendida asociada y el valor en MW de esta DNA. Esta información se puede evidenciar en la *Tabla 12*.

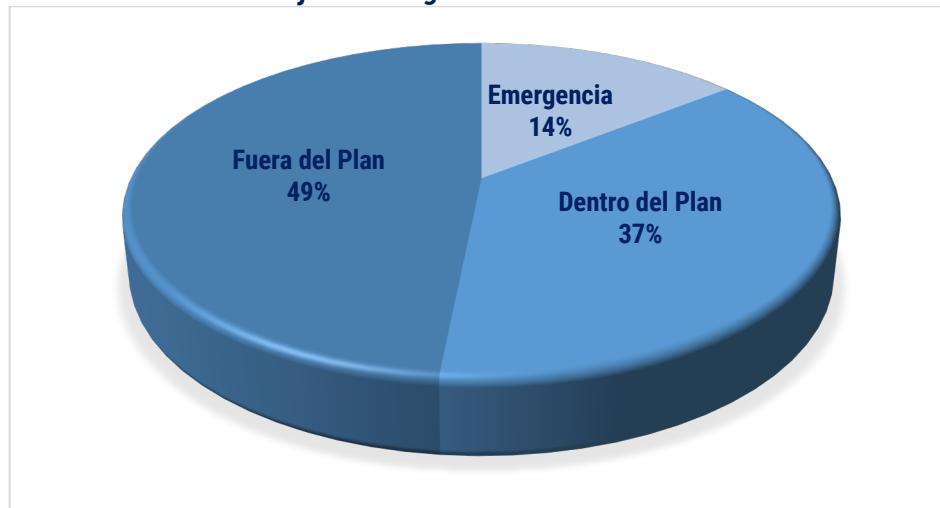
Tabla 12 Consignaciones ejecutadas CELSIA COLOMBIA año 2019

Total de Consignaciones Ejecutadas	446
Emergencia	64
Dentro del Plan	166
Fuera del Plan	216
Consignaciones con DNA	5
DNA	48 MW

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en el SNC.

De lo anterior, es posible concluir que de las 446 consignaciones ejecutadas, se maneja un porcentaje mayoritario de las consignaciones fuera del plan de mantenimientos, seguido de las que están dentro del plan y un 14% las consignaciones de emergencia ocupan el porcentaje más bajo como se muestra en la Ilustración 16.

Ilustración 16 Porcentaje de consignaciones nacionales de CELSIA COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en el SNC

4.3.1 Generación por seguridad

La generación que se requiere para garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), corresponde a generación por seguridad y esta generación es programada por el CND en el despacho y redespacho programado. Adicionalmente es requerida para suplir las restricciones del SIN, para que se cumplan los tres criterios fundamentales de la operación: seguridad, confiabilidad y economía.

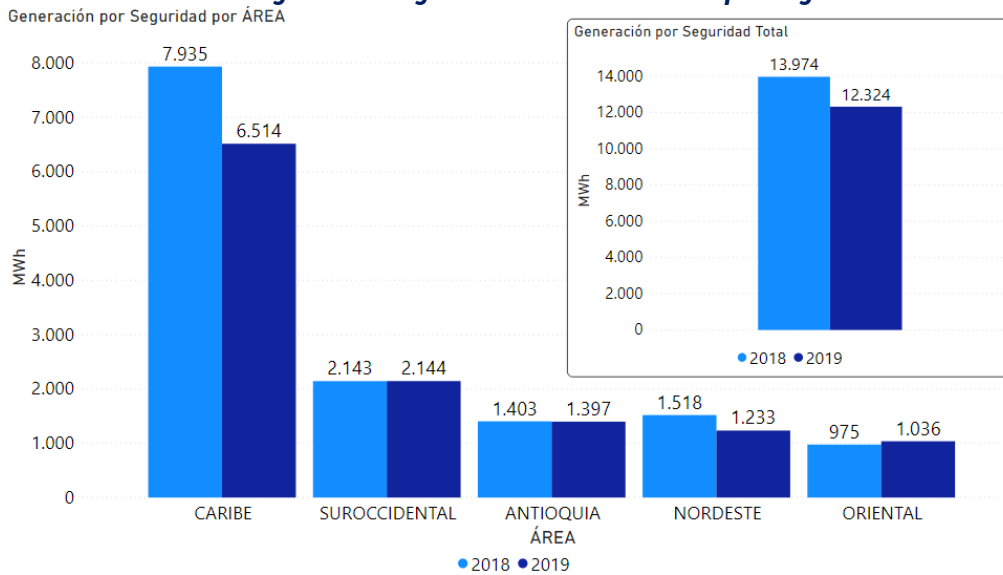
Existen distintivos factores que influyen al momento de simular la operación del sistema y que se deben considerar para el análisis de restricciones:

- Característica de demanda.
- Despachos de generadores.
- Topología del sistema.
- Contingencias en el sistema.

Es importante relacionar que sobre los supuestos establecidos para cada uno de los factores antes señalados se asocia la generación por seguridad, puesto que todos son parámetros influyentes para los cambios que impliquen esta condición operativa en el sistema para mantener la confiabilidad y seguridad en el mismo. En el caso puntual de Caribe se debe contar con generación por seguridad, puesto que en el caso contrario no sería posible tener el perfil de tensión dentro del rango establecido por la regulación vigente.

El total de consignaciones bajo este escenario en el periodo 2019 fue de 733 Consignaciones con 26.022 periodos horarios acumulados con Generación por Seguridad, se evidencia una reducción del 25% en periodos horarios respecto al 2018. En la Ilustración 17, se presenta la cantidad de energía en consignaciones con Generación por Seguridad por áreas, donde el área caribe tiene el 53% de participación por las condiciones antes mencionadas. Además, es importante resaltar que para el año 2019 se presentó una reducción del 10.3% de energía generada por seguridad respecto al año 2018.

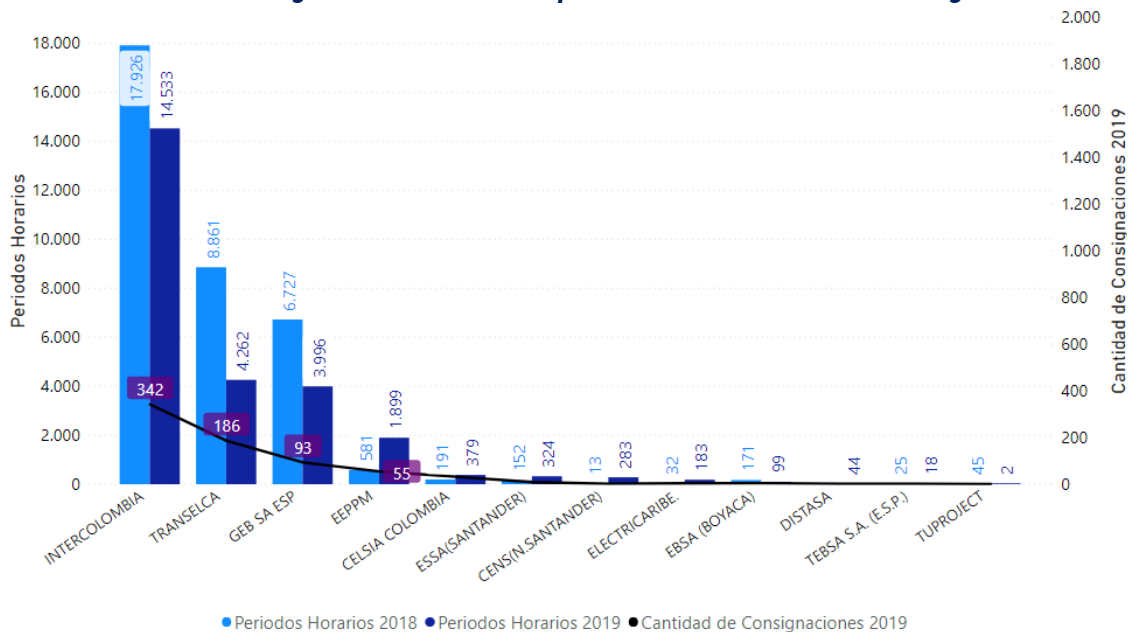
Ilustración 17 Energía en Consignaciones con Generación por Seguridad - 2019



Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada en el SNC

En el aplicativo Herramientas Operativas del Sistema – HEROPE de XM, se tiene cada uno de los reportes que evidencian indicadores de calidad y los eventos o consignaciones que ocasionaron Generación por seguridad. En la Ilustración 18 se muestra el comportamiento por agente en cuanto a este indicador relacionado con la cantidad de consignaciones y número de periodos horarios donde se generaron restricciones en el sistema.

Ilustración 18 Consignaciones Nacionales que ocasionaron Generación de Seguridad - 2019



Fuente: XM, Construcción SSPD

De la Ilustración 18, es posible evidenciar que las 3 empresas propietarias mayoritariamente de las líneas de transmisión en Colombia son las que tienen la mayor cantidad de consignaciones asociadas a generación por seguridad.

Respecto a lo anterior, se presentará la información para cada uno de estos agentes en cuanto a los activos con mayor número de periodos horarios en consignaciones que ocasionaron generación por seguridad en el año 2019, así:

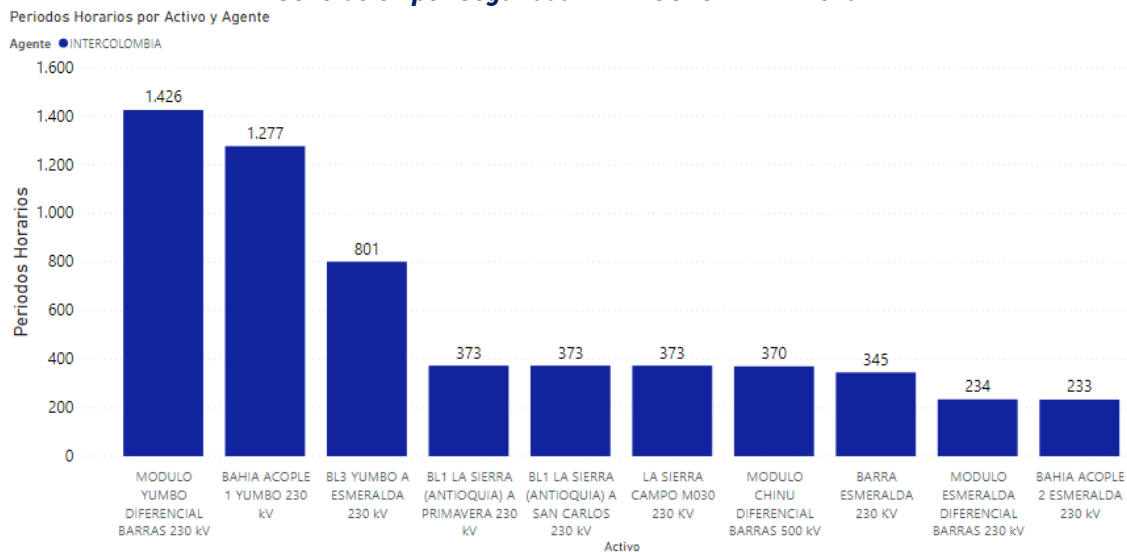
- INTERCOLOMBIA: Ilustración 19
- TRANSELCA: Ilustración 20.
- GEB: Ilustración 21.

Adicionalmente, se revisarán los reportes de las consignaciones de los activos con los periodos horarios más altos (tomados como muestra) para determinar condiciones particulares enmarcadas en el origen, el tipo de ingreso y los tiempos establecidos en estas consignaciones asociadas a generación por seguridad, para cada uno de los agentes anteriormente identificados.

INTERCOLOMBIA

De acuerdo a la información registrada en el Sistema Nacional de Consignaciones – SNC de XM, para el año 2019 INTERCOLOMBIA ejecutó 23 Consignaciones Nacionales asociadas a generación por seguridad mediante las cuales se consignaron los activos evidenciados en la Ilustración 19, tomados como muestra para el análisis de los reportes de cada consignación asociada a este agente.

Ilustración 19 Activos con mayor número de periodos horarios en Consignaciones que ocasionaron Generación por Seguridad INTERCOLOMBIA - 2019



Fuente: SNC - XM, Construcción SSPD

De la información analizada se determinó que de las 23 consignaciones ejecutadas sobre estos activos, el 43% fueron ingresadas dentro del Plan de Mantenimiento, el 48% se ingresaron fuera del plan de mantenimiento y el 9% por emergencia.

Por otra parte, en cuanto al origen de mantenimiento el 69% de estas consignaciones se originaron por expansión, el 22% se originaron de forma Normal y el 9% por mantenimiento mayor. Adicionalmente, el reporte de observación que más se determinó fue: “bajo esta consignación no se energizan nuevos activos”.

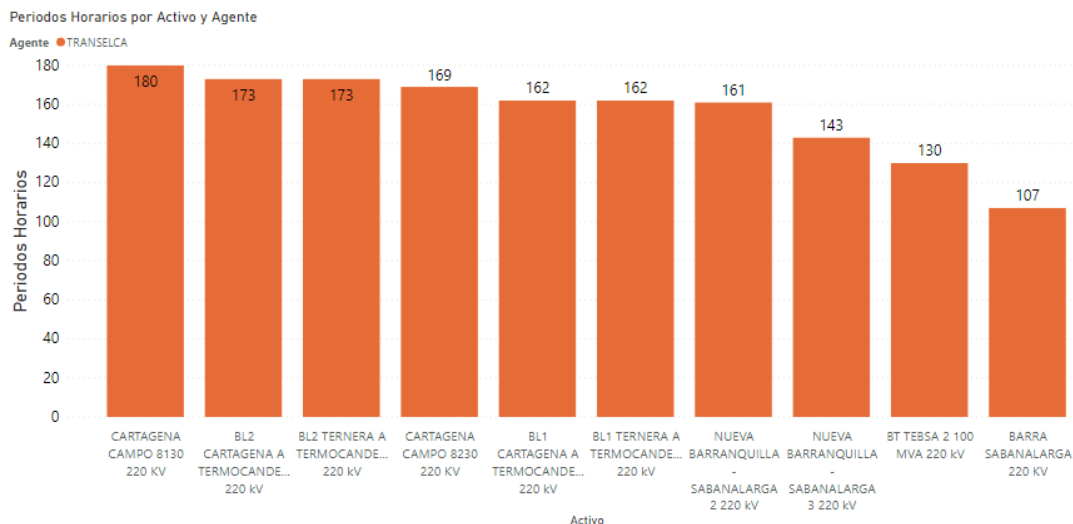
Para este agente es necesario aclarar que en el año 2019 entró en operación comercial el proyecto de Transmisión Nacional asociado a la ampliación de la subestación ESMERALDA, específicamente con el activo tercer Autotransformador Trifásico 230/115/13,8 KV. Esta condición impactó directamente en las consignaciones necesarias para la energización y pruebas de activos que como consecuencia estuvieron asociadas a generación por seguridad. Sin embargo, lo anterior es la justificación a que aproximadamente el 26 % de las consignaciones a las cuales se hizo el análisis de los reportes, estuvieran relacionadas a elementos consignados en la subestación Esmeralda 230 kV.

Ahora bien, en referencia a los tiempos utilizados en cada una de estas consignaciones, se encontró que para la consignación del activo MODULO CHINU DIFERENCIAL BARRAS 500 kV, se presentó un tiempo de ejecución en la consignación C0167236 que inició el 21 de agosto de 2018 y finalizó el 05 de septiembre de 2019. Aunque fue ingresada dentro del plan, es necesario indicar que esta característica es significativa y da una señal al sector en cuanto a la condición técnica y operativa de esta protección diferencial de barras, por lo que será un tema de vigilancia por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía.

TRANSELCA

De acuerdo a la información registrada en el Sistema Nacional de Consignaciones – SNC de XM, para el año 2019 TRANSELCA ejecutó 17 Consignaciones Nacionales asociadas a generación por seguridad mediante las cuales se consignaron los activos evidenciados en Ilustración 20, tomados como muestra para el análisis de los reportes de cada consignación asociada a este agente.

Ilustración 20 Activos con mayor número de periodos horarios en Consignaciones que ocasionaron Generación por Seguridad TRANSELCA - 2019



Fuente: SNC - XM, Construcción SSPD

De la información analizada se determinó que de las 17 consignaciones ejecutadas sobre estos activos, el 53% fueron ingresadas dentro del Plan de Mantenimiento, el 47% se ingresaron fuera del plan de mantenimiento y en consecuencia no se presentó ninguna consignación por emergencia asociada a generación por seguridad en el año 2019 para el Transmisor Nacional TRANSELCA.

Por otra parte, en cuanto al origen de mantenimiento el 76% de estas consignaciones se originaron por expansión, el 24% se originaron de forma Normal y de estas consignaciones ninguna se originó por



mantenimiento mayor. Adicionalmente, el reporte de observación que más se determinó fue: “bajo esta consignación no se energizan nuevos activos”.

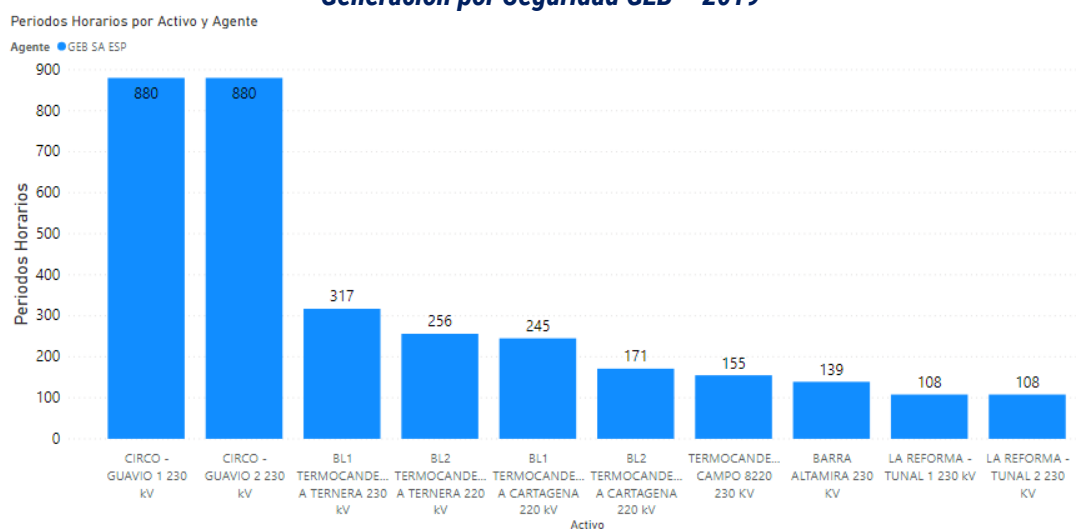
Para este agente es necesario aclarar que en el año 2019 entró en operación comercial el Transformador 11 120 MVA 220/34.5 kV, específicamente con el objetivo de conectar la carga de la subestación TERNIUM a nivel de 34,5 kV. Esta condición impactó directamente en las consignaciones necesarias para las pruebas de activos, que como consecuencia estuvieron asociadas a generación por seguridad. Sin embargo, lo anterior es la justificación a que aproximadamente el 17 % de las consignaciones a las cuales se hizo el análisis de los reportes, estuvieran relacionadas a elementos consignados en la subestación Sabanalarga 220 kV.

En cuanto a tiempos de ejecución de estas consignaciones no se encontró ningún valor significativo que generara una señal particular para alguno de estos 10 activos del agente TRANSELCA.

GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ –GEB

De acuerdo a la información registrada en el Sistema Nacional de Consignaciones – SNC de XM, para el año 2019 GEB ejecutó 36 Consignaciones Nacionales asociadas a generación por seguridad mediante las cuales se consignaron los activos evidenciados en la Ilustración 21, tomados como muestra para el análisis de los reportes de cada consignación asociada a este agente.

Ilustración 21 Activos con mayor número de periodos horarios en Consignaciones que ocasionaron Generación por Seguridad GEB – 2019



Fuente: SNC - XM, Construcción SSPD

De la información analizada se determinó que de las 36 consignaciones ejecutadas sobre estos activos, el 86% fueron ingresadas dentro del Plan de Mantenimiento, el 14% se ingresaron fuera del plan de mantenimiento y en consecuencia no se presentó ninguna consignación por emergencia asociada a generación por seguridad en el año 2019 para el Transmisor Nacional GEB.

Por otra parte, en cuanto al origen de mantenimiento el 97% de estas consignaciones se originaron por expansión, el 3% se originaron de forma Normal y de estas consignaciones ninguna se originó por mantenimiento mayor. Adicionalmente, el reporte de observación que más se determinó fue: “bajo esta consignación no se energizan nuevos activos”.



Para este agente es necesario aclarar que en el año 2019 se realizaron trabajos de modernización en controles y protecciones en la subestación Circo 115 kV. Esta condición impactó directamente en las consignaciones necesarias para la realización de las actividades incluidas en cada una de las consignaciones, que como consecuencia estuvieron asociadas a generación por seguridad. Sin embargo, lo anterior es la justificación a que aproximadamente el 55 % de las consignaciones a las cuales se hizo el análisis de los reportes, estuvieran relacionadas a elementos consignados en la subestación Circo 220 kV.

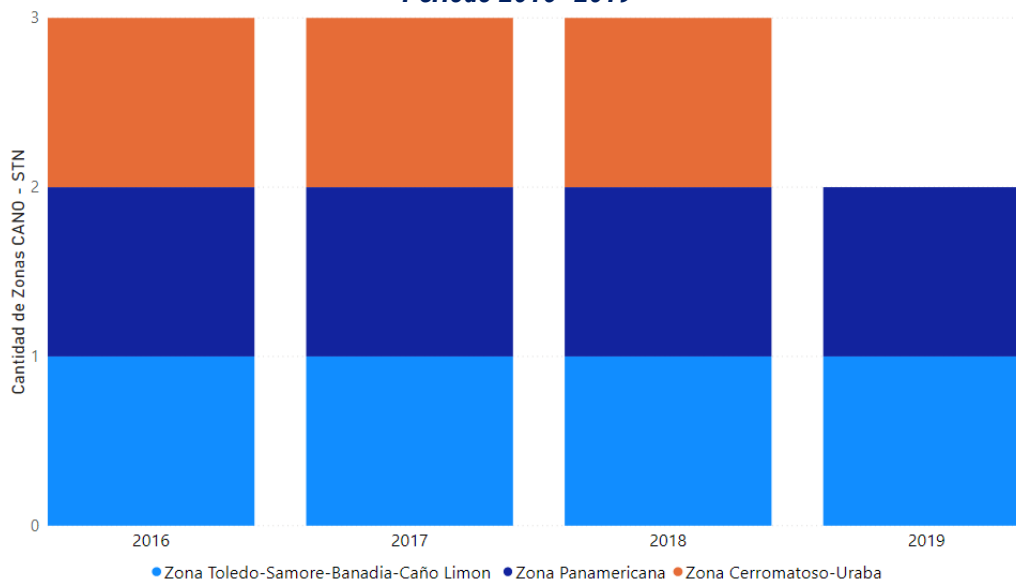
En cuanto a tiempos de ejecución de estas consignaciones no se encontró ningún valor significativo que generara una señal particular para alguno de estos 10 activos del agente GEB.

5 ZONAS EXCLUIDAS DE CANO ACTIVOS STN

Con base en lo definido por la resolución CREG 093 de 2012 existen varias causales por las cuales algunos de los eventos presentados en activos del STN puedan ser excluidas de: i) Cálculo de la variable de Compensación por Activo No Operativo - CANOi,m,k, y ii) cálculo de compensaciones por ENS o por dejar No Operativos otros activos, una de esas causales es que el activo se encuentre en un área denominada Zona Excluida de CANO.

Una Zona Excluida de CANO está definida por el numeral 1.3.1 del anexo general de la citada resolución como: “la zona del STN que, en condiciones normales de operación, es alimentada por un solo circuito del STN o por un solo transformador del STN”, condición bajo la cual según la información suministrada por XM S.A. ESP. la relación histórica de estas zonas a diciembre 31 de 2019 es:

**Ilustración 22 Relación de zonas Excluidas de CANO en el STN
Periodo 2016 -2019**



Fuente: XM S.A. ESP.

De donde se observa claramente que solo existen 2 zonas activas de esta naturaleza en el STN, como son: Toledo - Samore - Banadia y Caño Limón y Zona Panamericana, las cuales están conformadas por los siguientes activos:

1. Zona Toledo - Samore - Banadia y Caño Limón:

Código del Activo	Nombre Activo
Bah0228	BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV
Bah0235	BL1 CAÑO LIMON A BANADIA 230 kV
Bah0243	BL1 SAMORE A BANADIA 230 kV
Bah0625	BL1 BANADIA A CAÑO LIMON 230 kV
Bah0634	BL1 TOLEDO A LOS PALOS 230 kV
Bah0637	BL1 BANADIA A SAMORE 220 kV
Bah2579	BANADIA BAHIA REACTOR DE BARRA 01 12.5 MVAR 230 kV
Bah2580	BANADIA A SAMORE BAHIA REACTOR DE LINEA 01 12.5 MVAR 230 kV
Bah2785	BL1 SAMORE A TOLEDO 230 kV
Bah2786	BL1 TOLEDO A SAMORE 230 kV
Beq0362	BARRA BANADIA 230 KV
Beq0370	BARRA CAÑO LIMON 230 KV
Beq0430	BARRA SAMORE 230 KV
Beq0447	BARRA TOLEDO 230 KV
Lin1060	BANADIA - CANO LIMON 1 230 kV
Lin1069	LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV
Lin1078	BANADIA - SAMORE 1 230 kV
Lin1079	SAMORE - TOLEDO 1 230 kV
Rea0049	BANADIA REACTOR DE BARRA 01 12.5 MVAR 230 kV
Rea0050	BANADIA A SAMORE REACTOR DE LINEA 01 12.5 MVAR 230 kV
Sbs1384	MODULO CAÑO LIMON DIFERENCIAL BARRAS 230 kV

Fuente: XM S.A. ESP.

2. Zona Panamericana

Código del Activo	Nombre Activo
Bah2166	BT PANAMERICANA 1 40 MVA 138 kV
Bah2167	BT PANAMERICANA 1 40 MVA 115 kV
Bah2777	BL1 PANAMERICANA A TULCAN 138 kV
Lin1097	PANAMERICANA - TULCAN 1 138 kV
Trf0345	PANAMERICANA 1 40 MVA 138/115/6.6 KV

Fuente: XM S.A. ESP.

Activos de propiedad de INTERCOLOMBIA, y de las cuales, a diciembre 31 de 2019 no se conoce de proyecto que permita eliminar la condición que la clasifica como zona excluida de CANO.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se encontró que la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos en el STN se mantuvo sin una variación muy significativa entre el año 2018 y 2019. Sin embargo, en la diversificación por agente fue posible identificar casos particulares como GEB, el cual presentó un incremento del 52,36% de un año a otro, en cuanto a eventos por indisponibilidad de activos.
- Si bien la demanda de energía del SIN viene con valores crecientes desde el año 2016, es importante resaltar que las pérdidas de energía en el STN se mantienen en rangos relativamente estables que van desde el 1.32% al 1.47%, con una tendencia a disminuir que viene desde el año 2017. Esta disminución se pudo presentar debido a la entrada en operación de varios proyectos de transmisión que fortalecieron el SIN.
- Se analizó que para el año 2019 se presentó una disminución del 44.60% en las horas que excedieron las MHAIA con respecto al año 2018, lo que evidencia una mejora en la gestión de activos por parte de los Transmisores Nacionales. Sin embargo, 3161 horas que excedieron las MHAIA en el año 2019, sigue siendo un valor significativo que determina un objetivo por parte de los agentes hacia disminuir estas horas para mejorar la calidad del servicio de transmisión de energía eléctrica en Colombia, en cumplimiento a la regulación vigente.
- Se determinó que TRANSELCA fue el Transmisor Nacional con mayor número de horas que excedieron las MHAIA para el año 2019. Esta condición se presentó de manera atípica pues en general INTERCOLOMBIA es el Transmisor que ocupa el primer lugar en referencia a la cantidad de activos que opera en el STN. Por lo que se genera una señal de alerta en función de los activos representados comercialmente y operados por TRANSELCA, especialmente los activos asociados a TEBSA que fueron los que acumularon aproximadamente la mitad de las horas de indisponibilidad para este agente.
- Se determinó que CELSIA COLOMBIA fue el tercer Transmisor Nacional con mayor número de horas que excedieron las MHAIA con 409 horas. Esta situación muestra inconvenientes con ciertos activos representados comercialmente y operados por CELSIA COLOMBIA, pues de 22 activos, tan solo uno concentra el 22.95% con aproximadamente 122 horas de indisponibilidad.
- Se analizaron las consignaciones nacionales realizadas por los tres agentes con mayor número de horas que excedieron las MHAIA, encontrando que la cantidad es directamente proporcional a la participación de cada agente en el STN y teniendo como factor común para los agentes analizados que las consignaciones ingresadas por emergencia representan el menor porcentaje de las consignaciones ejecutadas durante el año 2019.
- Se encontró que CELSIA COLOMBIA presenta diferencia respecto a INTERCOLOMBIA y TRANSELCA en cuanto a la cantidad de consignaciones nacionales que fueron ingresadas fuera del plan de mantenimientos, pues son muchas más que las consignaciones ingresadas dentro del plan de mantenimientos. Esta condición es distintiva y diferencial respecto a las demás empresas y a las circunstancias generales, pues la mayoría de las consignaciones nacionales se ingresan de acuerdo a la planeación de los mantenimientos.



- En la revisión de la información de los eventos que impactan la DNA, se puede evidenciar que la SubÁrea Operativa GCM, la cual comprende los Departamentos de Guajira, Cesar y Magdalena, tiene el mayor número de eventos que ocasionaron Demanda No atendida, tanto Programada con un 38% (3.325,5 MWh) como No Programada 62% (1400.3 MWh), se debe realizar un seguimiento particular en esta SubÁrea por la afectación y el impacto que estos eventos ocasionan a la calidad del servicio.
- Se pudo evidenciar una reducción en el número de consignaciones como de energía generada por seguridad en el STN, lo cual es una condición favorable para el sistema y un comportamiento deseado que se esperaba que fuera progresivo en el tiempo a medida que ingresan los nuevos activos que mitigan esta condición de operación del sistema.
- Se determinó que el factor mayoritario a las consignaciones asociadas a generación por seguridad es el origen del mantenimiento en la expansión del sistema, pero sin la energización de nuevos activos. Es decir, la mayoría de estas consignaciones estaban asociadas a reposición y modernización de equipos en las subestaciones del STN para los tres agentes analizados.
- A cierre del año 2019 existen dos áreas excluidas de CANO en el STN, como son: Toledo - Samore - Banadia y Caño Limón y Zona Panamericana, ambos conformados por activos propiedad de EPM, que llevan más de cuatro años exentas de compensación por activo no operativo, y sobre las cuales no existen proyectos de expansión de transmisión que permitan mejorar la condición de radialidad de estas áreas.



ANEXO

HC por activos para INTERCOLOMBIA - 2019

Tabla 13 HC por activos para INTERCOLOMBIA en el año 2019.

ÍTEM	ACTIVO	HC
1	CHINU COMPENSADOR ESTATICO SVC	59,93
2	BAHIA TRANSFERENCIA 1 CERROMATOSO 230 kV	58,19
3	BAHIA SECCIONAMIENTO 1 YUMBO 230 kV	58,07
4	BETANIA - SAN BERNARDINO 1 230 kV	49,19
5	BT SABANALARGA 2 450 MVA 500 kV	41,23
6	BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV	36,04
7	BT SABANALARGA 1 450 MVA 500 kV	32,01
8	BL2 COMUNEROS A PRIMAVERA 230 kV	31,58
9	BAHIA ACOUPLE 1 YUMBO 230 kV	31,01
10	BL3 YUMBO A ESMERALDA 230 kV	28,47
11	BL1 LOS PALOS A OCAÑA 230 kV	27,53
12	EL COPEY A LA LOMA BAHIA REACTOR 84 MVAR 500 kV	25,14
13	BETANIA - SAN BERNARDINO 2 230 kV	23,58
14	SAN CARLOS CAMPO M030 500 KV	21,61
15	CHINU CAMPO M010 500 KV	17,59
16	BL1 CHINU A CERROMATOSO 500 kV	16,49
17	BL1 LA ENEA A ESMERALDA 230 kV	15,7
18	MODULO ESMERALDA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	14,72
19	BL2 CHINU A CERROMATOSO 500 kV	14,37
20	SAN MARCOS CONDENSADOR PARALELO BANCO 03 72 MVAR 230 kV	11,49
21	SAN MARCOS CONDENSADOR PARALELO BANCO 01 72 MVAR 230 kV	10,99
22	ALFEREZ - SAN BERNARDINO 1 230 KV	10,56
23	PRIMAVERA CAMPO M060 230 KV	10,42
24	BT SAN MARCOS 1 168 MVA 230 kV	10,31
25	BAHIA ACOUPLE 2 ESMERALDA 230 kV	9,96
26	CARTAGO - SAN MARCOS 2 230 KV	9,66
27	BL2 URRRA A CERROMATOSO 230 kV	9,48
28	BACATA - NOROESTE 2 230 kV	9,32
29	JAMONDINO - SAN BERNARDINO 2 230 kV	9,28
30	PRIMAVERA A SOGAMOSO BAHIA REACTOR 120 MVAR 500 kV	9,24
31	BL1 PANAMERICANA A TULCAN 138 kV	8,75
32	BL1 CERROMATOSO A PORCE III 500 kV	8,68
33	SABANALARGA 1 450 MVA 500/220/34.5 KV	8,42
34	SAN MARCOS REACTOR TERCIARIO 1 BANCO 02 50 MVAR 34.5 kV	8,19
35	URABA - URRRA 1 230 kV	8,07
36	BL1 PRIMAVERA A PLAYAS 230 kV	7,88
37	BL1 CHIVOR A SOCHAGOTA 230 kV	7,79
38	SABANALARGA CAMPO M010 500 KV	7,77
39	SOGAMOSO CAMPO M030 500 KV	7,77
40	BAHIA ACOUPLE 1 URRRA 230 kV	7,65
41	BL1 YUMBO A SAN MARCOS 230 kV	7,13
42	BL2 PURNIO A SAN CARLOS 230 kV	7,12
43	BL2 ESMERALDA (ISA) A ANCON SUR (ISA) 230 kV	6,7
44	SAN MARCOS CONDENSADOR PARALELO BANCO 04 72 MVAR 230 kV	6
45	EL COPEY 2 450 MVA 500/220/34.5 KV	5,89
46	SAN MARCOS CONDENSADOR PARALELO BANCO 02 72 MVAR 230 kV	5,57
47	PORCE III A CERROMATOSO REACTOR DE LINEA 84 MVAR 500 kV	5,22
48	SAN MARCOS REACTOR TERCIARIO 2 BANCO 02 50 MVAR 34.5 kV	5,1
49	SABANALARGA A CHINU REACTOR LINEA 02 84 MVAR 500 kV	5,06
50	STATCOM BACATA	5,05
51	BL1 SAN CARLOS A PRIMAVERA 500 kV	5
52	JUANCHITO - SAN MARCOS (VALLE) 1 230 kV	4,82



ÍTEM	ACTIVO	HC
53	BL1 URABA A URRA 230 kV	4,69
54	BL3 ESMERALDA A YUMBO 230 kV	3,78
55	BL1 SAN MATEO (CUCUTA) A TASAJERO 230 kV	3,72
56	BAHIA SECCIONAMIENTO 1 TORCA 230 kV	3,68
57	BT CHINU 4 450 MVA 230 kV	3,53
58	BL1 SAN FELIPE A LA MESA 230 kV	3,35
59	SAN CARLOS REACTOR TERCIARIO 3 BANCO 04 50 MVAR 34.5 kV	2,53
60	BT CERROMATOSO 3 360 MVA 230 kV	1,98
61	BAHIA ACOPLA 1 PAEZ 230 kV	1,74
62	SAN MARCOS CONDENSADOR SERIE 2 ESMERALDA-YUMBO 03 66 MVAR 31.5 kV	1,68
63	BARRA COPEY 500 KV	1,51
64	CERROMATOSO REACTOR TERCIARIO 02 35 MVAR 34.5 kV	1,5
65	BAHIA TRANSFERENCIA 1 LA ENEA 230 kV	1,45
66	GUATIGUARA - PRIMAVERA 1 230 kV	1,36
67	COMUNEROS CAMPO M030 230 KV	1,32
68	CUESTECITAS CONDENSADOR PARALELO BANCO 01 40.7 MVAR 230 kV	1,26
69	SAN CARLOS CAMPO M010 500 KV	1,23
70	BT CHINU 2 150 MVA 500 kV	1,18
71	SOGAMOSO BAHIA REACTOR BARRA 500 KV 84 MVAR	1,14
72	MODULO BOLIVAR DIFERENCIAL BARRAS 500 kV	1,09
73	SAN CARLOS REACTOR TERCIARIO 4 BANCO 04 50 MVAR 34.5 kV	1,08
74	BL1 URRA A CERROMATOSO 230 kV	1,02
75	CERROMATOSO - PRIMAVERA 1 500 kV	1,02
76	BL2 ESMERALDA A LA VIRGINIA 230 kV	0,95
77	PRIMAVERA CAMPO M050 230 KV	0,3
78	PANAMERICANA BAHIA CONDENSADOR PARALELO BANCO 01 6 MVAR 34.5 kV	0,24
79	GUAVIO - CHIVOR 2 230 kV	0,07

Fuente: XM S.A. ESP.

HC por activos para TRANSELCA - 2019

Tabla 14 HC por activos para TRANSELCA en el año 2019.

ÍTEM	ACTIVO	HC
1	TEBSA CAMPO 8500 220 KV	193,36
2	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	144,36
3	BT TEBSA 2 100 MVA 220 kV	131,22
4	TEBSA CAMPO 8300 220 KV	124,5
5	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	119,99
6	BAHIA COMPENSACION TERMOCOL 35 MVAR 220 KV	115,44
7	BL1 TERMOFLORES II A CARACOLI 220 KV	103,93
8	SABANALARGA CAMPO 8830 220 KV	48,94
9	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	48,8
10	TERMOFLORES II - NUEVA BARRANQUILLA 2 220 kV	42,93
11	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8630 220 KV	33,75
12	EL BOSQUE - TERNERA 1 220 kV	32,18
13	FUNDACION CONDENSADOR PARALELO 01 39.5 MVAR 230 kV	20,92
14	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	15,76
15	SABANALARGA - TERNERA 2 220 kV	14,47
16	BL1 CARACOLI A SABANALARGA 220 KV	13,06
17	FUNDACION - RIO CORDOBA 2 220 KV	12,15
18	BL3 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV	10,74
19	BT SABANALARGA 3 450 MVA 220 kV	10,38
20	BL2 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	10,04
21	MODULO TERMOCOL DIFERENCIAL BARRA 220 kV	9,73
22	FUNDACION - SABANALARGA 3 220 kV	9,55
23	FUNDACION - SABANALARGA 1 220 kV	9,43



ÍTEM	ACTIVO	HC
24	SANTA MARTA CAMPO 8130 220 kV	9,08
25	FUNDACION - RIO CORDOBA 1 220 kV	9
26	BT TEBSA 1 100 MVA 220 kV	8,55
27	TERMOCOL CAMPO M050 220 kV	7,61
28	BL2 SABANALARGA A BOLIVAR 220 kV	7,24
29	SABANALARGA CAMPO 8530 220 KV	6,7
30	SABANALARGA CAMPO 8130 220 KV	6,58
31	BL2 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV	6,35
32	FUNDACION - SABANALARGA 2 220 kV	5,39
33	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	3,62
34	SABANALARGA CAMPO 8430 220 KV	3,6
35	SABANALARGA CAMPO 8630 220 KV	3,51
36	BL1 TERMOCOL A GUAJIRA 220 KV	3,5
37	BARRA TERMOCOL 220 kV	2,98
38	BAHIA COMPENSACIÓN VALLEDUPAR 01 25 MVAR 220 kV	2,73
39	CARACOLI - TEBSA 1 220 KV	2,58
40	BT NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220 kV	2,57
41	BL1 TERMOFLORES II A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	2,52
42	FUNDACION CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 230 kV	2,25
43	BL1 FUNDACION A RIO CORDOBA 220 kV	1,76
44	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	1,67
45	GUAJIRA CAMPO 8230 220 KV	1,5
46	BT SABANALARGA 2 450 MVA 220 kV	1,29
47	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	1,2
48	BAHIA ACOUPLE 1 TERMOFLORES II 220 kV	1,13
49	BL1 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV	1,01
50	BT SABANALARGA 9 90 MVA 220 KV	0,92
51	BAHIA COMPENSACIÓN VALLEDUPAR 02 25 MVAR 220 kV	0,84
52	BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV	0,78
53	TEBSA CAMPO 8200 220 KV	0,67
54	SABANALARGA CAMPO 8730 220 KV	0,41
55	BL1 CUESTECITAS (ISA) A GUAJIRA 220 kV	0,15
56	TEBSA CAMPO 8600 220 KV	0,15
57	EL COPEY - VALLEDUPAR 1 220 kV	0,12

Fuente: XM S.A. ESP

HC por activos para CELSIA COLOMBIA - 2019

Tabla 15 HC por activos para CELSIA COLOMBIA en el año 2019.

ÍTEM	ACTIVO	HC
1	BL1 PANCE A YUMBO 230 kV	122,53
2	BT JUANCHITO 2 90 MVA 230 kV	28,68
3	MODULO JUANCHITO DIFERENCIAL BARRAS 220 kV	28,45
4	BT JUANCHITO 1 90 MVA 230 kV	26,91
5	BL1 JUANCHITO A SAN MARCOS 230 kV	25,69
6	BAHIA ACOUPLE 1 ALTO ANCHICAYA 230 kV	21,6
7	BL1 SALVAJINA A JUANCHITO 230 kV	20,15
8	BL1 JUANCHITO A SALVAJINA 230 kV	20,01
9	BL1 ALTO ANCHICAYA A PANCE 230 kV	19,65
10	BL1 JUANCHITO A PANCE 230 kV	18,07
11	BL1 JUANCHITO A PAEZ 230 kV	15,5
12	BT JUANCHITO 3 90 MVA 230 kV	14,94
13	BL1 PANCE A ALTO ANCHICAYA 230 kV	13,05
14	BAHIA ACOUPLE 1 PANCE 230 kV	8,42
15	BAHIA ACOUPLE 1 CARTAGO 230 kV	6,67
16	JUANCHITO CAMPO M020 220 KV	4,05
17	BL1 ALTO ANCHICAYA A YUMBO 230 kV	3,97



ÍTEM	ACTIVO	HC
18	JUANCHITO CAMPO M040 220 KV	3,38
19	BARRA ALTO ANCHICAYA 230 KV	2,54
20	BL1 YUMBO A PANCE 230 kv	1,52
21	BL1 PANCE A JUANCHITO 230 kv	1,18
22	JUANCHITO CAMPO M050 220 KV	1,03

Fuente: XM S.A. ESP.

Resumen de los reportes de consignación INTERCOLOMBIA

Tabla 16 Resumen de los reportes de consignación INTERCOLOMBIA

ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
MODULO YUMBO DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	C0172178	Fuera PSM	Expansión	9/10/2019	3/11/2019	Reposición cambio equipos
	C0174851	Fuera PSM	Expansión	4/11/2019	3/12/2019	Reposición cambio equipos
	C0174951	Fuera PSM	Expansión	4/12/2019	8/12/2019	Reposición cambio equipos
BAHIA ACOUPLE 1 YUMBO 230 kV	C0166640	plan	Expansión	26/11/2019	29/11/2019	Reposición cambio equipos
	C0172366	plan	Expansión	9/11/2019	8/12/2019	Reposición cambio equipos
	C0175281	Fuera PSM	Expansión	8/12/2019	7/01/2020	Reposición cambio equipos
BL3 YUMBO A ESMERALDA 230 kV	C0173261	Emergencia	Normal	6/09/2019	23/09/2019	Mantenimiento correctivo y consignaciones simultáneas
	C0173759	Emergencia	Normal	7/09/2019	26/09/2019	Mantenimiento correctivo y consignaciones simultáneas
	C0173959	Fuera PSM	Normal	26/09/2019	9/10/2019	Mantenimiento correctivo
BL1 LA SIERRA (ANTIOQUIA) A PRIMAVERA 230 kV	C0163545	Fuera PSM	Expansión	20/12/2018	16/01/2019	Reposición cambio equipos
BL1 LA SIERRA (ANTIOQUIA) A SAN CARLOS 230 kV	C0163544	Fuera PSM	Expansión	20/12/2018	16/01/2019	Reposición cambio equipos
LA SIERRA CAMPO M030 230 KV	C0163546	Fuera PSM	Expansión	20/12/2018	16/01/2019	Reposición cambio equipos
MODULO CHINU DIFERENCIAL BARRAS 500 kV	C0167236	plan	Expansión	21/08/2019	5/09/2019	Reposición cambio equipos
BARRA ESMERALDA 230 KV	C0169885	Fuera PSM	Expansión	12/07/2019	17/07/2019	Proyecto de expansión asociado, pero no se energizan nuevos activos
	C0166666	Plan	Expansión	19/07/2019	2/08/2019	Bajo esta consignación se hacen pruebas y se energizan activos
MODULO ESMERALDA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	C0160322	plan	Mantenimiento mayor	23/03/2019	25/03/2019	Mantenimiento preventivo

ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
	C0160907	plan	Expansión	24/06/2019	7/07/2019	Proyecto de expansión asociado, pero no se energizan nuevos activos
	C0166674	plan	Normal	1/06/2019	2/06/2019	Ninguna
	C0168539	Fuera PSM	Normal	28/04/2019	28/04/2019	Mantenimiento correctivo y consignaciones simultáneas
BAHIA ACOPLA 2 ESMERALDA 230 kV	C0160906	plan	Expansión	28/05/2019	28/05/2019	Proyecto de expansión asociado, pero no se energizan nuevos activos
	C0161163	plan	Expansión	11/06/2019	20/06/2019	Proyecto de expansión asociado, pero no se energizan nuevos activos
	C0166623	plan	Mantenimiento mayor	1/06/2019	13/06/2019	Consignaciones simultáneas
	C0619938	Fuera PSM	Expansión	10/07/2019	15/07/2019	Reposición cambio equipos

Resumen de los reportes de consignación TRANSELCA

Tabla 17 Resumen de los reportes de consignación TRANSELCA

ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
CARTAGENA CAMPO 8130 220 KV	C0155274	Plan	Normal	27/05/2019	27/05/2019	Mantenimiento preventivo y consignaciones simultáneas
	C0174996	Fuera PSM	Expansión	26/11/2019	6/12/2019	Reposición cambio equipos
BL2 CARTAGENA A TERMOCANDELARIA 220 kV	C0173087	Plan	Expansión	26/11/2019	6/12/2019	Reposición cambio equipos
BL2 TERNERA A TERMOCANDELARIA 220 kV	C0173062	Plan	Expansión	28/10/2019	7/11/2019	Reposición cambio equipos



ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
CARTAGENA CAMPO 8230 220 KV	C0155308	Plan	Normal	5/06/2019	5/06/2019	Mantenimiento preventivo
	C0174741	Fuera PSM	Expansión	13/11/2019	24/11/2019	Reposición cambio equipos
BL1 CARTAGENA A TERMOCANDELARIA 220 kV	C0173078	Plan	Expansión	13/11/2019	24/11/2019	Reposición cambio equipos
BL1 TERNERA A TERMOCANDELARIA 220 kV	C0173041	Plan	Expansión	12/10/2019	22/10/2019	Reposición cambio equipos
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 2 220 kV	C0167391	Plan	Expansión	28/11/2019	3/12/2019	Reposición cambio equipos
	C0175466	Fuera PSM	Expansión	14/12/2019	16/12/2019	Reposición cambio equipos
NUEVA BARRANQUILLA - SABANALARGA 3 220 kV	C0167393	Plan	Expansión	30/11/2019	3/12/2019	Reposición cambio equipos
	C0175475	Fuera PSM	Expansión	14/12/2019	16/12/2019	Reposición cambio equipos
BT TEBSA 2 100 MVA 220 kV	C0169088	Fuera PSM	Normal	22/07/2019	27/07/2019	Mantenimiento correctivo
BARRA SABANALARGA 220 KV	C0167368	Plan	Normal	24/05/2019	25/05/2019	Mantenimiento preventivo
	C0172589	Fuera PSM	Expansión	1/10/2019	2/10/2019	Proyecto de expansión asociado a Ternium, pero no se energizaron nuevos activos
	C0174519	Fuera PSM	Expansión	17/11/2019	17/11/2019	Proyecto de expansión asociado a Ternium, pero no se energizaron nuevos activos
	C0175443	Fuera PSM	Expansión	13/12/2019	13/12/2019	Proyecto de expansión asociado a Ternium, pero no se energizaron nuevos activos

Resumen de los reportes de consignación GEB

Tabla 18 Resumen de los reportes de consignación GEB

ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
CIRCO - GUAVIO 2 230 kV	C0158559	Plan	Expansión	18/01/2019 5:30	21/01/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos
	C0158564	Plan	Expansión	25/01/2019 5:30	28/01/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones
	C0158566	Plan	Expansión	29/01/2019 5:30	2/02/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos
	C0158568	Plan	Expansión	4/02/2019 5:30	9/02/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones
	C0158570	Plan	Expansión	11/02/2019 5:30	14/02/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos
	C0158572	Plan	Expansión	26/02/2019 5:30	1/03/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos
	C0158574	Plan	Expansión	6/03/2019 5:30	13/03/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos
	C0165319	Plan	Expansión	4/04/2019 5:30	12/04/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos
	C0165321	Plan	Expansión	7/05/2019 5:30	11/05/2019 17:00	Mantenimiento preventivo - Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación.



ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
						Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones
	C0171166	Plan	Expansión	8/11/2019 5:30	17/11/2019 17:00	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Reposición Cambio Equipos Ninguna
CIRCO - GUAVIO 1 230 kV	C0158558	Plan	Expansión	18/01/2019 5:30	21/01/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado
	C0158563	Plan	Expansión	25/01/2019 5:30	28/01/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Otros Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones Ninguna
	C0158569	Plan	Expansión	11/02/2019 5:30	14/02/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Otros
	C0158565	Plan	Expansión	29/01/2019 5:30	2/02/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Reposición Cambio Equipos
	C0165320	Plan	Expansión	7/05/2019 5:30	11/05/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos

ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
						activos Proyecto de expansión asociado: Otros Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones
	C0158567	Plan	Expansión	4/02/2019 5:30	9/02/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Otros Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones
	C0158571	Plan	Expansión	26/02/2019 5:30	1/03/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Otros
	C0158573	Plan	Expansión	6/03/2019 5:30	13/03/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Observaciones: Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Otros
	C0165318	Plan	Expansión	4/04/2019 5:30	12/04/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Otros
	C0171165	Plan	Expansión	8/11/2019 5:30	17/11/2019 17:00	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Reposición Cambio Equipos
BL1 TERMOCANDELARIA A TERNERA 230 kV	C0165301	Plan	Expansión	20/08/2019 7:15	26/08/2019 17:15	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos

ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
						Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones
	C0159065	Plan	Expansión	12/10/2019 7:00	22/10/2019 17:30	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones Proyecto de expansión asociado: Termocandelaria_Diametro5
BL2 TERMOCANDELARIA A TERNERA 220 kV	C0159066	Plan	Expansión	28/10/2019 7:00	7/11/2019 17:30	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Reposición Cambio Equipos
	C0165302	Plan	Expansión	27/08/2019 7:15	30/08/2019 17:15	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Termocandelaria_Diametro5 Proyecto de expansión asociado: GENP-121 LT_Bosque-Ternera yBosque-Bolivar_Subterránea
BL1 TERMOCANDELARIA A CARTAGENA 220 kV	C0159067	Plan	Expansión	13/11/2019 7:00	24/11/2019 17:30	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Reposición Cambio Equipos
	C0165304	Plan	Expansión	10/09/2019 7:15	13/09/2019 17:15	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: GENP-121

ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
						LT_Bosque-Ternera yBosque-Bolivar_Subterránea Proyecto de expansión asociado: Termocandelaria_Diametro5 Ninguna
BL2 TERMOCANDELARIA A CARTAGENA 220 KV	C0159068	Plan	Expansión	26/11/2019 7:00	6/12/2019 17:30	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Termocandelaria_Diametro5
TERMOCANDELARIA CAMPO 8220 230 KV	C0165303	Plan	Expansión	3/09/2019 7:15	9/09/2019 17:15	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: SE EEB_Modernizacion controles y protecciones Proyecto de expansión asociado: GENP-121 LT_Bosque-Ternera yBosque-Bolivar_Subterránea
BARRA ALTAMIRA 230 KV	C0159262	Plan	Normal	28/04/2019 5:00	28/04/2019 15:00	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación
	C0169821	FueraPSM	Expansión	3/07/2019 7:00	3/07/2019 17:00	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: GENP- 432_UPMESTR05-2017_ATR2_Altamira
	C0169826	FueraPSM	Expansión	8/09/2019 5:00	8/09/2019 15:00	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: GENP- 432_UPMESTR05-2017_ATR2_Altamira Proyecto de expansión asociado: Reposición Cambio Equipos



ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
	C0170231	FueraPSM	Expansión	22/07/2019 21:00	25/07/2019 5:00	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: GENP-432_UPMESTR05-2017_ATR2_Altamira
	C0170232	FueraPSM	Expansión	29/09/2019 2:00	29/09/2019 15:30	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: GENP-432_UPMESTR05-2017_ATR2_Altamira
	C0170233	FueraPSM	Expansión	30/09/2019 21:00	3/10/2019 22:00	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación se realizarán pruebas con impacto en el SIN sobre equipos no declarados en operación comercial (ver protocolo de pruebas en archivo adjunto) Bajo esta consignación se energiza el activo: ALTAMIRA 2 150 MVA 230/115 kV Proyecto de expansión asociado: GENP-432_UPMESTR05-2017_ATR2_Altamira Proyecto de expansión asociado: Otros Bajo esta consignación se energiza el activo: ALTAMIRA 2 150 MVA 230/115/13,8 KV Bajo esta consignación se energiza el activo: ALTAMIRA 2 150 MVA 230/115 KV Bajo esta consignación se energiza el activo: ATR2_Altamira 230 kV Y BT ATR2 Altamira 115 kV
LA REFORMA - TUNAL 1 230 kV	C0158555	Plan	Expansión	25/11/2019 5:30	3/12/2019 17:00	Mantenimiento preventivo Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Reposición Cambio Equipos



ELEMENTO CONSIGNADO	CONSIGNACIÓN	TIPO INGRESO	ORIGEN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FIN	OBSERVACIONES
LA REFORMA - TUNAL 2 230 KV	C0171154	Plan	Expansión	25/11/2019 5:30	3/12/2019 17:00	Trabajos asociados al origen de mantenimiento de la consignación Bajo esta consignación no se energizan nuevos activos Proyecto de expansión asociado: Reposición Cambio Equipos