

DIAGNÓSTICO DE LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, D.C.,
Octubre de 2022**

DIAGNÓSTICO DE LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Dagoberto Quiroga Collazos

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Orlando Velandia Sepúlveda

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Luisa Fernanda Camargo Sánchez

Directora Técnica de Gestión de Energía (E)

EQUIPO DE TRABAJO

Catherine Yuliana Bohórquez Rodríguez

Oscar Fabio Vélez Cano

Jamer Arley González Vásquez

Diciembre de 2022

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1 MARCO TEÓRICO	2
1.1 Definiciones.....	2
1.2 Actualidad Normativa y Regulatoria.....	6
2 CALIDAD DEL SERVICIO EN LAS REDES DE TRANSPORTE	9
2.1 Calidad en el Sistema de Transmisión Regional – STR.....	10
2.1.1 Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA	10
2.1.2 Eventos que afectan las HID por indisponibilidad de activos del STR.....	11
2.1.3 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA.....	14
2.1.4 Agentes con mayores compensaciones en el STR.....	18
2.2 Sistema de Transmisión Nacional – STN.....	24
2.2.1 Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA	25
2.2.2 Eventos que afectan las HID por indisponibilidad de activos del STN.....	26
2.2.3 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA	28
2.2.4 Transmisores Nacionales con mayores HC en el STN	31
2.3 Eventos que ocasionaron Demanda No Atendida.....	34
2.3.1 Demanda No Atendida Programada	35
2.3.2 Demanda No Atendida No Programada.....	38
2.3.3 Consignaciones Nacionales.....	48
3 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	52
3.1 Calidad del suministro en Perú	52
3.1.1 Norma Técnica de Calidad del Servicio - NTCSE	53
3.1.2 Indicadores de la Calidad de Suministro en el Perú.....	54
3.1.3 Tolerancias en la calidad del suministro	55
3.1.4 Compensaciones.....	55
3.2 Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión en Perú.....	55
3.2.1 Indicadores de Performance.....	56
3.2.2 Tolerancias de Indicadores de Performance.....	57
3.2.3 Proceso de evaluación del Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión.....	57
3.3 Comparación de la supervisión de la calidad del servicio en la transmisión de energía eléctrica en Colombia y Perú	58
4 CONCLUSIONES	61
5 BIBLIOGRAFÍA.....	64

ANEXOS.....	65
Anexo 1 - HC por activos en el STR para Enel Colombia – 2021.....	65
Anexo 2 - HC por activos en el STR para TERMOFLORES – 2021.....	67
Anexo 3 - HC por activos en el STR para CELSIA COLOMBIA – 2021.....	67
Anexo 4 - HC por activos en el STR para Air-e – 2021.....	69
Anexo 5 - HC por activos en el STR para Afinia – 2021.....	70
Anexo 6 - HC por activos en el STN para ISA INTERCOLOMBIA – 2021.....	71
Anexo 7 - HC por activos en el STN para TRANSELCA – 2021.....	73
Anexo 8 - HC por activos en el STN para GEB – 2021.....	74

Listado de Tablas

Tabla 1 Legislación aplicable	7
Tabla 2 Regulación CREG aplicable al STN y/o STR	7
Tabla 3 Acuerdos CNO aplicable al STN	8
Tabla 4 Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo – STR	10
Tabla 5 Horas a Compensar Mercado Caribe 2019-2020	22
Tabla 6 Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo	25
Tabla 7. HC por Agente para el año 2021	29
Tabla 8. Subáreas Operativas SIN.....	34
Tabla 9 Eventos más representativos que generaron DNA Programada en el STN – 2021	36
Tabla 10 Eventos más representativos que generaron DNA No Programada en el STN – 2021	39
Tabla 11 Tolerancias en los indicadores de calidad del suministro	55
<i>Tabla 12 Indicadores de Performance</i>	<i>56</i>
Tabla 13 Tolerancia de indicadores de Performance	57
Tabla 14 Comparación de la calidad del servicio en transmisión Colombia - Perú.....	58
Tabla 15 HC por activos en el STR para Enel Colombia en el año 2021	65
Tabla 16 HC por activos en el STR para TERMOFLORES en el año 2021.....	67
Tabla 17 HC por activos en el STR para CELSIA COLOMBIA en el año 2021.	67
Tabla 18 HC por activos en el STR para Air-e en el año 2021.	69
Tabla 19 HC por activos en el STR para Afinia en el año 2021.....	70
Tabla 20 HC por activos en el STN para ISA INTERCOLOMBIA en el año 2021.....	71
Tabla 21 HC por activos en el STN para TRANSELCA en el año 2021.	73
Tabla 22 HC por activos en el STN para GEB en el año 2021.	74

Listado de Ilustraciones

Ilustración 1. Diagrama de proceso Seguimiento Transmisión.....	9
Ilustración 2 Eventos por indisponibilidad de activos totales en el STR 2019-2021.....	12
Ilustración 3 Eventos por indisponibilidad de activos por Agente 2019-2021 - STR.	13
Ilustración 4 Horas totales de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC) 2019-2021 - STR.	14
Ilustración 5 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA STR (HC) 2020-2021 - STR.....	15
Ilustración 6 Compensación por incumplimiento de Metas STR (CIM) 2020-2021.	16
Ilustración 7 Relación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA vs Cantidad de Subsistemas por agente 2021 - STR.	17
Ilustración 8 Relación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA vs Cantidad de Subsistemas por agente 2021 - STR.	17
Ilustración 9 Activos con mayor HC para Enel Colombia 2021 – STR. ¡Error! Marcador no definido.	
Ilustración 10 Activos con mayor HC para Enel Colombia 2020 – STR.....	19
Ilustración 11 Activos con mayor HC para TERMOFLORES 2019-2021 - STR..... ¡Error! Marcador no definido.	
Ilustración 12 Activos con mayor HC para CELSIA COLOMBIA 2019-2021 - STR	21
Ilustración 13 Activos con mayor HC para el Mercado Caribe Air-e 2021 – STR	23
Ilustración 14 Activos con mayor HC para el Mercado Caribe Afina 2021 – STR.....	24
Ilustración 15 Eventos por indisponibilidad de activos totales 2019-2021 - STN. ¡Error! Marcador no definido.	
Ilustración 16 Eventos por indisponibilidad de activos 2019-2021 - STN.. ¡Error! Marcador no definido.	
Ilustración 17 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC) 2019-2021 - STN.	28
Ilustración 18 Compensación por incumplimiento de Metas STN (CIM) 2020-2021.	30
Ilustración 19 Activos con mayor HC para ISA INTERCOLOMBIA 2021	31
Ilustración 20 Activos con mayor HC para TRANSELCA 2021	33
Ilustración 21 Activos con mayor HC para GEB 2021	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 22 Demanda No Atendida STR - STN 2021.....	35
Ilustración 23 Demanda No Atendida Programada 2020 - 2021	36
Ilustración 24 Demanda No Atendida No Programada 2020-2021	38
Ilustración 25 Evolución mensual de DNA por subárea operativa	40
Ilustración 26 Consignaciones nacionales STN y STR por estado para el año 2021	49
Ilustración 27 Consignaciones nacionales STN y STR por tipo para el año 2020	50
Ilustración 28. Consignaciones por estado 2019-2020.....	51
Ilustración 29. Consignaciones por tipo 2019-2020.....	51
Ilustración 30 Alcance Norma Técnica de Calidad del Servicio - NTCSE.....	53
Ilustración 31 Evaluación de la calidad del suministro.....	54
Ilustración 32 Interrupción según la NTCSE	54

Ilustración 33 Proceso de evaluación del Procedimiento para Supervisión y Fiscalización
del Performance de los Sistemas de Transmisión..... 58

INTRODUCCIÓN

La actividad de la transmisión hace parte de los cuatro eslabones de la cadena para la prestación del servicio de energía eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización. Dicha actividad consiste en transportar la electricidad a través de un conjunto de conductores o líneas, con sus correspondientes módulos de conexión y transformación, interconectando la generación y la distribución con los grandes centros de consumo.

En Colombia se cuenta con el Sistema de Transmisión Nacional - STN y el Sistema de Transmisión Regional – STR, como los escenarios físicos para el transporte de energía eléctrica y cada uno de estos sistemas cuenta con un esquema de calidad bajo el que se espera se efectúe una adecuada prestación de la actividad de transmisión.

Respecto a lo anterior, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD presenta el diagnóstico de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el año 2021, cuyo objetivo es realizar seguimiento al comportamiento de la calidad de la prestación del servicio en el STN y los STR.

La información necesaria para la elaboración de este documento, proviene de los diferentes reportes de información del Centro Nacional de Despacho, el Liquidador y Administrador de Cuentas, que están a cargo de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., quien consolida los reportes históricos de los indicadores de calidad en el STN y STR, Consignaciones Nacionales y Demanda No Atendida.

Adicionalmente, es importante mencionar que particularmente para esta edición se presentará un análisis comparativo entre el funcionamiento en Colombia y Perú, respecto a la supervisión de las características de calidad en el sistema de transmisión, en función de la regulación vigente expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG y la realizada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Peruano - OSINERGMIN, respectivamente.

Este documento cuenta con 4 capítulos, el capítulo 1, corresponde al marco teórico y definiciones necesarias para el entendimiento de la información presentada, al igual que la normativa que regula la actividad de transmisión. Posteriormente, en el capítulo 2 se abordan los datos y análisis referentes a la calidad del servicio en la actividad de transmisión de energía eléctrica, haciendo distinción entre el STR¹ y STN con su respectiva regulación.

En el capítulo 3 se presenta una descripción del esquema de vigilancia de los sistemas eléctricos en Perú. Dicha descripción se realiza con el fin de contribuir con el mejoramiento de las labores de supervisión y control entre la SSPD y OSINERGMIN a partir del convenio de intercambio de información y experiencias entre ambas entidades. Finalmente, en el capítulo 4 se identifican las conclusiones respecto a los hallazgos identificados y presentados en este informe.

¹ Las disposiciones de calidad del servicio en el STR están definidas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y 094 de 2012 hasta la fecha de expedición de la resolución de aprobación de cargos para el último Operador de Red con ingresos por activos de nivel de tensión 4. A partir de ese momento se aplica lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018.

1 MARCO TEÓRICO

1.1 Definiciones

A continuación, se presentan algunas definiciones que permitirán al lector comprender de mejor manera el análisis y los resultados obtenidos en este informe [1] [2] [3] [4].

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.

Centro Nacional de Despacho (CND)

Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

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.

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 Sistema Interconectado Nacional -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.

Herramientas Operativas (HEROPE)

Aplicativo de XM dispuesto para que los agentes Generadores, Transmisores Nacionales y Operadores de Red, puedan realizar los registros de la información operativa de todos los eventos ocurridos en las unidades de generación despachadas centralmente del SIN y los Eventos y Maniobras ocurridos en activos de uso del STN, activos de uso del STR y activos de conexión al STN respectivamente. La información reportada en el aplicativo es insumo tanto para la operación en tiempo real como para procesos posteriores, tales como análisis posoperativos, informes de operación, liquidación y facturación.

HIDA

Horas de indisponibilidad acumulada de un activo en un periodo de 12 meses.

MHAIA

Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.

HC

Horas de indisponibilidad que excedan las MHAIA de un activo, calculadas para un mes específico.

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.

Sistema de Transmisión Regional (STR)

Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados,

que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.

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.

Reglamento de operación

Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional.

Restablecimiento

Procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia, de un estado de emergencia al estado normal de operación.

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.

Sector eléctrico colombiano

Conjunto de participantes del Mercado de Energía Mayorista colombiano que hacen parte de la cadena productiva, así: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores.

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.

Operador de red de STR y SDL (OR)

Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio.

Transmisor regional (TR)

Persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un STR o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. En el ejercicio de su actividad, es responsable por la calidad del sistema que opera, así como las demás normas asociadas con la distribución de energía eléctrica en un STR.

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.

Transportador

De manera genérica se entiende por Transportador, los Transmisores Nacionales, los propietarios de activos de uso del STN, los Transmisores Regionales, los Distribuidores Locales, o los propietarios de activos de uso de STR's y/o SDL's.

Tipos de Causas STR [Procedimientos para Reporte de Información Operativa para Activos de Transmisión Regional -STR]. Los Reportes tendrán asociadas las siguientes causas, establecidas en las Resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 094 de 2012:

Forzado: Causa que describe la situación de indisponibilidad total de un activo de uso del STR ó de conexión al STN y que ocurre de manera no programada.

Mantenimiento: Mantenimiento asociado a una consignación nacional. Para este tipo de causa se deberá informar el número de la consignación nacional asociada con el activo.

No Programado en consignación: Situación de indisponibilidad ocasionada por sobrepasar los tiempos programados de una consignación nacional; exceptuando las causas previstas en el numeral 4.6 de la resolución CREG 097-2008 y el Artículo 8 de la resolución CREG 094-2012 o las que la modifique o sustituyan.

Evento no programado en otro sistema: Situación de indisponibilidad total de un activo de uso del STR o conexión al STN, el cual no se puede operar a causa de la indisponibilidad de un activo no considerado como activo de uso del STR o de conexión al STN.

Derrateo de disponibilidad: Situación de indisponibilidad parcial en la cual un activo pierde su capacidad de operar en un porcentaje de su capacidad nominal. Esta causa sólo aplica para los activos: bahías de interruptor y medio, módulos de barraje, líneas, transformadores y unidades de compensación; para los demás activos se considera que la capacidad disponible es el 0% o 100% de la capacidad nominal.

Cierre en Pruebas: Situación de indisponibilidad ocasionada cuando un OR solicita al CND realizar pruebas de cierre sobre un activo de uso del STR o de conexión al STN que se encuentra indisponible; exceptuando las causas previstas en el numeral 4.6 de la resolución CREG 097-2008 y el Artículo 8 de la resolución CREG 094-2012 o las que la modifique o sustituyan.

Maniobra Apertura: Apertura de un activo con previa coordinación entre el OR y el CND sin tener en cuenta el tiempo entre la instrucción y la ejecución de la maniobra. En todos los casos, la finalización de la ejecución de maniobras sobre activos del STR deberá ser informada por el OR al CND dentro de los cinco (5) minutos siguientes a la ejecución.

Maniobra Cierre: Cierre de un activo con previa coordinación el OR y el CND sin tener en cuenta el tiempo entre la instrucción y la ejecución de la maniobra. En todos los casos, la finalización de la ejecución de maniobras sobre activos del STR deberá ser informada por el OR al CND dentro de los cinco (5) minutos siguientes a la ejecución

Tipos de Causas STN [Procedimientos para Reporte de Información Operativa – STN]

Los Reportes tendrán asociadas las siguientes causas, establecidas en concordancia con las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 093 de 2012 y las cuales determinarán si la indisponibilidad es excluida del cálculo de Horas de Indisponibilidad de activo.

Mantenimiento: Mantenimiento asociado a una consignación nacional. Para este tipo de causa se deberá informar el número de la consignación nacional asociada con el activo.

Forzado: Causa que describe la situación de indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso del STN y que ocurre de manera no programada.

Evento no programado en otro sistema: Situación de indisponibilidad total de un activo de uso del STN, el cual no se puede operar debido a la indisponibilidad de un activo no considerado como activo de uso del STN.

No Programado en consignación: Situación de Indisponibilidad ocasionada por sobrepasar los tiempos programados de una consignación nacional; exceptuando las causas previstas en el numeral 4.6 de la resolución CREG 011-2009 y el Artículo 8 de la resolución CREG 093-2012 o las que la modifique o sustituyan.

Cierre en Pruebas: Situación de indisponibilidad ocasionada cuando un TN solicita al CND realizar pruebas de cierre sobre un activo de uso del STN que se encuentra indisponible; exceptuando las causas previstas en el numeral 4.6 de la resolución CREG 011-2009 y el Artículo 8 de la resolución CREG 093-2012 o las que la modifique o sustituyan.

1.2 Actualidad Normativa y Regulatoria

En la Tabla 1 se presenta el marco jurídico general aplicable a los servicios públicos domiciliarios y específicamente al servicio de energía eléctrica. Además, en la Tabla 2 se relacionan algunas de las principales resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, aplicables al STR y STN y utilizadas en el análisis de este informe diagnóstico.

Para la correcta operación del SIN, se cuenta con las funciones 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.

El CNO está conformado por representantes de las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y el Director del Centro Nacional de Despacho – CND. Además, por disposición del artículo segundo del Decreto 2238 de 2009, el Superintendente Delegado para 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 son invitados permanentes a las sesiones del CNO, los cuales participan en las reuniones de los Comités y Subcomités. Respecto a lo anterior, en la Tabla 3 se presentan algunos de los principales acuerdos del CNO aplicables al STR y/o 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.”

Fuente: Normativa Superservicios.

Tabla 2 Regulación CREG aplicable al STN y/o STR

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 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.
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 097 de 2008	Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y 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.”

RESOLUCIÓN	DISPOSICIÓN
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 094 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 los Sistemas de Transmisión Regional.
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 015 de 2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
CREG 036 de 2019	Por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.
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 CREG publicó 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 2022.

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
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

ACUERDO	DISPOSICIÓN
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: CNO

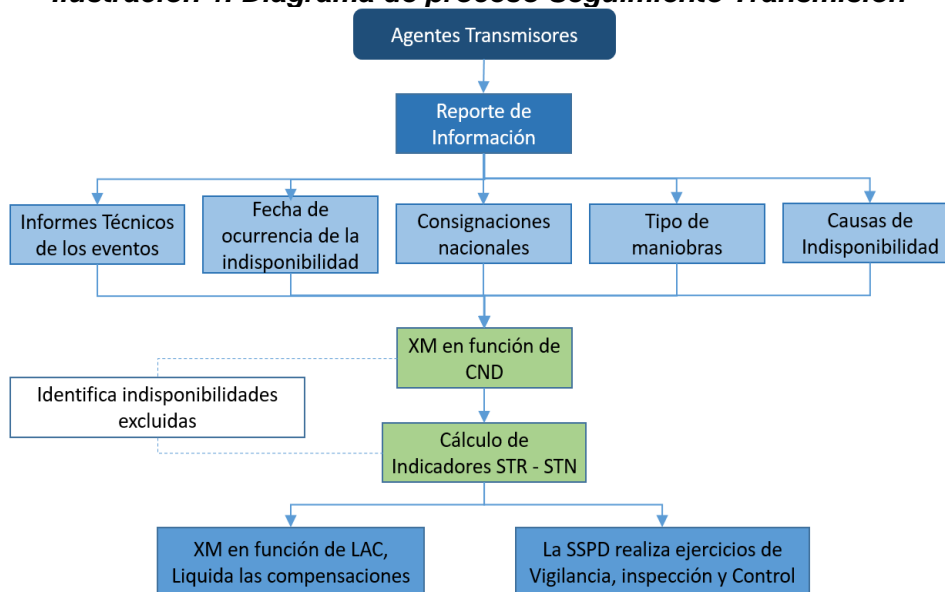
2 CALIDAD DEL SERVICIO EN LAS REDES DE TRANSPORTE

La calidad del servicio en Colombia en el STR y el STN, se regula, vigila e inspecciona conforme a lo establecido en las Resoluciones CREG 097 de 2008² y CREG 011 de 2009, respectivamente. Allí se definen las características de calidad a las que está asociado el ingreso de los agentes transmisores, la obligación del reporte de información, las metas de calidad, como máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas y las compensaciones por superar o exceder estas metas.

En Colombia la calidad del servicio en transmisión se define de acuerdo a la indisponibilidad de los activos, sin considerar la tasa de fallas en los activos del sistema eléctrico, condición que permite identificar indisponibilidad recurrente de activos.

Por lo anterior, desde la SSPD se realizan ejercicios de vigilancia, inspección y control, tomando como fuente de información, tanto el reporte realizado por los agentes transmisores a XM en función de Centro Nacional de Despacho – CND para el cálculo de indicadores, liquidaciones y compensaciones aplicadas por XM en función de Liquidador y Administrador de Cuentas –LAC. En la Ilustración 1 se presenta el diagrama de proceso que se realiza para el seguimiento a la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia de acuerdo con las funciones de la SSPD.

Ilustración 1. Diagrama de proceso Seguimiento Transmisión



Fuente: Elaboración propia.

² Las disposiciones de calidad del servicio en el STR están definidas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y 094 de 2012 hasta la fecha de expedición de la resolución de aprobación de cargos para el último Operador de Red con ingresos por activos de nivel de tensión 4. A partir de ese momento se aplica lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018.

2.1 Calidad en el Sistema de Transmisión Regional – STR

La calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional – STR presentada en este documento hace referencia a la duración de las indisponibilidades que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas de los activos asociados al nivel de tensión 4, es decir activos en niveles de tensión mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV. Estos están a cargo de los Operadores de Red – OR y de los Transmisores Regionales – TR que operan los activos del STR.

Las disposiciones de calidad del servicio en el STR bajo las cuales se presentan los resultados de calidad para el año 2021 en este documento, están definidas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 094 de 2012. Según lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, dichas disposiciones se aplicarán hasta que hayan entrado en vigor las resoluciones particulares del total de los OR que tengan ingresos por activos de nivel de tensión 4 bajo esta metodología; a partir de ese momento se aplicará lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución CREG 036 de 2019.

2.1.1 Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA

La metodología para la evaluación del indicador de MHAIA de acuerdo con lo definido en el numeral 11.1.2 de la Resolución CREG 097 de 2008 y modificado por el artículo 7 de la Resolución CREG 094 de 2012, establece que los Grupos de Activos³ utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el STR (ver Tabla 4), no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, establecido en la misma:

Tabla 4 Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo – STR

Grupos de Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAIA)
Conexión del OR al STN	51
Equipos de Compensación	31
Línea Nivel de Tensión 4	38
Barraje Sin Bahías de Maniobra	15
Barraje Con Bahías de Maniobra	30

Fuente: CREG 094 de 2012

³ Para los Grupos de Activos “Conexión del OR al STN”, “Equipos de Compensación” y “Línea Nivel de Tensión 4” se consideran incluidas las respectivas bahías. Para el Grupo de Activos “Barraje” se diferencian las máximas horas permitidas para barrajes que cuentan con bahías de maniobra y para barrajes que no cuentan con estas. El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del Grupo de Activos.

Otro aspecto a tener en cuenta se encuentra definido en el numeral 11.1.3 de la mencionada resolución, en donde se establece que las MHA se podrán reducir en 0,5 horas cada vez que se presenten alguna de las siguientes situaciones:

- i) Por cada retraso en Reporte de Eventos de cualquiera de los activos que conforman el grupo.
- ii) Por solicitud de Consignaciones No Programadas, asociadas con Consignaciones Nacionales.

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 dos 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 11.1.8.1 de la Resolución CREG 097 de 2008 se define la manera de calcular las Horas de Indisponibilidad Acumulada – HIDA del grupo de activos, las cuales no deberán superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas – MHAIA, logrando así, determinar el nivel de cumplimiento del indicador por grupo de activos. Este indicador está orientado a penalizar la indisponibilidad del grupo de activos.

Las Horas a Compensar - HC por el agente, hacen referencia a las horas de indisponibilidad acumuladas que superaron las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas para cada grupo de activos.

2.1.2 Eventos que afectan las Horas de Indisponibilidad de los activos - HID del STR

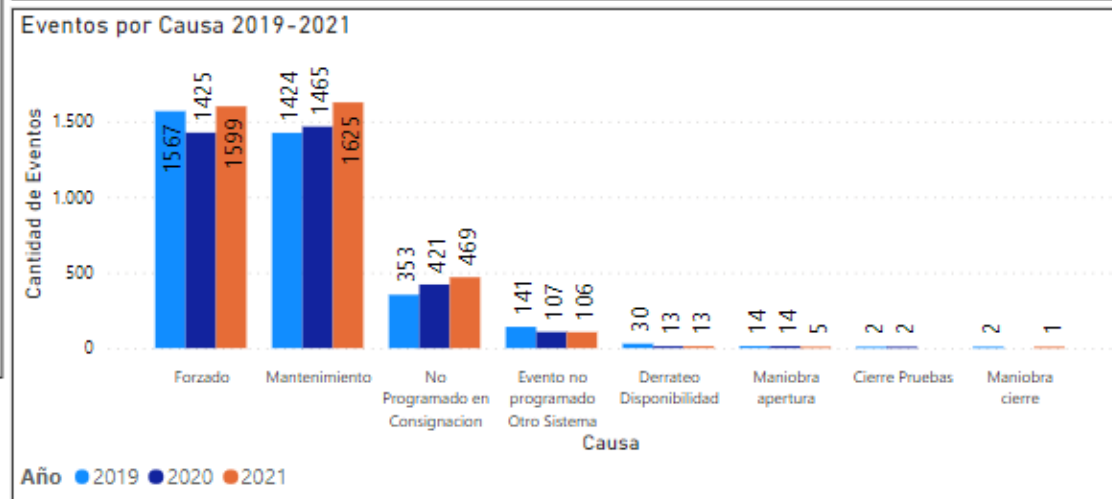
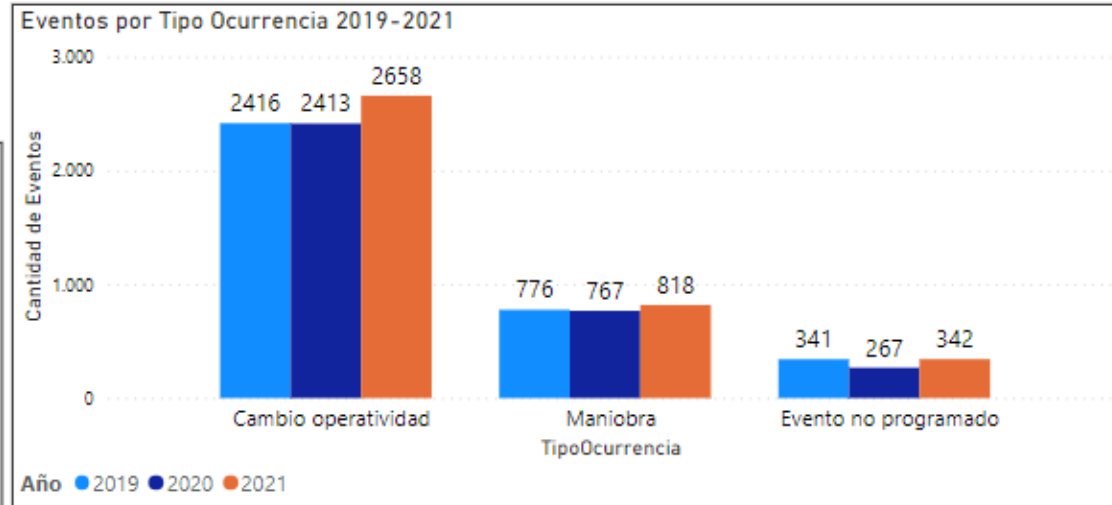
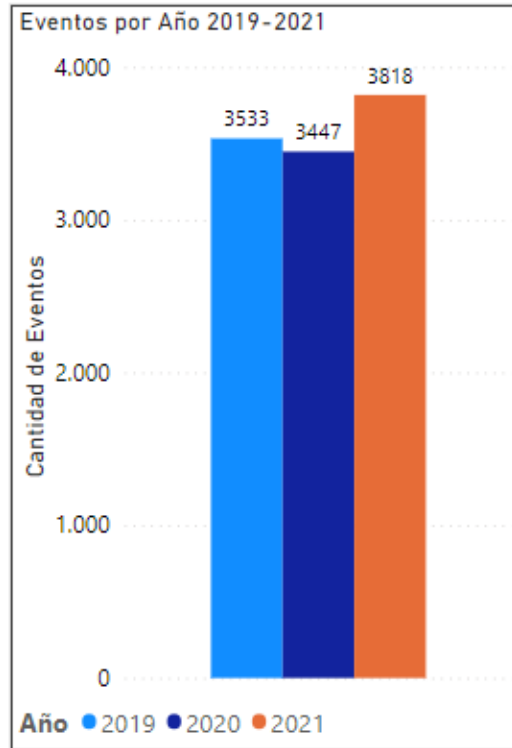
Para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y 31 de diciembre de 2021 se presentaron **3.818 eventos**, mediante los cuales se ocasionó la indisponibilidad de activos en el STR. Esta condición se puede visualizar en la Ilustración 2 en la que se puede apreciar que en comparación con el año 2019 y 2020 se presentó un leve incremento del 8,1% y 10,8% respectivamente, sin embargo, para la vigencia 2021 se registró una disminución en las horas a compensar, como lo veremos más adelante.

Así mismo, en la Ilustración 3 se presenta la información de la cantidad de eventos asociada a cada empresa, por tipo de ocurrencia y causa, donde se puede apreciar que las cuatro empresas con mayor número de eventos por indisponibilidad de activos en el año 2021 fueron: CELSIA COLOMBIA⁴, CARIBEMAR - AFINIA SAS ESP, ENEL COLOMBIA S.A. ESP⁵ y AIR-E SAS ESP.

⁴ CELSIA COLOMBIA S.A. ESP es el actual operador del STR que pertenecía a EPSA S.A. ESP y ENERTOLIMA S.A. ESP o Celsia Tolima S.A. ESP.

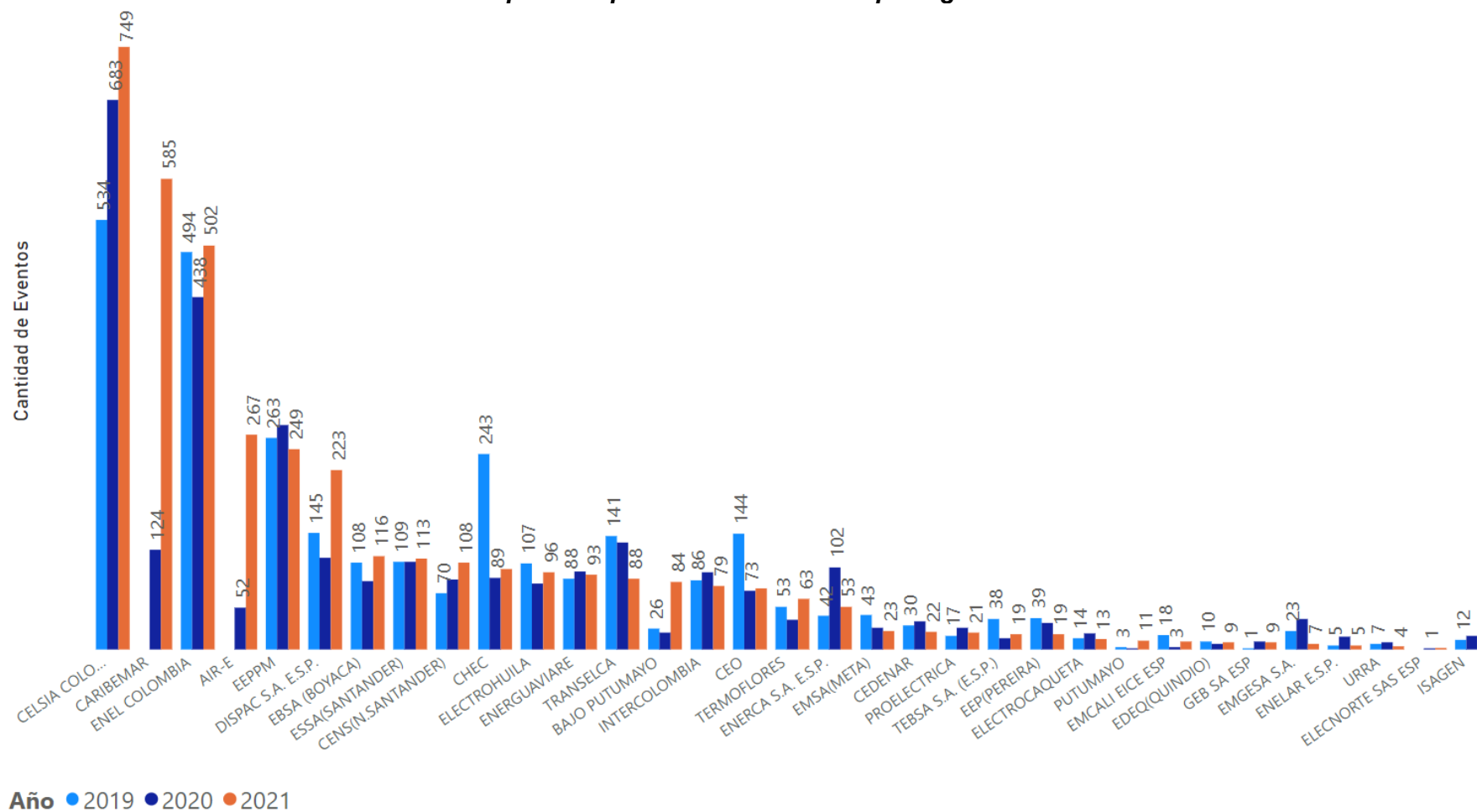
⁵ Enel Colombia S.A. ESP es el actual operador del STR que pertenecía a CODENSA S.A. ESP.

Ilustración 2 Eventos por indisponibilidad de activos totales en el STR 2019-2021.



Fuente: XM, construcción SSPD.

Ilustración 3 Eventos por indisponibilidad de activos por Agente 2019-2021 - STR.⁶



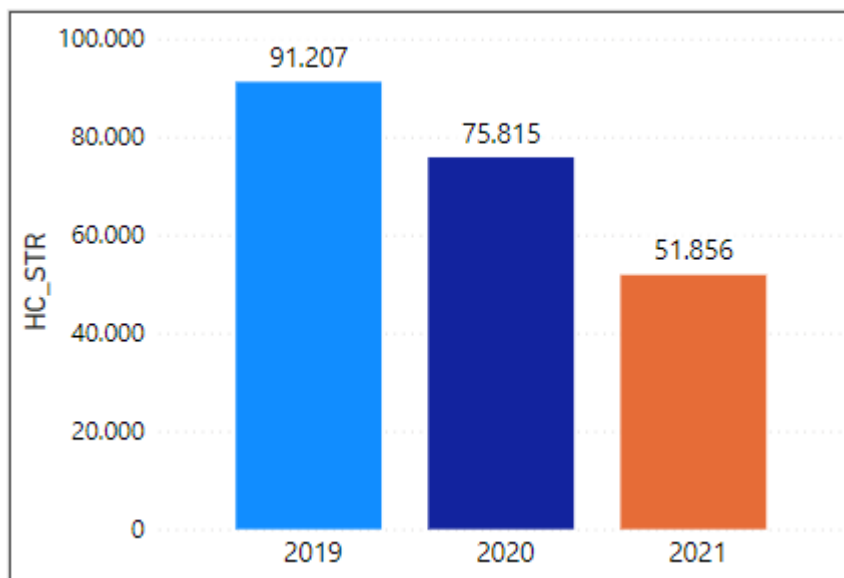
Fuente: XM, Construcción SSPD – febrero 2021

⁶ Los eventos relacionados para Caribemar - Afinia y Air-e para el año 2020 corresponden únicamente a los ocurridos en los meses de octubre a diciembre.

2.1.3 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA

Respecto a las Horas de Indisponibilidad de Activos - HIDA que superaron las MHAIA establecidas en la regulación vigente, para el año 2021 se presentaron aproximadamente 51.856 horas a compensar y en comparación con el año 2020 se presentó una disminución del 31.6% y respecto al 2019 una disminución del 43.1%. En la Ilustración 4 se puede apreciar la tendencia de disminución en las horas a compensar totales a nivel de los STR.

Ilustración 4 Horas totales de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC) 2019-2021 - STR.



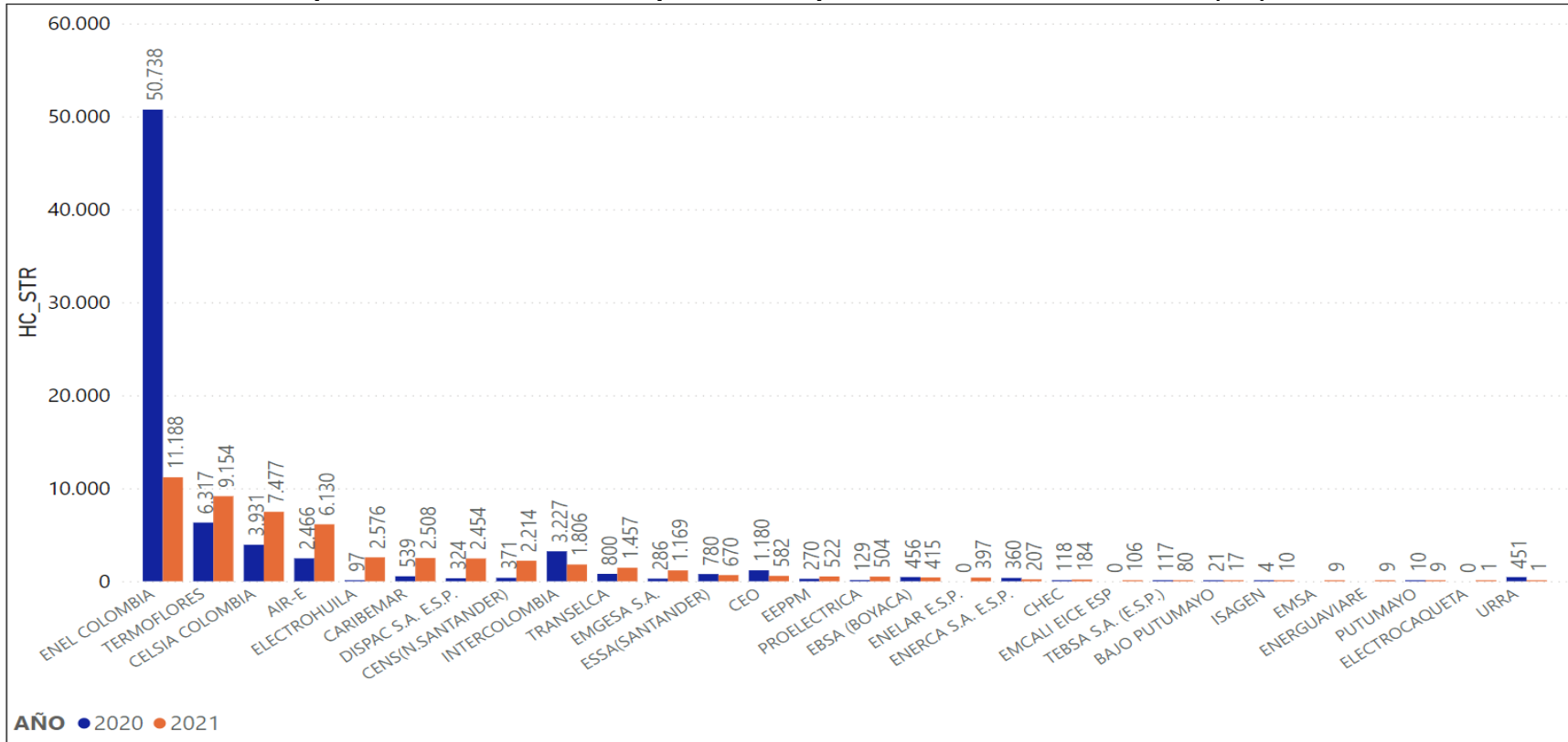
Fuente: XM, Construcción SSPD.

En la

Ilustración 5 se presenta la cantidad de horas a compensar para los Operadores de Red, Transmisores Regionales y agentes que operan activos en el STR durante el 2021. De allí se evidencia que el Operador de Red Enel Colombia para los años 2020 al 2021 presentó el mayor número de horas a compensar, en el año 2021 tuvo el 21.6% (11.188 Horas a compensar) del total de las horas de indisponibilidad de activos que superaron las MHAIA, sin embargo, es importante mencionar que presentó una disminución en este indicador del 77,9%, ya que pasó de 50.738 en el 2020 a 11.188 Horas a Compensar (HC) en el 2021.

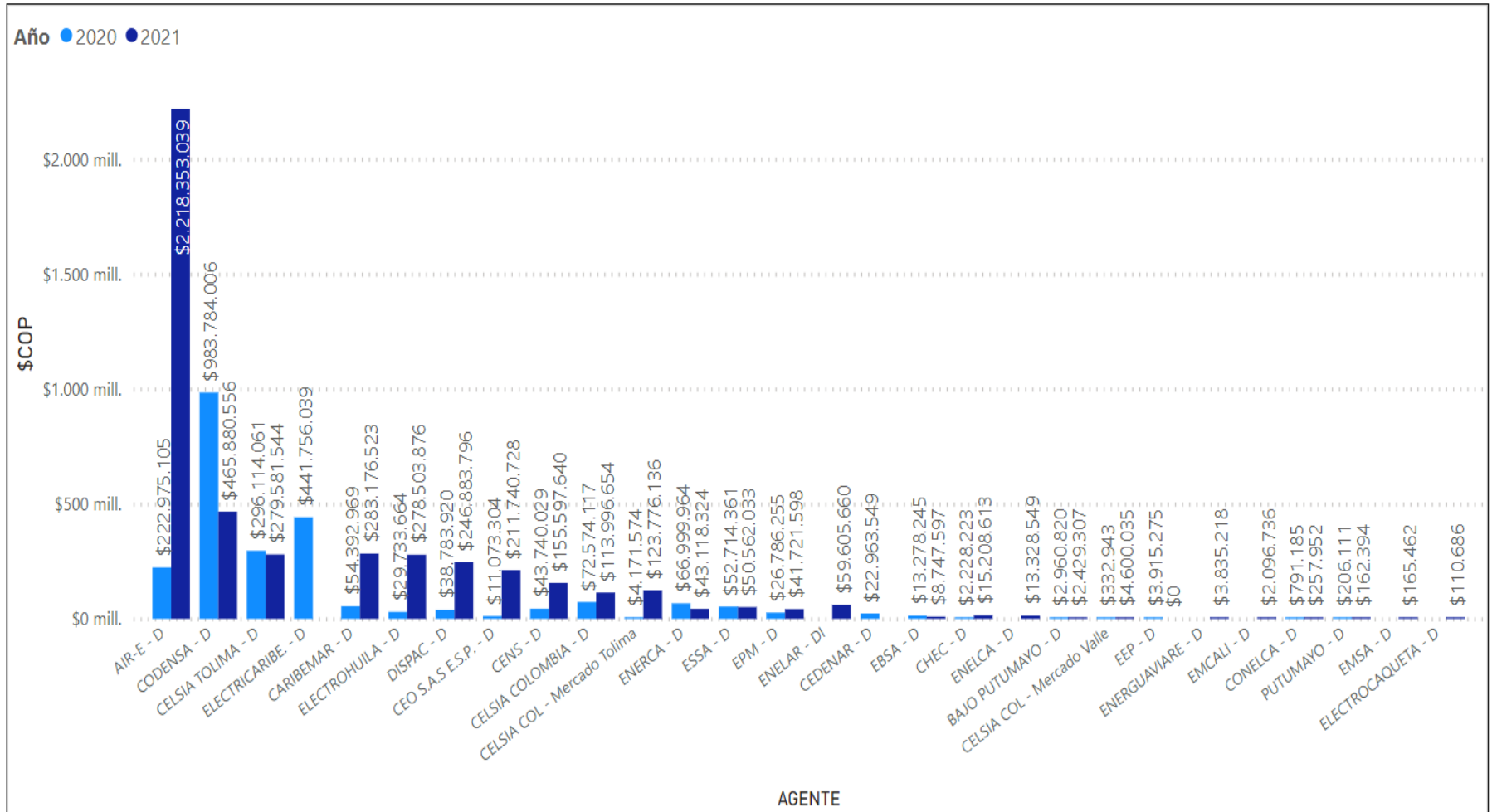
Así mismo, es importante relacionar las horas a compensar con la compensación, por lo tanto, en la Ilustración 6 se presentan las compensaciones que fueron asumidas por los OR responsables de los activos que conforman los grupos de activos con horas de indisponibilidad acumuladas, HIDA, que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas, MHAIA, donde para el año 2020 fueron de aproximadamente de 2.392 millones COP y en el 2021 con un incremento del 93.3% fueron aproximadamente de 4.623 millones COP, en particular, se ve un incremento importante en el valor de las compensaciones asociadas a los operadores de red del mercado caribe, así mismo, se evidencia una reducción significativa en el OR Enel Colombia entre los años 2020 y 2021, lo anterior es coherente con el comportamiento de las horas a compensar de estos operadores de red.

Ilustración 5 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA STR (HC) 2020-2021 - STR.



Fuente: XM, Construcción SSPD

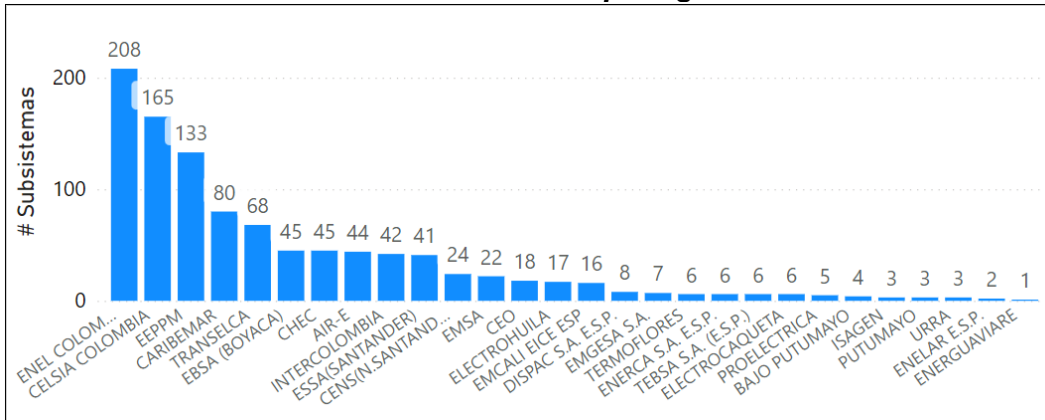
Ilustración 6 Compensación por incumplimiento de Metas STR (CIM) 2020-2021.



Fuente: XM, Construcción SSPD.

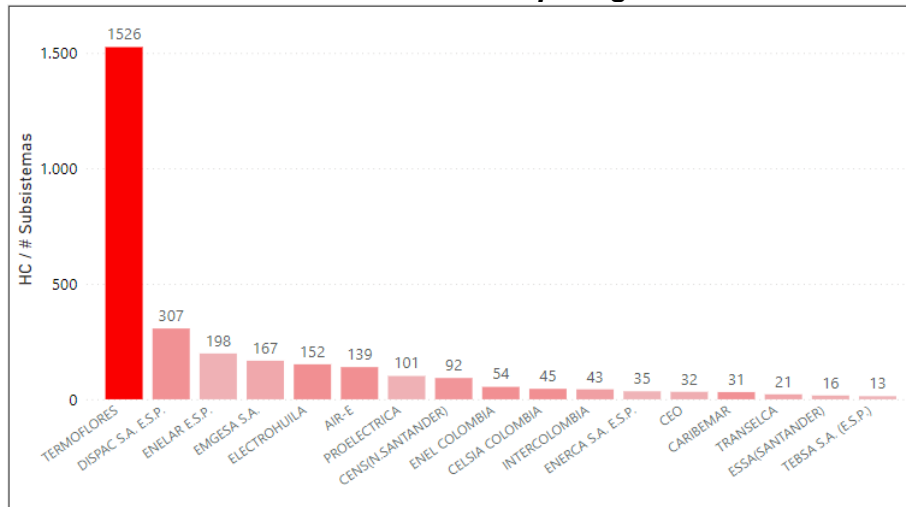
Para finalizar, de manera indicativa se consideró importante relacionar las horas a compensar (HC) con el número de subsistemas o grupos de activos⁷ que opera cada agente en su STR, con el fin de evidenciar la criticidad en la calidad del servicio en el STR; así las cosas, en la Ilustración 7 se relacionan la cantidad de subsistemas o grupos de activos reportados en el 2021 y en la Ilustración 8 se puede apreciar que los agentes Termoflores⁸, Dispac y Enelar, son los agentes que tienen la mayor cantidad de Horas a Compensar comparado con el número de subsistemas de activos que operan o representan.

Ilustración 7 Relación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA vs Cantidad de Subsistemas por agente 2021 - STR.



Fuente: XM, Construcción SSPD.

Ilustración 8 Relación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA vs Cantidad de Subsistemas por agente 2021 - STR.



Fuente: XM, Construcción SSPD.

⁷ Es el conjunto Activos de Conexión y/o Activos de Uso conectados físicamente entre sí, con disponibilidades interdependientes; esto es, que la indisponibilidad de uno de ellos implica la indisponibilidad de los Activos restantes que conforman el Subsistema Eléctrico. En otras palabras, la indisponibilidad de cualquiera de los Activos que conforman el Subsistema Eléctrico origina la misma magnitud y el mismo Evento de Racionamiento. (Fuente: R. CREG-062-2000; Art. 1)

⁸ Prime-Termoflores en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos - RUPS de la SUPERSERVICIOS está registrado con la actividad de generación de energía eléctrica, sin embargo, este agente en sus actividades realiza la operación de algunos activos en nivel de tensión 4.

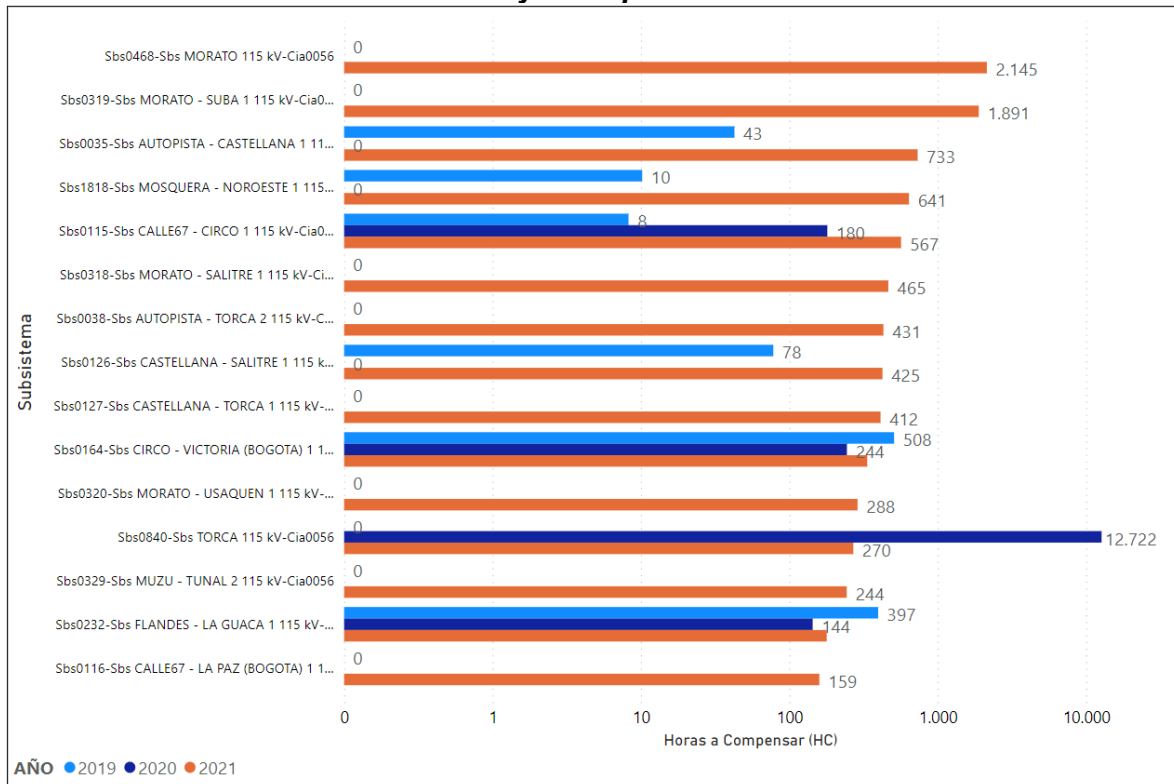
2.1.4 Agentes con mayores compensaciones en el STR

A continuación, se presentarán con más detalle los tres agentes que tuvieron mayor número de horas a compensar de grupos de activos que superaron las MHAIA del Sistema de Transmisión Regional durante el año 2021 y un análisis a los agentes que asumieron la prestación del mercado caribe.

ENEL COLOMBIA

En el [Anexo 1](#) de este informe se encuentra el listado de grupos de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para ENEL COLOMBIA en el 2021, para un total de 50 grupos de activos que agrupan 126 activos individualmente con aproximadamente 11.888 horas de indisponibilidad. En la Ilustración 9, se muestra la relación de activos operados por ENEL, que encabezan la lista con mayor indisponibilidad.

Ilustración 9 Activos con mayor HC para Enel Colombia 2021 – STR⁹



Fuente: XM, Construcción SSPD.

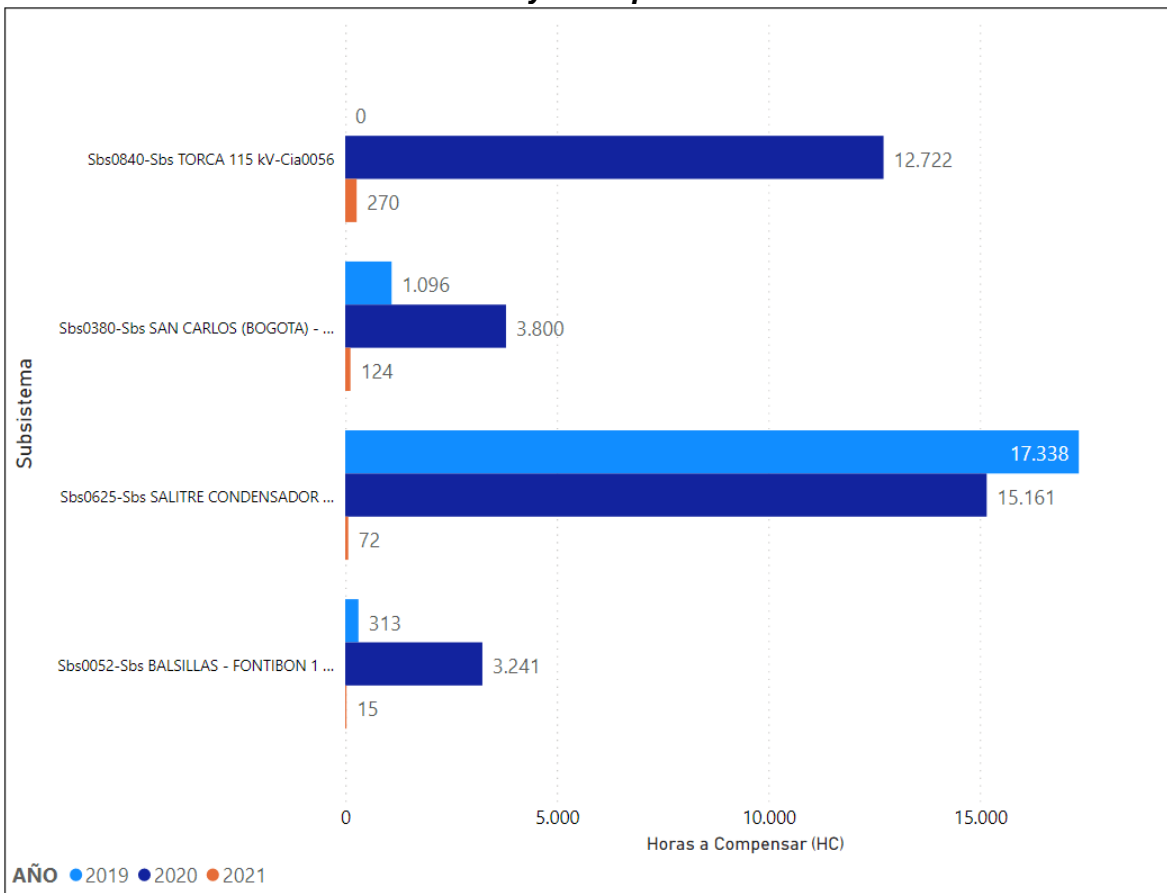
En comparación con el año 2020, se presentó una reducción importante en la cantidad de horas a compensar, puesto que para el año 2020 se registraron aproximadamente 50.738 horas de indisponibilidad, con una reducción del 78% respecto al año 2021 (11.188 horas), sin embargo, se identifican algunos activos que presentaron más de 1.000 horas de indisponibilidad, por lo que serán objeto de análisis detallado y particular para la detección de un presunto problema operativo que pueda incidir en la calidad del servicio de energía eléctrica o en la operación del STR.

⁹ Para mejor visualización se presenta en escala logarítmica.

Para el año 2021, en la Ilustración 9 se identificaron activos en la subestación Morato que presentaron más de 1.000 horas acumuladas que superaron las MHAIA, el detalle de cada activo se puede apreciar en el [Anexo 1](#).

Así mismo, del seguimiento que se realizó en el Diagnóstico de la Transmisión en el año 2020, se identificaron que los subsistemas o grupos de activos operados por Enel Colombia (en ese entonces CODENSA) que presentaron la mayor cantidad de horas acumuladas que superaron las MHAIA estaban asociados a las subestaciones Torca, San Carlos, Salitre y Balsillas¹⁰; sin embargo, para el 2021 se evidencia que estos subsistemas redujeron considerablemente las horas a compensar. Ver Ilustración 10.

Ilustración 10 Activos con mayor HC para Enel Colombia 2020 – STR



Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2022

TERMOFLORES

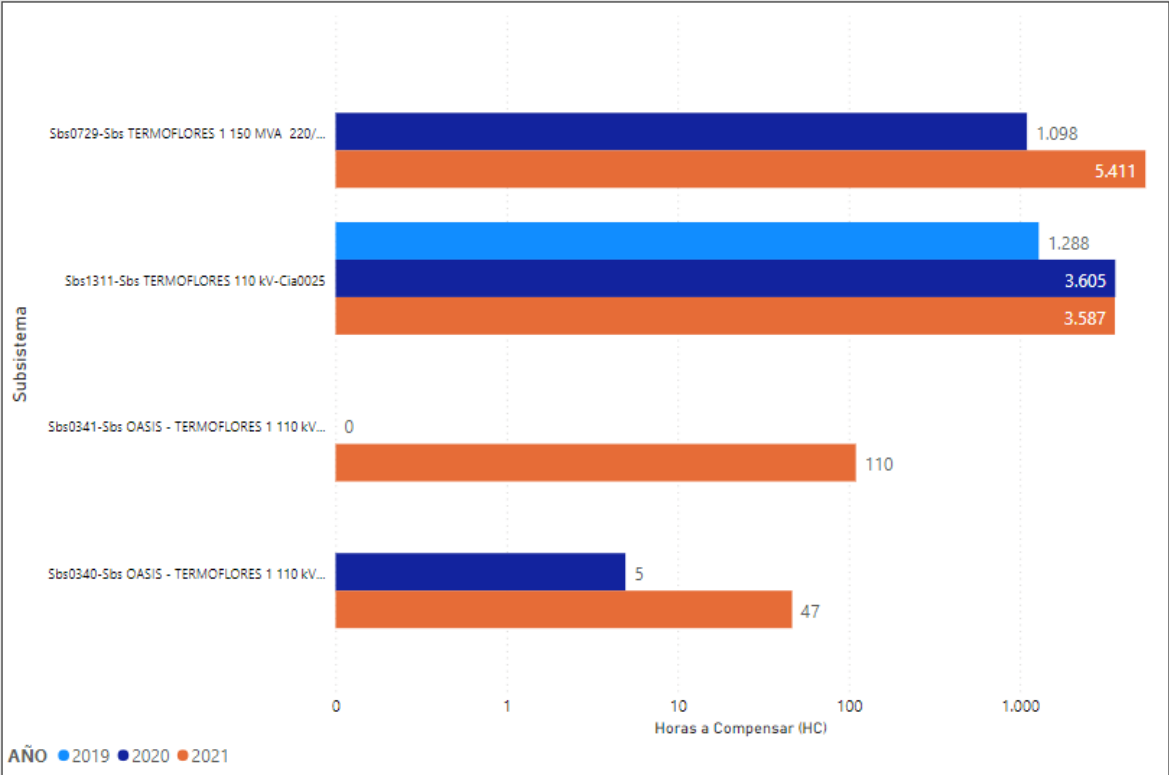
Prime-Termoflores en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos - RUPS de la Superservicios está registrado con la actividad de generación de energía eléctrica, sin embargo, este agente en sus actividades realiza la operación de algunos activos en nivel de tensión 4.

Así las cosas, en el [Anexo 2](#) de este informe se encuentra el listado de grupos de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para TERMOFLORES, con un total de 4

¹⁰ 12.272 HC para Torca, 3.800 para San Carlos, 15.161 para Salitre y 3.241 para Balsillas

grupos de activos asociados a 12 activos, con aproximadamente 9.154 horas de indisponibilidad. En la Ilustración 11 se muestran los 4 grupos de activos operados por Termoflores que superaron las MHAIA.

Ilustración 11 Activos con mayor HC para TERMOFLORES 2019-2021 - STR¹¹



Fuente: XM, Construcción SSPD.

En comparación con el año 2020, se presentó un incremento del 44,9% en la cantidad de horas bajo esta condición, puesto que para el año 2020 aproximadamente se registraron 6.317 horas de indisponibilidad y en el año 2021 tuvo 9.154 horas a compensar.

Adicionalmente, en la relación entre las horas a compensar (HC) con el número de subsistemas o grupos de activos que opera TERMOFLORES, se evidencia unos valores críticos de aproximadamente de 1.526 horas a compensar por cada subsistema que opera, Ver Ilustración 8. Esta condición será objeto de análisis detallado para la detección de un presunto problema operativo que pueda incidir en la calidad del servicio de energía eléctrica o en la operación del STR.

¹¹ Para mejor visualización se presenta en escala logarítmica.

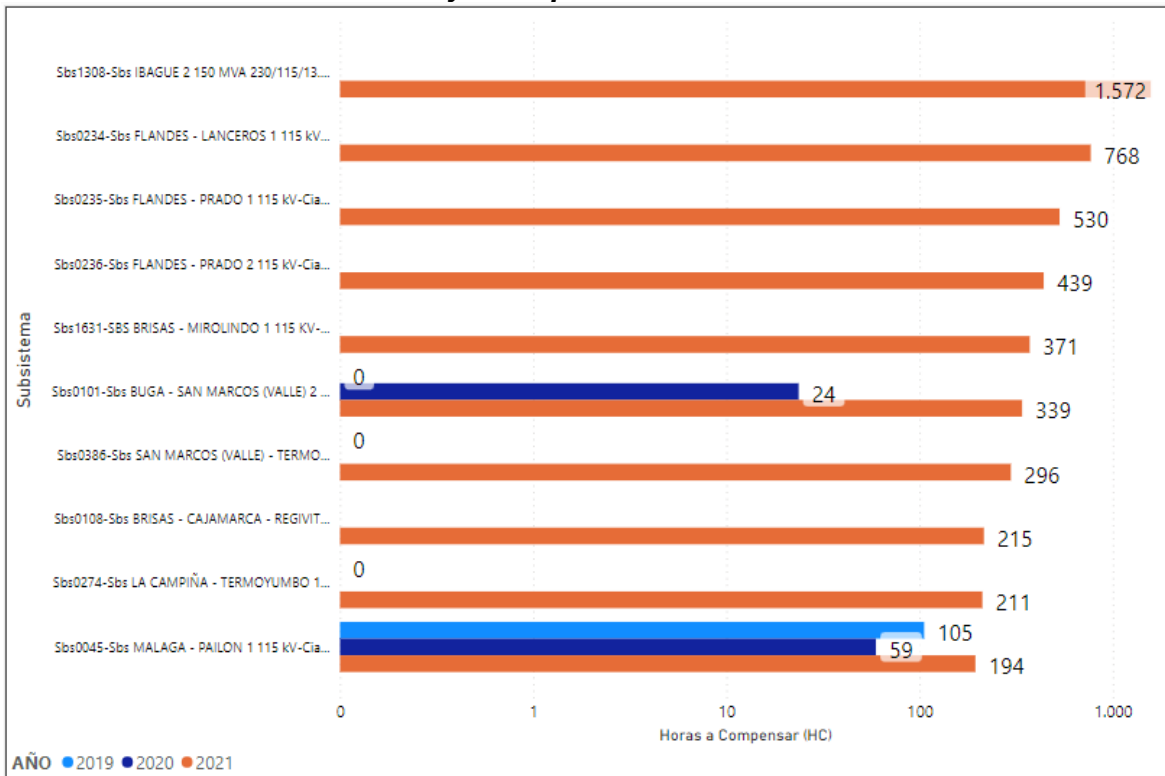
CELSIA COLOMBIA

Antes de iniciar el análisis del STR para Celsia Colombia es preciso indicar que desde el 2019, Celsia Colombia S.A., cambio la denominación de EPSA a Celsia Colombia, además, asumió en 2021 la operación Celsia Tolima S.A. E.S.P.¹² quien tenía a cargo del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local del Departamento del Tolima y los municipios de Ricaurte, Guaduas y Nilo.

Por lo anterior, CELSIA COLOMBIA S.A. ESP es el actual operador del STR que pertenecía a EPSA S.A. ESP y ENERTOLIMA S.A. ESP.

Así las cosas, en el [Anexo 3](#) de este informe se encuentra el listado de grupos de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para CELSIA COLOMBIA durante el 2021, con un total de 51 grupos de activos asociados a 116 activos individuales, con aproximadamente 7.559 horas de indisponibilidad. En la Ilustración 12 se muestran los 10 subsistemas operados por CELSIA SOLOMBIA con los máximos valores que superaron las MHAIA.

Ilustración 12 Activos con mayor HC para CELSIA COLOMBIA 2019-2021 - STR¹³



Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2022

En comparación con el año 2020, se presentó un incremento del 92% en la cantidad de horas de indisponibilidad que superaron las MHAIA en el 2021 (7.477 horas), puesto que para el año 2020 se registraron aproximadamente 3.931 horas de indisponibilidad. Para el año 2021, en

¹² Mediante Resolución 300-006993 de 11 de diciembre de 2020 de la Supersociedades se anunció la Fusión de CELSIA COLOMBIA S.A. ESP con CELSIA TOLIMA S.A. ESP y BEGONIA POWER SAS.

¹³ Para mejor visualización se presenta en escala logarítmica

la Ilustración 12 se presentan los 10 subsistemas de activos que presentaron mayor cantidad de horas acumuladas que superaron las MHAIA, el Subsistema más representativo es el Sbs1308-Sbs Ibagué 2 150 MVA 230/115/13.8 kV con 1.572 horas a compensar, el detalle de cada activo se puede apreciar en el [Anexo 3](#).

MERCADO CARIBE

Desde el 1 de octubre del 2020 iniciaron actividades los dos nuevos Operadores de Red encargados de la prestación del servicio de energía eléctrica en la Costa Atlántica, en reemplazo de la empresa Electricaribe S.A. ESP en liquidación. Los nuevos agentes son: CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P., con marca AFINIA, atiende los Departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar y Cesar y 11 municipios del departamento del Magdalena; la otra parte del mercado correspondiente a la prestación del servicio en los departamentos de Atlántico, Guajira y Magdalena fue asumida por AIR-E S.A.S. E.S.P.

Dado lo anterior, con el fin de incluir el seguimiento a la calidad en el STR de la Costa Atlántica, se realizará la comparación del comportamiento de las indisponibilidades de activos de los tres prestadores para los años 2019 al 2021, con los valores obtenidos para ELECTRICARIBE del periodo enero de 2019 a septiembre de 2020 y los valores obtenidos para AIR-E y AFINIA para el periodo octubre a diciembre 2020 y el año 2021; por lo tanto, el resultado obtenido se asumirá que es una aproximación del comportamiento de la calidad del servicio en el STR del mercado Caribe.

En la Tabla 5 se puede apreciar que el mercado Caribe presentó un incremento importante de aproximadamente el 54% en las horas a compensar del año 2020 respecto al 2021, y comparado con el año 2019 presentó un leve incremento del 7%; es importante tener en cuenta que la calidad del servicio actualmente en el STR de la Costa Caribe, se puede ver afectada, en parte por el rezago en la inversión del anterior operador y además por las inversiones en mantenimiento, reposición y expansión del STR que se están ejecutando con los nuevos operadores. Frente a este punto, vale la pena mencionar que desde la Superintendencia se hace seguimiento detallado a la ejecución de las inversiones en la Costa Caribe con la suscripción de los Programas de Gestión de Largo Plazo – PGLP con los prestadores AIR-E y AFINIA¹⁴.

Tabla 5 Horas a Compensar Mercado Caribe 2019-2020

Periodo	ELECTRICARIBE	AIR-E	CARIBEMAR	Total general
2019	8.047			8.047
2020	2.602	2.466	539	5.606
2021		6.130	2.508	8.638

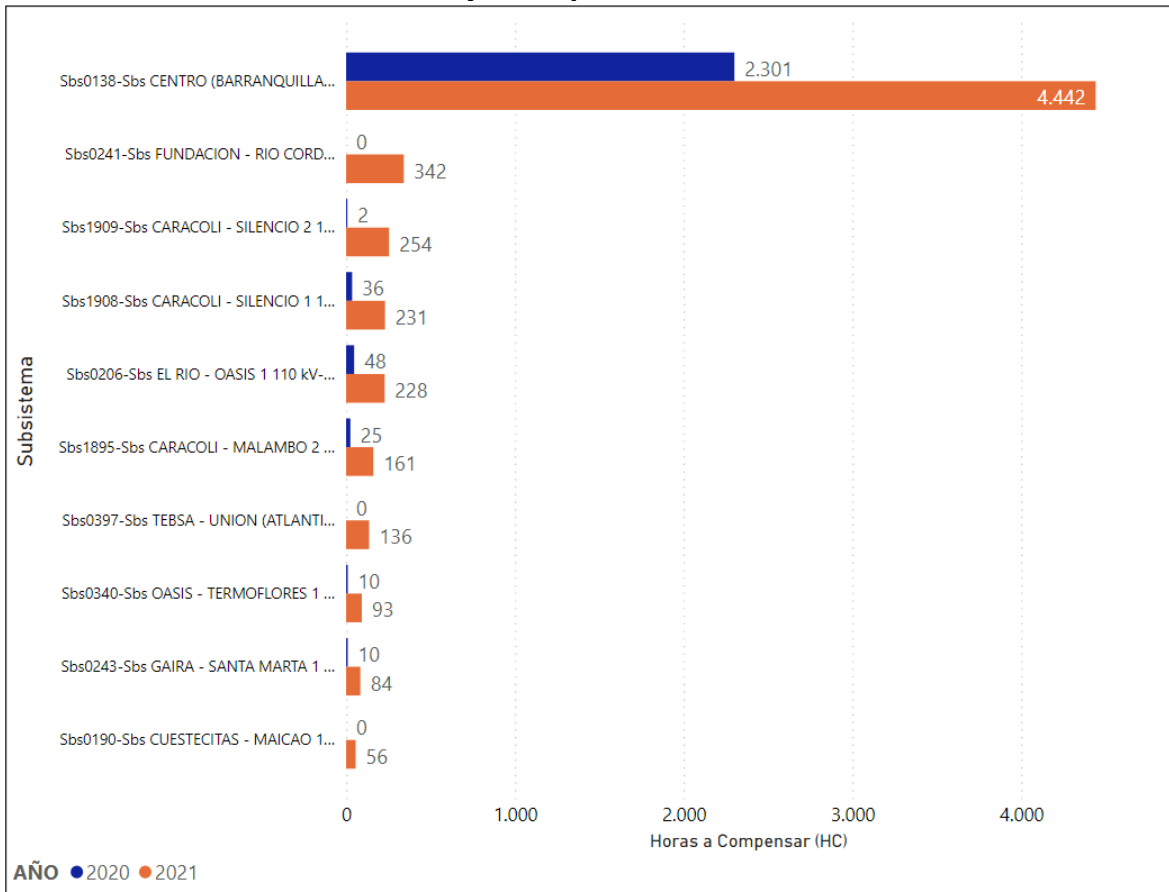
Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2022

En la Ilustración 13 se aprecia que los activos asociados a los subsistemas Sbs0138-Sbs Centro (Barranquilla - Oasis 1 110 kV (bahías de línea y línea de transmisión Barranquilla - Oasis 1 110 kV) y Sbs0241-Sbs Fundación – Río Córdoba 1 110 kV (bahías de línea y línea de transmisión Fundación – Río Córdoba 1 110 kV), presentaron la mayor cantidad de horas

¹⁴ Informes de seguimiento a los PGLP: <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/programas-de-gestion>.

acumuladas que superaron las MHAIA en el año 2021 para el operador de red Air-e. El detalle de cada subsistemas y activos para este prestador se puede apreciar en el [Anexo 4](#).

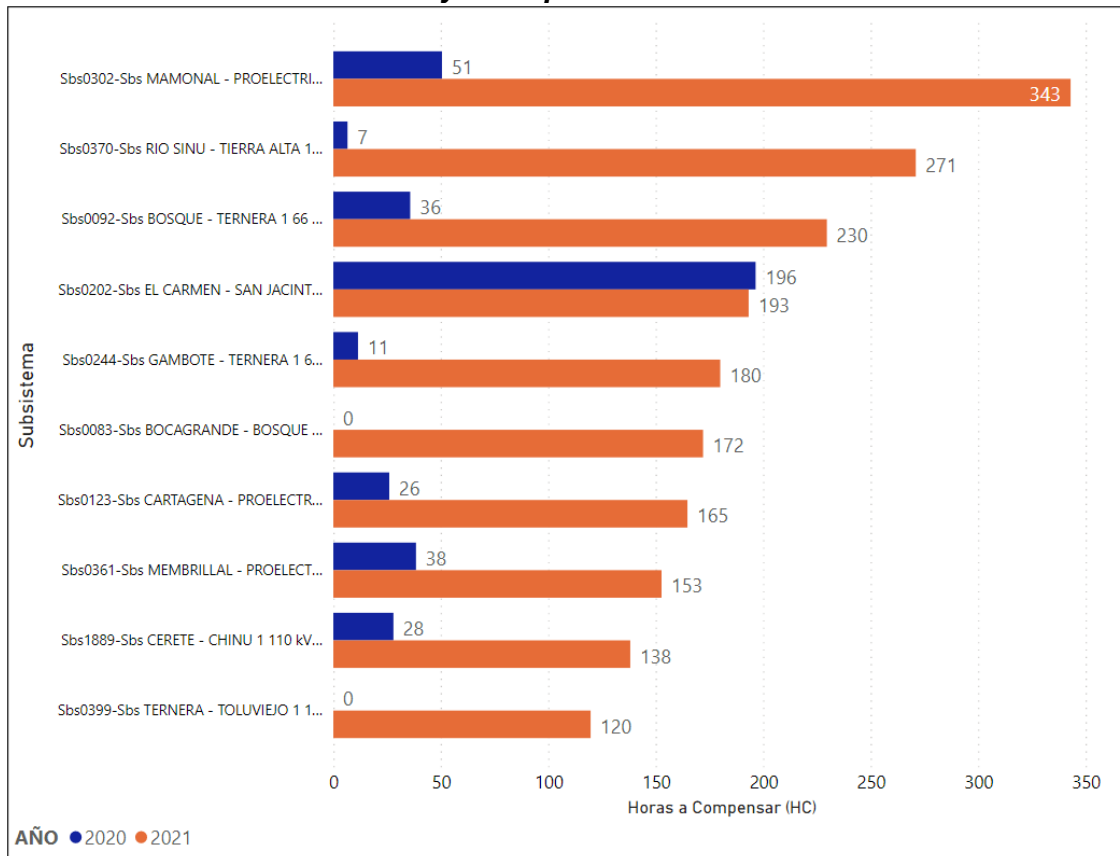
Ilustración 13 Activos con mayor HC para el Mercado Caribe Air-e 2021 – STR



Fuente: XM, Construcción SSPD.

Así mismo, en la Ilustración 14 se encuentran los activos asociados a los subsistemas Sbs0302-Sbs Mamonal – Proelectrica 1 66 kV y Sbs370-Sbs Rio Sinú – Tierra Alta 1 110 kV que presentaron la mayor cantidad de horas acumuladas que superaron las MHAIA en el año 2021 para el operador de red Afinia. El detalle de cada subsistema y activo para este prestador se puede apreciar en el [Anexo 5](#).

Ilustración 14 Activos con mayor HC para el Mercado Caribe Afina 2021 – STR



Fuente: XM, Construcción SSPD.

2.2 Sistema de Transmisión Nacional – STN

Los Transmisores Nacionales – TN son los agentes que operan y transportan energía eléctrica en el STN, es decir, en niveles de tensión iguales o superiores a 220 kV, y son ellos los responsables por la calidad del servicio en este sistema, garantizando la continuidad en la prestación del servicio dentro de los niveles de calidad definidos en el capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

Ahora bien, los indicadores definidos en Colombia para el STN se centran en la indisponibilidad de activos. Es decir, que los ejercicios de vigilancia, inspección y control que ejerce la SSPD se realizan en función de los indicadores regulatorios definidos únicamente hacia la condición de duración de las indisponibilidades de activos.

Si bien, cada Transmisor Nacional puede definir indicadores sistémicos y de negocio para evaluar sus procesos y operación en función de otros factores distintos o complementarios a la indisponibilidad de activos, los indicadores objeto de seguimiento por la SSPD son los que definidos en la regulación vigente.

De otra parte, es preciso indicar que, de acuerdo al esquema de calidad definido en Colombia para el Sistema de Transmisión Nacional, no se tiene en cuenta la ubicación geográfica de los activos y las condiciones ambientales a las que se encuentran expuestos, pues las máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas por activos y grupos de

activos, no difiere ni contempla las condiciones particulares de operar y mantener un activo en distintas condiciones de zona y ambiente.

De igual manera, y respecto al ejercicio comparativo con Perú presentado en este documento más adelante, se identificó que, dentro de los indicadores de *performance* en la Transmisión utilizados en Perú, sólo se hace una diferenciación para el indicador de tasa de falla en líneas de transmisión, otorgando distintas tolerancias o metas en función de la ubicación geográfica del activo, dependiendo de si está ubicado en la costa o selva. Sin embargo, en cuanto a la indisponibilidad de activos, las metas o tolerancias son las mismas sin tener en cuenta condiciones de zona y ambiente, al igual que en Colombia.

Teniendo en cuenta lo anterior, en este apartado se analizarán las indisponibilidades de los activos para el STN, durante la vigencia del año 2021. Inicialmente se presentará el consolidado de la información para todo el Sistema de Transmisión Nacional, identificando la participación de cada uno de los Transmisores Nacionales en este escenario y posteriormente se entregará un análisis por empresa para los tres agentes con mayor cantidad de horas de indisponibilidad de activos que superaron las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.

Con esta información se identificará el nivel de cumplimiento a las características de calidad en el STN por parte de los prestadores del servicio público de energía eléctrica que realizan la actividad de transmisión en el STN y también se establecerán los posibles riesgos en la prestación del servicio que se puedan prever de acuerdo a la indisponibilidad recurrente en algunos activos del STN.

2.2.1 Máximas Horas Anuales De Indisponibilidad Ajustadas - MHAIA

Para identificar los indicadores de calidad en el STN, es necesario inicialmente reconocer la metodología que define las metas o valores máximos de indisponibilidad para cada activo. Las MHAIA en el STN están definidas en el numeral 4.3 de la Resolución CREG 011 de 2009.

La Resolución *Ibidem* establece que los activos utilizados para la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN, relacionados y categorizados 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 (MHAIA)
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 Activo	10

Fuente: Resolución CREG 011 de 2009

Otro aspecto a tener en cuenta, se encuentra definido en el numeral 4.4 de la citada resolución, 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 Resolución CREG 011 de 2009).

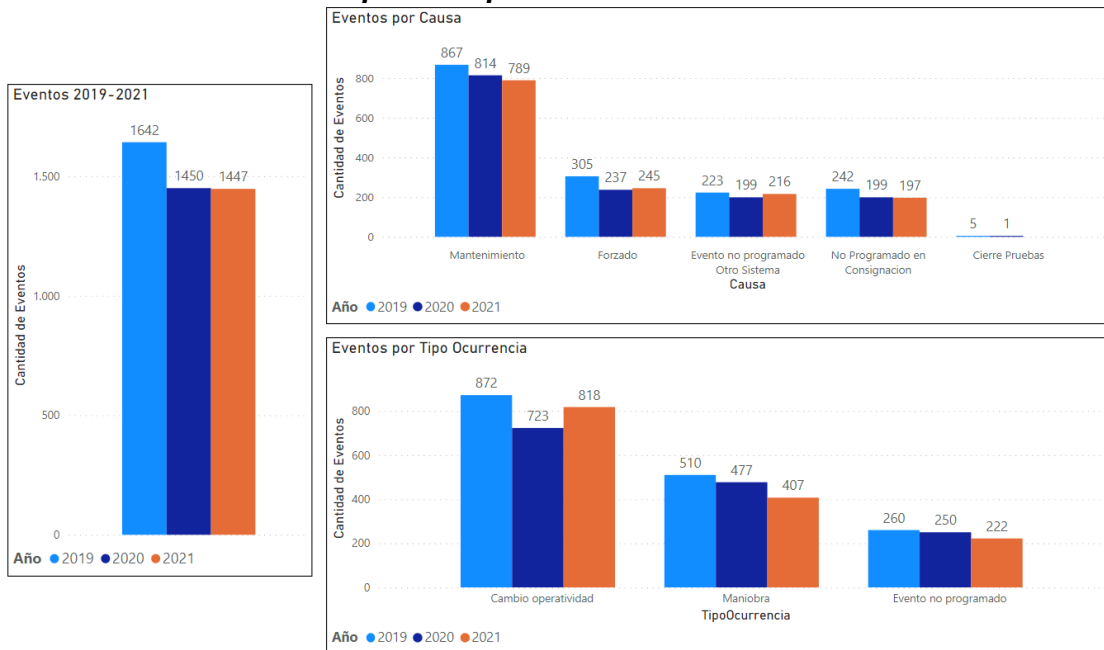
Es decir que la referencia del indicador de calidad se ajustará para volverse más exigente en la medida que el prestador incurra en alguna de las tres situaciones mencionadas, este ajuste se realizará a través del cálculo de la variable Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

Por otra parte, en el numeral 4.8.1 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.

2.2.2 Eventos que afectan las HID por indisponibilidad de activos del STN

De manera general para la vigencia 2021 se presentaron 1.447 eventos, mediante los cuales se ocasionó la indisponibilidad de activos en el STN. Esta condición se puede visualizar en la Ilustración 15 de manera comparativa entre los años 2019, 2020 y 2021, además de la categorización por causa y tipo de ocurrencia. Asimismo, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se presenta la información desagregada por cada agente transmisor.

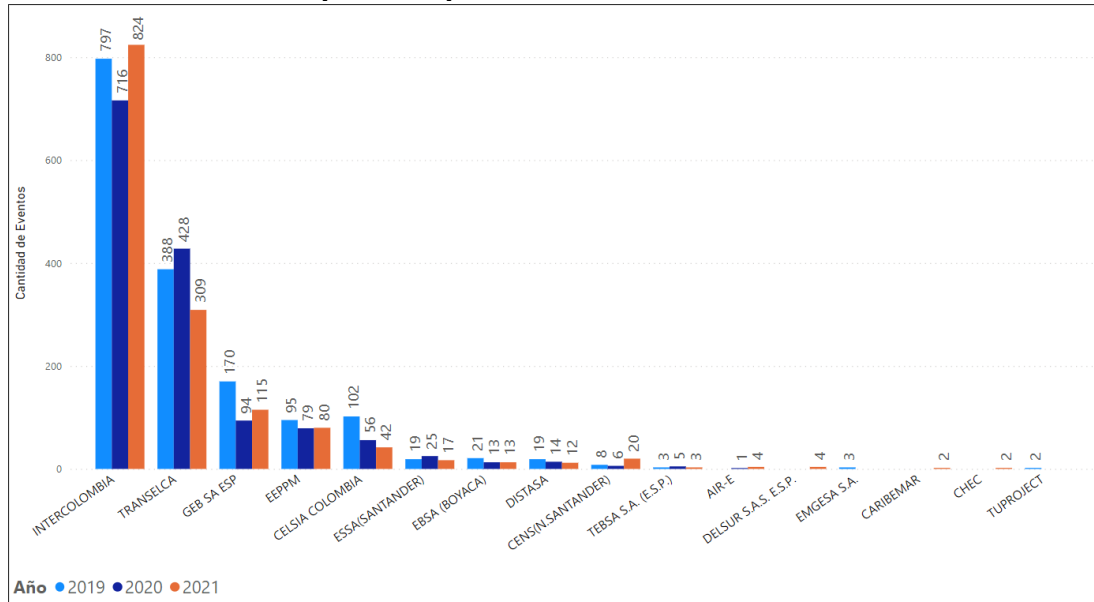
Ilustración 15 Eventos por indisponibilidad de activos totales 2019-2021 - STN.



Fuente: XM, Construcción SSPD.

De la Ilustración 15, se observa que la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos en el STN para el año 2021 fue aproximadamente la misma que en el año 2020. Sin embargo, de manera particular por empresa se puede identificar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que INTERCOLOMBIA, GEB y CENS aumentaron la cantidad de eventos en el año 2021, respecto al año 2020; de manera contraria, TRANSELCA presentó una reducción en la cantidad de eventos para el año 2021.

Ilustración 16 Eventos por indisponibilidad de activos 2019-2021 - STN.



Fuente: XM, Construcción SSPD – febrero 2022

Ahora bien, de forma acumulada, en comparación entre el año 2020 y 2021 se evidenció un comportamiento estable, pues se pasó de tener 1450 eventos en el año 2020 a 1447 eventos en el año 2021. Sin embargo, es preciso indicar que de acuerdo a la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, es posible concluir que, de los 17 agentes presentados como operadores de los activos indisponibles de los eventos en el STN, 7 correspondientes a DISTASA, ISA INTERCOLOMBIA, GEB, CELSIA COLOMBIA, TRANSELCA, ESSA y TEBSA, cuentan con variaciones porcentuales dentro de un rango del 14% al 40% en año 2021, respecto al 2020.

De otra parte, EBSA no tiene variación del año 2020 a 2021, pues presentó 13 eventos en el STN para ambos años. EPM, presentó la variación más baja con respecto a los demás agentes, pues pasó de tener 79 eventos en el año 2020 a 80 eventos en el año 2021, con un porcentaje de diferencia del 1,26%, de forma contraria CENS y AIR-E presentaron la variación más alta con 233% y 300% de diferencia entre el año 2020 y 2021.

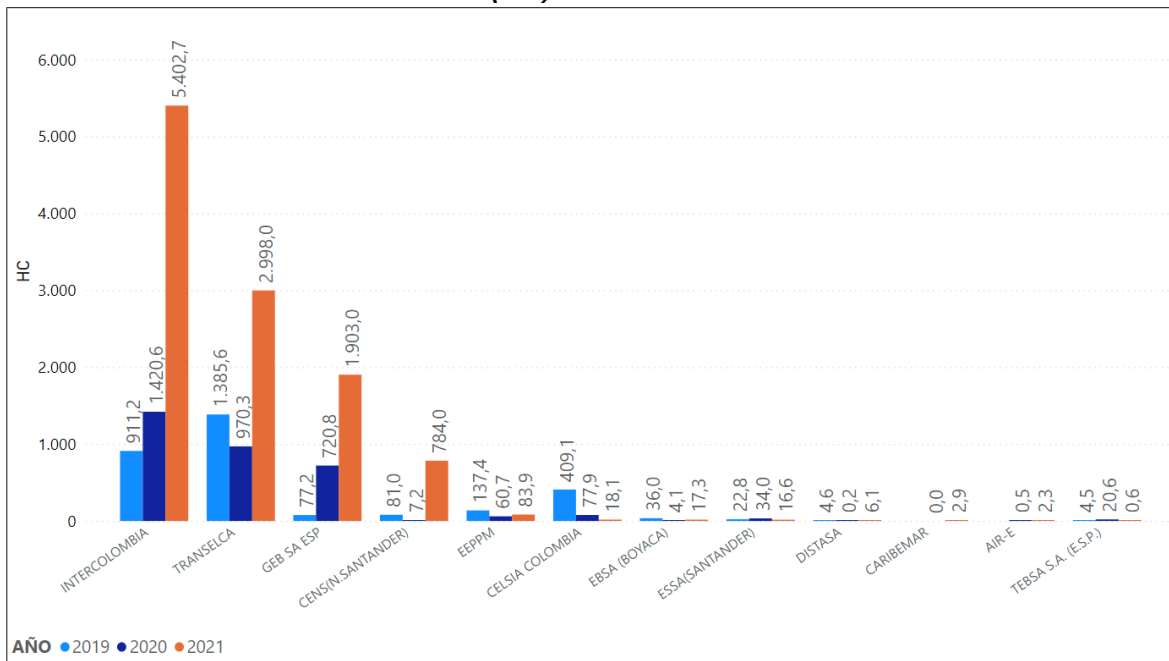
Finalmente, para las 6 empresas restantes correspondientes a DELSUR, EMGESA, CARIBEMAR, CHEC, TUPROJECT y ELECTRICARIBE no se tiene comparación o diferencia porcentual pues sólo hay información para uno de los dos años en análisis. Puntualmente, para ELECTRICARIBE, no se tiene información del año 2021, pues en el año 2020 esta empresa fue liquidada y en cuanto a TUPROJECT no se tiene información de los años 2020 y 2021, pues los activos operados por TUPROJECT fueron transferidos a título de compraventa a la empresa Grupo de Energía de Bogotá en el año 2020.

2.2.3 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA

En cuanto a las horas de indisponibilidad que superaron las MHAIA establecidas en la regulación y mencionadas en el numeral 3.2.1 de este documento, se tiene que para el año 2021 se presentaron aproximadamente 11.235 horas con esta condición, un valor significativamente alto con respecto a los dos años anteriores. El crecimiento en cantidad de horas compensadas entre el año 2020 y el año 2021 corresponde a 7.771 horas, equivalente a una diferencia porcentual del 224,34%, pues en el año 2020 se presentaron 3.464 HC.

Respecto a lo anterior, es preciso indicar de manera general que para el año 2021 se presentaron horas compensadas de indisponibilidad históricas en el STN, que impactaron de manera importante el cumplimiento a los estándares de calidad por parte de los agentes. Ahora bien, en la Ilustración 17 se muestra la relación de HC de forma particular por agente, únicamente para los 7 agentes con mayor número de horas compensadas por horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA, lo anterior de forma comparativa para los años 2019, 2020 y 2021, sin embargo, la información completa de las HC para el año 2021 se presenta en la Tabla 7.

Ilustración 17 Comparación de Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA (HC) 2019-2021 - STN.



Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2022

De la Ilustración 17, es posible concluir que la mayoría de los agentes que operan activos en el STN aumentaron sus horas compensadas por indisponibilidad, lo que muestra que el aumento general de HC entre el año 2020 y 2021, no corresponde únicamente a ciertos agentes, sino que la mayoría de agentes presentó un comportamiento en el que las horas de indisponibilidad empeoraron de un año a otro pasando de 3.464 a 11.235 HC.

Es importante indicar que dentro de los agentes que mejoraron sus horas de indisponibilidad compensadas en el año 2021 con respecto al año 2020, se encuentran CELSIA COLOMBIA, que pasó de tener 78 HC a 18 HC. Por otra parte, ESSA pasó de tener 34 HC en el año 2020 a 17 HC en el año 2021, y TEBSA¹⁵ pasó de tener 21 HC en el año 2020 a 0,64 HC en el año 2021, tal como se muestra en la Ilustración 17.

Ahora bien, en cuanto a la Ilustración 17, es preciso indicar la condición sobresaliente de CENS, que presentó 784 HC para el año 2021 en sólo 9 activos, siendo así el agente con el valor más alto de HC sobre el número de activos indisponibles, lo anterior, en comparación con los demás agentes mostrados en la Tabla 7.

Tabla 7. HC por Agente para el año 2021

ítem	Agente	HC
1	AIR-E	2
2	CARIBEMAR	3
3	CELSIA COLOMBIA	18
4	CENS(N,SANTANDER)	784
5	CHEC	0
6	DELSUR S.A.S. E.S.P.	0
7	DISTASA	6
8	EBSA (BOYACA)	17
9	EPM	84
10	EMGESA S.A. ¹⁶	0
11	ESSA(SANTANDER)	17
12	GEB SA ESP	1.903
13	INTERCOLOMBIA	5.402
14	TEBSA S.A. E.S.P.	1
15	TRANSELCA	2.998

Fuente: XM, Construcción SSPD.

De los 15 agentes mostrados en la Tabla 7, 9 correspondientes a: AIR-E, CARIBEMAR, CENS, DISTASA, EBSA, EPM, GEB, INTERCOLOMBIA y TRANSELCA, presentaron mediante el indicador HC una desmejora en la calidad del servicio en el STN, incrementando las horas compensadas por superar las MHAIA entre el año 2020 y 2021.

En este sentido, se identifica desde la SSPD una señal de alerta frente a la prestación del servicio de energía eléctrica en la actividad de transmisión, por lo cual es necesario determinar las causas del incremento de HC para el año 2021 y la correlación con la Demanda No Atendida – DNA, tanto programada como no programada. Lo anterior, para ejercer las respectivas acciones de vigilancia, inspección y control a las que haya lugar por presuntos incumplimientos a las características de calidad en el STN definidas en la regulación vigente.

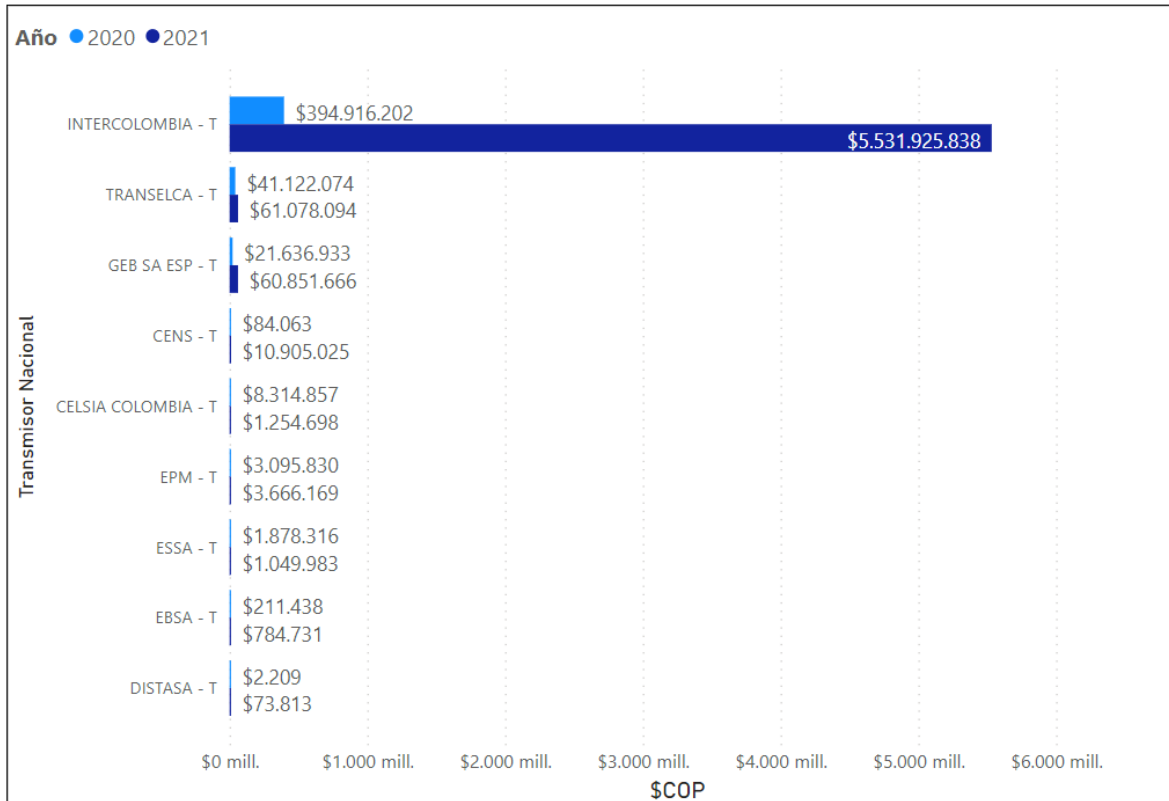
¹⁵ TEBSA en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos - RUPS de la SUPERSERVICIOS está registrado con la actividad de generación de energía eléctrica, sin embargo, este agente en sus actividades realiza la operación de algunos activos del STN.

¹⁶ EMGESA en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos - RUPS de la SUPERSERVICIOS está registrado con la actividad de generación de energía eléctrica, sin embargo, este agente en sus actividades realiza la operación de algunos del STN.

Por otra parte, es pertinente asociar la indisponibilidad de activos al valor económico de la compensación que debe asumir un agente que representa comercialmente activos de uso del STN. En el artículo 4.8.1. de la Resolución CREG 011 de 2009, se estipula la forma de cálculo de las Compensaciones por indisponibilidades de activos que excedan las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

En cumplimiento a esta disposición regulatoria, XM en función del LAC, calcula las compensaciones de forma mensual para los agentes en el STN y en este sentido, la Ilustración 18 muestra las compensaciones por incumplimiento de metas de forma comparativa entre el año 2020 y 2021 para cada Transmisor Nacional.

Ilustración 18 Compensación por incumplimiento de Metas STN (CIM) 2020-2021.



Fuente: XM, Construcción SSPD – junio 2022

En la Ilustración 18, es posible visualizar que el valor total de compensaciones por incumplimiento de metas para el año 2021 en el STN fue de aproximadamente 5.671 millones COP, mientras que para el año 2020 fue de 471 millones COP, lo cual representa un incremento de 1.103 % aproximadamente entre un año y otro. INTERCOLOMBIA fue el Transmisor Nacional con mayor aporte a esta variación, pues presentó un aumento de 1.300 % aproximadamente de aumento en los valores de compensaciones por incumplimiento de metas en el STN entre el año 2020 con aproximadamente 394 millones COP y 2021 con 5.591 millones COP, por concepto de las HIDA que excedieron las MHAIA.

Ahora bien, es preciso señalar la coherencia y relación indicativa existente entre los valores de Compensaciones por Incumplimiento de Metas – CIM y las Horas de Indisponibilidad que excedieron las MHAIA. Lo anterior, se puede validar en la Ilustración 17 y la Ilustración 18, que muestran el incremento directamente proporcional de HC y de CIM

respectivamente, para los Transmisores Nacionales: INTERCOLOMBIA, TRANSELCA, GEB, CENS, EPM, EBSA y DISTASA.

2.2.4 Transmisores Nacionales con mayores HC en el STN

Como se mostró en el numeral 3.2.3 de este documento, ISA INTERCOLOMBIA, TRANSELCA y GEB son los Transmisores Nacionales con mayor cantidad de activos operados en el STN, y en función de esto son los 3 agentes que cuentan con el mayor número de Horas compensadas por superar las MHAIA en el año 2021.

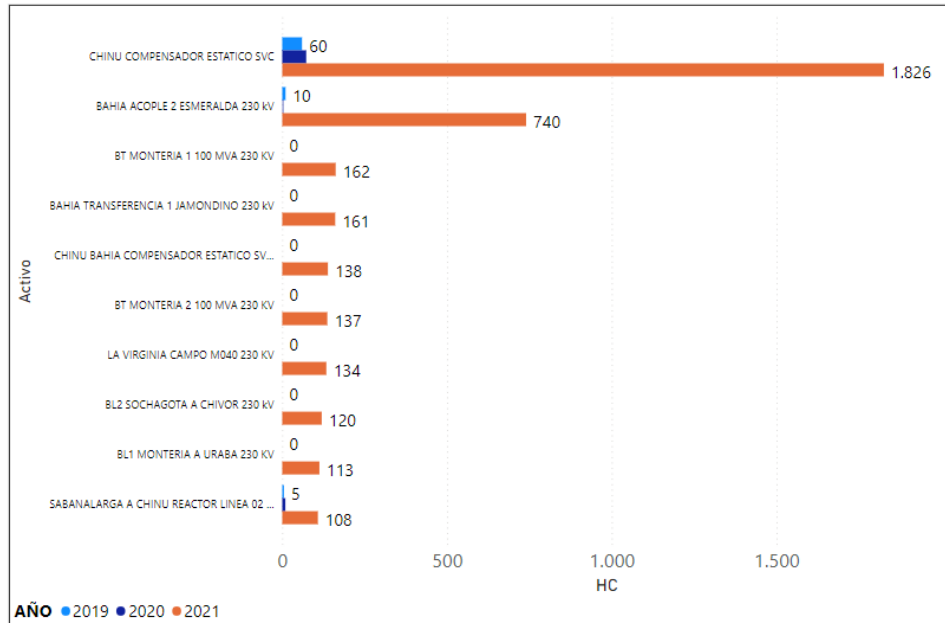
En este sentido, se presentará el análisis por activos con mayor número de horas compensadas por indisponibilidad de activos, para los agentes anteriormente mencionados, con el objetivo de identificar activos con indisponibilidades recurrentes y/o permanentes entre los años 2019, 2020 y 2021.

ISA INTERCOLOMBIA

En el [Anexo 6](#) de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para esta empresa, con un total de 117 activos y aproximadamente 5.402 horas de indisponibilidad, convirtiéndose en el agente transmisor con mayor número de horas compensadas por superar las MHAIA para el año 2021, precisamente por dicha cantidad de activos representados. En la Ilustración 19 se muestran los activos que acumuladamente entre el año 2019, 2020 y 2021 presentan el mayor número de horas de indisponibilidad compensadas por superar las MHAIA, en activos operados por el Transmisor Nacional ISA INTERCOLOMBIA.

Ahora bien, de manera particular, se puede observar en la Ilustración 19 que el tipo de activos que más presenta HC corresponde a las Bahías de línea, acople, transferencia y transformación, seguido de los módulos de compensación.

Ilustración 19 Activos con mayor HC para ISA INTERCOLOMBIA 2021



Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2022

De los 10 activos presentados en la Ilustración 19, tres muestran un comportamiento reiterativo de indisponibilidad en los años 2019, 2020 y 2021, sin embargo, el activo Chinú Compensador Estático – SVC, es el que tiene no sólo una conducta permanente de horas de indisponibilidad compensadas para la tres años, sino que tiene una variación altamente significativa entre el año 2020 y el año 2021, pasando de 72,65 HC a 1.826 HC, lo que representa aproximadamente 25 veces la cantidad de horas de indisponibilidad que se tuvieron en el año 2020.

Respecto a lo anterior, es preciso recordar que el Compensador Estático SVC Chinú 500 kV, es un activo operado y representado comercialmente por ISA INTERCOLOMBIA, por lo que la calidad del servicio es responsabilidad de este agente. Adicionalmente, la importancia de este activo se centra en mantener reserva de potencia reactiva lista para responder a los posibles requerimientos de energía reactiva ante una perturbación en el SIN, y de esta forma mantener la tensión de referencia en su nodo de conexión, chinú 500 kV.

En este sentido, de manera recurrente se presentan recomendaciones eléctricas por parte de XM, en los Informes de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo – IPOEMP, hacia tener dos unidades de generación equivalentes adicionales o disminución en el límite de importación del área Caribe, ante la indisponibilidad del SVC Chinú. La materialización de la condición anteriormente expuesta puede representar posibles sobrecostos y riesgos en la eficiente prestación del servicio de energía eléctrica.

Conforme a la información antes mencionada y el análisis presentado en el Diagnóstico de la actividad de transmisión para el año 2020, esta SSPD se encuentra realizando seguimiento a la indisponibilidad de este activo, en conformidad a las acciones de vigilancia, inspección y control asignadas.

TRANSELCA

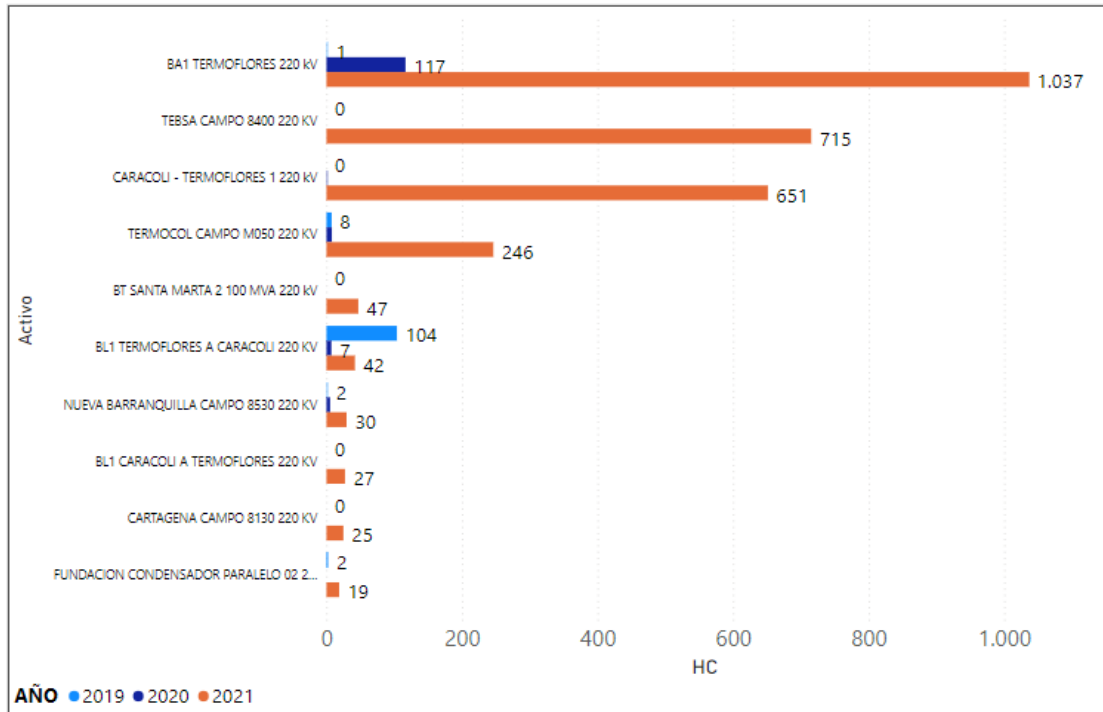
En el [Anexo 7](#) de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para esta empresa, con un total de 42 activos y aproximadamente 2998 horas de indisponibilidad, ocupando el segundo lugar como agente transmisor con mayor número de horas compensadas por superar las MHAIA para el año 2021.

En la Ilustración 20 se evidencian los activos que acumuladamente entre el año 2019 y 2021 presentan el mayor número de horas de indisponibilidad compensadas por superar las MHAIA, en activos operados por el Transmisor Nacional TRANSELCA. Para el año 2021 el activo que más horas compensó por esta causa corresponde a la BAHIA ACOPLÉ 1 TERMOFLORES II 220 kV.

Las HC por superar las MHAIA de este activo aumentaron significativamente entre el año 2020 y 2021, pues en el año 2020 se presentaron 117 HC, mientras que para el año 2021 se presentaron 1.037, es decir aproximadamente 9 veces más de un año a otro. Además de este activo, en la Ilustración 20 también es posible evidenciar que los otros activos con mayor número de HC para el año 2021 fueron Tebsa Campo 8400 220 kV y Caracolí - Termoflores 1 220 kV. El factor común de estos activos es que son activos asociados a plantas térmicas de generación de energía en la Costa Caribe.

Por lo anterior, esta SSPD realizará seguimiento a la indisponibilidad de los activos asociados a las plantas térmicas de generación, con el propósito de verificar las indisponibilidades recurrentes y las causas de las mismas.

Ilustración 20 Activos con mayor HC para TRANSELCA 2021



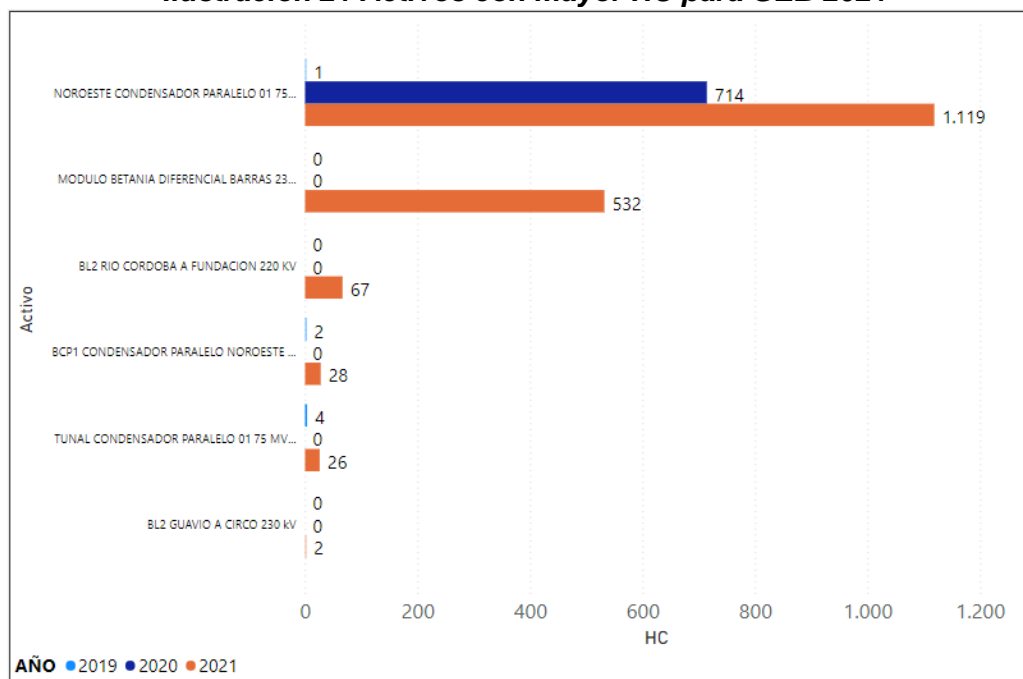
Fuente: XM, Construcción SSPD – febrero 2022

GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ - GEB

En el [Anexo 8](#) de este informe se encuentra el listado de activos cuyas horas de indisponibilidad superaron las MHAIA para esta empresa, con un total de 9 activos y aproximadamente 1902 horas de indisponibilidad, ocupando el tercer lugar como agente transmisor con mayor número de horas compensadas por superar las MHAIA para el año 2021.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se evidencian los activos que acumuladamente entre el año 2019, 2020 y 2021 presentan el mayor número de horas de indisponibilidad compensadas por superar las MHAIA, en activos operados por el Transmisor Nacional GEB. Con respecto a los dos TN analizados en los numerales anteriores, GEB presenta una importante diferenciación y corresponde a que sólo un activo de los nueve con HC acumula un total de 1.119 horas aproximadamente para el año 2021, y esta condición es reiterativa pues para el año 2020 también se presentó.

Ilustración 21 Activos con mayor HC para GEB 2021



Fuente: XM, Construcción SSPD – mayo 2022

Es así, que el activo Noroeste Condensador Paralelo 01 75 MVAR 115 kV presentó 1.119 HC para el año 2021, representando el 58,83% del total de las horas compensadas por esta causa para el GEB, además de tener una conducta permanente de indisponibilidad entre el año 2020 y 2021. Seguidamente, está el activo Modulo Betania Diferencial Barras 230 kV que presentó 532 HC, sin embargo, para el año 2020 este activo no presentó HC.

Finalmente, esta SSPD se encuentra realizando seguimiento a la indisponibilidad recurrente de estos activos, con el propósito de realizar acciones de vigilancia, inspección y control, en función de las alertas que generan los indicadores de las características de calidad en el STN.

2.3 Eventos que ocasionaron Demanda No Atendida

En esta sección se describe el comportamiento de la Demanda No Atendida (DNA) en el Sistema Interconectado Nacional – SIN durante el año 2021. En el análisis se tienen en cuenta eventos en los que se encuentren involucrados activos tanto del STN como del STR. La información analizada es consolidada y administrada por XM, la cual se maneja a nivel de subáreas operativas. En la Tabla 8 se relacionan las subáreas operativas en el SIN.

Tabla 8. 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

Área	Departamento	Área	Departamento
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

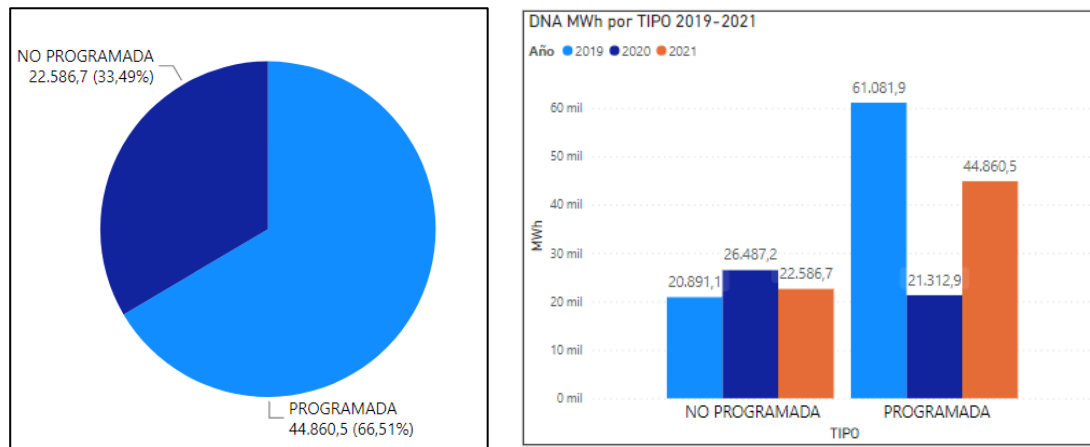
Fuente: XM, construcción SSPD

El total de la Demanda No Atendida (DNA) en el STN por eventos programados en consignaciones y eventos no programados para el 2021 asciende a 67.447,2 MWh (ver Ilustración 22 ítem a). El 66,5% (44.860,5 MWh) se debe a DNA programada y el 33,49% (22.586,7 MWh) a DNA no programada.

En la Ilustración 22 ítem b), se muestra la información de DNA total durante los últimos tres años (2019-2021) en el país. Durante el 2020 se presentó una disminución del 42% respecto a la DNA del 2019 y durante el 2021 se presentó un aumento de la DNA del 41% respecto a la DNA del año 2020. De forma general se observa que la DNA programada total fue mayor en el 2019, disminuyendo un 65% en el 2020 y aumentando nuevamente en el 2021.

Respecto a la DNA no programada se observa que el 2020 fue el año de mayor afectación a la demanda, especialmente por los eventos ocurridos en la Subestación Sabanalarga y Subestación Valledupar.

Ilustración 22 Demanda No Atendida STR - STN 2021



a) DNA total 2021

b) DNA programada y no programada 2019-2021

Fuente: XM, Construcción SSPD – febrero 2022

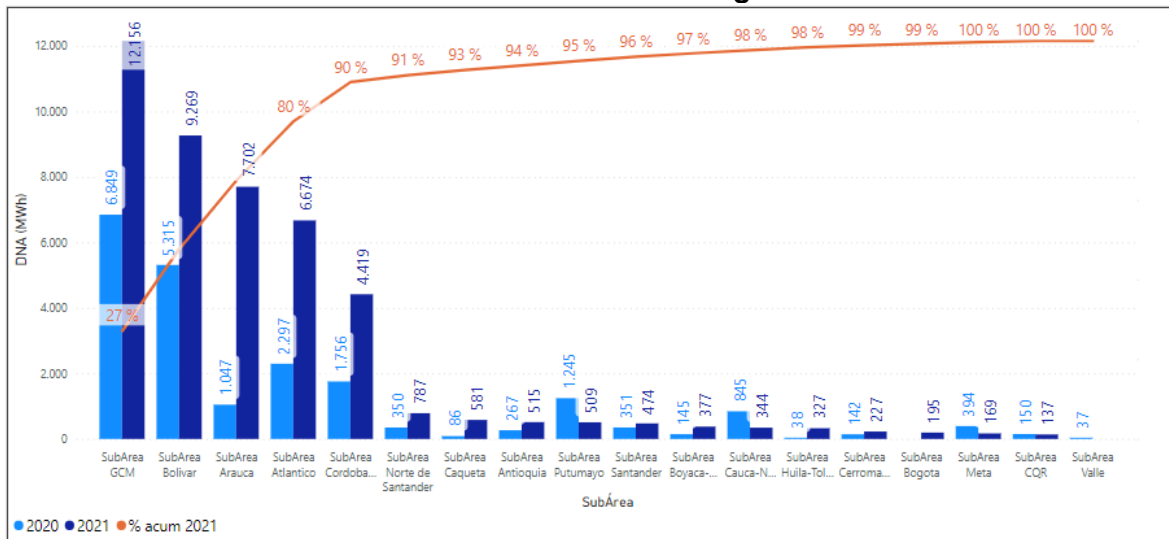
2.3.1 Demanda No Atendida Programada

La Demanda No Atendida programada hace referencia a los eventos que generaron desatención a la demanda debidas a trabajos programados en consignaciones nacionales. Estos trabajos hacen parte de las actividades que las empresas desarrollan para mantener

los sistemas en buenas condiciones y maximizar la operatividad del sistema eléctrico, robusteciendo así, la confiabilidad de los sistemas de transmisión del país.

Los mayores porcentajes de DNA programada durante el año 2021 fueron las subáreas GCM (27%), Bolívar (21%), Arauca (17%), Atlántico (15%) y Cordoba_Sucre (10%) correspondientes a la región Caribe. Las demás subáreas presentaron participaciones inferiores al 2% en la DNA programada del país para la vigencia 2021.

Ilustración 23 Demanda No Atendida Programada 2020 - 2021



Fuente: XM, Construcción SSPD – febrero 2022

En la Tabla 9, se presenta la información de los eventos más significativos en las diferentes subáreas operativas ocasionadas por eventos no programados en el STN durante el año 2021. Estos eventos presentaron DNA por encima de los 400 MWh. La subárea Arauca presentó la mayor DNA con 6.466MWh, como consecuencia de trabajo en consignación de emergencia del activo Samoré – Toledo 1 230kV, asociada al deslizamiento de tierra en los activos operados por ISA Intercolombia que se presentó el 4 de julio de 2021.

Tabla 9 Eventos más representativos que generaron DNA Programada en el STN – 2021

Subárea	Descripción	DNA (MWh)
Arauca	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV.	6.466
Atlántico	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0203374 del activo TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV.	848
Arauca	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV. A partir de las 16:16 se atienden 5.1 MW en Arauca y Arauquita 34.5 kV desde OXY.	656
Bolívar	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0191518, C0191542, C0197922 y C0198412 de los activos BT EL CARMEN 1 60	630

Subárea	Descripción	DNA (MWh)
	MVA 110 kV, CALAMAR -TCALAMAR 1 66 kV, BL1 CALAMAR A TCALAMAR 1 66 kV y EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL CARMEN 66 kV, ZAMBRANO 66 kV, CALAMAR 66 kV y SAN JACINTO 66 kV.	
Bolívar	Demanda no atendida en consignación C201901 del activo BARRA ZARAGOZILLA 66 KV.	621
Atlántico	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0191109, C0201597, C0191110, C0191111, C0192420, C0191108 y C0201596 de los activos: BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV, BL1 UNION (ATLANTICO) A EL RIO 34.5 kV, TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV, BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, BL1 TEBSA A UNION (ATLANTICO) 110 kV, UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 110/34.5 kV y BL1 UNION (ATLANTICO) A MAGDALENA 34.5 kV.	601
GCM	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202814 del activo BARRA RIOHACHA 110 kV, C0202812 del activo BT RIOHACHA 1 30/10/25 MVA 110 kV y C0202813 del activo BT RIOHACHA 2 15 MVA 115 kV.	577
Atlántico	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0197463 del activo BT SILENCIO 4 70 MVA 110 kV.	551
GCM	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0193763 sobre el activo VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CODAZZI (CESAR) y LA JAGUA 110 kV.	519
GCM	Demanda no atendida por trabajos de la consignación C0201525 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.	510
Bolívar	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0200574 y C0200576 sobre los activos BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV y BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV.	509
GCM	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0199840 y C0202557 de los activos VALLEDUPAR 11 100 MVA 220/110/13.2 kV y BARRA CODAZZI 110 kV.	501
Bolívar	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones nacionales C0189402, BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV y C0189405, BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV.	492
GCM	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0185659, C0192733, C0192735, C0192736, C0194629 y C0195533 de los activos BT EL COPEY 1 100 MVA 220 kV, EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV y EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.	492
Atlántico	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202509 y C0203064 de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV y BT UNION (ATLANTICO) 6 125 MVA 34.5 kV, respectivamente.	484
GCM	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0191546 del activo VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CODAZZI (CESAR) 110 kV y LA JAGUA 110 kV.	473
Atlántico	Demanda no atendida por trabajos de la consignación nacional C0189361, BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV.	467
GCM	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0185462 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.	466

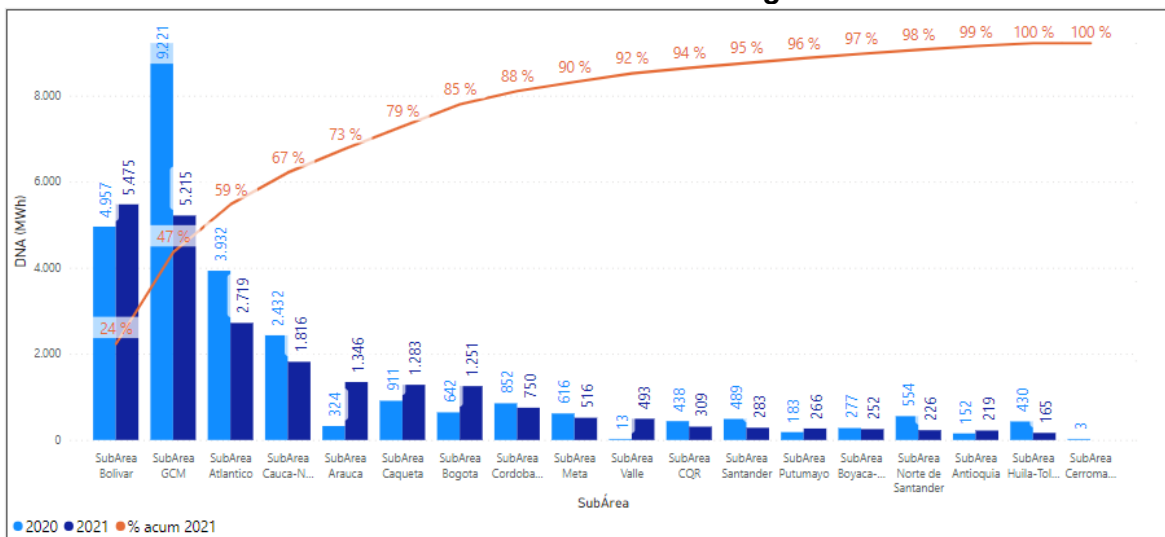
Subárea	Descripción	DNA (MWh)
Caquetá	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0202806 del activo BL1 ALTAMIRA A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV.	462
Cordoba_Sucure	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0203355 y C0203356 de los activos CHINU - COVEÑAS 1 110 kV y COVEÑAS - TOLUVIEJO 1 110 kV, respectivamente.	448
GCM	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0203958, C0203952 y C0203922 de los activos BARRA LIBERTADOR 110 kV, LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV y BL1 SANTA MARTA A LIBERTADOR 110 kV, respectivamente.	447
Cordoba_Sucure	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0202672 y C0200241 de los activos BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV y BT CHINU 2 150 MVA 110 kV, respectivamente, dejando sin tensión la subestación BOSTON 115 kV.	430
Bolívar	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones nacionales C0189678, C0184169, C0184170 y C0184181, sobre los activos BL1 SAN JACINTO A TSAN JACINTO 1 66 kV, BT EL CARMEN 1 60 MVA 110 kV, EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV y BARRA EL CARMEN 66 kV, dejando sin tensión las S/Es EL CARMEN 66 kV, ZAMBRANO 66 kV, CALAMAR 66 kV y SAN JACINTO 66 kV.	422
Atlántico	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0190329 del activo BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV.	420

Fuente: XM, Construcción SSPD – febrero 2022

2.3.2 Demanda No Atendida No Programada

En la Ilustración 24, se presenta la distribución de la DNA no programada por áreas operativas para el año 2021. Los mayores porcentajes de afectación a la demanda durante el año 2021, se presentó en las subáreas Bolívar (24%), GCM (23%) y Atlántico (12%). El resto de las subáreas presentaron proporciones de afectación menores al 8%. En la Tabla 10, se relacionan las Demandas No Atendidas No programadas más significativas. La subárea Atlántico presentó la mayor DNA no programada con 1.131 MWh.

Ilustración 24 Demanda No Atendida No Programada 2020-2021



Fuente: XM, Construcción SSPD

Tabla 10 Eventos más representativos que generaron DNA No Programada en el STN – 2021

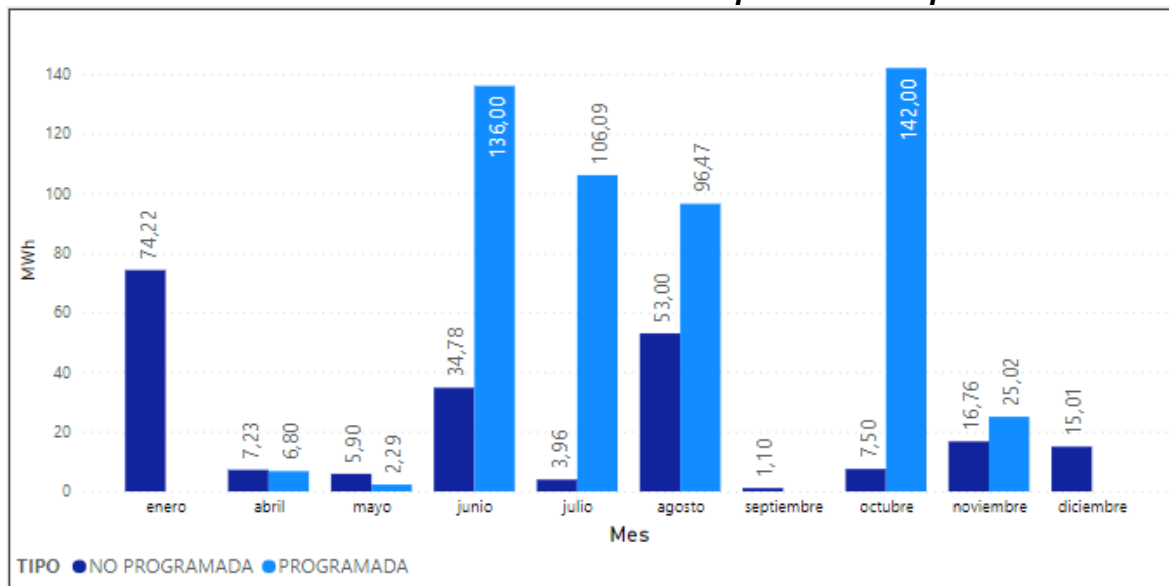
Subárea	Descripción	DNA (MWh)
Atlántico	Continúa demanda no atendida por disparo de los activos de conexión del SDL BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV y BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV.	1.131
Arauca	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0196936 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SAMORE 230 kV, BANADIA 230 kV y CAÑO LIMON 230 kV. El circuito venía fuera de servicio por disparo del activo PALOS - TOLEDO 1 230 kV.	698
Caquetá	Continúa demanda no atendida por disparo del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.	689
Bolívar	Continúa demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 kV.	608
GCM	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.	556
Bolívar	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 KV, dejando sin tensión la subestación radial GAMBOTE 66 KV.	395
Meta	Demanda no atendida por disparo del activo OCOA - SANTA HELENA 1 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales SANTA HELENA 115 kV, SURIA 115 kV, PUERTO LOPEZ 115 kV, CAMPOBONITO 115 kV y PUERTO GAITAN 115 kV.	383
Bogotá	Demanda no atendida por disparo de los activos BACATA - EL SOL 1 115 kV y DIACO - TERMOZIPA 1 115, dejando sin tensión las S/Es TENJO 115 KV, EL SOL 115 KV, ZIPAQUIRA 115 KV, UBATE 115 KV, PELDAR 115 KV, SIMIJACA 115 KV, TERMOZIPA 115 KV, SESQUILE 115 KV y GRAN SABANA 115 KV. Previamente a las 12:12 se había presentado disparo de los activos NOROESTE - TENJO 1 115 kV, BL1 NOROESTE A MOSQUERA 115 kV, BL1 NOROESTE A TECHO 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 115 kV, BT NOROESTE 2 168 MVA 230 kV, BT NOROESTE 3 168 MVA 115 KV, BL1 NOROESTE A BOLIVIA 115 kV, BAHIA ACOUPLE 1 NOROESTE 115 kV, BAHIA ACOUPLE 2 NOROESTE 115 kV y BAHIA SECCIONAMIENTO 1 NOROESTE 115 kV, BAHIA ACOUPLE 3 NOROESTE 115 KV y BAHIA ACOUPLE 4 NOROESTE 115 KV dejando la red degradada.	357
Bolívar	Demanda no atendida por disparo de los activos BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 Kv y BL1 CARTAGENA A BOCAGRANDE 66 kV, dejando sin tensión la S/E BOCAGRANDE 66 kV.	319
GCM	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 EL PASO A EL BANCO 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial EL BANCO 110 kV. El agente reporta falla en el STR, por descargas atmosféricas en la zona.	304
Bolívar	Demanda no atendida por disparo del circuito TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.	281
Bolívar	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E GAMBOTE 66 kV temporalmente radial por condición del sistema, la carga fue alimentada parcialmente desde la S/E EL CARMEN 66 kV.	278
Cauca-Nariño	Demanda no atendida por disparo de los activos BT JAMONDINO 1 150 MVA 115 kV, BT JAMONDINO 2 150 MVA 115 KV, BL1 SAN MARTIN A PASTO 115 KV y BL1 SAN MARTIN A CATAMBUCO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es JAMONDINO 115 kV, PASTO 115 kV, JARDINERA 115 kV, JUNIN (NARIÑO) 115 kV, BUCHELY 115 kV, CATAMBUCO 115 kV, PANAMERICANA 115 kV y PANAMERICANA 34.5 kV.	273
Caquetá	Demanda no atendida por disparo del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.	272
GCM	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial EL BANCO 110 kV.	267

Subárea	Descripción	DNA (MWh)
Atlántico	Continúa demanda no atendida por incendio en la subestación SILENCIO 110 kV durante la emergencia se abren los transformadores SILENCIO 4 y 5 70 MVA 110/34.5 kV y las bahías de línea en SILENCIO hacia RIOMAR 1 y 2 34.5 kV, CARACOLI 1 y 2 110 kV, CENTRO 1 (BARRANQUILLA) 110 kV y OASIS 1 110 kV.	267
Arauca	Continúa demanda no atendida por disparo del circuito ARAUQUITA en subestación CAÑO LIMÓN 34,5 kV.	230
Arauca	Demanda no atendida por disparo del activo PALOS - TOLEDO 1 230 kV dejando sin tensión las subestaciones radiales TOLEDO 230/34.5/13.8 kV, SAMORÉ 230/13,8 kV, BANADIA 230/115/13,8 kV, CAÑO LIMÓN 230/34.5 kV y TAME 115 kV.	229
Bolívar	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0194834 del activo EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 KV y EL BANCO 110 KV.	229
Bolívar	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 KV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 KV.	221

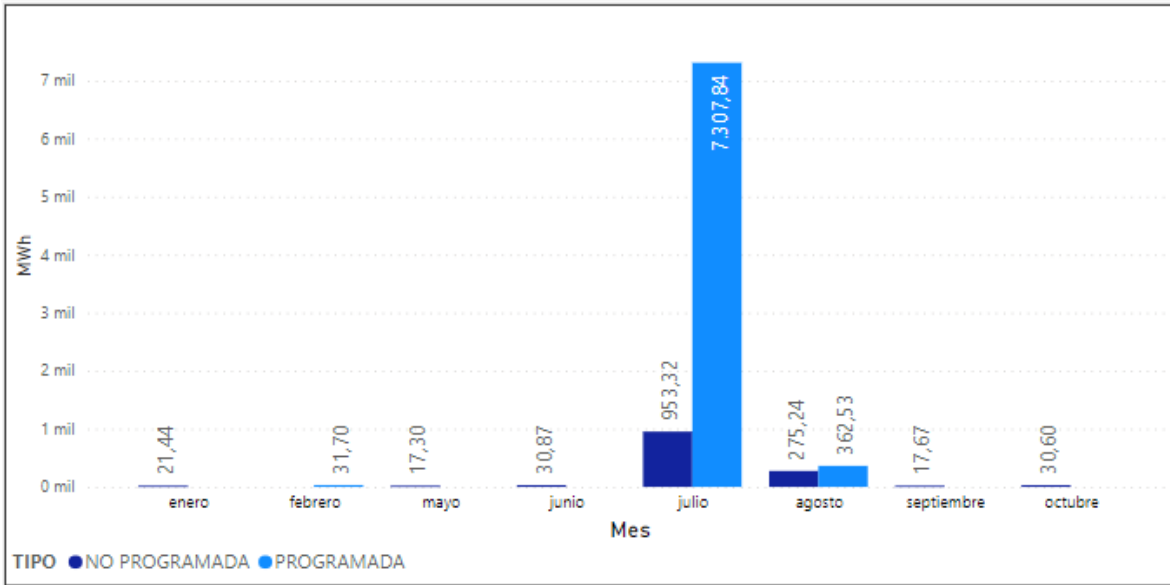
Fuente: XM, Construcción SSPD – febrero 2022

Para dar mayor detalle de la evolución de la DNA programada y no programada por subárea operativa, se presenta la variación mensual durante el año 2021 en las figuras de la Ilustración 25.

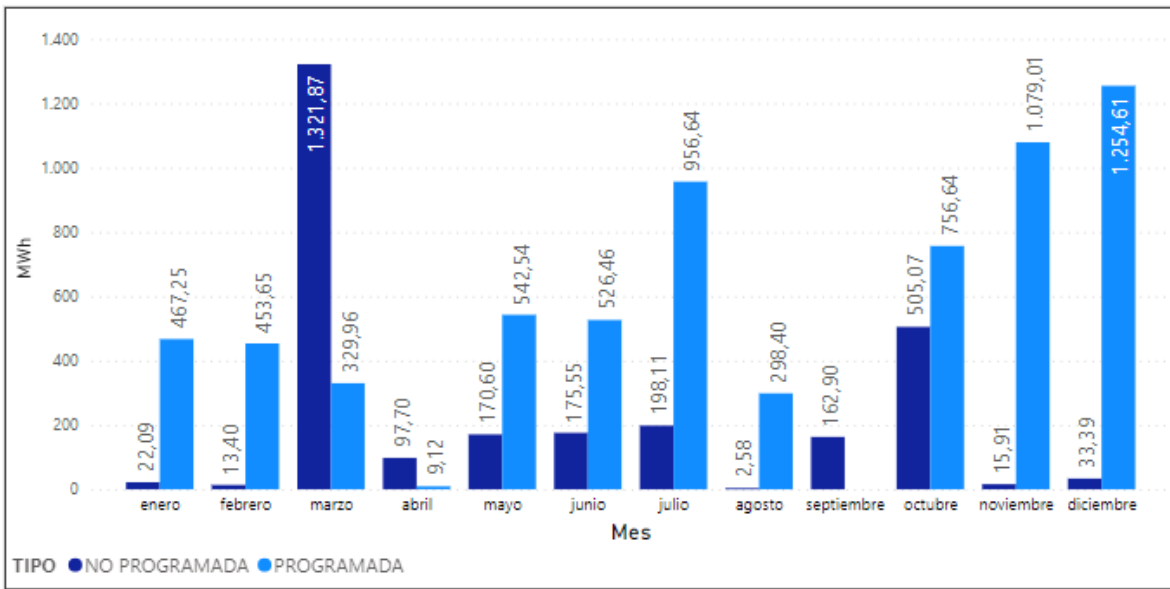
Ilustración 25 Evolución mensual de DNA por subárea operativa



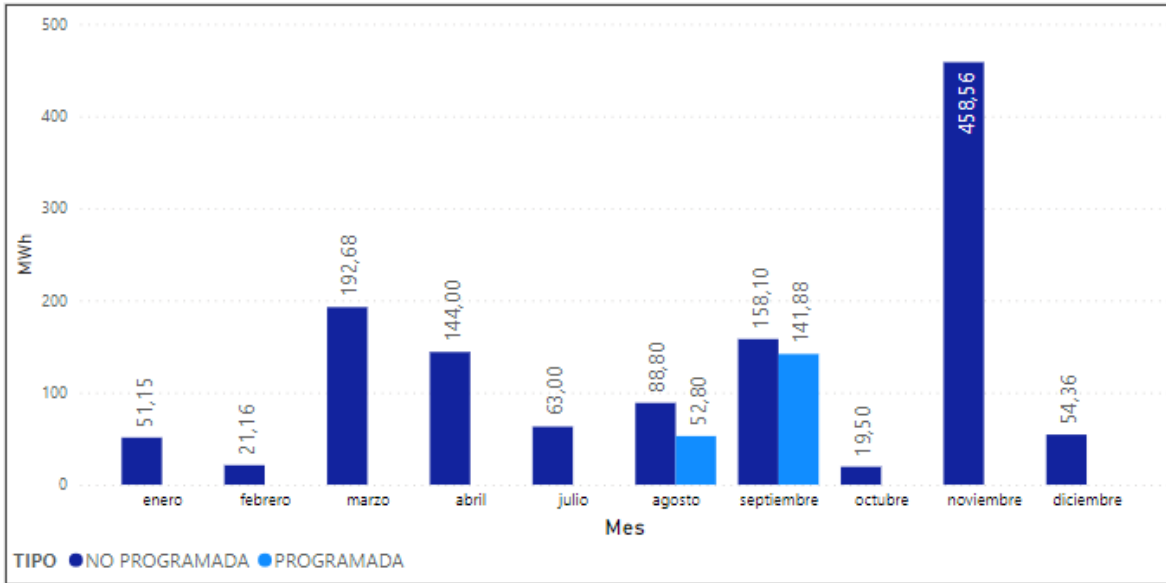
a) Subárea Antioquia



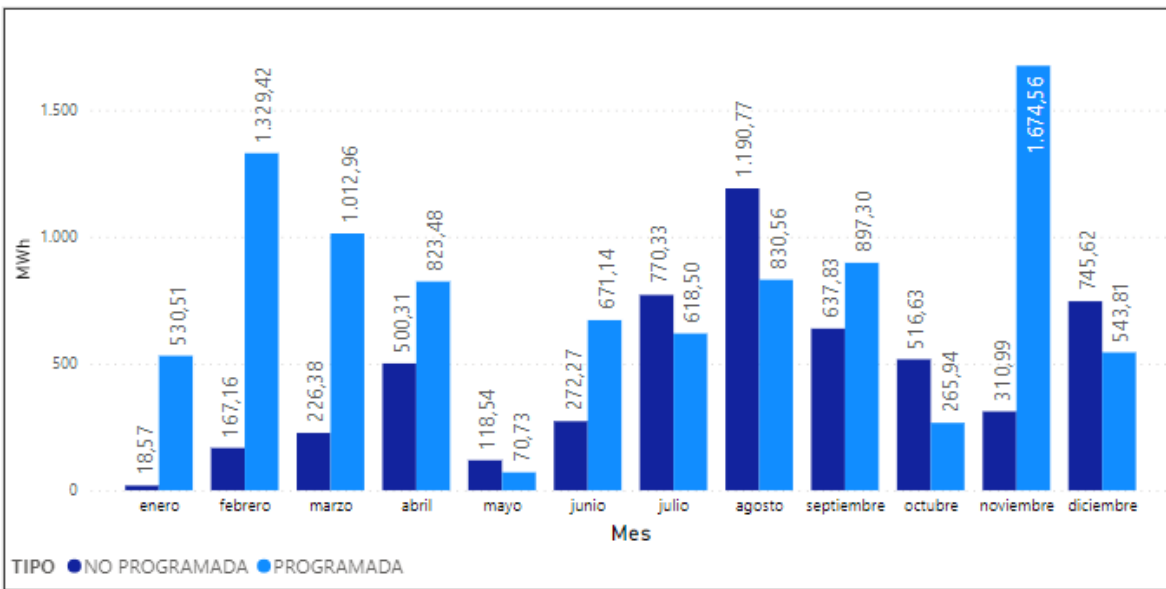
b) Subárea Arauca



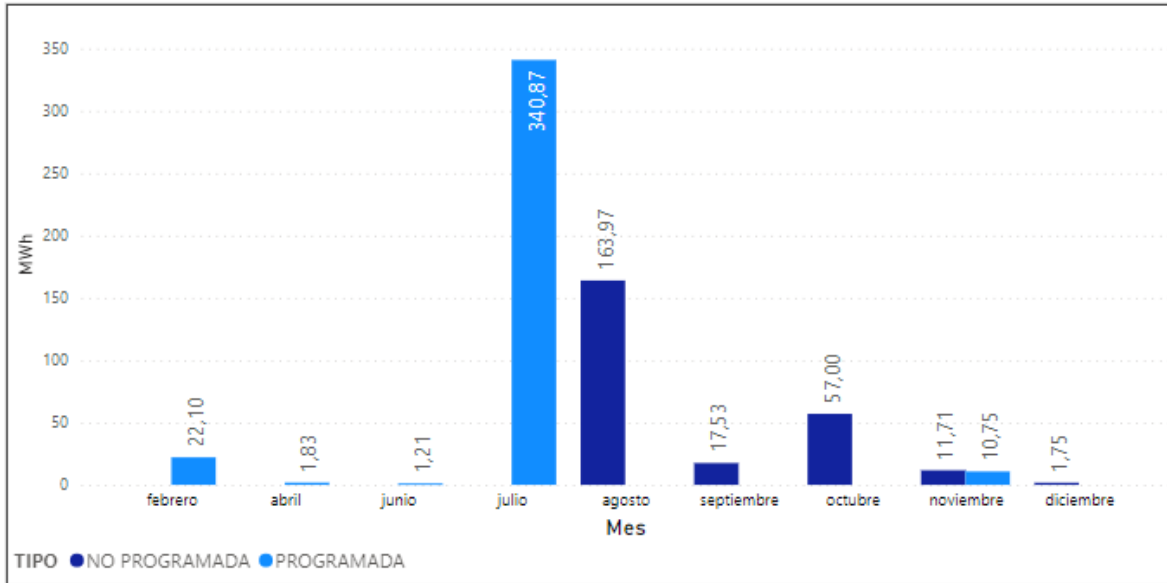
c) Subárea Atlántico



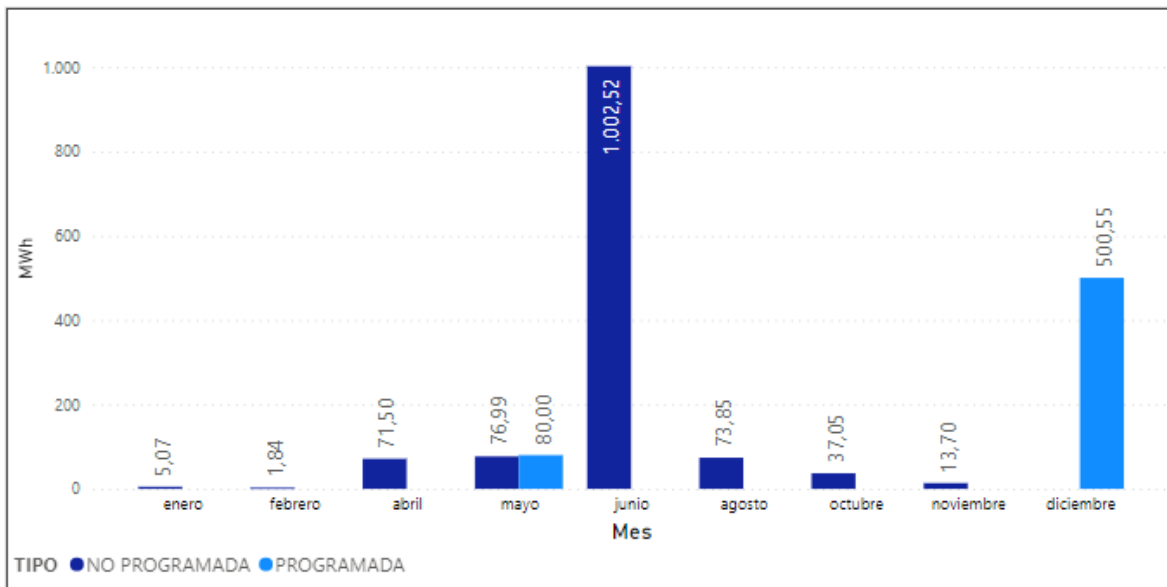
d) Subárea Bogotá



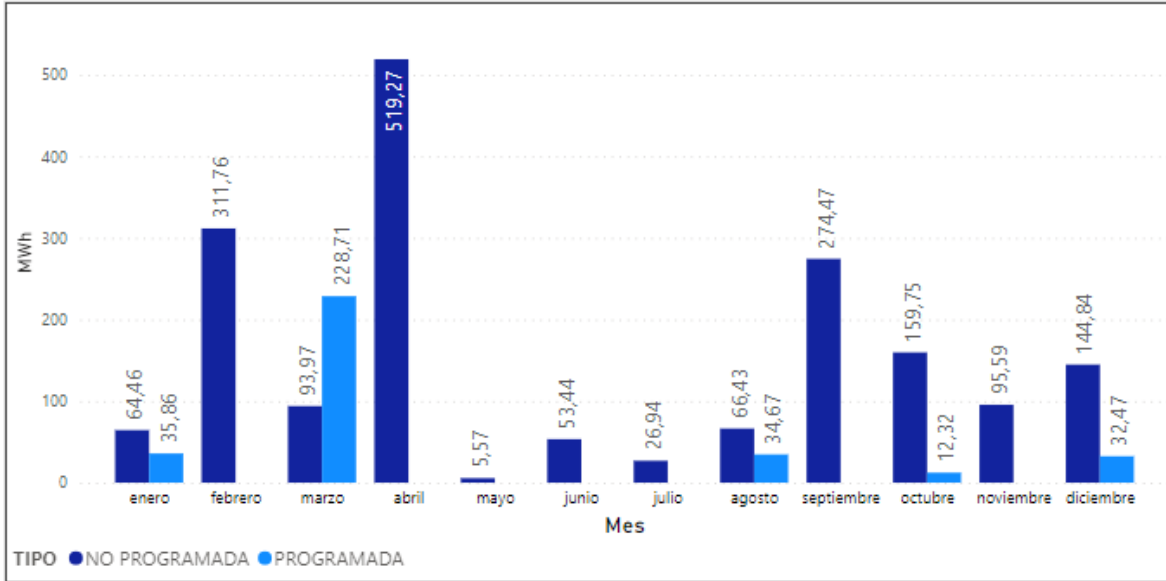
e) Subárea Bolívar



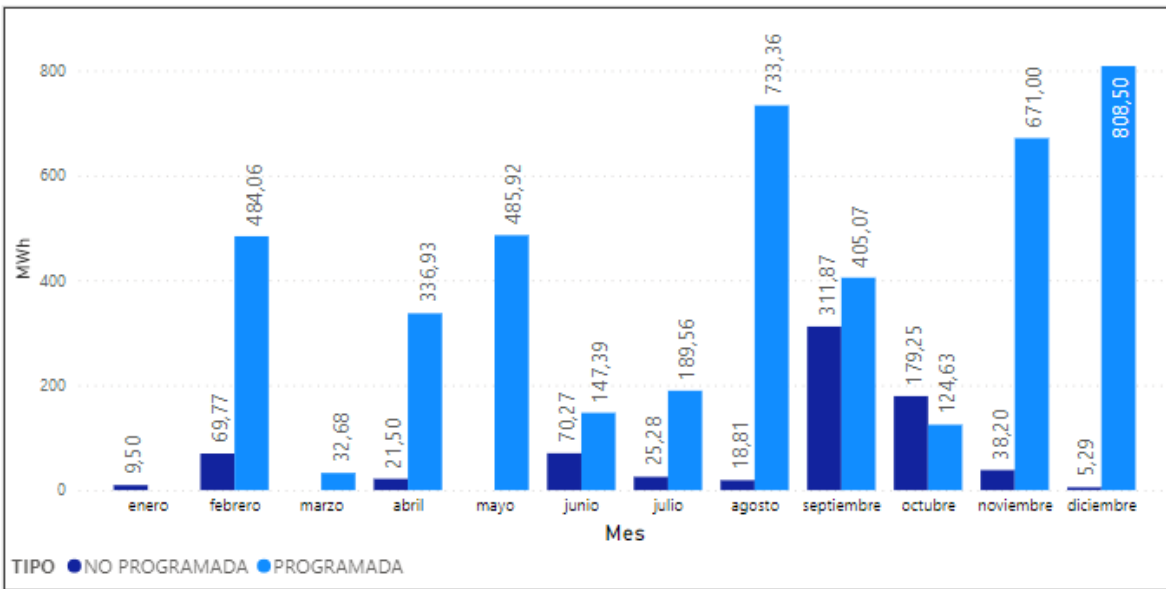
f) Subárea Boyacá – Casanare



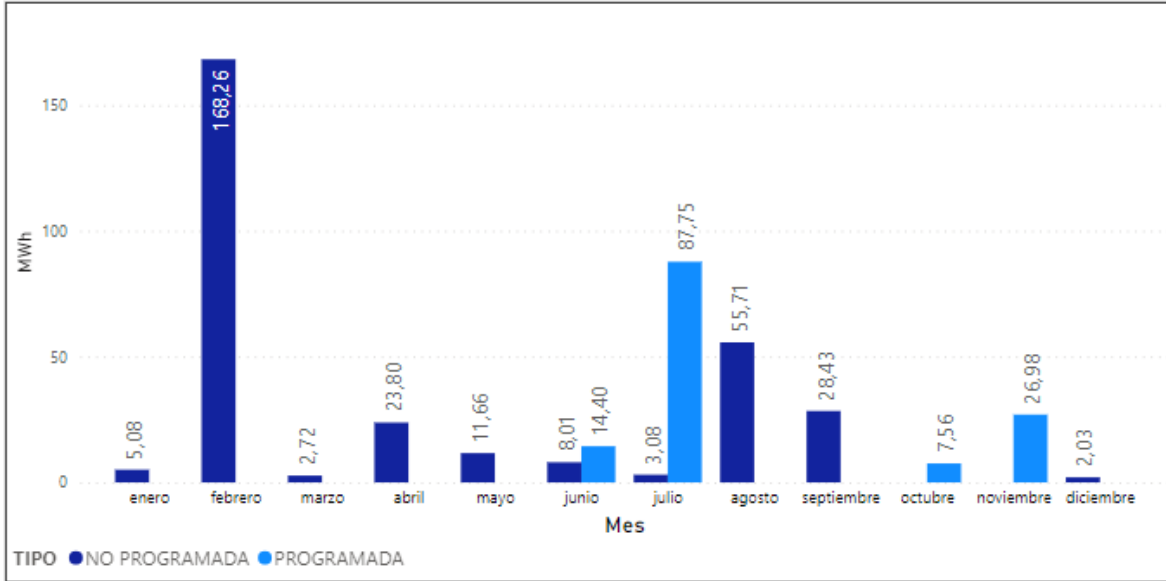
g) Subárea Caquetá



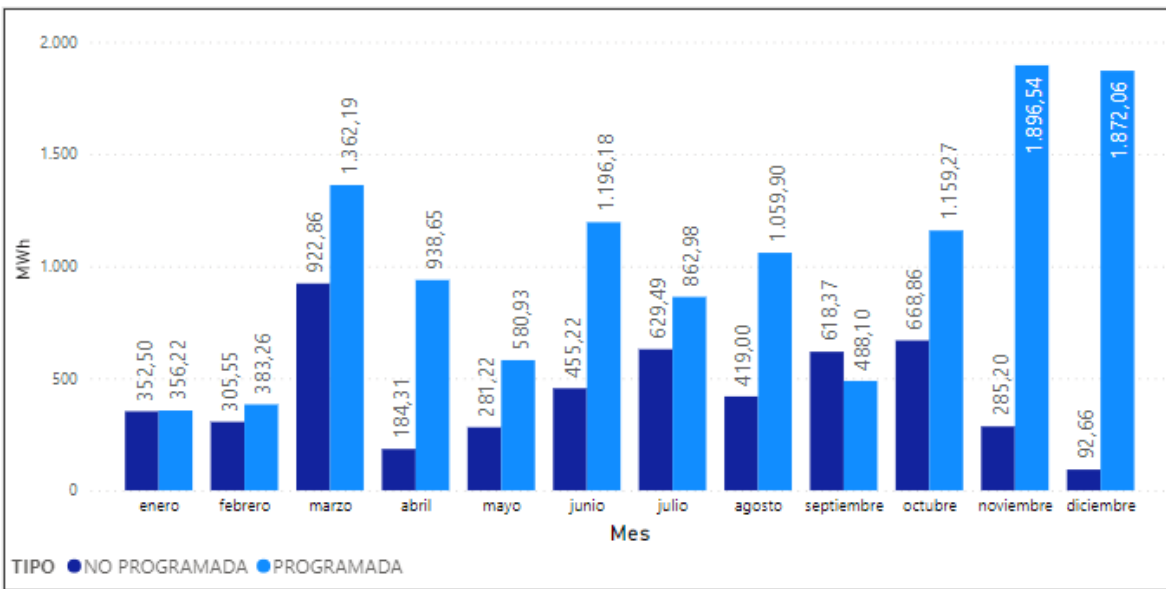
h) Subárea Cauca - Nariño



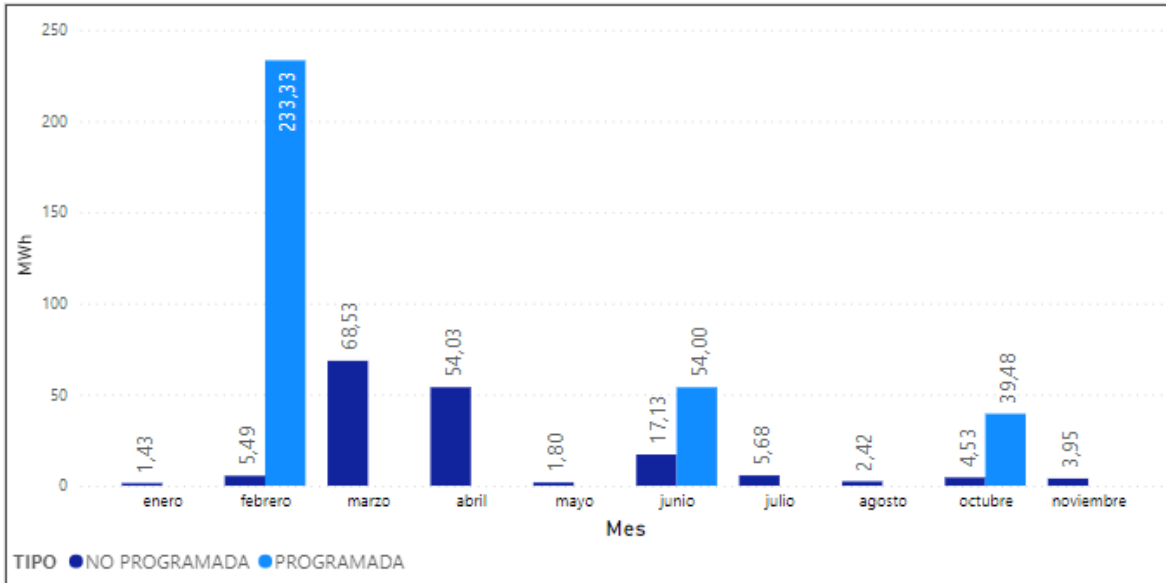
i) Subárea Córdoba - Sucre



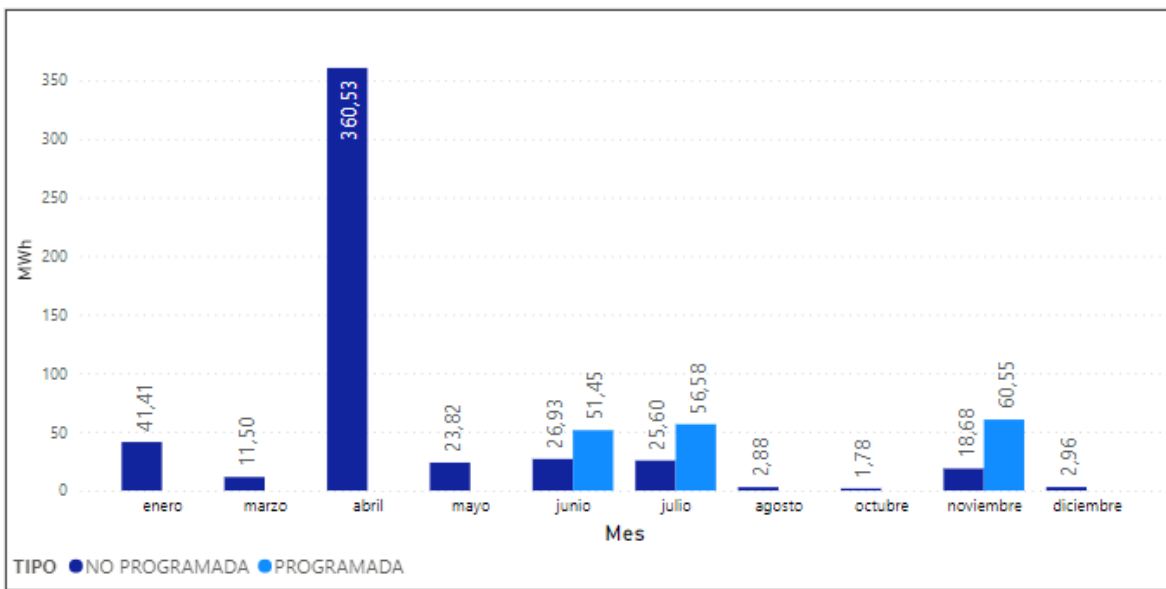
j) Subárea CQR



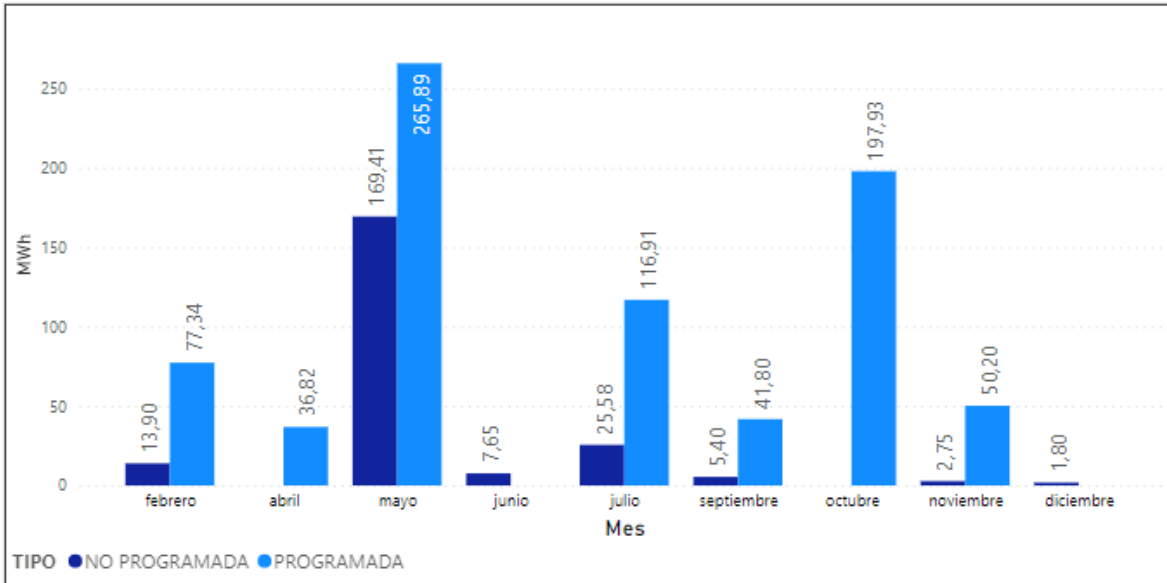
k) Subárea GCM



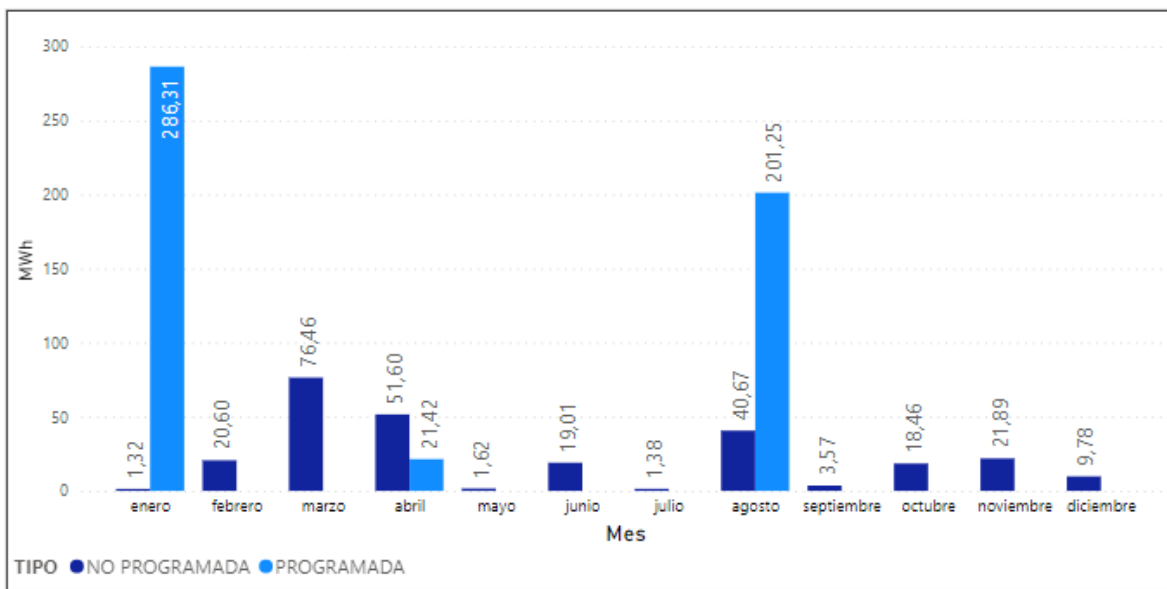
l) Subárea Huila – Tolima



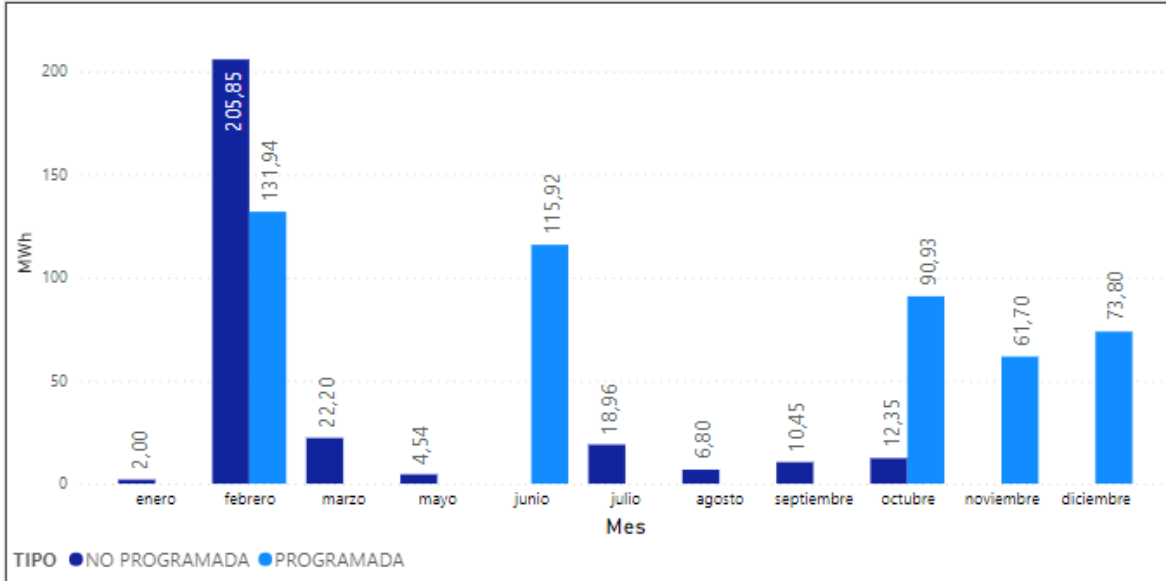
m) Subárea Meta



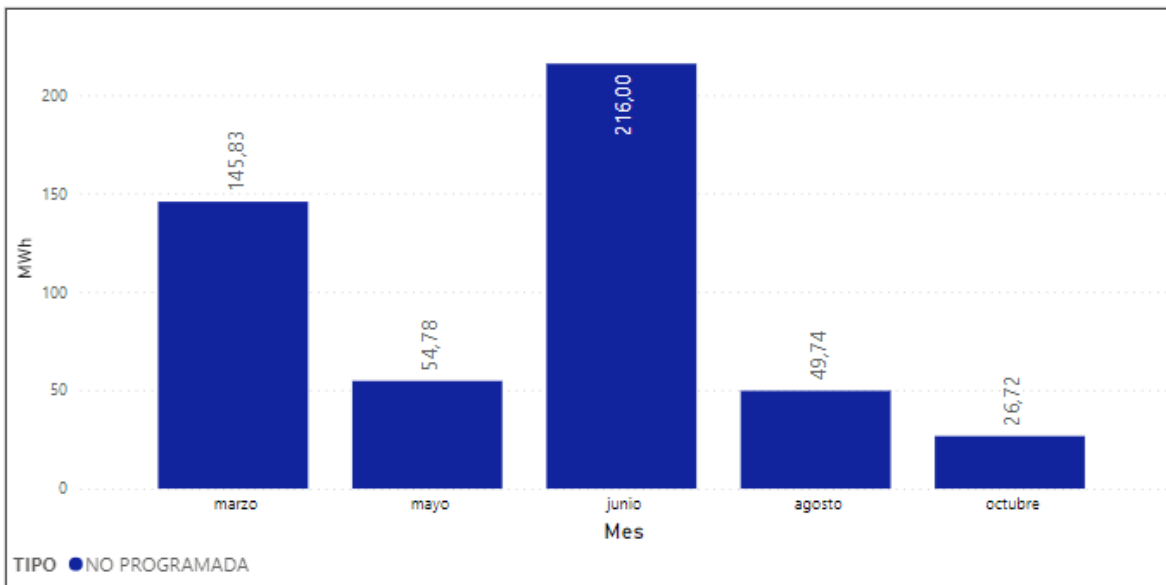
n) Subárea Norte de Santander



o) Subárea Putumayo



p) Subárea Santander



q) Subárea Valle

Fuente: XM, Construcción SSPD

En conclusión, se observa que las subáreas: Bolívar, GCM, Atlántico, Cauca-Nariño, Arauca, Caquetá y Bogotá presentaron DNA no programadas por encima de los 1.000 MWh. Por otra parte, las subáreas: GCM, Bolívar, Arauca, Atlántico y Córdoba-Sucre presentaron los valores mayores de DNA programada con valores superiores a los 4.400 MWh.

2.3.3 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

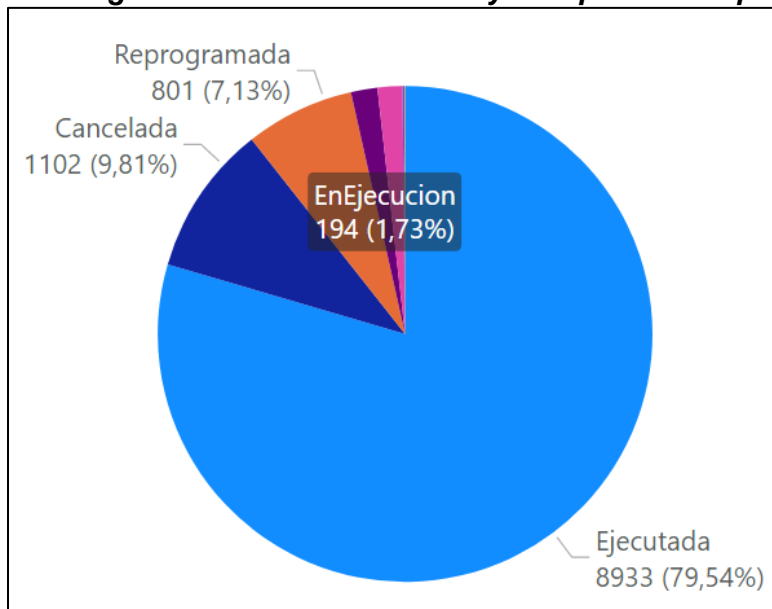
relacionando datos respecto al número total de consignaciones desagregadas en cada una de las condiciones establecidas en la consignación: su tipo de ingreso y su estado actual.

Esta información se presentará conforme a lo estipulado en el acuerdo CNO 963 de 2017, en cuanto a activos del STN, de conexión al STN y de los STR. Las consignaciones nacionales en equipos de generación no se tienen en cuenta por no ser del alcance de este informe.

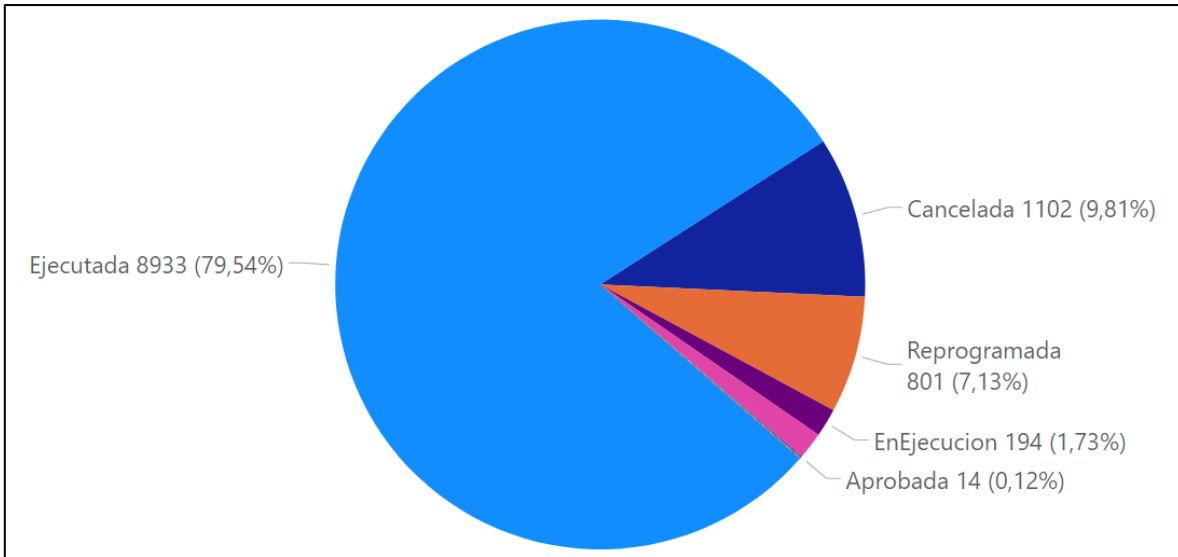
En la Ilustración 26 se presentan las consignaciones nacionales por estado, evidenciando que aproximadamente el 80% de las consignaciones del año 2021 se ejecutaron, el 9,8% fueron canceladas, el 7,1% reprogramadas y el 1,7% se encontraban en ejecución.

Las consignaciones en estado “Cancelada” corresponden a la condición en que los operadores de los equipos informan al CND que definitivamente no van a ejecutar los trabajos solicitados en la consignación. Todas las consignaciones fuera del programa con origen normal o consignaciones de emergencia que no se ejecuten por causa atribuible al agente, pasan a estado de consignación cancelada. Las consignaciones que fueron “Reprogramadas” corresponden al estado que se le da por parte del CND cuando este identifica que no se preservan los márgenes de seguridad y confiabilidad del SIN, o es la consignación para la cual el agente solicita ejecutarla en una fecha posterior por causas atribuibles a él.

Ilustración 26 *Consignaciones nacionales STN y STR por estado para el año 2021*



Fuente: XM, Construcción SSPD

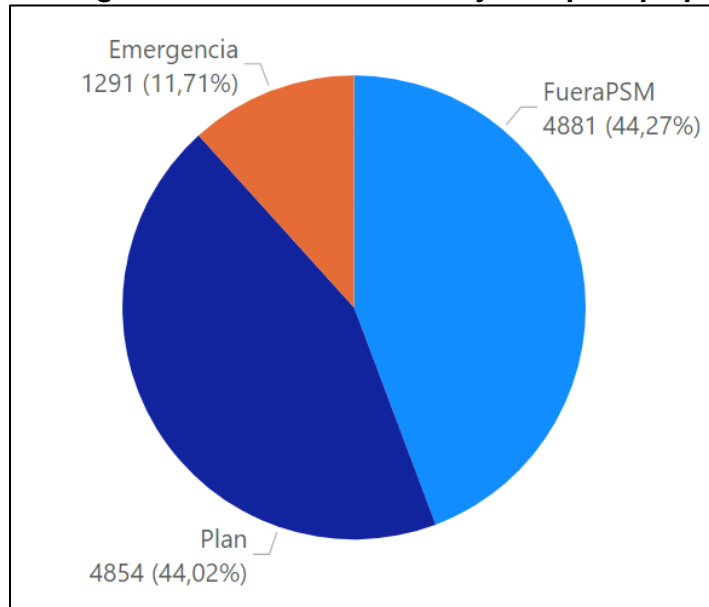


Fuente: XM, Construcción SSPD

Ahora bien, en la Ilustración 27 se presenta una desagregación para las consignaciones nacionales del año 2021, respecto al tipo, teniendo que aproximadamente el 44 % de las consignaciones nacionales corresponden aquellas que están dentro del plan, es decir, a mantenimientos programados dentro de los Planes Semestrales de Mantenimiento (PSM).

De igual forma, en un porcentaje significativo respecto a las consignaciones nacionales, el 44,2% aproximadamente representa las consignaciones fuera del PSM, los cuales aplican para los activos de transmisión del STN y el STR. Finalmente, las consignaciones de emergencia correspondieron al 11,7% de las consignaciones del año 2021.

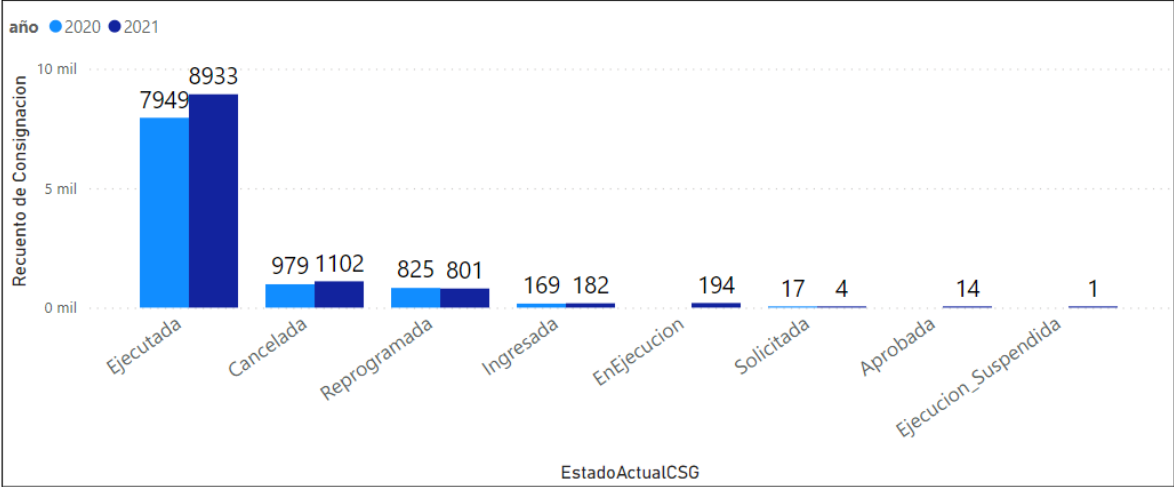
Ilustración 27 Consignaciones nacionales STN y STR por tipo para el año 2020



Fuente: XM, Construcción SSPD.

En la Ilustración 28 se presenta la información comparativa entre el año 2020 y 2021 en cuanto a las consignaciones por estado. Las consignaciones ejecutadas, canceladas e ingresadas aumentaron en el año 2021, respecto al 2020 en 12%, 13% y 8%, respectivamente. Las consignaciones en ejecución, aprobadas y ejecución-suspendida se presentaron en el 2021 únicamente. Las consignaciones reprogramadas y solicitadas disminuyeron en 3% y 76% respectivamente.

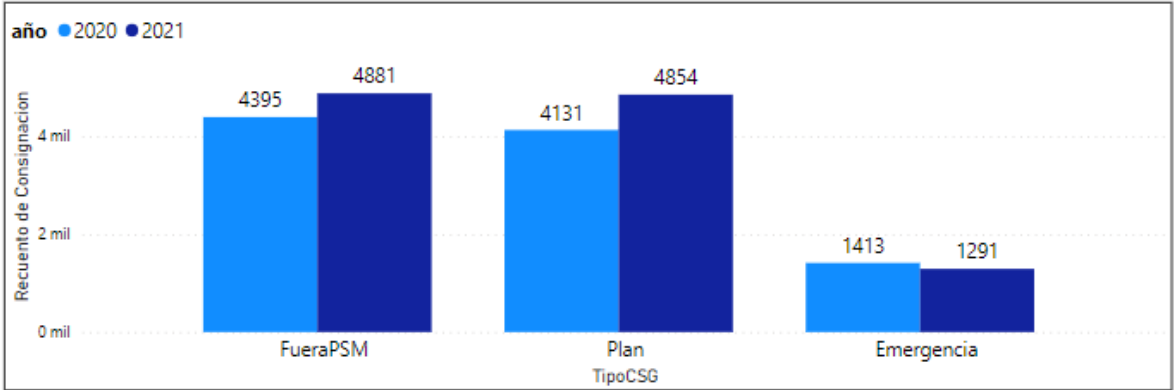
Ilustración 28. Consignaciones por estado 2019-2020.



Fuente: XM, Construcción SSPD

De otra parte, la cantidad de consignaciones desagregadas por tipo se presenta en la Ilustración 29. Entre el año 2020 y 2021 las consignaciones de emergencia disminuyeron en un 9 % pasando de 1.413 a 1.291, mientras que las consignaciones en el PSM y fuera del PSM aumentaron en 18% y 11% respectivamente.

Ilustración 29. Consignaciones por tipo 2019-2020.



Fuente: XM, Construcción SSPD

3 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Para el año 2019, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD suscribió a un Acuerdo Interinstitucional de Cooperación con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Peruano - OSINERGMIN¹⁷, bajo el cual se desarrollaron actividades de cooperación en materia de intercambio de conocimiento, experiencias, información, iniciativas, procedimientos, entre otros. Lo anterior, con el objetivo de contribuir con el mejoramiento de las labores de supervisión y control de las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo de ambos países y en cumplimiento de los compromisos adquiridos en el Gabinete Binacional Colombia-Perú.

Entre las actividades de intercambio de conocimiento, OSINERGMIN realizó durante el año 2021 la presentación de los Indicadores de calidad del suministro usados por dicha entidad para hacer seguimiento a la calidad en los sistemas de Transmisión del Sistema Eléctrico del Perú. En dichas presentaciones, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica mediante la Unidad de Transmisión, explicó el proceso de supervisión y fiscalización de las empresas que operan instalaciones de transmisión eléctrica (con tensiones mayores a 30 kV), con la finalidad de velar por el cumplimiento de la normatividad vigente, en lo concerniente a confiabilidad, seguridad y calidad del servicio, además de verificar el avance de las empresas dentro del Plan de Inversión en Transmisión.¹⁸

La calidad de servicio en el Perú está regulada mediante la Norma Técnica de los Servicios Eléctricos – NTCSE, con la que se establecen los niveles mínimos de calidad y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas. Así mismo, establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad y se fijan las tolerancias o metas y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento.

Dado lo anterior, este capítulo tiene como finalidad presentar un resumen respecto a la supervisión de la calidad del suministro en la Transmisión en el sistema eléctrico del Perú, en donde se identifiquen las diferencias existentes con la calidad del servicio en la actividad de transmisión de energía eléctrica entre Colombia y Perú.

Lo anterior, en la búsqueda de completar el informe de la calidad en Colombia, analizando una referencia internacional como la del caso Perú y así llegar a resultados comparativos, que permitan avanzar en la supervisión de transmisión a nivel del sector eléctrico colombiano.

3.1 Calidad del suministro en Perú

Se presentará un resumen de la calidad del suministro aplicada a generación, transmisión y distribución en Perú para contextualizar el esquema de supervisión y fiscalización aplicable en dicha Nación. Lo anterior, con el objetivo de identificar la calidad del suministro como una exclusión para el seguimiento a los indicadores del desempeño de los sistemas de transmisión, por corresponder a interrupciones que fueron compensadas según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

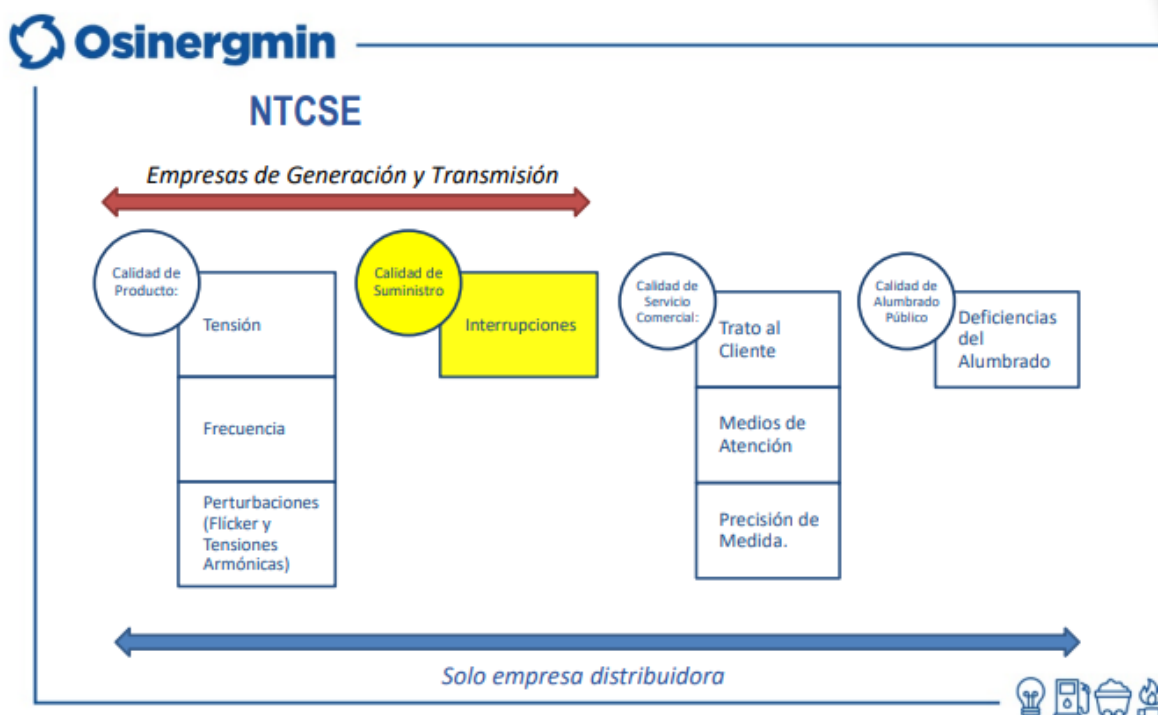
¹⁷ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

¹⁸ <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision>

3.1.1 Norma Técnica de Calidad del Servicio - NTCSE

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas. En la Ilustración 30, se muestra la interrelación entre las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Perú, junto con las características de calidad en el servicio eléctrico, dispuestas por la normativa nacional vigente.

Ilustración 30 Alcance Norma Técnica de Calidad del Servicio - NTCSE



Fuente: OSINERGMIN

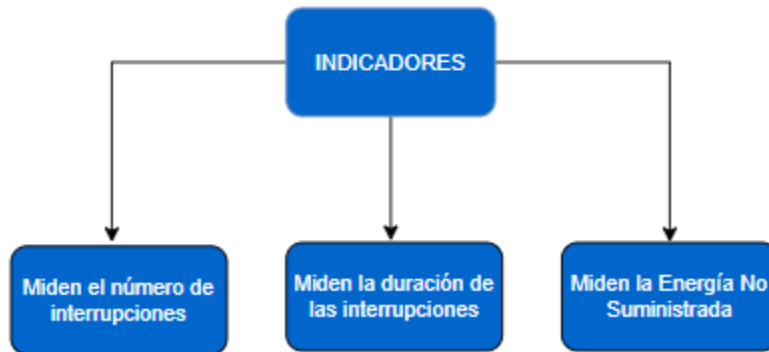
La calidad del servicio eléctrico en Perú se fundamenta en 4 aspectos importantes, el primero de ellos de producto, que en Colombia sería equivalente a calidad de la potencia. En segundo lugar, está la calidad de suministro, lo equivalente en Colombia a Calidad del servicio en las actividades de distribución y transmisión. Luego, está la calidad del servicio comercial, lo equivalente en Colombia a normativa y supervisión para comercializadores y finalmente, la calidad de alumbrado público, que en Colombia no es un servicio público domiciliario, por lo tanto, la acción de supervisión de este último aspecto no es función de la SSPD.

Ahora bien, considerado el objetivo de este informe, se detallará únicamente lo relacionado a la calidad del suministro. Para este indicador, el capítulo 6 de la Norma Técnica de Calidad del Servicio – NTCSE, regula todo lo concerniente a la Calidad del Suministro, la cual, se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.¹⁹

¹⁹ Norma Técnica de Calidad del Servicio – NTCSE.

Así mismo, en los numerales 6.1.1 y 6.1.2 de la Norma ibídem, se definen las condiciones específicas para evaluar la calidad del suministro en el Perú. En la Ilustración 31 se muestra de manera gráfica la disposición de estas condiciones.

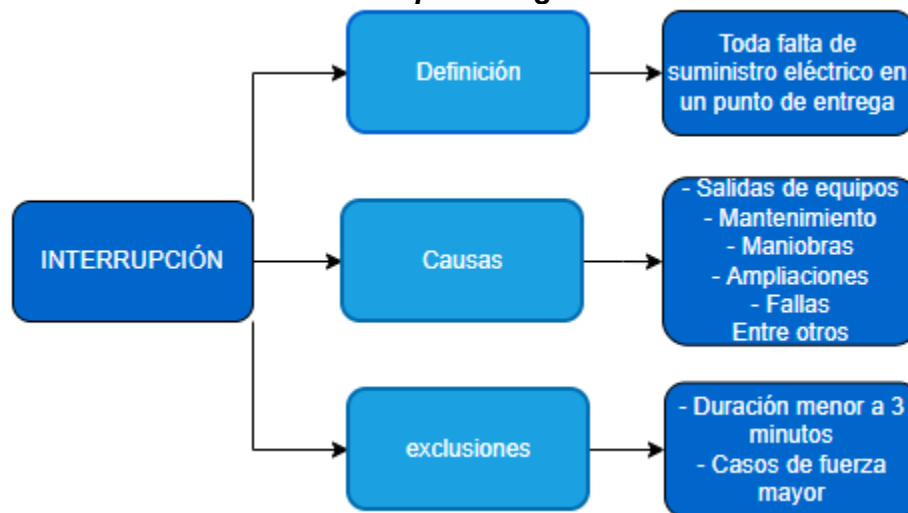
Ilustración 31 Evaluación de la calidad del suministro



Fuente: Elaboración propia a partir de la NTCSE

De otra parte, el concepto de interrupción es muy importante en la evaluación de los indicadores, por lo cual la NTCSE en su numeral 6.1.2 dispone la definición, causas y exclusiones, como se muestra en la Ilustración 32.

Ilustración 32 Interrupción según la NTCSE



Fuente: Elaboración propia a partir de la NTCSE

3.1.2 Indicadores de la Calidad de Suministro en el Perú

La Calidad de Suministro en Perú se evalúa utilizando los indicadores (N) y (D) que miden el número y las duraciones individuales de las interrupciones las cuales se calculan y controlan en periodos semestrales:

- **Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N):** número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Periodo de Control de un semestre.

- **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D):** sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre.

No se consideran para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, las cuales tienen un contador independiente y se realiza una compensación diferenciada a la calidad del suministro.

3.1.3 Tolerancias en la calidad del suministro

En cuanto a las Tolerancias o máximo número y duración de interrupciones de manera individual por suscriptor o cliente, se tienen los siguientes valores en los indicadores de calidad del suministro para los clientes conectados en los diferentes niveles de tensión, esta información se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11 Tolerancias en los indicadores de calidad del suministro

Nivel de Tensión	Número de Interrupciones por Cliente (N')	Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')
Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	2 Interrupciones/semestre	4 horas/semestre
Clientes en Media Tensión	4 Interrupciones/semestre	7 horas/semestre
Clientes en Baja Tensión	6 Interrupciones/semestre	10 horas/semestre

Fuente: NTCSE – Perú

Es preciso indicar que, las metas de acuerdo al sistema de Perú se acercan a las Metas de largo plazo para el indicador de frecuencia y duración SAIFI y SAIDI respectivamente, de los eventos en el sistema de distribución eléctrico colombiano²⁰.

3.1.4 Compensaciones

Las compensaciones por calidad del suministro en Perú son calculadas semestralmente en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), adicionalmente, existe una compensación asociada al número de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión.

3.2 Procedimiento para la supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión en Perú.

Mediante Resolución del Concejo Directivo de OSINERGMIN, se aprobó el “Procedimiento para supervisión y fiscalización del performance de los Sistemas de Transmisión” en Perú. Este procedimiento establece los indicadores de desempeño (llamado “*performance*”) de los equipos relevantes que conforman el Sistema de Transmisión e involucra todas las entidades encargadas de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y

²⁰ SAIFI_LP: 9 eventos al año y SAIDI_LP: 2 horas al año, según los artículos 29 y 30 de la resolución CREG 036 de 2019.

usuarios que operan Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica con niveles de tensión iguales o superiores a 30 kV.

Así mismo, este procedimiento permite contar con la información necesaria de la frecuencia y la duración de las interrupciones, con el fin de hacer seguimiento y control, y así, regular las tolerancias permitidas hasta alcanzar estándares óptimos de prestación del servicio. De igual forma, mediante este procedimiento se incentiva a los operadores del Sistema de Transmisión a reducir las interrupciones mediante las inversiones necesarias, para la mejora en la calidad de performance o desempeño en transmisión.

Dado lo anterior, las empresas que operan el sistema de transmisión están obligadas a reportar a OSINERGMIN a través del portal asignado, la siguiente información:

- Registro de desconexiones.
- Indicadores de Performance.
- Reporte de máximas demandas.
- Programa de mejoramiento de instalaciones y/o reemplazo de equipos.
- Plan de contingencias operativo.
- Programas y reportes de mantenimiento.

3.2.1 Indicadores de Performance

En la Tabla 12, se relacionan los indicadores de Performance utilizados en las instalaciones de transmisión eléctrica en el Perú, con los cuales el organismo de supervisión hace seguimiento a la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica con niveles de tensión iguales o superiores a 30 kV.

Tabla 12 Indicadores de Performance

Descripción	Indicador	Unidad
Tasa de Falla de cada Componente de Subestación (Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación Barras o celdas)	$TFC = N^{\circ}Fallas$ <p>Nº Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo</p>	Fallas por periodo
Tasa de Fallas de cada Línea de Transmisión	$TFL = \frac{N^{\circ}Fallas}{EXT\ LT} \times 100$ <p>Nº Fallas = Número de fallas que ocasionan interrupciones mayores de 3 minutos, por periodo.</p> <p>EXT. LT = Extensión de la línea de transmisión en km..</p>	Fallas por periodo por cada 100 km.
Indisponibilidad de cada componente de subestación (Transformador, Auto-transformador, Equipo de Compensación Barras o celdas)	$INDISE = \sum HIND$ <p>HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo</p>	Duración de la Indisponibilidad (Horas)
Indisponibilidad de cada Línea de Transmisión	$INDISL = \sum HIND$	Duración de la Indisponibilidad (Horas)

Descripción	Indicador	Unidad
	HIND = Número de horas indisponibles del componente en el periodo	

Fuente: Elaboración propia a partir de información de OSINERGMIN

3.2.2 Tolerancias de Indicadores de Performance

En la Tabla 13, se relacionan las tolerancias o metas para los indicadores de performance en la Transmisión utilizados en Perú, para los diferentes elementos de la subestación y en las líneas de transmisión.

Tabla 13 Tolerancia de indicadores de Performance

Indicador	Unidad	Componente	Tolerancia		
			Costa	Sierra y Selva	
(1) Tasa de Falla para cada componente de subestación	Número de Fallas por dos semestres consecutivos	-Transformador, Autotransformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 250 kV. -Barra en el nivel de tensión igual o mayor a 30 kV y menor de 250 kV	1		
(2) Tasa de Falla para cada línea de transmisión o celda	Número de Fallas por cada 100 km., en dos semestres consecutivos	-Líneas de transmisión igual o mayores de 100 Km.	Nivel de tensión: 220 kV	1	1,5
			Nivel de tensión: 138 kV	2	3
	Número de Fallas en dos semestres consecutivos	-Celdas de líneas de transmisión (*)	Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	4	5
			Nivel de tensión: 220 kV	1	2
		Nivel de tensión: 138 kV	2	4	
		Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	4	8	
(3) Indisponibilidad para cada componente de subestación	Horas	Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión 220 y 138 kV	6		
		Transformador, Auto transformador, Equipo de Compensación; o sus celdas (*), en el nivel de tensión igual o mayor de 30 kV y menor de 75 kV	4		
		Barra en el nivel de tensión igual a mayor a 30 kV y menor de 250 kV	1		
(4) Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión ó celda.	Horas	Líneas de transmisión igual o mayores de 100 km o sus Celdas (*)	Nivel de tensión: 220 kV y 138 kV	8	
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	6	
		Líneas de transmisión menores a 100 km o sus Celdas (*)	Nivel de tensión: 220 kV y 138 kV	6	
			Nivel de tensión: Igual o mayor a 30 kV y menor a 75 kV	4	

(*) Sólo cuando la celda y la línea de transmisión pertenezcan a distintos propietarios.

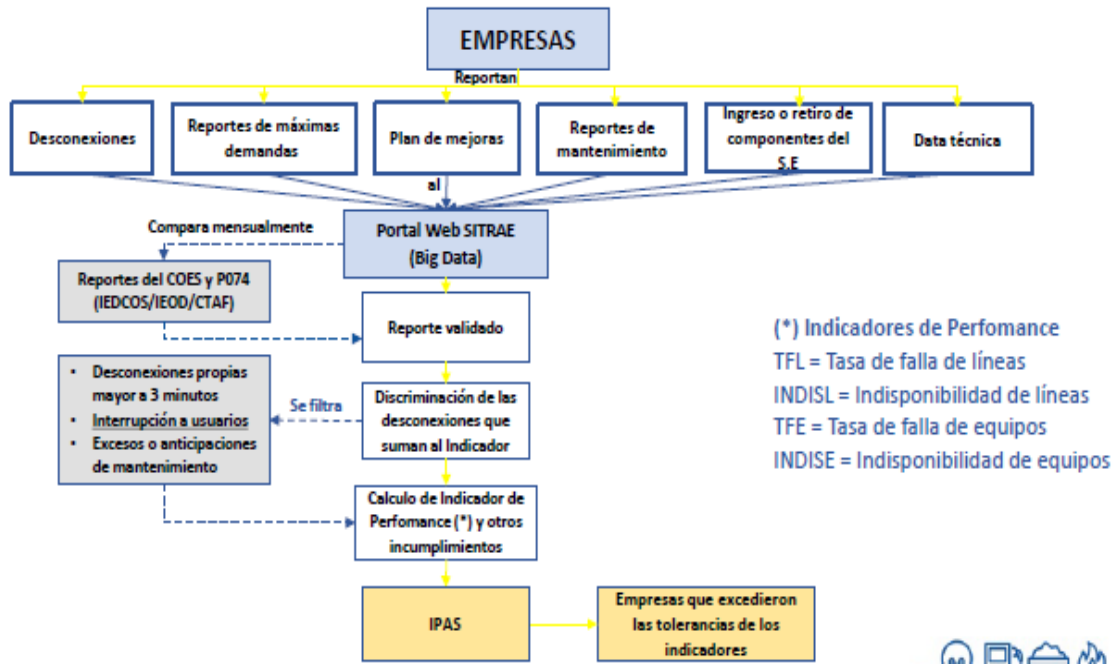
Fuente: Osinergmin

3.2.3 Proceso de evaluación del Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión

El procedimiento utilizado por Osinerming para la supervisión y fiscalización de la calidad del servicio en los sistemas de transmisión en el Perú, comienza desde los reportes de información referente a desconexiones, máximas demandas, plan de mejoras, mantenimientos e ingreso y retiro de componentes del Sistema Eléctrico.

Luego de la validación de esta información y del cálculo de indicadores se generan los respectivos Inicio de un Procedimiento Administrativo Sancionador - IPAS, los cuales se generan anualmente. En la Ilustración 33, se presenta a detalle el esquema que representa el proceso que realiza Osinergmin teniendo en cuenta el flujo de información, los indicadores de performance, los procedimientos definidos y el resultado al que se espera llegar.

Ilustración 33 Proceso de evaluación del Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión



Fuente: OSINERGMIN

3.3 Comparación de la supervisión de la calidad del servicio en la transmisión de energía eléctrica en Colombia y Perú

Tabla 14 Comparación de la calidad del servicio en transmisión Colombia - Perú

Ítem	Colombia	Perú
Reporte de información	<p>Los agentes transmisores deben presentar al Centro Nacional de Despacho – CND, la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Subestación afectada • Activo y tipo de activo indisponible • Fecha de ocurrencia • Tipo de movimiento • Disponibilidad del activo • Causa de la indisponibilidad • Tipo de ocurrencia • Informes técnicos de la indisponibilidad de activos • Designaciones nacionales (mantenimientos) 	<p>Los agentes deben realizar el reporte de información por medio del portal web SITRAE, la cual es comparada con la información del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES. La información a reportar es:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desconexiones. • Reporte de máximas demandas. • Plan de mejoras. • Reportes de Mantenimiento. • Ingreso o retiro de componentes en subestaciones. • Data técnica.
Indicadores	<p>Los indicadores se establecen en función de la indisponibilidad de activos:</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tasa de Falla de cada Componente de Subestación.

Ítem	Colombia	Perú
	<ul style="list-style-type: none"> • La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema, no superará las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas. • Las indisponibilidades máximas permitidas de un activo originadas en catástrofes naturales y las debidas a actos de terrorismo, no superarán los seis meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe. • La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un activo no superará el 2% del mercado de comercialización afectado. • 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. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tasa de Falla para cada línea de transmisión o celda • Indisponibilidad para cada componente de subestación. • Indisponibilidad para cada componente de línea de transmisión o celda. <p>Tiene indicadores de cantidad de fallas y duración de las indisponibilidades.</p>
Exclusiones	<ul style="list-style-type: none"> • Las indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión. • Indisponibilidades de activos solicitados por el CND. • Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND. • Indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, 	<ul style="list-style-type: none"> • Interrupciones menores a 3 minutos. • Fuerza Mayor calificado por Osinergmin. • Interrupciones que fueron compensadas según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), ver numeral 3.1.

Ítem	Colombia	Perú
	<p>Ciclones y/o Tornados, y las debidas a actos de terrorismo.²¹</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las solicitudes de Consignaciones de Emergencia, las modificaciones al programa semestral de consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originados en los Eventos definidos en el ordinal anterior. • Las indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores que se hayan efectuado con sujeción al procedimiento establecido en el artículo 18²² de la resolución de la CREG. • La ejecución de obras por parte de entidades estatales o las modificaciones a las instalaciones existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial. 	
Tolerancias o metas	<ul style="list-style-type: none"> • Las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustada – MHAIA, están dadas por grupo de activos (líneas, bahías, activos de compensación, entre otros). Adicionalmente, estas metas están definidas para ventanas móviles de 12 meses. • El porcentaje de Energía No Suministrada (PENS) durante la indisponibilidad de activos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene tolerancias para los indicadores de cantidad de fallas y duración de las indisponibilidades. • En el indicador tasa de fallas (cantidad) maneja tolerancias diferenciadas para la Costa y otras para la Sierra y Selva. • En el indicador duración de las indisponibilidades manejan una única tolerancia para la Costa, la Sierra y Selva.
Compensaciones y/o procesos sancionatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Compensaciones económicas o reducción del ingreso del transmisor, por incumplimiento a las características de calidad en el sistema de transmisión. • Procesos de investigación y de sanción por incumplimiento al esquema de calidad del sistema de transmisión. 	Si se exceden las tolerancias se da inicio al Procedimiento Administrativo Sancionador

²¹ Luego de 6 meses de la ocurrencia, la indisponibilidad de estos activos dará lugar a compensaciones. Resolución CREG 011 de 2009.

²² Artículo 18. Procedimiento para los mantenimientos mayores.

4 CONCLUSIONES

- En el STR para el año 2021 se presentó un incremento del 10,8% en la cantidad de eventos por indisponibilidad de activos, pasando de 3.447 eventos en el 2020 a 3.818 eventos en el año 2021. Sin embargo, la duración de dichos eventos fue menor, lo cual se vio reflejado en la disminución del 31,5% en las horas compensadas por superar las metas, pasando de 75.815 HC en el año 2020 a 51.938 HC en el año 2021. Este comportamiento se puede considerar como una mejora en la calidad del servicio, tendencia que se viene observando desde el año 2019, tal como se muestra en la Ilustración 4.
- Caso contrario a lo que ocurre en el STN, donde para el año 2021 aunque se mantuvo la cantidad de eventos por indisponibilidad, si se presentó un incremento del 224,3% en las horas compensadas por superar las metas de indisponibilidad respecto al año 2020, pasando de tener 3.464 HC a 11.235 HC. Esta condición evidencia de manera general la disminución al cumplimiento de metas de calidad en el STN para al año 2021 por parte de los agentes. Adicionalmente, se observa que aumentó el valor de HC y aumentó la DNA programada, por lo cual esta situación será objeto de vigilancia, inspección y control por parte de esta SSPD.
- A nivel de agentes, en el STR se encuentra que Enel Colombia (anteriormente, Codensa) para el año 2021 presentó una mejora de aproximadamente un 77.9% en el total de las horas compensadas por superar las MHAIA (HC) respecto al 2020, pasando de 50.738 HC en el año 2020 a 11.188 HC en el año 2021. Para el año 2021, redujo la cantidad de subsistemas que superaron más de 1.000 horas compensadas por superar las MHAIA (HC), pasando de 9 en el 2020 a solo 2 en la vigencia en evaluación, estos últimos asociados a la subestación Morato 115 kV.
- Termoflores, para el año 2021 presentó en el STR incremento del 44.9% en el total de las horas compensadas por superar las MHAIA (HC) respecto al 2020, pasó de 6.317 HC a 9.154 HC. Adicionalmente, relacionando el total de horas compensadas por superar las MHAIA (HC) versus la cantidad de subsistemas que opera, se evidencia que dicho agente tiene aproximadamente 1.526²³ horas compensadas en promedio respecto a sus 6 subsistemas que opera, siendo el agente con más horas compensadas en relación a sus subsistemas, seguido por Dispac con 307 HC/# subsistemas y Enelar con 198 HC/# subsistemas.
- El activo Chinú compensador estático SVC, sigue siendo el activo con mayor número de horas de indisponibilidad para ISA INTERCOLOMBIA para las vigencias de 2020 y 2021. Dicho activo, tiene una variación altamente significativa entre los años 2020 y 2021, pasando de 72,65 HC a 1.826 HC, lo que representa aproximadamente 25 veces la cantidad de horas de indisponibilidad que se tuvieron en el año 2020. Por lo anterior, actualmente ésta SSPD se encuentra realizando seguimiento a la indisponibilidad recurrente de este activo.

²³ La relación HC/# Subsistemas es indicativa.

- La indisponibilidad de los activos que opera TRANSELCA en el STN asociados a las centrales térmicas de generación Flores y TEBSA, también requieren atención por parte del agente y seguimiento desde esta SSPD, debido a que son los activos con mayor número de HC para el año 2021.
- Centrales Eléctricas de Norte de Santander – CENS, fue el agente transmisor con mayor número de HC en relación a la cantidad de activos que opera, pues para 9 activos de los cuales registró horas compensadas en el 2021, presentó un valor de 784 HC, siendo así el agente con el valor más alto de HC sobre el número de activos indisponibles, lo anterior, en comparación con los demás agentes.
- El activo NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV, operado por GEB mantiene como conducta reiterativa en la indisponibilidad; en general, presenta la condición de ser el activo con mayor número de horas compensadas por haber superado las MHAIA en los años 2020 y 2021. Esta situación genera una señal de alerta frente a estado del activo y por lo tanto es preciso indicar que desde esta SSPD se realiza un seguimiento riguroso a este activo, en cuanto a la verificación de indisponibilidad frente a la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Para el año 2021, se presentó un incremento significativo de compensaciones por incumplimiento de metas, aumentando 93,3% en el STR y 1.103% en el STN en comparación con el año 2020. Este resultado evidencia la alta indisponibilidad de activos que se presentó en el año 2021, impactando los activos o grupos de activos que representan los agentes AIR-E, ELECTROHUILA, CARIBEMAR (AFINIA), DISPAC en el STR e INTERCOLOMBIA, GEB, TRANSELCA y CENS en el STN.
- La Demanda No Atendida durante el año 2021 en Colombia fue de 67.447,2 MWh, lo cual corresponde a un 8% de la energía consumida en el país en una hora durante el mismo año; esta afectación a la demanda se da principalmente por eventos programados con un 66,5% y un 33,5% frente a eventos no programada. En general, la DNA total del país aumentó en 41% en el año 2021 respecto al año 2020, principalmente por las actividades programadas por las intervenciones a nivel del STR promovidas con la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Los mayores porcentajes de afectación a la demanda durante el año 2021 se presentaron en las subáreas Bolívar (24%), GCM (23%) y Atlántico (12%), áreas que se ha planteado desde hace varios años deficiencias en la capacidad del sistema y que por tanto requieren las mayores inversiones. Esta condición que se ve atendida en la participación de la DNA programada, la cual durante el año 2021 fue mayor en las mismas subáreas Bolívar (21%), GCM (27%) y Atlántico (15%), aunque también aparecen con alta participación Arauca (17%), y Cordoba_Sucre (10%).
- Se presentó un aumento del 12% en las consignaciones realizadas por las empresas transmisoras durante el año 2021 respecto al año 2020. El aumento se dio en una proporción del 44%, tanto para consignaciones en el Plan Semestral de Mantenimiento como para consignaciones fuera del Plan Semestral de Mantenimiento. Por otra parte, las consignaciones de emergencia disminuyeron en un 9% durante el 2021 respecto al

año 2020 lo que refleja una mejor planeación por los agentes en las programaciones de las intervenciones en los activos.

- Comparando el esquema de calidad en las redes de transporte con la experiencia internacional, se observa que en Colombia se tiene en cuenta la duración de las indisponibilidades de activos, mientras que, en el esquema de supervisión realizado en Perú, se incluye adicionalmente indicadores de tasa de falla; así mismo, en estos últimos existe una discriminación geográfica que involucra condiciones ambientales diferentes (costa, sierra o selva). Esta característica adicional al seguimiento de la calidad permite tener mayor detalle en la supervisión de activos y mejores señales a los agentes.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] CREG, Comisión de Regulacion de Energía y Gas -, «Resolución CREG 011 de 2009,» 2009. [En línea]. Available: <https://www.creg.gov.co/>.
- [2] CREG, Comisión de Regulacion de Energía y Gas -, «Resolución CREG 025 de 1995,» 1995. [En línea]. Available: <https://www.creg.gov.co/>.
- [3] CREG, Comisión de Regulacion de Energía y Gas -, «Resolución CREG 015 de 2021,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.creg.gov.co/>.
- [4] CREG, Comisión de Regulacion de Energía y Gas -, «Resolución CREG 097 de 2008,» 2008. [En línea]. Available: <https://www.creg.gov.co/>.
- [5] C. A. Ordoñez, G.E. Vinasco y J. A. Calderón, «Mitigation of TCR failures in a Colombian SVC,» de *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)*, Medellin, Colombia, 2014.

ANEXOS

Anexo 1 - HC por activos en el STR para Enel Colombia – 2021

Tabla 15 HC por activos en el STR para Enel Colombia en el año 2021

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0468	Sbs MORATO 115 kV	BARRA MORATO 115 kV	2144,94
Sbs0319	Sbs MORATO - SUBA 1 115 kV	BL1 SUBA A MORATO 115 kV	630,49
Sbs0319	Sbs MORATO - SUBA 1 115 kV	BL1 MORATO A SUBA 115 kV	630,49
Sbs0319	Sbs MORATO - SUBA 1 115 kV	SUBA - MORATO 1 115 kV	630,49
Sbs1818	Sbs MOSQUERA - NOROESTE 1 115KV	BL1 MOSQUERA A NOROESTE 115 kV	320,27
Sbs1818	Sbs MOSQUERA - NOROESTE 1 115KV	BL1 NOROESTE A MOSQUERA 115 kV	320,27
Sbs0035	Sbs AUTOPISTA - CASTELLANA 1 115 kV	BL1 AUTOPISTA A CASTELLANA 115 kV	244,19
Sbs0035	Sbs AUTOPISTA - CASTELLANA 1 115 kV	AUTOPISTA - CASTELLANA 1 115 kV	244,19
Sbs0035	Sbs AUTOPISTA - CASTELLANA 1 115 kV	BL1 CASTELLANA A AUTOPISTA 115 kV	244,19
Sbs0115	Sbs CALLE67 - CIRCO 1 115 kV	BL1 CIRCO A CALLE67 115 kV	188,85
Sbs0115	Sbs CALLE67 - CIRCO 1 115 kV	BL1 CALLE67 A CIRCO 115 kV	188,85
Sbs0115	Sbs CALLE67 - CIRCO 1 115 kV	CALLE67 - CIRCO 1 115 kV	188,85
Sbs0318	Sbs MORATO - SALITRE 1 115 kV	BL1 SALITRE A MORATO 115 kV	154,94
Sbs0318	Sbs MORATO - SALITRE 1 115 kV	BL1 MORATO A SALITRE 115 kV	154,94
Sbs0318	Sbs MORATO - SALITRE 1 115 kV	MORATO - SALITRE 1 115 kV	154,94
Sbs0038	Sbs AUTOPISTA - TORCA 2 115 kV	BL2 AUTOPISTA A TORCA 115 kV	143,6
Sbs0038	Sbs AUTOPISTA - TORCA 2 115 kV	AUTOPISTA - TORCA 2 115 kV	143,6
Sbs0038	Sbs AUTOPISTA - TORCA 2 115 kV	BL2 TORCA A AUTOPISTA 115 kV	143,6
Sbs0126	Sbs CASTELLANA - SALITRE 1 115 kV	BL1 SALITRE A CASTELLANA 115 kV	141,55
Sbs0126	Sbs CASTELLANA - SALITRE 1 115 kV	BL1 CASTELLANA A SALITRE 115 kV	141,55
Sbs0126	Sbs CASTELLANA - SALITRE 1 115 kV	CASTELLANA - SALITRE 1 115 kV	141,55
Sbs0127	Sbs CASTELLANA - TORCA 1 115 kV	BL1 TORCA A CASTELLANA 115 kV	137,34
Sbs0127	Sbs CASTELLANA - TORCA 1 115 kV	BL1 CASTELLANA A TORCA 115 kV	137,34
Sbs0127	Sbs CASTELLANA - TORCA 1 115 kV	CASTELLANA - TORCA 1 115 kV	137,34
Sbs0164	Sbs CIRCO - VICTORIA (BOGOTA) 1 115 kV	BL1 VICTORIA (BOGOTA) A CIRCO 115 kV	111,74
Sbs0164	Sbs CIRCO - VICTORIA (BOGOTA) 1 115 kV	BL1 CIRCO A VICTORIA (BOGOTA) 115 kV	111,74
Sbs0164	Sbs CIRCO - VICTORIA (BOGOTA) 1 115 kV	CIRCO - VICTORIA (BOGOTA) 1 115 kV	111,74
Sbs0320	Sbs MORATO - USAQUEN 1 115 kV	BL1 USAQUEN A MORATO 115 kV	96,16
Sbs0320	Sbs MORATO - USAQUEN 1 115 kV	BL1 MORATO A USAQUEN 115 kV	96,16
Sbs0320	Sbs MORATO - USAQUEN 1 115 kV	MORATO - USAQUEN 1 115 kV	96,16
Sbs0840	Sbs TORCA 115 kV	BARRA TORCA SECCION 1 115 kV	90,02
Sbs0840	Sbs TORCA 115 kV	BAHIA SECCIONAMIENTO 1 TORCA 115 kV	90,02
Sbs0840	Sbs TORCA 115 kV	BARRA TORCA SECCION 2 115 kV	90,02
Sbs0232	Sbs FLANDES - LA GUACA 1 115 kV	BL1 LA GUACA A FLANDES 115 kV	89,31
Sbs0232	Sbs FLANDES - LA GUACA 1 115 kV	FLANDES - LA GUACA 1 115 kV	89,31
Sbs0233	Sbs FLANDES - LA GUACA 2 115 kV	BL2 LA GUACA A FLANDES115 kV	83,16
Sbs0329	Sbs MUZU - TUNAL 2 115 kV	BL2 TUNAL A MUZU 115 kV	81,25
Sbs0329	Sbs MUZU - TUNAL 2 115 kV	BL2 MUZU A TUNAL 115 kV	81,25
Sbs0329	Sbs MUZU - TUNAL 2 115 kV	MUZU - TUNAL 2 115 kV	81,25
Sbs0624	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 01 45 MVAR	SALITRE BAHIA CONDENSADOR PARALELO 01 45 MVAR 115 kV	71,1
Sbs0624	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 01 45 MVAR	SALITRE CONDENSADOR PARALELO 1 45 MVAR 115 kV	71,1
Sbs0116	Sbs CALLE67 - LA PAZ (BOGOTA) 1 115 kV	BL1 LA PAZ (BOGOTA) A CALLE67 115 kV	53,14
Sbs0116	Sbs CALLE67 - LA PAZ (BOGOTA) 1 115 kV	BL1 CALLE 67 A LA PAZ (BOGOTA) 115 kV	53,14
Sbs0116	Sbs CALLE67 - LA PAZ (BOGOTA) 1 115 kV	CALLE67 - LA PAZ (BOGOTA) 1 115 kV	53,14
Sbs0114	Sbs CALLE51 - CASTELLANA 1 115 kV	BL1 CASTELLANA A CALLE51 115 kV	52,64
Sbs0114	Sbs CALLE51 - CASTELLANA 1 115 kV	BL1 CALLE51 A CASTELLANA 115 kV	52,64
Sbs0114	Sbs CALLE51 - CASTELLANA 1 115 kV	CALLE51 - CASTELLANA 1 115 kV	52,64
Sbs0619	Sbs SALITRE 3 60 MVA 115/57.5 KV	BT SALITRE 3 60 MVA 57.5 kV	51,97
Sbs0619	Sbs SALITRE 3 60 MVA 115/57.5 KV	BT SALITRE 3 60 MVA 115 kV	51,97
Sbs0619	Sbs SALITRE 3 60 MVA 115/57.5 KV	SALITRE 3 60 MVA 115/57.5/7.5 KV	51,97
Sbs0037	Sbs AUTOPISTA - TORCA 1 115 kV	BL1 AUTOPISTA A TORCA 115 kV	51,86
Sbs0037	Sbs AUTOPISTA - TORCA 1 115 kV	AUTOPISTA - TORCA 1 115 kV	51,86
Sbs0037	Sbs AUTOPISTA - TORCA 1 115 kV	BL1 TORCA A AUTOPISTA 115 kV	51,86
Sbs1670	Sbs UBATE CONDENSADOR PARALELO 2 25 MVAR	UBATE BAHIA CONDENSADOR PARALELO 2 25 MVAR 115 kV	46,48
Sbs1670	Sbs UBATE CONDENSADOR PARALELO 2 25 MVAR	UBATE CONDENSADOR PARALELO 2 25 MVAR 115 kV	46,48
Sbs0380	Sbs SAN CARLOS (BOGOTA) - VICTORIA 2 115 kV	BL2 VICTORIA A SAN CARLOS (BOGOTA) 115 kV	41,17
Sbs0380	Sbs SAN CARLOS (BOGOTA) - VICTORIA 2 115 kV	BL2 SAN CARLOS (BOGOTA) A VICTORIA 115 kV	41,17
Sbs0380	Sbs SAN CARLOS (BOGOTA) - VICTORIA 2 115 kV	SAN CARLOS (BOGOTA) - VICTORIA (BOGOTA) 2 115 kV	41,17

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0301	Sbs MAMBITA - SANTA MARIA 1 115 kV	BL1 MAMBITA A SANTA MARIA 115 kV	40,64
Sbs0301	Sbs MAMBITA - SANTA MARIA 1 115 kV	MAMBITA - SANTA MARIA 1 115 kV	40,64
Sbs0625	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 02 45 MVAR	SALITRE BAHIA CONDENSADOR PARALELO 02 45 MVAR 115 kV	35,86
Sbs0625	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 02 45 MVAR	SALITRE CONDENSADOR PARALELO 2 45 MVAR 115 kV	35,86
Sbs0323	Sbs MUÑA - SAN CARLOS (BOGOTA) 1 115 kV	BL1 SAN CARLOS (BOGOTA) A MUÑA 115 kV	33,21
Sbs0323	Sbs MUÑA - SAN CARLOS (BOGOTA) 1 115 kV	BL1 MUÑA A SAN CARLOS (BOGOTA) 115 kV	33,21
Sbs0323	Sbs MUÑA - SAN CARLOS (BOGOTA) 1 115 kV	MUÑA - SAN CARLOS (BOGOTA) 1 115 kV	33,21
Sbs1669	Sbs UBATE CONDENSADOR PARALELO 1 25 MVAR	UBATE BAHIA CONDENSADOR PARALELO 1 25 MVAR 115 kV	31,75
Sbs1669	Sbs UBATE CONDENSADOR PARALELO 1 25 MVAR	UBATE CONDENSADOR PARALELO 1 25 MVAR 115 kV	31,75
Sbs0826	Sbs TORCA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	BT TORCA 4 168 MVA 115 kV	30,06
Sbs0161	Sbs CIRCO - CONCORDIA 2 115 kV	BL2 CONCORDIA A CIRCO 115 kV	26,61
Sbs0161	Sbs CIRCO - CONCORDIA 2 115 kV	BL2 CIRCO A CONCORDIA 115 kV	26,61
Sbs0161	Sbs CIRCO - CONCORDIA 2 115 kV	CIRCO - CONCORDIA 2 115 kV	26,61
Sbs0627	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 04 45 MVAR	SALITRE BAHIA CONDENSADOR PARALELO 04 45 MVAR 115 kV	26,08
Sbs0627	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 04 45 MVAR	SALITRE CONDENSADOR PARALELO 4 45 MVAR 115 kV	26,08
Sbs0623	Sbs EL SOL CONDENSADOR PARALELO 75 MAVR	EL SOL BAHIA CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV	24,39
Sbs0623	Sbs EL SOL CONDENSADOR PARALELO 75 MAVR	EL SOL CONDENSADOR PARALELO 75 MAVR 115 kV	24,39
Sbs0334	Sbs NOROESTE - TENJO 1 115 kV	BL1 TENJO A NOROESTE 115 kV	23,47
Sbs0334	Sbs NOROESTE - TENJO 1 115 kV	BL1 NOROESTE A TENJO 115 kV	23,47
Sbs0334	Sbs NOROESTE - TENJO 1 115 kV	NOROESTE - TENJO 1 115 kV	23,47
Sbs0041	Sbs BACATA (CODENSA) - EL SOL 1 115 kV	BL1 BACATA (CODENSA) A EL SOL 115 kV	21,96
Sbs0041	Sbs BACATA (CODENSA) - EL SOL 1 115 kV	BL1 EL SOL A BACATA (CODENSA) 115 kV	21,96
Sbs0043	Sbs BACATA (CODENSA) - SUBA 1 115 kV	BL1 BACATA (CODENSA) A SUBA 115 kV	21,61
Sbs0043	Sbs BACATA (CODENSA) - SUBA 1 115 kV	BACATA - SUBA 1 115 kV	21,61
Sbs0043	Sbs BACATA (CODENSA) - SUBA 1 115 kV	BL1 SUBA A BACATA (CODENSA) 115 kV	21,61
Sbs0431	Sbs GUAVIO - UBALA 1 115 kV	GUAVIO - UBALA 1 115 kV	21,59
Sbs0120	Sbs CARRERA QUINTA - CONCORDIA 1 115 kV	BL1 CONCORDIA A CARRERA QUINTA 115 kV	20,36
Sbs0120	Sbs CARRERA QUINTA - CONCORDIA 1 115 kV	BL1 CARRERA QUINTA A CONCORDIA 115 kV	20,36
Sbs0120	Sbs CARRERA QUINTA - CONCORDIA 1 115 kV	CARRERA QUINTA - CONCORDIA 1 115 kV	20,36
Sbs0390	Sbs SESQUILE - GUATEQUE 1 115 kV	BL1 SESQUILE A GUATEQUE 115 kV	20,06
Sbs0147	Sbs CHICALA - COLEGIO 1 115 kV	BL1 COLEGIO A CHICALA 115 kV	17,7
Sbs0147	Sbs CHICALA - COLEGIO 1 115 kV	BL1 CHICALA A COLEGIO 115 kV	17,7
Sbs0147	Sbs CHICALA - COLEGIO 1 115 kV	CHICALA - COLEGIO 1 115 kV	17,7
Sbs0257	Sbs GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	BL1 MAMBITA A GUAVIO 115 kV	12,54
Sbs0257	Sbs GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	GUAVIO - MAMBITA 1 115 kV	12,54
Sbs0112	Sbs CALERA - USAQUEN 1 115 kV	BL1 USAQUEN A CALERA 115 kV	12,15
Sbs0112	Sbs CALERA - USAQUEN 1 115 kV	BL1 CALERA A USAQUEN 115 kV	12,15
Sbs0112	Sbs CALERA - USAQUEN 1 115 kV	CALERA - USAQUEN 1 115 kV	12,15
Sbs0041	Sbs BACATA (CODENSA) - EL SOL 1 115 kV	BACATA (CODENSA) - EL SOL 1 115 kV	11,51
Sbs0041	Sbs BACATA (CODENSA) - EL SOL 1 115 kV	BACATA - EL SOL 1 115 kV	10,45
Sbs0612	Sbs GORGONZOLA 57.5 kV	BARRA GORGONZOLA 57.5 kV	10,35
Sbs0042	Sbs BACATA (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	BL1 BACATA (CODENSA) A SALITRE 115 kV	9,49
Sbs0042	Sbs BACATA (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	BL1 SALITRE A BACATA (CODENSA) 115 kV	9,49
Sbs0626	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 03 45 MVAR	SALITRE BAHIA CONDENSADOR PARALELO 03 45 MVAR 115 kV	8,17
Sbs0626	Sbs SALITRE CONDENSADOR PARALELO 03 45 MVAR	SALITRE CONDENSADOR PARALELO 3 45 MVAR 115 kV	8,17
Sbs0176	Sbs COLEGIO - USME 1 115 kV	BL1 USME A COLEGIO 115 kV	6,8
Sbs0176	Sbs COLEGIO - USME 1 115 kV	BL1 COLEGIO A USME 115 kV	6,8
Sbs0176	Sbs COLEGIO - USME 1 115 kV	COLEGIO - USME 1 115 kV	6,8
Sbs0042	Sbs BACATA (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	BACATA - SALITRE 1 115 kV	5,59
Sbs0685	Sbs LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	BT LA GUACA 4 168 MVA 230 kV	5,28
Sbs0685	Sbs LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	BT LA GUACA 4 168 MVA 115 kV	5,28
Sbs0685	Sbs LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	LA GUACA 4 168 MVA 230/115/13.8 KV	5,28
Sbs0450	Sbs BALSILLAS 115 kV	BARRA BALSILLAS 1 115 kV	5,26
Sbs0450	Sbs BALSILLAS 115 kV	BAHIA DE SECCIONAMIENTO 1 BALSILLAS	5,26
Sbs0450	Sbs BALSILLAS 115 kV	BARRA BALSILLAS 2 115 kV	5,26
Sbs0052	Sbs BALSILLAS - FONTIBON 1 115 kV	BL1 BALSILLAS A FONTIBON 115 kV	4,88
Sbs0052	Sbs BALSILLAS - FONTIBON 1 115 kV	BALSILLAS - FONTIBON 1 115 kV	4,88
Sbs0052	Sbs BALSILLAS - FONTIBON 1 115 kV	BL1 FONTIBON A BALSILLAS 115 kV	4,88
Sbs0042	Sbs BACATA (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	BACATA (CODENSA) - SALITRE 1 115 kV	3,9
Sbs1355	Sbs GORGONZOLA - INDUMIL - MUÑA II - VERAGUAS 57.5 kV	BL1 GORGONZOLA A TINDUMIL 57.5 kV	3,3
Sbs1355	Sbs GORGONZOLA - INDUMIL - MUÑA II - VERAGUAS 57.5 kV	BL1 VERAGUAS A TINDUMIL 57.5 kV	3,3
Sbs0231	Sbs FACATATIVA - VILLET A 1 115 kV	BL1 VILLET A FACATATIVA 115 kV	2,73

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0231	Sbs FACATATIVA - VILLETA 1 115 kV	BL1 FACATATIVA A VILLETA 115 kV	2,73
Sbs0231	Sbs FACATATIVA - VILLETA 1 115 kV	FACATATIVA - VILLETA 1 115 kV	2,73
Sbs0283	Sbs LA PAZ (BOGOTA) - SALITRE 1 115 kV	BL1 SALITRE A LA PAZ (BOGOTA) 115 kV	2,27
Sbs0283	Sbs LA PAZ (BOGOTA) - SALITRE 1 115 kV	BL1 LA PAZ (BOGOTA) A SALITRE 115 kV	2,27
Sbs0283	Sbs LA PAZ (BOGOTA) - SALITRE 1 115 kV	LA PAZ (BOGOTA) - SALITRE 1 115 kV	2,27
Sbs0163	Sbs CIRCO - USME 1 115 kV	BL1 USME A CIRCO 115 kV	1,29
Sbs0163	Sbs CIRCO - USME 1 115 kV	BL1 CIRCO A USME 115 kV	1,29
Sbs0163	Sbs CIRCO - USME 1 115 kV	CIRCO - USME 1 115 kV	1,29

Fuente: XM S.A. ESP

Anexo 2 - HC por activos en el STR para TERMOFLORES – 2021

Tabla 16 HC por activos en el STR para TERMOFLORES en el año 2021

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110 KV	BT1 TERMOFLORES 150 MVA 220 KV	1803,53
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110 KV	TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110 KV	1803,53
Sbs0729	Sbs TERMOFLORES 1 150 MVA 220/110 KV	BT1 TERMOFLORES 150 MVA 110 KV	1803,53
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BARRA TERMOFLORES 110 kV	717,39
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BA1 TERMOFLORES 110 kV	717,39
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BS1 TERMOFLORES 110 kV	717,39
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BA2 TERMOFLORES 110 kV	717,39
Sbs1311	Sbs TERMOFLORES 110 kV	BS2 TERMOFLORES 110 kV	717,39
Sbs0340	Sbs OASIS - TERMOFLORES 1 110 kV	BL1 TERMOFLORES A OASIS 110 kV	46,57
Sbs0341	Sbs OASIS - TERMOFLORES 1 110 kV	BL2 TERMOFLORES A OASIS 110 kV	36,6
Sbs0341	Sbs OASIS - TERMOFLORES 1 110 kV	BL2 OASIS A TERMOFLORES 110 kV	36,6
Sbs0341	Sbs OASIS - TERMOFLORES 1 110 kV	TERMOFLORES - OASIS 2 110 kV	36,6

Fuente: XM S.A. ESP

Anexo 3 - HC por activos en el STR para CELSIA COLOMBIA – 2021

Tabla 17 HC por activos en el STR para CELSIA COLOMBIA en el año 2021.

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs1308	Sbs IBAGUE 2 150 MVA 230/115/13.8 KV	IBAGUE 2 150 MVA 230/115/13.8 KV	524,13
Sbs1308	Sbs IBAGUE 2 150 MVA 230/115/13.8 KV	BT2 IBAGUE (MIROLINDO) 150 MVA 115 KV	416,68
Sbs1308	Sbs IBAGUE 2 150 MVA 230/115/13.8 KV	BT2 IBAGUE (MIROLINDO) 150 MVA 230 KV	416,68
Sbs0234	Sbs FLANDES - LANCEROS 1 115 kV	BL1 LANCEROS A FLANDES 115 kV	255,98
Sbs0234	Sbs FLANDES - LANCEROS 1 115 kV	BL1 FLANDES A LANCEROS 115 kV	255,98
Sbs0234	Sbs FLANDES - LANCEROS 1 115 kV	FLANDES - LANCEROS 1 115 kV	255,98
Sbs0235	Sbs FLANDES - PRADO 1 115 kV	BL1 PRADO A FLANDES 115 kV	176,6
Sbs0235	Sbs FLANDES - PRADO 1 115 kV	BL1 FLANDES A PRADO 115 kV	176,6
Sbs0235	Sbs FLANDES - PRADO 1 115 kV	FLANDES - PRADO 1 115 kV	176,6
Sbs0236	Sbs FLANDES - PRADO 2 115 kV	BL2 PRADO A FLANDES 115 kV	146,17
Sbs0236	Sbs FLANDES - PRADO 2 115 kV	BL2 FLANDES A PRADO 115 kV	146,17
Sbs0236	Sbs FLANDES - PRADO 2 115 kV	FLANDES - PRADO 2 115 kV	146,17
Sbs0101	Sbs BUGA - SAN MARCOS (VALLE) 2 115 kV	BL1 BUGA A VIJES 115 kV	140,37
Sbs0101	Sbs BUGA - SAN MARCOS (VALLE) 2 115 kV	BL1 SAN MARCOS (VALLE) A VIJES 115 kV	140,37
Sbs0101	Sbs BUGA - SAN MARCOS (VALLE) 2 115 kV	SAN MARCOS (VALLE) - BUGA 2 115 kV	140,37
Sbs1889	Sbs CERETE - CHINU 1 110 kV	BL1 CERETE A CHINU 110 KV	138,15
Sbs1909	Sbs CARACOLI - SILENCIO 2 110 kV	BL2 CARACOLI A SILENCIO 110 KV	127,22
Sbs1631	SBS BRISAS - MIROLINDO 1 115 KV	BL1 MIROLINDO A BRISAS 115 kV	123,67
Sbs1631	SBS BRISAS - MIROLINDO 1 115 KV	BL1 BRISAS A MIROLINDO 115 kV	123,67
Sbs1631	SBS BRISAS - MIROLINDO 1 115 KV	BRISAS - MIROLINDO 1 115 kV	123,67
Sbs1908	Sbs CARACOLI - SILENCIO 1 110 kV	BL1 CARACOLI A SILENCIO 110 KV	115,34
Sbs1308	Sbs IBAGUE 2 150 MVA 230/115/13.8 KV	BT IBAGUE 2 150 MVA 230 KV	107,45
Sbs1308	Sbs IBAGUE 2 150 MVA 230/115/13.8 KV	BT MIROLINDO (IBAGUE) 2 150 MVA 115 KV	107,45
Sbs0274	Sbs LA CAMPIÑA - TERMOYUMBO 1 115 kV	BL1 TERMOYUMBO A LA CAMPIÑA 115 kV	105,57
Sbs0274	Sbs LA CAMPIÑA - TERMOYUMBO 1 115 kV	LA CAMPIÑA - TERMOYUMBO 1 115 kV	105,57
Sbs0386	Sbs SAN MARCOS (VALLE) - TERMOYUMBO 2 115 kV	BL2 TERMOYUMBO A SAN MARCOS (VALLE) 115 kV	98,82
Sbs0386	Sbs SAN MARCOS (VALLE) - TERMOYUMBO 2 115 kV	BL2 SAN MARCOS (VALLE) A TERMOYUMBO 115 kV	98,82
Sbs0386	Sbs SAN MARCOS (VALLE) - TERMOYUMBO 2 115 kV	SAN MARCOS (VALLE) - TERMOYUMBO 2 115 kV	98,82
Sbs0232	Sbs FLANDES - LA GUACA 1 115 kV	BL1 FLANDES A LA GUACA 115 kV	89,31
Sbs0233	Sbs FLANDES - LA GUACA 2 115 kV	BL2 FLANDES A LA GUACA 115 kV	83,16

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0233	Sbs FLANDES - LA GUACA 2 115 kV	FLANDES - LA GUACA 2 115 kV	83,16
Sbs2031	Sbs LADERA - PANCE 1 115 kV	BL1 PANCE A LADERA 115 kV	81,89
Sbs1895	Sbs CARACOLI - MALAMBO 2 110 kV	BL2 CARACOLI A MALAMBO 110 kV	80,65
Sbs2032	Sbs LADERA - SAN ANTONIO (CALI) 1 115 kV	BL1 SAN ANTONIO (CALI) A LADERA 115 kV	77,02
Sbs0364	Sbs PRADO - TENAY - EL BOTE 1 115 kV	BL1 PRADO A TENAY 115 kV	72,91
Sbs0364	Sbs PRADO - TENAY - EL BOTE 1 115 kV	PRADO - TENAY 1 115 kV	72,91
Sbs0868	Sbs SAN FELIPE 115 kV	BAHIA TRANSFERENCIA 1 SAN FELIPE 115 kV	72,24
Sbs0868	Sbs SAN FELIPE 115 kV	BARRA SAN FELIPE 115 kV	72,24
Sbs0108	Sbs BRISAS - CAJAMARCA - REGIVIT 1 115 kV	BL1 BRISAS A TCAJAMARCA 115 kV	71,67
Sbs0108	Sbs BRISAS - CAJAMARCA - REGIVIT 1 115 kV	REGIVIT - TCAJAMARCA (TOLIMA) 1 115 kV	71,67
Sbs0857	Sbs ZARZAL 115 kV	BAHIA ACOPLA 1 ZARZAL 115 kV	69,55
Sbs0857	Sbs ZARZAL 115 kV	BARRA ZARZAL 115 kV	69,55
Sbs0045	Sbs MALAGA - PAILON 1 115 kV	BL1 PAILON A MALAGA 115 kV	64,75
Sbs0045	Sbs MALAGA - PAILON 1 115 kV	BL1 MALAGA A PAILON 115 kV	64,75
Sbs0045	Sbs MALAGA - PAILON 1 115 kV	PAILON - MALAGA 1 115 kV	64,75
Sbs0807	Sbs SAN FELIPE 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	BT SAN FELIPE 1 150 MVA 115 kV	59,18
Sbs0315	Sbs MIROLINDO - PAPAYO 1 115 kV	BL1 PAPAYO A MIROLINDO 115 kV	55,85
Sbs0315	Sbs MIROLINDO - PAPAYO 1 115 kV	BL1 MIROLINDO A PAPAYO 115 kV	55,85
Sbs0315	Sbs MIROLINDO - PAPAYO 1 115 kV	MIROLINDO - PAPAYO 1 115 kV	55,85
Sbs1245	Sbs BRISAS - PAPAYO 1 115 kV	BL1 PAPAYO A BRISAS 115 kV	46,85
Sbs1245	Sbs BRISAS - PAPAYO 1 115 kV	BL1 BRISAS A PAPAYO 115 kV	46,85
Sbs1245	Sbs BRISAS - PAPAYO 1 115 kV	BRISAS - PAPAYO 1 115 kV	46,85
Sbs1727	Sbs FLANDES - GUALANDAY 1 115 kV	BL1 FLANDES A GUALANDAY 115 kV	46,74
Sbs0331	Sbs NATAGAIMA - PRADO 1 115 kV	BL1 PRADO A NATAGAIMA 115 kV	45,05
Sbs0331	Sbs NATAGAIMA - PRADO 1 115 kV	BL1 NATAGAIMA A PRADO 115 kV	45,05
Sbs0331	Sbs NATAGAIMA - PRADO 1 115 kV	NATAGAIMA - PRADO 1 115 kV	45,05
Sbs0108	Sbs BRISAS - CAJAMARCA - REGIVIT 1 115 kV	BRISAS - TCAJAMARCA (TOLIMA) 1 115 kV	42,01
Sbs0193	Sbs DIACEMENTO - MIROLINDO 1 115 kV	BL1 MIROLINDO A DIACEMENTO 115 kV	40,75
Sbs0193	Sbs DIACEMENTO - MIROLINDO 1 115 kV	MIROLINDO - DIACEMENTO 1 115 kV	40,75
Sbs0660	Sbs SALVAJINA 1 10MVA 230/34.5/13.8 kV	BT SALVAJINA 1 10MVA 230 kV	40,53
Sbs0660	Sbs SALVAJINA 1 10MVA 230/34.5/13.8 kV	SALVAJINA 4 10MVA 230/34.5/13.8 kV	40,53
Sbs0308	Sbs MARIQUITA - SAN FELIPE 1 115 kV	BL1 SAN FELIPE A MARIQUITA 115 kV	32,67
Sbs0108	Sbs BRISAS - CAJAMARCA - REGIVIT 1 115 kV	BRISAS - CAJAMARCA (TOLIMA) 1 115 kV	29,66
Sbs0308	Sbs MARIQUITA - SAN FELIPE 1 115 kV	SAN FELIPE - TMARIQUITA 1 115 kV	25,67
Sbs0172	Sbs CODAZZI (VALLE) - SANTA BARBARA 1 115 kV	BL1 SANTA BARBARA A CODAZZI (VALLE) 115 kV	24,65
Sbs0172	Sbs CODAZZI (VALLE) - SANTA BARBARA 1 115 kV	BL1 CODAZZI (VALLE) A SANTA BARBARA 115 kV	24,65
Sbs0172	Sbs CODAZZI (VALLE) - SANTA BARBARA 1 115 kV	CODAZZI (VALLE) - SANTA BARBARA (PALMIRA) 1 115 kV	24,65
Sbs0255	Sbs GUACHAL - TERMOYUMBO 2 115 kV	BL2 TERMOYUMBO A GUACHAL 115 kV	24,1
Sbs0255	Sbs GUACHAL - TERMOYUMBO 2 115 kV	BL2 GUACHAL A TERMOYUMBO 115 kV	24,1
Sbs0255	Sbs GUACHAL - TERMOYUMBO 2 115 kV	GUACHAL - TERMOYUMBO 2 115 kV	24,1
Sbs0098	Sbs BUGA - CALIMA 1 115 kV	BL1 CALIMA A BUGA 115 kV	21,91
Sbs0098	Sbs BUGA - CALIMA 1 115 kV	BL1 BUGA A CALIMA 115 kV	21,91
Sbs0098	Sbs BUGA - CALIMA 1 115 kV	BUGA - CALIMA 1 115 kV	21,91
Sbs0864	Sbs JUANCHITO (EPSA) 115 kV	BAHIA ACOPLA 1 JUANCHITO (EPSA) 115 kV	16,73
Sbs0864	Sbs JUANCHITO (EPSA) 115 kV	BARRA JUANCHITO (EPSA) 115 kV	16,73
Sbs1887	Sbs CERETE 110 kV	BAHIA ACOPLA 1 CERETE 110 kV	13,28
Sbs1887	Sbs CERETE 110 kV	BARRA CERETE 110 kV	13,28
Sbs0199	Sbs EL BOTE - NATAGAIMA 1 115 kV	BL1 NATAGAIMA A EL BOTE 115 kV	13,16
Sbs0049	Sbs BAJO ANCHICAYA - TABOR (BVENTURA) 1 115 kV	BL1 BAJO ANCHICAYA A TABOR (BVENTURA) 115 kV	13,13
Sbs0049	Sbs BAJO ANCHICAYA - TABOR (BVENTURA) 1 115 kV	BAJO ANCHICAYA - TABOR (BVENTURA) 1 115 kV	13,13
Sbs0049	Sbs BAJO ANCHICAYA - TABOR (BVENTURA) 1 115 kV	BL1 TABOR (BVENTURA) A BAJO ANCHICAYA 115 kV	13,13
Sbs1847	Sbs BOLIVAR - VILLA ESTRELLA 1 66 kV	BL1 BOLIVAR A VILLA ESTRELLA 66 kV	10,39
Sbs0848	Sbs CALIMA 115 kV	BAHIA ACOPLA 1 CALIMA 115 kV	8,94
Sbs0848	Sbs CALIMA 115 kV	BARRA CALIMA 115 kV	8,94
Sbs0805	Sbs IBAGUE 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	BT1 IBAGUE (MIROLINDO) 150 MVA 115 kV	8,32
Sbs0308	Sbs MARIQUITA - SAN FELIPE 1 115 kV	SAN FELIPE - MARIQUITA 1 115 kV	7
Sbs0140	Sbs CERRITO - SANTA BARBARA (PALMIRA) 1 115 kV	BL1 SANTA BARBARA (PALMIRA) A CERRITO 115 kV	6,73
Sbs0140	Sbs CERRITO - SANTA BARBARA (PALMIRA) 1 115 kV	BL1 CERRITO A SANTA BARBARA (PALMIRA) 115 kV	6,73
Sbs0140	Sbs CERRITO - SANTA BARBARA (PALMIRA) 1 115 kV	CERRITO - SANTA BARBARA (PALMIRA) 1 115 kV	6,73
Sbs0125	Sbs CARTAGO - ZARZAL 1 115 kV	BL1 ZARZAL A CARTAGO 115 kV	5,72
Sbs0125	Sbs CARTAGO - ZARZAL 1 115 kV	BL1 CARTAGO A ZARZAL 115 kV	5,72
Sbs0125	Sbs CARTAGO - ZARZAL 1 115 kV	CARTAGO - ZARZAL 1 115 kV	5,72
Sbs0866	Sbs FLANDES 1 115 kV	BAHIA ACOPLA 1 FLANDES 115 kV	5,68
Sbs0866	Sbs FLANDES 1 115 kV	BARRA FLANDES 115 kV	5,68
Sbs0332	Sbs NATAGAIMA - TULUNI 1 115 kV	BL1 NATAGAIMA A TULUNI 115 kV	4,59
Sbs0332	Sbs NATAGAIMA - TULUNI 1 115 kV	NATAGAIMA - TULUNI 1 115 kV	4,59
Sbs0347	Sbs PAILON - TABOR (BVENTURA) 1 115 kV	BL1 TABOR (BVENTURA) A PAILON 115 kV	4,07

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0347	Sbs PAILON - TABOR (BVENTURA) 1 115 kV	BL1 PAILON A TABOR (BVENTURA) 115 kV	4,07
Sbs0347	Sbs PAILON - TABOR (BVENTURA) 1 115 kV	TABOR (BVENTURA) - PAILON 1 115 kV	4,07
Sbs1636	Sbs BRISAS 115 kV	BAHIA TRANSFERENCIA 1 BRISAS 115 kV	3,85
Sbs1636	Sbs BRISAS 115 kV	BARRA BRISAS 115 kV	3,85
Sbs0251	Sbs GUACHAL - SAN MARCOS (VALLE) 2 115 kV	BL2 SAN MARCOS (VALLE) A GUACHAL 115 kV	2,41
Sbs0251	Sbs GUACHAL - SAN MARCOS (VALLE) 2 115 kV	BL2 GUACHAL A SAN MARCOS (VALLE) 115 kV	2,41
Sbs0251	Sbs GUACHAL - SAN MARCOS (VALLE) 2 115 kV	SAN MARCOS (VALLE) - GUACHAL 2 115 kV	2,41
Sbs0853	Sbs GUACHAL 115 kV	BAHIA ACOPLA 1 GUACHAL 115 kV	1,99
Sbs0853	Sbs GUACHAL 115 kV	BARRA GUACHAL 115 kV	1,99
Sbs0408	Sbs TULUA - ZARZAL 2 115 kV	BL2 ZARZAL A TULUA 115 kV	1,98
Sbs0408	Sbs TULUA - ZARZAL 2 115 kV	BL2 TULUA A ZARZAL 115 kV	1,98
Sbs0408	Sbs TULUA - ZARZAL 2 115 kV	TULUA - ZARZAL 2 115 kV	1,98
Sbs1755	Sbs CUESTECITAS 7 40 MVA 220/110/13.2 kV	BT CUESTECITAS 7 40 MVA 220 kV	0,77
Sbs1755	Sbs CUESTECITAS 7 40 MVA 220/110/13.2 kV	BT CUESTECITAS 7 40 MVA 110 kV	0,77
Sbs1755	Sbs CUESTECITAS 7 40 MVA 220/110/13.2 kV	CUESTECITAS 7 40 MVA 220/110/13.2 kV	0,77
Sbs0270	Sbs JUANCHITO (EPSA) - JUANCHITO 2 115 kV	BL2 JUANCHITO (EPSA) A JUANCHITO 115 kV	0,12
Sbs0270	Sbs JUANCHITO (EPSA) - JUANCHITO 2 115 kV	BL2 JUANCHITO A JUANCHITO (EPSA) 115 kV	0,12
Sbs0849	Sbs CARTAGO 115 kV	BAHIA ACOPLA 1 CARTAGO 115 kV	0,12
Sbs0849	Sbs CARTAGO 115 kV	BARRA CARTAGO 115 kV	0,12

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 4 - HC por activos en el STR para Air-e – 2021

Tabla 18 HC por activos en el STR para Air-e en el año 2021.

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0138	Sbs CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV	BL1 OASIS A CENTRO (BARRANQUILLA) 110 kV	1480,68
Sbs0138	Sbs CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV	BL1 CENTRO (BARRANQUILLA) A OASIS 110 kV	1480,68
Sbs0138	Sbs CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV	CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV	1480,68
Sbs0241	Sbs FUNDACION - RIO CORDOBA 1 110 kV	BL1 RIO CORDOBA A FUNDACION 110 kV	170,91
Sbs0241	Sbs FUNDACION - RIO CORDOBA 1 110 kV	FUNDACION - RIO CORDOBA 1 110 kV	170,91
Sbs1909	Sbs CARACOLI - SILENCIO 2 110 kV	BL2 SILENCIO A CARACOLI 110 kV	127,22
Sbs1909	Sbs CARACOLI - SILENCIO 2 110 kV	CARACOLI - SILENCIO 2 110 kV	127,22
Sbs1908	Sbs CARACOLI - SILENCIO 1 110 kV	BL1 SILENCIO A CARACOLI 110 kV	115,34
Sbs1908	Sbs CARACOLI - SILENCIO 1 110 kV	CARACOLI - SILENCIO 1 110 kV	115,34
Sbs1895	Sbs CARACOLI - MALAMBO 2 110 kV	BL2 MALAMBO A CARACOLI 110 kV	80,65
Sbs1895	Sbs CARACOLI - MALAMBO 2 110 kV	CARACOLI - MALAMBO 2 110 kV	80,65
Sbs0206	Sbs EL RIO - OASIS 1 110 kV	BL1 OASIS A EL RIO 110 kV	76,15
Sbs0206	Sbs EL RIO - OASIS 1 110 kV	BL1 EL RIO A OASIS 110 kV	76,15
Sbs0206	Sbs EL RIO - OASIS 1 110 kV	EL RIO - OASIS 1 110 kV	76,15
Sbs0397	Sbs TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV	BL1 UNION (ATLANTICO) A TEBSA 110 kV	68,19
Sbs0397	Sbs TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV	TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV	68,19
Sbs0340	Sbs OASIS - TERMOFLORES 1 110 kV	BL1 OASIS A TERMOFLORES 110 kV	46,57
Sbs0340	Sbs OASIS - TERMOFLORES 1 110 kV	TERMOFLORES - OASIS 1 110 kV	46,57
Sbs0243	Sbs GAIRA - SANTA MARTA 1 110 kV	BL1 GAIRA A SANTA MARTA 110 kV	42,14
Sbs0243	Sbs GAIRA - SANTA MARTA 1 110 kV	GAIRA - SANTA MARTA 1 110 kV	42,14
Sbs0190	Sbs CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV	BL1 MAICAO A CUESTECITAS 110 kV	28,2
Sbs0190	Sbs CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV	CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV	28,2
Sbs0191	Sbs CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV	BL1 RIOHACHA A CUESTECITAS 110 kV	19,31
Sbs0191	Sbs CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV	CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV	19,31
Sbs0372	Sbs SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV	BL1 SALAMINA (MAGDALENA) A SABANALARGA 110 kV	15,39
Sbs0372	Sbs SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV	SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV	15,39
Sbs0398	Sbs TEBSA - VEINTE DE JULIO 1 110 kV	BL1 VEINTE DE JULIO A TEBSA 110 kV	7,37
Sbs0398	Sbs TEBSA - VEINTE DE JULIO 1 110 kV	TEBSA - VEINTE DE JULIO 1 110 kV	7,37
Sbs0207	Sbs EL RIO - TEBSA 1 110 kV	BL1 EL RIO A TEBSA 110 kV	3,87
Sbs0207	Sbs EL RIO - TEBSA 1 110 kV	TEBSA - EL RIO 1 110 kV	3,87
Sbs0159	Sbs CIENAGA - RIO CORDOBA 1 110 kV	BL1 RIO CORDOBA A CIENAGA 110 kV	1,89
Sbs0159	Sbs CIENAGA - RIO CORDOBA 1 110 kV	BL1 CIENAGA A RIO CORDOBA 110 kV	1,89
Sbs0159	Sbs CIENAGA - RIO CORDOBA 1 110 kV	RIO CORDOBA - CIENAGA 1 110 kV	1,89
Sbs0242	Sbs GAIRA - PUERTO NUEVO - RIO CORDOBA 1 110 kV	BL1 RIO CORDOBA A TPUERTO NUEVO 110 kV	0,99
Sbs0242	Sbs GAIRA - PUERTO NUEVO - RIO CORDOBA 1 110 kV	GAIRA - TPUERTO NUEVO 1 110 kV	0,99
Sbs0242	Sbs GAIRA - PUERTO NUEVO - RIO CORDOBA 1 110 kV	BL1 GAIRA A TPUERTO NUEVO 110 kV	0,99
Sbs0242	Sbs GAIRA - PUERTO NUEVO - RIO CORDOBA 1 110 kV	RIO CORDOBA - TPUERTO NUEVO 1 110 kV	0,99

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 5 - HC por activos en el STR para Afinia – 2021

Tabla 19 HC por activos en el STR para Afinia en el año 2021.

Código Subsistema	Subsistema	Activo	HC
Sbs0302	Sbs MAMONAL - PROELECTRICA 1 66 kV	BL1 MAMONAL A PROELECTRICA 66 kV	171,51
Sbs0302	Sbs MAMONAL - PROELECTRICA 1 66 kV	PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV	171,51
Sbs0123	Sbs CARTAGENA - PROELECTRICA 2 66 kV	CARTAGENA - PROELECTRICA 2 66 kV	164,75
Sbs1889	Sbs CERETE - CHINU 1 110 kV	CERETE - CHINU 1 110 kV	138,15
Sbs0092	Sbs BOSQUE - TERNERA 1 66 kV	BL1 BOSQUE A TERNERA 66 kV	114,81
Sbs0092	Sbs BOSQUE - TERNERA 1 66 kV	TERNERA - BOSQUE 1 66 kV	95,18
Sbs0122	Sbs CARTAGENA - PROELECTRICA 1 66 kV	CARTAGENA - PROELECTRICA 1 66 kV	91,78
Sbs0370	Sbs RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV	BL1 TIERRA ALTA A RIO SINU 110 kV	90,33
Sbs0370	Sbs RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV	BL1 RIO SINU A TIERRA ALTA 110 kV	90,33
Sbs0244	Sbs GAMBOTE - TERNERA 1 66 kV	BL1 GAMBOTE A TERNERA 66 kV	90
Sbs0244	Sbs GAMBOTE - TERNERA 1 66 kV	TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV	90
Sbs0361	Sbs MEMBRILLAL - PROELECTRICA 1 66 kV	BL1 MEMBRILLAL A PROELECTRICA 66 kV	76,35
Sbs0361	Sbs MEMBRILLAL - PROELECTRICA 1 66 kV	MEMBRILLAL - PROELECTRICA 1 66 kV	76,35
Sbs0399	Sbs TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 kV	BL1 TOLUVIEJO A TERNERA 110 kV	59,85
Sbs0399	Sbs TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 kV	TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 kV	59,85
Sbs0083	Sbs BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV	BL1 BOSQUE A BOCAGRANDE 66 kV	57,34
Sbs0083	Sbs BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV	BL1 BOCAGRANDE A BOSQUE 66 kV	57,34
Sbs0370	Sbs RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV	RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV	56,86
Sbs0205	Sbs EL COPEY - EL PASO 1 110 kV	BL1 EL PASO A EL COPEY 110 kV	56,12
Sbs0205	Sbs EL COPEY - EL PASO 1 110 kV	EL PASO - EL COPEY 1 110 kV	56,12
Sbs0188	Sbs COSPIQUE - TERNERA 1 66 kV	BL1 COSPIQUE A TERNERA 66 kV	50,05
Sbs0188	Sbs COSPIQUE - TERNERA 1 66 kV	TERNERA - COSPIQUE 1 66 kV	50,05
Sbs0083	Sbs BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV	BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV	42,81
Sbs0303	Sbs MAMONAL - TERNERA 1 66 kV	BL1 MAMONAL A TERNERA 66 kV	38,03
Sbs0303	Sbs MAMONAL - TERNERA 1 66 kV	TERNERA - MAMONAL 1 66 kV	38,03
Sbs0370	Sbs RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV	RIO SINU - TIERRALTA 1 110 kV	33,47
Sbs0084	Sbs BOCAGRANDE - CARTAGENA 1 66 kV	BL1 BOCAGRANDE A CARTAGENA 66 kV	28,28
Sbs0084	Sbs BOCAGRANDE - CARTAGENA 1 66 kV	BOCAGRANDE - CARTAGENA 1 66 kV	28,28
Sbs0400	Sbs TERNERA - VILLA ESTRELLA 1 66 kV	TERNERA - VILLA ESTRELLA 1 66 kV	27,06
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	CALAMAR -TCALAMAR 1 66 kV	21,47
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	BL1 CALAMAR A TCALAMAR 1 66 kV	21,47
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV	21,47
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	BL1 GAMBOTE A TCALAMAR 66 kV	21,47
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	GAMBOTE - TCALAMAR 1 66 kV	21,47
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	BL1 EL CARMEN A TSAN JACINTO 66 kV	21,47
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	SAN JACINTO - TSAN JACINTO 1 66 kV	21,47
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	BL1 SAN JACINTO A TSAN JACINTO 1 66 kV	21,47
Sbs0202	Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV	TCALAMAR - TSAN JACINTO 1 66 kV	21,47
Sbs0092	Sbs BOSQUE - TERNERA 1 66 kV	TERNERA - EL BOSQUE 1 66 kV	19,63
Sbs0083	Sbs BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV	BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV	14,53
Sbs1847	Sbs BOLIVAR - VILLA ESTRELLA 1 66 kV	BOLIVAR - VILLAESTRELLA 1 66 kV	10,39
Sbs1750	Sbs MONTERIA CONDENSADOR PARALELO 01 20 MVAR	MONTERIA BAHIA CONDENSADOR PARALELO 01 20 MVAR 110 kV	10,12
Sbs1750	Sbs MONTERIA CONDENSADOR PARALELO 01 20 MVAR	MONTERIA CONDENSADOR PARALELO 01 20 MVAR 110 kV	10,12
Sbs0298	Sbs MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV	BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV	9,16
Sbs0298	Sbs MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV	BL1 MAGANGUE A MOMPOX 110 kV	9,16
Sbs0298	Sbs MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV	MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV	9,16
Sbs1749	Sbs EL CARMEN CONDENSADOR PARALELO 01 7.5 MVAR	EL CARMEN BAHIA CONDENSADOR PARALELO 01 7.5 MVAR 66 kV	4,22
Sbs1749	Sbs EL CARMEN CONDENSADOR PARALELO 01 7.5 MVAR	EL CARMEN CONDENSADOR PARALELO 01 7.5 MVAR 66 kV	4,22
Sbs1752	Sbs EL BANCO CONDENSADOR PARALELO 02 6 MVAR	EL BANCO BAHIA CONDENSADOR PARALELO 02 6 MVAR 110 kV	3,3
Sbs1752	Sbs EL BANCO CONDENSADOR PARALELO 02 6 MVAR	EL BANCO CONDENSADOR PARALELO 02 6 MVAR 110 kV	3,3
Sbs0171	Sbs CODAZZI (CESAR) - VALLEDUPAR 1 110 kV	BL1 CODAZZI (CESAR) A VALLEDUPAR 110 kV	3,24
Sbs0171	Sbs CODAZZI (CESAR) - VALLEDUPAR 1 110 kV	VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV	3,24

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 6 - HC por activos en el STN para ISA INTERCOLOMBIA – 2021

Tabla 20 HC por activos en el STN para ISA INTERCOLOMBIA en el año 2021.

Ítem	Activo	HC
1	CHINU COMPENSADOR ESTÁTICO SVC	1825,63
2	BAHIA ACOPLA 2 ESMERALDA 230 kV	739,94
3	BT MONTERIA 1 100 MVA 230 kV	162,05
4	BAHIA TRANSFERENCIA 1 JAMONDINO 230 kV	160,68
5	CHINU BAHIA COMPENSADOR ESTÁTICO SVC 500 kV	138,49
6	BT MONTERIA 2 100 MVA 230 kV	136,7
7	LA VIRGINIA CAMPO M040 230 kV	133,68
8	BL2 SOCHAGOTA A CHIVOR 230 kV	119,67
9	BL1 MONTERIA A URABA 230 kV	112,75
10	SABANALARGA A CHINU REACTOR LINEA 02 84 MVAR 500 kV	108,09
11	PRIMAVERA 1 450 MVA 500/220/34,5 kV	90,88
12	BL1 ESMERALDA A LA HERMOSA 230 kV	79,78
13	CERROMATOSO A CHINU REACTOR LINEA 01 60 MVAR 500 kV	74,16
14	CHINU REACTOR TERCIARIO 01 35 MVAR 34,5 kV	73,08
15	BL1 LA VIRGINIA A ESMERALDA 230 kV	69,56
16	BL2 ANTIOQUIA A CERROMATOSO 500 kV	68,17
17	BT LA VIRGINIA 2 450 MVA 230 kV	65,5
18	SAN MARCOS CAMPO M090 230 kV	65,22
19	SOGAMOSO BAHIA REACTOR BARRA 500 kV 84 MVAR	47,61
20	BL1 PORCE III A CERROMATOSO 500 kV	44,71
21	SAN MARCOS CONDENSADOR PARALELO BANCO 01 72 MVAR 230 kV	42,69
22	BAHIA TRANSFERENCIA 1 CERROMATOSO 230 kV	42,23
23	BT SOGAMOSO 1 450 MVA 500 kV	41,58
24	BL1 PURNIO A NOROESTE 230 kV	39,71
25	LA VIRGINIA A SAN MARCOS REACTOR LINEA 01 60 MVAR 500 kV	37,9
26	JAMONDINO CONDENSADOR PARALELO 01 81,7 MVAR 230 kV	33,8
27	BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV	32,72
28	SOGAMOSO CAMPO M030 500 kV	32,48
29	BETANIA - SAN BERNARDINO 2 230 kV	31,14
30	BAHIA TRANSFERENCIA 1 SAN BERNARDINO 230 kV	30,2
31	BT CHINU 1 150 MVA 500 kV	26,8
32	SABANALARGA CAMPO M030 500 kV	25,47
33	SOGAMOSO CAMPO M010 500 kV	24,78
34	SOGAMOSO CAMPO M020 500 kV	24,03
35	MONTERIA CAMPO M020 230 kV	24
36	MODULO CHIVOR DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	22,45
37	BT SOGAMOSO 2 450 MVA 500 kV	21,73
38	BL2 SAN CARLOS A PURNIO 230 kV	21,36
39	LA VIRGINIA CAMPO M080 230 kV	19,12
40	BL1 SAN MATEO (CUCUTA) A TASAJERO 230 kV	18,67
41	CERROMATOSO REACTOR TERCIARIO 02 35 MVAR 34,5 kV	18,15
42	BL1 SAMORE A BANADIA 230 kV	18
43	SABANALARGA A CHINU REACTOR LINEA 01 84 MVAR 500 kV	18
44	BL1 SOGAMOSO A OCAÑA 500 kV	16,58
45	BL1 SOGAMOSO A PRIMAVERA 500 kV	16,51
46	CHINU A CERROMATOSO REACTOR LINEA 1 60 MVAR 500 kV	16,43
47	MODULO CERROMATOSO DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	16,19
48	SABANALARGA CAMPO M010 500 kV	15,79
49	BL1 SABANALARGA A CHINU 500 kV	13,86
50	BL2 CARTAGO A LA VIRGINIA 230 kV	13,18
51	BL1 LA MESA A NOROESTE 230 kV	13
52	BL2 CERROMATOSO A URRÁ 230 kV	12,97
53	JAMONDINO - SAN BERNARDINO 1 230 kV	12,33
54	MODULO LA ENEA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	12,03
55	BL1 PORCE III A SAN CARLOS 500 kV	11,14
56	BL2 LA MESA A IBAGUE 230 kV	10,7

Ítem	Activo	HC
57	BAHIA TRANSFERENCIA 1 LA ENEA 230 kV	10,66
58	BAHIA ACOPLA 1 PAEZ 230 kV	9,8
59	ALFEREZ (EEB) - SAN BERNARDINO 1 230 kV	9,71
60	CARTAGO - SAN MARCOS 1 230 kV	9,59
61	CARTAGO - SAN MARCOS 2 230 kV	9,32
62	SAN FELIPE - LA MESA 1 230 kV	9,28
63	BOLIVAR - SABANALARGA 2 220 kV	9,13
64	SAN CARLOS REACTOR TERCARIO 4 BANCO 04 50 MVAR 34,5 kV	8,51
65	PORCE III CAMPO M010 500 kV	8,31
66	BAHIA SECCIONAMIENTO 1 CHIVOR 230 kV	8,26
67	BL1 OCAÑA A SOGAMOSO 500 kV	8,18
68	BANADIA - SAMORE 1 230 kV	8,15
69	JAMONDINO - SAN BERNARDINO 2 230 kV	8,07
70	SAN CARLOS CAMPO M010 500 kV	7,77
71	JAMONDINO REACTOR DE BARRA 01 12,5 MVAR 230 kV	7,72
72	CHIVOR - SOCHAGOTA 2 230 kV	7,2
73	ALFEREZ - SAN BERNARDINO 1 230 kV	7,15
74	SOGAMOSO BAHIA REACTOR BARRA 230 KV 42 MVAR	7,11
75	LA MESA - SAN FELIPE 2 230 kV	7,07
76	BACATA A PRIMAVERA BAHIA REACTOR 60 MVAR 500 kV	7,05
77	MODULO COMUNEROS DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	5,87
78	CHINU CAMPO M030 500 kV	5,36
79	BL2 URRRA A CERROMATOSO 230 kV	4,58
80	CERROMATOSO A PRIMAVERA REACTOR LINEA 84 MVAR 500 kV	4,58
81	BL2 SABANALARGA A CHINU 500 kV	4,34
82	BL1 ESMERALDA (ISA) A ANCON SUR (ISA) 230 kV	4,28
83	SAN MARCOS REACTOR TERCARIO 1 BANCO 02 50 MVAR 34,5 kV	4,25
84	BT SABANALARGA 1 450 MVA 500 kV	4,18
85	LA VIRGINIA REACTOR TERCARIO 2 BANCO 02 50 MVAR 34,5 kV	3,96
86	COMUNEROS CAMPO M020 230 kV	3,5
87	BL1 URRRA A CERROMATOSO 230 kV	3,44
88	SAN CARLOS - ESMERALDA 1 230 kV	3,36
89	BT CHINU 2 150 MVA 500 kV	3,04
90	IBAGUE - TULUNI 1 230 kV	2,95
91	BL1 CERROMATOSO A PORCE III 500 kV	2,88
92	PAEZ - SAN BERNARDINO 1 230 kV	2,76
93	OCAÑA REACTOR TERCARIO 01 9 MVAR 13,8 kV	2,76
94	SABANALARGA 1 450 MVA 500/220/34,5 kV	2,72
95	CERROMATOSO A CHINU REACTOR LINEA 02 60 MVAR 500 kV	2,64
96	BL1 PANAMERICANA A TULCAN 138 kV	2,33
97	BT SAN CARLOS 4 450 MVA 500 kV	1,94
98	CERROMATOSO CAMPO M030 500 kV	1,75
99	BL2 LA REFORMA A GUAVIO 230 kV	1,55
100	BL1 SAN MATEO (CUCUTA) A BELEN (CUCUTA) 230 kV	1,4
101	BL2 SOCHAGOTA A SAN ANTONIO 230 kV	1,27
102	BL1 SAN MARCOS A LA VIRGINIA 500 kV	1,09
103	CHINU A SABANALARGA REACTOR LINEA 02 84 MVAR 500 kV	1,08
104	STATCOM BACATA	0,98
105	MODULO ESMERALDA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	0,78
106	SABANALARGA CAMPO M020 500 kV	0,77
107	CHINU CAMPO M040 500 kV	0,67
108	CHINU A CERROMATOSO BAHIA REACTOR LINEA 01 60 MVAR 500 kV	0,61
109	CUESTECITAS CONDENSADOR PARALELO BANCO 01 40,7 MVAR 230 kV	0,55
110	GUAVIO - TORCA 2 230 kV	0,5
111	PORCE III A CERROMATOSO REACTOR DE LINEA 84 MVAR 500 kV	0,5
112	CHINU CAMPO M010 500 kV	0,47
113	BETANIA - IBAGUE 1 230 kV	0,33
114	BL1 CHINU A CERROMATOSO 500 kV	0,27
115	BL1 URRRA A URABA 230 kV	0,14
116	MODULO LA SIERRA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	0,11

Ítem	Activo	HC
117	BANADIA BAHIA REACTOR DE BARRA 01 12,5 MVAR 230 kV	0,01
Total general		5.402,66

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 7 - HC por activos en el STN para TRANSELCA – 2021

Tabla 21 HC por activos en el STN para TRANSELCA en el año 2021.

Ítem	Activo	HC
1	BA1 TERMOFLORES 220 kV	1.036,92
2	TEBSA CAMPO 8400 220 KV	715,19
3	CARACOLI - TERMOFLORES 1 220 kV	651,27
4	TERMOCOL CAMPO M050 220 KV	246,12
5	BT SANTA MARTA 2 100 MVA 220 kV	46,87
6	BL1 TERMOFLORES A CARACOLI 220 KV	41,89
7	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8530 220 KV	29,59
8	BL1 CARACOLI A TERMOFLORES 220 KV	27,31
9	CARTAGENA CAMPO 8130 220 KV	24,89
10	FUNDACION CONDENSADOR PARALELO 02 2x20 MVAR 220 kV	18,65
11	BARRA TERMOFLORES 220 KV	17,19
12	BT SABANALARGA 1 450 MVA 220 kV	14,5
13	SABANALARGA CAMPO 8030 220 KV	12,09
14	BL3 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	11,3
15	BT SABANALARGA 1 90 MVA 220 kV	8,22
16	BL2 CARTAGENA A TERMOCANDELARIA 220 kV	7,63
17	BL3 SABANALARGA A TEBSA 220 kV	7,61
18	BL2 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV	7,53
19	BARRA NUEVA BARRANQUILLA 220 KV	7,5
20	BL1 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	5,81
21	BL3 SABANALARGA A FUNDACION 220 kV	5,51
22	BL2 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES 220 KV	4,85
23	SABANALARGA CAMPO 8130 220 KV	4,59
24	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A TERMOFLORES 220 KV	3,98
25	BL1 TERMOFLORES A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	3,94
26	NUEVA BARRANQUILLA CAMPO 8430 220 KV	3,6
27	CARTAGENA CAMPO 8330 220 KV	3,35
28	SABANALARGA CAMPO 8530 220 KV	3,25
29	GUAJIRA CAMPO 8130 220 KV	3,1
30	BL2 TEBSA A SABANALARGA 220 kV	2,79
31	BL2 TERMOFLORES A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	2,75
32	TERMOFLORES - NUEVA BARRANQUILLA 1 220 kV	2,71
33	EL BOSQUE - TERNERA 1 220 kV	2,67
34	CARTAGENA CAMPO 8230 220 KV	2,57
35	BL1 NUEVA BARRANQUILLA A CARACOLI 220 kV	2,2
36	BL3 NUEVA BARRANQUILLA A SABANALARGA 220 kV	1,97
37	BL2 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	1,33
38	BT VALLEDUPAR 2 100 MVA 220 kV	1,32
39	FUNDACION CONDENSADOR PARALELO 01 39,5 MVAR 220 kV	1,18
40	BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV	0,8
41	BL1 SABANALARGA A NUEVA BARRANQUILLA 220 kV	0,75
42	BL2 SANTA MARTA A GUAJIRA 220 kV	0,71
Total general		2.998

Fuente: XM S.A. ESP.

Anexo 8 - HC por activos en el STN para GEB – 2021

Tabla 22 HC por activos en el STN para GEB en el año 2021.

ítem	Activo	HC
1	NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV	1.118,61
2	MODULO BETANIA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	532,12
3	RENACER REACTOR DE BARRA 2 25 MVAR 230 kV	109,03
4	BL2 RIO CORDOBA A FUNDACION 220 KV	66,62
5	BCP1 CONDENSADOR PARALELO NOROESTE 115 kV	27,8
6	TUNAL CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV	25,97
7	RENACER BAHIA REACTOR BARRA 1 25 MVAR 230 kV	15,17
8	BL1 GUAVIO A SURIA (DELSUR) 230 kV	5,98
9	BL2 GUAVIO A CIRCO 230 kV	1,68
Total general		1.902,98

Fuente: XM S.A. ESP.