

Análisis de Criticidad y Optimización del Plan de Mantenimiento Preventivo de los Activos de las Subestaciones Eléctricas Nivel de Tensión 5 y 4 de la Empresa de Energía de Boyacá

Oscar Giovanni Agudelo Acero

Juan Carlos Macías Espíndola

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Directora

Angélica Romero Gómez

Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Bucaramanga

2022

Agradecimientos

Gracias a Dios.

Gracias a nuestras familias, por brindar su apoyo incondicional y a la ingeniera Angelica Romero por su tiempo, orientación y respaldo.

A nuestros maestros que compartieron su conocimiento y experiencia.

Juan Carlos y Oscar

Tabla de Contenido

Introducción	14
1. Objetivos.....	16
1.1. Objetivo General	16
1.2. Objetivos Específicos.....	16
2. Materiales y Métodos	18
2.1. Mantenimiento Basado en Riesgo.....	18
2.2. Análisis de Riesgos	19
2.2.1. Probabilidad de Ocurrencia.....	19
2.2.2. Magnitud del Impacto	19
2.2.3. Mapa de Riesgos.....	20
2.3. Inventario de Activos de las Subestaciones Eléctricas de Nivel de Tensión 5 y 4 de EBSA 22	
2.3.1. Nivel Taxonómico 1- Industria y Negocio	25
2.3.2. Nivel Taxonómico 2- Zona de Negocio.....	26
2.3.3. Nivel Taxonómico 3- Instalación.....	26
2.3.4. Nivel Taxonómico 4- Denominación de Instalación y Nivel de Tensión.....	26
2.3.5. Nivel 5- Código del Unifilar o de la instalación	26
2.4. Identificación del Contexto Operacional de las Subestaciones Eléctricas bajo estudio	27

ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y OPTIMIZACIÓN

	4
2.5. Clasificación de Activos por su Nivel de Criticidad	28
2.6. Optimización del Mantenimiento Planeado	37
2.6.1. Recopilación de Tareas de Mantenimiento	38
2.6.2. Análisis de modos de falla y sus efectos	41
2.6.3. Revisión de los modos de falla	43
2.6.4. Definición u optimización de Tareas de mantenimiento	44
2.7. Propuesta del Plan de Mantenimiento Optimizado	45
2.9. Verificación de Optimización del Plan de Mantenimiento Propuesto	49
3. Conclusiones	53
Referencias Bibliográficas	56
Apéndices	58

Lista de Tablas

Tabla 1. Criterios para Evaluar Probabilidad.....	20
Tabla 2. Mapa de Riesgos.....	21
Tabla 3. Subestaciones Eléctricas de Nivel de Tensión 5 y 4.....	23
Tabla 4. Factores de Consecuencia.....	31
Tabla 5. Ejemplo Definición de Función Principal y Secundaria Activos Subestación Paipa	35
Tabla 6. Ejemplo Definición de Falla Funcional, Modo y Consecuencia	42
Tabla 7. Resumen por Subestación Eléctrica de las Tareas de Mantenimiento del Plan Optimizado.....	46

Lista de Figuras

Figura 1. Riesgos Presentes en el Análisis de Criticidad.....	22
Figura 2. Flujograma de Proceso Taxonómico.....	24
Figura 3. Jerarquía Propuesta por el Standard ISO 14224:2016.....	25
Figura 4. Diagrama de Flujo Proceso de Clasificación de Consecuencias.....	29
Figura 5. Clasificación de Activos por Criticidad.....	37
Figura 6. Pasos de la Metodología PMO.....	38
Figura 7. Categorías de Mantenimiento.....	39
Figura 8. Ejemplo Recopilación de Tareas de Mantenimiento.....	40
Figura 9. Clasificación por nivel de criticidad de criticidad de los activos de Tareas PMA Vs PMO	47
Figura 10. Tipo de Tarea PMA.....	47
Figura 11. Tipo de Tareas del PMO.....	48
Figura 12. Resultados del PMO.....	49
Figura 13. Optimización de Tareas PMA vs PMO.....	50
Figura 14. Indisponibilidad del Activo PMA Vs PMO.....	51
Figura 15. Costos de Tareas Actuales Vs Tareas Optimizadas.....	52

Lista de Apéndices

Apéndice A. Taxonomía de SE de Niveles de Tensión 5 y 4	58
Apéndice B. Contexto Operacional SE.....	65
Apéndice C. Análisis de Criticidad SE Nivel de Tensión 5 y 4	84
Apéndice D. Optimización Planes de Mantenimiento	96

Glosario

Ciclo de vida: etapas por las que pasa un elemento, desde su creación/incorporación hasta su eliminación/desincorporación. (BSI Standards Publication, 2010)

Riesgo: combinación de la probabilidad de ocurrencia de un evento y las consecuencias generadas por la materialización de este.

Gestión de riesgos: metodología sistemática utilizada para identificar y evaluar los riesgos de una actividad a partir del contexto de esta, para posteriormente determinar acciones de mitigación, evaluando la forma más eficiente de minimizar el impacto para la organización.

Falla, causa o insuficiencia: pérdida de la capacidad de un elemento para realizar las funciones que se espera lleve a cabo de acuerdo con sus especificaciones de diseño. (BSI Standards Publication, 2010)

Control: acción implementada con el objetivo de gestionar el riesgo, ya sea minimizando la probabilidad de ocurrencia de un evento o mitigando las consecuencias que ocasionarían la materialización de este.

Apetito de riesgo: nivel y tipo de riesgo que una organización está dispuesta a aceptar con el fin de lograr sus metas y objetivos.

Tolerancia al riesgo: capacidad que tiene una organización para resistir cierto nivel de riesgo.

Actividad de mantenimiento: procedimiento aplicado a un activo para mantener o reparar su función principal.

Activo: son recursos como maquinaria, propiedades, vehículos y otros elementos que tienen un valor para una organización.

Características técnicas: información de diseño, mantenibilidad y fabricación de un activo.

Clase de equipos: clasificación o agrupación de activos de características similares (Ej: todos los transformadores).

Condición: estado del activo con respecto a la capacidad de ejecutar su función principal.

Contexto operacional: ambiente y circunstancias externas e internas bajo las cuales se desempeña un activo dentro de la organización.

Datos de equipos: parámetros técnicos, operacionales y medioambientales del activo.

Taxonomía de activos: clasificación sistemática de ítems dentro de grupos genéricos, que ubican de manera jerárquica un ítem o activo dentro de un proceso productivo (ISO14224:2016)

Búsqueda de fallas: tipo de tarea de mantenimiento preventivo que implica pruebas funcionales que se ejecutan de forma periódica para localizar una posible falla oculta.

Causa de falla: conjunto de condiciones que conducen a una falla.

Componente mantenible: parte o conjunto de partes de un equipo (activo) que son sujeto de mantenimiento como un todo (ISO14224:2016)

Consecuencias ambientales: un modo de falla tiene consecuencias ambientales cuando al materializarse puede afectar de forma negativa aspectos relacionados con el medio ambiente como el suelo, agua, aire, fauna, flora, etc.

Consecuencias de falla: efectos que puede producir la materialización de un modo de falla o falla múltiple.

Consecuencias en la seguridad: un modo de falla tiene consecuencias en la seguridad cuando su materialización puede afectar de forma negativa los aspectos relacionados con la seguridad y pueden dañar o acabar con la vida de un ser humano.

Consecuencias no operacionales: una categoría de consecuencias que no afecta de forma negativa la seguridad, el ambiente y las operaciones, ej.: reputación.

Consecuencias operacionales: efectos de la falla que impactan negativamente la capacidad operacional de un activo o sistema.

Falla evidente: modo de falla que presenta efectos evidentes en condiciones operacionales normales. (ISO14224:2016)

Falla funcional: estado en el que un activo o sistema no está disponible para ejecutar una función determinada con la eficiencia requerida por el sistema. (ISO14224:2016)

Falla oculta: modo de falla que tiene como característica un efecto no visible en circunstancias operacionales normales. (SAE JA1012:2002)

FMEA: metodología utilizada para el análisis de modos y efectos de falla.

Función: características del activo que el usuario espera ejecute dentro de unos parámetros establecidos de diseño, montaje y operación.

Inspección: Tipo de tarea de mantenimiento en la cual se verifican características relevantes de un activo con el uso de técnicas de observación, comparación y medición.

Mantenimiento correctivo: categoría de mantenimiento, son las actividades ejecutadas después de una falla con el objetivo de reestablecer el desempeño de la función afectada.

Mantenimiento predictivo: Tipo de mantenimiento basado en el análisis y evaluación de características y parámetros de funcionamiento y operacionales del activo.

Mantenimiento preventivo: categoría de mantenimiento que se ejecuta a intervalos periódicos según los criterios que se establezcan para reducir la probabilidad de falla o el desgaste prematuro del activo y la pérdida de la función que este debe cumplir.

Modo de falla: evento que genera una falla funcional del activo o sistema de activos.

Plan de mantenimiento: Listado de actividades establecidas de forma periódica, que contiene alcance, tiempo, procedimiento de intervención y mitigación de riesgos para mantener el activo en condiciones óptimas de funcionamiento para el cual fue concebido.

Tarea Costo-Efectiva: Actividad que cuenta con factibilidad técnica y permite minimizar las consecuencias de un modo de falla a un costo óptimo de ejecución.

Resumen

Título: Análisis de Criticidad y Optimización del Plan de Mantenimiento Preventivo de los Activos de las Subestaciones Eléctricas Nivel de Tensión 5 y 4 de la Empresa de Energía de Boyacá*

Autor: Juan Carlos Macías Espíndola, Oscar Giovanni Agudelo Acero**

Palabras Clave: Gestión de Activos, ciclo de vida, estándar Norsok, norma ISO 55001, Gestión de Riesgo.

Descripción: La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.– EBSA, tiene a cargo la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica a los clientes en el departamento de Boyacá, dentro de sus actividades misionales se encuentran la transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, las cuales se realizan de acuerdo con el marco regulatorio aplicable. Uno de estos requerimientos regulatorios es la resolución la CREG 015 de 2018, que incluyó en el capítulo 6. Planes de Inversión, Numeral 6.3.3.4., las directrices para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001, que busca una óptima relación costo-beneficio de las inversiones requeridas en los activos durante su ciclo de vida y la eficiencia de estas vs la remuneración tarifaria a reconocer, con la premisa de prestar un servicio de alta calidad. Uno de los retos identificados en el diagnóstico de la gestión de activos de la compañía está relacionado con la actualización y alineación de los planes de mantenimiento de los diferentes activos productivos que pertenecen a la empresa. Tomando en cuenta lo expuesto se determina desarrollar un plan de mantenimiento optimizado basado en riesgos para los activos productivos de las subestaciones eléctricas nivel de tensión 5 y 4 de EBSA aplicando el estándar Norsok Z-008, el cual brinda los requisitos y directrices para establecer los lineamientos que permitan la optimización de programas de mantenimiento considerando los riesgos Financiero, Reputación, Operacional, Seguridad & Salud, Medio Ambiente, Riesgo Publico, Clientes. Dentro de los objetivos establecidos esta la reducción de un 20% de la indisponibilidad de activos críticos y muy críticos lo cual repercute en una mejora de los indicadores de calidad del servicio.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Directora: Angélica Ramírez Gómez. Especialista en Gerencia de Mantenimiento.

Abstract

Title: Criticality Analysis and Optimization of the Preventive Maintenance Plan of the Assets of the Electrical Substations Voltage Level 5 and 4 of the Boyacá Energy Company*

Author: Juan Carlos Macías Espíndola, Oscar Giovanni Agudelo Acero**

Key Words: Asset Management, life cycle, Norsok-Z008 standard, ISO 55001 standard, Risk Management

Description: Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.– EBSA, is in charge of providing the residential public utilities electricity to customers in the department of Boyacá, within its missionary activities are the transmission, distribution and commercialization of electricity which are carried out in accordance with the applicable regulatory framework. One of these regulatory requirements is the resolution CREG 015 of 2018, which included in chapter 6. Investment Plans, Numeral 6.3.3.4., the guidelines for the implementation and certification of an asset management system in accordance with the ISO 55001 standard, which seeks an optimal cost-benefit ratio of the investments required in the assets during their life cycle and their efficiency vs. the tariff remuneration to be recognized, with the premise of providing a high quality service. One of the challenges identified in the diagnosis of the company's asset management is related to updating and aligning the maintenance plans of the different productive assets that belong to the company. Based on the above, it is determined to develop an optimized maintenance plan based on risks for the productive assets of the voltage level 5 and 4 electrical substations of EBSA applying the Norsok Z-008 standard, which provides the requirements to establish the guidelines that allow optimization of maintenance programs considering Financial, Reputation, Operational, Safety & Health, Environment, Public Risk, Customer risks. Among the established objectives is the reduction of 20% of the unavailability of critical and very critical assets, which has an impact on an improvement in service quality indicators.

* Trabajo de grado.

**Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Directora: Angélica Ramírez Gómez. Especialista en Gerencia de Mantenimiento.

Introducción

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. – EBSA es la compañía encargada de la prestación del servicio domiciliario de energía eléctrica a 503.057 clientes, (EBSA, 2020) en el departamento de Boyacá. Así mismo, están a su cargo las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, las cuales realizan de acuerdo con el marco regulatorio aplicable.

La misión de EBSA es suministrar servicios de energía eléctrica con calidad e innovación, para generar progreso y calidad de vida a las partes interesadas, en equilibrio con la seguridad, lo ambiental y lo social (EBSA, 2020), para lo cual cuenta con una infraestructura compuesta por 32.450 km de redes eléctricas y 104 subestaciones eléctricas. (EBSA, 2020)

El 29 de enero de 2018, la Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG emitió la Resolución No. 015 de 2018, por medio de la cual determina la metodología para remunerar de la actividad de distribución de energía eléctrica para Sistema Interconectado Nacional, que aplica a las compañías que prestan este servicio. (Operadores de Red - OR) como EBSA y a todos los usuarios de este servicio.

Dentro de los requerimientos regulatorios establecidos en esta resolución la CREG incluyó en el capítulo 6. Planes de Inversión, Numeral 6.3.3.4. Sistema de Gestión de Activos del Anexo General de la Resolución, las directrices para implementar y certificar un sistema de gestión de activos según lo establecido en la norma ISO 55001, buscando con ello la óptima relación de las

inversiones requeridas durante el ciclo de vida de los activos y su eficiencia vs la remuneración tarifaria a reconocer, con la premisa de prestar un servicio de alta calidad.

A partir de lo anterior, en 2019 EBSA desarrolló un diagnóstico con el objetivo de identificar las brechas de su gestión frente a los requerimientos de la Norma ISO 55001: 2015. Como resultado, estableció fortalezas y oportunidades de mejora que se convirtieron en iniciativas y planes de acción para implementar un sistema de gestión de activos que le permita mantener la viabilidad del negocio mediante la gestión de sus activos productivos durante su ciclo de vida.

Uno de los retos identificados en este diagnóstico está relacionado con la actualización y alineación de los planes de mantenimiento de los diferentes activos productivos que pertenecen a la empresa y que están cubiertos por su sistema de gestión de activos, por lo que el objetivo de este trabajo es definir un plan de mantenimiento optimizado basado en la criticidad de los activos, que se alinee con los objetivos estratégicos y de gestión de activos de la organización y permita la reducción en un 20% de los tiempos de indisponibilidad de los activos productivos de las subestaciones eléctricas nivel de tensión 5 y 4, teniendo en cuenta parámetros de consecuencias sobre los sistemas por fallas en los activos y de calidad del servicio, todo esto con la finalidad conseguir las metas y objetivos de la compañía, entre los cuales se encuentra establecer, implementar, mantener y mejorar continuamente un sistema de gestión de activos que incluya los procesos necesarios y sus interacciones, de acuerdo con los requisitos establecidos en la norma NTC ISO 55001. (ICONTEC, 2015)

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Definir un plan de mantenimiento optimizado basado en la criticidad de activos, que se alinee con los objetivos de gestión de activos de la organización y permita la reducción en un 20% de los tiempos de indisponibilidad de los activos productivos de las subestaciones eléctricas nivel de tensión 5 y 4 pertenecientes a la Empresa de Energía de Boyacá – EBSA, aplicando las metodologías: Clasificación de Consecuencias y Optimización del Mantenimiento Planeado – PMO.

1.2. Objetivos Específicos

Realizar el inventario de los activos que componen las subestaciones eléctricas de nivel de tensión 5 y 4 de EBSA.

Identificar el contexto operacional, las funciones y subfunciones de los activos bajo estudio y analizar las consecuencias de la incapacidad de los activos de realizar las funciones y subfunciones y evaluar su nivel de impacto.

Clasificar los activos por su nivel de criticidad, de acuerdo con el impacto que puede causar que no cumplan con su propósito dentro de las subestaciones eléctricas y seleccionar los activos críticos para el funcionamiento de estas.

Realizar el análisis de los modos y efectos de fallo para los activos críticos y gestionar los modos de falla con mayor nivel de riesgo a través de la definición u optimización de tareas de mantenimiento utilizando del Diagrama de Decisiones de PMO.

Proponer el plan de mantenimiento optimizado para las subestaciones eléctricas de nivel de tensión 5 y 4.

Verificar el plan de mantenimiento propuesto para lograr reducir en un 20% los tiempos de indisponibilidad de los activos productivos de las subestaciones eléctricas de nivel de tensión 5 y 4 de EBSA.

2. Materiales y Métodos

2.1. Mantenimiento Basado en Riesgo

En el mantenimiento basado en riesgos la evaluación de riesgos es la base que rige al momento de tomar decisiones en administración de mantenimiento, todas las decisiones están enfocadas bajo este principio y deben tener las siguientes características:

- Las decisiones deben ser tomadas teniendo en cuenta experiencias, datos concretos y hechos.
- Deben considerar las consecuencias de dichas decisiones.
- Todo lo implementado debe ser verificable.

Los elementos claves del mantenimiento basada en riesgos son:

- Clasificación de las consecuencias de la falla funcional de los equipos.
- Análisis FMECA/RCM/RBI.
- La aplicación de la clasificación de consecuencias y factores de riesgo para tomar de decisiones en la gestión del mantenimiento preventivo, correctivo y manejo de repuestos.
- Tener procesos de trabajo bien definidos y el compromiso de la empresa/dirección.
- La mejora continua debe estar respaldada por informes y análisis de la condición de la planta/instalaciones.

El desarrollo de los planes de mantenimiento optimizados para activos físicos productivos objeto de este proyecto se realizará bajo el enfoque del mantenimiento basado en riesgos, buscando el equilibrio entre lo técnico y lo financiero, a través de la aplicación de las metodologías de análisis de consecuencias para determinar la criticidad de los activos y optimización del mantenimiento planeado.

2.2. Análisis de Riesgos

EBSA, dentro de sus documentos corporativos ha establecido un manual de gestión de riesgos, donde define el Apetito y la Tolerancia al Riesgo, y de los Criterios de Probabilidad de Ocurrencia y Consecuencia o Impacto (cualitativos y cuantitativos). (EBSA, 2020)

En este documento se define un conjunto de principios básicos para ayudar a determinar el nivel de riesgo que debe tomar la organización, así como el monitoreo y la gestión de riesgos dentro de la misma, donde EBSA toma riesgos para lograr sus objetivos estratégicos y operacionales.

Dentro del manual de gestión de riesgos EBSA define dos conceptos fundamentales en el análisis del riesgo que son la probabilidad de ocurrencia y la magnitud del impacto y también establece los criterios con los cuales se va a evaluar el riesgo:

2.2.1. Probabilidad de Ocurrencia

La probabilidad de ocurrencia mide la posibilidad de que un riesgo se materialice, tiene cinco niveles: Remota, Improbable, Ocasional, Probable y Altamente Probable y se evalúa de acuerdo con los criterios mostrados en la Tabla 1.

2.2.2. Magnitud del Impacto

Esta variable corresponde a la evaluación de la consecuencia al materializarse un peligro en la Organización.

Respecto a esta variable, el manual establece los aspectos en los cuales se deben evaluar las consecuencias: Financiero, Reputación, Operacional, Seguridad & Salud, Medio Ambiente, Riesgo Publico, Clientes y define los rangos sobre los posibles resultados asociados a la materialización de un peligro: Extremo, Mayor, Moderado, Menor e Insignificante.

2.2.3. Mapa de Riesgos

Para la evaluación de los riesgos EBSA ha definido un mapa de riesgos que contiene niveles de 5 x 5 para mayor flexibilidad a la hora de determinar los riesgos intermedios. La combinación de la probabilidad de ocurrencia y la magnitud del impacto de la materialización del peligro determinaran el nivel del riesgo que se está evaluando: Muy Alto, Alto, Medio, Bajo y Mínimo. El mapa de riesgos de EBSA se detalla en la Tabla 1.

Tabla 1.

Criterios para Evaluar Probabilidad

Calificación	Descriptor	Descripción	Probabilidad	Frecuencia
5	Altamente Probable	Se espera que el evento ocurra en forma reiterada	Más del 90 % de probabilidad de ocurrencia	Ha ocurrido varias veces al año
4	Probable	Se espera que el evento ocurra con cierta regularidad	65 % - 90 % de probabilidad de ocurrencia	Ha ocurrido una vez al año
3	Ocasional	El evento puede ocurrir en algunas circunstancias o se presenta de manera esporádica	35 % - 65 % de probabilidad de ocurrencia	Ha ocurrido una vez en los últimos dos años
2	Improbable	El evento no es habitual, pero podría producirse en algún momento	10 % - 35 % de probabilidad de ocurrencia	Puede haber ocurrido en los últimos dos años
1	Remota	El evento solo puede ocurrir en circunstancias excepcionales	Menos del 10 % de probabilidad de ocurrencia	No ha ocurrido en los últimos dos años

Nota: Elaboración propia. Tomado de (EBSA, 2020)

Tabla 2.*Mapa de Riesgos*

IMPACTO						
		REMOTA	IMPROBABLE	OCASIONAL	PROBABLE	ALTAMENTE PROBABLE
		1	2	3	4	5
1	EXTREMO	A	A	MA	MA	MA
2	MAYOR	M	M	A	MA	MA
3	MODERADO	B	B	M	A	A
4	MENOR	MIN	MIN	B	M	M
5	INSIGNIFICANTE	MIN	MIN	MIN	B	B

Nota: Elaboración propia. Tomado de (EBSA, 2020)

Para determinar el nivel de criticidad de los activos por las consecuencias de las fallas en los sistemas de EBSA se utilizaron los lineamientos del estándar NORSOK Z-008, el cual fue desarrollado en la industria petrolera noruega para garantizar niveles óptimos de seguridad, generando valor y rentabilidad en el desarrollo de la industria petrolera asegurando la sustentabilidad del negocio. Esta norma es adoptada en el sector eléctrico dados los altos estándares que se requieren en un sector altamente regulado como lo son los servicios públicos, labor desarrollada en Colombia por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

El propósito del estándar Norsok Z-008 es brindar los requisitos y directrices sobre cómo utilizar los riesgos para establecer, optimización y actualizar programas de mantenimiento preventivos y para soportar a la toma de decisiones dentro de la gestión del mantenimiento aplicando el análisis de riesgos.

Como base para el análisis de consecuencias y optimización de los planes de mantenimiento que se desarrollará en este proyecto se consideraran los riesgos que tengan asociados consecuencias en los aspectos que EBSA ha determinado evaluar en su manual de riesgos, es decir, riesgos asociados con consecuencias de tipo Financiero, Reputación, Operacional, Seguridad & Salud, Medio Ambiente, Riesgo Publico, Clientes, ver Figura 1.

Figura 1.

Riesgos Presentes en el Análisis de Criticidad



Nota: Elaboración propia.

2.3. Inventario de Activos de las Subestaciones Eléctricas de Nivel de Tensión 5 y 4 de EBSA

Las subestaciones eléctricas de nivel de tensión 5 y 4 son las instalaciones que cuentan con los activos de mayor costo, mayor potencia y mayor tarifa de remuneración por su capacidad y disponibilidad para la prestación del servicio de transmisión de energía y actualmente son las que requieren de más acciones de mantenimiento y recursos, debido a esto es necesario iniciar con la aplicación de las metodologías de clasificación de consecuencias y optimización de planes de mantenimiento – PMO al grupo de subestaciones eléctricas nivel 5 y 4 relacionas en la Tabla 3.,

con el fin de definir planes de mantenimiento optimizados y alineados a los objetivos de gestión de activos de la organización.

Tabla 3.

Subestaciones Eléctricas de Nivel de Tensión 5 y 4

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	NIVEL DE TENSIÓN	PARETO COSTO INVENTARIO ACTIVOS
PAIPA	220	10,11%
MUISCAS	115	5,57%
SUAMOX	220	5,02%
SAN ANTONIO	115	4,50%
SOCHAGOTA	220	4,28%
DONATO	115	4,15%
GIS CHIVOR	115	4,07%
ALTO RICAURTE	115	3,12%
EL HUCHE	115	3,03%
HIGUERAS	115	2,76%
CHIQUINQUIRÁ	115	2,40%
PUERTO BOYACÁ	115	2,23%
TUNJITA	115	2,10%
LA RAMADA	115	2,07%
TOQUILLA	115	1,83%
GUATEQUE	115	1,81%
JENESANO	115	1,73%
BOAVITA	115	1,38%
SANTA MARÍA	115	0,95%
TOTAL		63,09%

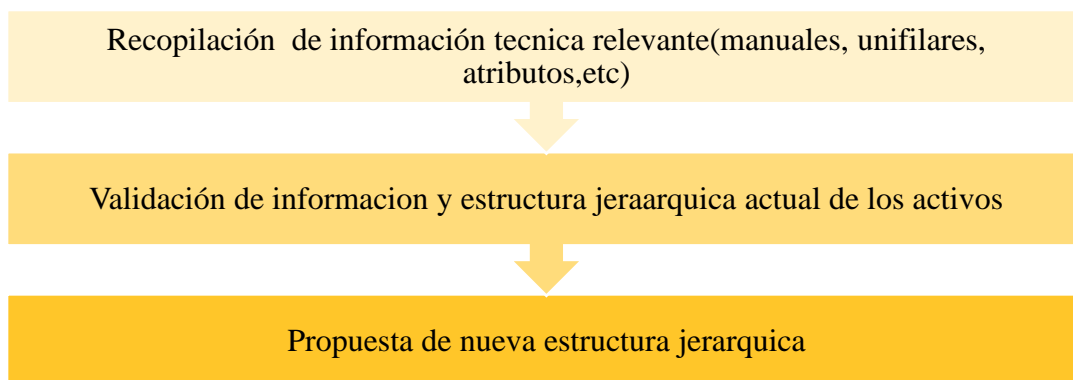
Nota: Elaboración propia.

El inventario de los activos de estas subestaciones eléctricas se desarrolló con un equipo multidisciplinario que posee experiencia y conocimiento sobre los procesos de operación y mantenimiento de los activos y que se encargó de:

- Proporcionar la información relevante sobre los activos para la definición de la taxonomía de los activos dependiendo del tipo de activo.
- Recopilar la información de la base regulatoria de activos reportada a la CREG de cada una de las subestaciones que hacen parte de este estudio.
- Validar por medio de visitas a las subestaciones eléctricas la información de los activos tomada de la base regulatoria de activos y actualizar el inventario de activos que será parte de este estudio.
- Aplicar la metodología de taxonomía de los activos al inventario de activos actualizado para jerarquizarlos y gestionarlos de acuerdo con los pilares de la gestión de activos. Para esto trabajo se aplicaron una secuencia de actividades parte del proceso de taxonomía de activos en EBSA. Ver Figura 2.

Figura 2.

Flujograma de Proceso Taxonómico

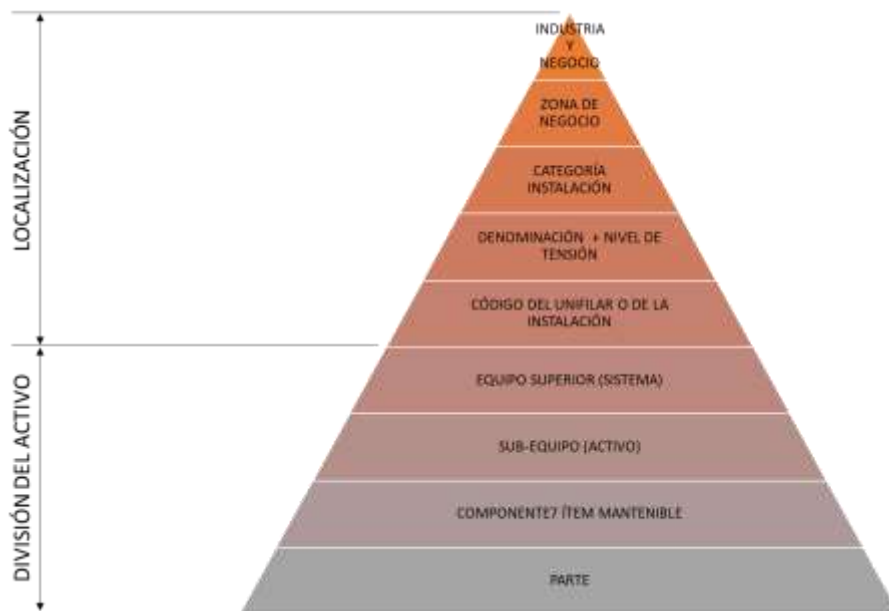


Nota: Elaboración propia.

La estructura propuesta para las ubicaciones técnicas e indicador de estructura cumple con los parametros que establece la norma (ISO14224:2016), y sus 9 niveles de Jerarquía, ver Figura 3.

Figura 3.

Jerarquía Propuesta por el Standard ISO 14224:2016



Nota: Tomado de ISO, 2016.

A continuación, se presenta en la estructura taxonómica para las instalaciones de EBSA.

2.3.1. Nivel Taxonómico 1- Industria y Negocio

Se refiere a la industria, la Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P y/o a las compañías aliadas, y a las líneas del negocio. Para EBSA, los negocios de la compañía pueden clasificarse como: generación de energía eléctrica (Generación), transporte de energía eléctrica (Transmisión), distribución de energía eléctrica (Distribución), compra de energía eléctrica y venta al usuario final (Comercialización).

2.3.2. Nivel Taxonómico 2- Zona de Negocio

Se refiere a las 8 zonas geográficas del departamento de Boyacá a las cuales EBSA distribuye y comercializa energía: Centro, Tundama, Sugamuxi, Occidente, Oriente, Norte, Ricaurte y Puerto Boyacá.

2.3.3. Nivel Taxonómico 3- Instalación

Se refiere a las instalaciones, que, dependiendo del Nivel 3, agruparán un conjunto de subestaciones eléctricas, líneas de transmisión eléctricas, circuitos de distribución y fronteras comerciales que pertenecen a este nivel jerárquico.

2.3.4. Nivel Taxonómico 4- Denominación de Instalación y Nivel de Tensión

Describe la subestación o lugar que concentra diferentes activos para la transmisión o distribución como líneas o circuitos, entre otros. Se debe asignar una codificación única que identificara la ubicación técnica a la cual se quiere hacer referencia. Los primeros tres (3) caracteres alfabéticos corresponden a la abreviatura de la instalación y los últimos dos (2) alfanuméricos al nivel de tensión de energía eléctrica a la cual opera la localización.

2.3.5. Nivel 5- Código del Unifilar o de la instalación

El código corresponde al número dado en el unifilar de EBSA o el número del alimentador para el circuito o subestación. Está conformado por (5) caracteres numéricos.

Durante el inventario se validaron y actualizaron 3600 elementos pertenecientes a las 19 subestaciones eléctricas que hacen parte de este estudio, los cuales se jerarquizaron y agruparon aplicando los lineamientos de taxonomía en 311 activos.

El resultado final de la actualización del inventario de activos y la aplicación de la metodología de taxonomía para la jerarquización de los activos de las 19 subestaciones se puede detallar en el Apéndice A. Taxonomía de SE de niveles de tensión 5 y 4.

2.4. Identificación del Contexto Operacional de las Subestaciones Eléctricas bajo estudio

En este capítulo se determinará el contexto operacional de las subestaciones eléctricas nivel de tensión 5 y 4 objeto de estudio de este proyecto.

En el contexto operacional se plantean preguntas que buscan entender el sistema y la correlación con las fronteras que se genera entre unidades de negocio y con otros actores del sistema eléctrico nacional, estas preguntas son la base para poder realizar el análisis de criticidad y por ende el proceso de optimización del plan de mantenimiento.

- Cuál es la función de la S/E en el sistema?
- Cuál es el objetivo principal de la S/E?
- Qué tipo de S/E es?
- A qué niveles de tensión opera la S/E?
- Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?
- Cuál es la configuración de la S/E?
- Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?
- Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?
- Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales
- Salidas S/E
- Con qué sistema de control cuenta la S/E?
- Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?

- Comunicaciones
- Cuál es la filosofía de protección de la S/E?
- Servicios Auxiliares
- Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?

El detalle del contexto operacional de cada subestación se presenta en el Apéndice B.

Contexto Operacional SE nivel de tensión 5 y 4.

2.5. Clasificación de Activos por su Nivel de Criticidad

El análisis de criticidad de un equipo es un análisis cuantitativo de eventos y fallas del equipo y la asignación de las consecuencias de estos.

La clasificación de consecuencias expresa qué efecto puede tener la pérdida de función en salud, seguridad, medio ambiente, producción, costo u otros aspectos relevantes para un negocio. La clasificación se realiza de acuerdo con una escala de consecuencias que forma parte del modelo de riesgos de la organización.

Esta metodología permite determinar la importancia (criticidad) de un activo en el proceso productivo y establecer las jerarquías entre sistemas, equipos y componentes bajo criterios homologados, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones de acuerdo con su impacto total en el proceso.

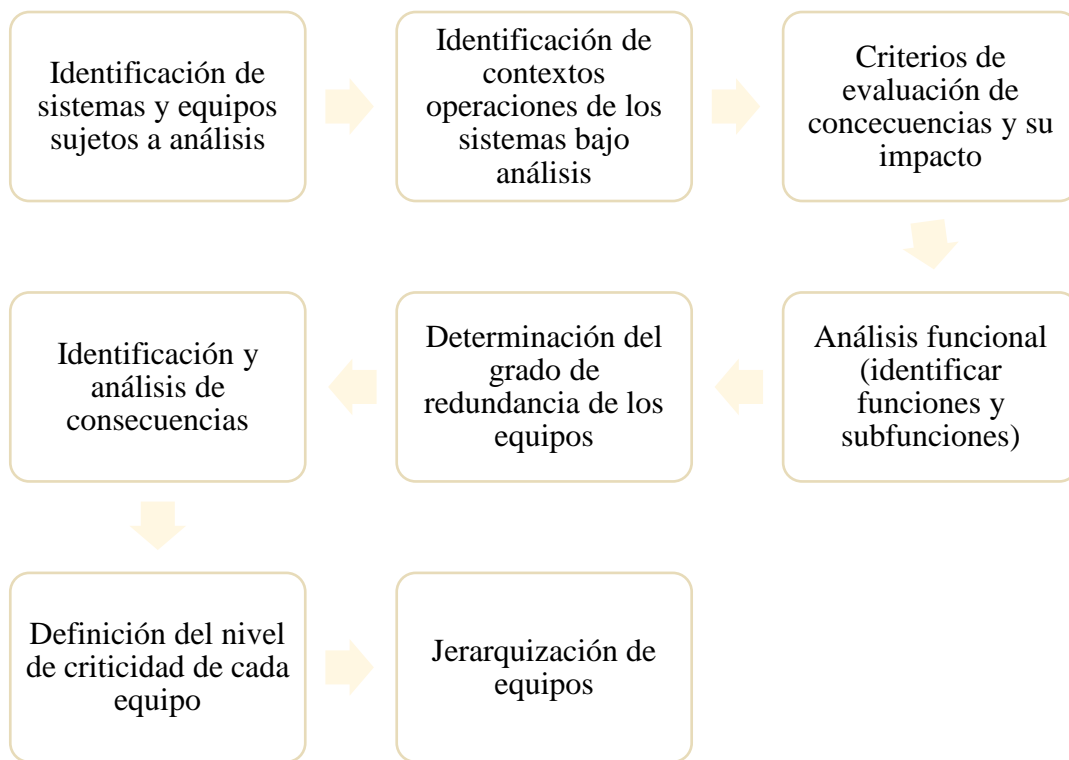
El concepto de criticidad de activos es una declaración particular de la gestión de consecuencias, que reconoce los activos y los sistemas asociados de activos con diferente importancia, que representan riesgos para la organización. La criticidad debe reflejar la debilidad de los activos frente al cumplimiento de los objetivos organizacionales.

Partiendo del hecho de que la clasificación de consecuencias permite definir qué es lo crítico para el negocio, dentro del proceso de mantenimiento es utilizada junto con otra información relevante para establecer a que debemos hacer mantenimiento, por qué, donde y cuando.

A continuación, se puede ver el diagrama de flujo que describe la secuencia de actividades que hacen parte del proceso de clasificación de consecuencias alineado al estándar Norsok Z-008:2018.

Figura 4.

Diagrama de Flujo Proceso de Clasificación de Consecuencias



Nota: Elaboración propia. Tomado de *NORSOK Z-008, 2011*.

Para evaluar las consecuencias de las fallas de los activos de las subestaciones de EBSA objeto de este proyecto y su impacto se utilizaron los criterios establecidos en la Tabla 4.

Esta matriz de valoración de consecuencias se construyó a partir de la definición de los objetos de impacto que se encuentra dentro del marco del sistema de gestión de riesgos de EBSA. La definición de los descriptores se realizó teniendo en cuenta los eventos potenciales que generan incertidumbre sobre el logro de los objetivos organizacionales desde el punto de vista de mantenimiento.

El análisis de consecuencias y la clasificación de los activos por su nivel de criticidad se realizó con el apoyo de un equipo multidisciplinario, el cual estableció la función principal y la función secundaria de cada uno de los activos teniendo en cuenta las condiciones y circunstancias identificadas en los contextos operacionales desarrollados para cada subestación eléctrica en el capítulo anterior. En la Tabla 5. se muestra un ejemplo de la definición de la función principal y secundaria para activos de las Subestación Paipa. Posteriormente evaluaron las consecuencias de la pérdida de la función de cada activo.

En el análisis desarrollado para los 311 activos que son parte de las subestaciones eléctricas nivel de tensión 5 y 4 se encontró que el 6% de estos se clasifican como muy críticos, el 78% como activos críticos, y un 16% como activos esenciales y no críticos. En la figura 5 se muestra esta clasificación de los activos analizados por su nivel de criticidad.

Tabla 4.*Factores de Consecuencia*

		5 Extremo	4 Mayor	3 Moderado	2 Menor	1 Insignificante
FACTORES DE CONSECUENCIA	Financiero	Impacto financiero total equivalente o superior al 0,10% del BRA por falla Superior a: \$1.300.000.000	Impacto financiero total entre 0,05% y 0,1% del BRA por falla Entre: \$650.000.000 \$1.300.000.000	Impacto financiero total entre 0,03% y 0,05% del BRA por falla Entre: \$390.000.000 \$650.000.000	Impacto financiero total entre 0,01% y 0,03% del BRA por falla. Entre: \$130.000.000 \$390.000.000	Impacto financiero total equivalente o menor al 0,01% del BRA por falla Inferior a: \$130.000.000
	Reputación	05. Noticia adversa emitida a nivel internacional con uno o múltiples medios de comunicación asociados, que daña gravemente la reputación de la empresa ante las partes de interés. 05. Afectación del servicio de energía por más de 1 día en ciudades principales o en gran parte del departamento.	04. Noticia adversa emitida a nivel nacional con uno o más medios de comunicación asociados, que daña la reputación de la empresa ante las partes de interés. 04. Afectación del servicio de energía por un 1 día en ciudades principales o en gran parte del departamento.	03. Noticia adversa emitida a nivel regional que daña moderadamente la reputación de la empresa ante las partes de interés. 03. Afectación del servicio de energía en una ciudad principal o en gran parte del departamento por más de 30 minutos.	02. Noticia adversa emitida a nivel local donde su impacto a la reputación a la empresa es mínimo. 02. Afectación del servicio de energía en un municipio que no es ciudad por más de 1 hora.	01. Ningún interés ni cobertura en medios de comunicación, sin afectación a la reputación 01. Afectación del servicio de energía hasta de 15 minutos en un municipio o ciudad

	5 Extremo	4 Mayor	3 Moderado	2 Menor	1 Insignificante
Operacional/ Interrupción del negocio	<p>05. Operación local: Errores en la Operación local con daños en personas y/o equipos.</p> <p>05. Operación remota: Daño permanente en los servidores (4) de ADMS. Afectación a clientes superior a 360 horas o que genere evento de alto impacto.</p>	<p>04. Operación local: Errores en la Operación local con daños en personas y/o equipos.</p> <p>04. Operación remota: Daño permanente en los servidores (3) de ADMS. Afectación a clientes menor de 360 horas y que genere evento de alto impacto</p>	<p>03. Operación local: Errores en la Operación local con daños a equipos sin suplencia.</p> <p>03. Operación remota: Daño permanente en 1 o dos servidores de ADMS. Afectación a clientes inferior a 360 horas y que no genere evento de alto impacto o que corresponda a una ciudad principal</p>	<p>02. Operación local: Errores en la Operación local con daños a equipos con redundancia.</p> <p>02. Operación remota: Daño permanente en los servidores (3) de ADMS. Afectación a clientes en municipios intermedios</p>	<p>01. Operación local: Errores en la Operación local sin daños en personas y/o equipos.</p> <p>01. Operación remota: Errores en Operación sin afectación a clientes.</p>
Seguridad y Salud	<p>05. Muerte de uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p> <p>05. El evento o falla puede causar electrocución, o daños colaterales que ocasiona la muerte a uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p>	<p>04. Incapacidad permanente parcial o Invalidez en uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p> <p>04. El evento o falla puede ocasionar lesiones y daños colaterales que genera incapacidad con pérdida de capacidad permanente parcial a uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p>	<p>03. Incapacidad temporal mayor a treinta días en uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p> <p>03. El evento o falla que puede ocasionar lesiones y daños colaterales que puede generar incapacidad mayor a 30 días a uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p>	<p>02. Incapacidad temporal menor de treinta días en uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p> <p>02. El evento o falla puede ocasionar lesiones que puede generar incapacidad menor a 30 días a uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p>	<p>01. Lesiones menores que no generan días de incapacidad o tiempo perdido en uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p> <p>01. El evento o falla que genera lesión no incapacitante o sin pérdida de tiempo) un primer auxilio), a uno o más funcionarios de la empresa y/o proveedores de servicios</p>

	5 Extremo	4 Mayor	3 Moderado	2 Menor	1 Insignificante
Medio Ambiente	<p>05. Derrame de aceite dieléctrico en una fuente hídrica.</p> <p>05. Incendio forestal que alcance áreas mayores a 20 Hectáreas o involucre especies vedadas. Incendio que afecte más de una vivienda</p>	<p>04. Derrame de aceite dieléctrico en el suelo</p> <p>04. Incendio forestal que alcance áreas entre 10 y 20 Hectáreas o involucre árboles protectores. Incendio que afecte una vivienda</p>	<p>03. Derrame de aceite dieléctrico en otras superficies</p> <p>03. Incendio forestal que alcance áreas entre 5 y 10 Hectáreas o involucre árboles nativos. Incendio que afecte parte de una vivienda</p>	<p>02. Derrame de aceite dieléctrico en otras superficies</p> <p>02. Incendio forestal que alcance áreas entre 1 y 5 Hectáreas o involucre árboles exóticos.</p>	<p>01. Incendio forestal que alcance áreas menores a 1 Hectárea que comprometa pastizales.</p> <p>01. Insignificante</p>
Personas de la comunicad (Riesgo Publico)	<p>05. El evento o falla puede causar electrocución, o daños colaterales que ocasiona la muerte a un o más miembros del público</p>	<p>04. El evento o falla puede ocasionar lesiones y daños colaterales que genera incapacidad con pérdida de capacidad permanente parcial a miembros del público</p>	<p>03. El evento o falla que puede ocasionar lesiones y daños colaterales que puede generar incapacidad mayor a 30 días a miembros del público. (E: fractura de fémur, genera incapacidad superior a 30 días, pero no pérdida de capacidad).</p>	<p>02. El evento o falla puede ocasionar lesiones que puede generar incapacidad menor a 30 días a miembros del público</p>	<p>01. El evento o falla que genera un primer auxilio o lesión sin incapacidad a un miembro del público. (ej.: explosión por falla, generas arco eléctrico en una subestación, sin generar ninguna lesión incapacitante a miembros del público, solo discomfort).</p>

	5 Extremo	4 Mayor	3 Moderado	2 Menor	1 Insignificante
Cientes	05. Gran cantidad de clientes afectados (> 1 % de los usuarios) por más de 1 hora. 05. Clientes con demanda > 5 GWh/mes	04. Muchos clientes afectados (1000 - 1 % de los usuarios) por más de 1 hora. Afectación a bienes constitucionalmente constituidos. 04. Clientes con demanda entre 1- 5 GWh/mes	03. Muchos clientes afectados (1000 - 1 % de los usuarios) por menos de 1 hora. 03. Clientes con demanda entre 1 MWh/mes- 1 GWh/mes	02. Pequeña cantidad de clientes afectados (100-1000) por menos de 1 hora. 02. Clientes con demanda entre 100 KWh/mes- 1 MWh/mes	01. Pocos, o ningún cliente afectado. (< 100 usuarios) por menos de 1 hora. 01. Clientes con demanda < 100 KWh/mes

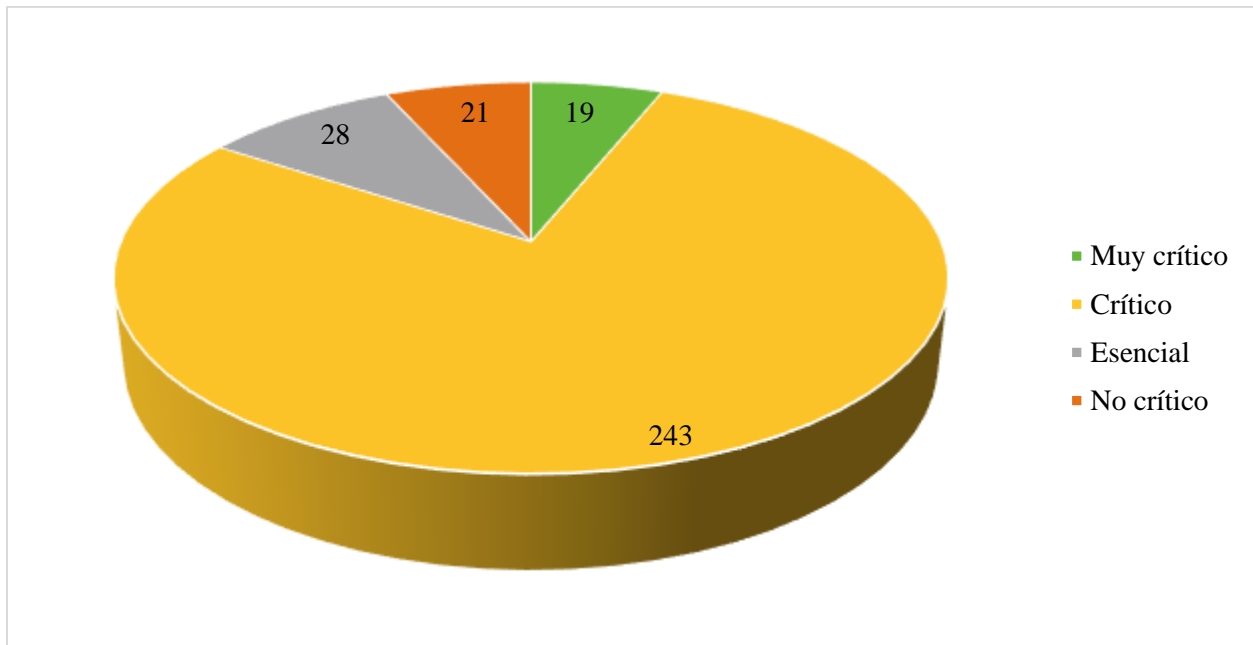
Nota: Elaboración propia.

Tabla 5.*Ejemplo Definición de Función Principal y Secundaria Activos Subestación Paipa*

1 INDUSTRIA Y NEGOCIO	2 ZONA	3 INSTALACIÓN	4 DENOMINACIÓN + NIVEL DE TENSIÓN	5 CÓDIGO	6 SISTEMA (TAG)	DENOMINACIÓN	FUNCIÓN PRINCIPAL	FUNCIÓN SECUNDARIA	CONDICIONES OPERATIVAS DEL ACTIVO
EBTRA	Z1	SUB	PAIN5	14792	K100010001000	Autotransformador 1 81300 180/90/30 MVAA 220/115/13,8 kV	Transformar voltaje de 230kV a 115 kV y 13,8 kV	Respaldo del sistema al fallar 1 de 3 transformadores	Operación continua
EBTRA	Z1	SUB	PAIN5	14792	K100010002000	Autotransformador 2 81400 90/90/30 MVAA 220/115/13,8 kV	Transformar voltaje de 230kV a 115 kV y 13,8 kV	Respaldo del sistema al fallar 1 de 3 transformadores	Operación continua
EBTRA	Z1	SUB	PAIN5	14792	K100010003000	Autotransformador 3 81500 90/90 MVAA 220/115 kV	Transformar voltaje de 230kV a 115 kV	Respaldo del sistema al fallar 1 de 3 transformadores	Operación continua
EBTRA	Z1	SUB	PAIN4	14792	K100010000000	Transformador 1 81101	Transformar voltaje de 115kV a 34,5 kV y de 115kV a 13,8 kV	Contener aceite dieléctrico	Operación continua
EBTRA	Z1	SUB	PAIN2	14792	K10001000C000	Celda 13.8 kV Maguncia Industrial_14795	Conectar y Transmitir la energía promedio mes de 16000 kWh/mes en 13,8 kV al circuito Maguncia Industrial	En caso de falla desconectar y proteger aguas arriba de acuerdo con el ajuste de la protección	Normalmente cerrada

1 INDUSTRIA Y NEGOCIO	2 ZONA	3 INSTALACIÓN	4 DENOMINACIÓN + NIVEL DE TENSIÓN	5 CÓDIGO	6 SISTEMA (TAG)	DENOMINACIÓN	FUNCIÓN PRINCIPAL	FUNCIÓN SECUNDARIA	CONDICIONES OPERATIVAS DEL ACTIVO
EBTRA	Z1	SUB	PAIN2	14792	K10001000B000	Celda 13.8 kV Maguncia Rural 14794	Conectar y Transmitir la energía promedio mes de 76385 kWh/mes en 13,8 kV al circuito Maguncia Rural	En caso de falla desconectar y proteger aguas arriba de acuerdo con el ajuste de la protección	Normalmente cerrada
EBTRA	Z1	SUB	PAIN2	14792	K10001000E000	Celda 13.8 kV Paipa Zona Industria 14797	Conectar y Transmitir la energía promedio mes de 1068965 kWh/mes en 13,8 kV al circuito Paipa Zona Industria	En caso de falla desconectar y proteger aguas arriba de acuerdo con el ajuste de la protección	Normalmente cerrada

Nota: Elaboración propia.

Figura 5.*Clasificación de Activos por Criticidad*

Nota: Elaboración propia

El detalle del análisis de criticidad de las subestaciones de nivel 4 y 5 se encuentra en el Apéndice C. Análisis de Criticidad SE nivel de tensión 5 y 4.

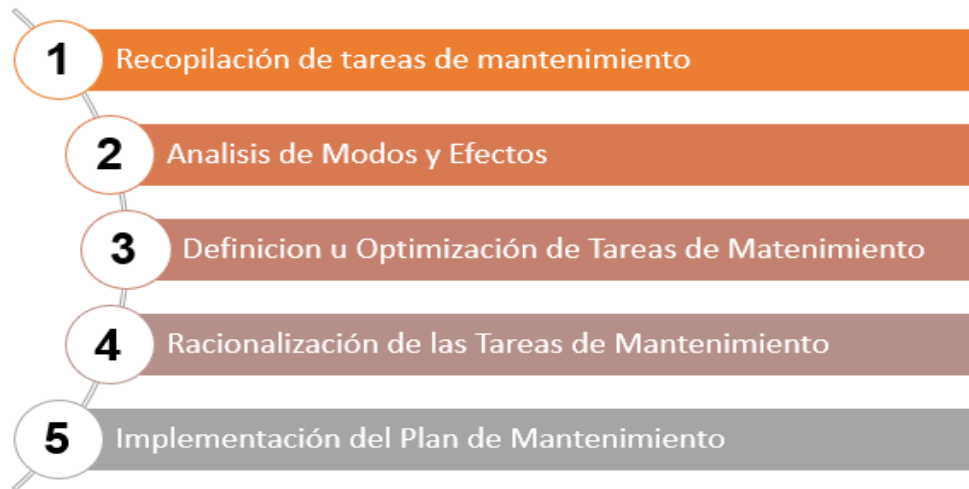
2.6. Optimización del Mantenimiento Planeado

Para elaborar, optimizar y actualizar los planes de mantenimiento de los activos que resultaron clasificados por las consecuencias de la pérdida de su función como Muy Críticos y Críticos se utilizará el procedimiento definido por la metodología de PMO (OMCS).

En la figura 6 presentada a continuación se muestra el esquema general de los pasos que conforman esta metodología.

Figura 6.

Pasos de la Metodología PMO



Nota: Elaboración propia.

2.6.1. Recopilación de Tareas de Mantenimiento

Durante la ejecución de este primer paso de la metodología se recopilaron las tareas de mantenimiento que hacen parte del plan de mantenimiento existente de los activos analizados, incluyendo información relativa a tareas no formales realizadas por el personal técnico y operativo. Se documentaron las actividades encontradas en el sistema de información de mantenimiento SAP, en los instructivos de mantenimiento, en los planes de mantenimiento semestrales y anuales reportados a los entes regulatorios y también se tuvieron en cuenta las tareas que hacen parte de las rondas estructuradas realizadas por el personal operativo y las tareas que realiza el personal técnico por iniciativa propia.

La Figura 7 muestra las categorías de mantenimiento de los activos en EBSA, con el fin de identificar los tipos de actividades de mantenimiento realizadas en la actualidad.

Las tareas recopiladas se organizaron en una base de datos y se clasificaron por clase de equipo y tipo de mantenimiento para su posterior análisis en las sesiones de trabajo, en la Figura 8 se presenta un ejemplo de la base de tareas recopiladas de los planes de mantenimiento de los activos de las subestaciones nivel 5 y 4 de EBSA.

El detalle de la recopilación de las tareas de mantenimiento de los activos Muy Críticos y Críticos de las subestaciones eléctricas bajo análisis se muestra en el Apéndice D. Optimización Planes de Mantenimiento.

Figura 7.

Categorías de Mantenimiento



Nota: Elaboración Propia. Tomado de *British Standards Institution, 2010.*

Figura 8.

Ejemplo Recopilación de Tareas de Mantenimiento

TAREAS DE MANTENIMIENTO										COSTOS TAREAS DE MANTENIMIENTO ACTUALES			
Código de la tarea	Clase Equipo	Origen de la tarea	Detalle de la tarea	Categoría de Mantenimiento	Estado equipo para ejecutar tarea	Frecuencia de Intervención Intervalo (Días)	Duración tarea ([h]:mm:ss)	Especialidad	Cantidad Personas	Descripción Repuestos	Costo Repuestos	Descripción Servicios	Costo Servicios
T01	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Lavado a presión con hidrolavadora	Servicios Programados	Desenergizado y Aterrizado	365	3:00:00	Personal Externo Subestaciones	3			Cuadrilla 3 personas por 3 horas para lavado de transformador	\$ 1.012.500,00
T02	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Inspección de empaques, reajuste de carcasa autotransformador	Pruebas e Inspección	Desenergizado y Aterrizado	365	1:00:00	Personal Externo Subestaciones	2	Tornillería, empaques	\$ 500.000,00	Cuadrilla 2 personas por 1 hora para inspección visual empaques autotransformador	\$ 225.000,00
T03	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Inspeccionar el estado del radiador y programar correctivo de acuerdo al estado	Pruebas e Inspección	Desenergizado y Aterrizado	365	0:30:00	Personal Externo Subestaciones	2			Cuadrilla 2 personas por 0,5 horas para inspección visual radiador autotransformador	\$ 112.500,00
T04	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Inspeccionar y realizar pruebas de funcionamiento a los ventiladores	Pruebas e Inspección	Desenergizado y Aterrizado	365	0:30:00	Personal Externo Subestaciones	2			Cuadrilla 2 personas por 0,5 horas para búsqueda de fallas en ventiladores	\$ 112.500,00
T05	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Inspeccionar el estado de la sílica gel y cambiar en caso de estar saturada	Pruebas e Inspección	Riesgo de Disparo	365	0:10:00	Personal Externo Subestaciones	2			Cuadrilla 2 personas por 10 minutos para cambio de sílica gel	\$ 37.500,00
T06	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Lavado con agua a presión, hidrolavadora	Servicios Programados	Desenergizado y Aterrizado	365	1:00:00	Personal Externo Subestaciones	3			Cuadrilla 3 personas por 1 hora para lavado de bujes del transformador	\$ 337.500,00
T07	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Realizar termografía en puntos de conexión del equipo	Monitoreo de condición	Riesgo de Disparo	183	0:30:00	Personal Externo CBM	2			Cuadrilla 2 personas por 0,5 horas para inspección termográfica	\$ 187.500,00
T08	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Inspeccionar borneras, cableado, terminales, cambio de elementos en mal estado y ajuste de conexiones	Pruebas e Inspección	Desenergizado y Aterrizado	365	0:30:00	Personal Externo Subestaciones	2			Cuadrilla 2 personas por 0,5 horas para inspección de cableado y conexiones gabinete de control	\$ 112.500,00
T09	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Inspeccionar la caja de control, hacer tratamiento anticorrosivo de acuerdo al estado, inspeccionar el empaque y cambiar de acuerdo al estado, inspeccionar calefacción y programar correctivo de acuerdo al estado	Pruebas e Inspección	Desenergizado y Aterrizado	365	0:30:00	Personal Externo Subestaciones	2			Cuadrilla 2 personas por 0,5 horas para inspección del gabinete de control	\$ 112.500,00
T10	Autotransformador sumergido en aceite	Instructivo	Verificar la correcta operación del relé Buchholz, verificar que al accionar los microswitch del relé Buchholz se envíe las señales de alarma y disparo	Búsqueda de Fallas	Desenergizado y Aterrizado	365	0:15:00	Personal Externo Subestaciones	2			Cuadrilla 2 personas por 0,25 horas para pruebas funcionales al relé Buchholz	\$ 56.250,00

Nota: Elaboración propia

2.6.2. *Análisis de modos de falla y sus efectos*

El siguiente paso de la metodología PMO es el análisis de modos y efectos de falla, en el cual se identifican los modos de falla que son las posibles causas de las fallas funcionales de los activos y se determinan los efectos de falla asociados a los modos de falla.

Para determinar los modos de falla de los activos bajo estudio, el grupo de análisis organizó los activos por clases de equipo de acuerdo con sus características técnicas y funcionalidad y definió los modos de falla para cada clase de equipo respondiendo a la pregunta ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?

La descripción de los modos de falla identificó se realizó incluyendo los siguientes elementos:

- Componente que falla
- Tipo de falla o forma como se manifiesta la falla
- Causa de la falla

Los efectos de falla se identificaron analizando qué sucede cuando ocurre cada modo de falla y se describieron considerando los siguientes elementos:

- Los daños producidos por la falla.
- Como se afecta la operación del sistema de energía eléctrica y el aspecto financiero de la compañía por causa de la falla.
- Como la falla supone una amenaza a la seguridad de las personas, de la comunidad, al medioambiente, los clientes y la reputación de la organización.

Finalmente, para establecer las consecuencias de las fallas de los activos, el equipo de análisis respondió a la pregunta: ¿Qué importancia tiene cada falla? La naturaleza y severidad del efecto de la falla precisa las consecuencias de esta.

Los modos de falla para cada clase de activo fueron analizados para definir la afectación que este podría causar sobre los 7 objetos de impacto (según la Matriz de Factores de Consecuencias de EBSA descrita en Tabla 4.) si la falla llegara a materializarse.

En la Tabla 6. se presenta un ejemplo de análisis de modos y efectos de falla.

Tabla 6.

Ejemplo Definición de Falla Funcional, Modo y Consecuencia

DESCRIPCIÓN ACTIVO	FUNCIÓN ACTIVO	FALLA FUNCIONAL	MODO FALLA	CONSECUENCIAS
Transformador de potencia sumergido en aceite 115/34,5kV	Transformar voltaje de 115kV a 34,5 kV y de 115kV a 13,8 kV.	No transforma voltaje de 115kV 34,5 kV y de 115kV a 13,8 kV	Calentamiento anormal, no se produce campo magnético, deformaciones internas por esfuerzos dinámicos provocados por fallas externas	Operacional. Clientes, se afecta la prestación del servicio a los clientes asociados a los circuitos alimentados por el transformador

Nota: Elaboración propia.

Después de evaluar las consecuencias de los modos de falla del activo, se determinó la probabilidad de ocurrencia de la falla para cada modo de fallo analizado, tomando en cuenta la cantidad de veces que este se haya presentado para la clase de activo dentro del tiempo de operación de la empresa y dándole una calificación de acuerdo con la tabla Matriz de probabilidad ocurrencia de EBSA presentada en la Tabla 3..

Para la obtención de la valoración del riesgo para cada modo de falla de los activos, el equipo de trabajo tomó los valores obtenidos en la evaluación de consecuencias por cada objeto de impacto y de probabilidad de ocurrencia de falla y los utilizaron para calcular el nivel de riesgo del modo de falla según la siguiente fórmula:

Nivel de riesgo = (Mayor Consecuencia valorada en cada objeto de impacto x Probabilidad de falla)

El nivel de riesgo en el cual se categorizó cada modo de falla está dado por el resultado más alto entre los siete aspectos de impacto evaluados, el grado de riesgo es un nivel cualitativo con definiciones: Bajo, Mínimo, Medio, Alto y Muy Alto.

Los modos de falla con resultados Medio, Alto y Muy Alto fueron considerados para la definición u optimización de tareas de mantenimiento.

El detalle del análisis funcional y de modos, efectos y consecuencias de falla se presenta en el Apéndice D. Optimización Planes de Mantenimiento.

2.6.3. Revisión de los modos de falla

Una vez determinados los modos de falla con nivel de riesgo Muy Alto, Alto y Medio, se identificó que modos de falla están siendo evitados o mitigadas sus consecuencias con las tareas documentadas en el primer paso del PMO. Además, en este paso se agregaron los modos de falla que aún no están siendo abordados por una tarea de mantenimiento.

Como resultado de la agrupación de los modos de falla, se identificó la existencia de múltiples tareas que se están realizando para gestionar un mismo modo de falla.

2.6.4. Definición u optimización de Tareas de mantenimiento

En este paso, las tareas de mantenimiento asociadas a cada modo de falla fueron analizadas para establecer cuáles tareas del plan de mantenimiento actual o nuevas (propuestas), se mantienen o se eliminan, y cuáles pueden ser optimizadas.

La definición de tareas de mantenimiento de cada uno de los activos se basó en el hecho que el plan estará centrado en gestionar las consecuencias de la falla y no en el activo en sí. Por lo tanto, en el análisis de las tareas de mantenimiento se realizó teniendo en cuenta los siguientes criterios de decisión:

- Cuando una tarea de mantenimiento obedece a una estrategia, política de gestión corporativa, norma o regulación de la organización o de los entes gubernamentales es necesario establecer la tarea sin tener en cuenta su costo y efectividad.
- Un modo de falla, que tenga consecuencias de seguridad o en el medio ambiente, debe contar con una tarea para el manejo de esta, en este caso no es relevante la rentabilidad de la misma.
- Cuando se han definido múltiples tareas de mantenimiento para el manejo de una falla y todas son rentables, se debe mantener la tarea más rentable.
- Definir qué información se debe recopilar para monitorear y poder predecir de forma más precisa el comportamiento del activo durante su ciclo de vida.

Suponiendo que algunos tipos de tareas para gestionar los modos de falla son inherentemente más rentables que otras y que algunas son más conservadoras que otras, se consideraron los siguientes tipos de mantenimiento para la selección de tareas:

- Tareas de intervención

- Tareas de Pruebas periódicas (búsqueda de falla)
- Tareas de monitoreo de condición (CBM)
- Tareas de Servicios Programados (reacondicionamiento cíclico)
- Tareas de Reemplazos Programados (sustitución cíclica)

Finalmente, se realizó la descripción de cada una de las tareas a incluir en el nuevo plan de mantenimiento optimizado incluyendo los siguientes elementos:

- La acción que se debe realizar
- El componente al que va dirigida la tarea
- El método que se debe utilizar para realizar la acción

2.7.Propuesta del Plan de Mantenimiento Optimizado

Una vez finalizada la definición de tareas se consolidó la propuesta del plan de mantenimiento optimizado para los activos clasificados en los niveles de riesgo crítico y muy crítico en el análisis de criticidad desarrollado para las 19 subestaciones de nivel 5 y 4. Para los equipos esenciales y no críticos se propone realizar un análisis posterior para identificar tareas costo-efectivas que prolonguen la vida útil de estos activos o en caso de no hallar una tarea con estas características considerar llevarlos a falla.

El resumen de las tareas de mantenimiento de la propuesta del plan de mantenimiento optimizado por subestación eléctrica se muestra en la

Tabla 7.**Tabla 7.**

Resumen por Subestación Eléctrica de las Tareas de Mantenimiento del Plan Optimizado

Subestación	Búsqueda de Fallas	Monitoreo de condición	Pruebas e Inspección	Servicios Programados	Total General
ALTO					
RICAURTE	46	100	11	17	174
BOAVITA	46	132	16	24	218
CHIQUINQUIRÁ	51	141	16	26	234
CHIVOR	15	27		3	45
DONATO	89	254	32	49	424
EL HUCHE	46	100	11	16	173
GUATEQUE	44	136	10	24	214
HIGUERAS	56	157	24	30	267
LA RAMADA	56	157	24	31	268
MUISCAS	67	127	5	22	221
NUEVA JENESANO	30	67	5	13	115
PAIPA	125	269	24	41	459
PUERTO BOYACÁ	43	122	15	23	203
SAN ANTONIO	95	212	22	35	364
SANTA MARIA	19	64	6	13	102
SOCHAGOTA	48	68	8	6	130
SUAMOX	43	67	4	7	121
TOQUILLA	26	72	5	17	120
TUNJITA	23	39		5	67

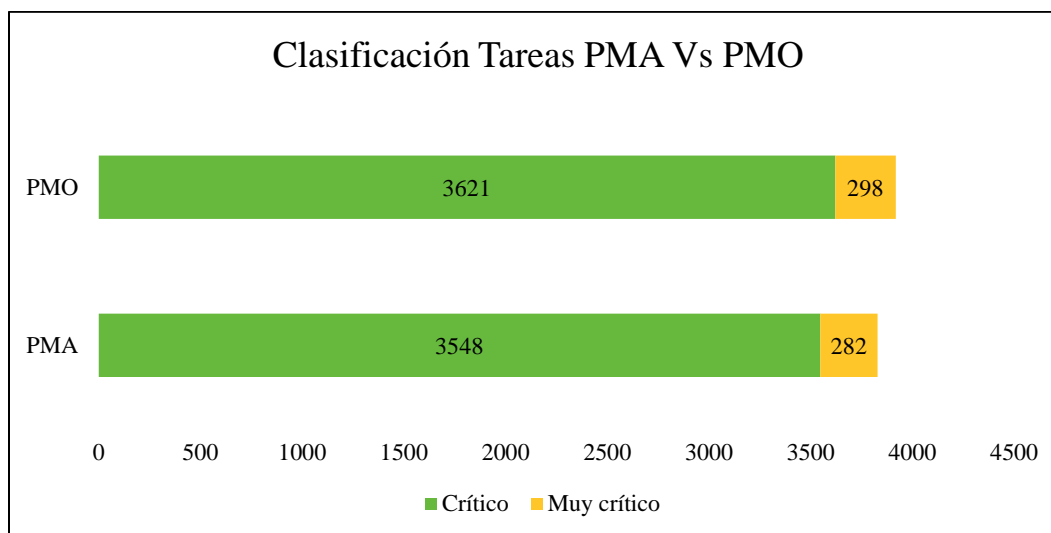
Subestación	Búsqueda de Fallas	Monitoreo de condición	Pruebas e Inspección	Servicios Programados	Total General
Total General	968	2311	238	402	3919

Nota: Elaboración propia.

En la figura 9 se indica la clasificación por nivel de criticidad de los activos, de las tareas del plan de mantenimiento actual y posteriormente del plan de mantenimiento optimizado.

Figura 9.

Clasificación por nivel de criticidad de los activos de Tareas PMA Vs PMO

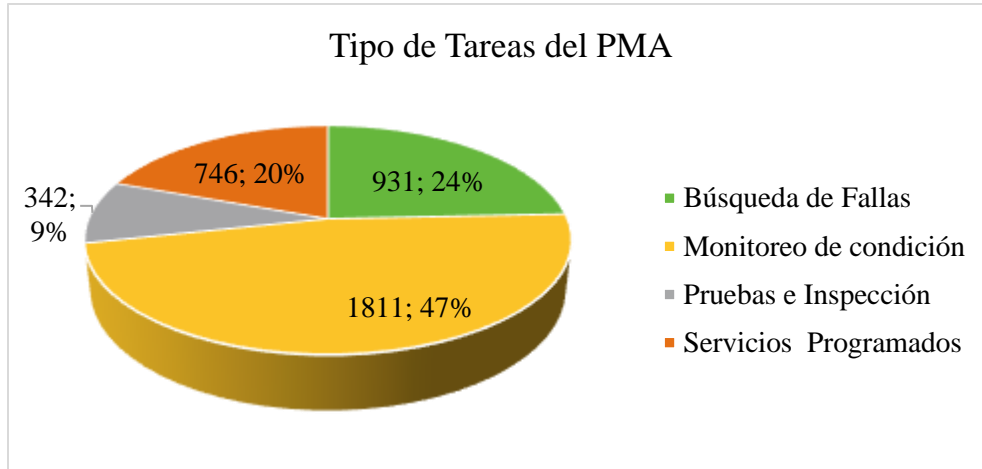


Nota: Elaboración propia.

El plan de mantenimiento actual (PMA) cuenta con 3830 tareas, los tipos de tareas que lo conforman se presentan en la Figura 10, en esta se pueden observar cuatro tipos de tarea: búsqueda de falla, monitoreo de condición, pruebas e inspección y servicios programados.

Figura 10.

Tipo de Tarea PMA

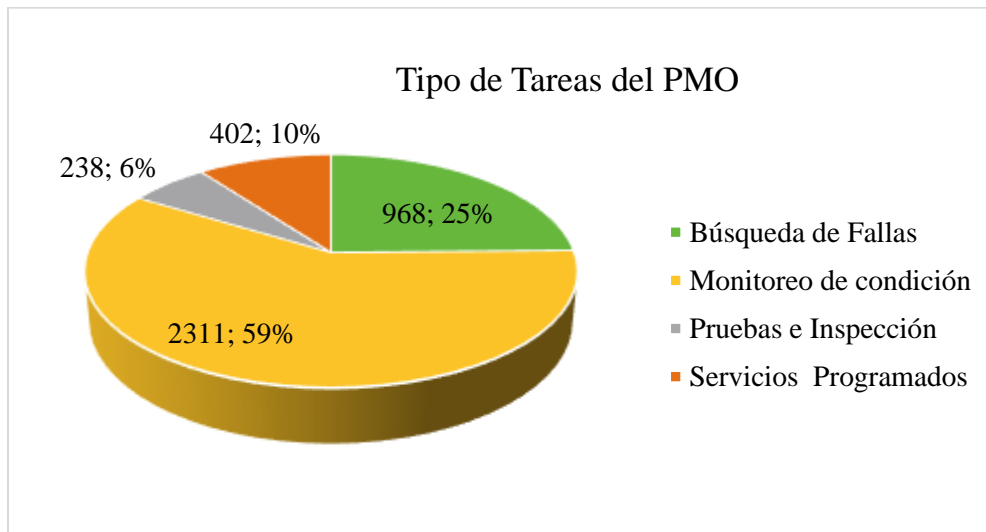


Nota: Elaboración propia.

En la figura 11 se muestra la composición de las tareas de mantenimiento del plan de mantenimiento optimizado resultado del análisis y aplicación de la metodología PMO para los activos muy críticos y críticos, respecto al plan actual, el plan optimizado presenta un incremento de 89 tareas para un total de 3919 tareas.

Figura 11.

Tipo de Tareas del PMO

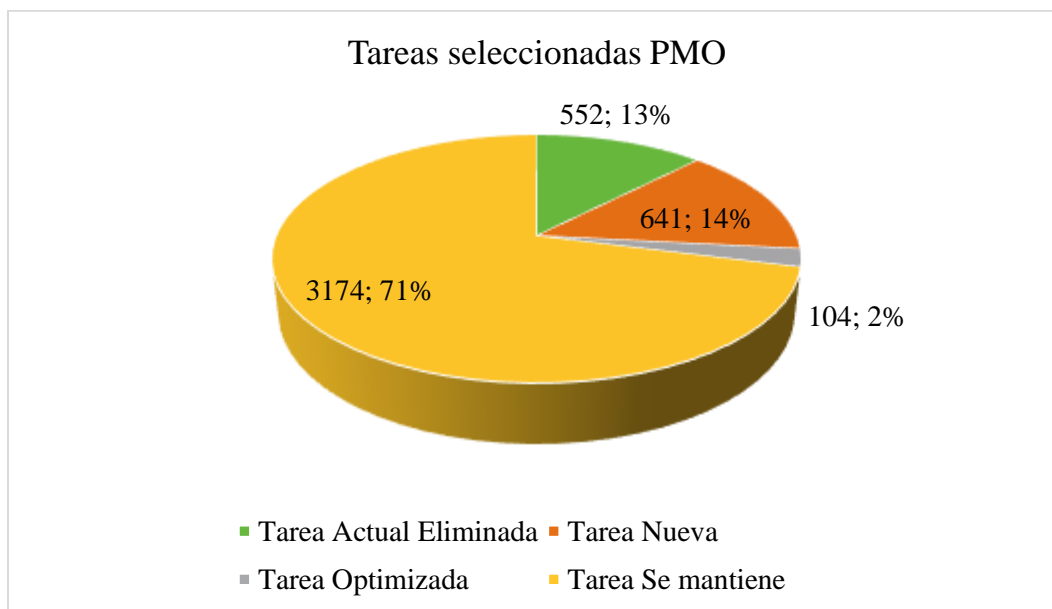


Nota: Elaboración propia.

Los cambios en el plan de mantenimiento optimizado respecto al plan actual se resumen en la Figura 12. Resultados del PMO, donde se presenta la cantidad de tareas eliminadas, las nuevas tareas, las tareas optimizadas y las que se mantienen en el PMO.

Figura 12.

Resultados del PMO



Nota: Elaboración propia.

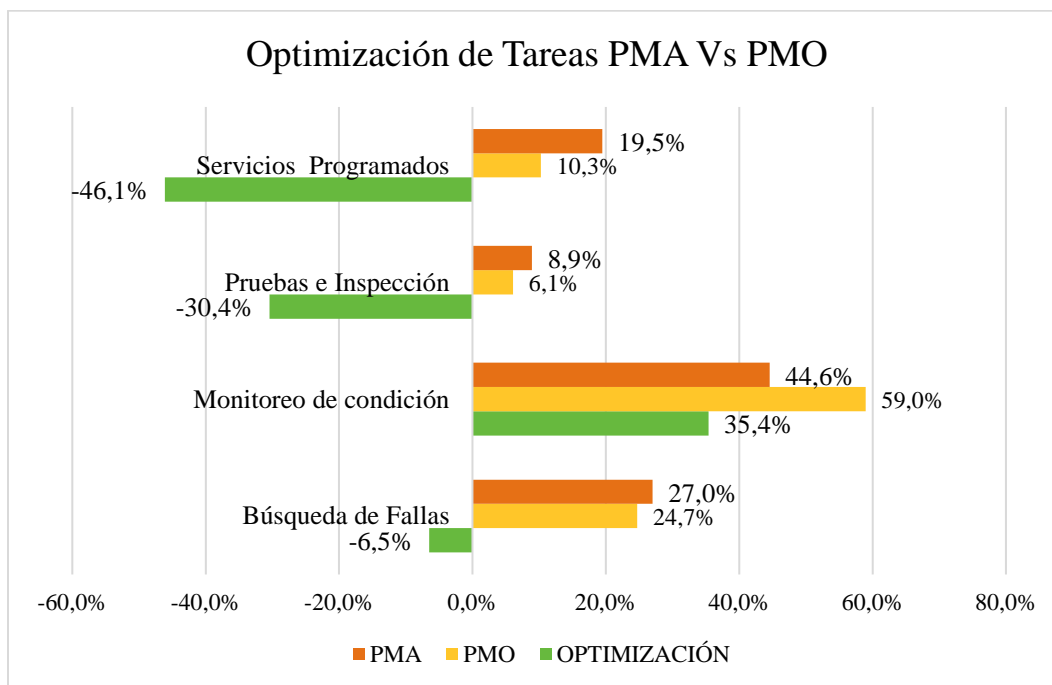
El detalle completo de las tareas del plan de mantenimiento del plan de mantenimiento optimizado para cada subestación se presenta en el Apéndice D. Optimización Planes de Mantenimiento.

2.9 Verificación de Optimización del Plan de Mantenimiento Propuesto

El incremento de las tareas en el nuevo plan de mantenimiento (PMO), representa un 2.3% de nuevas tareas, pero a nivel de tipo de tarea se puede observar una reducción del 46,1%, 30,4% y 6,5% para servicios programados, pruebas e inspección y búsqueda de fallas respectivamente, que son tareas de tipo intrusivo y un incremento del 35,4% en tareas de monitoreo de condición que son tareas no intrusivas. Ver figura 13. Optimización de Tareas PMA Vs PMO.

Figura 13.

Optimización de Tareas PMA vs PMO



Nota: Elaboración propia.

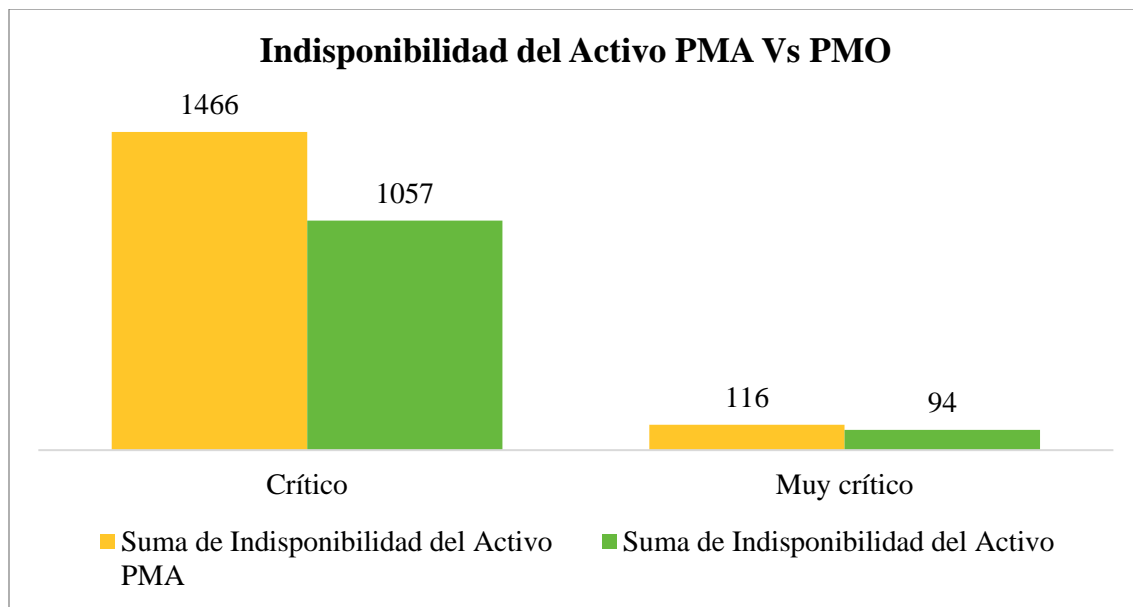
Esta optimización del plan de mantenimiento tiene como beneficio la reducción de horas de indisponibilidad de los activos pasando de 1582 horas en el plan de mantenimiento actual a 1151 horas en el plan de mantenimiento optimizado, esto representa un 27% de disminución de horas

de indisponibilidad de los activos, dando cumplimiento al objetivo principal del proyecto que tenía como meta una reducción del 20% de las horas de indisponibilidad con respecto al plan de mantenimiento actual.

En la figura 14 se muestra la indisponibilidad de los activos debido a la ejecución de las tareas del plan de mantenimiento actual (PMA) en activos críticos y muy críticos y la indisponibilidad por ejecución de tareas del plan de mantenimiento optimizado (PMO).

Figura 14.

Indisponibilidad del Activo PMA Vs PMO



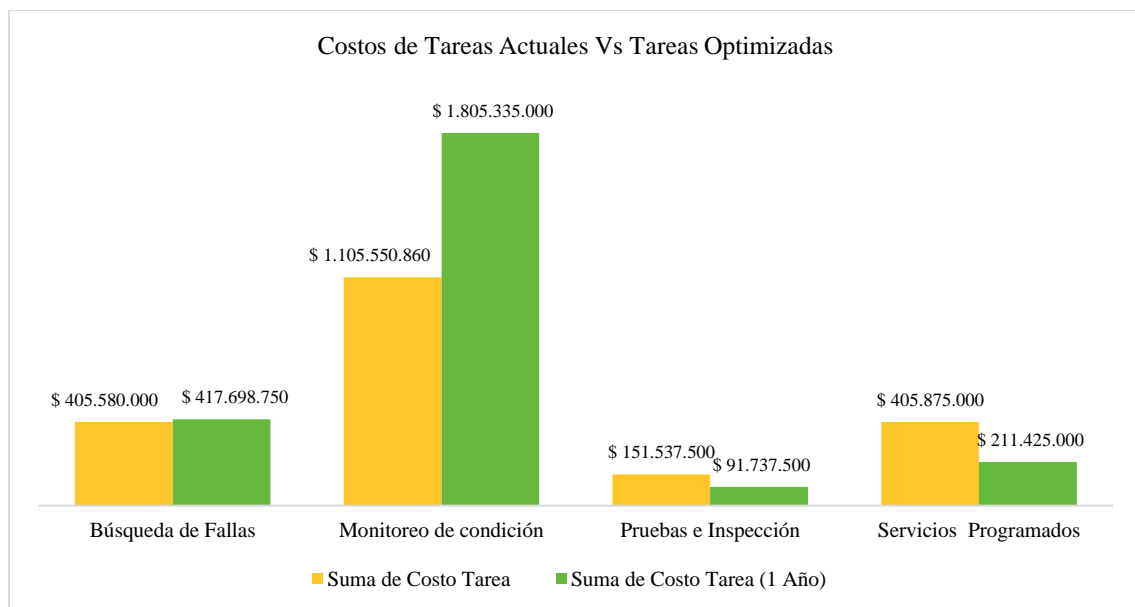
Nota: Elaboración propia.

Finalmente, el costo del plan de mantenimiento optimizado propuesto tiene un incremento del 22% respecto al plan actual, esto se puede detallar en la figura 15. Costos de Tareas Actuales Vs Tareas Optimizadas, este aumento está representado en la inclusión de tareas de mantenimiento

no intrusivas para la gestión de modos de falla que el plan de mantenimiento actual no está cubriendo y para la optimización de tareas intrusivas.

Figura 15.

Costos de Tareas Actuales Vs Tareas Optimizadas



Este incremento presupuestal en el PMO se justifica con la reducción de la indisponibilidad de los activos y la gestión de riesgos no cubiertos, lo que contribuye a una mejora de los indicadores de servicio de EBSA.

3. Conclusiones

Durante el inventario de los activos que componen las subestaciones eléctricas de nivel de tensión 5 y 4 de EBSA, se implementó lo descrito en el procedimiento de taxonomía de EBSA basado en la norma ISO 14224 para estructuración de los activos y se verificó físicamente en campo lo que se tenía registrado en el sistema, este trabajo permitió organizar y actualizar la información de los activos, cumpliendo con las expectativas planteadas para el posterior análisis.

Para 311 activos jerarquizados taxonómicamente a nivel 6 se realizó la identificación del contexto operacional, las funciones y subfunciones de cada uno de ellos y esto permitió analizar las consecuencias de la incapacidad de los activos de realizar las funciones y subfunciones y evaluar su nivel de impacto, este trabajo se desarrolló con el apoyo del área de operaciones.

Se clasificaron los 311 activos por su nivel de criticidad, de acuerdo con el impacto que puede causar que no cumplan con su propósito dentro de las subestaciones eléctricas de los cuales el 6% se catalogaron como Muy Críticos, 78% Críticos, y 16% esenciales y no críticos.

Se tomaron los 262 activos clasificados como Muy Críticos y Críticos en el análisis de consecuencias para realizar el análisis de los modos y efectos de fallo agrupando los activos por clases de equipos de acuerdo con sus características y funcionalidad, de este análisis resultaron 92 modos de fallas de los cuales se gestionaron aplicando la metodología PMO los 79 modos de falla calificados con nivel de riesgo muy alto, alto y medio.

Se revisaron 3830 tareas que se están ejecutando actualmente, de las cuales 3174 se mantienen igual y 104 se optimizaron. Adicionalmente se definieron 641 tareas nuevas para tratar modos de falla que en la actualidad no están siendo gestionados.

La aplicación de la metodología PMO en las subestaciones clasificadas críticas y muy críticas permitió identificar potenciales fallas en el desempeño de los activos y definir acciones para eliminar/evitar o mitigar las consecuencias de la posible ocurrencia de estas.

Se obtuvo como resultado de la aplicación de la metodología PMO una nueva propuesta de plan de mantenimiento optimizado para las subestaciones eléctricas de nivel de tensión 5 y 4 compuesto en un 59% por tareas de mantenimiento basadas en condición, 25% búsqueda de fallas, 6% pruebas e inspección y 10% servicios programados.

Las tareas de mantenimiento basadas en condición que pueden ser realizadas sin afectar la disponibilidad de los activos se incrementaron en un 35,4% respecto al plan de mantenimiento actual.

Las tareas de mantenimiento relacionadas con servicios programados de manera periódica que requieren intervención intrusiva del activo afectando su disponibilidad disminuyeron en un 46,1% respecto al plan de mantenimiento actual.

El nuevo plan de mantenimiento gestiona modos de falla de alto riesgo que no eran gestionados con las tareas que hacen parte del plan de mantenimiento actual.

El plan de mantenimiento propuesto logra una reducción de un 27% respecto al plan de mantenimiento actual, de los tiempos de indisponibilidad de los activos productivos muy críticos y críticos de las subestaciones eléctricas de nivel de tensión 5 y 4 de EBSA.

Respecto a los costos del plan de mantenimiento optimizado, este presenta un incremento del 22%, valor sustentable desde el punto de vista técnico al gestionar riesgos no tratados en el plan de mantenimiento actual con la inclusión de nuevas tareas no intrusivas. Otro criterio para sustentar el nuevo plan ante la junta directiva es la reducción de la indisponibilidad de activos críticos, lo cual se puede traducir en mejores indicadores de servicio.

La aplicación de las metodologías de análisis de criticidad de activos y de optimización del mantenimiento planeado, permitió el desarrollo de una nueva propuesta de plan de mantenimiento para los activos de las subestaciones de nivel de tensión 4 y 5, alineada a los objetivos de EBSA de generar valor, garantizando un desempeño adecuado de sus activos a un costo razonable y administrando los riesgos de manera óptima.

Referencias Bibliográficas

British Standards Institution. (2010). Maintenance terminology. *BS EN 13306:2010*.

BSI Standards Publication. (2010). Maintenance — Maintenance terminology. *BS EN 13306:2010*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Resolución No. 015 de 2018. Bogotá.

Empresa de Energía de Boyacá. (2020). Informe de Sostenibilidad 2020. Tunja: ARCO Consultores.

Empresa de Energía de Boyacá. (2020). Manual de Gestión De Riesgos. Tunja.

Empresa de Energía de Boyacá. (2022). Guía de Taxonomía. Tunja.

ICONTEC. (15 de octubre de 2015). Norma Técnica *NTC-ISO 55001*.

Organización Internacional de Normalización. (2016). *Recopilación e intercambio de datos de fiabilidad y mantenimiento para equipos*. (ISO14224:2016).

Organización Internacional de Normalización. (2014). *Gestión de activos- Aspectos generales*,

principios y terminología. (ISO55000:2014).

OMCS. (2007). PMO – Optimización del Plan de Mantenimiento: El Análisis de Mantenimiento del Futuro.

https://www.maintenance.org/fileSendAction/fcType/0/fcOid/399590942963630232/filePointer/399590942964798778/fodoid/399590942964798776/PMO_Analisis_del_futuro.pdf

Pelaez, C., & Herrera, S. (2019). Optimización de los Planes de Mantenimiento dentro de las subestaciones de la Empresa de Energía del Quindío (EDEQ), dentro del proceso de implementación del Sistema de Gestión de Activos. Armenia.

Society of Automotive Engineers. (1999). Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM). (*SAE JA1011:1999*).

Society of Automotive Engineers. (1999). Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM). (*SAE JA1011:1999*).

Apéndices

Apéndice A.

Taxonomía de SE de Niveles de Tensión 5 y 4

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELECTRICA PAIPA														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORIA INSTALACION	DENOMINACION - NIVEL DE TENSION	CODIGO INSTALACION	COD ACTIVO	DENOMINACION ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCION ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCION ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	UIL
EBTRA	Z1	SUB	PAIN4	14792	K10001000000	Transformador 1 81101	N4T5	TRANSFORMADOR TRIFASICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	100010000000	N4T5	Transformador trifase (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 21 a 30 MVA		No aplica	No aplica
			PAIN5	14792	K100010001000	Autotransformador 1 81300 180/90/30 MVA - 220/115/13,8 kv	N5T25	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFASICO (OLTC) - CONEXION AL STN - CAPACIDAD FINAL DE MAS DE 121 MVA	100010001000	N5T25	Transformador idevanado trifase (OLTC) - conexion al STN = 121MVA		No aplica	No aplica
			PAIN5	14792	K100010002000	Autotransformador 2 81400 90/90/30 MVA - 220/115/13,8 kv	N5T23	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFASICO (OLTC) - CONEXION AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 81 A 90 MVA	100010002000	N5T23	Transformador idevanado trifase (OLTC) - conexion al STN 7 81- 90 MVA		No aplica	No aplica
			PAIN5	14792	K100010003000	Autotransformador 3 81500 90/90 MVA - 220/115 kv	N5T23	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFASICO (OLTC) - CONEXION AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 90 MVA	100010003000	N5T23	Transformador idevanado trifase (OLTC) - conexion al STN 7 61- 90 MVA		No aplica	No aplica
			PAIN2	14792	K100010004000	Celda General 13,8 kv 14793	N2S10	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCLLA - SUBESTACION METALCLAD	100010004001	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Bahía General 13,8 Kv 14793	Requerido	Requerido
			PAIN2	14792	K100010008000	Celda 13,8 kv Maguncia Rural 14794	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCLLA - SUBESTACION METALCLAD	100010008001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13,8 Kv Maguncia Rural 14794	Requerido	0008
			PAIN2	14792	K100010000C00	Celda 13,8 kv Maguncia Industrial_14795	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCLLA - SUBESTACION METALCLAD	100010000C01	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13,8 Kv Maguncia Industrial_14795	Requerido	0009
			PAIN2	14792	K100010000D00	Celda 13,8 kv Palermo_14796	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCLLA - SUBESTACION METALCLAD	100010000D01	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13,8 Kv Palermo_14796	Requerido	0010
			PAIN2	14792	K100010000E00	Celda 13,8 kv Paipa Zona Industria 14797	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCLLA - SUBESTACION METALCLAD	100010000E01	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13,8 Kv Paipa Zona Industrial_14797	Requerido	0011
			PAIN2	14792	K100010000F00	Celda 13,8 kv Zona Hotelera_14798	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCLLA - SUBESTACION METALCLAD	100010000F01	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13,8 Kv Zona Hotelera_14798	Requerido	0012
			PAIN3	14792	K100010000G00	Celda 34,5 kv Ciudadela-Higueras 14764	N3S11	CELDA DE LINEA - SUBESTACION TIPO METALCLAD	100010000G01	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34,5 Kv Higuera-Ciudadela	Requerido	0523
			PAIN3	14792	K100010000H00	Celda 34,5 kv Río de Piedras - Turja 14766	N3S11	CELDA DE LINEA - SUBESTACION TIPO METALCLAD	100010000H01	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34,5 Kv Turja Proyecto 14766	Requerido	0022
			PAIN3	14792	K100010000I00	Celda 34,5 kv Toca Proyecto 14765	N3S11	CELDA DE LINEA - SUBESTACION TIPO METALCLAD	100010000I01	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34,5 Kv Toca Proyecto 14765	Requerido	Requerido
			PAIN3	14792	K100010000J00	Celda General 34,5 kv 14781	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACION TIPO METALCLAD	100010000J01	N3S12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía General 34,5 Kv 14781	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010000K00	Bahía Transferencia 352	N4S17	TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	100010000K01	N4S17C01	Interruptor	Bahía Transferencia 115 Kv	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010000L00	Bahía Acople Barras 115 kv 1320	N4S17	BAHIA DE MANOBRAS (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	100010000L01	N4S17C01	Interruptor	Bahía Acople Barras 115 kv	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010000O00	Módulo común tipo 4 (más 9 bahías) - convencional/encapsulada	N4S44	MODULO COMUN TIPO 4 (MAS DE 9 BAHIAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA-CUALQUIER CONFIGURACION	100010000O01	N4S44C15	Servicios Auxiliares	-	No aplica	No aplica
			PAIN4	14792	K100010000P00	Bahía Línea Sochagota II 14774	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000P01	N4S7C01	Interruptor	Bahía 115 Kv Paipa - Sochagota II 14774	Requerido	0003
			PAIN4	14792	K100010000Q00	Bahía Línea Sochagota I 14776	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000Q01	N4S7C01	Interruptor	Bahía 115 Kv Paipa - Sochagota I 14776	Requerido	0004
			PAIN4	14792	K100010000R00	Bahía Línea Suamox Industrial - 14777	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000R01	N4S7C01	Interruptor	Bahía Paipa-Belencio-San Antonio 115 kv 14777	Requerido	0005
			PAIN4	14792	K100010000V00	Bahía Línea Donato 14779	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000V01	N4S7C01	Interruptor	Bahía Paipa-Donato 115 Kv 14779	Requerido	0007
			PAIN4	14792	K100010000W00	Bahía Línea Barbosa 14780	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000W01	N4S7C01	Interruptor	Bahía Barbosa 115 Kv 14780	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010000X00	Bahía Línea Múscas 15494	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000X01	N4S7C01	Interruptor	Cto 115 kv Paipa a Donato II 15494	Requerido	0013
			PAIN4	14792	K100010000Y00	Bahía Línea Suplencia Suamox 1720	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000Y01	N4S7C01	Interruptor	Bahía Suplencia Paipa- Belencio- San An	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010000Z00	Bahía Línea Suplencia Diaco 1520	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000Z01	N4S7C01	Interruptor	Bahía Suplencia Paipa-Diaco 115 Kv	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010001000	Bahía Línea Suplencia Donato 1620	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010001001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Suplencia Paipa-Donato 115 Kv	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010001100	Bahía 115 kv Autotransformador 2 90/90 /30 MVA	N4S8	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010001101	N4S8C01	Interruptor	Bahía Autotransformador 2 90/90 /30 Mva	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010001200	Bahía 115 kv Autotransformador 1 180/90 /30 MVA	N4S8	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010001201	N4S8C01	Interruptor	Bahía Autotransformador 1 180/90 /30 Mv	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010001300	Bahía 115 kv Autotransformador 3 90/90 MVA	N4S8	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010001301	N4S8C01	Interruptor	Bahía Autotransformador 3 90/90 Mva 22	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010001400	Bahía 115 kv Transformador 30/30/30 MVA 14792	N4S8	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010001401	N4S8C01	Interruptor	Bahía Transformador 30/30/30 Mva 1513	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K10001000P000	Sistema de Automatización	N4S46	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACION (SIE 115 KV/34,5 KV O SIE 115KV/ 13,8 KV)	10001000P001	N4S46C17	Red Lan - Sistema distribuido	-	No aplica	No aplica
			PAIN2	14792	K100010000500	Celda de llegada 13,8kv del Autotransformador 1	N2S10	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCLLA - SUBESTACION METALCLAD	100010000501	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Opcional	Requerido	Requerido
			PAIN2	14792	K100010000600	Celda de llegada 13,8kv del Autotransformador 2	N2S10	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCLLA - SUBESTACION METALCLAD	100010000601	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Opcional	Requerido	Requerido
			PAIN4	14792	K100010000300	Bahía Línea Diaco 14778	N4S7	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	100010000301	N4S7E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Opcional	Requerido	Requerido

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MUSCAST														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z1	SUB	MUN4	13525	K101210003000	BL Muscast - Alto Ricaute 2	N4S9	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO- TIPO CONVENCIONAL	101210003001	N4S9E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Circuito Muscast - Alto Ricaute 2 115 kV	13515	0483
			MUN4	13525					101210003002	N4S9E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Circuito Muscast - Alto Ricaute 115 kV	13515	0483
			MUN4	13525					101210003003	N4S9E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Circuito Muscast - Alto Ricaute 115 kV	13515	0483
			MUN4	13525					101210003004	N4S9E03	Interruptor-N4	Circuito Muscast - Alto Ricaute 115 kV	13515	0483
			MUN4	13525					101210003005	N4S9E05	Seccionador Tripolar-N4	Circuito Muscast - Alto Ricaute 115 kV	13515	0483
			MUN4	13525					101210003014	N4S9E16	Cadenas de aisladores	Circuito Muscast - Alto Ricaute 115 kV	13515	0483
			MUN4	13525					101210002000	N4EQ2	Transformador de tensión nivel 4	Circuito Muscast - Alto Ricaute 115 kV	Requerido	0483
			MUN4	13525					101210003004	N4P3E09	Cables de control NT4		Requerido	Requerido
			MUN4	13525	K101210005000	Sistema de Automatización	N0P5	Control subestación Tipo 6 (Más de 13 Bahías) (Sbahía)	101210005001	N0P5E01	Switches		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210005004	N0P5E01	Switches		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210005007	N0P5E01	Switches		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210005011	N0P5E01	Switches		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210005015	N0P5E01	Switches		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210005019	N0P5E01	Switches		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210005021	N0P5E01	Switches		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210005033	N0P5E02	Gateway o UTR		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210005043	N0P5E11	Registrador de Fallos		Requerido	Requerido
			MUN4	13525					101210005044	N0P5E12	Tablero		No aplica	No aplica
			MUN4	13525					101210000000	N4EQ2	Transformador de tensión nivel 4		Requerido	Requerido
			MUN4	13525					101210013004	N4S42E19	Celda con Seccionador bajo Carga		Requerido	Requerido
			MUN4	13525					101210014006	N4S51E07	Transformador de corriente-N4		Requerido	Requerido
			MUN4	13525					101210015004	N4S51E07	Transformador de corriente-N4		Requerido	Requerido
			MUN4	13525					101210016007	N4S51E13	Acero Estructural (kg)		Requerido	Requerido
			MUN4	13525					101210017007	N4S51E13	Acero Estructural (kg)		Requerido	0013
			MUN4	13525					101210000000	N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (pgj creg 024 de 2005)		Requerido	0013
			MUN4	13525					101210010009	N4S9E05	Seccionador Tripolar-N4	Circuito Muscast - Pajpa 115 kV	13521	0486
			MUN4	13525					101210004004	N4P1E07	Tablero	Circuito Muscast - Pajpa 115 kV	13521	0486
			MUN4	13525					10121001A012	N4S9E14	Conductores alta tensión	Circuito 2 115 kV Donato (Turpa) - Muscast	13522	0487
			MUN4	13525					10121001B002	N4S9E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Circuito 1 115 kV Donato (Turpa) - Muscast	13523	0485
			MUN4	13525					101210005001	N4P1E01	Protección Principal 1	Circuito 1 115 kV Donato (Turpa) - Muscast	13523	0485
			MUN4	13525					10121001D009	N4S9E07	Transformador de corriente-N4	Circuito Muscast - Jenesano	13526	0502
			MUN3	13525			N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3	10121001T001	N3P1E01	Protección Principal 1		Requerido	Requerido
			MUN3	13525					10121001R003	N3P1E04	Tablero		14542	0047
			MUN3	13525					10121001L005	N3P1E06	Cables de control NT3		Requerido	Requerido
			MUN4	13525	K101210022000	Transformador 81098	N4T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLT) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	101210022000	N4T6	Transformador trifásico (OLT) - lado de alta en el nivel 4 - de 31 a 40 MVA	MUSCAST1	No aplica	No aplica

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN ANTONIO														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z2	SUB	SANN3	14799	K100030001000	Transformador 34.5kV 81116	N3T4	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLT) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA	100030001000	N3T4	Transformador trifásico (OLT) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 11 a 15 MVA	-	No aplica	No aplica
			SANN2	14799	K100030002000	Celda entrada 13.8kV general circuito 14813	N2S10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100030002001	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	-	Requerido	0000
			SANN2	14799	K100030005000	Celda 13.8kV circuito 14807 parque industrial castro	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100030005001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	-	14807	0015
			SANN2	14799	K100030006000	Celda 13.8kV circuito 14808 vereda vedo	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100030006001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	-	14808	0016
			SANN2	14799	K100030007000	Celda 13.8kV circuito 14809 indumil	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100030007001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	-	14809	0017
			SANN2	14799	K100030008000	Celda 13.8kV circuito 14811 nasareth	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100030008001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	-	14811	0018
			SANN3	14799	K100030009000	Celda del circuito 34.5kV 14703 salida parque industrial	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100030009001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Sal Parque Indust 14703	14703	0014
			SANN3	14799	K100030010000	Celda del circuito 34.5kV 14812 salida tasco	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100030010001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Sal Al Norte 14812	14812	0019
			SANN3	14799	K100030008000	Celda del circuito 34.5kV 14816 salida topaga	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100030008001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Sal Sub Topaga 14816	14816	0020
			SANN3	14799	K100030000000	Celda entrada general 34.5kV 14814	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100030000001	N3S12C08	Metal Clad (Global)	Bahía G 34.5KV 14814	Requerido	0000
			SANN3	14799	K100030000000	Celda de salida del transformador 34.5kV 14815	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100030000001	N3S12C08	Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Sal Subs 12.5 Mva 14815	Requerido	0000
			SANN4	14799	K10003000E000	Bahía de transferencia 115kV	N4S17	BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	10003000E001	N4S17C01	Interruptor	Bahía De Acople	Requerido	0000
			SANN4	14799	K10003000G000	Módulo de servicio de auxiliares	N4S44	MÓDULO COMÚN TIPO 4 (MÁS DE 8 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA- CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10003000G001	N4S44C15	Servicios Auxiliares		No aplica	0000
			SANN4	14799	K10003000H000	Sistema de automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	10003000H001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido		No aplica	0000
			SANN4	14799	K10003000K000	Bahía Sal Belencio 14787	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000K001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Sal Belencio 14787	14787	0494
			SANN4	14799	K10003000L000	Bahía Llag Sub Suamor 14789	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000L001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Llag Sub Hqueras 14789	14789	0495
			SANN4	14799	K10003000M000	Bahía Sal Huche 1 14826	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000M001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Sal Boavita 14826	14826	0021
			SANN4	14799	K10003000N000	Bahía Sal Sidenal La Ramada 14827	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000N001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Sal Sidenal La Ramada 14827	14827	0022
			SANN4	14799	K10003000O000	Bahía Llegada Sochagota 14870	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000O001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Llegada Sochagota 14870	14870	0000
			SANN4	14799	K10003000P000	Bahía Sal La Ramada 14871	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000P001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Sal La Ramada 14871	14871	0023
			SANN4	14799	K10003000Q000	Bahía de transformador 115kV 14799	N4S8	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000Q001	N4S8C01	Interruptor	Bahía Transformador 14799	Requerido	0000
			SANN3	14799	K100030018000	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	N3EQ10	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	100030018000	N3EQ10	Transformador de puesta a tierra	-	No aplica	0000
			SANN4	14799	K10003002L000	Bahía Sal Huche II	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003002L001	N4S7C01	Interruptor	Opcional - Huche	13507	Requerido
			SANN4	14799	K10003002W000	Transformador 115kV 81115	N4T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLT) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	10003002W000	N4T6	Transformador trifásico (OLT) - lado de alta en el nivel 4 - de 31 a 40 MVA	Opcional	No aplica	No aplica
			SANN4	14799	K10003000I000	Bahía Sal Yopal 1	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000I001	N4S7E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Opcional-Yopal	14818	Requerido
			SANN4	14799	K10003000J000	Bahía Sal Yopal 2	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000J001	N4S7E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Opcional-Yopal	14825	0000
			SANN4	14799	K10003000X000	Bahía Sal Argos	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10003000X001	N4S7E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Opcional-Argos	14788	Requerido

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SOCHAGOTA														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CÓDIGO LINEA	IUL
EBTRA	ZI	SUB	SGTN5	15256	K10000000000	Autotransformador monofásico 60 MVA 220/115 kV.	NST14	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	10000000000	NST14	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 51-60 MVA		No aplica	No aplica
			SGTN5	15256	K10000000100	Autotransformador monofásico 60 MVA 220/115 kV.	NST14	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	10000000100	NST14	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 51-60 MVA		No aplica	No aplica
			SGTN5	15256	K10000000200	Autotransformador monofásico 60 MVA 220/115 kV.	NST14	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	10000000200	NST14	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 51-60 MVA		No aplica	No aplica
			SGTN5	15256	K10000000300	Autotransformador monofásico 60 MVA 220/115 kV.	NST14	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	10000000300	NST14	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 51-60 MVA		No aplica	No aplica
			SGTN4	15256	K10000000400	Bahía de Transferencia 115 kV.	NAS17	BAHIA DE MANOBRERA - (ACOPILE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	10000000400	NAS17C01	Interruptor	Bahía transferencia 115 KV 15256	Requerido	Requerido
			SGTN4	15256	K10000000700	Sistemas de servicios auxiliares	NAS42	MÓDULO COMÚN TIPO 2 (4 A 6 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10000000700	NAS42C15	Servicios Auxiliares	Opcional	No aplica	No aplica
			SGTN4	15256	K10000000800	Sistema de automatización	NAS46	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	10000000800	NAS46C17	Red Lan - Sistema distribuido	Opcional	No aplica	No aplica
			SGTN4	15256	K10000000900	BL1 Sochagota - San Antonio 115 kV.	NAS7	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10000000900	NAS7C01	Interruptor	Bahía Sochagota - San Antonio 115 KV 15250	15250	0000
			SGTN4	15256	K10000001000	BL2 Sochagota - Paipa 115 kV.	NAS7	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10000001000	NAS7C01	Interruptor	Bahía Sochagota - Paipa 115 KV 15252	14774	0003
			SGTN4	15256	K10000001000	BL1 Sochagota - Higueras 115 kV.	NAS7	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10000001000	NAS7C01	Interruptor	Bahía Sochagota - Higueras 115 KV 15254	15254	0001
			SGTN4	15256	K10000001000	BL1 Sochagota - Paipa 115 kV.	NAS7	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10000001000	NAS7C01	Interruptor	Bahía Sochagota - Paipa 115 KV 15256	14776	0004
			SGTN4	15256	K10000001000	BT 180 MVA 115 kV	NAS8	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10000001000	NAS8C01	Interruptor	Bahía 115 KV ATR 1 230/115 kv 15260	Requerido	Requerido

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DONATO														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CÓDIGO LINEA	IUL
EBTRA	ZI	SUB	DNTN4	15500	K10000000000	TR1 12-15 MVA 115/13.8 Kv	NNT3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA	10000000000	NNT3	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 11 a 15 MVA	T1	No aplica	No aplica
			DNTN4	15500	K10000000100	TR2 10-12.5 MVA 115/13.8 Kv	NNT3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA	10000000100	NNT3	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 11 a 15 MVA	T2	No aplica	No aplica
			DNTN4	15500	K10000000200	TR3 30-40/30-40/5-4.6 MVA 115/34.5/13.8 Kv	NNT16	TRANSFORMADOR TRIDENANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	10000000200	NNT16	Transformador tridenanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 31 a 40 MVA	T3	No aplica	No aplica
			DNTN2	15500	K10000000300	TR1 Celda General de 13.8 Kv	NZS10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000000300	NZS10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Bahía Barras 13.8KV 14505	Requerido	Requerido
			DNTN2	15500	K10000000400	TR2 Celda General de 13.8 Kv	NZS10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000000400	NZS10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Bahía Barras 23.8KV 14506	Requerido	Requerido
			DNTN2	15500	K10000000500	TR1 Celda Chivata UR	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000000500	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía Reserva 13.8KV 14515 Chivata	14515	0048
			DNTN2	15500	K10000000600	TR2 Celda Resena 1	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000000600	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía Co 13.8KV Resena	14542	Requerido
			DNTN2	15500	K10000000700	TR1 Celda Maldonado	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000000700	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8KV 14509 La Fuente	14509	0043
			DNTN2	15500	K10000000800	TR1 Celda La Fuerte	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000000800	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8KV 14510 Maldonado	14510	0044
			DNTN2	15500	K10000000900	TR1 Celda Santander	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000000900	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8KV 14511 Santander	14511	0045
			DNTN2	15500	K10000001000	TR2 Celda Asia	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000001000	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8KV 14512 Asia	14512	0046
			DNTN2	15500	K10000001100	TR1 Celda Moravia	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000001100	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía Co Moravia 13.8KV 14520 Moravia	14520	0053
			DNTN2	15500	K10000001200	TR2 Celda El Dorado	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000001200	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía Co 13.8KV 14525 El Dorado	14525	0054
			DNTN2	15500	K10000001300	TR2 Celda Muscas	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000001300	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía Co 13.8KV 14526 Muscas	14526	0055
			DNTN2	15500	K10000001400	TR2 Celda Edificio Zona	NZS9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10000001400	NZS9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía de Conexión edificio EBSA	14554	Requerido
			DNTN3	15500	K10000001500	Celda Samaca Industrial 34.5 Kv	NNS11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10000001500	NNS11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Aracabo 14508	14508	0042
			DNTN3	15500	K10000001600	Celda Muscas 34.5 Kv	NNS11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10000001600	NNS11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Samaca Industrial 14513	14513	0047
			DNTN3	15500	K10000001700	Celda Hunza Occidental 34.5 Kv	NNS11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10000001700	NNS11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Anillo Occidental 14516	14516	0049
			DNTN3	15500	K10000001800	Celda Hunza Oriental 34.5 Kv	NNS11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10000001800	NNS11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Anillo Oriental 14517	14517	0050
			DNTN3	15500	K10000001900	Celda Villa de Leyva 34.5 Kv	NNS11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10000001900	NNS11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Anillo Oriental 14518	14518	0051
			DNTN3	15500	K10000002000	Celda Marquet Lengua 34.5 Kv	NNS11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10000002000	NNS11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5KV Marquet Lengua 14519	14519	0052
			DNTN3	15500	K10000002100	Celda de entrada barrio 34.5 Kv	NNS12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPILE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10000002100	NNS12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía General 34.5KV 15507	Requerido	Requerido
			DNTN4	15500	K10000002200	BL1 Donato-Muscas 8 115 Kv	NAS1	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10000002200	NAS1C01	Interruptor	Bahía Donato Chiquinquirá 15491	15491	0486
			DNTN4	15500	K10000002300	BL2 Donato-Muscas 1 115 Kv	NAS1	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10000002300	NAS1C01	Interruptor	Bahía Linea Paipa Tunja 2 15499	15499	0485
			DNTN4	15500	K10000002400	BL3 Donato-Paipa 1 115 Kv	NAS1	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10000002400	NAS1C01	Interruptor	Bahía Linea Paipa Tunja 1 15500	15500	0007
			DNTN4	15500	K10000002500	BTR4 30-40/30-40/5-4.6 MVA 115/34.5/13.8 Kv	NAS2	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10000002500	NAS2C01	Interruptor	Trafo 4 81075	Requerido	Requerido
			DNTN4	15500	K10000002600	BTR1 12-15 MVA 115/13.8 Kv	NAS2	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10000002600	NAS2C01	Interruptor	Trafo 1 81073	Requerido	Requerido
			DNTN4	15500	K10000002700	BTR2 10-12.5/10-12.5 MVA 115/13.8 Kv	NAS2	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10000002700	NAS2C01	Interruptor	Trafo 2 81074	Requerido	Requerido
			DNTN4	15500	K10000002800	Sistema de servicios auxiliares	NAS42	MÓDULO COMÚN TIPO 2 (4 A 6 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10000002800	NAS42C15	Servicios Auxiliares	*	14519	Requerido
			DNTN4	15500	K10000002900	Sistema de Automatización	NPS	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	10000002900	NPS5E01	Switches	Opcional	No aplica	No aplica
			DNTN2	15500	K10000003000	TR2 Celda Resena II	NZS7	BAHIA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	10000003000	NZS7E05	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones	Opcional	Requerido	0043

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CHIVOR														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CÓDIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z4	SUB	GCHN4	15488	K10020000400	BL Aguacira 115kV	NAS15	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	10002000400	NAS15C05	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	Bahía Gis Chivor - Aguacira 115 KV 15488	15488	0095
			GCHN4	15488	K10020000500	BL Tunja 115kV	NAS15	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	10002000500	NAS15C05	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	Bahía Gis Chivor - Tunja 115 KV 15488	15488	0096
			GCHN4	15488	K10020000600	BT Lado 115kV	NAS16	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	10002000600	NAS16C05	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	Bahía Gis Chivor - Llegada Auto 1 115 KV 15488	15488	Requerido
			GCHN4	15488	K10020000800	Sistema de servicios auxiliares	NAS41	MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10002000800	NAS41C15	Servicios Auxiliares	Modulo Comun	No aplica	No aplica
			GCHN4	15488	K10020000900	Sistema de Automatización	NAS45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	10002000900	NAS45C17	Red Lan - Sistema distribuido	Sistema Control	No aplica	No aplica

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ALTO RICAUARTE														
INDUSTRIA Y RIESGO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CÓDIGO LÍNEA	IUL
EBTRA	Z0	SUB	ARIN4	15632	K1009800C000	Sistema de Automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	1009800C001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	Opcional	No aplica	No aplica
			ARIN3	15632	K10098017000	Ocesa	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10098017001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	15393	Requerido
			ARIN3	15632	K10098018000	Villa de Leyva	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10098018001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	15392	0122
			ARIN3	15632	K10098019000	Sachica	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10098019001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	15391	0378
			ARIN3	15632	K1009801A000	Celda de entrada barraje 34.5 kV	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	1009801A001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	Requerido	Requerido
			ARIN3	15632	K1009801C000	Loma Redonda	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	1009801C001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	15394	0491
			ARIN4	15632	K1009801E000	BL1 Alto Ricaurte - Chiquinquirá	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1009801E001	N4S1C01	Interruptor	Opcional	15624	0379
			ARIN4	15632	K1009801F000	BL1 Alto Ricaurte - Muscas	N4S1	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1009801F001	N4S1C01	Interruptor	Opcional	15623	0487
			ARIN4	15632	K1009801G000	BT40 MVA 115/34.5 kV	N4S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1009801G001	N4S2C01	Interruptor	Opcional	Requerido	Requerido
			ARIN4	15632	K1009801I000	Sistema de servicios auxiliares	N4S42	MÓDULO COMÚN TIPO 2 (4 A 6 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	1009801I001	N4S42C15	Servicios Auxiliares	Opcional	No aplica	No aplica
			ARIN4	15632	K1009801K000	TR 40 MVA	N4T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLT) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	1009801K000	N4T6	Transformador trifásico (OLT) - lado de alta en el nivel 4 - de 31 a 40 MVA	Opcional	No aplica	No aplica
			ARIN4	15632	K1009801V000	BL2 Alto Ricaurte - Muscas	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1009801V001	N4S1E01	Dispositivo de Protección contra Subtensiones (DPS)-N4	Opcional	Requerido	0483
			ARIN4	15632	K1009801W000	BL2 Alto Ricaurte - Chiquinquirá	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1009801W001	N4S1E01	Dispositivo de Protección contra Subtensiones (DPS)-N4	Opcional	Requerido	0484

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EL HUCHE														
INDUSTRIA Y RIESGO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CÓDIGO LÍNEA	IUL
EBTRA	Z1	SUB	HUCN4	15627	K10097000000	Sistema de Automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	10097000001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	Opcional	No aplica	No aplica
			HUCN3	15627	K100970016000	Celda de entrada barraje 34.5 kV	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100970016001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	Requerido	Requerido
			HUCN3	15627	K100970018000	Tasco	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100970018001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	15397	0156
			HUCN3	15627	K100970019000	Socha	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100970019001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	15398	0497
			HUCN3	15627	K10097001A000	Paz del río (NA)	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10097001A001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	15399	Requerido
			HUCN3	15627	K10097001B000	Industrial (NA)	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10097001B001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Opcional	15395	0480
			HUCN4	15627	K10097001D000	BL1 El Huche - Boavita	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10097001D001	N4S1C01	Interruptor	Opcional	15626	0377
			HUCN4	15627	K10097001E000	BL1 El Huche - San Antonio	N4S1	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10097001E001	N4S1C01	Interruptor	Opcional	14826	0021
			HUCN4	15627	K10097001F000	BT40 MVA 115/34.5 kV	N4S2	MÓDULO COMÚN TIPO 2 (4 A 6 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10097001F001	N4S2C01	Interruptor	Opcional	Requerido	Requerido
			HUCN4	15627	K10097001H000	Sistema de servicios auxiliares	N4S42	MÓDULO COMÚN TIPO 2 (4 A 6 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10097001H001	N4S42C15	Servicios Auxiliares	Opcional	No aplica	No aplica
			HUCN4	15627	K10097001J000	TR 40 MVA	N4T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLT) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	10097001J000	N4T6	Transformador trifásico (OLT) - lado de alta en el nivel 4 - de 31 a 40 MVA	Opcional	No aplica	No aplica
			HUCN4	15627	K10097001Q000	BL2 El Huche - San Antonio	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10097001Q001	N4S1C01	Interruptor	Opcional	Requerido	0489
			HUCN4	15627	K10097001R000	BL2 El Huche-Boavita	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10097001R001	N4S1C01	Interruptor	Opcional	13510	0490

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA HIGUERAS														
INDUSTRIA Y RIESGO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CÓDIGO LÍNEA	IUL
EBTRA	Z1	SUB	HIGN4	14800	K100050000000	TR 30-40/30-40/3.4-6MVA	N4T16	TRANSFORMADOR TRIDEVANO TRIFÁSICO (OLT) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	100050000000	N4T16	Transformador tridevanado trifásico (OLT) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 31 a 40 MVA	-	No aplica	No aplica
			HIGN3	14800	K100050001000	TR 20 MVA 34.5/13.8 Kv	N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLT) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	100050001000	N3T5	Transformador trifásico (OLT) lado de alta en el nivel 3 - capacidad final de 16 a 20 MVA	-	No aplica	No aplica
			HIGN2	14800	K100050002000	Celda de entrada barraje 13.8 Kv	N2S19	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100050002001	N2S19C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Bahía General Sub Higuera 14714	Requerido	Requerido
			HIGN2	14800	K100050003000	Celda de salida La Rusia	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100050003001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Rusia 14704	Requerido	0033
			HIGN2	14800	K100050004000	Celda de salida Vargas	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100050004001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Vargas 14705	Requerido	0034
			HIGN2	14800	K100050007000	Celda de salida Hospital	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100050007001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Hospital 14706	Requerido	0035
			HIGN2	14800	K100050008000	Celda de salida Batallon	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100050008001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Batallon 14707	Requerido	0036
			HIGN2	14800	K100050009000	Celda de salida Autopista	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100050009001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Autopista 14708	Requerido	0037
			HIGN2	14800	K100050000000	Celda de salida Ciudadela Industrial	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100050000001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía Ciudadela 13.8 Kv 14709	Requerido	0038
			HIGN3	14800	K100050000000	Celda de salida Maranta 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100050000001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad	Bahía 34.5 Kv Maranta 14702	Requerido	0032
			HIGN3	14800	K100050000000	Celda de salida Itaka Rio Chiquito 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100050000001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5 Kv Itaka Rio Chiquito 14711	Requerido	0039
			HIGN3	14800	K100050000000	Celda de salida Ciudadela 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100050000001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad	Bahía 34.5 Kv Ciudadela 14791	Requerido	0041
			HIGN3	14800	K100050000000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ADOBLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100050000001	N3S12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía General 34.5 Kv 14715	Requerido	Requerido
			HIGN3	14800	K100050000000	Celda de salida transformador 34.5 Kv	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ADOBLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100050000001	N3S12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5 Kv 14715	Requerido	Requerido
			HIGN4	14800	K100050000000	BL1 Higuera-Suamox 115 Kv	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	100050000001	N4S1C01	Interruptor	Bahía Trato 20 Ma 14701	Requerido	Requerido
			HIGN4	14800	K100050000000	BL1 Higuera-Sochagota 115 Kv	N4S1	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	100050000001	N4S1C01	Interruptor	Bahía Salida San Antonio 115 Kv 14782	14782	0040
			HIGN4	14800	K100050000000	115/34/13.8 Kv	N4S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	100050000001	N4S2C01	Interruptor	Bahía 115 Kv Llegada Sochagota 14783	15254	0001
			HIGN4	14800	K100050000000	Sistema de servicios auxiliares	N4S41	MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	100050000001	N4S41C15	Servicios Auxiliares	Bahía Entrada Trato 115 Kv 14800	Requerido	Requerido
			HIGN4	14800	K100050000000	Sistema de Automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	100050000001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	-	No aplica	No aplica

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CHIUQUINQUIRA														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	UIL
EBTRA	Z3	SUB	CHQN4	14910	K10007000000	TR 25 MVA 115/34.5/13.8 Kv	N4T15	TRANSFORMADOR TRIDIVANADO TRIFÁSICO (OLT) - LADO ALTA NIVEL	10007000000	N4T15	Transformador tridivariado trifásico (OLT) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 21 a 30 MVA	-	No aplica	No aplica
			CHQZ2	14910	K10007001000	Celda de entrada barraje 13.8 Kv	N2S10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10007001001	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Bahía G Sub Chiquinquirá 13.8Kv 14902	Requerido	Requerido
			CHQZ2	14910	K10007004000	Celda de salida Basílica	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10007004001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv Cto Basílica 14903	14903	0057
			CHQZ2	14910	K10007005000	Celda de salida La Reina	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10007005001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv Cto Reina 14904	14904	0058
			CHQZ2	14910	K10007006000	Celda de salida Casa Blanca	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10007006001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv Cto Casa Blanca 14905	14905	0059
			CHQZ2	14910	K10007007000	Celda de salida La Basia	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10007007001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv Cto Basia Industrial 14916	14916	0064
			CHQZ3	14910	K10007008000	Celda Saboya - Garzato 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10007008001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5Kv Cto Saboya 14906	14906	0060
			CHQZ3	14910	K10007009000	Celda de Salida Muro 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10007009001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5Kv Cto Muro 14907	14907	0061
			CHQZ3	14910	K10007010000	Celda de Salida Oranche 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10007010001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5Kv Cto Oranche 14908	14908	0062
			CHQZ3	14910	K10007010800	Celda de salida Sutamarchán 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10007010801	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5Kv Cto Sutamarchán 14915	14915	0063
			CHQZ3	14910	K10007010000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10007010001	N3S12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía G Chiquinquirá 34.5Kv 14901	Requerido	Requerido
			CHQZ4	14910	K10007010000	BL1 Chiquinquirá - Batosta 115 Kv	N4S1	CONVENCIONAL	10007010001	N4S1C01	Interruptor	Bahía 115 Kv Bar - Chiquinquirá 15493	15493	0381
			CHQZ4	14910	K10007010000	BL1 Chiquinquirá - Alto Ricaute115 Kv	N4S1	CONVENCIONAL	10007010001	N4S1C01	Interruptor	Bahía 115Kv Chiqui - Alto Ricaute 15495	15495	0379
			CHQZ4	14910	K10007010000	BT 25 MVA 115/34.5/13.8 kv	N4S2	CONVENCIONAL	10007010001	N4S2C01	Interruptor	Bahía G Chiquinquirá 115Kv 14910	Requerido	Requerido
			CHQZ4	14910	K10007010000	Sistema de servicios auxiliares	N4S41	ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10007010001	N4S41C15	Servicios Auxiliares	-	No aplica	No aplica
			CHQZ4	14910	K10007010000	Sistema de Automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/13.8 KV)	10007010001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	-	No aplica	No aplica
			CHQZ3	14910	K10007013000	TR 25/34.5 Kv	N3E10	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	10007013000	N3E10	Transformador de puesta a tierra	Trafo 1 81316	No aplica	No aplica
			CHQZ4	14910	K10007013000	BL2 Chiquinquirá - Alto Ricaute115 Kv	N4S1	CONVENCIONAL	10007013001	N4S1C01	Interruptor	Opcional	Requerido	0484

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PUERTO BOYACÁ														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	UIL
EBTRA	Z7	SUB	PBYN4	15301	K10008000000	TR 20 MVA 110/34.5/13.8 Kv	N4T14	TRANSFORMADOR TRIDIVANADO TRIFÁSICO (OLT) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVA	10008000000	N4T14	Transformador tridivariado trifásico (OLT) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 20 MVA	-	No aplica	No aplica
			PBYN2	15301	K10008001000	Celda de entrada barraje 13.8 Kv	N2S10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10008001001	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Bahía Barras 13.8 kv 15304	Requerido	Requerido
			PBYN2	15301	K10008004000	Celda de salida Pueblo Nuevo	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10008004001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Cto Pueblo Nuevo 15302	15302	0065
			PBYN2	15301	K10008005000	Celda de salida Centro	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10008005001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Cto Centro 15303	15303	0066
			PBYN2	15301	K10008006000	Celda de salida La Paz	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10008006001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Cto La Paz 15340	15340	0071
			PBYN2	15301	K10008007000	Celda de salida Dos y Medio	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	10008007001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8 Kv Cto Dos Y Medio 15344	15344	0072
			PBYN3	15301	K10008008000	Celda de Salida La Peña 34.5 Kv	N3S1	CONVENCIONAL	10008008001	N3S1C01	Interruptor	Bahía 34.5 Kv Cto La Peña 15305	15305	0067
			PBYN3	15301	K10008009000	Celda de Salida Velazquez 34.5 Kv	N3S1	CONVENCIONAL	10008009001	N3S1C01	Interruptor	Bahía 34.5 Kv Cto Velazquez 15331	15331	0070
			PBYN3	15301	K10008009000	Celda Puerto Seniez Rural 34.5 Kv	N3S1	CONVENCIONAL	10008009001	N3S1C01	Interruptor	Bahía 34.5 Kv Cto Seniez 15346	15346	0073
			PBYN4	15301	K10008004000	BL1 Cocoma - Puerto Boyacá	N4S1	CONVENCIONAL	10008004001	N4S1C01	Interruptor	Bahía Llag Cocoma 115Kv 15316	15316	0068
			PBYN4	15301	K10008004000	BL2 Puerto Boyacá-Vasconia	N4S1	CONVENCIONAL	10008004001	N4S1C01	Interruptor	Bahía Salida Vasconia 115 Kv 15318	15318	0069
			PBYN4	15301	K10008004000	BT 20 MVA 110/34.5/13.8 kv	N4S2	CONVENCIONAL	10008004001	N4S2C01	Interruptor	Bahía En Trafo Pto Boyacá 115 Kv 15301	Requerido	Requerido
			PBYN4	15301	K10008004000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N4S20	MÓDULO COMUN TIPO 1 (4 A 8 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL	10008004001	N4S20C07	Acero Estructural (kg)	Bahía Gen Pto Boy 34.5 Kv 15300	Requerido	Requerido
			PBYN4	15301	K10008005000	Sistema de servicios auxiliares	N4S42	MÓDULO COMUN TIPO 2 (4 A 8 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10008005001	N4S42C15	Servicios Auxiliares	-	Requerido	Requerido
			PBYN4	15301	K10008009000	Sistema de Automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/13.8 KV)	10008009001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	-	Requerido	Requerido

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TUNJITA														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	UIL
EBTRA	Z4	SUB	TUNJ4	15482	K100120001000	Bahía de Transferencia 115 kv.	N4S17	BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	10012000101	N4S17C01	Interruptor	Bahía de Transferencia 15483	Requerido	Requerido
			TUNJ4	15482	K100120030000	Sistemas de servicios auxiliares	N4S42	MÓDULO COMUN TIPO 2 (4 A 8 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10012003001	N4S42C15	Servicios Auxiliares	Opcional	No aplica	No aplica
			TUNJ4	15482	K100120040000	Sistema de automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/13.8 KV)	10012004001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	Opcional	No aplica	No aplica
			TUNJ4	15482	K100120060000	BL1 Tunjita - Santa María	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10012006001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Llegada Santa María - Guateque 15481	15481	0094
			TUNJ4	15482	K100120070000	BL1 Tunjita - Guateque 115 kv.	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10012007001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Salida Guateque 15482	15482	0090
			TUNJ4	15482	K100120080000	BL1 Tunjita - Chivor 115 kv.	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10012008001	N4S7C01	Interruptor	Bahía Llegada Chivor 15484	15484	0095
			TUNJ4	15482	K100120090000	BL PC PCH TUNJITA 115 kv.	N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	10012009001	N4S7C01	Interruptor	Bahía a Generador AES Chivor	Requerido	Requerido

INVENTARIO ACTIVOS
SUBESTACION ELECTRICA LA RAMADA

INDUSTRIA Y MEDIO	ZONA	CATEGORIA INSTALACION DENOMINACION - NIVEL DE TENSION	CODIGO INSTALACION	COD. ACTIVO	DENOMINACION ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCION ACTIVO	COD. ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCION ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z2	SUB	RAMN3	14832 K10004000000	TR 20/25/12-15/9-10 MVA 115/34.5/13.8 Kv	N3T5	TRANSFORMADOR TRIFASICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	10004000000	N3T5	Transformador trifasico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 16 a 20 MVA	-	No aplica	No aplica
			RAMN4	14832 K10004001000	TR 40/40/4.6MVA 115/34.5/13.8 Kv	N4T16	TRANSFORMADOR TRIDIVANADO TRIFASICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	10004001000	N4T16	Transformador tridivariado trifasico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 31 a 40 MVA	-	No aplica	No aplica
			RAMN2	14832 K10004002000	Celda de entrada barraje 13.8 Kv	N2S10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10004002000	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestacion Metal Clad Bahía G Sub La Ramada 14821	Requerido	0024	Requerido
			RAMN2	14832 K10004003000	Celda de salida Oriente	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10004003000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Oriente 14822	Requerido	0024	Requerido
			RAMN2	14832 K10004006000	Celda de salida Centro	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10004006000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Centro 14823	Requerido	0025	Requerido
			RAMN2	14832 K10004007000	Celda de salida Noboa-Morca	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10004007000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Noboa Morca 14824	Requerido	0026	Requerido
			RAMN2	14832 K10004008000	Celda de salida La Catorce	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10004008000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV La Catorce 14825	Requerido	0028	Requerido
			RAMN2	14832 K10004009000	Celda de salida El Terminal	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10004009000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV El Terminal 14864	Requerido	0029	Requerido
			RAMN2	14832 K10004000A000	Celda de salida El Libertador	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10004000A000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Libertador 14885	Requerido	0030	Requerido
			RAMN2	14832 K10004000B000	Celda de salida Parque Industrial	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10004000B000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía 34.9KV Sal Parque Indust 14820	Requerido	0014	Requerido
			RAMN3	14832 K10004000C000	Celda de salida Subestacion Sirata 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACION TIPO METALCLAD	10004000C000	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía 34.9KV Sal Sub Sirata 14835	Requerido	0027	Requerido
			RAMN3	14832 K10004000D000	Celda de salida Variante Rio Cheute 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACION TIPO METALCLAD	10004000D000	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía 34.9KV Sal Dutama 15022	Requerido	0031	Requerido
			RAMN3	14832 K10004000E000	Celda de general 34.5 Kv	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOUPLE - SUBESTACION TIPO METALCLAD	10004000E000	N3S12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía 34.9KV 14833	Requerido	0024	Requerido
			RAMN3	14832 K10004000F000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOUPLE - SUBESTACION TIPO METALCLAD	10004000F000	N3S12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía 34.9KV Sal Trans 20 Mha 14834	Requerido	0024	Requerido
			RAMN4	14832 K10004000G000	BL1 La Ramada - Tidalnal - San Antonio 115 Kv	N4S1	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10004000G000	N4S1C01	Interruptor Bahía Liep San Antonio 14828	Requerido	0023	Requerido
			RAMN4	14832 K10004000H000	BL1 La Ramada - San Antonio 115 Kv	N4S1	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10004000H000	N4S1C01	Interruptor Bahía Liep San Antonio Sidalnal 14831	Requerido	0041	Requerido
			RAMN4	14832 K10004000I000	BT 40/40/4.6 MVA 115/34/13.8 kv	N4S2	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10004000I000	N4S2C01	Interruptor Bahía Transformador 14832	Requerido	Requerido	Requerido
			RAMN4	14832 K10004000J000	Sistema de servicios auxiliares	N4S41	CONFIGURACION SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACION (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	10004000J000	N4S41C15	Servicios Auxiliares	-	No aplica	No aplica
			RAMN4	14832 K10004000L000	Sistema de Automatización	N4S45	CONFIGURACION SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACION (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	10004000L000	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	-	No aplica	No aplica

INVENTARIO ACTIVOS
SUBESTACION ELECTRICA GUATEQUE

INDUSTRIA Y MEDIO	ZONA	CATEGORIA INSTALACION DENOMINACION - NIVEL DE TENSION	CODIGO INSTALACION	COD. ACTIVO	DENOMINACION ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCION ACTIVO	COD. ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCION ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z4	SUB	GUAN4	15105 K10010000000	TR 20-25/12-15/9-10 MVA 115/34.5/13.8 Kv	N4T15	TRANSFORMADOR TRIDIVANADO TRIFASICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	10010000000	N4T15	Transformador tridivariado trifasico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 21 a 30 MVA	-	No aplica	No aplica
			GUAN2	15105 K10010001000	Celda de entrada barraje 13.8 Kv	N2S10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10010001000	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestacion Metal Clad Bahía G Sub Guateque 2 - 15093	Requerido	0082	Requerido
			GUAN2	15105 K10010004000	Celda de salida Terminal el Loro	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10010004000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Cto No 2 Terminal 15096	Requerido	0082	Requerido
			GUAN2	15105 K10010005000	Celda de salida Somondoco	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10010005000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Somondoco 15097	Requerido	0083	Requerido
			GUAN2	15105 K10010006000	Celda de salida La Colina	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10010006000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Cto No 1 La Colina 15098	Requerido	0084	Requerido
			GUAN2	15105 K10010007000	Celda de salida Guayata Urbano Rural	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10010007000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Guayata Urb Y R 15099	Requerido	0085	Requerido
			GUAN2	15105 K10010008000	Celda de salida Salsenza Rural	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACION METALCLAD	10010008000	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad Bahía 13.8KV Salsenza R 15100	Requerido	0086	Requerido
			GUAN3	15105 K10010009000	Celda de salida Garagosa 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACION TIPO METALCLAD	10010009000	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía 34.9KV Garagosa 15101	Requerido	15101	Requerido
			GUAN3	15105 K1001000A0000	Celda de salida Tibita 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACION TIPO METALCLAD	1001000A0000	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía 34.9KV Tibita-Ordinarmarca 15102	Requerido	15102	Requerido
			GUAN3	15105 K1001000B0000	Celda de salida Porcico Subestacion	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACION TIPO METALCLAD	1001000B0000	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía 34.9KV Almeida 15103	Requerido	15103	Requerido
			GUAN3	15105 K1001000C0000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOUPLE - SUBESTACION TIPO METALCLAD	1001000C0000	N3S12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestacion Metal Clad (Global) Bahía G34.9Kv 14618	Requerido	Requerido	Requerido
			GUAN4	15105 K1001000D0000	BL1 Guateque-Sesquite 115 Kv	N4S1	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1001000D0000	N4S1C01	Interruptor Bahía Llegada Sesquite 115kv 15104	Requerido	15104	Requerido
			GUAN4	15105 K1001000E0000	BL2 Guateque-Turjita 115 Kv	N4S1	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1001000E0000	N4S1C01	Interruptor Bahía Salida Turjita 115kv 15110	Requerido	15110	Requerido
			GUAN4	15105 K1001000F0000	BT 20-25/12-15/9-10 MVA 115/34.5/13.8 Kv	N4S2	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1001000F0000	N4S2C01	Interruptor Bahía Llegada Sesquite 115kv 15110	Requerido	Requerido	Requerido
			GUAN4	15105 K1001000G0000	Sistema de Automatización	N4S45	CONFIGURACION SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACION (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	1001000G0000	N4S45C1	Red Lan - Sistema distribuido	-	No aplica	No aplica
			GUAN3	15105 K1001000W0000	TR 20-25/13.8 Kv	N3E010	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	1001000W0000	N3E010	Transformador de puesta a tierra	-	No aplica	No aplica
			GUAN4	15105 K1001000V0000	BL2 Guateque-Jemesano 115 Kv	N4S1	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	1001000V0000	N4S1E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)/N4	Opcional	13530	0503
			GUAN4	15105 K1001000Z0000	Sistema de servicios auxiliares	N4S41	MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACION	1001000Z0000	N4S41E1	Acometida Baja Tension	Opcional	No aplica	No aplica

INVENTARIO ACTIVOS
SUBESTACION ELECTRICA TOQUILLA

INDUSTRIA Y MEDIO	ZONA	CATEGORIA INSTALACION DENOMINACION - NIVEL DE TENSION	CODIGO INSTALACION	COD. ACTIVO	DENOMINACION ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCION ACTIVO	COD. ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCION ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z2	SUB	TOQN4	14210 K101260005000	BL1 San Antonio-Toquilla 115 Kv	N4S13	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	101260005000	N4S13E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Opcional	Requerido	0542
			TOQN4	14210 K101260008000	BL2 Toquilla-Yopal 115 Kv	N4S13	BAHIA DE LÍNEA - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	101260008000	N4S13E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Opcional	Requerido	0543
			TOQN2	14210 K101260010000	Celda de Salida Soriano	N2S60	Gabinete de salida - subestacion aislada en SF6 - barra sencilla	101260010000	N2S60	Gabinete de salida-subestacion aislada en SF6-barra sencilla	Opcional	Requerido	0547
			TOQN2	14210 K101260012000	Celda de Salida Hongoano	N2S60	Gabinete de salida - subestacion aislada en SF6 - barra sencilla	101260012000	N2S60	Gabinete de salida-subestacion aislada en SF6-barra sencilla	Opcional	Requerido	0548
			TOQN2	14210 K101260013000	Celda de Salida Salto Candelas	N2S60	Gabinete de salida - subestacion aislada en SF6 - barra sencilla	101260013000	N2S60	Gabinete de salida-subestacion aislada en SF6-barra sencilla	Opcional	Requerido	0549
			TOQN4	14210 K101260015000	Sistema de Automatización	N0P4	Control subestacion Tipo 4 (9-12 Bahías) (S/bahías)	101260015000	N0P4E01	Switches	Opcional	Requerido	No aplica
			TOQN4	14210 K10126001M000	BT 15/14/1 MVA 115/34.5/13.8 Kv	N4S14	BAHIA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACION BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	10126001M000	N4S14E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)-N4	Opcional	Requerido	Requerido
			TOQN4	14210 K10126001O000	Sistema de servicios auxiliares	N4S61	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	10126001O000	N4S61E19	Celda de Medida con Interruptor	Opcional	Requerido	Requerido
			TOQN3	14210 K10126001T000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N2S61	Gabinete de llegada o salida - subestacion tipo interior-SF6 - barra sencilla	10126001T000	N2S61E02	Gabinete de línea o transformador en SF6-N3	Opcional	Requerido	Requerido
			TOQN4	14210 K10126001U000	TR 15/14/1 MVA 115/34.5/13.8 Kv	N4T14	TRANSFORMADOR TRIDIVANADO TRIFASICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVA	10126001U000	N4T14	Transformador tridivariado trifasico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 20 MVA	Opcional	No aplica	No aplica
			TOQN2	14210 K10126001D000	Celda de entrada barraje 13.8 Kv	N2S60	Gabinete de salida - subestacion aislada en SF6 - barra sencilla	10126001D000	N2S60	Gabinete de salida-subestacion aislada en SF6-barra sencilla	Opcional	Requerido	0547

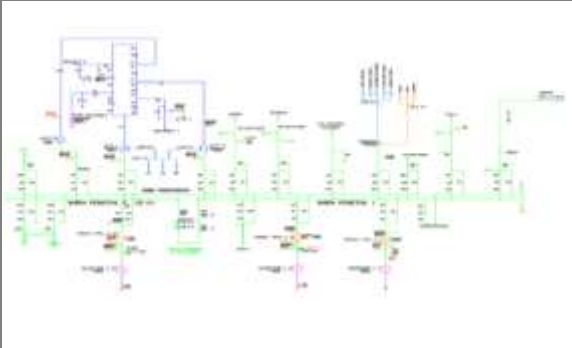

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA NUEVA JENESANO														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN + NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z0	SUB	NJEN4	13531	K10122000000	TR 25 MVA 115/34.5	N4T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	10122000000	N4T5	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 de 21 a 30 MVA	Opcional	No aplica	No aplica
			NJEN4	13531	K101220001000	BT 25 MVA 115/34.5 kV	N4S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	101220001001	N4S2E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)- N4	Opcional	13531	Requerido
			NJEN4	13531	K101220002000	BL2 Jenesano-Gustique 115 Kv	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	101220002001	N4S1E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)- N4	Opcional	13529	0503
			NJEN4	13531	K101220003000	BL1 Jenesano-Muscas 115 Kv	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	101220003001	N4S1E01	N4	Opcional	13527	0502
			NJEN3	13531	K101220004000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	101220004001	N3S11E01	Celda de entrada o salida-NG-Interruptor	Opcional	14440	Requerido
			NJEN3	13531	K101220005000	Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	101220005001	N3S11E01	Celda de entrada o salida-NG-Interruptor	Opcional	14442	0504
			NJEN3	13531	K101220006000	Celda de Salida Tibirá - Umbita 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	101220006001	N3S11E01	Celda de entrada o salida-NG-Interruptor	Opcional	14444	0505
			NJEN3	13531	K101220007000	Celda Resena 2 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	101220007001	N3S11E01	Celda de entrada o salida-NG-Interruptor	Opcional	14445	0506
			NJEN3	13531	K101220008000	Celda Resena 2 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	101220008001	N3S11E01	Celda de entrada o salida-NG-Interruptor	Opcional	14446	0507
			NJEN4	13531	K101220002000	Sistema de servicios auxiliares	N4S41	MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	101220002001	N4S41E19	Transformador Servicios Auxiliares N2	Opcional	13531	No aplica
			NJEN4	13531	K101220010000	Sistema de Automatización	N4P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (S/bahía)	101220001001	N4P5E01	Switches	Opcional	No aplica	No aplica

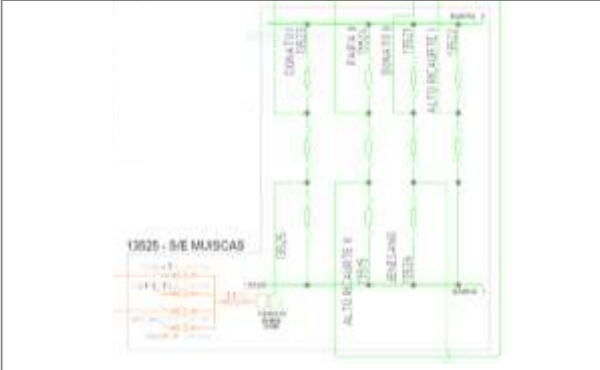

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA BOAVITA														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN + NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z0	SUB	BOAN4	15206	K100090000000	TR 15 MVA 115/34.5/13.8 Kv	N4T14	TRANSFORMADOR TRIFEANADO TRIFASICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVA	10009000000	N4T14	Transformador trifeanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 20 MVA	-	No aplica	No aplica
			BOAN2	15206	K100090001000	Celda de entrada barraje 13.8 Kv	N2S10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100090001001	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Bahía G Sub Boavita 13.8Kv/15201	Requerido	Requerido
			BOAN2	15206	K100090004000	Celda de salida Boavita Urbano-Rural	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100090004001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv/Boavita U 15202	15202	0074
			BOAN2	15206	K100090005000	Celda de salida Boavita Urbano	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100090005001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv/Uta U. R. 15203	15203	0075
			BOAN2	15206	K100090006000	Celda de salida San Mateo UR	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100090006001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv/San Mateo Urb. R. 15204	15204	0076
			BOAN2	15206	K100090007000	Celda de salida Boavita Rural	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100090007001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv/Boavita R 15205	15205	0077
			BOAN3	15206	K100090008000	Celda Salida Sosta-Tipacque 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100090008001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5Kv Cto Sosta Tipac 15207	15207	0078
			BOAN3	15206	K100090009000	Celda de Salida Guacamayas 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	100090009001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5Kv/Cro Guacamayas 15208	15208	0079
			BOAN3	15206	K10009000A000	Celda de Salida Cusquí-Chita 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10009000A001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5Kv/San Antonio 15209	15209	0080
			BOAN3	15206	K10009000B000	Celda de salida Socota Minero 34.5 Kv	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	10009000B001	N3S11C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía 34.5Kv/Cto Socota Minero 15245	15245	0081
			BOAN3	15206	K10009000C000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACIÓN TIPO CONVENCIONAL	10009000C001	N3S12C08	Cables de Control y Fuerza módulo - Subestación Metal Clad (Global)	Bahía G 34.5Kv/15210	Requerido	Requerido
			BOAN4	15206	K10009000D000	BT 15 MVA 115/34/13.8 Kv	N4S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10009000D001	N4S2C01	Interruptor	Bahía Llegada Boavita 115 Kv/15206	Requerido	Requerido
			BOAN4	15206	K10009000F000	Sistema de servicios auxiliares	N4S41	MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10009000F001	N4S41C15	Servicios Auxiliares	-	No aplica	No aplica
			BOAN4	15206	K10009000G000	Sistema de Automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/13.8 KV)	10009000G001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	-	No aplica	No aplica
			BOAN4	15206	K10009000I000	BL1 Boavita- El Huche I 115 Kv	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10009000I001	N4S1C01	Interruptor	Opcional	Requerido	0490
			BOAN4	15206	K10009000J000	BL2 Boavita- El Huche II 115 Kv	N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	10009000J001	N4S1E01	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)- N4	Opcional	Requerido	0377

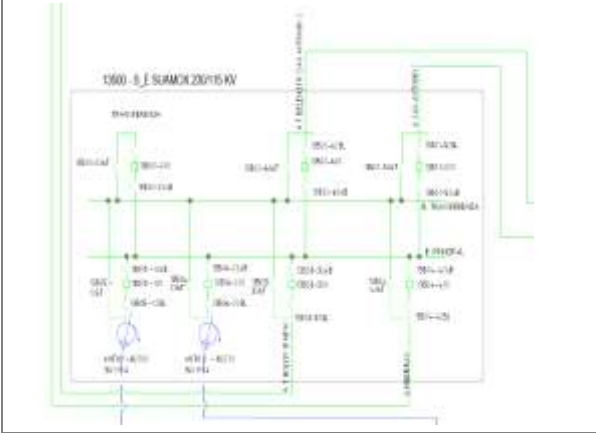

INVENTARIO ACTIVOS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SANTA MARÍA														
INDUSTRIA Y NEGOCIO	ZONA	CATEGORÍA INSTALACIÓN	DENOMINACIÓN + NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO INSTALACIÓN	COD ACTIVO	DENOMINACIÓN ACTIVO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVO	COD ELEMENTO	UNIDAD CONSTRUCTIVA ASOCIADA ELEMENTO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	OBSERVACIONES	CODIGO LINEA	IUL
EBTRA	Z4	SUB	SMAN4	15127	K100110000000	TR 12-15/8-10/4.5 MVA 115/34.5/13.8	N4T14	TRANSFORMADOR TRIFEANADO TRIFASICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVA	10011000000	N4T14	Transformador trifeanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 20 MVA	-	No aplica	No aplica
			SMAN2	15127	K100110001000	Celda de entrada barraje 13.8 Kv	N2S10	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100110001001	N2S10C08	Cables de Control y Fuerza Módulo subestación Metal Clad	Requerido	Requerido	
			SMAN2	15127	K100110002000	Celda de salida Resena	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100110002001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad *	Requerido	Requerido	
			SMAN2	15127	K100110004000	Celda de Salida Santa María Rural	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100110004001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía 13.8Kv/Santa María R 15148	15148	0082
			SMAN2	15127	K100110005000	Celda de Salida Santa María Urbano	N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	100110005001	N2S9C08	Cables de Control y Fuerza Módulo Metal Clad	Bahía Santa María Urb-ba 15149	15149	0083
			SMAN3	15127	K100110006000	Celda Salida Bajo Upiá 34.5 Kv	N3S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	100110006001	N3S1C01	Interruptor	BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL 15129	15129	0081
			SMAN3	15127	K100110007000	Celda de entrada barraje 34.5 Kv	N3S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	100110007001	N3S2C01	Interruptor	Bahía Barras 15128	Requerido	Requerido
			SMAN4	15127	K100110008000	BT 12-15/8-10/4.5 MVA 115/34/13.8 kv	N4S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	100110008001	N4S2C01	Interruptor	-	15127	0084
			SMAN4	15127	K10011000A000	Sistema de servicios auxiliares	N4S41	MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	10011000A001	N4S41C15	Servicios Auxiliares	-	No aplica	No aplica
			SMAN4	15127	K10011000B000	Sistema de Automatización	N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/13.8 KV)	10011000B001	N4S45C17	Red Lan - Sistema distribuido	Opcional	No aplica	No aplica

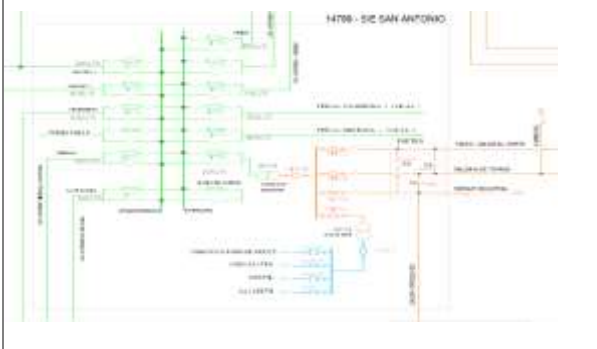

Apéndice B.

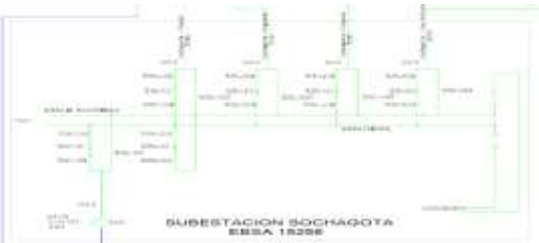

Contexto Operacional SE



CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Tundama
		AREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	14792
		INSTALACION	Subestación Eléctrica Paipa
	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	Municipio Paipa	
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Subestación eléctrica de conexión al STN			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
Contar con capacidad de conexión al STN y al STR, garantizar la disponibilidad de energía para atender la demanda de los clientes de la zona. Soportar estabilidad del STN. Conexión de TermoPaipa al STN.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
220/115/34,5/13,8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
220 kV: 360 MVA 115/34,5/13,8 kV: 30/20/10 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
220 kV: Configuración en anillo 115 kV: Barra principal más barra de transferencia 34,5 kV: Barra sencilla 13,8 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
Principal Generación Termosochagota por 220 kV Línea Sochagota 1: Interconexión con la S/E Sochagota propiedad de ISA Inter Colombia Línea Sochagota 2: Interconexión con la S/E Sochagota propiedad de ISA Inter Colombia Generación TermoPaipa por 115 kV 3 Unidades Suplencias Línea Suamox-Paipa 115kV Líneas Sochagota I y II 115kV			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 16 bahías: 4 de transformador, 10 bahías de línea, 1 bahía para el acople de barras por 115 kV y 1 bahía de transferencia. 34,5 kV 4 bahías: 1 general			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Autotransformador 1 180/90/30 MVA 220/115/13,8 kV Autotransformador 2 90/90/30 MVA 220/115/13,8 kV Autotransformador 3 90/90 MVA 220/115 kV Trans			
Salidas S/E			
115 kV Sección 1 Barra Principal Línea Paipa - Barbosa: Hacia S/E Barbosa propiedad de ESSA Línea Paipa - Diaco: Hacia S/E propiedad de Side Boyacá (cu 34,5 kV Línea a Duitama (S/E Higuera) Línea a Toca (S/E Río de Piedra) Línea a Tunja 13,8 kV Circuito Maguncia Rural Circuito Maguncia Industrial Circuito Palermo Circuito Paipa Zona Industrial Circuito Zona Hotelera			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
<input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI loca			
Comunicaciones			
Enlace principal de fibra óptica que hace parte del anillo de comunicaciones que va por la red de 115 kV con conexión hacia la S/E Sochagota y hacia la S/E D			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
1,035 GW-h/día			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
115 kV • Para líneas: función principal distancia, función respaldo sobrecorriente direccional • Para líneas hacia Suamox: función principal diferencial de línea, f			
Servicios Auxiliares			
Compuestos por: transformador de Servicios Auxiliares 13,8kV/220V conectado a la barra de 13,8kV de servicios auxiliares, banco de baterías, cargadores,			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
13053 Clientes: 11544 Residenciales 1158 Comerciales 75 Industriales 1 No Regulados			

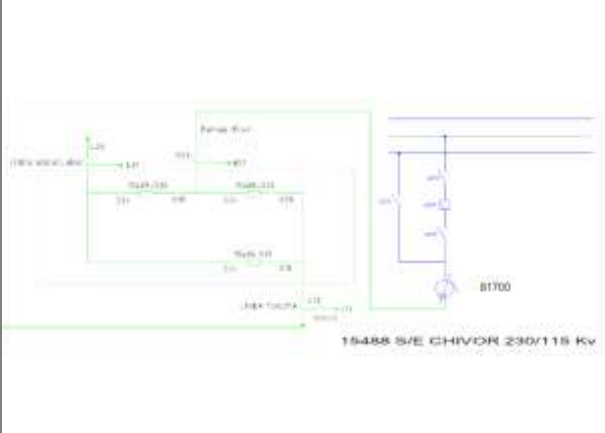

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Centro
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	13525
		INSTALACIÓN	Subestación Muiscas
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Tunja	
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Subestación eléctrica reductora de conexión al STR			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
Contar con capacidad de conexión al STR para garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de zona centro en los niveles de tensión de 34.5kV, es un respaldo a la subestación Donato, adicionalmente permite la interconexión del STR zona centro y zona oriente en el nivel de tensión de 115 kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34.5 kV 40 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Interruptor y medio 34.5 kV: Barra Sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Muiscas se alimenta desde: Línea Paipa - Muiscas Línea Donato - Muiscas I Línea Donato - Muiscas II Línea Jenesano - Muiscas Línea Alto Ricaurte - Muiscas I			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 7 bahías: 6 de línea y 1 de transformador 34.5 kV 5 bahías: 1 general y 4 de línea			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador 115/34.5 kV 40 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Alimentación Transformador 115/34,5 kV 34.5 kV Línea a Donato Línea a Patriotas			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Muiscas – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
976785 kWh			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
Bahías de Línea: Protección principal 1 y protección principal 2 Bahías de Transformador: Protección principal 1 y protección principal 2 Salidas circuitos 34.5KV: Protección principal 1 y protección principal 2 Entrada 34.5KV: Protección principal			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Carqadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes v de que tipo son atendidos por la S/E?			
6403 clientes			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Sugamuxi
		ÁREA	Subestaciones
		CÓDIGO UNIFILAR	13500
		INSTALACIÓN	Subestación Suamox
UBICACIÓN GEOGRÁFICA			Municipio Nobsa
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
La subestación Suamox es un punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
Conectada a la subestación San Antonio propiedad de ISA Inter Colombia, su principal objetivo es mejorar el perfil a los usuarios industriales.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
220/115 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
220/115 kV: 300 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra Sencilla + Transferencia			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
La topología normal de la subestación es conectada al STN con la subestación San Antonio propiedad de ISA Inter Colombia a través de dos autotransformadores trifásicos.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 7 Bahías: 4 de línea, 2 de salida de transformador y 1 de transferencia.			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Autotransformador 1 220/115 kV 150 MVA Autotransformador 2 220/115 kV 150 MVA			
Salidas S/E			
115kV Línea Suamox - San Antonio II Línea Suamox - San Antonio I Línea Suamox Higuera			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
N/A			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
Bahías de Línea: Protección principal 1 y protección principal 2 Bahías de Transformador: Protección principal 1 y protección principal 2			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 1 Cargadores de baterías, 1 Inversor , 1 grupo electrógeno, 2 Transformador de servicios auxiliares.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
N/A			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Sugamuxi
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	14799
		INSTALACIÓN	Subestación San Antonio
		UBICACIÓN GEOGRÁFICA	Municipio Sogamoso
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Subestación eléctrica reductora y transportadora de energía			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
Dar confiabilidad al sistema eléctrico, interconexión con Enerca, suministrar energía a clientes industriales y residenciales de la zona Sugamuxi, zona Norte.			
Qué tipo de S/E es?			
115 kV Aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5 /13,8kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E? Si la S/E maneja varios niveles de tensión, especificar la capacidad de transformación por cada			
115/34,5kV: 26/26 MVA 34,5/13,8kV: 12,5/15 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E? Si la S/E maneja varios niveles de tensión, especificar la configuración para cada nivel de tensión			
115kV Barra principal más barra de transferencia 34,5 kV Barra sencilla 13,8 kV Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Muisca se alimenta desde: Línea Sochagota – San Antonio Línea Suamox – San Antonio I			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son? Especificar las bahías existentes en la S/E para cada nivel de tensión			
115kV 13 bahías: 10 de línea, 1 de transformador, 1 de transferencia, 1 de línea de reserva 34,5kV 5 bahías: 1 general, 1 de transformador, 3 de línea 13,8kV			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador 115/34,5kV 26/26 MVA Transformador 34,5/13,8kV 12,5/15 MVA			
Salidas S/E			
115kV		34,5kV	
Línea San Antonio - Argos		Línea a Parque Industrial (Sidental)	
Línea San Antonio - Sidental		Línea a Tasco	
Línea San Antonio - Suamox I		Línea a Tópaga	
Línea San Antonio - Suamox II		Alimentación Transformador 34,5/13,8 kV	
Línea San Antonio - Boavita			
Línea San Antonio - El Hucho I		13,8kV	
Línea San Antonio - El Hucho II		Circuito Sogamoso Parque Industrial	
Línea San Antonio - La Ramada		Circuito Vado Castro	
Con qué sistema de control cuenta la S/E? (Convencional, automatizado)			
Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local			
Comunicaciones			
Medio de comunicación fibra óptica. Comunicación S/E San Antonio – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF – Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
14.85 GWh-mes Promedio-----50 MW promedio de transporte (Hucho, Sidental, Acerías Paz de Río, Argos, Yopaes v La Ramada)			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E? (Coordinación de protecciones)			
115 kV Para líneas: función principal distancia, función respaldo sobrecorriente direccional Para líneas hacia Suamox: función principal diferencial de línea, función respaldo distancia y sobrecorriente direccional Para transformadores: función principal diferencial de transformador, función respaldo sobrecorrientes			
34,5kV Principal relé sobrecorriente, respaldo sobrecorriente			
Servicios Auxiliares			
Compuestos por: transformador de Servicios Auxiliares 13,8kV/220V conectado a la barra de 13,8kV, banco de baterías, 2 cargadores, tablero de distribución para AC y DC, grupo electrógeno con transferencia automática para AC.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
Clientes: 14837 Residenciales 216 Industriales 524 Otros			

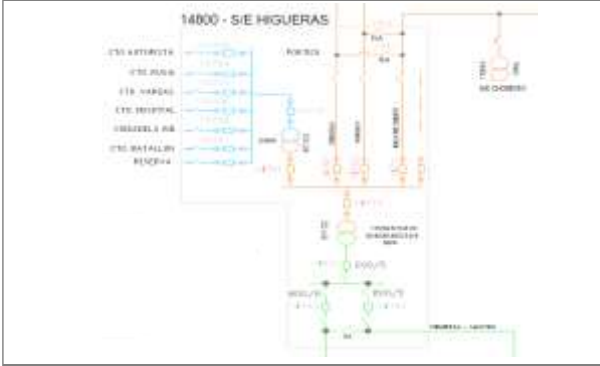

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Tundama
		ÁREA	Subestaciones
		CÓDIGO UNIFILAR	15256
		INSTALACIÓN	Subestación Sochagota
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Paipa	
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
La subestación Sochagota es un punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional, conectada a la subestación Sochagota			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es dar respaldo parcial a la subestación Paipa.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
220/115 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
220/115 kV: 150 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra Sencilla + Transferencia			
Cuales son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
La topología normal de la subestación es conectada al STN con la subestación Sochagota propiedad de ISA Inter Colombia a través del banco de autotransformadores			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 6 bahías: 4 de línea, 1 de salida de transformador y 1 de transferencia			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Banco de autotransformadores 220/115 kV 3X60 MVA			
Salidas S/E			
Línea Sochagota - Paipa I Línea Sochagota - Paipa II Línea Sochagota Higuera Línea Sochagota San Antonio			
Con qué sistema de control cuenta la S/E? (Convencional, automatizado)			
Automatizado			
Cuales son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Optica Comunicación S/E Sochagota – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases.			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
N/A			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E? (Coordinación de protecciones)			
BL 115kV (Protección principal 1 + protección principal 2) BT Sochagota 180 MVA 115 kV (Protección principal 1 + protección principal 2) BT Sochagota 180 MVA 230 kV (Protección principal 1 + protección principal 2)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 1 Cargadores de baterías, 1 Inversor , 1 grupo electrógeno, 1 Transformador de servicios auxiliares			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
N/A			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Centro
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	15500
		INSTALACIÓN	Subestación Donato
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Tunja	
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR.			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica y atender la demanda de los clientes de zona centro en los niveles de tensión de 34.5/13.8 kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5/13,8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34,5/13,8 kV: 30-40/30-40/5-4,6 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra Sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Donato es alimentada desde Paipa Donato .			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 6 bahías: 3 de línea y 3 de transformador			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador 1 115/13,8 kV 12/15 MVA Transformador 2 115/13,8 kV 10-12,5/10-12,5 MVA Transformador 4 115/34,5/13,8 kV 30-40/30-40/5-4,6 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Línea Donato - Muiscas I Línea Donato - Muiscas II Alimentación Transformador 1 115/13,8 kV Alimentación Transformador 2 115/13,8 kV Alimentación Transformador 4 115/34,5/13,8 kV			
34.5 kV Línea a Muiscas Línea a Hunza Occidental Línea a Villa de Leiva			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local			
Comunicaciones			
Fibra Optica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Donato – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles. bases. móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
6900420 kW/h			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E? (Coordinación de protecciones)			
Línea: Relé 1: Protección principal Relé 2: Protección respaldo Transformador: Relé 1: Protección sobrecorriente lado y diferencial 115kV Relé 2: Controlador de Bahía Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal) Salidas 13.8kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
65376 clientes			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Oriente
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	15488
		INSTALACIÓN	Subestación GIS Chivor
	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	Municipio Santa María	
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
La subestación GIS Chivor es un punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional, conectada a la subestación CHIVOR propiedad de ISA			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es la de unir los sistemas de transmisión regional de Boyacá - Casanare al sistema interconectado nacional			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en gas			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
N/A			
Cuál es la configuración de la S/E? Si la S/E maneja varios niveles de tensión, especificar la configuración para cada nivel de tensión			
115 kV: Anillo			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la fuente de alimentación es el banco de autotransformadores 230/115 kV de la subestación Chivor propiedad de ISA			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 3 Bahías: 2 de línea y 1 de salida de transformador			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
N/A			
Salidas S/E			
115kV Línea Chivor - Tunjita Línea Chivor - Aqua Clara (Casanare)			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local			
Comunicaciones			
Fibra Óptica Comunicación S/E GIS Chivor – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles. bases. móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
N/A			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
Línea: Relé 1: Protección principal Relé 2: Protección respaldo Transformador: Relé 1: Protección sobrecorriente lado 115kV Relé 2: Controlador de Bahía			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
N/A			

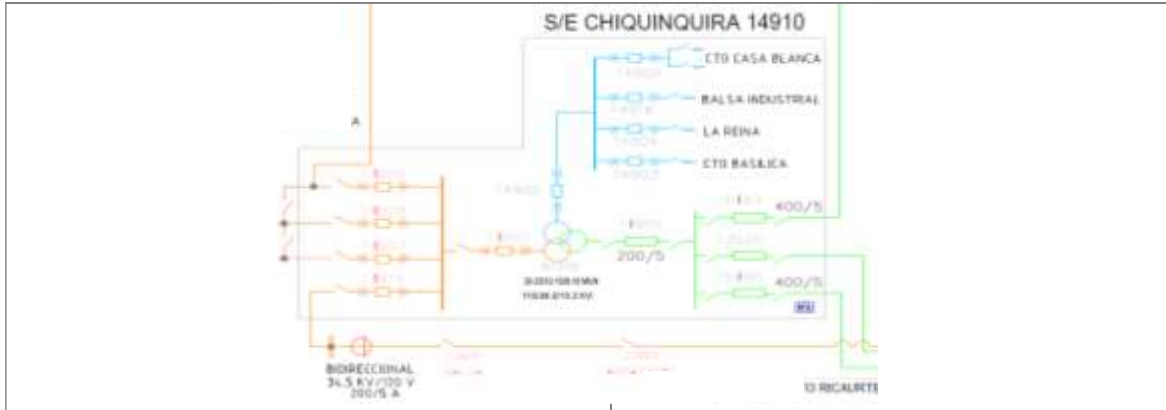
CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Centro
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	15632
		INSTALACIÓN	Alto Ricaurte
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Sáchica	
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR.			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de zona centro en los niveles de tensión de 34.5 kV, adicionalmente es parte del corredor Muiscas - Alto Ricaurte - Chiquiquirá - Barbosa - Paipa 115kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34,5 kV: 40 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Alto Ricaurte se alimenta desde las subestaciones Muiscas y Chiquiquirá			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 5: bahías: 4 de línea y 1 de transformador 34,5 kV 5 Bahías: 4 de salida y 1 general)			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador 115/34.5 kV 40MVA			
Salidas S/E			
1156 kV			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Alto Ricaurte – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
0 kW/h			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
BL 115kV (Protección principal 1 + protección principal 2) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
NA			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Sugamuxi
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	15627
		INSTALACIÓN	El Huche
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Tasco	
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR.			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de zona Sugamuxi en los niveles de tensión de 34.5 kV, especialmente al sector minero, adicionalmente es parte del corredor doble circuito San Antonio - EL Huche - Boavita 115kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34.5 kV 40 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación El Huche se alimenta desde la subestación San Antonio			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 5 bahías: 4 de línea y 1 de transformador 34,5 kV 5 bahías: 4 de salida y 1 general			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador 115/34.5 kV 40MVA			
Salidas S/E			
115 kV Línea Huche - Boavita I Línea Huche Boavita II Alimentación Transformador 115/34,5 kV 34,5 kV Línea a Tasco Línea a Socha Línea Acerías Paz del Río Línea Circuito Industrial			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E El Huche – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles. bases. móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
3441543 kWh			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E? (Coordinación de protecciones)			
BL 115kV (Protección principal 1 + protección principal 2) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
12643 NT2 - 4 NT3			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Tundama
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	14800
		INSTALACIÓN	Subestación Higueras
		UBICACIÓN GEOGRÁFICA	Duitama
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de la provincia de Tundama en los niveles de tensión de 115/34.5/13.8 kV, adicionalmente es parte del anillo Paipa-Sochagota-Higueras-Suamox-Holcim-Paipa en el nivel de tensión de 115 kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34.5/13.8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34.5 kV 30-40 MVA 115/13.8 kV 30-40 MVA 34.5/13.8 kV 2.5-4.6 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla 34.5 kV: Barra sencilla 13.8 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Higueras es alimentada desde las S/E Sochagota y Suamox en 115 kV.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 3 bahías: 2 de línea y 1 de transformador 34.5 kV 6 bahías: 4 de salida, 1 de transformador y 1 general 13.8 kV			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador tridevanado 115/34.5/13.8 kV 30-40/30-40/3.5-4.6 MVA Transformador 34.5/13.8 kV 20 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Alimentación Transformador 115/34.5/13.8 kV		13.8 kV Circuito Autopista Circuito Rusia Circuito Vargas Circuito Hospital Circuito Ciudadela Industrial Circuito Batallon	
34.5 kV Línea a Iraka Rio Chiquito Línea a Maranta Línea a Ciudadela			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Higueras – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
4611466 KW/h			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E? (Coordinación de protecciones)			
BL 115kV (Protección principal 1 + protección principal 2) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal) Salidas 13.8kV (Protección principal) Entrada 13.8kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
18682 Clientes			

CONTEXTO OPERACIONAL

DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Occidente
		ÁREA	Subestaciones Eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	14910
		INSTALACIÓN	Subestación Chiquinquirá
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Chiquinquirá	



DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL

Cuál es la función de la S/E en el sistema?
 Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR

Cuál es el objetivo principal de la S/E?
 El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de la provincia de occidente en los niveles de tensión de 34,5/13,8 kV, adicionalmente es parte del anillo Paipa - Muiscas - Alto Ricaurte - Chiquinquirá - Barbosa - Paipa en el nivel de tensión de 115 kV.

Qué tipo de S/E es?
 Subestación aislada en aire

A qué niveles de tensión opera la S/E?
 115/34,5/13,8 kV

Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?
 115/34,5 kV 15 MVA
 115/13,8 kV 10 MVA

Cuál es la configuración de la S/E?
 115 kV: Barra sencilla
 34,5 kV: Barra sencilla
 13,8 kV: Barra sencilla

Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?
 En condiciones normales la subestación Chiquinquirá es alimentada desde Alto Ricaurte y Barbosa.

Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?
 115 kV
 4 bahías: 3 de línea y 1 de transformador
 34,5 kV
 5 bahías: 4 de salida y 1 general
 13,8 kV

Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales
 Transformador tridevanado 115/34,5/13,8 kV 25/15/10 MVA

Salidas S/E
 115 kV
 Alimentación Transformador 115/34,5/13,8 kV
 34,5 kV
 Línea 14906
 Línea 14908
 Línea 14907
 Línea 14915
 13,8 kV
 Circuito Casa Blanca
 Balsa Industrial
 La Reina
 Basílica

Con qué sistema de control cuenta la S/E? (Convencional, automatizado)
 Convencional / Automatizado

Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?
 Cuenta con los 4 niveles de control:
 Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores)
 Nivel 1: Nivel de relés – IED's
 Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local
 Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA

Comunicaciones
 Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi
 Comunicación S/E Chiquinquirá – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)

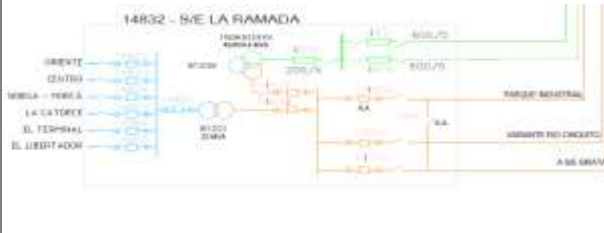

Cuánta demanda es atendida por la S/E?

Cuál es la filosofía de protección de la S/E? (Coordinación de protecciones)
 BL 115kV (Protección principal 1 + protección principal 2)
 BT 115kV (Protección principal + protección respaldo)
 Salidas 34,5kV (Protección principal 1 + protección principal 2)
 Entrada 34,5kV (Protección principal)
 Salidas 13,8kV (Protección principal)

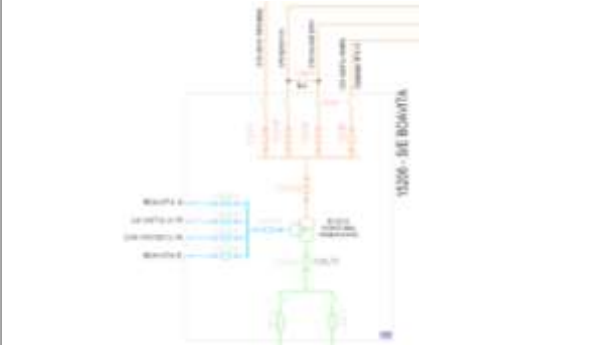

Servicios Auxiliares
 El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.

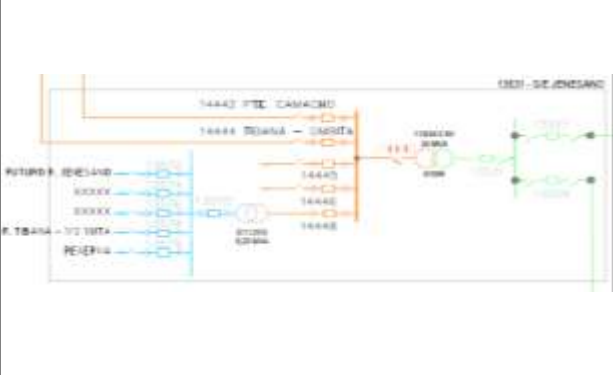

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Puerto Boyacá
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	15301
		INSTALACIÓN	Subestación Puerto Boyacá
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Puerto Boyacá	
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR en 115 kV			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes en los niveles de tensión de 34,5/13,8 kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5/13,8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34,5 kV 15-20 MVA 115/13,8 kV 15-20 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla 34,5 kV: Barra sencilla 13,8 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Puerto Boyacá es alimentada a través de las líneas Cocomá-Vasconia en 115 kV.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 3 bahías: 2 de línea y 1 de transformador 34,5 kV 4 bahías: 3 de salida y 1 general 13,8 kV			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador tridevanado 115/34,5/13,8 kV 15/20/15/20 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Alimentación Transformador 115/34,5/13,8 kV 34,5 kV Línea a Puerto Serviez Rural Línea a La Perla Línea a Velásquez Rural 13,8 kV Circuito Pueblo Nuevo Circuito La Paz Circuito Centro			
Con qué sistema de control cuenta la S/E? (Convencional, automatizado)			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Puerto Bovacá – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
BL 115kV (Protección principal + protección respaldo) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34,5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34,5kV (Protección principal) Salidas 13,8kV (Protección principal 1 + protección principal 2)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 2 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
19795 Clientes			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Oriente
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	15482
		INSTALACIÓN	Subestación Tunjita
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Macanal	
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Subestación eléctrica de conexión al STN			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es evacuar la energía producida en la PCH Tunjita de 20 MVA y unir las fuentes de generación CHIVOR Y GUAVIO con el STR de EBSA de la zona oriente.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
0 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla + Transferencia			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
La topología normal de la subestación es conectada al STR a través de 2 líneas de transmisión a la subestaciones Chivor - Santa María.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 4 bahías: 3 de línea - 1 de transferencia y 1 punto de conexión a generación			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
<p>Salidas S/E Línea Tunjita - Guateque</p>			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica Comunicación S/E Tunjita – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
N/A			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
BL 115kV (Protección principal + protección respaldo)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 1 Cargadores de baterías, 1 Inversor , 1 grupo electrógeno, 1 Transformador de servicios auxiliares			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
N/A			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Sugamuxi
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	14832
		INSTALACIÓN	Subestación La Ramada
	UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Sogamoso
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de la provincia de Sugamuxi en los niveles de tensión de 115/34,5/13,8 kV, adicionalmente es parte del anillo San Antonio-Sidental - La Ramada en el nivel de tensión de 115 kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5/13,8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34,5 kV 40 MVA 115/13,8 kV 4,6 MVA 34,5/13,8 kV 20 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla 34,5 kV: Barra sencilla 13,8 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación La Ramada es alimentada desde S/E San Antonio con dos temas de 115 Kv.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 3 bahías: 2 de línea y 1 de transformador 34,5 kV 5 bahías: 3 de salida y 1 general y 1 de transformador 13,8 kV			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador Irrelevante 115/34,5/13,8 kV 40/40/4,6 MVA Transformador 34,5/13,8 kV 20 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Alimentación Transformador 115/34,5/13,8 kV 34,5 kV Línea a Parque Industrial Línea Variante Rio Chiquito Línea a Siratá Alimentación Transformador 34,5/13,8 kV 13,8 kV Circuito Oriente Circuito Centro			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E La Ramada – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF – Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
4769838 KW/h			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
BL 115kV (Protección principal + protección respaldo) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34,5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34,5kV (Protección principal) Salidas 13,8kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 13,8kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
27579 clientes			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Sugamuxi
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	14210
		INSTALACIÓN	Subestación Toquilla
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Aquitania	
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de los municipios Aquitania, Pajanto, Labranzagrande, P'isba y Pava.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en gas			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5/13,8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34,5 kV 15 MVA 115/13,8 kV 14 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla 34,5 kV: Barra sencilla 13,8 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación La Ramada es alimentada desde S/E San Antonio con una línea de 115 kV.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 3 bahías: 2 de línea y 1 de transformador 34,5 kV 4 bahías: 3 de salida y 1 general 13,8 kV			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador tridevanado 115/34,5/13,8 kV: 15/14/1 MVA			
Salidas S/E			
Línea Toquilla Yopal Alimentación Transformador 115/34,5/13,8 kV 34,5 kV Línea a Aquitania Línea La Libertad Línea Corinto 13,8 kV Circuito Soriano Circuito Honganoa Circuito Salto Candelas			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Toquilla – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF – Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
BL 115kV (Protección principal + protección respaldo) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal) Salidas 13.8kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 13.8kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Norte
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	Subestación Boavita
		INSTALACIÓN	15206
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Municipio Boavita	
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es para garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de la provincia de Norte y Gutiérrez en los niveles de tensión de 34.5/13.8 kV, adicionalmente es parte de la línea San Antonio-El Huche-Boavita en el nivel de tensión de 115 kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34.5/13.8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34.5 kV 15 MVA 115/13.8 kV 15 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla 34.5 kV: Barra sencilla 13.8 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Boavita es alimentada desde San Antonio-El Huche I (NC) y San Antonio-El Huche II (NA)			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 3 bahías: 2 de línea y 1 de transformador 34.5 kV 5 bahías: 4 de salida y 1 general 13.8 kV 5 bahías 4 de salida y 1 general			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador tridevanado 115/34.5/13.8 kV 15/15/15 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Alimentación Transformador 115/34.5/13.8 kV 34.5 kV Línea a Soatá Tipacoque Línea a Guacayas Línea a Cusagüi Chita Línea a Socotá Minero 13.8 kV Circuito Boavita urbano Circuito La Uvita urbano/rural			
Con qué sistema de control cuenta la S/E? (Convencional, automatizado)			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Boavita – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF – Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E? (Coordinación de protecciones)			
BL 115kV (Protección principal 1 + protección principal 2) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal) Salidas 13.8kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
24272 Clientes			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Centro
		AREA	Subestaciones eléctricas
		CODIGO UNIFILAR	13531
		INSTALACION	Subestación Nueva Jenesano
UBICACION GEOGRAFICA		Municipio Jenesano	
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es para garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de zona centro en el nivel de tensión de 34,5kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34.5 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34,5 kV 25 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla 34,5 kV Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Nueva Jenesano es alimentada a través de la línea Muiscas - Jenesano.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 3 bahías: 2 de línea y 1 de transformador 34,5 kV 6 Bahías: 4 de salida y 1 reserva			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador 115/34,5 kV 25 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Alimentación Transformador 115/34,5 kV 34,5 kV 14442 14444 14445 14446			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Jenesano – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
BL 115kV (Protección principal 1 + protección principal 2) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Oriente
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	15105
		INSTALACIÓN	Subestación Guateque
UBICACIÓN GEOGRÁFICA		Guateque	
			
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de la provincia de oriente en los niveles de tensión de 34.5/13.8 kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34,5 kV/13,8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34,5 kV 20-25/12-15 MVA 115/13,8 kV 20-25/8-10 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E? Si la S/E maneja varios niveles de tensión, especificar la configuración para cada nivel de tensión			
115 kV: Barra sencilla 34,5 kV: Barra sencilla 13,8 kV: Barra Sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Guateque es alimentada a través de líneas de transmisión desde las subestaciones Jenesano-Tunjita-Sesquí en 115 kV.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV 4 bahías: 3 de línea y 1 de transformador 34,5 kV 4 bahías: 1 general y 3 de salida 13,8 kV 6 bahías: 1 general y 5 salida			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador tridevanado 115/34.5/13.8 kV/20-25/12-15/8-10 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Alimentación Transformador 115/34,5/13,8 kV 34,5 kV 15101 15102 15103 13,8kV Circuito Guateque Sutatenza rural Circuito Guayata urbano/rural Circuito 1 a Palen			
Con qué sistema de control cuenta la S/E? (Convencional, automatizado)			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Guateque – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
1127942 KW			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E? (Coordinación de protecciones)			
BL 115kV (Protección principal 1 + protección principal 2) BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal) Salidas 13.8kV (Protección principal) Entrada 13.8kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
8606 Clientes			

CONTEXTO OPERACIONAL			
DONDE	UBICACIÓN	ZONA	Oriente
		ÁREA	Subestaciones eléctricas
		CÓDIGO UNIFILAR	15127
		INSTALACIÓN	Subestación Santa María
		UBICACIÓN GEOGRÁFICA	Santa María
DESCRIPCIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL			
Cuál es la función de la S/E en el sistema?			
Es una subestación reductora que cuenta con capacidad de conexión al STR			
Cuál es el objetivo principal de la S/E?			
El objetivo principal de la subestación es garantizar la disponibilidad de energía eléctrica, y así atender la demanda de los clientes de la provincia de oriente en los niveles de tensión de 34.5/13.8 kV adicionalmente es parte del anillo Tunjita - Guavio en el nivel de tensión de 115 kV.			
Qué tipo de S/E es?			
Subestación aislada en aire			
A qué niveles de tensión opera la S/E?			
115/34.5/13.8 kV			
Con qué capacidad de transformación cuenta la S/E?			
115/34.5 kV 12-15/8-10 MVA 115/13.8 kV 12-15/4-5 MVA			
Cuál es la configuración de la S/E?			
115 kV: Barra sencilla 34.5 kV: Barra sencilla 13.8 kV: Barra sencilla			
Cuáles son las condiciones normales de alimentación de la S/E?			
En condiciones normales la subestación Santa María es alimentada desde Subestación Tunjita.			
Con cuántas bahías cuenta la S/E y de que tipo son?			
115 kV			
Relacionar los transformadores de potencia de la S/E y sus características generales			
Transformador tridevanado 115/34.5/13.8 kV 12-15/8-10/4-5 MVA			
Salidas S/E			
115 kV Alimentación Transformador 115/34.5/13.8 kV			
34.5 kV 15129			
13.8 kV Circuito Santa María rural Santa María urbano Reserva			
Con qué sistema de control cuenta la S/E?			
Convencional / Automatizado			
Cuáles son los niveles de automatización implementados en la S/E?			
Cuenta con los 4 niveles de control: <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 0: Nivel de patio – Equipos de campo (interruptores y seccionadores) <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 1: Nivel de relés – IED's <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 2: Nivel de subestación – RTU o HMI local <input checked="" type="checkbox"/> Nivel 3: Nivel de Centro de Control – SCADA			
Comunicaciones			
Fibra Óptica y respaldo Wi-Fi Comunicación S/E Santa María – Centro de Control: Extensiones telefonía IP – Sistema VHF - Consola 1 (Radios portátiles, bases, móviles)			
Cuánta demanda es atendida por la S/E?			
224732 KW			
Cuál es la filosofía de protección de la S/E?			
BT 115kV (Protección principal + protección respaldo) Salidas 34.5kV (Protección principal 1 + protección principal 2) Entrada 34.5kV (Protección principal) Salidas 13.8kV (Protección principal) Entrada 13.8kV (Protección principal)			
Servicios Auxiliares			
El sistema de servicios auxiliares esta conformado por 1 Banco de baterías a 125 VCC, 2 Cargadores de baterías, 1 Inversor y 1 grupo electrógeno.			
Cuántos clientes y de que tipo son atendidos por la S/E?			
1380 clientes			

Apéndice D.

Optimización Planes de Mantenimiento



Apéndice D
Optimización Planes c

Nota: Ver apéndice completo en el siguiente link:

https://docs.google.com/spreadsheets/d/1oEB12weuYLF19gKTSbBBnCb_UFwr15x_JPEeR6RVkIM/edit#gid=1585118690