

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DEL PLAN DE
EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN LA ZONA SUR
DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP**

SERGIO FERNANDO PÉREZ QUITIÁN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2021

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DEL PLAN DE
EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN LA ZONA SUR
DE LA ELECTRICADORA DE SANTANDER SA ESP**

SERGIO FERNANDO PÉREZ QUITIÁN

**Trabajo de Grado para optar al título de Magíster en Sistemas de Distribución
de energía Eléctrica**

Director

JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTINEZ

Doctor en Ingeniería Eléctrica

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2021

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2. MARCO REGULATORIO COLOMBIANO APLICABLE A LA FORMULACIÓN DE UN PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL STR	17
2.1 CRITERIOS TÉCNICOS DE CUMPLIMIENTO EN LOS STR	17
2.1.1 Nivel de tensión en los STR.....	17
2.1.2 Distorsión armónica de la onda de tensión en los STR.	18
2.1.3 Sistemas de puesta a tierra.	18
2.1.4 Distancias mínimas de seguridad.	19
2.1.5 Evaluación del nivel de riesgo frente a rayos.....	19
2.1.6 Requisitos para los procesos de transmisión y transformación en Colombia.....	20
2.2 PLANEACIÓN DE UN PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL STR.....	20
2.2.1 Criterios para la planeación de la expansión del STR.	20
2.2.2 Formulación de proyectos de expansión del STR.....	21
2.2.3 Ejecución de los proyectos de expansión del STR.	22
2.2.4 Interventoría en la ejecución del proyecto de expansión del STR.	23
2.3 CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STR.....	24
2.3.1 Activos del STR a reportar y esquema de comunicación.....	24
2.3.2 Máximas horas anuales de indisponibilidad.....	25
2.3.3 Compensaciones en el STR.	26
2.4 INGRESOS DE LOS STR.....	28
2.4.1 Ingresos anuales por inversión en el STR.	28
2.4.2 Base Regulatoria de Activos-BRA.	29

2.4.3 Remuneración de activos no eléctricos.	31
2.4.4 Recuperación del capital o inversión del proyecto.	32
2.4.5 Rentabilidad del STR.	34
2.4.6 Vida útil de los activos.....	35
2.4.7 Ingreso asociado al AOM.....	35
2.5 PLAN DE INVERSIONES ASOCIADO AL STR.....	38
2.5.1 Criterios generales del plan de inversión.	38
2.5.2 Contenido del plan de inversión del OR.....	39
2.5.3 Seguimiento al plan de inversión.	41
3. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN EL SUR DE SANTANDER	44
3.1 DIVISIÓN GEOGRÁFICA DE LA ZONA SUR DE SANTANDER.....	44
3.2 CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES EN LA ZONA SUR DE SANTANDER...48	
3.3 CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN LA ZONA SUR DE SANTANDER.....	49
3.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ACTUAL EN LA ZONA SUR DE SANTANDER.....	51
3.5 CALIDAD DEL SERVICIO EN LA ZONA SUR DE SANTANDER.....	55
3.5.1 Aporte de la zona sur a los indicadores SAIDI y SAIFI de empresa con aplicación de exclusiones regulatorias.....	57
3.5.2 Aporte de la zona sur a los indicadores SAIDI y SAIFI de empresa sin aplicación de exclusiones regulatorias.....	59
3.5.3 Indicadores SAIDI y SAIFI regional de la zona sur sin aplicación de exclusiones regulatorias.	61
4. PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL STR EN EL SUR DE SANTANDER.....	64
4.1 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN.....	66
4.2 BASE DE DATOS	66
4.3 INFORMACIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA.....	67
4.4 DESPACHO DE GENERACIÓN.....	68

4.5	ACTIVOS DEL STR DE EXPANSIÓN PROPUESTO	71
4.6	DESEMPEÑO DE LA RED	72
4.6.1	Resultado del análisis de flujo de carga ante condición normal de operación.	73
4.6.2	Resultado del análisis de flujo de carga año 2023 ante contingencias sencillas.	75
4.6.3	Resultado del análisis de flujo de carga año 2027 ante contingencias sencillas.	77
4.6.4	Resultado del análisis de flujo de carga año 2031 ante contingencias sencillas.	78
4.6.5	Resultado del análisis de perfil de tensión.	80
4.6.6	Resultado del nivel de cortocircuito.	82
5.	EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN	85
5.1	INVERSIÓN DEL PROYECTO	85
5.1.1	Inversión asociada a las líneas de transmisión.	85
5.1.2	Inversión asociada a las subestaciones eléctricas.	87
5.1.3	Inversión total estimada.	89
5.2	COSTO DE OPERACIÓN, ADMINISTRACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PROYECTO	89
5.3	INGRESOS DEL PROYECTO	90
5.3.1	Ingresos asociados a remuneración de Unidades Constructivas.	90
5.3.2	Otros ingresos.	99
5.3.2.1	Ingresos asociados a la gestión socioambiental y predial.	99
5.3.2.2	Costos evitados por Energía No Suministrada.	102
5.4	RESULTADO DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	103
5.4.1	Supuestos y criterios.	103
5.4.2	Resultado de la evaluación.	104
6.	CONCLUSIONES	108
	BIBLIOGRAFÍA	111

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. División de clientes por tipo en la zona sur de ESSA	49
Gráfica 2. Consumo de energía eléctrica en la zona sur durante el año 2020 por tipo de cliente.....	51
Gráfica 3. Aporte de las localidades de la zona sur a los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de ESSA durante el año 2020 con aplicación de exclusiones	58
Gráfica 4. Distribución del indicador de calidad SAIDI en las localidades de la zona sur durante el año 2020 con aplicación de exclusiones	58
Gráfica 5. Distribución del indicador de calidad SAIFI en las localidades de la zona sur durante el año 2020 con aplicación de exclusiones	59
Gráfica 6. Aporte de las localidades de la zona sur a los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de ESSA durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones	60
Gráfica 7. Distribución del indicador de calidad SAIDI en las localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones	60
Gráfica 8. Distribución del indicador de calidad SAIFI en las localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones	61
Gráfica 9. Indicadores SAIDI y SAIFI regional por localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones	62
Gráfica 10. Indicador SAIDI regional por localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones	63
Gráfica 11. Indicador SAIFI regional por localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones	63
Gráfica 12. Cargabilidad de activos en el año 2023 ante contingencias sencillas, escenario sin proyecto.	76
Gráfica 13. Cargabilidad de activos en el año 2023 ante contingencias sencillas, escenario con proyecto	77

Gráfica 14. Cargabilidad de activos en el año 2027 ante contingencias sencillas, escenario con proyecto.78

Gráfica 15. Cargabilidad de activos en el año 2031 ante contingencias sencillas, escenario con proyecto79

Gráfica 16. Estado de resultados evaluación financiera.105

LISTA DE MAPAS

	Pág.
Mapa 1. División geográfica por zonas para la operación y mantenimiento de ESSA	47
Mapa 2. Red de media y alta tensión actual georreferenciada en la zona sur de Santander	54

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Límites máximos de distorsión total de voltaje.....	18
Tabla 2. Plazos definidos para el reporte de eventos al CND por parte del OR	25
Tabla 3 Máximas horas anuales de indisponibilidad en los activos del STR	25
Tabla 4. Tasa de retorno para activo del SDL y STR.....	35
Tabla 5. Vida útil de los activos del STR y SDL.....	35
Tabla 6. División geográfica de la zona sur de Santander en regiones, localidades y municipios.	45
Tabla 7. Caracterización de clientes en la zona sur de Santander.	48
Tabla 8. Consumo de energía eléctrica en la zona sur de Santander en el año 2020.....	50
Tabla 9. Parámetros técnicos de las líneas del STR actual del sur de Santander.	55
Tabla 10. Impacto en clientes afectados ante contingencia sencilla de líneas del STR del sur de Santander.....	65
Tabla 11. Tiempo fuera de operación promedio por año de las líneas de 115 kV del sur de Santander	66
Tabla 12. Escenarios operativos a evaluar	67
Tabla 13. Demanda de energía en potencia año 2020	67
Tabla 14. Proyección de la demanda de energía en potencia OR ESSA	68
Tabla 15. Despacho de generación de la subárea utilizado	68
Tabla 16. Parques de generación a gran escala considerados en el estudio.	70
Tabla 17. Parámetros técnicos de las nuevas líneas de 115 kV del plan de expansión	72
Tabla 18. Resultado de cargabilidad de activos (líneas y transformadores) en condición normal de operación.	73
Tabla 19. Resultado de perfil de tensión.....	80

Tabla 20. Perfil de tensión en la región Málaga al utilizar los cambiadores de tomas en los transformadores 115/34,5 kV de la SE San Gil.	82
Tabla 21. Nivel de cortocircuito en las barras de las subestaciones del sur de Santander.	82
Tabla 22. Inversión proyectada asociada a líneas del STR	86
Tabla 23. Inversión proyectada asociada a subestaciones eléctricas.....	88
Tabla 24. Inversión total del proyecto, pesos constantes a diciembre del 2020. ...	89
Tabla 25 Costo anual asociado al AOM de los nuevos activos.....	89
Tabla 26. Unidades Constructivas asociadas a las subestaciones eléctricas del proyecto.	91
Tabla 27. Unidades Constructivas asociadas a las líneas de Transmisión del proyecto	96
Tabla 28. Diferencia inversión vs valor del proyecto en Unidades Constructivas, valor en millones.	97
Tabla 29. Ingresos anuales correspondientes a la remuneración de la inversión y AOM, pesos constantes a diciembre 2017.....	99
Tabla 30. Ingresos esperados asociados a la gestión socioambiental del proyecto	100
Tabla 31. Ingresos asociados a la gestión predial del proyecto.....	101
Tabla 32. Inversión reconocida al considerar ingresos por Unidades Constructivas y gestión socioambiental y predial.....	102
Tabla 33. Resultado de la evaluación financiera.....	104

LISTA DE ANEXOS

Ver anexos adjuntos en el CD y pueden ser visualizados en la Base de Datos de la Biblioteca UIS

Anexo A. Diagrama unifilar red eléctrica actual de ESSA en la zona sur

Anexo B. Diagrama unifilar red eléctrica de ESSA en la zona sur con expansión

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN LA ZONA SUR DE LA ELECTRICADORA DE SANTANDER SA ESP*

AUTOR: SERGIO FERNANDO PÉREZ QUITIÁN**

PALABRAS CLAVE: EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL, DESEMPEÑO DE LA RED, ANÁLISIS DE CONTINGENCIA, REMUNEACIÓN DE ACTIVOS, VIABILIDAD FINANCIERA.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo de aplicación se enfoca en el estudio técnico y financiero que permita eliminar la conexión radial del Sistema de Transmisión Regional-STR con el que se atiende actualmente la demanda de energía eléctrica en las provincias Guanentina, Comunera, García Rovira y Vélez del sur de Santander, proponiendo la expansión del sistema eléctrico con una configuración en anillo, conectando las subestaciones San Gil y Barbosa a través de una línea de 115 kV, mejorando así la calidad del servicio a más de 200.000 clientes que Electricadora de Santander SA ESP tiene en las provincias mencionadas. Se evalúa el comportamiento de la red de expansión propuesta en condiciones normal de operación y contingencias sencillas, específicamente a partir del flujo de carga y perfil de tensión en diferentes escenarios operativos, en el corto, mediano y largo plazo; de otra parte se analiza el marco regulatorio Colombiano aplicable a los Operadores de Red en materia de formulación y ejecución de planes de expansión en el STR en lo referente al proceso de planteamiento del proyecto y remuneración de la inversión, administración, operación y mantenimiento de los activos. Finalmente se realiza una evaluación financiera del plan de expansión propuesto, analizando la viabilidad de la ejecución del proyecto a partir del resultado de los indicadores Valor Presente Neto-VPN y Tasa Interna de Retorno - TIR.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Javier Enrique Solano Martínez PhD. en Ingeniería Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY STUDY OF THE EXPANSION PLAN OF THE REGIONAL TRANSMISSION SYSTEM IN THE SOUTH ZONE OF THE ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP*

AUTHOR: SERGIO FERNANDO PÉREZ QUITIÁN**

KEYWORDS: EXPANSION OF REGIONAL TRANSMISSION SYSTEMS, NETWORK PERFORMANCE, CONTINGENCY ANALYSIS, ASSET REMUNEATION, FINANCIAL VIABILITY.

DESCRIPTION:

This application work focuses on the technical and financial study that allows eliminating the radial connection of the Regional Transmission System-STR with which the demand for electricity is currently served in the provinces of Guantánamo, Comunera, García Rovira y Vélez south of Santander, proposing the expansion of the electrical system with a ring configuration, connecting the San Gil and Barbosa substations through a 115 kV line, thus improving the quality of service to more than 200.000 customers that the Electrificadora de Santander SA ESP has in the mentioned provinces. The behavior of the proposed expansion network is evaluated under normal operating conditions and simple contingencies, specifically from the load flow and voltage profile in different operating scenarios, in the short, medium and long term; on the other hand, the Colombian regulatory framework applicable to network operators is analyzed regarding the formulation and execution of expansion plans in the STR in relation to the process of planning the project and remuneration of the investment, administration, operation and maintenance of the assets. Finally, a financial evaluation of the proposed expansion plan is conducted, analyzing the viability of project execution based on the result of the Net Present Value - NPV and Internal Rate of Return - IRR indicators.

* Degree work

** Facultad de Ingenierías físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Javier Enrique Solano Martínez PhD. en Ingeniería Eléctrica

INTRODUCCIÓN

Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la zona sur del Departamento de Santander y mejorar la calidad del servicio en esta importante región, motivan a la formulación de un proyecto de expansión del Sistema de Transmisión Regional-STR de Electrificadora de Santander SA ESP-ESSA, lo anterior con el fin de mejorar la calidad de vida de los habitantes de esta comunidad y apalancar el crecimiento económico de la región.

Actualmente la configuración eléctrica del STR en el sur de Santander es de tipo radial, es decir, el servicio de energía eléctrica se presta a través de una única línea de 115 kV, aspecto que ofrece una baja confiabilidad percibida por el usuario, puesto que al salir de operación esta línea de transmisión se presenta una desatención del servicio, generando un impacto social y económico negativo en la región.

Este proyecto se enfocará en el estudio técnico y financiero que permita eliminar la conexión radial del STR con el que se atiende actualmente la demanda de energía eléctrica en las provincias Guantentina, Comunera, García Rovira y Vélez del sur de Santander. Proponiendo la expansión del sistema eléctrico con una configuración en anillo, conectando las subestaciones San Gil y Barbosa a través de una línea de 115 kV, mejorando la calidad del servicio a más de 200.000 clientes que Electrificadora de Santander SA ESP tiene en las provincias mencionadas.

La formulación de este proyecto incluye diferentes componentes, como lo son el técnico, estimado de la inversión requerida, costos de operación y mantenimiento de los nuevos activos, ingresos para el Operador de Red ESSA y el marco regulatorio vigente.

Teniendo en cuenta la importancia que representa la viabilidad financiera del proyecto, se profundizará en el análisis del nuevo marco regulatorio de remuneración del negocio de distribución en Colombia, resolución CREG 015 del 2018, puesto que es la normatividad que rige los ingresos para los Operadores de Red en este tipo de activos eléctricos.

Este documento se divide en seis capítulos abordando los siguientes temas:

En el primer capítulo se presentan el objetivo general y los específicos del trabajo realizado. En el segundo capítulo se presenta el análisis del marco regulatorio colombiano aplicable a la formulación de un proyecto de expansión del STR teniendo en cuenta las resoluciones vigentes emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG en la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. En el tercer capítulo se presenta la caracterización del STR actual en el sur de Santander teniendo en cuenta el análisis de clientes, calidad del servicio e infraestructura eléctrica disponible. En el capítulo cuarto se presenta la propuesta de expansión de la red del Sistema de Transmisión Regional y su desempeño ante condiciones normal de operación y contingencias en un horizonte de 10 años, teniendo en cuenta el comportamiento del flujo de carga, perfil de tensión y nivel de cortocircuito utilizando la herramienta de análisis de sistemas eléctricos de potencia DlgSILENT Power Factory. En el quinto capítulo se presenta la evaluación financiera del proyecto de expansión propuesto, teniendo en cuenta los indicadores VPN y TIR al considerar la inversión, AOM y remuneración de activos vía cargos por uso. Finalmente, en el capítulo sexto se presentan las conclusiones.

1. OBJETIVOS

En este trabajo de aplicación se propone y evalúa el desempeño técnico y financiero de un plan de expansión del Sistema de Transmisión Regional-STR en el sur del Departamento de Santander con el fin de mejorar las condiciones actuales en la prestación del servicio de energía eléctrica por parte de Electrificadora de Santander SA ESP.

Los objetivos de este trabajo de aplicación son los siguientes:

1.1 OBJETIVO GENERAL

Formular un plan de expansión del Sistema de Transmisión Regional-STR en la zona sur del Departamento de Santander y determinar su viabilidad técnica y financiera para ser ejecutado por parte de Electrificadora de Santander SA ESP.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el marco regulatorio aplicable en la formulación del proyecto de expansión del STR.
- Identificar los beneficios técnicos asociados al plan de expansión del STR propuesto, estudiando el comportamiento del flujo de carga en un horizonte de 10 años.
- Realizar la evaluación financiera del proyecto, a partir de los indicadores TIR y VPN.

2. MARCO REGULATORIO COLOMBIANO APLICABLE A LA FORMULACIÓN DE UN PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL STR

En la revisión del marco regulatorio y normativo aplicable a la formulación de un proyecto de expansión del STR en Colombia, se encuentra necesario analizar los siguientes componentes:

- Criterios técnicos de cumplimiento en los STR.
- Planeación de un proyecto de expansión del STR.
- Calidad del servicio en el STR.
- Ingresos de los STR.
- Plan de inversión en los STR.

2.1 CRITERIOS TÉCNICOS DE CUMPLIMIENTO EN LOS STR

Los criterios técnicos que debe cumplir la infraestructura eléctrica de nivel de tensión IV en Colombia, es decir los STR, se encuentra definida en las resoluciones CREG 025 de 1995 “Código de redes”, 070 de 1998 “Reglamento de distribución” y 024 de 2005 “Calidad de la potencia eléctrica en la distribución de energía”, en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE y en la Norma Técnica Colombiana-NTC 2050 “Código Eléctrico”.

2.1.1 Nivel de tensión en los STR. La resolución CREG 024 de 2005 “Calidad de la potencia eléctrica en la distribución de energía”¹ modifica la resolución CREG 070 de 1998 “Reglamento de distribución” en cuanto al nivel de tensión en los STR en estado estacionario, de esta manera, lo vigente en cuanto al cumplimiento del nivel

¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución No. 024 de 2005, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2005

de tensión en condición normal de operación en activos del STR es lo referido en el anexo 1 de la CREG 024 de 2005:

“Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.”

2.1.2 Distorsión armónica de la onda de tensión en los STR. La distorsión armónica de la onda de tensión (THDV) se define en la resolución CREG 024 de 2005 como la distorsión periódica de las ondas de voltaje, modelable como el contenido adicional de ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia de suministro, acompañando la componente fundamental (componente cuya frecuencia es igual a la de suministro). Este fenómeno es el resultado de cargas no lineales en el STN, STR y/o SDL. En el anexo 1 de esta misma resolución se determina los límites máximos de distorsión total de voltaje, basados en el estándar IEEE 519, relacionados en la tabla 1, donde se puede apreciar que para los STR, el máximo THDV permitido es de 2,5%.

Tabla 1. Límites máximos de distorsión total de voltaje

<i>Tensión del Sistema</i>	<i>THDV Máximo (%)</i>
<i>Niveles de tensión 1,2 y 3</i>	<i>5.0</i>
<i>Nivel de Tensión 4</i>	<i>2.5</i>
<i>STN</i>	<i>1.5</i>

2.1.3 Sistemas de puesta a tierra. La resolución CREG 070 de 1998 determina el sistema de puesta a tierra de los STR, indicada lo siguiente: *“La puesta a tierra de los STR’s y/o SDL’s deberá ser diseñada siguiendo la metodología de cálculo de la Norma IEEE 80 y la Guía IEEE C6292.4 o aquellas que las modifiquen o sustituyan.*

El valor de la resistencia de la puesta a tierra del STR y/o SDL, deberá ser establecido claramente por el OR de acuerdo con las características resistivas del terreno, de los tiempos de despeje de falla adoptados, y de los voltajes de contacto y de paso, los cuales no deben ser superiores a los valores indicados por el NESC y cada sistema de un Usuario deberá adaptarse a esta exigencia. Las especificaciones de los equipos asociados deberán ser aptas para soportar las tensiones y corrientes resultantes como consecuencia del método y valor de la resistencia de la puesta a tierra utilizados por el OR y el Usuario. En el diseño de las puestas a tierra se deben evitar que se generen corrientes circulantes.”

De otra parte, el RETIE en su artículo 15 determina la normatividad en cuanto a sistemas de puesta a tierra, donde se enfatiza en el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas, de allí se resalta la exigencia en cuanto a los valores máximos de resistencia de puesta a tierra para este tipo de proyectos, por ejemplo, para estructuras metálicas de líneas con cable de guarda, la resistencia de puesta a tierra debe ser de 20 ohmios y en subestaciones de alta tensión la máxima resistencia de puesta a tierra debe ser de 1 ohmio.

2.1.4 Distancias mínimas de seguridad. El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE del año 2013 define en su artículo 13 las distancias mínimas de seguridad que deben guardarse entre líneas eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado, para líneas de 115 kV aplica diferentes distancias mínimas vertical desde el suelo, dependiendo del tipo de cruce, el más exigente obedece a los cruces por espacios usados como campos deportivos abiertos, el cual es de 12 metros de distancia vertical desde suelo.

2.1.5 Evaluación del nivel de riesgo frente a rayos. Las líneas de transmisión y subestaciones deben tener un estudio del nivel de riesgo por rayos, soportado en norma técnica internacional o NTC, así lo exige el RETIE en el artículo 16.1.

2.1.6 Requisitos para los procesos de transmisión y transformación en Colombia. El RETIE del año 2013 en sus capítulos 5 y 6 determina las condiciones técnicas mínimas que se deben cumplir de manera obligatoria en el territorio colombiano en cuanto a líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de potencias. Allí se detallan aspectos de diseño, distancias de seguridad, sistemas de puesta a tierra, servidumbres de líneas, cimentaciones, herrajes, aislamiento, conductores, líneas soterradas, salas de control y certificado de conformidad de cumplimiento para subestaciones.

2.2 PLANEACIÓN DE UN PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL STR

Los lineamientos asociados a la formulación de proyectos de expansión del STR en Colombia están definidos en las resoluciones CREG 070 de 1998 “Reglamento de distribución”, 024 de 2013 “Procedimiento para la expansión de los STR” y 015 de 2018 “Metodología para la remuneración de la actividad de distribución”.

2.2.1 Criterios para la planeación de la expansión del STR. La resolución CREG 070 de 1998 determina los criterios que deben considerarse en la planeación de la expansión de la red de distribución en Colombia, donde se incluye el nivel de tensión IV, es decir los STR, a continuación, se ilustran de acuerdo con la referida resolución CREG:

- **Atención de la Demanda.** *La planeación de la expansión deberá estar soportada en proyecciones de demanda cuya estimación se efectuará utilizando modelos técnico-económicos disponibles para tal efecto.*
- **Adaptabilidad.** *Los Planes de Expansión deberán incorporar los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.*

- **Flexibilidad del Plan de Expansión.** *El Plan de Expansión de un OR, en su ejecución, puede experimentar modificaciones. El OR podrá incluir obras no previstas y excluir aquellas que por la dinámica de la demanda, puedan ser pospuestas o eliminadas del Plan inicialmente aprobado por la UPME.*
- **Viabilidad Ambiental.** *Los Planes de Expansión deben cumplir con la normatividad ambiental vigente.*
- **Normas y Permisos.** *Las obras de expansión requeridas deben cumplir con las normas pertinentes previstas por las autoridades competentes y obtener los permisos correspondientes.*
- **Eficiencia Económica.** *Los Planes de Expansión e inversiones deberán considerar la minimización de costos.*
- **Calidad y Continuidad en el Suministro.** *Los planes de inversión deberán asegurar los indicadores de calidad que reglamenta la presente Resolución y garantizar la continuidad del servicio mediante proyectos de suplencia, ampliación, automatización de la operación, modernización e inventario de repuestos, entre otros.*
- **Coordinación con el SIN.** *Teniendo en cuenta que la operación y expansión de los STR's y/o SDL's deben ser coordinadas con el resto del Sistema Interconectado Nacional, el OR deberá planear su Sistema considerando los planes de expansión en transmisión y generación elaborados anualmente por la UPME.*

2.2.2 Formulación de proyectos de expansión del STR. En el artículo 3 de la resolución CREG 024 de 2013 “Procedimiento para la expansión de los STR”, se determina que el Operador de Red-OR es el responsable de elaborar el plan de

expansión del sistema que opera a partir de lo definido en la resolución CREG 070 de 1998, estos planes de expansión deben ser enviados por los OR a la UPME antes del 15 de junio de cada año. Para aquellos proyectos que entren en operación en un periodo inferior a los siguientes 4 años una vez entregue el plan, el OR debe adjuntar los estudios de viabilidad técnica y económica necesarios para la evaluación del proyecto por parte de la UPME.

Es importante tener presente que si el OR no presenta un proyecto de expansión del STR para atender las necesidades identificadas por la UPME, esta entidad lo formulará y el OR no podrá participar en el proceso de selección mediante convocatoria pública que se derive de este hecho.

2.2.3 Ejecución de los proyectos de expansión del STR. La resolución CREG 024 del 2013 en su artículo 4 define que es el OR el responsable de la ejecución de los proyectos de expansión que requiera el sistema eléctrico que opera y que han sido contenidos en el plan presentado a la UPME.

De otra parte indica: *“Para los proyectos de expansión en el STR con fecha prevista de puesta en operación comercial dentro de los 36 meses siguientes a la adopción del Plan de Expansión del SIN, los OR tendrán un plazo máximo de cuatro meses, contados a partir de la adopción del plan, para manifestar por escrito a la UPME el interés en ejecutar la expansión identificada en el sistema que opera”*. En dicha comunicación, se debe enviar el cronograma de ejecución del proyecto, garantía bancaria si aplica y el nombre del interventor seleccionado.

Por último, se indica que si el OR no manifiesta interés de ejecución dentro del plazo señalado, el proyecto de expansión se ejecutará mediante proceso de selección pública por convocatoria convocada por la UPME, donde el OR no podrá participar, a menos que demuestre que el proyecto presenta un costo superior al costo medio del nivel de tensión 4 como se indica en la misma resolución.

Todo proyecto de expansión del STR tendrá una Fecha de Inicio de Ejecución-FIE, indicada en el cronograma de ejecución reportado por el OR a la UPME, esta fecha solo se podrá modificar una vez con el aval del interventor y se debe informar a la UPME antes de vencer la fecha inicial del proyecto prevista en el cronograma, lo anterior se determina en el artículo 24 de la resolución CREG 024 del 2013.

En este mismo sentido, en el artículo 25 de la misma resolución, se define lo relacionado con la Fecha de Puesta en Operación-FPO del proyecto, la cual se debe informar a la UPME en el cronograma y determina la fecha en la cual entrará en explotación comercial el activo del STR, esta fecha se puede modificar mediante dos mecanismos:

- Antes de vencer la FIE del proyecto, de común acuerdo entre el OR y la UPME.
- Mediante aprobación del Ministerio de Minas y Energía cuando ocurran atrasos de fuerza mayor, alteración del orden público o por demoras en la expedición de la licencia ambiental.

Se debe tener especial cuidado con la FPO, puesto que si el OR no entra en operación el proyecto de expansión en dicha fecha, se le aplicarán las garantías bancarias en caso de tenerla.

2.2.4 Interventoría en la ejecución del proyecto de expansión del STR. Todo proyecto de expansión del STR debe tener un interventor de la obra, así lo indica el artículo 26 de la resolución CREG 024 del 2013, básicamente, existen dos tipos de interventoría, así:

- Interventoría con recurso propio del OR, en los casos donde las obras no correspondan a proyectos relacionados con el Sistema de Transmisión Nacional-STN.

- Interventoría con una firma externa al OR con la cual no tenga vínculo económico en el ejercicio de sus negocios, la selección de esta firma se realizará a partir de un listado de empresas para este objetivo definidas por el Consejo Nacional de Operación-C.N.O.

Esta interventoría debe remitir a la Superintendencia de Servicios Públicos-SSPD y a la UPME informes periódicos definidos en el artículo 27 de la resolución CREG 024 de 2013.

2.3 CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STR

La calidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en los STR en Colombia se define en el capítulo 5 de la resolución CREG 015 del 2018 “Metodología para la remuneración de la actividad de distribución”, a continuación se ilustran los principales componentes que el Operador de Red-OR debe tener muy en cuenta.

2.3.1 Activos del STR a reportar y esquema de comunicación. De acuerdo con lo definido en el artículo 5.1.4.2 de la resolución CREG 015 del 2018, los OR deben reportar al Centro Nacional de Despacho-CND los diferentes eventos programados y no programados ocurridos en los activos del STR que opera listados a continuación:

- Conexión al STN: incluye el transformador y la bahía de transformación asociada que permite la conexión al STN.
- Equipos de compensación: incluye el respectivo activo de compensación y bahía de conexión.

- Líneas del STR: conformado por el circuito de nivel de tensión IV y las bahías de línea asociadas.
- Barraje: Conformado por el barraje y las bahías de acople y transferencia.

Los activos mencionados anteriormente deben contar con un sistema de supervisión en tiempo real, un sistema de secuencia de eventos SOE y un enlace de comunicación principal con respaldo con el Centro Nacional de Despacho-CND.

A partir de las 24 horas de cada día de operación, el OR deberá realizar el reporte de los eventos en los tiempos descritos en la tabla 2.

Tabla 2. Plazos definidos para el reporte de eventos al CND por parte del OR

Actividad	Responsable	Plazo (h)
Ingreso de reporte de eventos	OR	12
Validación y publicación de listado de inconsistencias	CND	36
Solicitud de modificación de información	OR	60
Respuesta a solicitudes de modificación	CND	72

2.3.2 Máximas horas anuales de indisponibilidad. En el artículo 5.1.5 de la resolución CREG 015 de 2018 se define el tiempo máximo que podrá estar indisponible un activo del STR en un periodo de una ventana móvil de un año, este tiempo es en horas y se denomina máximas horas anuales de indisponibilidad-MHAI, en la tabla 3 se muestran estos tiempos.

Tabla 3 Máximas horas anuales de indisponibilidad en los activos del STR

Grupos de Activos	MHAI
Conexión del OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Línea del STR	38
Barraje sin bahías de maniobra	15

Grupos de Activos	MHAI
Barraje con bahías de maniobra	30

Es importante tener presente que el grupo de activos línea del STR se incluyen las respectivas bahías de conexión.

Existen ciertos eventos que pueden ser excluidos del cálculo de las horas de indisponibilidad de activos del STR en una ventana anual, los cuales se detallan en el artículo 5.1.9 de la resolución CREG 015 de 2018.

2.3.3 Compensaciones en el STR. Las compensaciones por incumplimiento de calidad en los STR están definidas en el artículo 5.1.14 de la resolución CREG 015 de 2018, en resumen, un OR deberá compensar por calidad del servicio en un activo del STR ante dos situaciones:

- Incumplimiento de las máximas horas de indisponibilidad de un activo en el STR descrita en el ítem 2.3.2 de este documento.
- Cuando un evento en el STR supere el 2% del PENS, esto es, el porcentaje de energía no suministrada, a este componente se le denomina CNE, compensación por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.

El valor total a compensar está definido por la siguiente fórmula, el resultado, será descontando del ingreso mensual del OR.

$$CSTR_{j,m} = \sum_{u=1}^{aj} (CIM_{m,u}) + \sum_{u=1}^{aj} [(VHRC_{m,u,j} * 720) - (IMRT_{m,u})]$$

$$+ \sum_{u=1}^{aj} (CNE_{m,u}) + CSTRP_{m-1}$$

Donde,

- $CSTR_{j,m}$: Suma de los valores que debe compensar en el STR el OR j por incumplimiento de lo establecido en este capítulo, en el mes m .
- $CIM_{m,u}$: Compensación por incumplimiento de metas, del activo u , en el mes m , descrito en el artículo 5.1.14.1 de la resolución CREG 015 del 2018.
- $VHRC_{m,u,j}$: Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo u , del OR j , durante el mes m .
- $IMRT_{m,u}$: Ingreso mensual temporal para el activo u , en el mes m , mientras el activo u esté indisponible por las causas citadas en el numeral 5.1.13 de la resolución CREG 015 de 2018.
- $CNE_{m,u}$: Compensación del activo u , en el mes m , por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos, descrito en el artículo 5.1.14.2 de la resolución CREG 015 del 2018.
- $CSTRP_{m-1}$: Valor de las compensaciones del STR que, de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018, quedaron pendientes por descontar en el mes $m-1$.
- aj : Número de activos del OR j que se encuentra en cada una de las situaciones descritas.

En cuanto al valor de las compensaciones a realizar por parte de los OR, se aclara que existe un tope, definido en el artículo 5.1.17 de la resolución CREG 015 del 2018, el cual menciona: *“El LAC deberá tener en cuenta que el valor total a descontar en el mes m , al OR j , por concepto de compensaciones en el STR no podrá superar el 60 % de la suma de los ingresos en este sistema antes de*

compensaciones. Si el valor a descontar fuere mayor a dicho porcentaje, el saldo pendiente se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60 %.

Además, la suma del valor de las compensaciones en el STR para cada OR j , en un año calendario, estarán limitadas a un valor equivalente al 30 % del ingreso del OR en ese año para el nivel de tensión 4, estimado actualizando la variable $IAA_{j,4,t}$, definida en el capítulo 3, con el IPP de diciembre del año anterior”.

2.4 INGRESOS DE LOS STR

Los ingresos que percibe un Operador de Red en Colombia al realizar una inversión en un proyecto de expansión que contemplen activos de nivel de tensión IV, es decir del STR, se definen en los capítulos 3 y 4 de la resolución CREG 015 de 2018; en este trabajo de grado, se documentan los aspectos más relevantes a tener en cuenta en la formulación de un proyecto en lo que respecta al cálculo de los ingresos, tanto asociados a la inversión como al AOM de los activos.

2.4.1 Ingresos anuales por inversión en el STR. Los ingresos anuales correspondientes a la infraestructura del STR y SDL están definidos por la siguiente fórmula, determinada en el capítulo 3 de la resolución CREG 015:

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} * r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t}$$

Donde,

$IAA_{j,n,t}$: Ingreso anual por inversión en activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

- $BRA_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t , calculada según lo definido en el numeral 3.1 de la resolución CREG 015 del 2018.
- r : Tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un esquema de ingreso máximo, definida en el artículo 1 de la resolución CREG 015 del 2019.
- $RC_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t , calculada según lo definido en el numeral 3.2 de la resolución CREG 015 de 2018.
- $BRT_{j,n,t}$: Base regulatoria de terrenos del OR j en el nivel de tensión n para el año t , calculada según lo establecido en el numeral 3.3 de la resolución CREG 015 de 2018.

Como se aprecia en la fórmula anterior, básicamente a un OR se le reconoce de un activo nuevo puesto en operación en el STR, la recuperación de capital (inversión), la rentabilidad (tasa de retorno), el AOM e ingresos por cumplimiento de calidad, definidos más adelante en este documento.

2.4.2 Base Regulatoria de Activos-BRA. La Base Regulatoria de Activos es el inventario de la infraestructura eléctrica de un Operador de Red, en este caso, se contempla lo correspondiente al proyecto de expansión propuesto, la cual se determina de la siguiente manera:

$$BRA_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t} + BRANE_{j,n,t}$$

Donde,

- $BRA_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

$BRAE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t , según lo establecido en el numeral 3.1.1 de la resolución CREG 015 de 2018.

$BRANE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos no eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t , según lo establecido en el numeral 3.1.2 de la resolución CREG 015 de 2018.

Los activos a construir en este proyecto de expansión del STR del sur de Santander, estarán reconocidos de acuerdo a las Unidades Constructivas definidas en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 de 2018 y están inmersos en el componente BRAE de la fórmula anterior, específicamente se denominan BRAEN, Base regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos, calculado como se ilustra a continuación:

$$BRAEN_{j,n,t} = IAPA_{j,n,t} * \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t} + \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} \sum_{l=1}^{L_n} INVA_{j,n,l,t-1}$$

Donde,

$BRAEN_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t .

$IAPA_{j,n,t}$: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n para el año t . Según lo establecido en el numeral 3.1.1.2.4 de la resolución CREG 015 de 2018.

$INVA_{j,n,l,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t . corresponde al valor de los activos incluidos en el plan de inversiones aprobado.
Para la valoración se utilizan los valores de las UC definidas en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 de 2018.

$INVR_{j,n,l,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t ,

corresponde al valor de los activos puestos en operación y valorados con las UC definidas en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 de 2018.

Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año t es 1,1 veces la variable $INVA_{j,n,l,t}$. En caso de superarse este valor, la diferencia se puede incorporar en el $INVR_{j,n,l}$ del siguiente año.

- l : Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.
- L_n : Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n . L_1 toma el valor de 12.

2.4.3 Remuneración de activos no eléctricos. La resolución CREG 015 del 2018 también contempla la remuneración de los activos no eléctricos requeridos para la operación y mantenimiento de la infraestructura que se construirá, por ejemplo, parque automotor, herramientas, equipos, etc, a este componente se le llama Base Regulatoria de Activos No Eléctricos-BRANE, determinada en el artículo 3.1.2 de dicha resolución, como sigue:

$$BRANE_{j,n,t} = NE * BRAE_{j,n,t}$$

Donde,

- $BRANE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos no eléctricos del OR j en el nivel de tensión n , en el año t .
- NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.
- $BRAE_{j,n,t}$: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n , en el año t .

2.4.4 Recuperación del capital o inversión del proyecto. La recuperación de capital de los activos nuevos a construir en este proyecto de expansión se determina en el artículo 3.2.2 de la resolución CREG 015 del 2018, modificada posteriormente en el artículo 4 de la resolución CREG 085 del 2018, como se ilustra a continuación:

$$RCNA_{j,n,t} = \left(\sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{L_n} RCNA_{j,n,t,l} \right) - RCNAFO_{j,n,t}$$

Donde,

$RCNA_{j,n,t}$ Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j , que entraron en operación a partir de la fecha de corte, en el nivel de tensión n , en el año t .

T : Años de aplicación de la metodología definida en la resolución CREG 015 de 2018.

l : Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n : Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n . L_1 toma el valor de 12.

$RCNA_{j,n,t,l}$: Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j , que entraron en operación a partir de la fecha de corte, en el nivel de tensión n , en la categoría l , en el año t . Calculada de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t,l} = \left(IAPA_{j,n,t} * INVA_{j,n,l,t} + INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} * INVA_{j,n,l,t-1} \right) * \frac{(1 + NE)}{VU_{n,l}}$$

Donde,

$IAPA_{j,n,t}$: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n para el año t . calculado según se establece en el numeral 3.1.1.2.4 de la resolución CREG 015 de 2018.

$INVA_{j,n,l,t}$: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l para el año t , calculado según se establece en los numerales 3.1.1.2.1 y 3.1.1.2.2 de la resolución CREG 015 de 2018.

$INVR_{j,n,l,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n en la categoría de activos l durante el año t , calculado según se establece en el numeral 3.1.1.2.3 de la resolución CREG 015 de 2018.

NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.

$VU_{n,t}$: Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n pertenecientes a la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.2.4 de la resolución CREG 015 de 2018.

$RCNAFO_{j,n,t}$: Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j , que entraron en operación a partir de la fecha de corte y que salen de operación, en el nivel de tensión n , en el año t . Para el primer año del periodo tarifario esta variable es igual a cero.

Esta variable es calculada de la siguiente manera:

$$RCNAFO_{j,n,t} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NNAFO_{j,n,t-1}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) * \frac{(1 + NE)}{VU_{i,n,t}}$$

Donde,

- T : Años de aplicación de la metodología definida en la resolución CREG 015 de 2018.
- $NNAFO_{j,n,t}$: Número de UC del nivel de tensión n , puestas en operación después de la fecha de corte y que no están incluidas en la base regulatoria inicial de activos del OR j que salen de operación, total o parcialmente, en el año t .
- CR_i : Valor de la UC i que sale de operación en el año t , valor definido en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 de 2018.
- PU_i : Fracción del costo de la UC i que sale de operación en el año t y que es reconocida mediante cargos por uso.
- FU_i : Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales de la UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publicará en circular aparte el peso relativo de cada componente de las UC.
- RPP_i : Fracción de la UC i que sale de operación en el año t que no se incluyó en el cálculo de la tarifa.
- $VU_{i,n,l}$: Vida útil reconocida a la unidad constructiva i del nivel de tensión n y la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.2.4 de la resolución CREG 015 de 2018.
- NE : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.

La recuperación de capital de los activos pertenecientes a una categoría l aplica únicamente durante el periodo correspondiente a la vida útil reconocida.

2.4.5 Rentabilidad del STR. La rentabilidad o tasa de retorno para el negocio de distribución en Colombia se determina en la resolución CREG 015 de 2019, la cual

modifica la resolución CREG 016 de 2018, en la tabla 4 se muestran las tasas para calcular la remuneración anual por inversiones en el SDL y STR.

Tabla 4. Tasa de retorno para activo del SDL y STR

Año	Tasa de retorno
2019	11,79%
2020	11,64%
2021	11,50%
2022 en adelante	11,36%

2.4.6 Vida útil de los activos. La vida útil de los activos a construir en este proyecto se define en el artículo 3.2.4 de la resolución CREG 015 de 2018, actualizados posteriormente en el artículo 5 de la resolución CREG 085 del 2018, como se ilustra en la tabla 5.

Tabla 5. Vida útil de los activos del STR y SDL

Categoría de activos	Descripción categoría de activos	VU_{1,I}	VU_{2,I}	VU_{3,I}	VU_{4,I}
1	Transformadores de potencia	-	35	35	35
2	Compensaciones	-	35	35	35
3	Bahías y celdas	-	35	35	35
4	Equipos de control y comunicaciones	-	10	10	10
5	Equipos de subestación	-	35	35	35
6	Otros activos subestación	-	45	45	45
7	Líneas aéreas	-	45	45	45
8	Líneas subterráneas	-	45	45	45
9	Equipos de línea	-	35	35	-
10	Centro de control	-	10	10	10
11	Transformadores de distribución	25	-	-	-
12	Redes de distribución	35	-	-	-

2.4.7 Ingreso asociado al AOM. El Operador de Red recibirá un ingreso anual por concepto de la Administración, Operación y Mantenimiento necesario para la

sostenibilidad de los nuevos activos a construir, para proyectos de expansión del STR se reconocerán bajo la figura de AOMNI, es decir, el AOM de las nuevas inversiones, definido en el artículo 4.2 de la resolución CREG 015 del 2018, modificado posteriormente en el artículo 9 de la resolución CREG 085 del 2018, como sigue:

$$AOMNI_{j,n,t} = (2 \% * VACNI_{j,n,t} + 0,6\% * VACPIEC_{j,n,t}) * fAMB_j$$

Donde,

$AOMNI_{j,n,t}$: Valor del AOM para las nuevas inversiones en el nivel de tensión n del OR j , expresado en pesos de la fecha de corte.

$VACNI_{j,n,t}$: Valor acumulado hasta el año t de las inversiones puestas en operación en el nivel de tensión n , diferentes a reposición, para el OR j , expresado en pesos de la fecha de corte. Se calcula de la siguiente forma:

$$VACNI_{j,n,t} = VACNI_{j,n,t-1} + BRAEN_RP_{j,n,t-1} - \sum_{l=1}^L INVTR_RP_{j,n,TI,l,t-1}$$

Donde,

$BRAEN_RP_{j,n,t-1}$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año $t-1$. Se calcula en forma similar a la variable $BRAEN_{j,n,t-1}$, definida en el numeral 3.1.1.2 de la resolución CREG 015 del 2018, pero tomando $RPP=0$ para todas las UC incluidas en su cálculo.

$INVTR_RP_{j,n,TI,l,t-1}$: Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n , en la categoría de activos l para el año

$t-1$. Se calcula solo para los tipos de inversión $TI = I$ y $TI = III$, en forma similar a la variable $INVTR_{j,n,TI,l,t-1}$, definida en el numeral 6.5, pero tomando $RPP=0$ para todas las UC incluidas en su cálculo.

- L : Cantidad de categorías de activos.
- $VACPIEC_{j,n,t}$: Valor acumulado hasta el año t de las nuevas inversiones que hacen parte del PIEC, de acuerdo con lo señalado en el capítulo 13 en el nivel de tensión n , para el OR j , expresado en pesos de la fecha de corte. Se calcula de la siguiente forma:

$$VACPIEC_{j,n,t} = VACPIEC_{j,n,t-1} + \sum_{l=1}^L IREC_RP_{j,n,l,t-1}$$

Donde,

- $IREC_RP_{j,n,l,t-1}$: Inversión en activos puestos en operación en los proyectos de expansión de cobertura del OR j en el nivel de tensión n , en la categoría de activos l , para el año $t-1$. Se calcula en forma similar a la variable $IREC_{j,n,l,t-1}$, definida en el numeral 13.7 de la resolución CREG 015 del 2018, pero tomando $RPP=0$ para todas las UC incluidas en su cálculo.

- L : Cantidad de categorías de activos.
- $fAMB_j$: Factor ambiental para las nuevas inversiones del OR j , calculado de la siguiente forma:

$$fAMB_j = \frac{AOMbase_j}{AOMbase_j - \left(AMB_j * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}} \right)}$$

Donde,

<i>AOM</i> _{base<i>j</i>} :	Valor del AOM base del OR <i>j</i> , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1 de la resolución CREG 015 del 2018.
<i>AMB</i> _{<i>j</i>} :	Valor de AOM a reconocer al OR <i>j</i> por condiciones ambientales, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.5 de la resolución CREG 015 del 2018.
<i>IPP</i> _{FC} :	Índice de precios del productor correspondiente a la fecha de corte.
<i>IPP</i> ₂₀₁₆ :	Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.

2.5 PLAN DE INVERSIONES ASOCIADO AL STR

Para la ejecución de un proyecto de expansión del STR como el propuesto en este proyecto de grado, es necesario que el OR lo incluya en su plan de inversiones quinquenal definido en la resolución CREG 015 del 2018 con el fin de que sea aprobado por parte de la CREG, al tratarse de infraestructura del STR, primero debe estar aprobado por parte de la UPME aplicando el procedimiento descrito en el numeral 2.2 de este libro.

2.5.1 Criterios generales del plan de inversión. En el artículo 6.1 de la resolución CREG 015 de 2018 se definen los criterios mínimos generales que debe tener en cuenta un OR para formular un proyecto de inversión, se resaltan los siguientes:

- El horizonte de planeación del plan de inversión es de largo plazo (diez años).
- En el plan de inversión se debe analizar, cuantificar y valorar las necesidades de los usuarios y del mercado de comercialización atendido por el OR.

- El plan de inversión debe identificar y valorar los beneficios esperados y los costos asociados.
- Los proyectos deben contar con una relación beneficio - costo superior a uno, con base en los criterios y metodología definidos por el OR para la evaluación de sus proyectos.
- El OR debe cumplir los requisitos para los planes de expansión establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.
- El plan debe ser viable ambientalmente y considerar el impacto por la aplicación de la Ley 1715 de 2014.
- Las inversiones deben incluir únicamente activos de uso.
- El OR podrá incluir en el plan de inversión unidades constructivas especiales para lo cual debe dar aplicación a lo señalado en el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Las inversiones Tipo I y II que se realicen en el STR debe tener la aprobación de la UPME de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.3.4 de la resolución CREG 015 de 2018.

2.5.2 Contenido del plan de inversión del OR. En el plan de inversiones a presentar por parte del Operador de Red a la CREG en cada periodo de actualización, esto es cada dos años, se debe cumplir lo descrito en el artículo 6.3 de la resolución CREG 015 del 2018, para este proyecto de expansión del STR del sur de Santander se trata de una inversión tipo II, pues se trata de un proyecto de inversión motivado en la atención de la demanda que ocasionan la instalación de

nuevos activos sin reemplazo de activos existentes. A continuación se relaciona los aspectos más relevantes a incluir en la propuesta de inversión a la CREG aplicables para el proyecto:

- Los proyectos de inversión deben estar acordes con los requerimientos del Plan de Referencia de Generación y Transmisión de la UPME.
- El OR debe emplear para la elaboración del plan de inversión los criterios señalados en el numeral 3.3 del anexo general de la Resolución 070 de 1998 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- El OR debe analizar por lo menos tres escenarios de crecimiento de la demanda e identificar las inversiones requeridas en cada escenario.
- Las inversiones incluidas en el plan deben responder a las necesidades de crecimiento de la demanda como principal criterio de identificación y priorización y ser coherente con las proyecciones de demanda y potencia de la UPME para el horizonte de análisis.
- Para la determinación de los proyectos de expansión el OR deberá considerar por lo menos dos alternativas para la solución de las restricciones técnicas que identifique: cargabilidad de transformadores, líneas, niveles de tensión fuera de los rangos permitidos, confiabilidad, energía no suministrada, pérdidas de energía, entre otros.
- En el caso del STR, los proyectos incluidos en el plan de inversión deben corresponder a aquellos identificados en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión más reciente y para los cuales la UPME recomiende su ejecución y emita concepto de aprobación al OR. Adicionalmente, el OR debe

haber manifestado su intención de realizarlos de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 024 de 2013 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

2.5.3 Seguimiento al plan de inversión. Al plan de inversión propuesto por el OR y aprobado por la CREG se le realizará un seguimiento con el fin de determinar la efectividad en la ejecución de las inversiones a cargo del OR, las consideraciones de este seguimiento se regulan en el artículo 6.5 de la resolución CREG 015 del 2018, a continuación se registran las que le aplican a un proyecto de expansión del STR:

- Anualmente el OR deberá presentar un informe sobre la ejecución del plan de inversión en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos y los ajustes realizados.
- El informe debe ser enviado a la Comisión y a la SSPD, antes del último día hábil del mes de marzo de cada año. El informe también debe ser publicado en la página web del OR.
- Anualmente los OR deberán contratar la realización de una verificación de la ejecución del plan de inversión. Las verificaciones emplearán los reportes anuales, visitas a campo, muestreos y demás estrategias que permitan corroborar la ejecución de los proyectos reportados e incluidos en el plan de inversión.
- Cuando de las verificaciones se concluya que los proyectos de inversión no se han ejecutado de acuerdo con lo reportado, los ingresos y cargos se ajustarán independientemente de las acciones que adelante la SSPD dentro de sus competencias.

El OR debe presentar anualmente el valor de las inversiones puestas en operación clasificado en los tipos de activos aplicando la siguiente fórmula del artículo 6.5 de la resolución CREG 015 del 2018:

$$\begin{aligned}
 INVTR_{j,n,TI,l,t} = & \sum_{i=1}^{UCO_{j,n,TI,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) \\
 & + \sum_{i=1}^{SNUCO_{j,TI,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) \\
 & * Psn_j)
 \end{aligned}$$

Donde,

$INVTR_{j,n,TI,l,t}$: Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos l para el año t . Corresponde al valor de los activos valorados con las UC definidas en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 del 2018.

$UCO_{j,n,TI,l,t}$: UC puestas en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n , en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos l para el año t .

CR_i : Valor de la UC i , definido en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 del 2018.

PU_i : Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por uso.

FU_i : Fracción del costo de la UC i que es reconocida debido a reposiciones parciales de la UC. Este valor se calcula como el peso relativo del valor reconocido del elemento intervenido respecto al valor total de la UC definidas en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 del 2018..

- RPP_i : Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- TI : Tipo de inversión, como se define en este capítulo, toma los valores de 1, 2, 3 y 4.
- $SNUCO_{j, TI, l, t}$: UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR j sin nivel de tensión, en el tipo de inversión TI , en la categoría de activos l para el año t . No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.
- Psn_j : Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a $1/3$, para OR con tres niveles de tensión es igual a $1/2$ y para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

La suma de la variable $INVTR_{j,n, TI, l, t}$ para todas las categorías de activos y tipos de inversión en el nivel de tensión n del OR j deberá coincidir con el valor de la variable $INVR_{j,n,t}$.

3. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL EN EL SUR DE SANTANDER

En este capítulo se presenta un contexto de la situación actual de la infraestructura eléctrica de ESSA en el sur de Santander, la calidad del servicio prestado y la tipificación de los clientes, esta es la base para analizar las opciones de mejora y seguidamente proponer una solución al respecto.

Actualmente Electrificadora de Santander SA ESP - ESSA ESP presta el servicio de suministro de energía eléctrica a los 87 municipios del departamento de Santander y 7 municipios de departamentos vecinos. Para su operación y mantenimiento se tiene establecido una división geográfica en tres zonas: metropolitana, norte y sur, específicamente el sur de Santander está conformado por las provincias Guanentina, Comunera, García Rovira y Vélez.

La zona sur también se subdivide en regiones, conformadas así: San Gil, Socorro, Barbosa y Málaga, sin embargo, en este estudio se incluirá la región Cimitarra en la zona sur, lo anterior en razón a que esta región se alimenta radialmente desde la Subestación Eléctrica Barbosa a nivel de 115 kV y por tanto forma parte del alcance de esta propuesta de expansión.

3.1 DIVISIÓN GEOGRÁFICA DE LA ZONA SUR DE SANTANDER

En la tabla 6 se muestra la división geográfica de la zona sur de Santander en regiones, localidades y municipios incluidos en el alcance de este estudio de expansión de la red del Sistema de Transmisión Regional-STR:

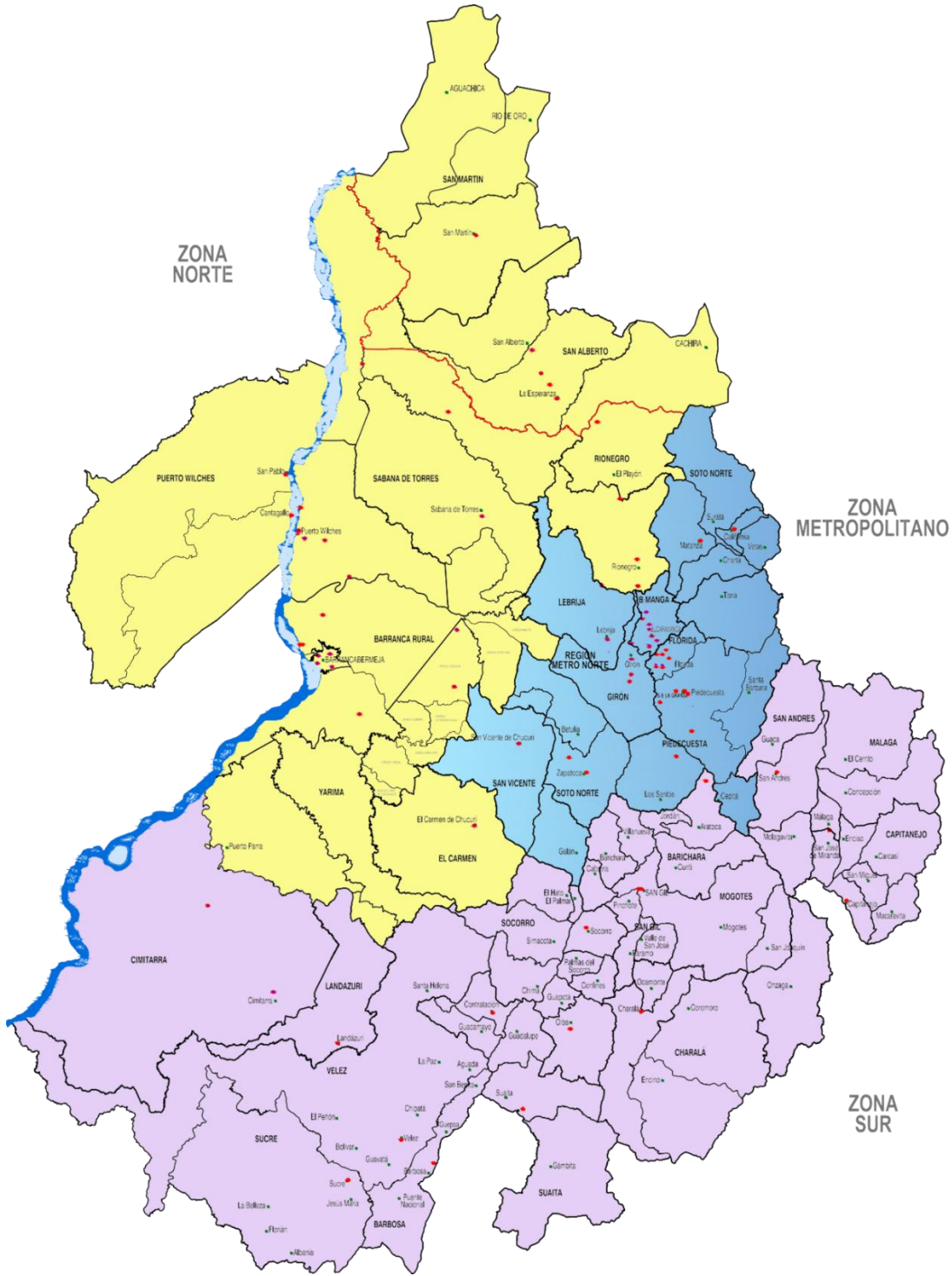
Tabla 6. División geográfica de la zona sur de Santander en regiones, localidades y municipios.

Región	Localidad	Municipio
San Gil	San Gil	San Gil
		Pinchote
		Valle de San José
		Páramo
	Barichara	Cabrera
		Barichara
		Villanueva
		Jordán
		Aratoca
		Barichara
		Curití
		Mogotes
	Mogotes	San Joaquín
		Onzaga
Socorro	Socorro	Socorro
		El Hato
		El Palmar
		Simacota
		Chima
		Guapotá
		Confines
		Palmas del Socorro
		Oiba
	Suaita	Contratación
		Guacamayo
		Guadalupe
		Suaita
		Gámbita
	Charalá	Charalá
		Ocamonte
		Encino
		Coromoro
	Barbosa	Barbosa
Puente Nacional		

Región	Localidad	Municipio
		Guepsa
		San Benito
		El Peñón
	Vélez	Bolívar
		Vélez
		Guavatá
		Chipatá
		La Paz
		Aguada
		Santa Helena
	Sucre	Sucre
		Jesús María
		Albania
		Florián
		La Belleza
Málaga	Málaga	Málaga
		El Cerrito
		Concepción
	San Andrés	Guaca
		San Andrés
		Molagavita
	Capitanejo	Capitanejo
		Macaravita
		Carcasí
		San Miguel
		Enciso
		San José de Miranda
Cimitarra	Cimitarra	Cimitarra
		Puerto Parra
	Landázuri	Landázuri

En total, la zona sur de Santander, objeto de este estudio de expansión del STR, está conformado por 5 regiones, 14 localidades y 64 municipios. En el mapa 1 se puede observar la división por zonas de la Electrificadora de Santander SA ESP.

Mapa 1. División geográfica por zonas para la operación y mantenimiento de ESSA



3.2 CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES EN LA ZONA SUR DE SANTANDER

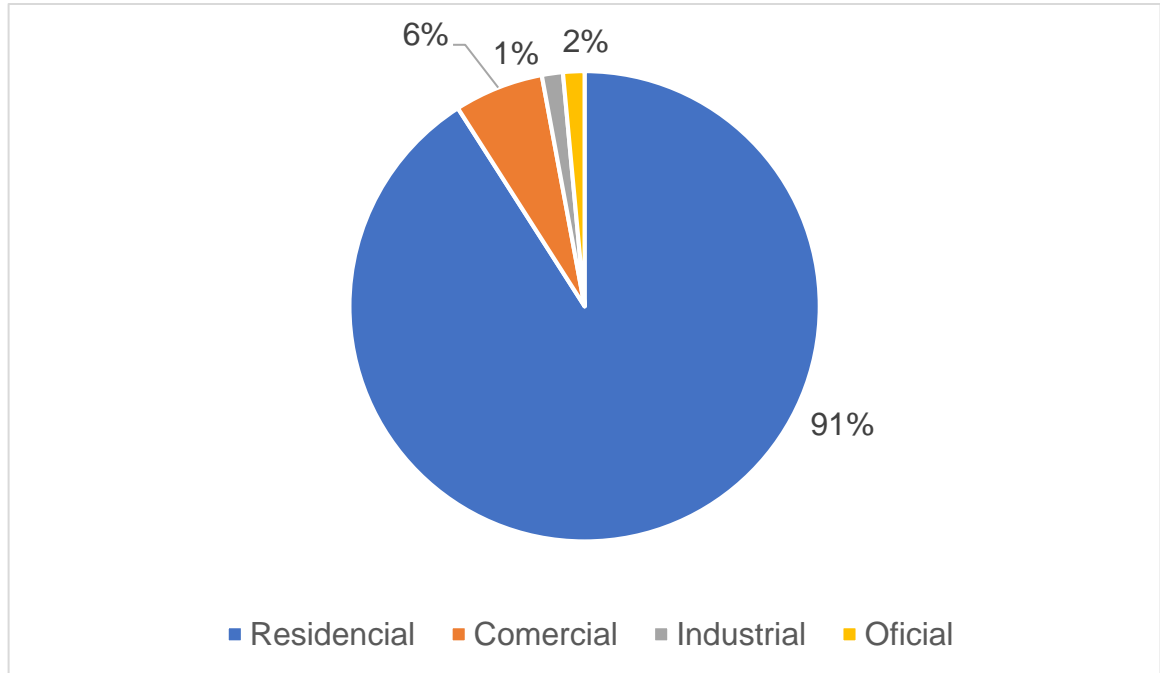
En esta zona se atienden actualmente 219.382 clientes, correspondiente al 25,3% del total de clientes de ESSA (867.185), en la tabla 7 se muestra los clientes por región y localidad:

Tabla 7. Caracterización de clientes en la zona sur de Santander.

Región	Localidad	Número de clientes				
		Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	TOTAL
San Gil	San Gil	27.892	3.541	850	229	32.512
	Barichara	18.405	924	382	336	20.047
	Mogotes	7.423	211	77	149	7.860
Socorro	Socorro	24.430	1.856	673	394	27.353
	Suaita	10.299	341	123	195	10.958
	Charalá	10.815	517	155	195	11.685
Barbosa	Barbosa	20.176	2.157	411	212	22.956
	Vélez	20.537	873	258	412	22.080
	Sucre	11.275	247	72	199	11.793
Málaga	Málaga	19.334	1.440	60	355	21.189
	Capitanejo	8.913	292	23	247	9.475
Cimitarra	Cimitarra	15.331	954	76	246	16.607
	Landázuri	4.681	116	12	61	4.870
TOTAL:		199.511	13.469	3.172	3.230	219.382

De los 219.382 clientes de la zona sur indicados en la tabla 7, se obtiene que el 90,94% corresponde a clientes residenciales, el 6,14% a comerciales, 1,45% industriales y 1,47% oficiales; en la gráfica 1 se ilustra la división de los clientes por tipo en la zona sur.

Gráfica 1. División de clientes por tipo en la zona sur de ESSA



3.3 CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN LA ZONA SUR DE SANTANDER

Los 219.382 clientes de esta zona, consumen al año 254,89 GWh, esto es el 8,76% del consumo de energía de toda la zona de influencia de ESSA (2.907 GWh), estos datos corresponden al periodo del año 2020.

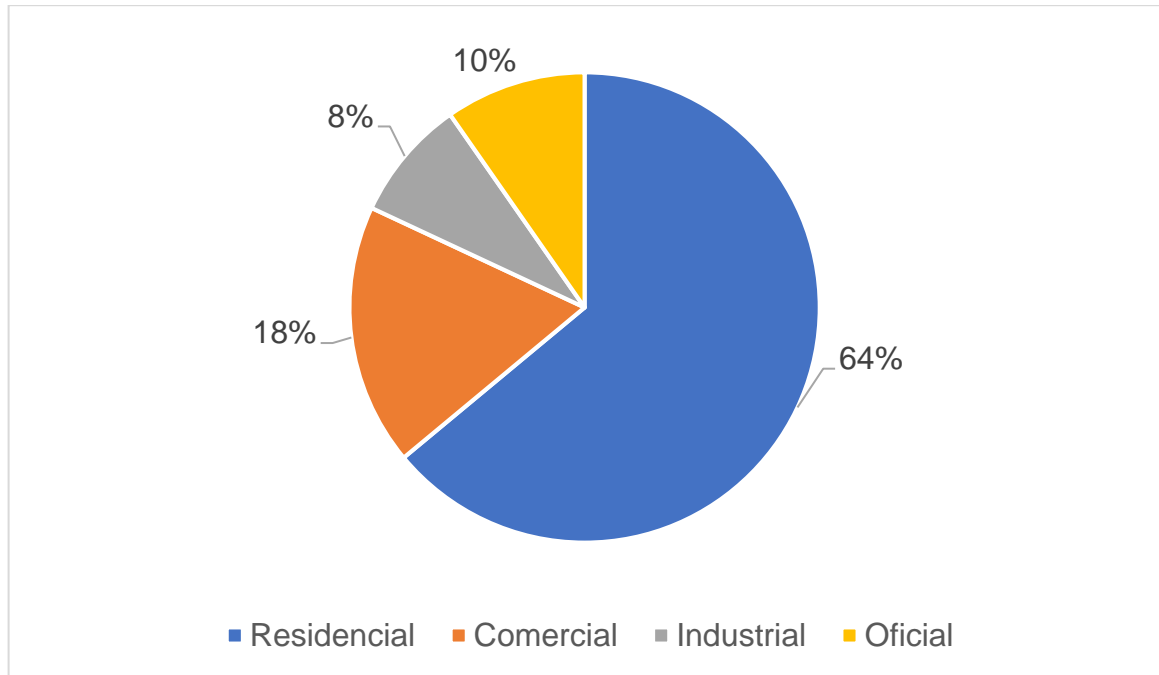
En la tabla 8 se muestra el consumo de energía eléctrica de la zona sur por localidad y región.

Tabla 8. Consumo de energía eléctrica en la zona sur de Santander en el año 2020

Región	Localidad	Consumo de energía eléctrica (GWh)				
		Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	TOTAL
San Gil	San Gil	28,88	13,07	5,41	4,16	51,53
	Barichara	17,23	4,64	3,02	1,91	26,81
	Mogotes	3,78	0,47	0,51	0,38	5,15
Socorro	Socorro	23,83	6,69	3,94	3,95	38,43
	Suaita	6,45	0,88	0,63	0,90	8,87
	Charalá	6,46	1,30	0,69	0,69	9,16
Barbosa	Barbosa	18,12	6,29	3,55	3,04	31,01
	Vélez	11,60	2,06	1,70	1,99	17,36
	Sucre	4,78	0,87	0,09	0,72	6,47
Málaga	Málaga	11,98	2,85	0,31	2,22	17,38
	Capitanejo	4,86	0,96	0,09	0,83	6,77
Cimitarra	Cimitarra	22,32	5,32	1,19	3,19	32,03
	Landázuri	2,68	0,37	0,10	0,68	3,85
TOTAL:		163,04	45,84	21,29	24,70	254,89

Como se ilustra en la gráfica 2, de los 254,89 GWh de consumo de energía de la zona sur en el año 2020, el 64% corresponde al sector residencial, el 18% al sector comercial, el 8% al sector industrial y el 10% al sector oficial.

Gráfica 2. Consumo de energía eléctrica en la zona sur durante el año 2020 por tipo de cliente



3.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ACTUAL EN LA ZONA SUR DE SANTANDER

Para la atención de los 219.382 usuarios de la zona sur de Santander, ESSA dispone actualmente de un sistema eléctrico de potencia conformado por un Sistema de Transmisión Regional-STR y un Sistema de Distribución Local-SDL.

En cuanto a niveles de tensión, se tiene en el STR un nivel de 115 kV y en lo que respecta al SDL se cuenta con los niveles de 13,8 kV y 34,5 kV. Es importante mencionar que se cuenta con una conexión a nivel de 115 kV entre los sistemas de los Operadores de Red - OR ESSA y Electrificadora de Boyacá SA ESP - EBSA, específicamente con las líneas de 115 kV Barbosa-Paipa y Barbosa-Chiquinquirá.

De otra parte, en el Municipio de San Gil, ESSA cuenta con una pequeña central hidroeléctrica de 3,1 MW de capacidad instalada que se conecta a la barra de 13,8 kV de la subestación San Gil, en el anexo 1 se muestra el diagrama unifilar de red actual de la zona sur. En la mapa 2 se aprecia la infraestructura eléctrica de niveles de tensión III y IV de la zona de manera georreferenciada.

Como se puede apreciar en el diagrama unifilar del anexo 1, actualmente la zona sur de Santander tiene tres subestaciones a nivel del STR para la distribución de energía eléctrica, San Gil, Barbosa y Cimitarra, la subestación San Gil es alimentada radialmente desde la subestación Piedecuesta a través de la línea de 115 kV Piedecuesta-San Gil, la subestación Cimitarra se conecta radialmente a nivel de 115 kV con la subestación Barbosa y esta última se conecta con el STR del OR EBSA, a través de las líneas de 115 kV Barbosa-Paipa y Barbosa Chiquinquirá.

Ante una contingencia programada o fortuita de la línea de 115 kV Piedecuesta-San Gil, se genera una ausencia de tensión en la subestación San Gil y en las demás subestaciones que se conectan a la misma a nivel de 34,5 kV, afectando así a 141.076 clientes de ESSA, correspondiente al 64% de los clientes de la zona sur, generando un impacto negativo en la calidad del servicio en el SDL y en la economía de las regiones de San Gil, Socorro y Málaga.

La contingencia sencilla descrita anteriormente es la más crítica en la confiabilidad de la prestación del servicio en la zona sur de Santander, por la gran cantidad de clientes afectados, el impacto en la calidad del servicio del STR y porque la normalización de esta línea de 115 kV, en algunas ocasiones, pueden tomar varias horas, dependiendo del tipo de falla que se presente sobre el activo. Esta línea de transmisión tiene una longitud de 60,6 kilómetros y su trazado pasa por una geografía compleja, con grandes dificultades para el acceso en vehículo en algunos sectores, lo que se traduce en mayor tiempo para acometer los trabajos de reparación ante fallas.

La Subestación Barbosa tiene una conexión con el OR EBSA a través de dos líneas de 115 kV, permitiendo esto una mejor confiabilidad en la prestación del servicio si lo comparamos con el caso de la subestación San Gil, desde la subestación Barbosa a nivel de 34,5 kV y 13,8 kV se distribuye el suministro de energía eléctrica en la región Barbosa, conformada por las localidades Barbosa, Vélez y Sucre, con un total de 56.829 clientes.

La subestación Barbosa se conecta con la subestación Cimitarra mediante la línea de 115 kV Barbosa-Cimitarra, la cual tiene una longitud de 60,97 kilómetros, desde la subestación Cimitarra a nivel de 34,5 kV y 13,8 kV se distribuye la energía eléctrica en las localidades Cimitarra y Landázuri, a un total de 21.477 clientes de ESSA.

Mapa 2. Red de media y alta tensión actual georreferenciada en la zona sur de Santander



En la tabla 9 se muestran los datos más relevantes de los parámetros técnicos de las líneas del STR actual de la zona sur.

Tabla 9. Parámetros técnicos de las líneas del STR actual del sur de Santander.

Línea	Nivel de tensión (kV)	Longitud (km)	Capacidad nominal (A)
Piedecuesta-San Gil	115	60,6	458
Barbosa-Cimitarra	115	60,97	360
Barbosa-Paipa	115	65,23	460
Barbosa-Chiquinquirá	115	45	400

3.5 CALIDAD DEL SERVICIO EN LA ZONA SUR DE SANTANDER

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica en el Sistema de Distribución Local-SDL del sur de Santander se puede medir a partir de los indicadores de calidad media SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), donde SAIDI corresponde a la duración en horas de interrupciones del servicio que percibe un cliente promedio durante un año y SAIFI corresponde al número de interrupciones del servicio que percibe un cliente promedio durante un año.

La resolución CREG 015 del 2018 establece la metodología de la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia, en el capítulo 5 de esta resolución se indica la forma de calcular los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI por parte de los Operadores de Red como ESSA, específicamente el artículo 5.2.3.1 Indicadores de calidad media, establece: “La calidad media anual del OR se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los SDL, que se establecen como se describe a continuación.

El indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60$$

Donde,

- $SAIDI_{j,t}$: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j , durante el año t , medido en horas al año.
- $D_{i,u,m}$: Duración en minutos del evento i , sucedido durante el mes m , que afectó al activo u perteneciente al SDL del OR j .
- $NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m , conectados al activo u .
- $UT_{j,m}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m .
- m : Mes del año t , con enero = 1, ..., diciembre =12.

El indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}}$$

Donde,

- $SAIFI_{j,t}$: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j , durante el año t , medido en cantidad al año.
- $NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m , por encontrarse conectados al activo u .
- $UT_{j,t}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m .
- m : Mes del año t , con enero = 1, ..., diciembre =12.

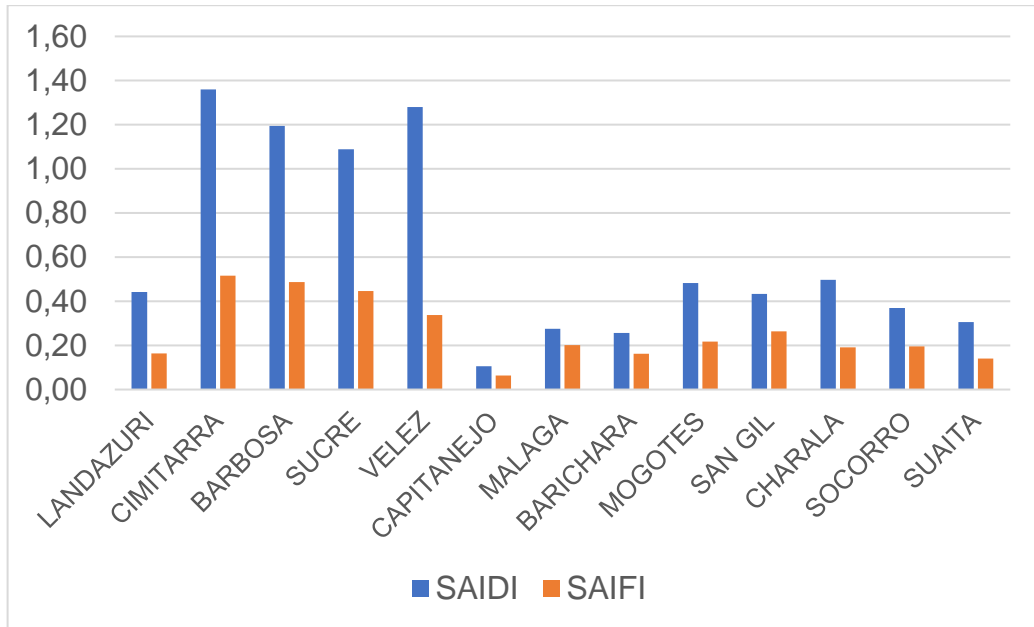
Cada OR es responsable del cálculo de estos indicadores y la información que deberá utilizar para ello es la reportada con base en lo establecido en el numeral 5.2.11.3.2 y la información de vinculación de que trata el literal a del numeral 5.2.10².

En concreto, se analizan de tres formas diferentes la calidad del servicio del SDL prestada por ESSA en esta zona:

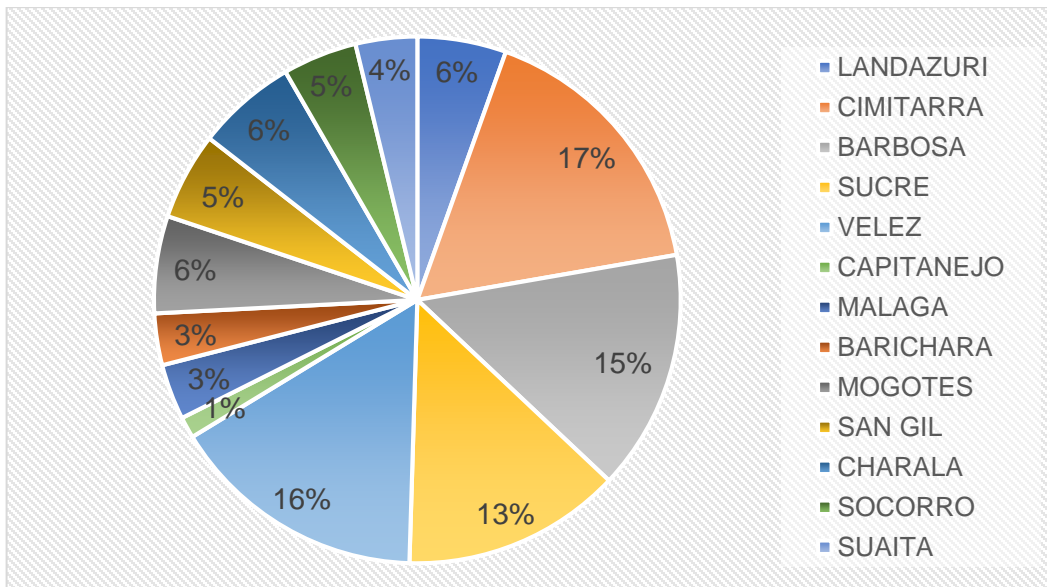
3.5.1 Aporte de la zona sur a los indicadores SAIDI y SAIFI de empresa con aplicación de exclusiones regulatorias. Los Operadores de Red pueden excluir del reporte de eventos ocurridos en su SDL los eventos que se indican en el literal 5.2.2 de la resolución CREG 015 del 2018, teniendo en cuenta esta condición, en la gráfica 3 se muestra el aporte de las trece localidades de la zona sur a los indicadores de calidad de ESSA en el periodo 2020; en las gráficas 4 y 5 se ilustra la distribución por localidades de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI respectivamente, allí se aprecia que las cuatro localidades con una menor calidad del servicio en lo que respecta a continuidad y frecuencia de interrupciones son Cimitarra, Barbosa, Sucre y Vélez.

² COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución No. 015 de 2018, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2018

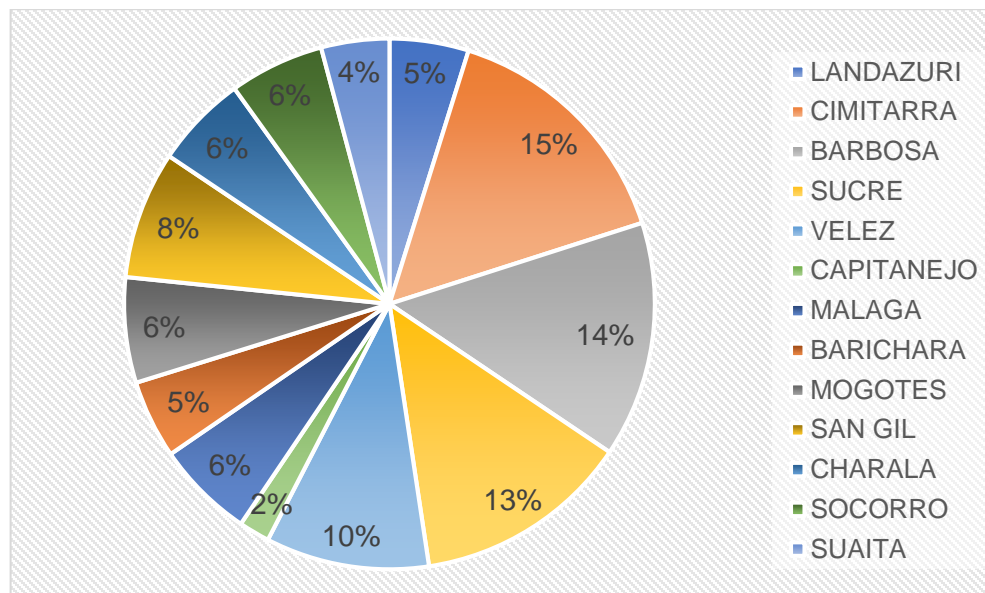
Gráfica 3. Aporte de las localidades de la zona sur a los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de ESSA durante el año 2020 con aplicación de exclusiones



Gráfica 4. Distribución del indicador de calidad SAIDI en las localidades de la zona sur durante el año 2020 con aplicación de exclusiones



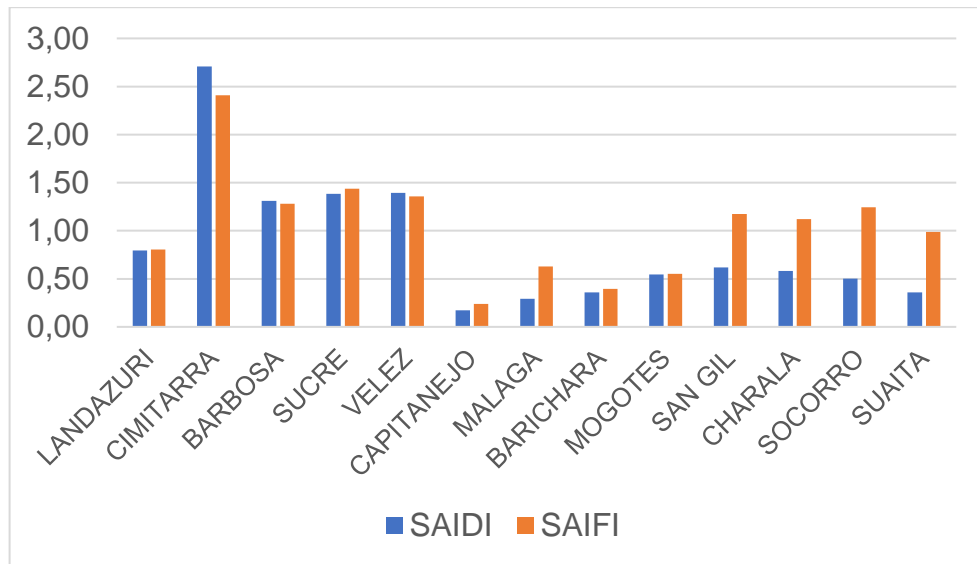
Gráfica 5. Distribución del indicador de calidad SAIFI en las localidades de la zona sur durante el año 2020 con aplicación de exclusiones



Respecto a los indicadores de calidad del servicio del SDL de ESSA aplicando exclusiones regulatorias durante el año 2020, donde el SAIDI fue de 19,22 horas y el SAIFI fue de 12,80 interrupciones, se encuentra que la zona sur aporta el 42% del SAIDI y el 26% del SAIFI, es decir, es una zona con una importante opción de mejora en cuanto a la continuidad del servicio se refiere.

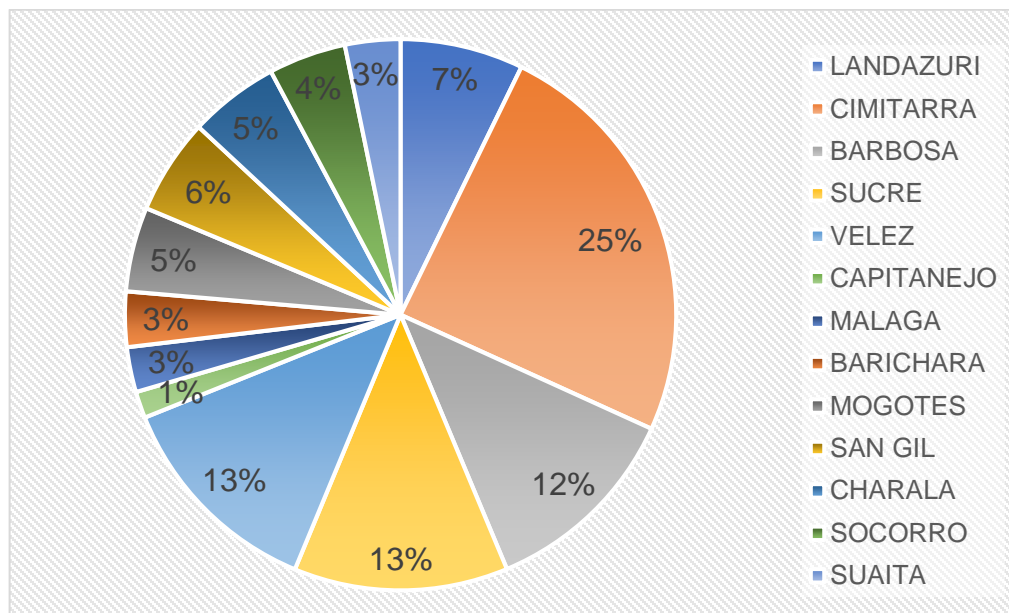
3.5.2 Aporte de la zona sur a los indicadores SAIDI y SAIFI de empresa sin aplicación de exclusiones regulatorias. Si no se aplican las exclusiones de eventos regulatorias definidas en la CREG 015 de 2018, el comportamiento de los indicadores de calidad media en la zona sur cambian, esto se aprecia en la gráfica 6, donde se puede observar el aporte de cada una de las trece localidades.

Gráfica 6. Aporte de las localidades de la zona sur a los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de ESSA durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones



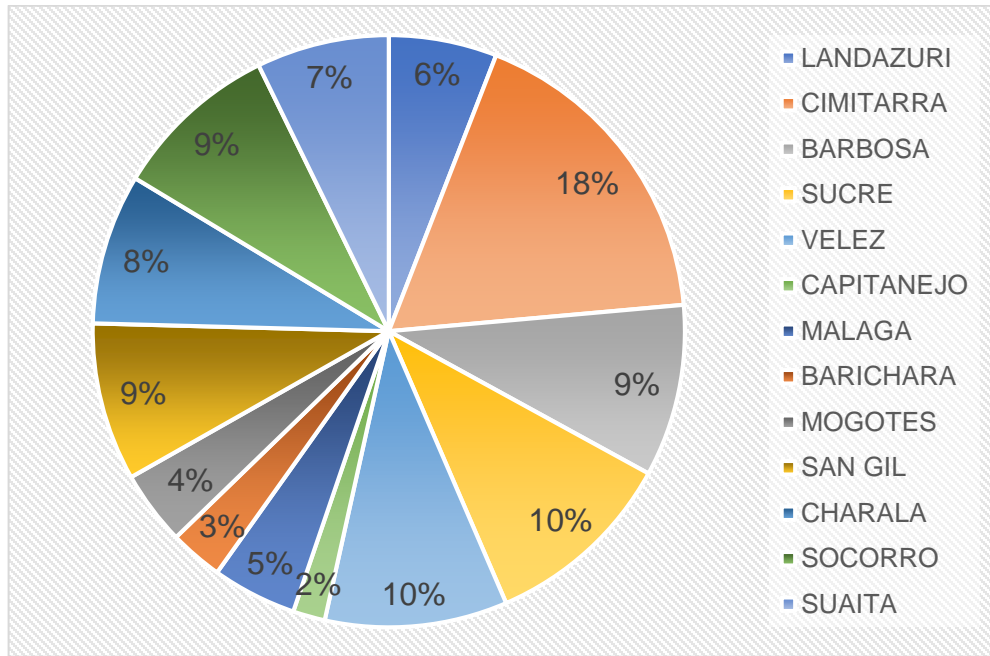
En las gráficas 7 y 8 se muestra la distribución por localidades de los indicadores SAIDI y SAIFI respectivamente.

Gráfica 7. Distribución del indicador de calidad SAIDI en las localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones



De las gráficas 7 y 8 se puede deducir que las cinco localidades con una menor calidad del servicio son Cimitarra, Barbosa, Sucre, Vélez y San Gil.

Gráfica 8. Distribución del indicador de calidad SAIFI en las localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones

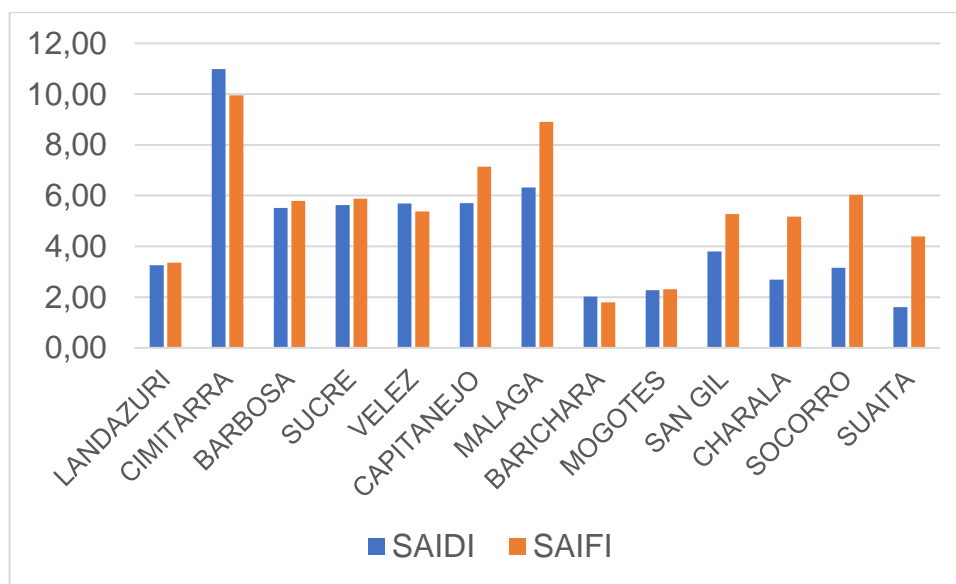


Si analizamos los indicadores de calidad del servicio del SDL de ESSA sin aplicar exclusiones regulatorias durante el año 2020, donde el SAIDI fue de 28,83 horas y el SAIFI fue de 46,36 interrupciones, se encuentra que la zona sur aporta el 38% del SAIDI y el 29% del SAIFI, en conclusión, es necesario ejecutar acciones para mejorar la continuidad del servicio.

3.5.3 Indicadores SAIDI y SAIFI regional de la zona sur sin aplicación de exclusiones regulatorias. Al analizar el comportamiento de la calidad del servicio del SDL en la zona sur teniendo como premisas que el total de clientes del sistema está conformado solo por los de las 13 localidades de la zona sur, es decir, los 219.382 clientes. En otras palabras, este total de clientes mencionado es el denominador en las fórmulas de cálculo del SAIDI y SAIFI descritas en el artículo

5.2.3.1 de la CREG 015 de 2018 y sin aplicación de exclusiones regulatorias de eventos, encontramos que el SAIDI del año 2020 es de 582,62 horas y el SAIFI para este mismo periodo es de 71,39 interrupciones, la distribución por localidades se aprecia en la gráfica 9.

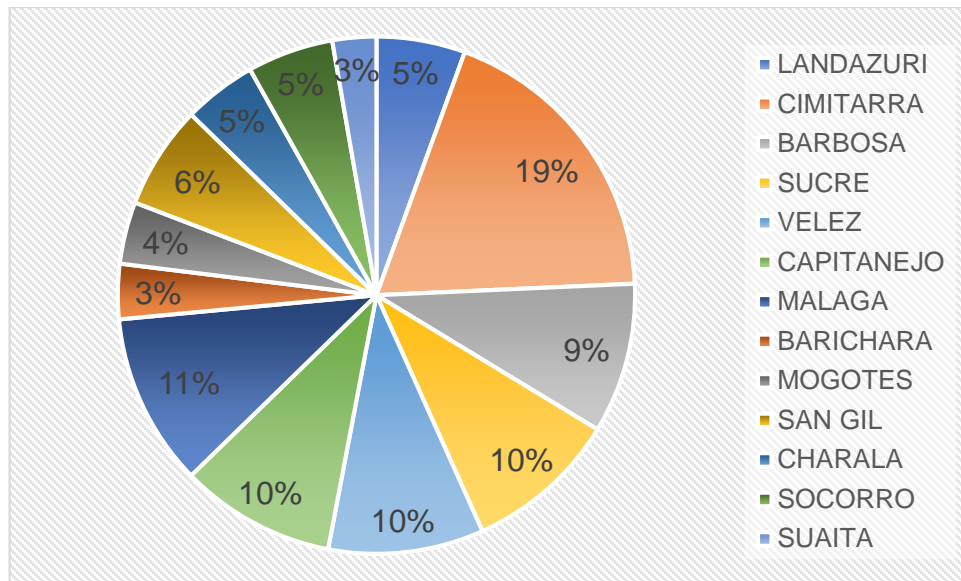
Gráfica 9. Indicadores SAIDI y SAIFI regional por localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones



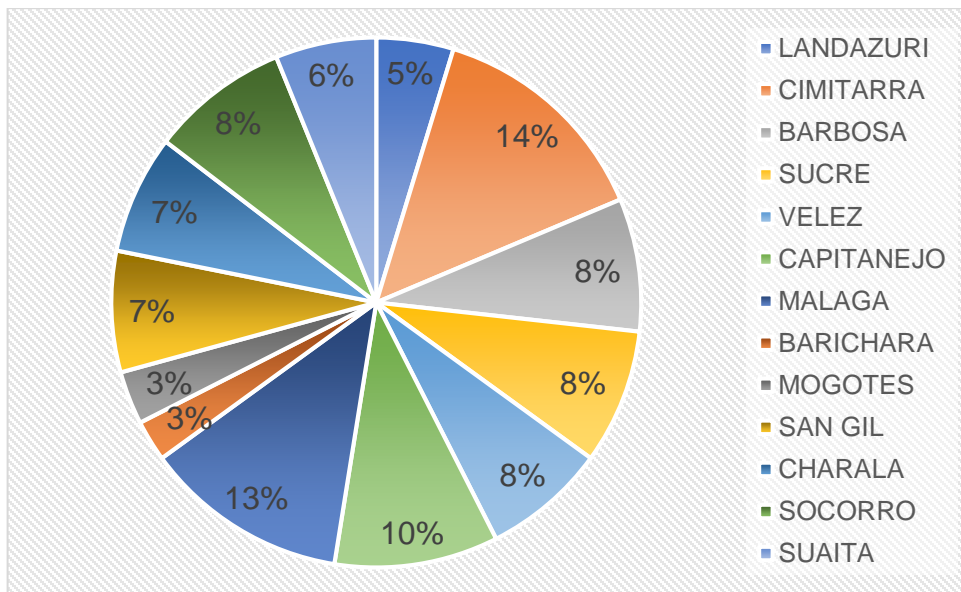
Bajo esta forma de analizar la calidad media del servicio en la zona sur, encontramos que las localidades de la región de Málaga, estas son, Málaga y Capitanejo, entran en el top 6 de las localidades con mayor opción de mejora en indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI, resaltando así la importancia de contar con un sistema de Transmisión Regional más sólido en la subárea para mitigar los problemas de confiabilidad del servicio en la zona sur de Santander.

En las gráficas 10 y 11 de muestra la distribución porcentual por localidades para los indicadores SAIDI y SAIFI durante el año 2020 sin aplicar exclusiones.

Gráfica 10. Indicador SAIDI regional por localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones



Gráfica 11. Indicador SAIFI regional por localidades de la zona sur durante el año 2020 sin aplicación de exclusiones



4. PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL STR EN EL SUR DE SANTANDER

La realización de estudios de planeamiento de sistemas eléctricos de potencia es fundamental para evitar un deterioro en la prestación del servicio, tales como tensión fuera de rango, incremento de pérdidas técnicas, insuficiencia de la red para atender la nueva demanda, sobrecarga de activos, pérdida de confiabilidad y calidad del servicio, entre otros, incluso, algunos estudios se realizan con función multiobjetivo, a partir de modelos matemáticos donde las funciones objetivo son inversión, confiabilidad de la red, restricciones y pérdidas técnicas³.

Según Lee Willis, el proceso de planificación de sistemas de distribución se resume en cinco pasos, primero se identifica el problema a solucionar, pronosticando cuándo, dónde y en cuánto la demandan superará la capacidad actual. Segundo, se establece un marco que limite la solución del problema, cumpliendo todos los criterios establecidos al menor costo. Tercero, se identifican las alternativas posibles para solucionar el problema. Cuarto, se evalúan las diferentes alternativas, su desempeño, confiabilidad y costos, por último, como quinto paso, se define la alternativa a ser ejecutada, seleccionando la menos costosa cuyo desempeño satisface todas las necesidades⁴.

Del análisis de calidad del servicio realizado, se concluye que es necesario mejorar la confiabilidad en la prestación del servicio por parte de ESSA en estas importantes regiones del sur de Santander, donde definitivamente lo más recomendable desde el punto de vista técnico es realizar una expansión del STR por su alto impacto positivo en la red.

³ MEJÍA A. M. "Planeación óptima de sistemas de distribución considerando múltiples objetivos: costo de inversión, confiabilidad y pérdidas técnicas", Universidad Tecnológica de Pereira, 2015

⁴ WILLIS H. L., "Power Distribution Planning Reference Book", Inc. Second Edition, 2004

En este trabajo de aplicación se propone formular una expansión a nivel de 115 kV, específicamente construyendo dos nuevas líneas de 115 kV, una que conecte las subestaciones San Gil y Oiba y la otra que conecte las subestaciones Oiba y Barbosa, de esta manera se configura un anillo de 115 kV entre los actuales sistemas eléctricos del área metropolitana de Bucaramanga y Barbosa, lo que permitirá cubrir la contingencia sencilla más crítica que tiene el sur de Santander: línea Piedecuesta-San Gil 115 kV, pues ante esta falla, se garantizará la continuidad del servicio a través de las nuevas líneas propuestas.

En la tabla 10 se ilustra el impacto que genera la salida de operación de las diferentes líneas de 115 kV del sur de Santander, desde el punto de vista de clientes afectados.

Tabla 10. Impacto en clientes afectados ante contingencia sencilla de líneas del STR del sur de Santander

Línea de 115 kV en contingencia	Clientes afectados	% de clientes afectados del total de la zona	% de clientes afectados del total de ESSA
Piedecuesta-San Gil	141.076	64,30%	16,26%
Barbosa-Cimitarra	21.477	9,78%	2,47%
Barbosa-Paipa	-	-	-
Barbosa-Chiquinquirá	-	-	-

Las líneas de 115 kV Barbosa-Paipa y Barbosa-Chiquinquirá no generan afectación de clientes sin servicio ante contingencia sencilla pues una respalda a la otra ante contingencias.

En la tabla 11 se relaciona el tiempo de salida de operación promedio por año de las líneas de 115 kV que alimentan las subestaciones San Gil y Barbosa, de esta manera definimos la tasa de falla de estos activos, estos datos corresponden a la

información de eventos programados y fortuitos ocurridos durante el periodo 2018-2020.

Tabla 11. Tiempo fuera de operación promedio por año de las líneas de 115 kV del sur de Santander

Línea de 115 kV	Tiempo fuera de operación promedio por año (horas)
Piedecuesta-San Gil	12,66
Barbosa-Paipa	65,18
Barbosa-Chiquinquirá	83,15

4.1 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN

Para modelar el comportamiento de la red del SDL y STR del sur de Santander teniendo en cuenta el plan de expansión propuesto, se utiliza la herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia DigSILENT Power Factory versión 20.0.

4.2 BASE DE DATOS

La base de datos a utilizar será la disponible en la página web de XM como administrador de la operación del Sistema Interconectado Nacional, con el modelo completo de las redes a niveles de 115 kV, 230 kV y 500 kV que actualmente se tiene en Colombia y los futuros proyectos de expansión de generación y transmisión, adicionalmente se tiene en cuenta el modelo de red del SDL dispuesto en ESSA con toda la caracterización respectiva. El modelo completo del SIN contempla los parámetros de generadores, líneas de transmisión y valores de demanda, así como la condición de operación de equipos de corte de ESSA tanto en el SDL como en el STR.

Se analizarán los escenarios operativos más críticos o restrictivos que generan el mayor estrés en la red, los cuales se describen en la tabla 12.

Tabla 12. Escenarios operativos a evaluar

Escenario	Año de operación	Despacho de generación de la subárea	Demanda de energía de la subárea
Escenario 1 (corto plazo)	2023	Máxima	Máxima
Escenario 2 (mediano plazo)	2027		
Escenario 3 (largo plazo)	2031		

4.3 INFORMACIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda de energía se tendrá en cuenta a partir del valor máximo del año 2020 del OR ESSA y proyectando anualmente el crecimiento vegetativo a partir de la propuesta de la Unidad de Planeación Minero Energético – UPME en su estudio de proyección de la demanda⁵ para el escenario medio, los valores de la demanda de energía se presentan en la tabla 13.

Tabla 13. Demanda de energía en potencia año 2020

Año	Potencia activa P [MW]	Potencia reactiva Q [MVar]
2020	459,66	149,72

⁵ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Proyección anual de la demanda de energía eléctrica periodo 2021-2035, Unidad de Planeación Minero Energética UPME, 2021

Para los siguientes años, se considera la proyección de la demanda descrita en la tabla 14, los cuales consideran el crecimiento sugerido por la UPME como ya se había mencionado anteriormente.

Tabla 14. Proyección de la demanda de energía en potencia OR ESSA

Año	Demanda Máxima	
	P (MW)	Q (MVAr)
2021	483,05	159,6
2022	493,4	162,5
2023	528,0	177,7
2024	537,8	180,7
2025	547,8	183,9
2026	558,1	187,1
2027	569,4	190,7
2028	579,6	194,0
2029	591,1	197,6
2030	603,7	201,7
2031	616,4	205,7
2032	629,4	209,9
2033	642,9	214,2

4.4 DESPACHO DE GENERACIÓN

En los estudios del corto, mediano y largo plazo se utiliza el escenario de generación operativo propuesto por XM en su base de datos del largo plazo, mostrados en la tabla 15.

Tabla 15. Despacho de generación de la subárea utilizado

Unidad	P (MW)	Q (MVAr)
Cascada	1,5	0,49
Generación Ferticol	1,42	1,06
U1 Palmas	4,9	1,61
U2 Palmas	4,9	1,61

Unidad	P (MW)	Q (MVar)
U3 Palmas	4,9	0,95
U4 Palmas	4,9	0,95
Chivor UG1	80	0
Chivor UG2	80	0
Chivor UG3	80	0
Chivor UG4	80	0
MYopal 1	19,9	0
M_Cimarron	20	0
M_El Morro_1	19,9	0
M_El Morro_2	19	0
PCH La Libertad	1	0
Paipa 1	31	5,89
Paipa 3	70	14,04
Paipa 4	154	31,35
Puente Guillermo	1	0
Puente Guillermo 3	1	0
Sogamoso 1	200	0
Sogamoso 2	200	0
Sogamoso 3	200	0
Tasajero	155	23,08
Tasajero II	0	0
Termoaguazul 1	0	0
Termoaguazul 2	0	0
Yopal 2	30	8,53
Zipa 2	34	0,79
Zipa 3	63	-0,25
Zipa 4	0	0
Zipa 5	63	-0,18

Adicionalmente, en este estudio se tienen en cuenta los parques de generación a gran escala con concepto UPME aprobado, relacionados en la tabla 16.

Tabla 16. Parques de generación a gran escala considerados en el estudio.

Proyecto	Tecnología	Potencia [MW]	Conexión	FPO
Celsia solar Chicamocha	solar	80	Nueva S/E Mesa del sol	2022 - 2024
Central fotovoltaica Macaregua	solar	19,9	S/E San Gil 34,5 kV	2022
CSF continua Barbosa I y Barbosa II	solar	19,9	S/E Barbosa 34,5 kV	2022
Andes Solar	solar	125	S/E Barranca 115 kV	2021
Proyecto Solar fotovoltaico Oiba	solar	5	S/E Oiba 13,8 kV	2022
Pétalo de Santander II	solar	19,9	S/E San Alberto 34,5 kV	2023
Planta solar Puerto Wilches	solar	15	S/E Puerto Wilches 34,5 kV	2023
Planta solar Sabana de Torres	solar	15	S/E Sabana 34,5 kV	2025
Barranquita	solar	9,9	S/E Barranca 34,5 kV	2023
Parque Fotovoltaico Cimitarra	solar	19,9	S/E Cimitarra 34,5 kV	2022
Parque fotovoltaico Cimitarra Termotasajero	solar	19,9	S/E Cimitarra 115 kV	2022
PFV Puerto Wilches	solar	19,9	S/E Wilches 34,5 kV	2020
Autogeneración Ferticol	Gas	17	S/E San Silvestre 34,5 kV bahía línea 470	2020
Parque solar fotovoltaico Pradera	solar	40	S/E San Alberto 115 kV	2020
Parque Solar Fotovoltaico Lizama	solar	40	S/E Lizama 115 kV	2020
Parque Solar San Silvestre	solar	60	S/E Buenavista 115 kV	2020
Parque Solar Zapatoca	solar	15,5	S/E Zapatoca 34,5 kV	2022

Proyecto	Tecnología	Potencia [MW]	Conexión	FPO
Parque Solar Sabana II	solar	35	S/E Sabana 115 kV	2020
La fortuna	solar	9,9	S/E Lizama 34,5 kV	2021
La manguita	solar	40	S/E Wilches 115 kV	2022
Sol de Santander	solar	40	se Lizama 115 kV	2022
Proyecto Solar Charalá	solar	9,9	Charalá 34,5 kV	2022

4.5 ACTIVOS DEL STR DE EXPANSIÓN PROPUESTO

A comienzo del capítulo 4 se menciona la expansión del STR propuesto, a continuación, se relacionan los activos considerados:

- Línea San Gil – Oiba 115 kV
- Línea Oiba-Barbosa 115 kV
- Subestación Oiba 115/34,5 kV, 40 MVA.
- Ampliación de la capacidad de transformación 115/34,5 kV de la Subestación San Gil, pasando de 60 MVA a 80 MVA.

Teniendo en cuenta el procedimiento constructivo, trámites sociales, prediales y ambientales, se elige como Fecha de Puesta en Operación-FPO del proyecto de expansión diciembre del 2023.

En el anexo 2 se muestra el diagrama unifilar de la red de ESSA en el sur de Santander considerando las obras del plan de expansión propuesto; los parámetros técnicos de las dos nuevas líneas de 115 kV se aprecian en la tabla 17.

Tabla 17. Parámetros técnicos de las nuevas líneas de 115 kV del plan de expansión

Línea:	San Gil-Oiba	Oiba-Barbosa
Tensión nominal de operación (kV):	115	115
Número de conductores:	3	3
Cable de guarda:	OPGW	OPGW
Tipo de conductor:	ACSR 477 (Hawk)	ACSR 477 (Hawk)
Corriente nominal (A):	670	670
Límite de emergencia durante 30 minutos (A):	871	871
Longitud (km):	44	62
Resistencia de secuencia positiva R1 (Ω /km):	0,162	0,162
Reactancia de secuencia positiva X1(Ω /km):	0,431	0,431
Susceptancia de secuencia positiva B1 (μ s/km):	2,620	2,620
Resistencia de secuencia cero R0(Ω /km):	0,310	0,310
Reactancia de secuencia cero X0(Ω /km):	1,197	1,197
Susceptancia de secuencia cero B0 (μ s/km):	1,190	1,190
¿Comparte estructuras con otro circuito?:	no	no

4.6 DESEMPEÑO DE LA RED

El desempeño de la red del STR y SDL de la zona sur considerando este plan de expansión se evalúa a partir de la validación de los siguientes componentes:

- Flujo de carga, en condición normal de operación en el periodo de máxima demanda, P20; y ante contingencias sencillas, evaluando la cargabilidad de los

transformadores de potencia 230/115 kV y 115/34,5 kV y líneas de 34,5 kV y 115 kV en la zona de influencia del proyecto.

- Perfil de tensión, en las diferentes barras de 13,8 kV, 34,5 kV, 115 kV y 230 kV de la subárea.
- Corriente de cortocircuito, en las diferentes barras de 34,5 kV, 115 kV y 230 kV de la subárea.

4.6.1 Resultado del análisis de flujo de carga ante condición normal de operación. El nivel de cargabilidad de la red del SDL y STR del sur de Santander en un horizonte de 10 años en condición normal de operación se presenta en la tabla 18.

Tabla 18. Resultado de cargabilidad de activos (líneas y transformadores) en condición normal de operación.

Activo	Cargabilidad ante CNO (%)				
	Nivel de tensión (kV)	2023 (sin proyecto)	2023	2027	2031
Línea Piedecuesta-Mesa del sol	115	51,43	32,72	38,33	39,71
Línea Mesa del sol-San Gil	115	41,67	22,46	26,42	27,11
Línea Barbosa-Paipa	115	29,89	39,64	42,37	46,93
Línea Barbosa-Chiquinquirá	115	3,01	11,35	12,03	16,24
Línea Barbosa-Cimitarra	115	17,03	17,18	18,94	20,63
Transformador 1 San Gil	115/34,5	45,36	31,94	36,37	40,15
Transformador 3 San Gil	115/34,5	43,24	32,34	34,25	45,44
Transformador 1 Barbosa	115/34,5	53,08	53,93	49,62	53,93
Transformador 1 Piedecuesta	230/115	45,94	40,16	45,32	49,48
Línea Piedecuesta -Río frío	115	3,86	9,41	7,60	10,29
Línea Río frío-Florida	115	25,09	18,96	22,80	25,17
Línea Florida-Bucaramanga	115	50,46	46,41	52,09	57,40

Activo	Cargabilidad ante CNO (%)				
	Nivel de tensión (kV)	2023 (sin proyecto)	2023	2027	2031
Transformador 4 Bucaramanga	230/115	48,05	46,43	50,68	54,73
Transformador 5 Bucaramanga	230/115	49,40	47,74	52,10	56,27
Línea Bucaramanga-Minas	115	25,41	25,98	26,10	29,98
Línea Minas-Palenque	115	50,92	48,09	51,26	53,29
Transformador 1 Palenque	230/115	35,21	34,37	36,31	38,35
Transformador 2 Palenque	230/115	35,15	34,31	36,24	38,28
Línea Palenque-Palos	115	30,24	30,11	29,80	30,11
Transformador 1 Palos	230/115	43,31	42,53	48,29	51,53
Línea Palos-Principal	115	36,02	34,48	38,59	41,47
Línea Principal-Conuco	115	11,05	9,55	11,94	18,70
Línea Conuco-Florida	115	18,28	19,63	19,92	20,83
Línea San Gil-Socorro	34,5	48,28	11,71	13,43	14,30
Línea Socorro-Oiba	34,5	20,65	13,71	15,10	17,39
Línea Oiba-Vado Real	34,5	10,86	9,18	10,14	13,18
Línea Vado Real-Barbosa	34,5	11,32	11,41	12,74	14,41

En condición normal de operación se observa que este proyecto de expansión impacta positivamente en la zona, distribuyendo de mejor manera los flujos de potencia de la red a nivel de 34,5 kV y 115 kV; la línea Piedecuesta-San Gil 115 kV reconfigurada en la línea Piedecuesta-Mesa del Sol y Mesa del Sol-San Gil 115 kV en el año 2022, disminuye su transferencia desde el Área Metropolitana de Bucaramanga hacia San Gil, de otra parte, las líneas de conexión con el OR EBSA aumentan su cargabilidad, esto es, se tiene mayor transferencia de energía hacia Barbosa, producto de ser un nodo más fuerte la barra de Paipa por el parque de generación conectada en la subárea de Boyacá.

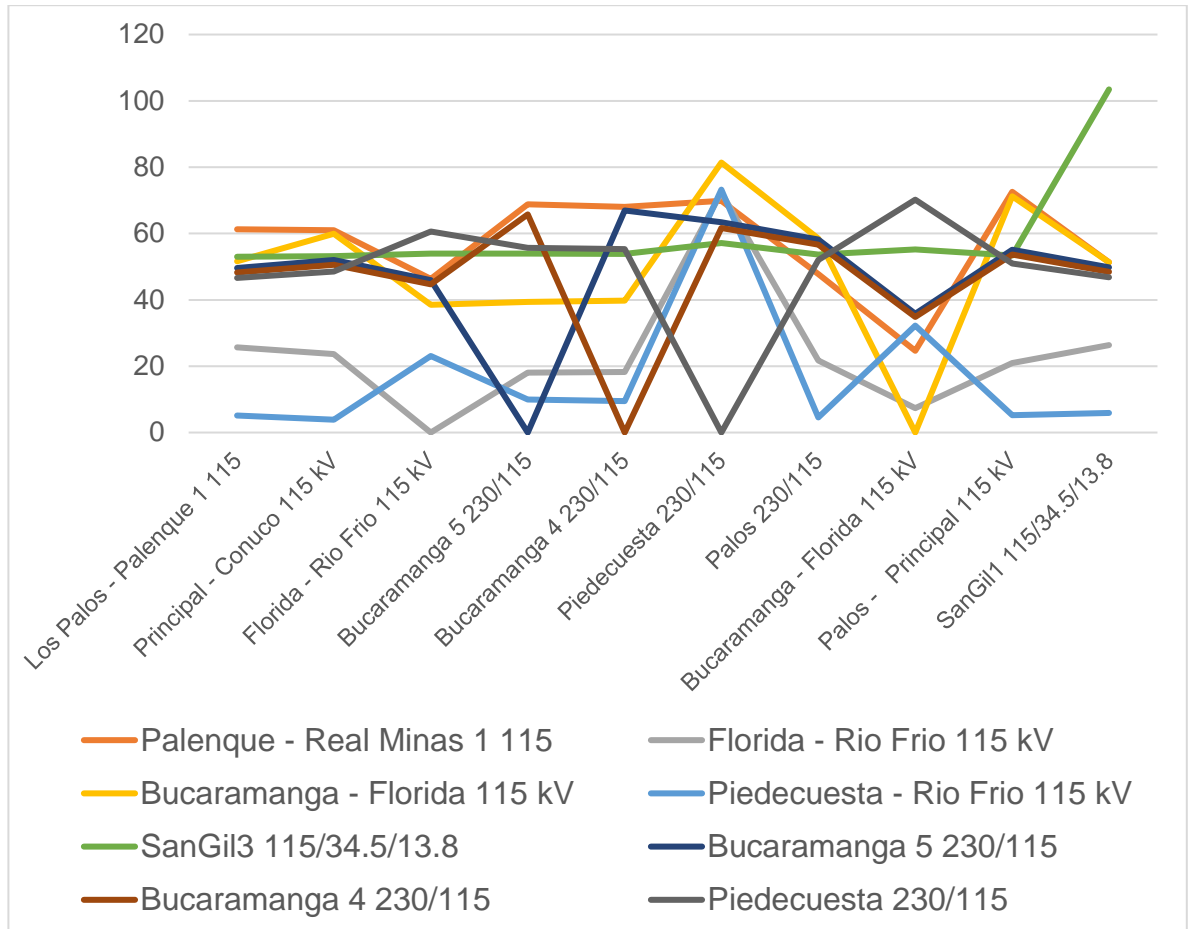
Por último, es evidente la mejora en la transferencia de energía a nivel de 34,5 kV en la red, los transformadores de San Gil 115/34,5 kV disminuyen su nivel de cargabilidad, pues la carga de Oiba y Vado Real ya no se alimentan desde San Gil

a 34,5 kV pues se ha interconectado la SE Oiba a nivel de 115 kV, lo que permite una mejor distribución.

En el horizonte de 10 años, considerando el proyecto de expansión, no se aprecia una cargabilidad cercana al 100% en ninguna línea de 34,5 kV y 115 kV así como en transformadores 115/34,5 kV y 230/115 kV. El activo con mayor cargabilidad es el transformador 115/34,5 kV de la SE Barbosa, con un valor cercano al 54%, aspecto que no pone en riesgo la condición operativa del activo ni la confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.

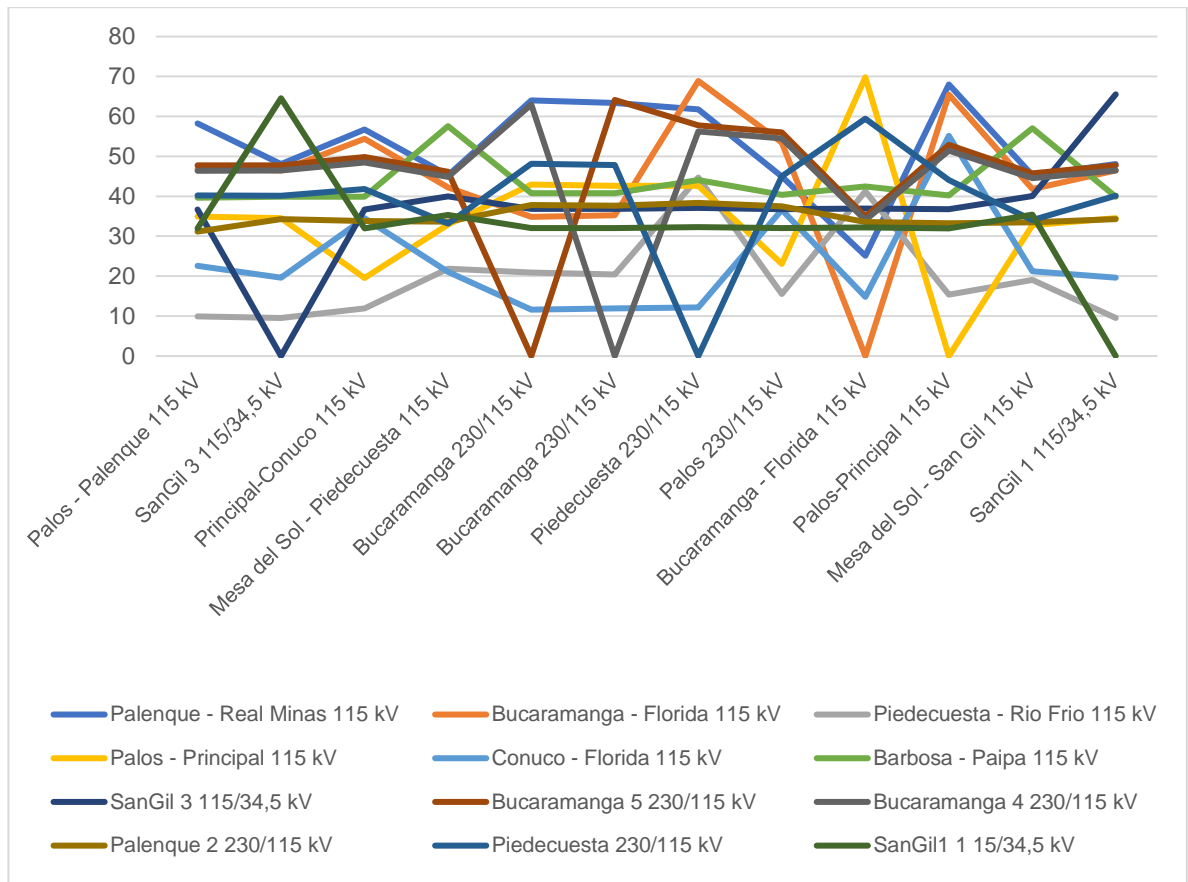
4.6.2 Resultado del análisis de flujo de carga año 2023 ante contingencias sencillas. Se valida el comportamiento de la red del STR del Área Metropolitana de Bucaramanga y sur de Santander para el año 2023 (corto plazo), ya que es la fecha de puesta en operación del proyecto de expansión propuesto, para este periodo se analizan los escenarios con y sin proyecto. En la gráfica 12 se muestra el resultado del escenario sin proyecto, donde se aprecia que la contingencia más crítica es la generada por la salida del Transformador 1 de la SE San Gil 115/34,5 kV sobrecargando el Transformador 3 115/34,5 kV de la misma subestación en un 3% por encima de su capacidad nominal de operación, aspecto que conlleva a concluir que es necesario ampliar la capacidad de transformación 115/34,5 kV en esta subestación en el corto plazo. La segunda contingencia más crítica es la ocasionada por la salida del Autotransformador 230/115 kV de la subestación Piedecuesta, llevando al 82% la carga de la línea Bucaramanga-Florida 115 kV, resultado que tiene coherencia pues esta línea de transmisión soportaría la carga del sur de Santander y parte de la carga de las subestaciones Florida y Conuco.

Gráfica 12. Cargabilidad de activos en el año 2023 ante contingencias sencillas, escenario sin proyecto.



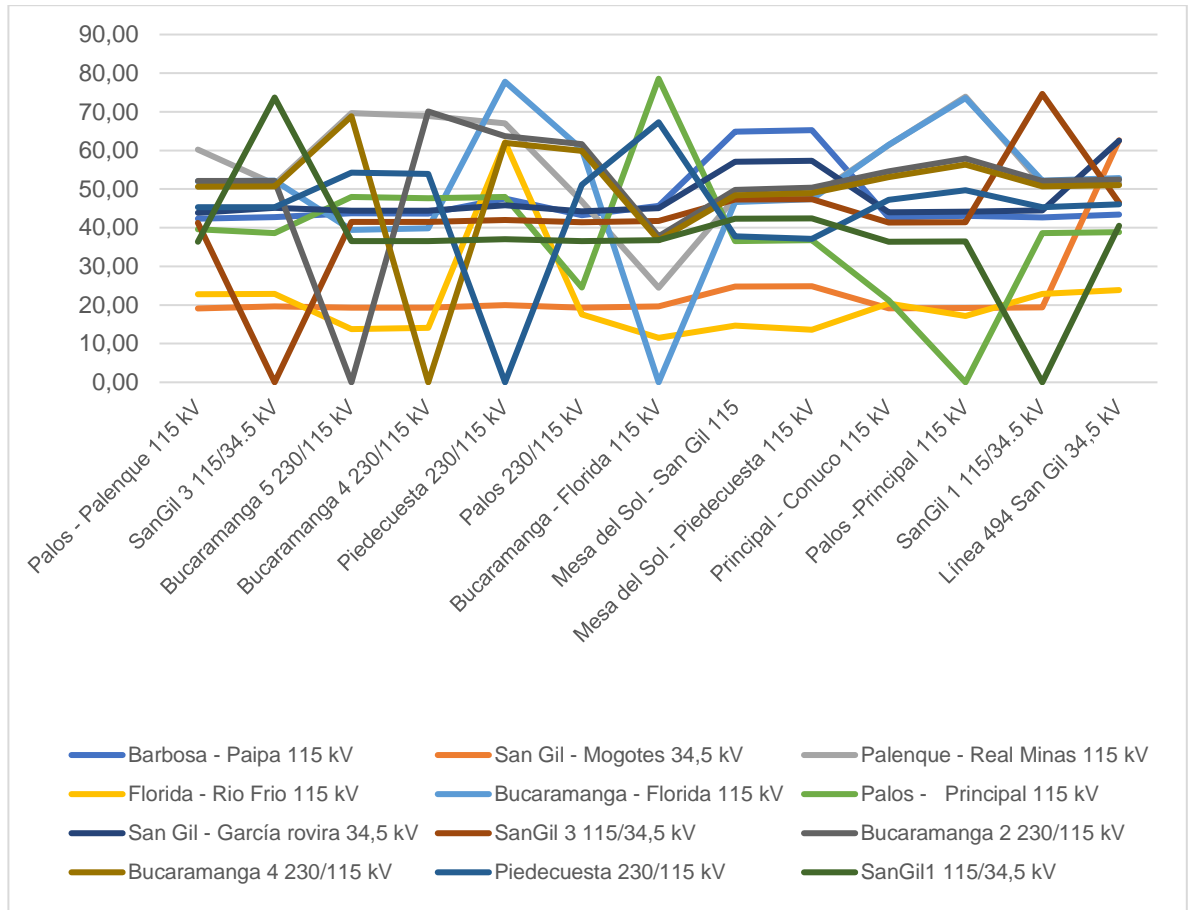
Al considerar el proyecto de expansión, no se observa ningún activo con cargabilidad mayor al de su capacidad nominal de operación, esto para todas las contingencias sencillas posibles, lo que demuestra la efectividad de las obras propuestas; como contingencia más críticas se tienen las generadas por la salida del Autotransformador 230/115 kV de la SE Piedecuesta y la línea de 115 kV Bucaramanga-Florida, llevando a una carga del 70% de las líneas Bucaramanga-Florida 115 kV y Palos-Principal 115 kV respectivamente, los resultados de las diferentes contingencias sencillas se presentan en la gráfica 13.

Gráfica 13. Cargabilidad de activos en el año 2023 ante contingencias sencillas, escenario con proyecto



4.6.3 Resultado del análisis de flujo de carga año 2027 ante contingencias sencillas. En el mediano plazo, año 2027, se puede observar que al considerar las obras de expansión, ningún activo tendrá una cargabilidad superior a su capacidad nominal de operación, esto ocurre para todas las contingencias sencillas analizadas. Los casos más críticos en este escenario operativo se tienen al materializarse la salida del Autotransformador de la SE Piedecuesta 230/115 kV y la línea Bucaramanga-Florida 115 kV generando una cargabilidad del 78% de las líneas Bucaramanga-Florida 115 kV y Palos-Principal 115 kV respectivamente; en la gráfica 14 se presenta los resultados de cargabilidad en activos ante las contingencias más relevantes para el año 2027 considerando el proyecto.

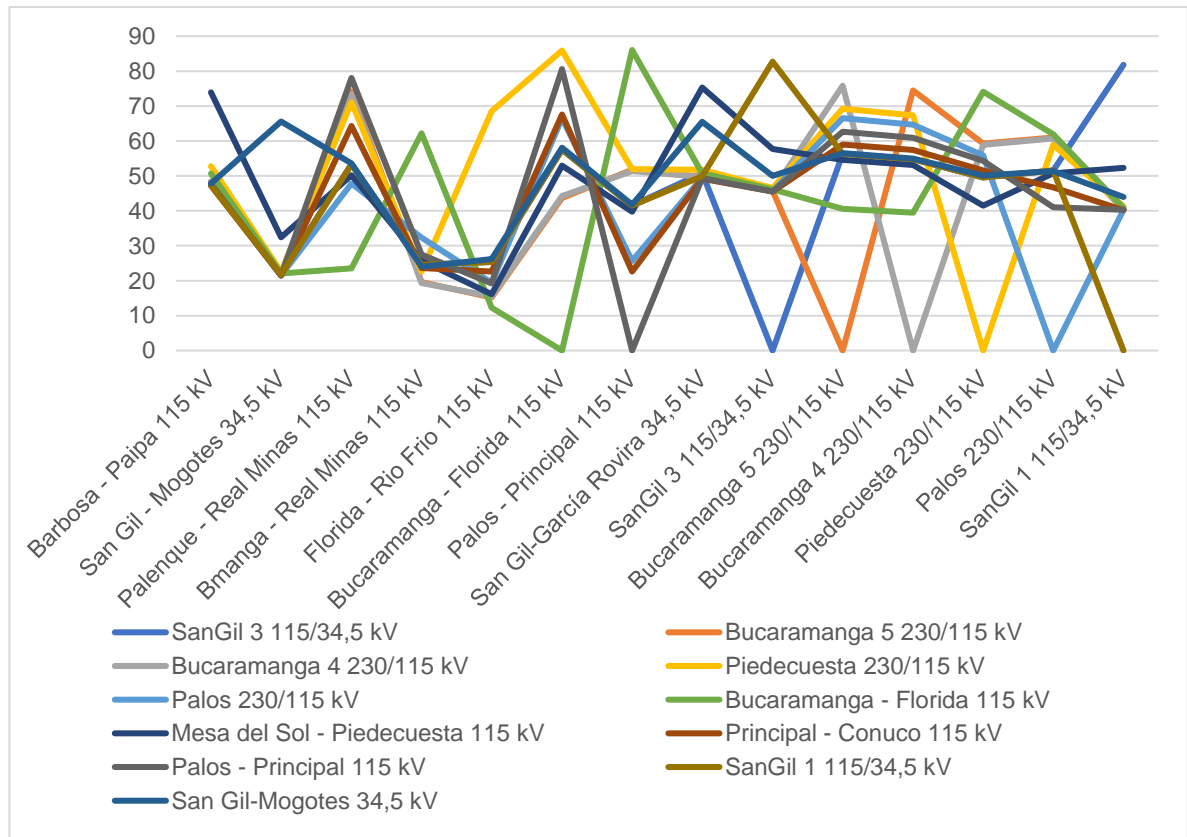
Gráfica 14. Cargabilidad de activos en el año 2027 ante contingencias sencillas, escenario con proyecto.



4.6.4 Resultado del análisis de flujo de carga año 2031 ante contingencias sencillas. En el escenario operativo de largo plazo analizado, año 2031, se encuentra que las contingencias más críticas a nivel del STR son las generadas por líneas de 115 kV, específicamente, las dos contingencias más relevantes son las producidas por las salidas de las líneas Bucaramanga-Florida 115 kV y Palos-Principal 115 kV, llevando a un nivel de carga del 80% al Autotransformador de la SE Piedecuesta 230/115 kV y a la línea Bucaramanga-Florida 115 kV respectivamente.

Acá obtenemos señales importantes para continuar monitoreando estos escenarios operativos en el paso del tiempo, a fin de proponer obras adicionales para mitigar una posible restricción futura por esta condición. Respecto a los transformadores de potencia se encuentra que las contingencias más representativas son las salidas de los transformadores 115/34,5 kV de la subestación San Gil, ante la N-1 de uno de estos activos se presenta una carga del 82% del otro transformador; en la gráfica 15 se presenta el resultado de todas las contingencias importantes para el año 2031 considerando las obras de expansión.

Gráfica 15. Cargabilidad de activos en el año 2031 ante contingencias sencillas, escenario con proyecto



4.6.5 Resultado del análisis de perfil de tensión. El resultado del análisis de perfil de tensión en la red de media y alta tensión del sur de Santander se aprecia en la tabla 19.

Tabla 19. Resultado de perfil de tensión.

Barraje	Perfil de tensión (p.u.)				
	Nivel de tensión (kV)	2023 (sin proyecto)	2023	2027	2031
SE Piedecuesta	230	1,03	1,03	1,03	1,05
SE Piedecuesta	115	1,00	1,00	1,00	1,01
SE Piedecuesta	34,5	0,96	0,96	0,95	0,95
SE Bucaramanga	230	1,02	1,02	1,02	1,04
SE Bucaramanga	115	1,01	1,01	1,01	1,02
SE Florida	115	1,01	1,01	1,00	1,01
SE San Gil	115	0,93	0,96	0,95	0,95
SE San Gil	34,5	0,91	0,95	0,93	0,93
SE San Gil	13,8	0,93	0,96	0,95	0,95
SE Barbosa	115	0,98	0,97	0,97	0,97
SE Barbosa	34,5	1,01	1,00	0,99	1,00
SE Barbosa	13,8	0,99	0,99	0,98	0,98
SE Cimitarra	115	0,96	0,96	0,95	0,95
SE Cimitarra	34,5	0,94	0,94	0,93	0,92
SE Cimitarra	13,8	0,93	0,92	0,91	0,90
SE Vélez	34,5	0,98	0,97	0,96	0,96
SE Vélez	13,8	1,01	1,01	1,00	0,99
SE Puerto Araujo	34,5	0,90	0,89	0,87	0,86
SE Puerto Araujo	13,8	0,92	0,92	0,90	0,89
SE Landázuri	34,5	0,93	0,92	0,91	0,91
SE Landázuri	13,8	0,92	0,91	0,90	0,90
SE Socorro	34,5	0,85	0,93	0,92	0,91
SE Socorro	13,8	0,84	0,92	0,90	0,90
SE Oiba	34,5	0,82	0,96	0,95	0,95
SE Oiba	13,8	0,82	0,96	0,95	0,95
SE Vado Real	34,5	0,80	0,95	0,93	0,93
SE Vado Real	13,8	0,81	0,96	0,95	0,95

Barraje	Perfil de tensión (p.u.)				
	Nivel de tensión (kV)	2023 (sin proyecto)	2023	2027	2031
SE Contratación	34,5	0,81	0,95	0,94	0,94
SE Contratación	13,8	0,83	0,97	0,96	0,96
SE Charalá	34,5	0,81	0,93	0,92	0,92
SE Charalá	13,8	0,81	0,93	0,91	0,91
SE García Rovira	34,5	0,83	0,87	0,84	0,83
SE García Rovira	13,8	0,85	0,89	0,86	0,85
SE San Andrés	34,5	0,82	0,86	0,84	0,83
SE San Andrés	13,8	0,82	0,86	0,83	0,82
SE Capitanejo	34,5	0,82	0,87	0,84	0,83
SE Capitanejo	13,8	0,82	0,86	0,83	0,82

La evolución en el perfil de tensión es positiva en la gran mayoría de las subestaciones considerando la entrada en operación del proyecto, se observa que con esta nueva infraestructura a nivel de 115 kV se corrigen los problemas de tensiones fuera de rango en las subestaciones Socorro, Oiba, Vado Real, Contratación y Charalá.

En las subestaciones de la región Málaga se observa que a pesar de mejorar el perfil de tensión con el proyecto, en el mediano y largo plazo se acentúa nuevamente esta problemática, para ello, se propone corregir esta situación con maniobras operativas como lo es el manejo de cambiador de tomas bajo carga en los transformadores 115/34,5 kV de la subestación San Gil, mejorando así el perfil de tensión en la barra de 34,5 kV de dicha subestación y por ende en las subestaciones García Rovira, San Andrés y Capitanejo.

En la tabla 20 se muestra el resultado de esta acción operativa, donde se puede observar que se corrige los perfiles de tensión en todas las subestaciones

cumpliendo así con la resolución CREG 070 de 1997⁶, donde se estipula que todo OR debe cumplir con un perfil de tensión entre 0,9 y 1,1 p.u en los SDL y STR.

Tabla 20. Perfil de tensión en la región Málaga al utilizar los cambiadores de tomas en los transformadores 115/34,5 kV de la SE San Gil.

Barraje	Perfil de tensión (p.u.)				
	Nivel de tensión (kV)	2023 (sin proyecto)	2023	2027	2031
SE San Gil	34,5	0,93	1,01	0,99	1,00
SE García Rovira	34,5	0,83	0,94	0,91	0,93
SE García Rovira	13,8	0,85	0,96	0,93	0,92
SE San Andrés	34,5	0,82	0,93	0,91	0,90
SE San Andrés	13,8	0,82	0,91	0,90	0,92
SE Capitanejo	34,5	0,82	0,93	0,91	0,90
SE Capitanejo	13,8	0,82	0,92	0,90	0,91

4.6.6 Resultado del nivel de cortocircuito. El nivel de cortocircuito trifásico en todas las barras de las subestaciones del sur de Santander, sin proyecto y con la expansión propuesta se muestra en la tabla 21.

Tabla 21. Nivel de cortocircuito en las barras de las subestaciones del sur de Santander.

Barraje	Nivel de cortocircuito (kA)				
	Nivel de tensión (kV)	2023 (sin proyecto)	2023	2027	2031
SE Piedecuesta	230	15,6190	15,7213	15,9920	16,2711
SE Piedecuesta	115	14,2683	14,3851	14,4675	14,6994
SE Piedecuesta	34,5	8,6379	8,7982	8,7647	8,8596
SE Bucaramanga	230	13,3469	13,4385	13,6811	13,9241
SE Bucaramanga	115	12,9953	13,2153	13,3078	13,5229

⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución No. 070 de 1998, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 1998

Barraje	Nivel de cortocircuito (kA)				
	Nivel de tensión (kV)	2023 (sin proyecto)	2023	2027	2031
SE Florida	115	12,3259	12,5609	12,6431	12,8453
SE San Gil	115	1,6659	2,5577	2,5516	2,5754
SE San Gil	34,5	4,2601	5,9111	5,8925	5,9429
SE San Gil	13,8	5,8509	6,8992	6,8488	6,8837
SE Barbosa	115	2,8162	3,5217	3,5418	3,5763
SE Barbosa	34,5	4,2942	4,7111	4,7177	4,7533
SE Barbosa	13,8	4,6445	4,7982	4,7931	4,8205
SE Cimitarra	115	1,2907	1,4126	1,4139	1,4239
SE Cimitarra	34,5	1,6243	1,6680	1,6664	1,6765
SE Cimitarra	13,8	1,7906	1,8017	1,7949	1,8015
SE Vélez	34,5	1,4552	1,4906	1,4854	1,4914
SE Vélez	13,8	2,0139	2,0364	2,0311	2,0394
SE Puerto Araujo	34,5	0,7544	0,7602	0,7563	0,7581
SE Puerto Araujo	13,8	1,1966	1,1993	1,1931	1,1961
SE Landázuri	34,5	0,8397	0,8481	0,8425	0,8434
SE Landázuri	13,8	0,8397	0,8387	0,8326	0,8330
SE Socorro	34,5	1,6321	2,6806	2,6604	2,6723
SE Socorro	13,8	2,4731	3,2936	3,2647	3,2761
SE Oiba	34,5	0,7816	4,2619	4,2429	4,2689
SE Oiba	13,8	1,1575	2,3466	2,3266	2,3334
SE Vado Real	34,5	0,4769	1,0673	1,0578	1,0605
SE Vado Real	13,8	0,6071	0,9125	0,9041	0,9062
SE Contratación	34,5	0,5079	1,2211	1,2103	1,2134
SE Contratación	13,8	0,6808	1,0721	1,0621	1,0646
SE Charalá	34,5	0,6368	1,1969	1,1849	1,1871
SE Charalá	13,8	0,8161	1,1312	1,1192	1,1207
SE García Rovira	34,5	0,7948	0,8631	0,8539	0,8560
SE García Rovira	13,8	1,5180	1,6309	1,6120	1,6145
SE San Andrés	34,5	0,5473	0,5875	0,5783	0,5771
SE San Andrés	13,8	0,7020	0,7432	0,7283	0,7239
SE Capitanejo	34,5	0,5782	0,6217	0,6122	0,6112
SE Capitanejo	13,8	0,7209	0,7634	0,7482	0,7437

Respecto al nivel de cortocircuito en las barras de las subestaciones del sur de Santander y conexiones al STN en el Área Metropolitana de Bucaramanga, se observa que con la entrada en operación del proyecto, a pesar de generar un incremento en este nivel de cortocircuito trifásico en casi todas las barras, como era lo esperado, son niveles de cortocircuito que no ponen en riesgo la salud de los activos de potencia de la red, pues encontramos que éstos cuentan con un nivel superior de capacidad de cortocircuito, del orden de los 23 kA tanto para el SDL como para el STR.

En la subestación Oiba se observa el cambio más relevante en el aumento del nivel de cortocircuito trifásico, con un incremento de 3,5 kA aproximadamente en la barra de 34,5 kV.

En el tiempo, específicamente en el mediano y largo plazo, estos valores de nivel de cortocircuito prácticamente se mantienen en todas las barras de las subestaciones de esta subárea del nordeste Colombiano.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN

La evaluación financiera del proyecto de expansión del STR del sur de Santander es de suma importancia para la toma de decisión por parte del OR ESSA, de ejecutar o no las obras; es importante precisar que las estimaciones contempladas en este ejercicio están intrínsecamente sujetas a incertidumbres y varios factores exógenos que dependen de situaciones no gobernables por la organización, no es posible asegurar que las estimaciones utilizadas se cumplirán a cabalidad, por consiguiente, los resultados de este ejercicio corresponden a estimaciones que buscan mostrar una tendencia con la mejor información disponible.

En este capítulo se presenta los diferentes componentes que se deben tener en cuenta para la evaluación financiera, a saber:

- Inversión.
- Costos de AOM: Administración, Operación y Mantenimiento.
- Ingresos.

5.1 INVERSIÓN DEL PROYECTO

Para la estimación de la inversión necesaria en la ejecución del proyecto, se utiliza información de proyectos recientes ejecutados en la empresa, cuyas actividades se puedan asimilar al alcance y característica de este plan de expansión.

5.1.1 Inversión asociada a las líneas de transmisión. En la tabla 22 se relaciona la inversión estimada para la construcción de las dos líneas de 115 kV, en valores constantes a diciembre del 2020.

Tabla 22. Inversión proyectada asociada a líneas del STR

Componente	Inversión (millones de pesos)	Inversión (millones de USD)
Diseños	2.486	-
Obra civil	7.511	-
Suministro de materiales y equipos	-	4,33
Montaje	8.005	-
Servidumbre	16.030	-
Estudios y licencia ambiental	2.162	-
Plan de manejo ambiental	6.609	-
Interventoría a la construcción	3.308	-
Dirección del proyecto	1.473	-
IVA		0,414
TOTAL:	47.589	4,744

En el diseño se considera los aspectos típicos incluidos en este tipo de actividad para una línea de transmisión de nivel de tensión IV: operación de la línea, perfil topográfico, estudio de suelos, selección de conductores y cable de guarda, estudio y selección de aislamiento, selección de herrajes, selección de cimentaciones de torres, plantillado y cálculo mecánico de cables.

Respecto al componente de obras civiles se consideró cimentaciones de tipo parrilla y zapata, este último solamente para aquellos sitios que lo requieran, dada su condición de suelo altamente agresivo.

En la servidumbre se tiene en cuenta el pago del uso de suelo para la servidumbre de las dos líneas de transmisión teniendo en cuenta lo exigido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE⁷ en lo referente al ancho de la servidumbre para una línea de 115 kV, el pago de compensación por afectación de cultivos y daños en general, compra de terreno para la construcción de las torres

⁷ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE, Bogotá, 2013

(220 torres se estiman para estas dos líneas) y gastos y trámites notariales para la constitución de escrituras respectivas.

En el componente socio-ambiental se incluye lo correspondiente al plan de manejo arqueológico, elaboración del estudio de impacto ambiental-EIA, gestión ambiental ante la autoridad competente, en este caso la Corporación Autónoma regional de Santander-CAS, plan de manejo ambiental considerando una compensación vía reforestación y rehabilitación, levantamiento y traslado de especies en veda, plan de manejo integral de residuos sólidos PGIRS, manejo de emisiones de ruido, programa de manejo de fauna, programa de educación ambiental, seguimiento ambiental por parte de la autoridad y relacionamiento social con comunidades de la zona de influencia.

En cuanto interventoría se proyecta contratar una firma experta con seguimiento permanente en sitio con profesionales calificados, emitiendo señales tempranas de riesgos, posibles atrasos y presentación periódica de informes de avances a la administración y dirección del proyecto.

Por último, en el componente de dirección del proyecto se considera un equipo de trabajo con personal directo de la empresa conformado por un director de proyecto, 3 ingenieros electricistas, 1 ingeniero civil, 1 ingeniero ambiental, 2 gestoras sociales, 1 profesional SISO y 1 profesional administrativo.

5.1.2 Inversión asociada a las subestaciones eléctricas. Respecto a la inversión esperada para desarrollar el proyecto en las subestaciones eléctricas de potencia, en la tabla 23 se ilustran estos valores discriminado por componente.

Tabla 23. Inversión proyectada asociada a subestaciones eléctricas

Componente	Inversión (millones de pesos)	Inversión (millones de USD)
Diseños	512	-
Obra civil	2.662	-
Suministro de materiales y equipos	754	3,64
Montaje	2.050	-
Pruebas	627	-
Interventoría a la construcción	813	-
Dirección del proyecto	1.105	-
IVA	-	0,306
TOTAL:	8.523	3,946

En el componente de diseño de subestaciones se considera los elementos necesarios para conseguir un desempeño con criterios de confiabilidad, flexibilidad y seguridad, tales como: diseño y selección de equipos de potencia, transformadores, interruptores, seccionadores, transformadores de medida, equipos de control, medida y protección, servicio de auxiliares AC/DC, sistema de puesta a tierra, estudio de coordinación de protecciones y coordinación de aislamiento.

En obras civiles se tiene en cuenta lo relacionado con caseta de control, vías, cerramiento, caseta de vigilancia, foso de transformadores, cimentación de pórticos, cimentaciones para estructuras y muros cortafuegos.

La subestación Oiba se moderniza, pasando de una de tipo exterior a una subestación convencional con cuarto de control, celdas de media tensión en 13,8 kV y 34,5 kV tipo GIS (Equipos aislados en gas aislante SF6).

5.1.3 Inversión total estimada. En resumen, para la ejecución del proyecto se estima necesaria una inversión de \$88.710 millones, valores constantes a diciembre del año 2020, utilizando una TRM de \$3.750, tal como se ilustra en la tabla 24.

Tabla 24. Inversión total del proyecto, pesos constantes a diciembre del 2020.

Inversión por moneda / Año	2021	2022	2023	2024	TOTAL
Inversión en millones de pesos	11.587	19.371	19.743	5.410	56.112
Inversión en millones de USD		3,47	5,21	-	8,69
Total inversión en millones de pesos Con una TRM de \$3.750	11.587	32.410	39.303	5.410	88.710

5.2 COSTO DE OPERACIÓN, ADMINISTRACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PROYECTO

Para proyectar el costo anual del AOM (Administración, Operación y Mantenimiento) asociado a esta nueva infraestructura propuesta del STR, se realiza un análisis del personal requerido, equipos, materiales y transporte, en la tabla 25 se muestran estos valores anuales a proyectar en la evaluación financiera.

Tabla 25 Costo anual asociado al AOM de los nuevos activos

Componente	Costo (millones de pesos)
Mano de obra operación	35
Mano de obra SCADA	18
Mano de obra mantenimiento de líneas	182
Mano de obra mantenimiento de subestaciones	130
Transporte	48

Componente	Costo (millones de pesos)
Equipos y materiales	37
TOTAL:	450

Para el mantenimiento y operación de las dos nuevas líneas de transmisión y subestaciones del sur de Santander se considera contratar 4 nuevos trabajadores, de los cuales, dos serán técnicos dedicados a la operación de subestaciones con esquema móvil, 1 profesional para el mantenimiento de subestaciones y 1 profesional para el mantenimiento de líneas.

5.3 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos del proyecto están determinados por la recuperación del capital, la rentabilidad del negocio de distribución y el reconocimiento del AOM, adicionalmente se considera para este proyecto como un ingreso, o mejor, como un costo evitado, la disminución por Energía No Suministrada.

5.3.1 Ingresos asociados a remuneración de Unidades Constructivas.

Teniendo en cuenta lo dispuesto en la resolución CREG 015 del 2018, este proyecto tiene una FIE (Fecha de inicio de ejecución) posterior a la salida en firma de la nueva metodología del negocio de distribución, CREG 015/2018, por lo tanto, sus ingresos vía cargos por uso se determinan por la metodología y valores de Unidades Constructivas de dicha resolución.

Aplicando la normatividad actual, los ingresos de un proyecto de expansión del STR para un Operador de Red se perciben en los cargos por uso para el negocio de distribución y se dividen en:

- Reconocimiento por recuperación de capital.
- Reconocimiento de rentabilidad.

- Reconocimiento del AOM.
- Reconocimiento de activos no eléctricos.

Los ingresos se establecen y calculan a partir de las Unidades Constructivas del proyecto, las cuales se incluyen en la formulación por parte del Operador de Red y deben ser aprobadas por la Unidad de Planeación Minero Energético-UPME según la metodología descrita en la Resolución CREG 024 de 2013 “Procedimiento para la expansión del Sistema de Transmisión Regional mediante procesos de selección”⁸, las Unidades Constructivas están definidas en el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 del 2018. A partir del alcance del proyecto, se definen las Unidades Constructivas descritas en la tabla 26 para las subestaciones y en la tabla 27 se muestran las correspondientes a las líneas de Transmisión.

Tabla 26. Unidades Constructivas asociadas a las subestaciones eléctricas del proyecto.

UC	Descripción	Valor unitario	Valor instalación	Cantidad
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 558.336.000	\$ 0	1
N4EQ2	Transformador de tensión - N4	\$ 33.882.000	\$ 0	3
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 162.380.000	\$ 0	1
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 124.674.436	\$ 0	1

⁸ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución No. 024 de 2013, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2013

UC	Descripción	Valor unitario	Valor instalación	Cantidad
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	\$ 454.234.000	\$ 0	1
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	\$ 2.676.000	\$ 0	11,25
N0P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)	\$ 73.180.000	\$ 0	1
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	\$ 133.249.000	\$ 0	1
N4P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N4	\$ 101.128.000	\$ 0	1
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 558.336.000	\$ 0	2
N4S21	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 212.892.000	\$ 0	1
N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	\$ 367.265.000	\$ 0	5
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	\$ 133.249.000	\$ 0	2
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	\$ 138.198.000	\$ 0	1
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	\$ 23.943.000	\$ 0	1
N4P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N4	\$ 101.128.000	\$ 0	1

UC	Descripción	Valor unitario	Valor instalación	Cantidad
N0P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)	\$ 73.180.000	\$ 0	15
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 518.134.000	\$ 0	1
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	\$ 2.676.000	\$ 0	206,25
N4EQ2	Transformador de tensión - N4	\$ 33.882.000	\$ 0	9
N3EQ14	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	\$ 23.943.000	\$ 0	1
N3S61	Gabinete de llegada o salida - subestación tipo interior-SF6 - barra sencilla	\$ 336.896.000	\$ 0	6
N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3	\$ 88.902.000	\$ 0	4
N3P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N3	\$ 86.583.000	\$ 0	1
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	\$ 88.902.000	\$ 0	2
N3S62	Cables de salida de circuito -subestación tipo interior	\$ 39.037.000	\$ 0	3
N3EQ11	Transformador de tensión - N3	\$ 5.908.000	\$ 0	12
N3EQ3	Juego pararrayos - N3	\$ 1.380.000	\$ 0	6
N3EQ9	Transición aérea - subterránea - N3	\$ 2.540.000	\$ 0	3
N3L119	km de conductor (3 fases) de cobre aislado	\$ 311.340.000	\$ 0	0,05

UC	Descripción	Valor unitario	Valor instalación	Cantidad
	XLP o EPR, 35 kV- 350 kcmil			
N2S64	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior	\$ 40.513.000	\$ 0	5
N2S60	Gabinete de salida - subestación aislada en SF6 - barra sencilla	\$ 223.191.000	\$ 0	1
N2S60	Gabinete de salida - subestación aislada en SF6 - barra sencilla	\$ 223.191.000	\$ 0	1
N2EQ34	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	\$ 23.943.000	\$ 0	1
N2S14	Cables llegada transformador - subestación tipo interior-aire	\$ 85.610.000	\$ 0	1
N2EQ1	Barraje de derivación subterráneo - N2	\$ 3.199.000	\$ 0	1
N2EQ14	Pararrayos - N2	\$ 482.000	\$ 0	18
N2EQ31	Transición aérea - subterránea - N2	\$ 1.260.000	\$ 0	4
N2EQ38	Transformador de tensión - N2	\$ 5.571.000	\$ 0	3
N2P1	Control y protección Bahía - N2	\$ 38.432.000	\$ 0	5
N2L130	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 4/0 AWG	\$ 216.643.000	\$ 0	1
N4T6	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 31 a 40 MVA	\$ 55.131.000	\$278.964.000	2
N3S37	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior	\$ 41.345.000	\$ 0	5

UC	Descripción	Valor unitario	Valor instalación	Cantidad
N3S17	Bahía de llegada o salida - subestación reducida o rural	\$ 23.990.000	\$ 0	1
N3S43	Subestación simplificada (rural)	\$ 98.871.000	\$ 0	1
N3S34	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	\$ 113.423.000	\$ 0	3
N2S7	Bahía de línea - subestación reducida	\$ 84.103.000	\$ 0	1
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 558.336.000	\$ 0	1
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	\$ 133.249.000	\$ 0	1
N4EQ2	Transformador de tensión - N4	\$ 33.882.000	\$ 0	3
N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	\$ 367.265.000	\$ 0	1
N4S21	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 212.892.000	\$ 0	1
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 162.380.000	\$ 0	1
N0P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)	\$ 73.180.000	\$ 0	1
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	\$ 2.676.000	\$ 0	11,25

UC	Descripción	Valor unitario	Valor instalación	Cantidad
SUB TOTAL:		\$15.418.939.164	\$557.928.000	
TOTAL:		\$ 15.976.867.164		

Tabla 27. Unidades Constructivas asociadas a las líneas de Transmisión del proyecto

UC	DESCRIPCIÓN	Valor unitario	Cantidad
N4L68	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	\$ 59.748.000	75
N4L69	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo – retención	\$ 102.298.000	40
N4L83	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 477 kcmil	\$ 57.697.000	45
N3L86	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG	\$ 17.638.000	45
N4L91	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	\$ 1.642.000	115
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	\$ 30.407.000	45
N4L68	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	\$ 59.748.000	44
N4L69	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo – retención	\$ 102.298.000	16
N4L83	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 477 kcmil	\$ 57.697.000	25
N3L86	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG	\$ 17.638.000	25
N4L91	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	\$ 1.642.000	60
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	\$ 30.407.000	25
N2L99	km de conductor (3 fases) semiaislado 4/0 AWG	\$ 72.635.000	3
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg - suspensión	\$ 5.315.000	15

UC	DESCRIPCIÓN	Valor unitario	Cantidad
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	\$ 6.029.000	6
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico	\$ 270.000	18
N2L136	Cable de Guarda	\$ 2.960.000	3
N4L68	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	\$ 59.748.000	52
N4L69	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo – retención	\$ 102.298.000	33
N4L83	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 477 kcmil	\$ 57.697.000	33
N3L86	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG	\$ 17.638.000	33
N4L91	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre	\$ 1.642.000	85
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-supporting (ADSS) monomodo	\$ 30.407.000	33
	TOTAL	\$ 30.987.320.000	

Al realizar un comparativo entre la inversión requerida para ejecutar el proyecto y el valor de las Unidades Constructivas-UC de la CREG 015/2018 que aprobaría la UPME para el ingreso del Operador de Red ESSA, encontramos una diferencia significativa, exactamente \$37.204 millones, lo que quiere decir que se está percibiendo un reconocimiento del 58% de la inversión, los resultados se pueden observar en la tabla 28, este análisis es muy valioso para tener una idea de que tan ajustado se tiene el CAPEX del proyecto frente a su valoración en UC.

Tabla 28. Diferencia inversión vs valor del proyecto en Unidades Constructivas, valor en millones.

Inversión del proyecto vs valoración en UC				
Valor del proyecto en UC, a dic 2017.	Valor del proyecto en UC, a dic 2020.	Inversión del proyecto, a dic 2020.	Diferencia inversión vs valor en UC, a dic 2020.	% de inversión reconocida en UC
\$ 46.963	\$ 51.505	\$ 88.710	\$37.204	58%

Para indexar el valor del proyecto en Unidades Constructivas de diciembre 2017 a diciembre 2020 se utiliza la tabla del Departamento Administrativo Nacional de Estadística-DANE correspondiente al Índice de Precios del Productor-IPP, segmento oferta interna.

Aplicando lo dispuesto en los capítulos 3 y 4 de la Resolución CREG 015 de 2018, se establece y calcula el ingreso anual por las inversiones del proyecto, teniendo en cuenta las diferentes variables como son:

- Reconocimiento del AOM: 2% de la inversión para activos del nivel de tensión 3 y 4 y 4% para activos del nivel de tensión 1 y 2.
- Reconocimiento de activos no eléctricos: 2% de la inversión.
- Amortización: Depende de la vida útil de cada activo, definido en el numeral 14,4 de la CREG 015 de 2018 y la modificación realizada mediante resolución CREG 085 de 2018.
- Rentabilidad: La tasa de retorno está definida en la resolución CREG 015 de 2019, para el STR y SDL a partir del año 2022 corresponde al 11,36%.

A partir de estas definiciones se construye la proyección de los ingresos anuales correspondientes a la remuneración de la Unidades Constructivas, en pesos constantes a diciembre del 2017 se presentan en la tabla 29.

Tabla 29. Ingresos anuales correspondientes a la remuneración de la inversión y AOM, pesos constantes a diciembre 2017.

Ingresos anuales por remuneración de la inversión y AOM					
Año	Valor (millones)	Año	Valor (millones)	Año	Valor (millones)
1	\$ 7.636	16	\$ 5.707	31	\$ 4.207
2	\$ 7.478	17	\$ 5.550	32	\$ 4.050
3	\$ 7.321	18	\$ 5.393	33	\$ 3.893
4	\$ 7.164	19	\$ 5.236	34	\$ 3.736
5	\$ 7.007	20	\$ 5.078	35	\$ 3.579
6	\$ 6.850	21	\$ 5.350	36	\$ 4.366
7	\$ 6.693	22	\$ 5.193	37	\$ 4.209
8	\$ 6.536	23	\$ 5.036	38	\$ 4.052
9	\$ 6.378	24	\$ 4.879	39	\$ 3.895
10	\$ 6.221	25	\$ 4.721	40	\$ 3.738
11	\$ 6.493	26	\$ 4.564	41	\$ 4.009
12	\$ 6.336	27	\$ 4.407	42	\$ 3.852
13	\$ 6.178	28	\$ 4.250	43	\$ 3.695
14	\$ 6.021	29	\$ 4.093	44	\$ 3.538
15	\$ 5.864	30	\$ 3.936	45	\$ 3.381

5.3.2 Otros ingresos. Revisando el alcance del proyecto, así como la normatividad y regulación vigente aplicable, se encuentra que este proyecto de expansión tiene asociado dos conceptos de ingresos adicionales que se deben incluir en la evaluación financiera, corresponden al reconocimiento de la gestión socioambiental y predial y la Energía No Suministrada-ENS vista como un costo evitado desde la óptica de la evaluación.

5.3.2.1 Ingresos asociados a la gestión socioambiental y predial. Aplicando lo dispuesto en el capítulo 14 de la Resolución CREG 15 de 2018, se encuentra que procede el reconocimiento por la gestión social, ambiental y predial de esta expansión del STR, en resumen, esta resolución indica que cuando el valor de estos conceptos es inferior al 5% del CAPEX del proyecto valorado en Unidades Constructivas, se le reconocerá el 100% de la inversión socioambiental y predial al

OR. De otra parte, si el valor supera el 5% del valor de las Unidades Constructivas, se le reconocerá al OR la gestión predial que se consigne en escrituras públicas y la gestión socioambiental será reconocida según la alternativa aprobada por el ANLA (Agencia Nacional de Licencias Ambientales) o la autoridad que corresponda.

En la tabla 30 se aprecia el detalle del reconocimiento de la gestión socioambiental del proyecto.

Tabla 30. Ingresos esperados asociados a la gestión socioambiental del proyecto

Reconocimiento de la gestión socioambiental	
Concepto	Valor (millones de pesos)
Licenciamiento ambiental – CAS	400
Tasa aprovechamiento forestal	133
Programa para el Manejo Integral de Residuos Sólidos (Ordinarios y Especiales)	41
Manejo de contaminación atmosférica	78
Programa de Manejo Integral de Residuos Líquidos	73
Programa de Aprovechamiento de Agua	-
Programa para el Manejo de Especies en Veda: Epífitas Vasculares (Orquídeas y Bromelias) y No Vasculares Vedadas (Musgos, Líquenes y Hepáticas)	546
Programa Para el Manejo de Fauna	372
Programa de Educación Ambiental	301
Programa de Información y Participación Comunitaria	591
Seguimiento Ambiental	350
Programa de compensación por pérdida de biodiversidad y veda	1.774
Plan de Manejo Arqueológico	500
Relacionamiento sociopolítico	500
Estudio de Impacto Ambiental	1.660
IVA	1.289

Reconocimiento de la gestión socioambiental	
Concepto	Valor (millones de pesos)
Impuesto regional	161
Total:	8.772

En lo referente a los ingresos de la gestión predial, se proyecta un reconocimiento de \$11.601 millones, en la tabla 31 se detalla este concepto.

Tabla 31. Ingresos asociados a la gestión predial del proyecto.

Reconocimiento de la gestión predial	
Concepto	Valor proyectado (millones de pesos)
Servidumbre	10.940
Sitios de torre	348
Gastos notariales	313
Total:	11.601

A partir de lo anterior, se encuentra que el reconocimiento total de la gestión socioambiental y predial para este proyecto es de \$ 20.374 millones, los cuales serán percibidos por el OR el siguiente año de la entrada en operación del proyecto de expansión, para este caso, se recibirán en el año 2024.

Ahora bien, si tenemos en cuenta este ingreso más el reconocimiento de las Unidades Constructivas, vemos que la diferencia ente la inversión del proyecto y el valor del mismo en Unidades Constructivas considerando la gestión socioambiental y predial es de \$ 16.831 millones, obteniendo así que se reconoce el 81% de la inversión necesaria, en la tabla 32 se resume este análisis.

Tabla 32. Inversión reconocida al considerar ingresos por Unidades Constructivas y gestión socioambiental y predial

Inversión del proyecto vs valoración en UC considerando la gestión socioambiental y predial				
Valor del proyecto en UC, a dic 2020.	Valor del proyecto en UC con gestión socioambiental y predial, a dic 2020.	Inversión del proyecto, a dic 2020.	Diferencia inversión vs valor en UC, a dic 2020.	% de inversión reconocida en UC
\$ 51.505	\$ 71.879	\$ 88.710	\$ 16.831	81%

Con el reconocimiento de la gestión socioambiental y predial, se tiene un mayor acercamiento a la inversión del proyecto, esta figura o criterio de ingreso aparece con la nueva metodología del negocio de distribución CREG 015 de 2018, pues en el anterior periodo tarifario, determinado por la resolución CREG 097 del 2008, no se consideraba ingresos por este concepto.

5.3.2.2 Costos evitados por Energía No Suministrada. Teniendo en cuenta la tasa de falla anual de la línea de 115 kV Piedecuesta-San Gil y su condición de única fuente de alimentación de las regiones San Gil, Socorro y Málaga, detallada en el capítulo 4 de ese libro, y considerando el componente de comercialización de la tarifa en el consumo de energía de estos 141.076 clientes, se proyecta que la eliminación de la conexión radial a nivel de 115 kV, permitirá evitar la no percepción de ingresos para ESSA del orden de \$ 13,6 millones para el primer año luego de la entrada en operación del proyecto, este valor crece anualmente a una tasa del 3% como criterio definido para proyectar el comportamiento en el tiempo.

5.4 RESULTADO DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Con los insumos descritos en los numerales 5.1, 5.2 y 5.3 de este libro y utilizando el modelo de evaluaciones financieras de ESSA, se realiza la evaluación financiera del proyecto de expansión propuesto, el objeto de la evaluación es validar desde una óptica financiera si los ingresos que remunera el regulador y los beneficios adicionales alcanzan a cubrir las inversiones, costos y gastos operativos incurridos en el proyecto.

5.4.1 Supuestos y criterios

- Para el ejercicio se considera el escenario macroeconómico vigente en ESSA, el cual contempla algunos choques de oferta (paros y bloqueos con impacto transitorio), incremento de precios internacionales de materias primas y de costos logísticos y devaluación de la tasa de cambio.
- El periodo de operación del proyecto es de 45 años.
- La evaluación estima reposición de activos con vida útil de 10 y 35 años, y los ingresos asociados a los mismos.
- Fecha de puesta en operación del proyecto en diciembre del año 2023.
- El impuesto sobre la renta considerado es para el año 2021 del 31% y año 2022 en adelante 35%.
- La rentabilidad mínima esperada para evaluar el proyecto es de 9,10%.
- Para el cálculo del valor terminal se considera el capital operativo empleado.

- Con el Índice de Precios al Productor-IPP nacional se indexan los ingresos del proyecto y el Capex; con el Índice de Precios al Consumidor-IPC se indexan los costos de operación y mantenimiento (Opex).

5.4.2 Resultado de la evaluación. Los resultados de la evaluación financiera del proyecto se muestran en la tabla 33.

Tabla 33. Resultado de la evaluación financiera

Variable	Valor
Inversión	\$ 85.435 millones
Ingresos	\$ 112.191 millones
VPN	-\$ 12.815 millones
TIR	8,64%
WACC	9,10%
PRI	16
PRID	0

De donde,

VPN: Valor presente neto, al año de inicio de ejecución del proyecto.

TIR: Tasa interna de retorno del proyecto.

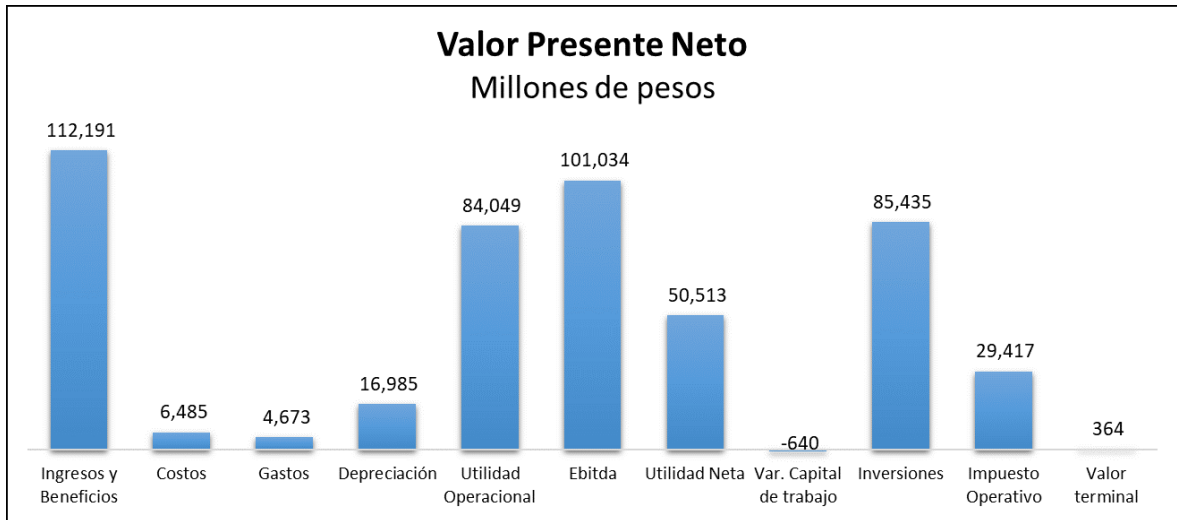
WACC: Costo medio ponderado de capital utilizado.

PIR: Periodo de recuperación de la inversión.

PRID: Periodo de recuperación de la inversión descontado.

En la gráfica 16 se muestra el estado de resultados de la evaluación.

Gráfica 16. Estado de resultados evaluación financiera.



Como se aprecia en la tabla 33, económicamente el proyecto no genera valor para la empresa, pues el retorno de la inversión es menor al costo de capital del negocio de Transmisión y Distribución de la compañía, obteniendo un VPN negativo de \$12.815 millones, este resultado obedece principalmente a las siguientes situaciones:

- a) El reconocimiento de las Unidades Constructivas asociadas al proyecto, definida en la resolución CREG 015 de 2018, es muy inferior al valor real de los activos en el mercado, encontrando un reconocimiento sólo del 58%, en dinero a pesos constantes del 2020, corresponde a \$ 37.204 millones; esta es la principal razón para no obtener un cierre financiero del proyecto.
- b) La rentabilidad del negocio de distribución en Colombia, reconocida por la CREG a los Operadores de Red, ha venido disminuyendo con el paso del tiempo, en el periodo tarifario bajo la CREG 097 del 2008, comprendido entre el 2008 y el 2017, la rentabilidad era del 13,9%; a partir del año 2022, la rentabilidad definida por la CREG bajo la resolución 015 del 2019 ha sido de 11,36%, es decir, 2,54 puntos porcentuales menos que el anterior periodo tarifario, esto corresponde a una disminución del 18,27%.

- c) El cambio de la metodología del negocio de distribución en Colombia, pasando de valor reconocido a nuevo bajo la CREG 097 del 2008 a la de costo de reposición depreciado con la CREG 015 del 2018 impacta considerablemente en los ingresos percibidos en las nuevas inversiones en activos de distribución por parte de los OR; alejándonos de la discusión de cual de las dos metodologías es mejor, es muy cierto que económicamente es notorio el impacto negativo en la evaluación financiera al utilizar la nueva metodología determinada por la CREG bajo la resolución 015 de 2018.
- d) Si bien es cierto que con la resolución CREG 015 de 2018 se incluye el concepto de ingresos para los OR asociados a los costos socioambientales y prediales de los proyectos de expansión de los SDL, estos no alcanzan a cubrir el valor real de los costos asumidos por los distribuidores, para este proyecto el déficit entre lo causado y lo reconocido es de \$ 4.270 millones, sin incluir el costo de mantenimiento de las medidas de compensación determinadas por la autoridad ambiental.
- e) El beneficio que este proyecto genera en la calidad del servicio en el SDL del área, no se ve reflejado en los ingresos económicos del mismo, lo anterior en razón a que los eventos ocurridos en los activos del STR son excluibles para el cálculo de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI así como para los indicadores de calidad individual DIU y FIU, de esta manera, en la evaluación financiera no se observa este menor costo evitado en pago de compensaciones del SDL o mayor ingreso por cumplimiento de metas de calidad media por parte del OR ESSA.
- f) El aumento sostenido de la TRM en los últimos años en Colombia impacta negativamente este tipo de proyectos de inversión, donde gran parte de los equipos de potencia, medida, control y protección son importados; de febrero del 2018, momento en que se emitió la resolución CREG 015 de 2018, a junio del

2021, se ha presentado un aumento del 30,27% en la TRM, esto es \$ 869 por cada dólar, situación que no se considera en la remuneración de la actividad de distribución por parte de la CREG, trasladando este riesgo únicamente al Operador de Red.

6. CONCLUSIONES

La Electrificadora de Santander SA ESP actualmente atiende a más de 200 mil clientes en 64 municipios de la zona sur de su zona de influencia con una infraestructura radial a nivel del Sistema de Transmisión Regional-STR; esta situación conlleva a que ante contingencias sencillas en la infraestructura eléctrica del nivel de tensión IV, se presente la interrupción del suministro del servicio de energía hasta en el 70% de los municipios que atiende ESSA.

Al analizar los eventos ocurridos en la infraestructura eléctrica del año 2020 sin aplicar a exclusiones regulatorias, se observa que la zona sur de Santander aporta el 38% y 29% de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI respectivamente del OR ESSA, situación que permite determinar la necesidad de formular un proyecto de expansión orientado no solo a garantizar el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica de la región sino que permita mejorar la calidad del servicio a los usuarios.

La propuesta de este trabajo de grado para eliminar la configuración radial consiste en la construcción de una línea de transmisión de 115 kV, con una longitud estimada de 106 km entre las subestaciones existentes San Gil y Barbosa, adicionalmente, se proyecta derivar esta nueva línea para ampliar la actual subestación Oiba, implementando la transformación 115/34,5 kV con 40 MVA de capacidad instalada.

Al modelar el proyecto de expansión propuesto en la herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia DIgSILENT, se concluye que existe viabilidad técnica para desarrollar este proyecto, pues en los tres escenarios estudiados durante el periodo de diez años de análisis, corto, mediano y largo plazo, tanto en condición normal de operación como ante contingencias sencillas, se ha encontrado una mejora en la distribución de carga de los activos del Sistema de Distribución

Local-SDL y STR, esto para transformadores de potencia como para líneas y circuitos de 34,5 y 115 kV. De otra parte, los perfiles de tensión en las barras de 13,8 kV, 34,5 kV y 115 kV de la subárea mejoran con la ejecución del proyecto, garantizando el cumplimiento regulatorio. Por último se observa que los niveles de cortocircuito si bien se aumentan en casi todas las barras de la zona sur de Santander, no representan un riesgo para la seguridad y salud de los activos.

El marco normativo y regulatorio aplicable a la formulación de un proyecto de expansión del STR en Colombia está definido en las resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 024 de 2005, 024 de 2013 y 015 de 2018 y las respectivas resoluciones modificatorias, así como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE del 2013 y la Norma Técnica Colombiana NTC 2050; en ellas se contemplan los criterios, lineamientos y procedimientos a cumplir por parte de un Operador de Red al momento de formular un proyecto que considere nueva infraestructura eléctrica en el nivel de tensión IV.

El resultado de la evaluación financiera muestra que a partir de las consideraciones de la formulación de este plan de expansión del STR en cuanto a criterios técnicos, supuestos de inversión, AOM e ingresos, este proyecto no genera valor económico para la compañía, puesto que la Tasa Interna de Retorno-TIR es menor al costo de capital del negocio, obteniendo un Valor Presente Neto-VPN negativo. Este resultado obedece principalmente a la marcada diferencia entre el costo real del proyecto versus el reconocimiento del mismo valorado en Unidades Constructivas bajo la resolución CREG 015 de 2018, obteniendo un reconocimiento del 58% de la inversión, incluso, al sumar los ingresos asociados a la gestión socioambiental y predial este reconocimiento será del orden del 81% del costo real del proyecto.

Con el fin de buscar un cierre financiero, se recomienda analizar en detalle la estrategia de ejecución del proyecto propuesto, buscando optimizar la inversión y el costo del AOM, adicionalmente realizar una gestión regulatoria ante la Comisión de

Regulación de Energía y Gas-CREG para mejorar el reconocimiento de las Unidades Constructivas asociadas a redes de nivel de tensión IV, a fin de que correspondan o acerquen a la realidad de precios comerciales en la ejecución de un proyecto de expansión de este tipo.

Se propone realizar un análisis integral de riesgos sobre los posibles impactos para la empresa si toma la decisión de no ejecutar el proyecto, en cuanto a imagen corporativa, afectación en la calidad del servicio, renunciando a posibles negocios a futuro, impacto en la economía y competitividad de la región, entre otros.

BIBLIOGRAFÍA

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución No. 015 de 2018, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2018.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución No. 024 de 2005, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2005.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución No. 024 de 2013, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2013.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución No. 070 de 1998, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 1998.

MEJÍA A. M. “Planeación óptima de sistemas de distribución considerando múltiples objetivos: costo de inversión, confiabilidad y pérdidas técnicas”, Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Proyección anual de la demanda de energía eléctrica periodo 2021-2035, Unidad de Planeación Minero Energética UPME, 2021.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE, Bogotá, 2013.

WILLIS H. L., “Power Distribution Planning Reference Book”, Inc. Second Edition, 2004.