Análisis técnico financiero en el diseño de subestaciones eléctricas

Anderson Gelvez Dueñas, Luis Miguel Villamizar Guerrero

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Hermann Raúl Vargas Torres

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ciencias Físico Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios por las oportunidades brindadas y la oportunidad de alcanzar una meta más en mi formación profesional.

A mis padres por alimentar mi espíritu para alcanzar todas las metas.

A mi hija por ser el motor de vida y la fortaleza en los momentos difíciles.

A mi compañera de vida Liliana por su comprensión, fortaleza y ejemplo de temple.

A mis hermanas como ejemplo de que cualquier meta se puede alcanzar.

A la memoria de mis abuelos Romelia, Arturo y Pablo que me cuidan desde el cielo, y a mi abuela Flor por su incansable lucha, cariño y gran ejemplo de fortaleza.

Anderson Gelvez Dueñas

Dedicatoria

Este triunfo se lo dedico primero que todo a Dios y a la Virgen María por regalarme la sabiduría y fortaleza necesaria para alcanzar esta meta tan importante en mi vida.

A mi familia, que fueron mi motor para salir adelante.

A mi padre principalmente que sin importar las dificultades y los problemas nunca dejo de apoyarme y motivarme, por darme todo el ánimo para nunca dejar de creer que podía llegar a ser alguien en la vida.

A mi madre por todo su amor, motivación, cariño y apoyo incondicional durante toda mi vida, por ser la persona más especial que tengo en mi vida.

A mis hermanos por su compañía y apoyo incondicional durante esta etapa, principalmente a Cristian por ser un gran ejemplo para todos nosotros.

Luis Miguel Villamizar Guerrero

Agradecimientos

En primer lugar, a Dios por cada oportunidad y persona que ha puesto en mi camino.

A mis padres y hermanas por su motivación y cariño a lo largo de toda una vida de esfuerzo y dedicación.

A mi compañera de vida Liliana por su paciencia, cariño, apoyo y aportes en esta nueva etapa de formación.

A mi hija por su madurez, comprensión y apoyo pese a su corta edad.

A la Electrificadora de Santander y el área de proyectos por facilitar los espacios que permitieron cumplir con los requisitos para alcanzar este título profesional.

A la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones y a la Universidad Industrial de Santander por acogerme en esta nueva formación, brindarme sus mejores recursos y herramientas para afrontar los nuevos retos profesionales que vendrán.

Anderson Gelvez Dueñas

Agradecimientos

A la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones y a la Universidad Industrial de Santander por brindarme una de las mejores experiencias de mi vida.

A mis padres y mis hermanos por acompañarme en esta etapa tan importante de mi vida.

A mis primos Alexander y David, por su apoyo y gran amistad.

A Alejandra, por su compañía, cariño, apoyo y amor.

A mi grupo de amigos por todo su apoyo y aprendizaje durante la carrera.

A los Ingenieros Néstor Gutiérrez y Sergio Gualdron por su apoyo y conocimiento durante el proyecto.

Luis Miguel Villamizar Guerrero

Contenido

Pág.

Introducción 16

1. Objetivos 20

1.1 Objetivo General 20

1.2 Objetivos Específicos 20

2. Marco teórico 22

2.1 Tecnología AIS 28

2.2 Tecnología GIS 30

2.3 Configuraciones de barraje en tecnología AIS y GIS 31

3. Marco referencial 41

3.1 Marco legal 41

3.2 Comisión de regulación de energía y gas (CREG) 42

3.3 Resolución CREG 011 de 2009 43

3.4 Resolución CREG 015 de 2018 44

3.5 Niveles de tensión definidos por la CREG 45

3.6 Estándares técnicos 47

4. Criterios de evaluación 49

4.1 Evaluación financiera de las alternativas 49

4.2 Área de intervención requerida 52

4.3 Automatización de proceso estándar IEC 61850 53

4.4 Nivel de riesgo 54

4.5 Mantenibilidad 55

5. Análisis de las alternativas 56

5.1 Evaluación financiera de las alternativas 63

5.1.1 Presupuesto (Alternativa 1) 63

5.1.2 Presupuesto (Alternativa 2) 66

5.1.3 Remuneración por parte de la CREG. 69

5.1.4 Modelo financiero. 81

5.2 Área de intervención requerida 87

5.3 Automatización del proceso norma IEC 61850 88

5.4 Nivel de riesgo 91

5.4.1 Matriz de riesgos. 92

5.4.2 Definición de riesgos. 94

5.4.3 Análisis de riesgos Alternativa 1 (AIS). 96

5.4.4 Análisis de riesgos Alternativa 2 (GIS). 96

5.5 Mantenibilidad 97

5.5.1 Frecuencias de mantenimiento alternativa 1 (AIS). 97

5.5.2 Frecuencias de mantenimiento alternativa 2 (GIS). 99

5.5.3 Evaluación de mantenibilidad. 100

6. Definición de alternativa 102

7. Conclusiones 103

8. Recomendaciones 105

Referencias bibliográficas.....107

Lista de figuras

Pág.

Figura 1. Configuración barra sencilla AIS. 32

Figura 2. Configuración barra sencilla GIS. 33

Figura 3. Configuración barra principal y barra de transferencia AIS. 34

Figura 4. Configuración barra principal y barra de transferencia GIS. 35

Figura 5. Configuración doble barra AIS. 36

Figura 6. Configuración doble barra GIS. 37

Figura 7. Configuración anillo AIS. 38

Figura 8. Configuración anillo GIS. 39

Figura 9. Configuración interruptor y medio AIS. 40

Figura 10. Configuración interruptor y medio GIS. 40

Figura 11. Línea de tiempo de la resolución CREG 015 de 2018. 45

Figura 12. Procesos del sector eléctrico colombiano. 46

Figura 13. Diagrama unifilar 230 kV (Alternativa1). 58

Figura 14. Diagrama unifilar 115 kV (Alternativa 1). 59

Figura 15. Diagrama unifilar 230 kV (Alternativa 2). 61

Figura 16. Diagrama unifilar 115 kV (Alternativa2). 62

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1. *Simbología equipos de corte* 26

Tabla 2. *Simbología transformadores de medida y descargador de sobretensiones* 27

Tabla 3. *Simbología transformadores de potencia.* 28

Tabla 4. *Valoración del proyecto (Alternativa 1).* 65

Tabla 5. *Valoración del proyecto (Alternativa 2).* 68

Tabla 6. *Remuneración por parte de la CREG (Alternativa 1).* 70

Tabla 7. *Asimilación bahía de línea 230 kV.* 73

Tabla 8. *Asimilación bahía de transformador 230 kV.* 74

Tabla 9. *Asimilación corte central 230 kV.* 75

Tabla 10. *Asimilación bahía de línea 115 kV.* 76

Tabla 11. *Asimilación bahía de transformador 115 kV.* 77

Tabla 12. *Asimilación bahía de transferencia 115 kV.* 78

Tabla 13. *Cantidades de equipos bahía de línea – configuración barra sencilla – tipo encapsulada (SF6)* 79

Tabla 14. *Remuneración por parte de la CREG (Alternativa 2).* 80

Tabla 15. *Tasa de retorno según Resolución CREG 015 de 2019.* 82

Tabla 16. *Evaluación financiera (Alternativa 1)* 83

Tabla 17. *Valores TIR y VPN (Alternativa 1)* 85

Tabla 18. *Evaluación financiera (Alternativa 2)* 85

Tabla 19. *Valores TIR y VPN (Alternativa 2)* 86

Tabla 20. *Áreas reconocidas por la CREG* 87

Tabla 21. *Ponderaciones áreas reconocidas.* 88

Tabla 22. *Requisitos IEC 61850.* 90

Tabla 23. *Matriz de riesgos.* 92

Tabla 24. *Escala para la matriz de riesgos.* 93

Tabla 25. *Definición de riesgos* 94

Tabla 26. Definición de consecuencias. 95

Tabla 27. *Matriz riesgos (Alternativa 1).* 96

Tabla 28. *Matriz riesgos (Alternativa 2)* 96

Tabla 29. *Frecuencias de mantenimiento para una bahía en subestación AIS* 98

Tabla 30. *Frecuencias de mantenimiento para una bahía en subestaciones GIS* 99

Tabla 31. *Criterios de evaluación para alternativa 1 y 2.* 103

Resumen

Título: Análisis técnico financiero en el diseño de subestaciones eléctricas*

Autores: Anderson Gelvez Dueñas**
Luis Miguel Villamizar Guerrero

Palabras clave: Subestaciones eléctricas, subestaciones convencionales, subestaciones Aisladas en Gas SF6 (GIS), niveles de tensión, IEC 61850, estándares técnicos y regulatorios.

Descripción:
El presente trabajo de grado realiza un análisis técnico-financiero para el diseño de subestaciones eléctricas en los niveles de tensión de 115 kV y 230 kV, haciendo la comparación financiera entre los costos asociados a subestaciones tipo convencionales y aisladas en gas SF6 (GIS), partiendo de un diseño tipo, con configuración interruptor y medio, para dos bahías de línea y dos bahías de transformador para nivel de tensión 230 kV, y una configuración barra principal más transferencia, de dos bahías de línea y tres bahías de transformador para nivel de tensión 115 kV.

El análisis comparativo se realiza con los precios actuales del mercado de las subestaciones convencionales y aisladas en gas SF6 (GIS) en niveles de tensión de 230 kV y 115 kV para el diseño tipo presentado, con el fin de incluir nuevas entradas a la metodología de análisis técnico-financiero existente. Además, se incluyen criterios de diseño de las subestaciones, los lineamientos establecidos en la norma IEC 61850 y se calcula el porcentaje de inversión requerido para la implementación en cada uno de los dos tipos de subestaciones presentadas.

Finalmente, y basados en el análisis realizado se dan las conclusiones y recomendaciones que podrían servir de base a un Operador de Red OR, al momento de decidir en las condiciones actuales del mercado que opción de inversión puede resultar más atractiva.

Los resultados del análisis se presentan usando porcentajes de favorabilidad a cada una de las tecnologías evaluado a través de los criterios definidos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Hermann Raúl Vargas Torres, Doctor en Ingeniería Eléctrica

Abstract

Title: Technical-financial analysis in the design of electrical substatios[*]

Authors: Anderson Gelvez Dueñas[**]
Luis Miguel Villamizar Guerrero

Keywords: Electrical substations, conventional substations, Gas Insulated Substations SF6 (GIS), tension level, IEC 61850, technical and regalatory standards

Description:
The present Bachelor Thesis perform a technical analysis for the design of electrical substations in 115 kV and 230 kV voltage level doing a financial comparison between conventional substations and gas insulated substations (GIS) cost, begining of a type design with switch and a half configuration for two line bays and two transformer bays in 230 kV voltage and a main bar plus transfer configuration with two line bays and three transformer bays in 115 kV voltage level.

The comparative analysis mades with actual market prices of conventional substations and insulated substations (GIS) in 115 kV and 230 kV voltage level for type design presented, in order to include new entries to the technical-financial analysis methodology existing. In addition in the document are included substations design criteria, guidelines established in IEC 61850 standard and the calculation the percentage of investment required for implementation in each of the two types of substations presented.

Finally, and based on the analysis performed, the conclusions and recommendations are presented and could be used as the basis of an OR Network Operator, for deciding under current market conditions which investment option may be more attractive.

The results of the analysis are presented using percentages of favorability to each of the technologies evaluated through the defined criteria.

[*] Bachelor Thesis
[**] Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Hermann Raúl Vargas Torres, Electrical Engineering doctor

Introducción

En la actualidad debido al aumento de la demanda energética del país muchos operadores de red están ampliando su infraestructura eléctrica para niveles de tensión de transmisión en 230 kV y 115 kV. Este crecimiento requerido por la demanda implica una inversión importante de recursos, dentro de los cuales se deben contemplar diversos factores de ingeniería. Además, debido a los crecientes mercados de fuentes alternativas de energía, la competitividad del mercado y la necesidad de asegurar su sostenibilidad en el tiempo los transmisores u operadores de red requieren contemplar las opciones constructivas que les permitan cumplir los requisitos regulatorios, la confiabilidad y calidad del servicio de energía prestado a los diferentes usuarios que atienden, optimizando la aplicación de sus recursos con soluciones de diseño que mejoren la relación costo-beneficio en sus construcciones de infraestructura.

Históricamente la implementación de nuevas subestaciones eléctricas en Colombia se realiza a través de diseños de subestaciones convencionales compuestas por equipos aislados en aire, instalados en patios, cumpliendo las distancias de seguridad, y ocupando extensiones de terrenos significativamente amplios en zonas que normalmente ya tienen un amplio desarrollo urbanístico o industrial. Este tipo de solución en el diseño de subestaciones es funcional y ampliamente aceptado en el sector eléctrico. Sin embargo, los costos de los terrenos, la indisponibilidad de los mismos en algunas regiones y la necesidad de ubicar las subestaciones en sitios estratégicos de los sistemas de transmisión y distribución, y no simplemente donde lo permitan los planes de ordenamiento territorial o las zonas disponibles en el mercado predial, han obligado a considerar

además de las soluciones convencionales otros tipos de tecnologías. Actualmente las soluciones de bahías compactas y tecnología GIS son las más aceptadas en el mercado.

En las subestaciones eléctricas encapsuladas (blindadas) o subestaciones aisladas en SF6 (Gas Insulated Subestations) (GIS), el elemento más importante es el hexafluoruro de azufre (SF6), gas usado como aislante de barras y equipos y también como medio de extinción en interruptores. El gas es física y químicamente inerte y no inflamable, es un dieléctrico dos o tres veces mejor que el aire a la misma presión, el coeficiente dieléctrico es aproximadamente el mismo que el aceite utilizado en transformadores. Este gas no solo es buen dieléctrico que evita que se produzcan arcos o flameos en el interior de equipos encapsulados, sino que, aún en el evento en que estos se produzcan, recobra rápidamente sus cualidades dieléctricas una vez extinguidos.

Las subestaciones GIS son particularmente adecuadas para AT y EAT, debido a sus características, que permiten reducir el tamaño de la subestación y mejorar la viabilidad financiera de la misma.

Las ventajas principales de las subestaciones GIS son:

- Menor tamaño, se requiere una superficie del alrededor del 10% al 15% para una subestación GIS, de la superficie requerida para una subestación convencional.
- La contaminación ambiental es mínima
- Menor mantenimiento
- Mayor seguridad para los operadores
- No producen radio interferencia
- Se reduce el tiempo de montaje.

Las principales áreas de utilización de las GIS son:

- Áreas industriales, urbanas y en donde sea necesario minimizar el impacto ambiental
- Zonas montañosas, costeras y desérticas
- Estaciones subterráneas
- Donde no haya otra alternativa para ampliar una subestación existente.

Algunas de las desventajas de la tecnología de subestaciones GIS son:

- Dificultad para la interconexión de equipos de diferentes fabricantes, dado que no hay un estándar para dimensiones y disposición de las partes que pueden componer la bahía, el corte, etc.
- Si no se contemplan ampliaciones futuras desde su diseño original, la implementación de las mismas en una subestación GIS puede ser muy compleja o inviable.
- Actualmente no hay mucha pluralidad de marcas en el mercado, lo cual lleva a seleccionar entre dos o tres fabricantes de equipos de este tipo, para cualquier solución de esta tecnología.

Teniendo en cuenta diferentes factores que se requieren en el análisis técnico-financiero para establecer el tipo de subestación a implementar por parte de un operador de red o transmisor, en los nuevos proyectos de subestaciones consideran aspectos de ingeniería y regulación legal vigente, que permita a los posibles inversionistas definir cuál es la solución técnico-económica más favorable para las empresas del sector eléctrico, buscando su sostenibilidad y vigencia en el mercado.

El presente trabajo de grado establece criterios, sus ponderaciones, y una propuesta metodológica para realizar la evaluación técnico-financiera de dos soluciones tecnológicas empleadas en el diseño de subestaciones de alta tensión (subestaciones convencionales aisladas en aire o subestaciones aisladas en SF6), con lo cual se podría brindar a los operadores de red y transmisores una herramienta base que permita tener mejores criterios de análisis al momento de decidir el tipo de tecnología en la cual invertir para optimizar sus recursos y mejorar su competitividad.

Asimismo, se plantean los criterios de interés, los factores de ingreso basados en la normatividad vigente, los valores de inversión basados en estudios de mercado para poder establecer bajo los criterios definidos y con ello poder determinar cuál alternativa constructiva es la más favorable para el Operador de Red (OR).

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar desde el punto de vista técnico-financiero el diseño de subestaciones eléctricas para niveles de 115 kV y 230 kV.

1.2 Objetivos Específicos

- Recopilar la información de estándares técnicos y regulatorios aplicables en el diseño de subestaciones eléctricas en niveles de tensión de 230 kV y 115 kV, aplicado a las configuraciones y subestaciones del alcance del presente proyecto.

- Hacer un análisis comparativo en los precios actuales del mercado de las subestaciones convencionales y aisladas en gas SF6 (GIS) en niveles de tensión de 230 kV y 115 kV, para las configuraciones y diseño tipo planteados en el presente proyecto.

- Incluir en los criterios de diseño de las subestaciones a comparar, los lineamientos establecidos en la norma IEC 61850 y valorar el porcentaje de valor de inversión requerido para su implementación en cada uno de los dos tipos de subestación a analizar en este proyecto.

- Hacer el análisis técnico-financiero del diseño de subestaciones eléctricas para niveles de tensión de 230 kV y 115 kV tipo convencionales y aisladas en gas SF6 (GIS), en un diseño tipo, considerando la configuración interruptor y medio para nivel de tensión 230 kV aplicada a un diseño de dos bahías de línea y dos bahías de transformador, y una configuración barra principal más transferencia para nivel de tensión 115 kV, aplicada al diseño de dos bahías de línea y una de transformador.

2. Marco teórico

Las subestaciones eléctricas se pueden definir como la representación física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual se pueden identificar 4 tipos de subestación a saber:

- Subestación de generación
- Subestación de transmisión
- Subestación de maniobra
- Subestación de distribución

En las subestaciones del tipo generación, transmisión y distribución se realiza la transformación de los niveles de tensión, con el fin de efectuar la adecuación de la energía para la entrega al sistema eléctrico que corresponde, según sea el punto de interconexión al sistema de transmisión nacional o regional o al sistema de distribución local de cada Operador de Red (OR), mientras una subestación de maniobra no tiene equipos de transformación en sus componentes.

Basados en estas definiciones se podría replantear la clasificación de las subestaciones en dos clases:

- Subestación de transformación
- Subestación de maniobra

El presente trabajo de grado se dedica a subestaciones de transformación, cuya función es adecuar niveles de tensión para los sistemas de transmisión nacional (STN) y el sistema de transmisión regional (STR).

Una subestación puede estar asociada con una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia del sistema, con transformadores de potencia cambiando la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Básicamente una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto común, barraje de la subestación, siendo el interruptor el principal componente de un circuito y complementándose con los transformadores de medida, seccionadores y pararrayos, con sistemas de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

La base del desarrollo técnico en el diseño de subestaciones la forman las nuevas tecnologías y los requisitos que imponen las regulaciones nacionales y las compañías de suministro eléctrico y el usuario final. Los logros en cuanto a la relación beneficio/costo y el desarrollo técnico han originado una rápida introducción de nuevos productos, o tecnologías en estas instalaciones eléctricas que típicamente se diseñaban y construían en tecnologías con equipos aislados entre sí por aire, por lo cual se denominaban subestación tipo AIS. Sin embargo, en los últimos años ha venido incluyéndose en el abanico de las opciones para construcción de subestaciones la tecnología GIS, cuyas ventajas y limitaciones se mencionarán en el desarrollo de este capítulo.

El diseño mecánico y eléctrico integral de las subestaciones presenta una completa gama de situaciones que debe enfrentar el equipo de ingeniería encargado del diseño, el cual debe tener en cuenta qué criterios se van a tomar para la adecuada selección de la configuración de barrajes, considerando que existen varias configuraciones que brindan diferentes grados de confiabilidad,

flexibilidad y seguridad para las subestaciones interconectadas al sistema eléctrico nacional o regional.

A continuación, se presentan algunas definiciones de términos comúnmente utilizados en el ambiente de las subestaciones eléctricas:

- **Acople:** Operación mediante la cual se acoplan los barrajes de una subestación.
- **Barraje:** Punto común de conexión de diferentes circuitos o bahías de una subestación.
- **Campo de conexión (bahía, módulo):** Conjunto de equipos para la maniobra, protección y medida de un circuito o bahía que se conecta a ella.
- **Configuración:** Arreglo dado a los equipos de maniobra de una subestación que permite definir sus propiedades y características de operación.
- **Disposición física:** Arreglo físico de los diferentes equipos y barrajes constitutivos del patio de conexión enlazados de acuerdo con el tipo de configuración de la subestación.
- **Puesta en servicio:** Procedimiento que se realiza para la puesta en operación, toma de carga de los equipos y sistemas de la subestación, para disponer en operación la instalación.
- **Equipos de patio:** Elementos electromecánicos de alta tensión utilizados para realizar la maniobra, protección y medida de los circuitos y barrajes de una subestación.
- **Interruptor:** Dispositivo de maniobra capaz de interrumpir, o establecer las corrientes nominales, sobrecarga y de cortocircuito del sistema.
- **Montaje:** Actividades que se realizan para ejecutar el ensamble y conexión de los equipos que conforman la subestación.

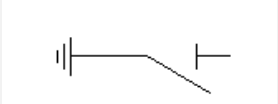
- **Dispositivo de protección contra sobretensión (DPS):** Dispositivo para la protección contra sobretensiones del sistema de potencia y sus componentes, ya sea producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante fallas.
- **Pruebas:** Conjunto de actividades que se realizan para verificar el diseño, fabricación, montaje y funcionalidad de los equipos y sistemas de la subestación, de acuerdo con las especificaciones técnicas, diseños, las condiciones operativas y las normas aplicables.
- **Seccionador:** Dispositivo de maniobra utilizado para aislar y dar corte visible a interruptores, porciones de la subestación o circuitos, generalmente para mantenimiento. En algunas configuraciones de barras se utilizan para seleccionar la forma de conectar los circuitos a los barrajes.
- **Sistema de comunicaciones:** Conjunto de dispositivos que operan en condiciones preestablecidas, que permiten el manejo de señales de comunicaciones según los requerimientos de operación de los sistemas de la subestación.
- **Sistema de control:** Conjunto de dispositivos que operan en condiciones preestablecidas y se emplean para realizar el manejo y supervisión de todos los equipos, dispositivos y sistemas instalados en la subestación.
- **Sistema de protección:** Conjunto de dispositivos que operan siguiendo condiciones preestablecidas para proteger los equipos, dispositivos y sistemas instalados y conectados en una subestación.
- **Sistemas de servicios auxiliares:** Conjunto de dispositivos de baja tensión en tensiones AC y DC, que operan para realizar el suministro de la potencia necesaria para la operación de los equipos y sistemas instalados en la subestación.

- **Sistemas secundarios:** Sistemas utilizados en la subestación para realizar control, protección, comunicaciones y suministro de servicios auxiliares.
- **Transferencia:** Maniobra mediante la cual se conmuta un circuito desde su campo de conexión hasta el barraje dispuesto en la subestación para dicho propósito.
- **Transformadores de medida:** Dispositivos de monitoreo que hacen compatibles permanentemente las señales de tensión y corriente del sistema, por medio de un acople inductivo o capacitivo.

La simbología IEC típica de representación de los equipos de una subestación se presenta a continuación:

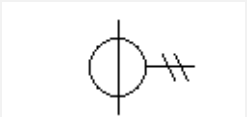
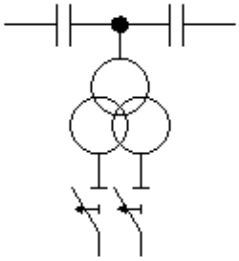
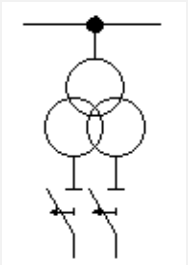
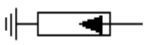
En la Tabla se muestra la simbología de los equipos de corte: Interruptor, seccionador y cuchilla de puesta a tierra.

Tabla 1. *Simbología equipos de corte*

Símbolo	Descripción
	Interruptor
	Seccionador
	Cuchilla De Puesta A Tierra

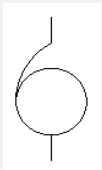
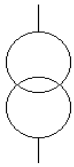
En la Tabla 2 se muestra la simbología de los transformadores de medida: transformador de corriente, transformador de tensión capacitivo y transformador de tensión inductivo; además del dispositivo de protección contra sobretensiones.

Tabla 2. *Simbología transformadores de medida y descargador de sobretensiones*

Símbolo	Descripción
	Transformador De Corriente
	Transformador De Tensión Capacitivo
	Transformador De Tensión Inductivo
	Dispositivo De Protección Contra Sobretensiones

En la Tabla 3 se muestra la simbología de transformadores de potencia: Autotransformador de potencia y transformador de potencia.

Tabla 3. *Simbología transformadores de potencia.*

Símbolo	Descripción
	Autotransformador De Potencia
	Transformador De Potencia

2.1 Tecnología AIS

La construcción de subestaciones eléctricas de media y alta tensión se puede adjudicar a inicio del siglo XX, cuando las redes eléctricas empezaron a ampliarse, en aquella época los interruptores de potencia eran voluminosos y complicados desde el punto de vista mecánico y eléctrico, requerían supervisión constante y mantenimiento frecuente. Era muy común tener cortes de energía eléctrica en el sistema por temas de mantenimiento. Las indisponibilidades empezaron a reducirse con la invención del seccionador que, junto a la implementación de nuevas configuraciones como doble barra, doble barra más barra de transferencia, para más adelante implementar configuraciones de interruptor y medio o doble interruptor, para mejorar los índices de indisponibilidad por fallas o mantenimiento.

Los avances tecnológicos en los equipos de corte por parte de los fabricantes se han centrado en simplificar los mecanismos, reducir los tamaños de los equipos y su confiabilidad disminuyendo la frecuencia requerida de mantenimiento.

Con la necesidad de implementar los sistemas de protección se introdujeron entre los componentes de las subestaciones los transformadores de medida, los cuales inicialmente eran equipos de gran tamaño, con capacidades de potencia para alimentar equipos de burden bajo, además de sus funciones de llevar los valores primarios de potencia a valores secundarios de baja tensión para entregarlos a los equipos de medida, control y protección.

Además de las mejoras implementadas por los diferentes fabricantes, las subestaciones convencionales o AIS siguen manteniendo el principio de diseño desde su concepción, el cual es básicamente equipos individuales instalados en estructuras propias, separados entre sí por aire a las condiciones ambientales del lugar de instalación.

Normalmente las distancias entre equipos están definidas por las condiciones atmosféricas y geográficas del sitio de instalación. Para garantizar el aislamiento según el nivel de tensión de operación y los estudios eléctricos realizados, la interconexión entre equipos de una misma bahía y/o fase se realiza mediante conductores desnudos (conexión aérea) o barrajes rígidos.

Como ventajas principales de esta tecnología se destacan:

- Proceso de instalación relativamente sencillo.
- Inspección visual de equipos para identificar desperfectos.
- Tecnología con mayor volumen de instalación en la mayoría de los sistemas eléctricos del país.
- Menor costo por equipo.

Como desventajas comparativas con la tecnología GIS, se tiene:

- Área requerida para implementación entre un 70 y 90% mayor que los sistemas GIS.
- Mayores frecuencias de mantenimiento.
- Alto riesgo eléctrico para los operadores por contacto directo.
- Mayor intervención en obras civiles.
- Mayores riesgos de contaminación por derrames.

2.2 Tecnología GIS

Las subestaciones aisladas en SF6 (Gas Insulated Substations) fueron introducidas en el mercado al final de la década de 1960, con sus primeros proyectos en Estados Unidos y Europa, durante el último decenio han llegado a poseer una tecnología ampliamente aceptada, abriendo nuevos caminos en el diseño de subestaciones.

En las subestaciones aisladas en SF6 se encuentran los mismos equipos que en la subestación convencional, pero con dimensiones reducidas, que puede implementarse en aplicaciones en interiores y exteriores

La subestación GIS es buena solución donde:

- El espacio es reducido
- Las condiciones climáticas son delicadas (Cerca al mar)
- La contaminación en el medio ambiente es alta (Zonas industriales)
- Reducción de mantenimiento

La subestación denominada GIS es un conjunto de equipos de conmutación, media y corte aislados en gas SF6. El conjunto de equipos es compacto y contenido junto al gas en una carcasa metálica conectada a tierra, en la que actúa como envolvente inicialmente del medio de aislamiento (SF6). En la envolvente generalmente se contienen además del gas los interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y tensión, que conforman una bahía o corte según corresponda en la configuración objeto de análisis.

Algunas definiciones importantes:

- **Barraje**: Conductor rígido en el interior de la subestación encapsulada encargado de transportar la corriente.
- **Envolvente**: Cubierta exterior de la subestación encapsulada que contiene los equipos y el gas SF6.
- **SF6**: Hexafluoruro de azufre. Gas dieléctrico inodoro, incoloro, no inflamable, no tóxico y químicamente inerte.

2.3 Configuraciones de barraje en tecnología AIS y GIS

Existen diferentes tipos de configuración de barrajes basados en principios de confiabilidad, flexibilidad y seguridad para la subestación en diseño, los cuales pueden implementarse tanto en tecnología AIS como en GIS. A continuación, se hará una breve descripción e ilustración de las configuraciones más utilizadas para niveles de AT y EAT:

- **Barra sencilla**

Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta. Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra, o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor.

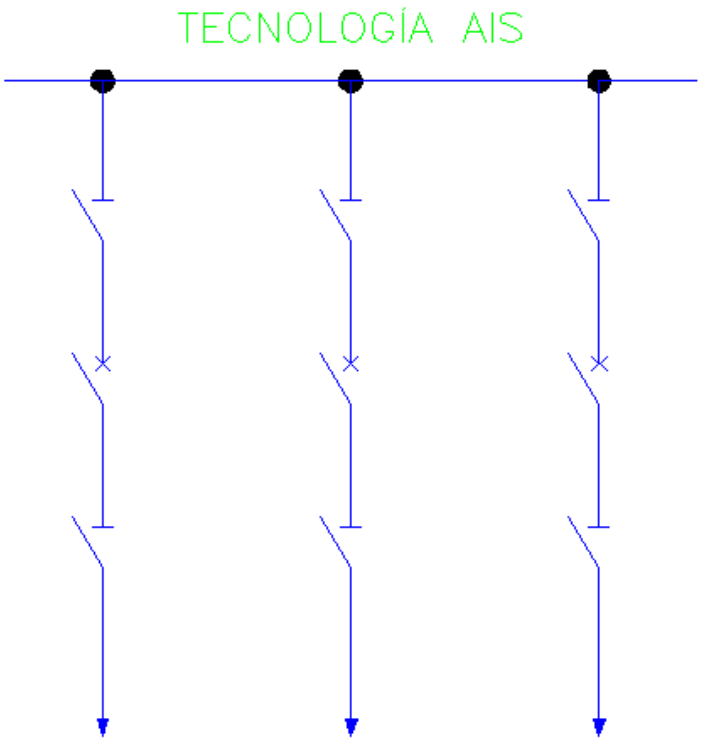


Figura 1. Configuración barra sencilla AIS.

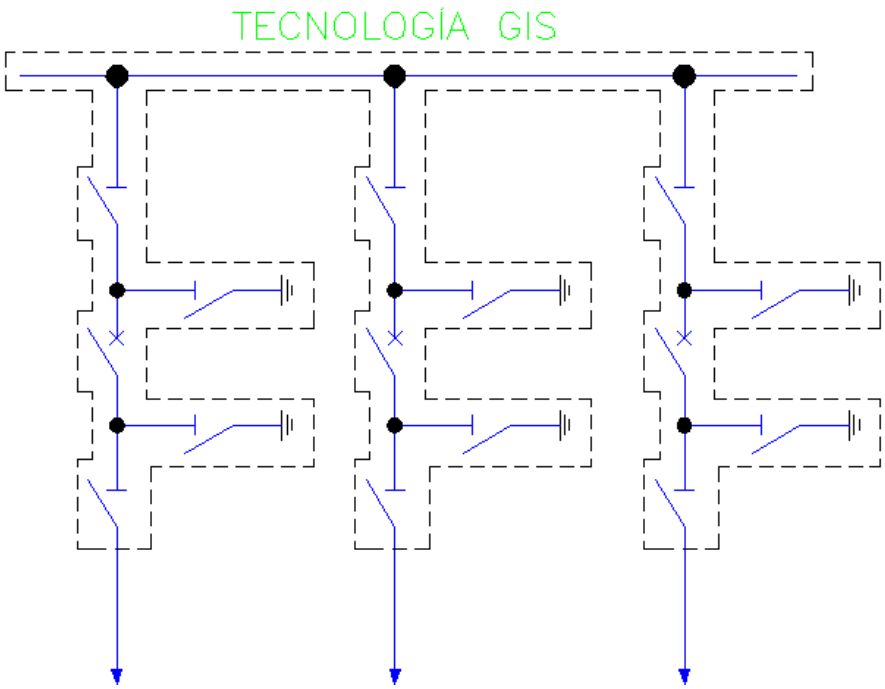


Figura 2. Configuración barra sencilla GIS.

- **Barra principal y barra de transferencia**

Con esta configuración cada circuito se puede conectar por medio del interruptor de transferencia a la barra de igual nombre, conservando en esta forma el servicio del circuito respectivo durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo, siempre y cuando no existan fallas en el circuito, lo que implica una buena confiabilidad de la configuración bajo estas circunstancias, siempre y cuando no se presenten fallas en otro circuito durante el tiempo en el que se tiene una bahía transferida.

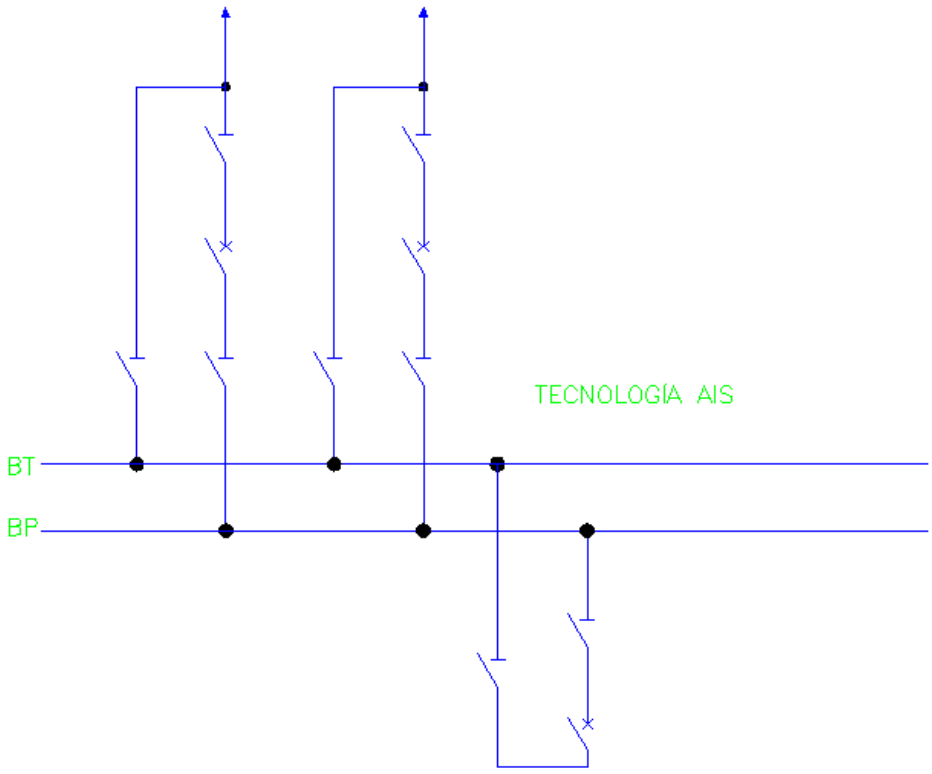


Figura 3. Configuración barra principal y barra de transferencia AIS.

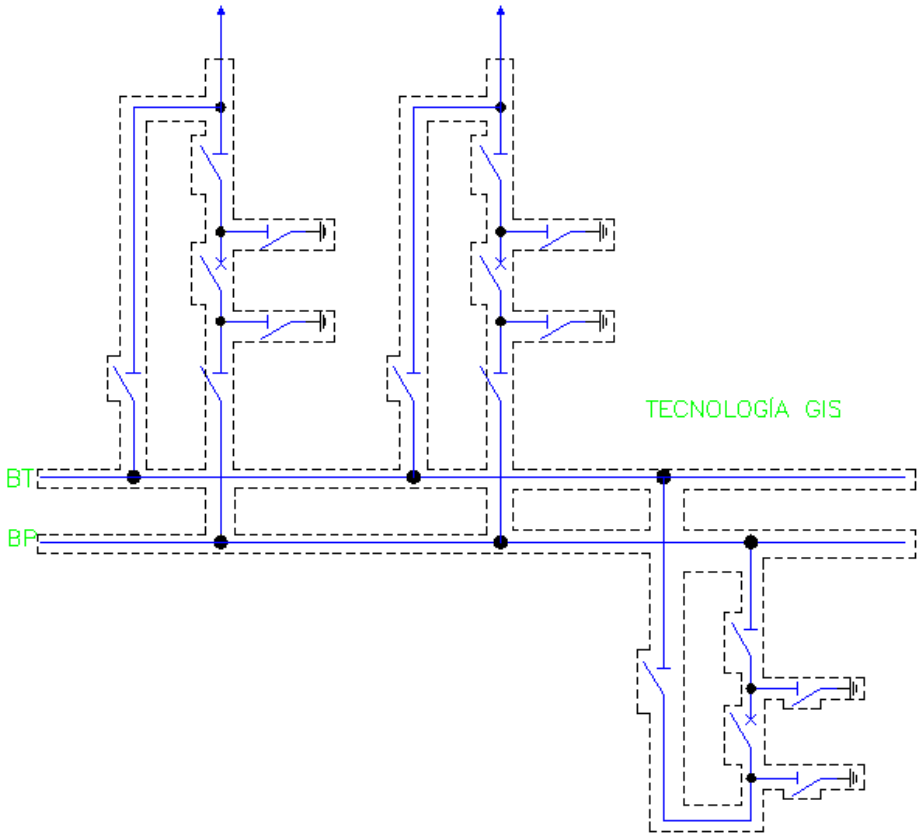


Figura 4. Configuración barra principal y barra de transferencia GIS.

- **Doble barra**

Esta configuración permite flexibilidad al facilitar separar circuitos conectándolos a cada una de las barras, para poder así dividir sistemas; también tiene confiabilidad de servicio, ya que es posible bajo un adecuado diseño transferir todas las cargas a una sola de las barras, ante una falla de la otra o por requerimiento de mantenimiento de uno de los barrajes. Una importante aplicación de esta configuración se da en zonas con alta contaminación en donde es frecuente requerir la desconexión de uno de los barrajes o de interruptores para actividades propias de mantenimiento. La flexibilidad de esta configuración también permite usar el interruptor de

acople de barras como medio de seccionamiento, dando la opción de conectar a una u otra barra circuitos de la misma fuente evitando realizar cruces de las líneas de entrada de la subestación.

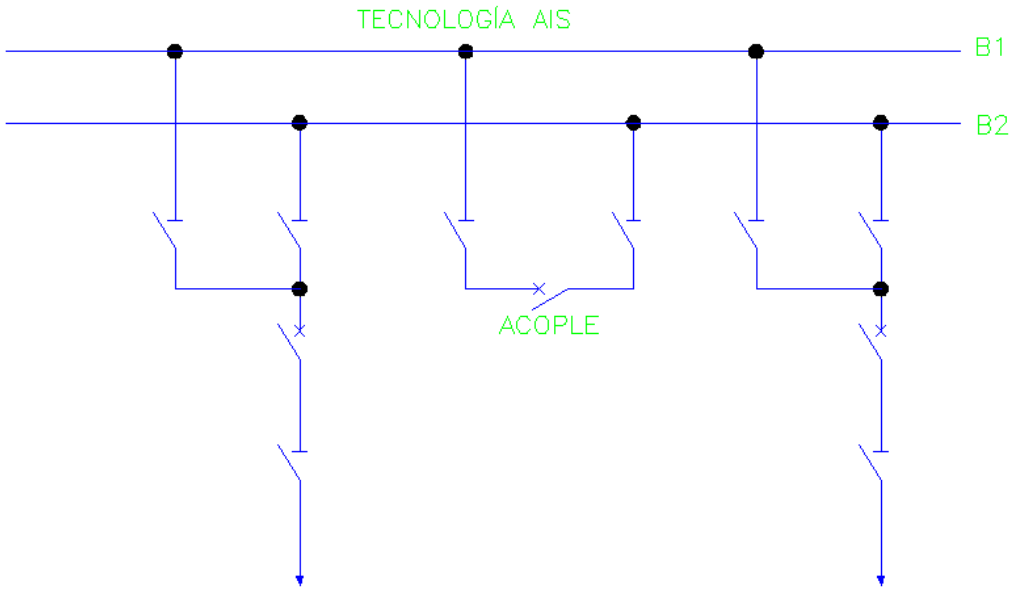


Figura 5. Configuración doble barra AIS.

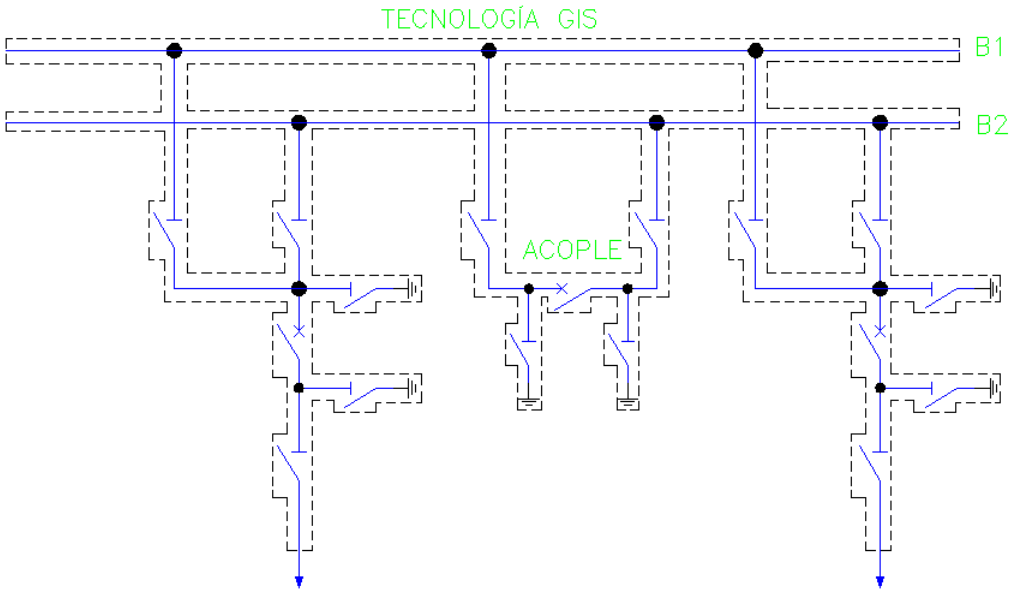


Figura 6. Configuración doble barra GIS.

- **Anillo**

Esta configuración es propia de la tendencia americana de confiabilidad de servicio ante falla de uno de los interruptores. En ella no existe una barra colectora propiamente dicha, sino que la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo conformado por interruptores, conectando los circuitos entre cada dos de ellos. En caso de requerir aislar un circuito es necesario la apertura de los dos interruptores correspondientes, lo cual causa la apertura del anillo. Si se requiere aislar un circuito por un periodo largo, se debe abrir el seccionador de conexión del mismo en su derivación para luego cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo, manteniendo su confiabilidad.

Esta configuración es considerada económica y segura, además de confiable, pero no posee flexibilidad para expansiones.

Los principales puntos de atención o desventajas de esta configuración se presentan en sus esquemas de protección y medida, debido a la posible variación de los sentidos de flujo en presencia de una falla.

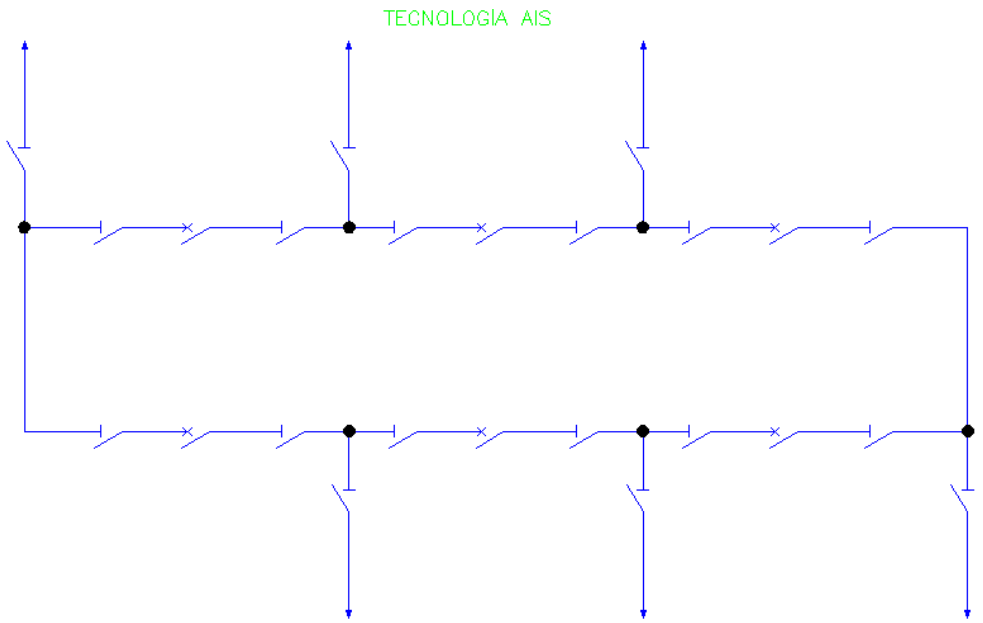


Figura 7. Configuración anillo AIS.

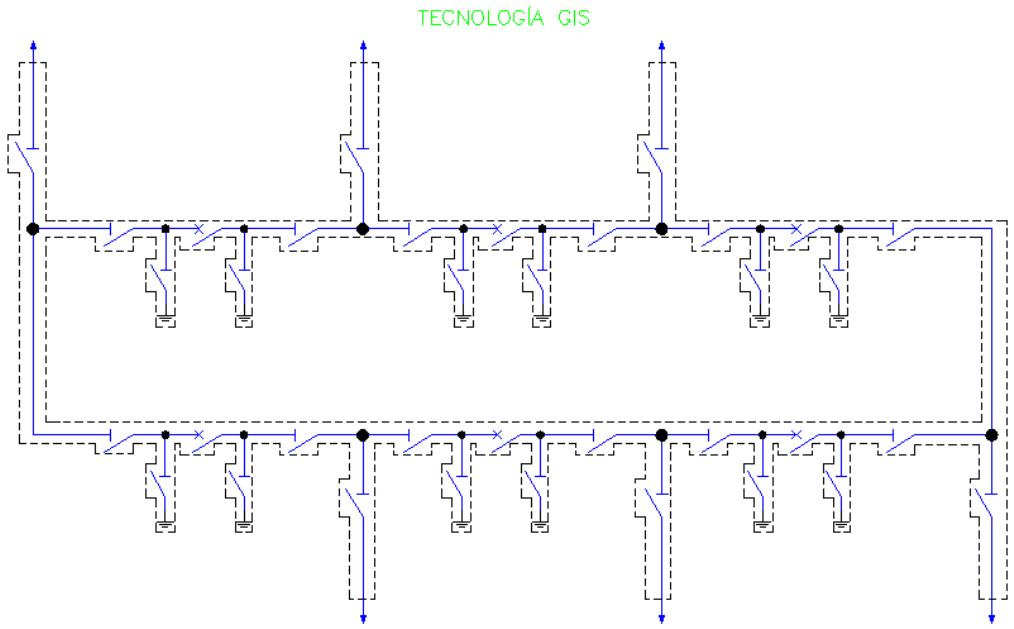


Figura 8. Configuración anillo GIS.

- **Interruptor y medio**

La configuración de interruptor y medio debe su nombre al hecho de requerir tres interruptores por cada dos circuitos o salidas. A cada grupo de tres interruptores, se le denomina diámetro, La conexión del diámetro se hace entre los dos barrajes principales. Esta configuración permite hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin necesidad de suspender el servicio ni alterar el sistema de protección. Otra de las cualidades del interruptor y medio es que ante una falla en un barraje no se interrumpe el servicio en ningún circuito, presentando con esto un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con las dos barras energizadas y con todos los interruptores cerrados lo cual sacrifica su grado de flexibilidad.

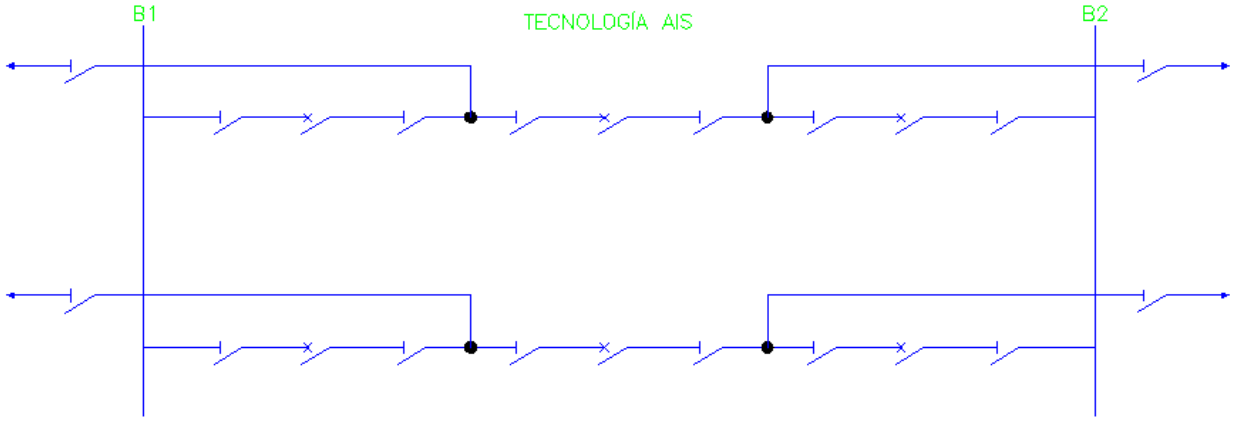


Figura 9. Configuración interruptor y medio AIS.

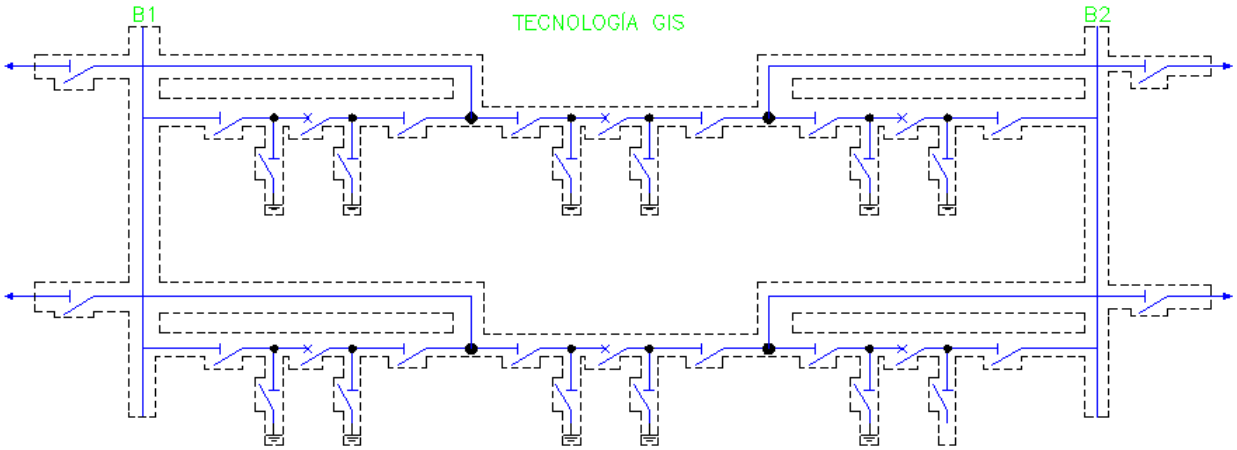


Figura 10. Configuración interruptor y medio GIS.

3. Marco referencial

3.1 Marco legal

En Colombia el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios y los negocios asociados con el sector energético vigentes se establecieron en las leyes 142 y 143 de 1994.

La ley 142 de 1994 establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios bajo la intervención del estado para fijar las reglas de competencia para garantizar la calidad, la cobertura, satisfacción de necesidades básicas, continuidad del servicio, accesibilidad y un régimen tarifario justo. La ley define en su contenido los instrumentos para la intervención estatal, cuáles son los servicios públicos domiciliarios básicos, los alcances y competencias de los gobiernos municipales, departamentales y nacional, los derechos de los usuarios, las definiciones requeridas para interpretar los términos y la ley, así como quienes está habilitados para ser prestadores de servicios públicos, los regímenes tributarios y contractuales entre otras bases jurídicas para la reglamentación de la prestación de los servicios públicos. También la ley establece los alcances y funciones de las comisiones de regulación y de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios.

La ley 143 de 1994, establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en Colombia. En la ley se define que hace parte de las funciones del ministerio de Minas y Energía; la regulación, la planeación, la coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con la prestación

del servicio público de electricidad, así como la definición de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro del manejo integral, eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país. En esta ley se reiteran los principios de intervención del estado promoviendo la libre competencia en las actividades del sector energético, regular los monopolios, proteger los derechos de los usuarios, asegurar la incorporación de los aspectos ambientales y garantizar la cobertura en los diferentes sectores del país. Se establecen las definiciones especiales asociadas al sector energético, la responsabilidad de realizar la planeación de la expansión del sistema eléctrico para el corto, mediano y largo plazo asegurando la flexibilidad para adaptarse a los cambios de las condiciones técnicas, ambientales, financieras y demás que garanticen la confiabilidad del sistema eléctrico nacional. Las funciones de regulación para el sector eléctrico quedan a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), sostenida por los recursos de todas las entidades sometidas a su regulación, con un límite de contribución que en ningún caso podrá sobrepasar el 1% del valor de los gastos de funcionamiento, excluyendo los gastos operativos, compras de electricidad, combustibles y peajes.

En la ley se establece la responsabilidad y funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y las reglas de la tarificación.

3.2 Comisión de regulación de energía y gas (CREG)

La comisión de regulación de energía y gas es un organismo nacional encargado de regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos de

manera técnica, independiente y transparente, que promueve el desarrollo sostenido de dichos sectores, según se establece en la ley 142 y 143 de 1994.

Dentro de las funciones de la CREG se encuentran regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando no sea posible la competencia, promover la competencia asegurando la eficiencia económica del mercado y la calidad del servicio. Preparar proyectos de ley para someter a consideración del gobierno y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que sean necesarios. Fijar tarifas y factores tarifarios, establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y coordinación de la operación del SIN, según los conceptos del Consejo Nacional de Operación (CON) entre otras, que pueden encontrarse en la página oficial de la CREG.

3.3 Resolución CREG 011 de 2009

Mediante esta Resolución se adopta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión.

Esta Resolución aplica a todos los agentes económicos que prestan el servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y a los usuarios que utilizan el servicio. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta además de

las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG.

La actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional se remunerará con la metodología de ingreso regulado, conforme a lo establecido en esta Resolución.

3.4 Resolución CREG 015 de 2018

Mediante esta resolución se adopta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.

En virtud de lo dispuesto en el Capítulo V de la Ley 142 de 1994, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años y continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas; no obstante, la Comisión deberá iniciar la actuación administrativa para fijar las nuevas tarifas.

En la resolución CREG se describen algunos conceptos de importancia:

- **Unidad constructiva, UC:** conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.
- **AOM:** valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL. Para el STN la remuneración del AOM está definida en la resolución 011 de 2009.

- **Índice de precios del productor, IPP**: corresponde al índice de precios del productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el Departamento Nacional de Estadística, DANE.

A continuación, en la Figura 11 se muestra la línea de tiempo para la resolución CREG 015 de 2018.

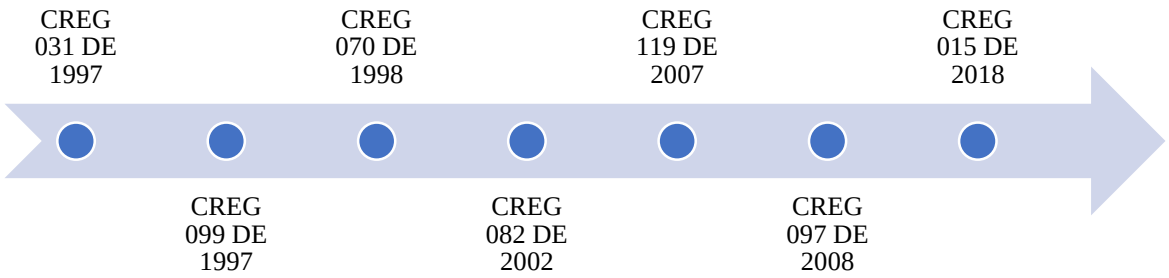


Figura 11. Línea de tiempo de la resolución CREG 015 de 2018.

3.5 Niveles de tensión definidos por la CREG

El presente trabajo de grado se enfoca específicamente en la actividad de transmisión asociada al mercado de energía en Colombia. Para el presente trabajo de grado se centra el interés en los nodos eléctricos del sistema de transmisión nacional y regional, es decir en las subestaciones.

El negocio de la energía eléctrica en Colombia se encuentra regulado por la CREG, que adicionalmente se consideran como parte de la cadena de negocio y suministro las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización como se ilustra en la Figura 12 desde la generación hasta los usuarios.

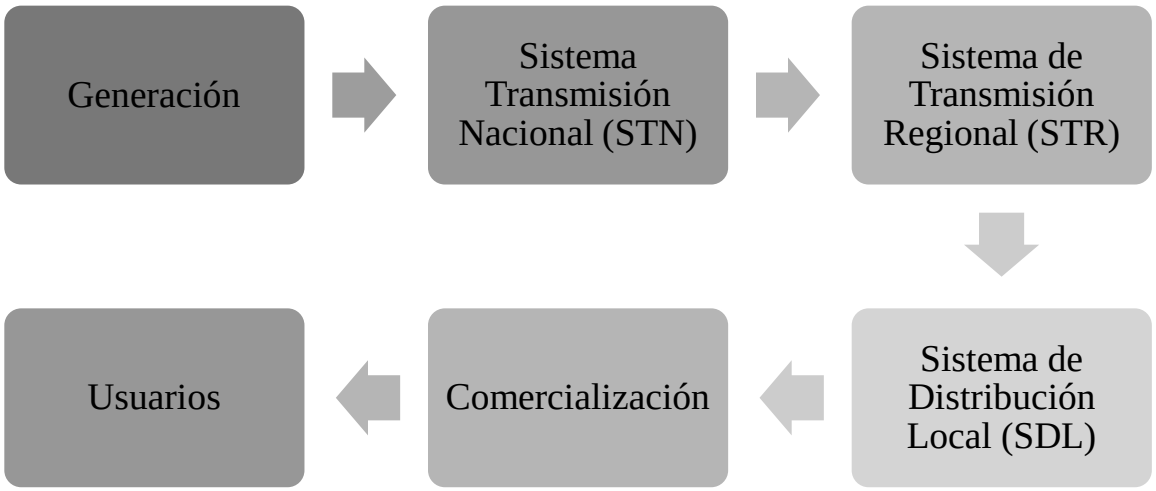


Figura 12. Procesos del sector eléctrico colombiano.

Adicionalmente y con el fin de asegurar que los conceptos sean claros para el lector a continuación, se presentan algunos conceptos definidos por la CREG para STN y STR que hacen referencia a los niveles de tensión de interés en el presente trabajo de grado:

Sistema de Transmisión Nacional, STN: Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Sistema de Transmisión Regional, STR: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del Operador de Red (OR) o el Transmisor Regional (TR) al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.

Niveles de tensión: los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

3.6 Estándares técnicos

Para el presente proyecto de grado se ha establecido el uso de los estándares técnicos IEC como referencia para aplicación en el diseño de subestaciones eléctricas, por lo tanto, en la recopilación de la información se tuvieron en cuenta los siguientes:

- IEC 60038 (2009) “IEC Standars Voltages”
- IEC 61869-1 (2007) “Instrument Transformers –Part 1: General requirements”

- IEC 61869-2 (2012) “Instrument transformers –Part 2: Additional requirements for current transformers”.
- IEC 61869-3 (2011) “Instrum2ent transformers –Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers
- IEC 61869-5 (2011) “Instrument transformers –Part 3: Additional requirements for capacitor voltage transformers”
- IEC 60076-1 (2011) “Power transformers - Part 1: General”
- IEC 60076-3:2013+AMD1:2018 CSV Consolidated versión “Power transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air.
- IEC 60099-5 (2018) Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations”
- IEC 60376:2018 “Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF6) and complementary gases to be used in its mixtures for use in electrical equipment”
- IEC 61850:2019 SER Series “Communication networks and systems for power utility automation - ALL PARTS”
- IEC TR 61850-1:2013 “Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview”
- IEC 61850-3 :2013“Communication networks and systems for power utility automation – Part 3: General requirements”
- IEC 61850-4 :2011 “Communication networks and systems for power utility automation – Part 4: System and project management”
- IEC 61850-5: 2013 “Communication networks and systems for power utility automation – Part 5: Communication requirements for functions and device models”

4. Criterios de evaluación

Con el fin de establecer los criterios de análisis para el cumplimiento de los objetivos, en esta sección se presentan los puntos de referencia considerados y los porcentajes de impacto en la metodología planteada en este trabajo de grado para el análisis en la comparación imparcial sobre las dos alternativas tecnológicas planteadas para nuevos proyectos de subestaciones eléctricas en el STN de Colombia.

4.1 Evaluación financiera de las alternativas

Es importante tomar en cuenta que los proyectos de infraestructura en el sector eléctrico requieren valores de inversión inicial que solo puede soportar un músculo financiero robusto y sólido. En general en el sector eléctrico colombiano se hace a través de grupos empresariales que tienen su capital en sociedades corporativas que se dedican al negocio de transmisión de energía u operación de redes de transmisión o distribución. Estas empresas u organizaciones deben realizar una serie de estudios y administrar herramientas financieras que les permitan evaluar la viabilidad de los proyectos.

Una vez hecha esta introducción, se puede comprender que el valor de la inversión inicial de un proyecto para la construcción de una subestación eléctrica tiene en sus componentes principales, con base en la regulación vigente, al menos los siguientes focos de interés:

- Licencias
- Ingeniería
- Compra de equipos
- Obras civiles
- Montaje e instalación
- Pruebas y puesta en servicio

Todos estos focos suman los valores de inversión inicial que se deben tener disponibles por parte de un inversionista y los valores por componentes tienen en general dos posibles fuentes de información.

La primera fuente de información para el inversionista es la regulación vigente, la cual en el mercado eléctrico colombiano establece las tarifas de reconocimiento de los activos vinculados a la prestación del servicio de energía eléctrica. Para el caso del actual trabajo de grado y tomando en cuenta que los niveles de tensión de interés son 230 kV (considerado nivel de STN) y 115 kV (Nivel 4 de tensión en Colombia) se tienen por vigencia las resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 015 de 2018 respectivamente.

La segunda fuente de información yace en el mercado dominado por las leyes de oferta y demanda, en la cual las empresas especializadas en las etapas del proceso desde la ingeniería hasta la puesta en marcha de un proyecto de esta naturaleza definen los precios de sus servicios al inversionista. Actualmente en la fase inicial de los proyectos, para la formulación y análisis se manejan estudios de mercado, los cuales consisten en establecer las necesidades mínimas de la subestación eléctrica que se pretende implementar, se hace un estimado inicial de cantidades y una descripción simplificada de los alcances de las actividades, con esta información se hace una

consulta a varios proveedores especializados en las actividades específicas. Para establecer el valor de mercado se usan diversas técnicas que establecen las áreas internas de las empresas inversionistas (Transmisores u OR) como son:

- Valor promedio
- Menor Valor
- Mayor Valor

Para efectos del presente trabajo se toma el valor medio del sondeo de mercado como valor referencial del presupuesto de inversión requerido.

Para efectos de evaluación del criterio se hará una evaluación financiera en la cual los egresos estarán asociados con los valores de inversión requerida, mientras los ingresos se tomarán de los valores de reconocimiento regulatorio para determinar los indicadores financieros de Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN) y se asignará una 25% de favorabilidad a la solución tecnológica que presente una TIR mayor y un 15% a la alternativa cuya TIR sea inferior.

Aunque la comparación se hará entre las dos alternativas propuestas, la viabilidad de las mismas se validará con el factor de referencia del costo promedio de capital WACC, comparando que la TIR del proyecto sea superior al WACC.

4.2 Área de intervención requerida

Como se ha planteado desde la introducción en este trabajo, para la condición poblacional actual del territorio colombiano, especialmente en las zonas geográficas asociadas al sistema interconectado nacional y la creciente demanda de energía, es necesario tomar en cuenta cómo están conformados los planes de ordenamiento territorial (POT) de la zona de influencia del inversionista o del sistema al cual se interconectará la nueva subestación. La importancia de revisar los POT, radica en que la definición del uso de los suelos del territorio nacional en Colombia está en manos de los entes de gobierno municipal, departamental y nacional según sea el caso y que los mismos establecen las restricciones que podrían hacer inviable la construcción de una subestación eléctrica de alta tensión en determinado punto geográfico, así sea el óptimo según análisis de comportamiento del sistema eléctrico de la zona o región.

Tomando en cuenta las anteriores consideraciones, es evidente que en zonas de alta densidad poblacional sea importante que el área requerida para una obra de este tipo sea la menor posible, por lo cual en este tópico se asigna una porcentaje de influencia del 20% a la solución tecnológica que logre incluir la totalidad de los equipos y sistemas requeridos para la puesta en servicio confiable y segura de una subestación eléctrica del tipo analizado en la presente propuesta en la menor área, a la alternativa con mayor área requerida se le asignará un porcentaje del 10%.

4.3 Automatización de proceso estándar IEC 61850

Teniendo en cuenta el desarrollo de sistemas de automatización de procesos, desde hace ya varios años los comités técnicos de diferentes asociaciones internacionales como la IEC e IEEE han venido trabajando en posibles soluciones para la estandarización del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) eléctricas, como resultado de este esfuerzo en la historia se han desarrollado algunos protocolos de comunicación. Sin embargo, el que ha logrado mayor aceptación a nivel internacional y ha compilado hasta la fecha la mejor estandarización para asegurar la interoperabilidad entre los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs, por sus siglas en inglés) de diferentes fabricantes ha sido el estándar IEC 61850 “Communications Networks and systems in substations”.

Este protocolo que fue publicado en primera versión en 2003 ha establecido un modelo de comunicación entre los equipos destinados al control, monitoreo y manejo de información en las subestaciones eléctricas cumpliendo la asignación de nodos lógicos y una estructura de comunicación jerárquica de acuerdo con los niveles de mando y control en el proceso, con la fortaleza adicional de permitir la interoperabilidad entre IEDs de diferentes fabricantes sobre una misma red de área local (LAN-Local Área Network), sin la necesidad de transductores o equipos adicionales para compartir información entre ellos o con un procesador o centro de control centralizado.

En la actualidad en Colombia y el mundo, el protocolo es usado en la red LAN de subestaciones eléctricas para el establecimiento de las comunicaciones entre equipos y permite además de la operación automática de la subestación el cumplimiento de los requisitos para entrada de nuevos activos al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y al Sistema de

Transmisión Regional (STR), definidos en el acuerdo CNO 646, que exige el reporte de los anexos asociados a las señales de SCADA, las cuales son gestionadas mediante el Sistema de Automatización de Subestaciones SAS, aplicando el estándar IEC 61850.

Teniendo en cuenta este requisito del acuerdo del Consejo Nacional de Operación el presente trabajo de grado analiza dentro de los criterios para la selección de la alternativa de diseño de nuevas subestaciones eléctricas que las mismas contemplen el estándar IEC 61850. Igualmente las resoluciones aplicadas para análisis de las remuneraciones vigentes como son la CREG 011 de 2009 y la CREG 015 de 2018 para los niveles de tensión STN y nivel 4 respectivamente, reconocen como parte de los activos remunerados los asociados al sistema SCADA. Por lo tanto, se ha establecido para las dos alternativas planteadas en el presente trabajo la revisión del cumplimiento regulatorio en cada una de las soluciones tecnológicas y su aplicación del estándar IEC 61850, dando un ponderado de 15% a la solución o soluciones que cumplan los requisitos del estándar y los regulatorios y del 10% a la alternativa que no cumpla o de desvíe de los requisitos.

4.4 Nivel de riesgo

Actualmente en las instalaciones industriales de todos los sectores productivos es importante asegurar que los niveles de riesgo para las personas, las instalaciones y los sistemas sean controlados o mitigados a niveles manejables desde el punto de vista de controles empresariales.

Establecida esta necesidad es claro que los diseños y construcciones de subestaciones eléctricas no deben ignorar este importante criterio; para lo cual en este trabajo de grado se ha

establecido el mismo como factor de peso en la selección de una de las dos soluciones tecnológicas planteadas en el comparativo.

El criterio de peso asignado se ha establecido en un 20% para la solución tecnológica que garantice que la construcción y operación de subestación tiene el menor nivel de riesgo en su evaluación y un 10% a la otra solución.

4.5 Mantenibilidad

La mantenibilidad de un equipo, activo o sistema se puede definir como la probabilidad de que dicho elemento pueda regresar a un estado de funcionalidad normal una vez ocurrida una falla o avería. Sin embargo, la mantenibilidad también se puede considerar como la frecuencia con que un equipo requiere la realización de tareas de mantenimiento, para garantizar la funcionalidad del mismo durante su vida útil. Algunos autores denominan dichas actividades como mantenimiento preventivo, el cual por definición se realiza de manera periódica para la prevención de fallas, mediante tareas de lubricación, limpieza, reemplazo de partes, etc. Teniendo en cuenta estas definiciones es evidente que los diseños de nuevas subestaciones eléctricas deben contemplar también la frecuencia con la cual sus equipos asociados requieren intervenciones por mantenimiento y si en caso de falla pueden restablecerse a su estado operativo, de manera oportuna y viable.

Basado en lo anterior y considerando las condiciones e información disponible sobre los equipos a utilizar en cada una de las dos alternativas objeto de análisis en la presente propuesta se va a asignar un 20% a la alternativa que presente menor frecuencia de intervención por mantenimientos preventivos, lo cual implica una menor tasa de indisponibilidad de los activos y

se asignará un 10% a la alternativa que cuente con mayor necesidad de intervención por mantenimiento.

5. Análisis de las alternativas

Para realizar el análisis técnico financiero se plantearon dos alternativas correspondientes a una subestación eléctrica con nivel de tensión 230/115 kV.

De acuerdo con lo anterior, en la alternativa 1 se propone una subestación completamente convencional con equipos de potencia, corte y medida convencionales de tipo exterior y para la alternativa 2 se propone una tecnología GIS (Gas Insulated Subestation) donde en esencia los equipos están aislados en gas (SF6).

A continuación, se describen configuraciones de las alternativas propuestas:

- **Alternativa 1 (Subestación Convencional):**

En la Figura 13 se muestra el diagrama unifilar del patio 230 kV, configuración interruptor y medio. Cuenta con dos (2) bahías de línea y dos (2) bahías de transformador dotada con equipos convencionales, dos (2) autotransformadores de 230/115 kV de 90 MVA, con su respectiva bahía de conexión al nivel de tensión de 230 kV.

En la Figura 14 se muestra el diagrama unifilar correspondiente al patio 115 kV, con una configuración barra principal más transferencia. Cuenta con dos (2) bahías de línea y una (1) bahía de transformador, dotada de equipos convencionales. Asimismo cuenta con un (1)

transformador de 115/34.5 kV de 40 MVA con su respectiva bahía de conexión al nivel de tensión 115 kV que, para el caso de estudio del presente documento, el alcance se propone hasta los bornes del lado de baja de transformador, por lo que no se tiene en cuenta ningún elemento asociado al nivel de tensión de 34.5 kV.

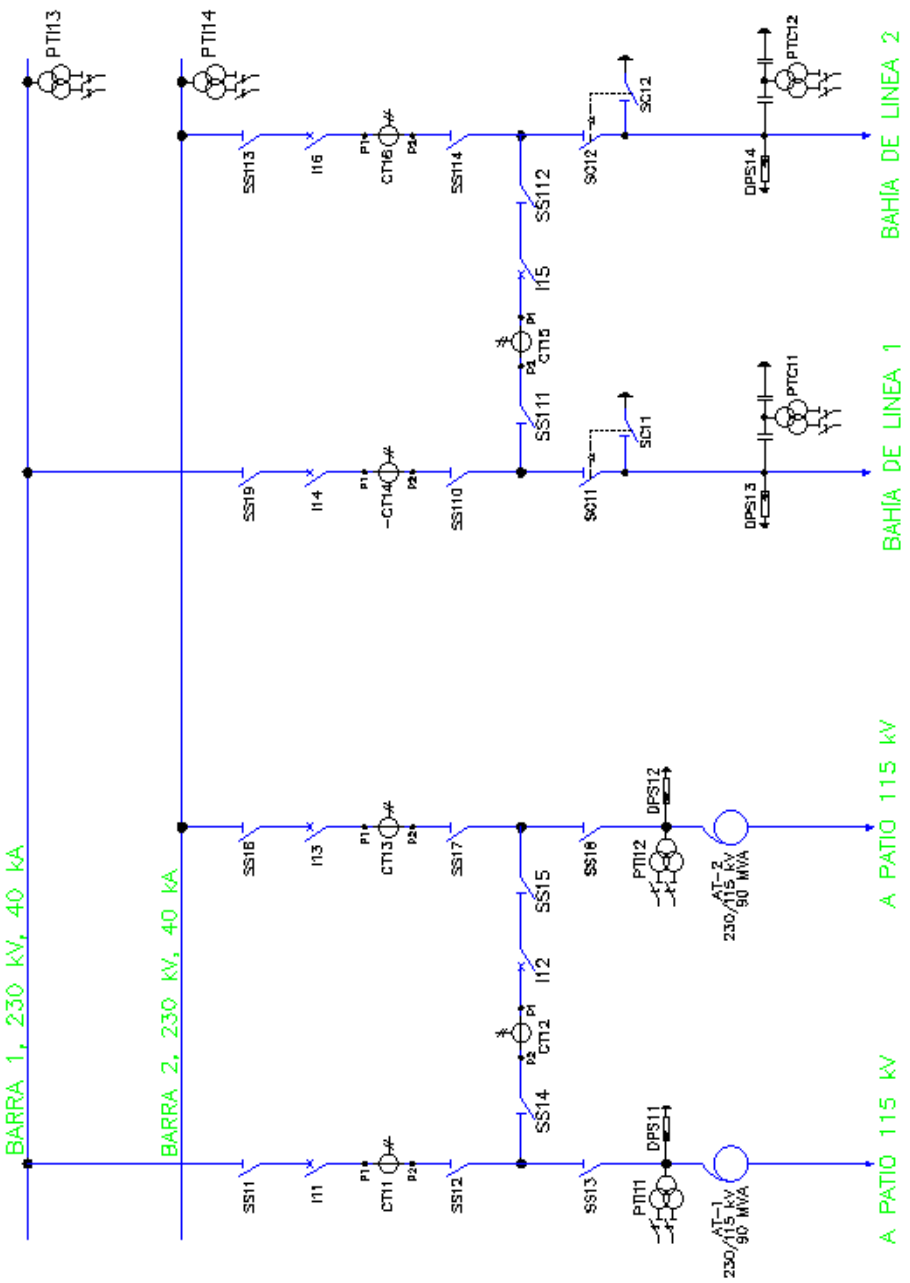


Figura 13. Diagrama unifilar 230 kV (Alternativa1).

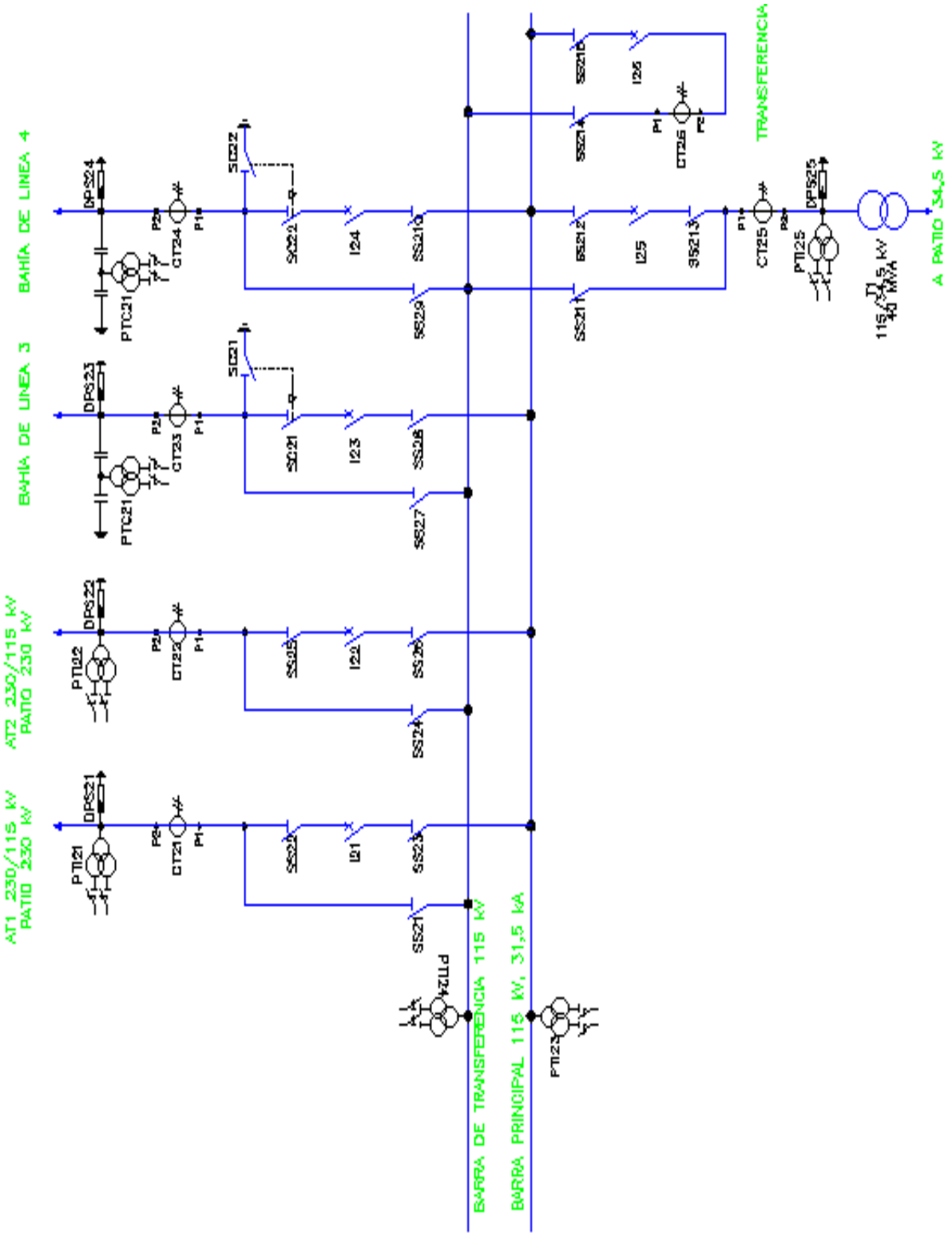


Figura 14. Diagrama unifilar 115 kV (Alternativa 1).

- **Alternativa 2 (Subestación aisladas en gas SF6 (GIS)):**

En la Figura 15 se presenta el diagrama unifilar correspondiente al patio 230 kV cuya configuración es interruptor y medio, con dos (2) bahías de línea y dos (2) bahías de transformador dotada con equipos GIS, es decir aislados en gas SF6 y con dos (2) autotransformadores de 230/115 kV de 90 MVA con la respectiva bahía de conexión al nivel de tensión de 230 kV.

En la Figura 16 se muestra el diagrama unifilar asociado al patio a nivel de 115 kV, cuya configuración es barra principal más transferencia, cuenta con dos (2) bahías de línea y una (1) bahía de transformador, dotada con equipos GIS (aislados en gas SF6) y un (1) transformador de 115/34.5 kV de 40 MVA con su respectiva conexión al nivel de 115 kV. Para el caso de estudio del presente documento, solo serán considerados los niveles de tensión 115 kV y 230 kV por lo cual no se tienen en cuenta los equipos de corte y medida del nivel de tensión de 34,5 kV.

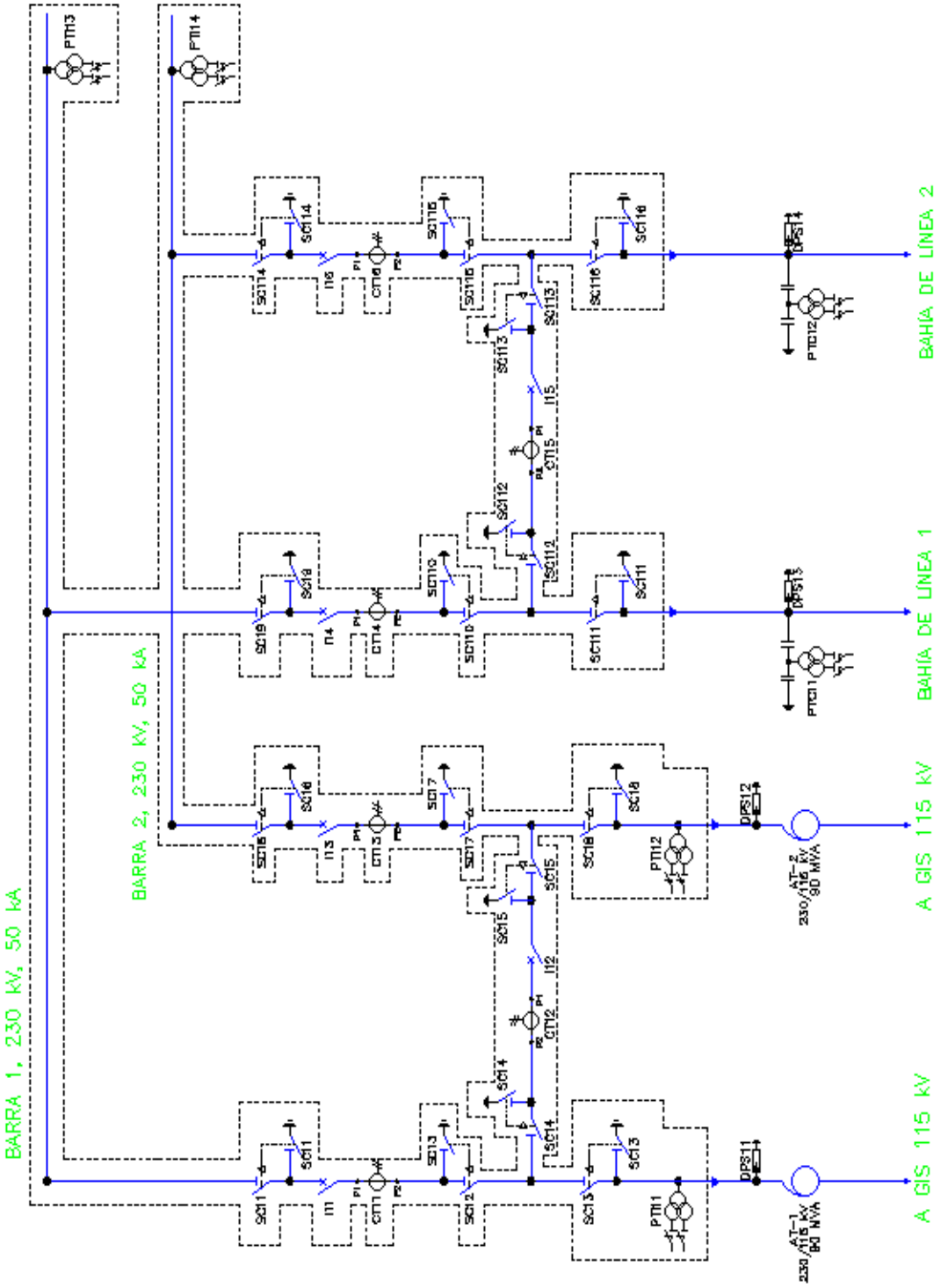


Figura 15. Diagrama unifilar 230 kV (Alternativa 2).

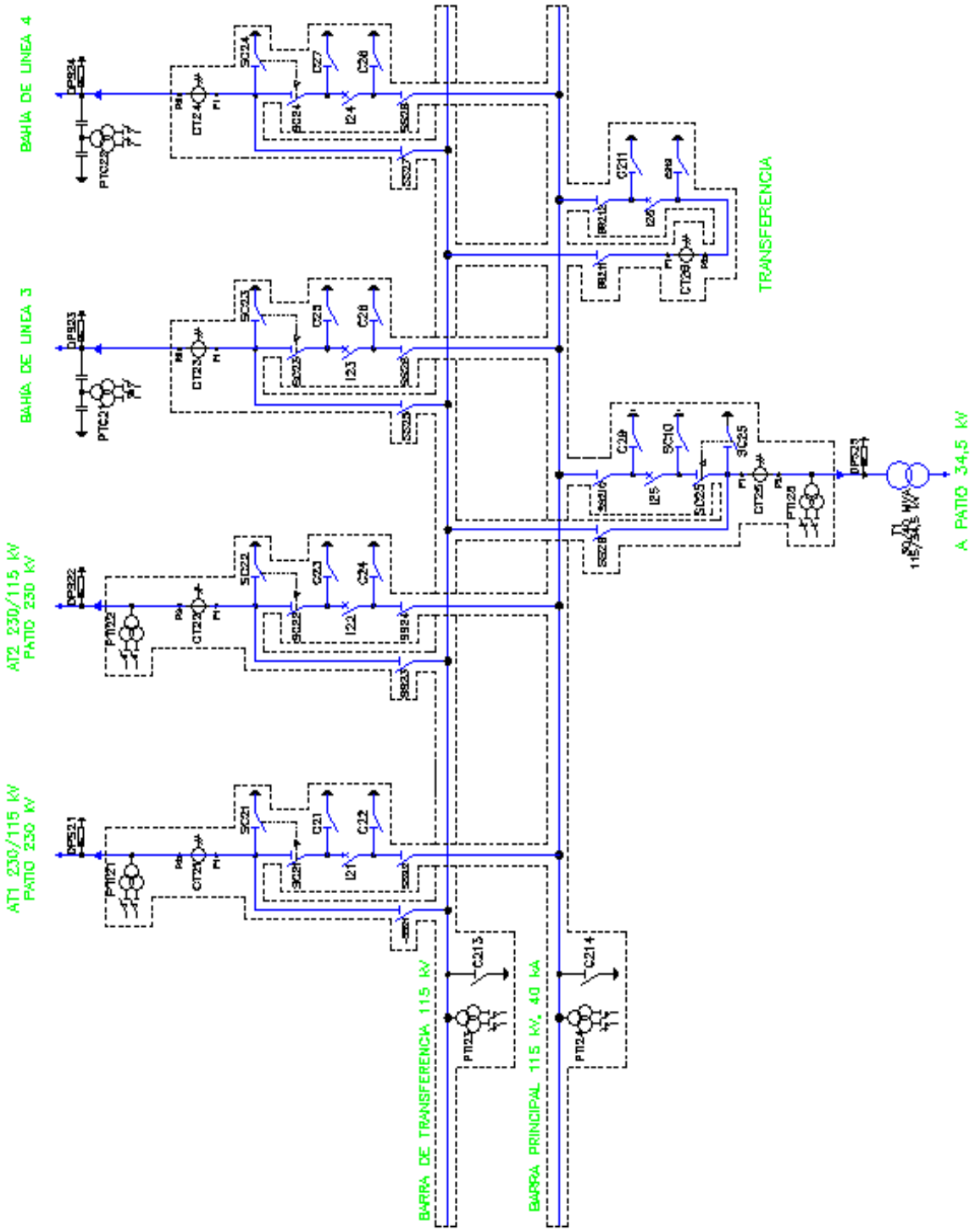


Figura 16. Diagrama unifilar 115 kV (Alternativa2).

5.1 Evaluación financiera de las alternativas

A fin de determinar y documentar el análisis financiero para cada una de las alternativas propuestas en el presente caso de estudio, se elaboró un presupuesto para la topología tipo definida.

Inicialmente se establece un presupuesto bajo precios de mercado basado en un sondeo realizado con empresas del sector eléctrico con experiencia y reconocimiento en la construcción de subestaciones de Alta y Extra Alta tensión, en las dos tecnologías de las alternativas propuestas.

El sondeo de mercado fue solicitado entregando como insumo base, los diagramas unifilares de cada una de las alternativas (AIS o GIS) y con un complemento elaborado bajo una descripción básica de los alcances de los trabajos.

Teniendo en cuenta los fines académicos del sondeo realizado, los nombres de las empresas participantes en el mismo no serán revelados en el presente documento por cuanto sus precios corresponden a información confidencial, tal que podrían ser usados para competencia desleal al revelar valores de referencia a otras firmas dedicadas a las mismas actividades.

5.1.1 Presupuesto (Alternativa 1). Conforme a la descripción base para la alternativa uno (1), la elaboración del presupuesto contempla la inversión asociados a los siguientes elementos:

- Transformadores de potencia:
    - Autotransformador de potencia de 90 MVA 230/115 kV
    - Transformador de potencia de 40 MVA 115/34,5 kV

- Suministro equipos convencionales:
    - Interruptores
    - Seccionadores sin cuchilla de puesta a tierra
    - Seccionadores con cuchilla de puesta a tierra
    - Transformadores de corriente
    - Transformadores de tensión
    - Descargadores de sobretensión (DPS)
    - Cadenas de aisladores y herrajes 230 kV
    - Material de conexión para 230 kV (conductor, conectores y herrajes)
    - Material de conexión Barra Rígida para 230 kV (Barra y conectores)
    - Equipos de control y protección
    - Equipos asociados a los Servicios auxiliares
    - Conductores de fuerza y control
    - Estructuras
    - Postes
- Terreno
- Obra civil

Las obras civiles comprenden dos etapas que son la adecuación inicial del predio y la construcción propia de la subestación. Está condicionado por las cantidades de obra civil asociadas al diseño tipo.

- Montaje

- Pruebas y puesta en servicio
- Licencias y permisos ambientales

Tabla 4. *Valoración del proyecto (Alternativa 1).*

Valoración Del Proyecto

Proyecto De Grado (Alternativa 1)

Análisis Técnico Financiero En El Diseño De Subestaciones Elétricas

Convencional 230 kV/115 kV

Composición final de precios de Ítem (COP)

Ítem	Descripción	Valor (DDP)	AIU	Subtotal
1	Transformador	10.101.825.563	18%	11.920.154.164
2	Suministros	8.739.941.914	18%	10.313.131.458
3	Terreno	4.732.350.000	18%	5.584.173.000
4	Obras civiles	5.895.690.098	23%	7.251.698.821
5	Montaje	3.138.519.637	23%	3.860.379.154
6	Pruebas y puesta en servicio	725.899.403	18%	856.561.295
7	Licencias y permisos ambientales	153.000.000	23%	188.190.000
8	**Subtotal**			**39.974.287.892**
9	Ingeniería (5%)			1.719.505.745
10	Gerencia (7%)			2.407.308.042
11	Interventoría (7%)			2.407.308.042
12	Pólizas (2.5%)			859.752.872
	Total			**47.368.162.594**

En la Tabla 4 se muestra un resumen simplificado de los ítems generales contemplados en el diseño de la alternativa 1. En ésta, se identifican los aportes al costo total de la inversión requerida para la implementación de una subestación tipo convencional con las características técnicas anteriormente descritas para la especificación del diseño tipo propuesto en el presente trabajo de grado. Asimismo, en ella se condensa el resultado de agrupar los ítems y precios asociados a una especialidad o actividad específica, es decir, las obras civiles, el montaje, las pruebas y gestión de licencias con el fin de establecer valor de la inversión requerida por dichos conceptos y con ello estimar un total de la alternativa planteada.

5.1.2 Presupuesto (Alternativa 2). La elaboración del presupuesto para la alternativa 2, contempla los siguientes ítems:

- Transformadores de potencia
- Autotransformador de potencia de 90 MVA 230/115 kV
- Transformador de potencia de 40 MVA 115/34.5 kV
- Suministro
- Subestación GIS 245 kV, tipo interior, configuración interruptor y medio, seis (6) Interruptores, dos (2) Barras, dos (2) Diámetros, cuatro (4) Bahías, Transformadores de potencia en barras y derivaciones incluidos, con buje externo AIS/GIS
- Repuestos y herramientas especiales para la GIS (SF6 Gas, bobinas de cierre y apertura, detector de gas)
- Mufas cables XLPE/AIS - Por bahía
- Terminales cable XLPE/GIS

- Conjunto de equipos auxiliares para montaje y mantenimiento de la GIS
- Transformador de tensión tipo Capacitivo
- Descargadores de sobretensión (DPS)
- Cable aislado
- Accesorios instalación cable aislado GIS
- Material de conexión (conductor, conectores y herrajes)
- Equipos de control y protección
- Servicios auxiliares
- Conductores de fuerza y control
- Estructuras
- Terreno
- Obra civil

Las obras civiles comprenden dos etapas que son la adecuación inicial del predio y la construcción propia de las edificaciones para la implementación de la subestación. Está condicionado por las cantidades de obra civil que dependen del diseño tipo planteado.

- Montaje
- Pruebas y puesta en servicio
- Licencias y permisos ambientales

Tabla 5. *Valoración del proyecto (Alternativa 2).*

Valoración Del Proyecto

Proyecto De Grado (Alternativa 2)

Análisis Técnico Financiero En El Diseño De Subestaciones Eléctricas

GIS 230 kV/115 kV

Composición final de precios de ítem (COP)

Ítem	Descripción	Valor (DDP)	AIU	Subtotal
1	Transformador	10.101.825.563	18%	11.920.154.164
2	Suministros	20.496.764.365	18%	24.186.181.951
3	Terreno	679.000.000	18%	801.220.000
4	Obras civiles	8.357.377.219	23%	10.279.573.980
5	Montaje	2.199.634.521	23%	2.705.550.461
6	Pruebas y puesta en servicio	596.811.988	18%	704.238.146
7	Licencias y permisos ambientales	153.000.000	23%	188.190.000
8	**Subtotal**			**50.785.108.701**
9	Ingeniería (5%)			2.499.194.435
10	Gerencia (7%)			3.498.872.209
11	Interventoría (7%)			3.498.872.209
12	Pólizas (2.5%)			1.249.597.218
	Total			**61.531.644.772**

En la Tabla 5 se muestra un resumen simplificado de los ítems generales contemplados en el diseño de la alternativa 2, identificando los aportes al costo total de la inversión requerida, para la implementación de una subestación tipo GIS con las características técnicas dadas para la especificación del diseño tipo de este trabajo. En ésta se sintetizan los ítems y precios debidos a una especialidad o actividad específica como es el caso de los suministros las obras civiles,

montaje, pruebas y gestión de licencias para establecer un subtotal de la inversión requerida por dicho concepto.

5.1.3 Remuneración por parte de la CREG. Tal como se mencionó desde el marco referencial, existen unas resoluciones por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para la estimación de la remuneración de los activos de uso del sistema eléctrico nacional tanto del Sistema de Transmisión Nacional (STN) como del Sistema de Transmisión Regional (STR). En la vigencia tarifaria actual y durante la ejecución de este trabajo de grado, se establecen sus remuneraciones por las resoluciones CREG 011 de 2009 para el nivel del STN 230 kV y CREG 015 de 2018 para el nivel de tensión 4 115 kV.

5.1.3.1 Remuneración por parte de la CREG (Alternativa 1): Para estimar la remuneración por parte de la CREG para la alternativa 1 planteada, se presenta la Tabla 6 el presupuesto agrupado en unidades constructivas que remunera la CREG al construir una subestación convencional (alternativa 1) y que corresponde al valor de las unidades constructivas instaladas y los costos activos, los cuales, son remunerados anualmente durante el tiempo de vida útil de la respectiva unidad constructiva.

Tabla 6. *Remuneración por parte de la CREG (Alternativa 1).*

Proyecto de grado (Alternativa 1) Análisis técnico financiero en el diseño de subestaciones eléctricas Presupuesto con unidades constructivas CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009							
Nivel de tensión (kV)	**Cód. Unid. Construc.**	**Descripción**	**Cantidad**	**Valor Instalado [$]**	**Valor Unitario [$/MVA]**	**Costos Activos**	
230	SE211	Bahía de línea - Configuración interruptor y medio - tipo convencional	2	2.569.253.000		5.138.506.000	
	SE212	Bahía de transformador - Configuración interruptor y medio- Tipo convencional	2	2.026.751.000		4.053.502.000	
	SE219	Corte Central	2	942.679.000		1.885.358.000	
	SE232	Módulo de barraje - Tipo 1	1	457.662.000		457.662.000	
	SE242	Módulo común Tipo 1	1	4.912.136.000		4.912.136.000	
230	N5T15	Auto transformador (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 A 90 MVA	90	527.913.000	46.374.000	4.701.573.000	
	N5T15	Auto transformador (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 A 90 MVA	90	527.913.000	46.374.000	4.701.573.000	
	N4S7	Bahía de línea - Configuración barra principal y transferencia - Tipo convencional	2	721.232.523		1.442.465.045	

Tabla 6. *Continuación*

Proyecto de grado (Alternativa 1)

Análisis técnico financiero en el diseño de subestaciones eléctricas

Presupuesto con unidades constructivas CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009

Nivel de tensión (kV)	Cód. Unid. Construc.	Descripción	Cantidad	Valor Instalado [$]	Valor Unitario [$/MVA]	Costos Activos
115	N4S8	Bahía de transformador - Configuración barra principal y transferencia - Tipo convencional	3	684.691.269		2.054.073.806
	N4S33	Módulo de barraje tipo 2 - Configuración barra principal y transferencia - Tipo convencional	1	224.887.963		224.887.963
	N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 A 8 Bahías) - Tipo convencional - Cualquier configuración	6	367.264.814		2.203.588.885
	N4S52	Bahía de transferencia configuración barra principal y transferencia - Tipo convencional	1	353.486.757		353.486.757
	N4EQ2	Transformador de tensión - N4	21	33.882.139		711.524.911
	N4T6	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 40 MVA	40	278.964.000	55.131.000	2.484.204.000
	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	75	2.676.000		381.330.000,00

Tabla 6. *Continuación*

Proyecto de grado (Alternativa 1) Análisis técnico financiero en el diseño de subestaciones eléctricas Presupuesto con unidades constructivas CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009						
Nivel de tensión (kV)	**Cód. Unid. Construc.**	**Descripción**	**Cantidad**	**Valor Instalado [$]**	**Valor Unitario [$/MVA]**	**Costos Activos**
115	N4P1	Control y protección bahía de línea	2	133.248.507		266.497.014
	N4P2	Control y protección bahía de transformador	3	138.197.938		414.593.815
	N4P3	Control y protección bahía de TRANSF, ACOPL, Corte Central	1	101.005.713		101.005.713
	N4P5	Protección diferencial de barras tipo 1,2	1	101.128.253		101.128.253
		Total				**$36.589.096.163**

5.1.3.2 Remuneración por parte de la CREG (Alternativa 2): Para la remuneración por parte de la CREG para la alternativa 2, en la Tabla 14 se presenta el presupuesto por unidades constructivas que se percibiría por instalar la subestación GIS del diseño tipo.

Teniendo en cuenta que para esta alternativa la resolución CREG no contiene específicamente las configuraciones usadas en los diseños, se tuvo en cuenta lo recomendado por la misma (CREG 015 de 2018), en el capítulo 14 para estimar los valores aplicables "*... Cuando se encuentre que la asimilación de activos a UC efectuadas por los OR no se ajusta a los elementos y cantidades establecidas para la UC, porque los elementos existentes representan menos del 70 % del valor de la UC asimilada, la Comisión podrá valorar de manera independiente estos elementos...*"

Igualmente se considera lo establecido en el artículo 12 de la resolución CREG 011 de 2009 "*La totalidad de Activos de Uso del STN se clasificará, directamente o por asimilación, en las Unidades Constructivas que se establecen en el capítulo 3 del Anexo general de esta Resolución, con sus respectivos costos unitarios."*

Por lo anterior, para el nivel 230 kV se estima el detalle de la cantidad de equipos por cada UC de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018. En este sentido, se procede con la comparación entre las configuraciones interruptor y medio; y doble barra conforme se muestra a continuación:

- Patio 230 kV.
- Bahía de línea: Comparación entre configuración interruptor y medio y configuración barra doble.

Tabla 7. *Asimilación bahía de línea 230 kV.*

Dispositivos Eléctricos	**Bahía De Línea - Configuración Interruptor Y Medio**	**Bahía De Línea - Configuración Barra Doble**
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	3
Interruptor	1	1
Seccionador Tripolar	2	2
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	1	1
Transformador de corriente	3	3

En la Tabla 7 se presentan las cantidades de equipos para la configuración planteada en el trabajo de grado (Interruptor y medio) y la configuración de doble barra, la cual si es considerada de manera explícita en la resolución. En la tabla es claro que las dos configuraciones presentan la misma cantidad de equipos; por lo que, para el presente análisis, se estimó que la UC de bahía de línea-configuración interruptor y medio tipo encapsulada (SF6) es equivalente a una bahía de línea-configuración barra doble tipo encapsulada (SF6) por lo que, la remuneración proyectada se basó en el presente análisis.

- Bahía de transformador: Comparación entre configuración interruptor y medio y configuración barra doble.

Tabla 8. *Asimilación bahía de transformador 230 kV.*

Dispositivos eléctricos	**Bahía de transformador - Configuración interruptor y medio**	**Bahía de transformador - Configuración barra doble**
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	3
Interruptor	1	1
Seccionador Tripolar	2	2
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	1	1
Transformador de corriente - N4	3	3

En la Tabla 8 se presentan las cantidades de equipos para la configuración planteada en el trabajo de grado (Interruptor y medio) y la configuración de doble barra, la cual si es considerada de manera explícita en la resolución. Es claro que las dos configuraciones presentan la misma cantidad de equipos; por lo que la UC de bahía de línea-configuración interruptor y medio tipo encapsulada (SF6) se asimiló lo remunerado en una bahía de línea-configuración barra doble tipo encapsulada (SF6).

- Corte central: Corte central – configuración interruptor y medio se asimiló a bahía de acople – configuración barra doble.

Tabla 9. *Asimilación corte central 230 kV.*

Dispositivos eléctricos	**Corte central - Configuración interruptor y medio**	**Bahía de acople - Configuración barra doble**
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	0	0
Interruptor	1	1
Seccionador Tripolar	2	2
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	0	0
Transformador de corriente	3	3

En la Tabla 9 se presentan las cantidades de equipos para la configuración planteada en el trabajo de grado (Corte central – configuración interruptor y medio) y la bahía de acople – configuración barra doble, la cual si es considerada de manera explícita en la resolución. Una vez

realizado el comparativo, es claro que las dos configuraciones presentan la misma cantidad de equipos; por lo que para la UC de Corte central – configuración interruptor y medio tipo encapsulada (SF6) se estimó lo remunerado en una bahía de acople – configuración barra doble tipo encapsulada (SF6).

- Patio 115 kV.
- Bahía de línea: Configuración barra principal y transferencia se asimiló a configuración barra doble.

Tabla 10. *Asimilación bahía de línea 115 kV.*

Dispositivos eléctricos	**Bahía de línea - Configuración barra principal y transferencia**	**Bahía de línea - Configuración barra doble**
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	3
Interruptor	1	1
Seccionador Tripolar	2	2
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	1	1
Transformador de corriente	3	3
Aislador poste	3	0

En la Tabla 10 se presenta el comparativo de las cantidades de equipos para la configuración planteada en el trabajo de grado (barra principal y transferencia) y la configuración de doble barra, la cual se considera de manera explícita en la resolución. Del análisis, se establece que las dos configuraciones presentan una cantidad similar de equipos; por lo que para la UC de bahía de

línea-configuración barra principal y transferencia tipo encapsulada (SF6) se asimiló lo remunerado en una bahía de línea-configuración barra doble tipo encapsulada (SF6).

- Bahía de transformador: Configuración barra principal y transferencia se asimiló a configuración barra doble.

Tabla 11. Asimilación bahía de transformador 115 kV.

Dispositivos eléctricos	Bahía de transformador - Configuración barra principal y transferencia	Bahía de transformador - Configuración barra doble
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	3
Interruptor	1	1
Seccionador Tripolar	2	2
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	1	1
Transformador de corriente	3	3
Aislador poste	0	0

En la Tabla 11 se presenta las cantidades de equipos para la configuración planteada en el trabajo de grado (barra principal y transferencia) y la configuración de doble barra, ésta última se considera de manera explícita en la resolución. Por tanto, en la tabla se evidencia que las dos configuraciones presentan cantidades similares de equipos; por lo que para la UC de bahía de transformador-configuración barra principal y transferencia tipo encapsulada (SF6) se asimiló lo remunerado en una bahía de transformador-configuración barra doble tipo encapsulada (SF6).

- Bahía de transferencia: Bahía de transferencia – configuración barra principal más transferencia se asimiló a bahía de línea – configuración barra sencilla

Tabla 12. *Asimilación bahía de transferencia 115 kV.*

Dispositivos eléctricos	Bahía de transferencia - Configuración barra principal y transferencia	Bahía de línea - Configuración barra sencilla
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	0	3
Interruptor	1	1
Seccionador Tripolar	2	1
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	0	1
Transformador de corriente	0	3
Módulo genérico encapsulado	0	0

En la Tabla 12 se presenta las cantidades de equipos para la configuración planteada en el trabajo de grado (bahía de transferencia – configuración barra principal y transferencia) y la bahía de línea – configuración barra sencilla, las cuales si se consideran de manera explícita en la resolución. Por tal razón, en el comparativo de la Tabla 12 es claro que las dos configuraciones presentan una cantidad similar de equipos; además, en la Tabla 13 en bahía de línea – configuración barra sencilla tipo encapsulada (SF6) se discriminan dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) y módulo genérico encapsulad; por lo que para la UC de bahía de transferencia– configuración barra principal y transferencia tipo encapsulada (SF6) se asimiló lo remunerado en una bahía de línea – configuración barra sencilla tipo encapsulada (SF6) en el que

se consideró solo la remuneración del módulo genérico encapsulado debido a que en la bahía de transferencia no se consideran los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS).

Tabla 13. *Cantidades de equipos bahía de línea – configuración barra sencilla – tipo encapsulada (SF6)*

Dispositivos eléctricos	**Bahía de línea - Configuración barra sencilla - Tipo encapsulada (SF6)**
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3
Interruptor	0
Seccionador Tripolar	0
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	0
Transformador de corriente	0
Módulo genérico encapsulado	1

Tabla 14. *Remuneración por parte de la CREG (Alternativa 2).*

Proyecto de grado (Alternativa 2)

Análisis técnico financiero en el diseño de subestaciones eléctricas

Presupuesto con unidades constructivas creg 015 de 2018 y CREG 011 de 2009

Nivel de tensión (kV)	Cód. Uni. Construc.	Descripción	Cantidad	Valor instalado [$Dic 2013]	Valor unitario [$/MVA Dic 2013]	Costos activos COP (Dic 2013)
230	SE215	Bahía de línea - Configuración barra doble - Tipo encapsulada (SF6)	2	5.406.440.000		10.812.880.000
	SE216	Bahía de transformador - Configuración barra doble - Tipo encapsulada (SF6)	2	4.883.918.000		9.767.836.000
	SE224	Bahía de acople	2	2.920.330.000		5.840.660.000
	SE233	Módulo de barraje - Tipo 1	1	1.180.657.000		1.180.657.000
	SE242	Módulo común tipo 1	1	4.912.136.000		4.912.136.000
	N5T15	Auto transformador (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	90	527.913.000	46.374.000	4.701.573.000
	N5T15	Auto transformador (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	90	527.913.000	46.374.000	4.701.573.000
115	N4S15	Bahía de línea - Configuración barra doble - Tipo encapsulada (SF6)	2	1.438.534.419		2.877.068.837
	N4S16	Bahía de transformador - Configuración barra doble - Tipo encapsulada (SF6)	3	1.398.699.117		4.196.097.351
	N4S56	Bahía de línea - Configuración barra sencilla - Tipo encapsulada (SF6) - Sin DPS	1	951.294.433		951.294.433
	N4S62	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 Bahías) - Tipo encapsulada - cualquier configuración	6	192.742.317		1.156.453.904
	N4EQ2	Transformador de tensión - N4	21	33.882.139		711.524.911

Tabla 14. *Continuación*

Proyecto de grado (Alternativa 2)

Análisis técnico financiero en el diseño de subestaciones eléctricas

Presupuesto con unidades constructivas creg 015 de 2018 y CREG 011 de 2009

Nivel de tensión (kV)	Cód. Uni. Construc.	Descripción	Cantidad	Valor instalado [$Dic 2013]	Valor unitario [$/MVA Dic 2013]	Costos activos COP (Dic 2013)
	N4T6	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 40 MVA	40	278.964.000	55.131.000	2.484.204.000
	N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	75	2.676.000		381.330.000,00
	N4P1	Control y protección bahía de línea	2	133.248.507		266.497.014
115	N4P2	Control y protección bahía de transformador	3	138.197.938		414.593.815
	N4P3	Control y protección bahía de Transf, ACOPL, corte central	1	101.005.713		101.005.713
	N4P5	Protección diferencial de barras tipo 1,2	1	101.128.253		101.128.253
		Total				**55.558.513.230**

5.1.4 Modelo financiero. Para el modelo financiero se va a considerar la tasa interna de retorno reconocida en la Resolución CREG 015 de 2019, que modifica el valor de la tasa de retorno para distribución de energía eléctrica del artículo 2 de la Resolución CREG 016 de 2018, en la cual quedó descrito lo siguiente:

En virtud de la aplicación de la metodología aprobada en la Resolución CREG 095 de 2015, el valor de la tasa de retorno de cada año para la actividad de distribución de energía eléctrica, para una metodología de ingreso máximo, será:

Tabla 15. *Tasa de retorno según Resolución CREG 015 de 2019.*

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

Estas tasas se utilizarán para calcular la remuneración correspondiente a cada uno de los años señalados en la tabla anterior.”

Para la definición de la vida útil de los equipos se consideran los tiempos establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018 para los equipos de 115 kV y en la resolución CREG 011 de 2009 para los equipos de 230 kV.

El AOM corresponde al valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL. Se considera un valor de AOM=2% para nuevas inversiones establecido en la Res. CREG 015 de 2018 en la sección 4.2

Para los activos no eléctricos, según la Resolución CREG 015 de 2018 son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.), maquinaria y equipos (grúas, vehículos, etc.) y equipos de cómputo, de la sección 3.1.2 la fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos, es igual al 2%.

Basados en los datos analizados para la elaboración de cada uno de los presupuestos, se realizó el análisis para el cálculo de los valores generados a partir de la alternativa 1 (AIS) en

donde el flujo de caja se determina valorando la remuneración bajo los costos unitarios de la resolución CREG 015 y en términos de la vida útil de los equipos.

Es importante tener en cuenta que para ambas alternativas se consideran los ingresos y egresos por AOM además de los ingresos por activos no eléctricos. Asimismo, se determinó el incremento de la anualidad correspondiente a los datos para el Incremento de Índice de Precios del Productor (IPP) emitidos por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), que es la entidad responsable de la planeación, levantamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.

Tabla 16. *Evaluación financiera (Alternativa 1)*

Evaluación Financiera Del Proyecto

Proyecto de Grado (Alternativa 1)

Análisis Técnico Financiero En El Diseño De Subestaciones Eléctricas

Datos de entrada:		
Año 1	2022	
Tasa interna de retorno reconocida por la CREG 015 de 2019	11,79%	
Años	40	Depende de la vida útil del equipo
Valor presente	Costos unitarios de la CREG	
Ingresos por activos no eléctricos	2,0%	
Incremento de la anualidad en el 2020	3,67%	

Tabla 16. *Continuación*

Evaluación Financiera Del Proyecto

Proyecto de Grado (Alternativa 1)

Análisis Técnico Financiero En El Diseño De Subestaciones Eléctricas

Datos de entrada:	
Incremento de la anualidad del ingreso 2021 y siguientes	3,67%
Ingresos por AOM	2,00%
Egresos por AOM	2,00%

En la Tabla 16 y en la Tabla 18 se presentan los valores porcentuales de la Tasa Interna de Retorno (TIR) establecidos por la resolución CREG 015 de 2019 como valor de referencia esperado de rentabilidad mínima para este tipo de proyectos, el tiempo de vigencia de la remuneración proyectado a 40 años que corresponde al tiempo de vida útil de los transformadores de tensión, sin embargo, la remuneración por unidades constructivas se hace efectiva para cada una, según el tiempo de vida útil reconocido por la resolución CREG 015 de 2018; el valor presente que corresponde al valor actual de la inversión por activos. También se presentan los valores porcentuales reconocidos sobre la inversión para los activos no eléctricos, los incrementos de la anualidad realizados mediante el Índice de Precios del Productor (IPP) y los ingresos y egresos por AOM definidos por la resolución CREG 015 de 2018.

Una vez definidos todos los valores relacionados en la Tabla 16 y Tabla 18 se realiza un flujo de caja tomando los valores de ingresos y egresos estimados.

Tabla 17. *Valores TIR y VPN (Alternativa 1)*

Tasa interna de retorno	**13,88%**
Valor presente neto	15.344.418.666

La TIR calcula los flujos de caja (ingresos menos gastos netos) descontando la tasa de interés que se podría haber obtenido, menos la inversión inicial y ésta puede utilizarse como un indicador de utilidad, que para la alternativa 1 como se muestra en la Tabla 17 representa un 13.88% en beneficio del proyecto la cual es congruente con el VPN (Valor Presente Neto) obtenido que mide de cierta manera el valor creado respecto a la inversión inicial.

Tabla 18. *Evaluación financiera (Alternativa 2)*

Evaluación Financiera Del Proyecto

Proyecto De Grado (Alternativa 2)

Análisis Técnico Financiero En El Diseño De Subestaciones Eléctricas

Datos de entrada:		
Año 1	2022	
Tasa interna de retorno reconocida por la CREG 015 de 2019	11,79%	
Años	40	Depende de la vida útil del equipo
Valor presente	Costos unitarios de la CREG	
Ingresos por activos no eléctricos	2,0%	
Incremento de la anualidad en el 2020	3,67%	
Incremento de la anualidad del ingreso 2021 y siguientes	3,67%	
Ingresos por AOM	2,00%	
Egresos por AOM	2,00%	

Tabla 19. *Valores TIR y VPN (Alternativa 2)*

Tasa interna de retorno	**15,75%**
Valor presente neto	34.546.830.416

Como se muestra en la tabla 19, en la alternativa 2 la tasa interna de retorno es de 15.75% en beneficio del proyecto la cual es congruente con el VPN (Valor Presente Neto) al ser mayor a cero viabilizando también esta tecnología.

Ahora bien, para el caso de análisis, se indagaron empresas del sector respecto del Costo Promedio de capital WACC (Weighted average cost of capital) el cual determina el costo de financiamiento de una empresa cuyo valor oscila entre el 9% y el 13% en empresas del sector eléctrico según el "Estudio de la tasa de remuneración del sistema de transmisión nacional de energía eléctrica en Colombia" de la Universidad EAFIT. Para Santander se toma como referencia el "Plan de negocio 2013-2027 Electrificadora de Santander" donde se calcula el costo promedio de capital en 10,67%.

En las dos alternativas propuestas en el presente trabajo de grado se encontró que la TIR es mayor que el WACC y el VPN es mayor a cero, lo que quiere decir que los proyectos implementados en cualquiera de las dos alternativas tecnológicas son viables. Sin embargo, en términos de generación de valor respecto de la inversión y de los datos analizados la Alternativa GIS resulta más favorable con una TIR 15.75% contra 13.88% correspondiente a la alternativa AIS, por lo tanto, el porcentaje de favorabilidad del 25% será asignado a la alternativa 2, mientras a la alternativa 1 se le asignará un porcentaje de favorabilidad del 15% como mejor opción de implementación.

5.2 Área de intervención requerida

Teniendo en cuenta que el área requerida para la construcción de una subestación eléctrica de alta tensión, de las características planteadas en el presente trabajo de grado puede diferir según los criterios del diseño y del propio diseñador, de la topología del terreno, y de las condiciones particulares de operación o mantenimiento de cada OR, y que la presente evaluación pretende tomar la referencia más estándar posible, para la valoración del impacto de este criterio se ha decidido tomar como referencia los valores de áreas típicas reconocidas para la construcción de cada alternativa propuesta en la resolución CREG 011 de 2009 para el nivel de 230 kV y los propios en la resolución CREG 015 de 2018 para el nivel de 115 kV.

Con base en las resoluciones antes mencionadas se procede a establecer las áreas típicas para cada alternativa, según lo consignado en las mismas, con el fin de tabular las áreas típicas requeridas por cada una de las alternativas bajo las condiciones propias del diseño tipo, objeto del presente análisis como se presenta a continuación.

Tabla 20. *Áreas reconocidas por la CREG*

Alternativas	Bahía de línea [m²]	Numero de bahías de línea	transformador [m²]	Número de bahías de Transformador	transferencia o corte central [m²]	Numero de bahía de transferencia o corte central	Módulo de Barras tipo 1 [m²]	Modulo común [m²]	Transformadores de potencia [m²]	Numero de Transformadores de potencia	Area total requerida [m2]
Alternativa 1 230 kV	600	2	600	2	450	2	1800	4000	60	2	9220
Alternativa 1 115 kV	422	2	469	3	422	1		2048	30	1	4751
Alternativa 2 230 kV	160	2	80	2	80	2		900	60	2	1660
Alternativa 2 115 kV	40	2	50	3	40	1		60	30	1	360

Analizando los datos consignados en la Tabla 20 se puede observar que en este caso la alternativa que presenta menor área requerida es la alternativa 2, con un área total de 1.940 m² para la implementación de la solución, mientras que la alternativa 1 suma un área total de 13.521 m² para los patios de 230 kV y 115 kV. Basado en estos datos se establece la ponderación mostrada en la Tabla 21 que la mayor ponderación de favorabilidad se da a la alternativa 2.

Tabla 21. *Ponderaciones áreas reconocidas.*

Alternativa	Área total requerida en nivel STN y nivel 4 [m²]	Ponderación[%]
Alternativa 1	13971	15
Alternativa 2	2020	25

La justificación para dar la mayor ponderación a la alternativa de menor área es porque esta alternativa facilita la opción de implementar soluciones en áreas urbanas con poca disponibilidad de espacios y con limitaciones de uso de ciertos terrenos.

5.3 Automatización del proceso norma IEC 61850

La automatización de las subestaciones eléctricas no está propiamente explícita en la regulación vigente, por lo tanto, no existe una resolución dedicada a definir los requisitos del sistema de automatización. Sin embargo, con el fin de impulsar la misma existen los acuerdos de operación, liderados por el Consejo Nacional de Operación en el cual a través del acuerdo 646 para la entrada en operación de nuevos activos a los sistemas de transmisión Nacional y Regional. Específicamente el acuerdo solicita los anexos que establecen los listados de señales de posiciones de equipos y señales de alarma que son de interés del centro nacional de despacho, lo

cual requiere que los transmisores y OR's implementen un sistema de recopilación de datos y protocolos de comunicación que garanticen la sincronización de las señales y las operaciones en tiempo real lo cual básicamente se resuelve al implementar un sistema de automatización de la subestación (SAS), con el esquema de supervisión SCADA.

La solución más aceptada en los sistemas SAS, para la automatización de subestaciones es la implementación de una red de área local (LAN) implementando el estándar IEC 61850, la cual concentra las señales para finalmente reportarlas a un centro de control a través de protocolos como el IEC 60870-5-104.

Por lo anterior en este trabajo de grado se toman en cuenta aspectos técnicos del estándar IEC 61850, con el fin de establecer en los criterios de selección de la tecnología a implementar para nuevas subestaciones y su influencia en las ponderaciones según la alternativa.

Para la evaluación de este criterio se han tomado los siguientes aspectos del estándar.

- Modelo de comunicación basado en nodos lógicos
- Existencia de dispositivos físicos (IEDs) para la protección y control de los equipos de la subestación.
- Estructura de comunicación basada en un bus de proceso
- Operación en 4 niveles de mando desde el nivel 0 al nivel 3
- Sincronización de tiempo
- Mapeo de señales
- Configuración y maniobras en línea

A continuación, se presenta una tabla comparativa del cumplimiento de los requisitos y aspectos planteados en el estándar IEC 61850 para cada una de las alternativas tecnológicas objeto de análisis.

Tabla 22. *Requisitos IEC 61850.*

Requisito de IEC 61850	Alternativa 1	Alternativa 2
Existen equipos IED en la arquitectura	Si	Si
Modelo de nodos lógicos	Si	Si
Contempla estructura por BUS de proceso	Si	Si
Presenta los 4 niveles de control	Si	Si
Sincronización de tiempos	Si	Si
Mapeo de señales	Si	Si
Configuración y maniobras en línea	Si	Si

Teniendo en cuenta los requisitos analizados y comparados en la Tabla 22 y las arquitecturas básicas estimadas que se pueden contemplar para las dos alternativas se observa que el cumplimiento de las mismas es completo e idéntico, básicamente debido a que el cambio de tecnología del sistema de maniobra y operación de potencia no implica modificaciones en la estructura del estándar IEC 61850 por cual en este criterio de evaluación se asigna un porcentaje de 15 % a las dos alternativas en análisis.

5.4 Nivel de riesgo

Tomando en cuenta que las subestaciones eléctricas son nodos eléctricos con diferentes factores de riesgo generalmente de alto impacto para las personas, por los niveles de tensiones y corrientes que se manejan en las mismas y las disposiciones dadas por la Resolución 2400 de 1979 del Ministerio del trabajo y la seguridad social así como la resolución 1348 de 2009 del Ministerio de la protección social, exigen que las empresas del sector eléctrico deben identificar, gestionar, mitigar y controlar los riesgos propios de la actividad económica de la empresa.

En este caso el negocio de interés es la transmisión de energía eléctrica, el cual cuenta con las subestaciones como nodos eléctricos de conexión y puntos de tratamiento (reducción o elevación de tensión) de la energía eléctrica para su transmisión. Para efectos del presente trabajo de grado se presentan solo los riesgos propios de las subestaciones, teniendo en cuenta que el objetivo del presente análisis se centra en ellas.

Para efectos del análisis del criterio se tienen en cuenta las fases de construcción, operación y mantenimiento y se establecen los riesgos, su probabilidad de ocurrencia y el grado de consecuencia en cada una de las alternativas propuestas en el presente trabajo de grado como tecnología a implementar en nuevas subestaciones eléctricas.

Por lo anterior este criterio evaluará mediante una matriz de riesgos las dos alternativas propuestas, determinando algunos factores y su nivel según el tipo de tecnología.

5.4.1 Matriz de riesgos. Teniendo en cuenta que ésta es una herramienta de gestión que permite determinar de manera objetiva cuáles son los posibles riesgos para la seguridad y salud de las personas y el sistema eléctrico en sí, y sus posibles consecuencias. En este análisis se estableció una matriz de dimensiones 4X4 con los siguientes tópicos:

Probabilidad: Poco Probable, Probable, Posible, Casi Seguro

Consecuencias: Menores, Moderadas, Mayores y Catastróficas.

El orden establecido de los tópicos considera la probabilidad de ocurrencia de menor a mayor, siendo "poco probable" el menor y "Casi seguro" el mayor. Igualmente, en cuanto al impacto de la consecuencia se estableció "Menores" como la consecuencia de menor efecto y "Catastróficas" como la que puede ocasionar los mayores efectos.

A continuación, se presenta la matriz de riesgos, estableciendo el impacto sobre el sistema según su probabilidad y consecuencias.

Tabla 23. *Matriz de riesgos.*

Consecuencias	**Probabilidad**			
	Poco Probable	**Probable**	**Posible**	**Casi Seguro**
Menores	Bajo	Bajo	Medio	Alto
Moderadas	Bajo	Medio	Alto	Alto
Mayores	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto
Catastróficas	Alto	Muy Alto	Muy Alto	Muy Alto

De igual manera, con el fin de determinar una ponderación para cada una de las opciones, se definió la siguiente escala que en cada casó permitirá generar un puntaje total atendiendo a la cantidad de riesgos que se ubiquen en las casillas bajo el análisis de probabilidad y consecuencias, para establecer una valoración cuantitativa del riesgo.

Tabla 24. *Escala para la matriz de riesgos.*

Consecuencias	**Probabilidad**			
	Poco Probable	**Probable**	**Posible**	**Casi Seguro**
Menores	1	5	9	13
Moderadas	2	6	10	14
Mayores	3	7	11	15
Catastróficas	4	8	12	16

La estrategia establecida para la asignación del valor de cada casilla en la matriz fue asignar un número consecutivo de 1 a 16, para obtener una calificación ordenando los valores de manera congruente con la consecuencia y probabilidad. La escala incrementa en la medida en que la materialización de un riesgo produce consecuencias de mayor impacto y su probabilidad de ocurrencia aumenta.

La suma aritmética de puntos se hará por cada columna y la ponderación total corresponderá a la sumatoria del subtotal de cada columna.

Teniendo en cuenta los criterios definidos, aquella matriz que obtenga el menor puntaje la ponderación asignada será de 20% y para aquella que obtenga el mayor puntaje se ponderará con un 10%, sobre la valoración total de la conveniencia en su implementación, por un trasmisor u OR.

5.4.2 Definición de riesgos. Teniendo en cuenta las dos alternativas tecnológicas planteadas en el presente documento, se establecen los siguientes riesgos como los más representativos para ambas soluciones. El listado de riesgos presentado en la Tabla 25 permitirá realizar el respectivo análisis de riesgos en las siguientes secciones.

Tabla 25. *Definición de riesgos*

Riesgos	Descripción
R1	Contacto directo con partes energizadas expuestas de equipos
R2	Violación de las distancias de seguridad
R3	Fallas de aislamiento de equipos
R4	Atrapamiento parcial por partes móviles de equipos
R5	Caídas a nivel
R6	Caídas de alturas
R7	Aplastamiento de cuerpo completo
R8	No encontrar los repuestos requeridos en un tiempo menor a 2 meses
R9	Rotura de la envolvente
R10	Fuga de SF6
R11	Arco eléctrico
R12	Fuga de Aceite
R13	Indisponibilidad de repuestos en el mercado local
R14	Indisponibilidad de personal local calificado para atención de fallas
R15	Incumplir con la frecuencia y rutinas de mantenimiento

Por otra parte, para el respectivo análisis y con el fin de determinar la matriz de riesgos en cada una de las alternativas planteadas en el presente trabajo de grado, se tuvo en cuenta las posibles consecuencias que pudieran presentarse si se materializase alguno de los riesgos descritos en el listado anterior.

Así las cosas, las consecuencias determinantes del análisis previsto son las siguientes:

Tabla 26. *Definición de consecuencias.*

Riesgos	Consecuencias
R1	Electrocución, muerte
R2	Electrocución, muerte
R3	Indisponibilidad del equipo, necesidad de cambio del equipo.
R4	Lesión muscular u ósea, mutilación
R5	Fracturas, fisuras, lesión muscular
R6	Fracturas, invalidez, muerte.
R7	Invalidez, muerte.
R8	Indisponibilidad del equipo o reemplazo total de equipo, Indisponibilidad de bahía o corte por periodos de 6 a 12 semanas
R9	Avería del equipo, indisponibilidad del equipo, necesidad de reparación, cambio total
R10	Avería del equipo, indisponibilidad del equipo, necesidad de reparación, cambio total
R11	Avería del equipo, necesidad de reparación, cambio total, Contaminación del terreno, alto impacto ambiental
R12	Avería del equipo, necesidad de reparación, cambio total, Contaminación del terreno, alto impacto ambiental
R13	Reemplazo total del equipo, sobrecostos por importación para cambio
R14	Mayor tiempo de indisponibilidad del equipo
R15	Deterioro y reducción de vida útil, Reducción de vida útil de partes de fácil acceso.

5.4.3 Análisis de riesgos Alternativa 1 (AIS). Teniendo en cuenta las consecuencias y la lista de riesgos definida, para la alternativa AIS se determinó la siguiente matriz:

Tabla 27. *Matriz riesgos (Alternativa 1).*

Consecuencias	**Probabilidad**			
	Poco Probable	**Probable**	**Posible**	**Casi Seguro**
Menores				
Moderadas			R12	R5, R15
Mayores	R10, R14	R8	R4, R6, R11, R13	R1, R2
Catastróficas			R3, R7	

Nota: R9 No aplica para equipos AIS.

Realizando la evaluación cuantitativa según lo definido previamente en la escala de valoración, el puntaje obtenido en el presente análisis es: 149 puntos.

5.4.4 Análisis de riesgos Alternativa 2 (GIS). Teniendo en cuenta las consecuencias y la lista de riesgos definida, para la alternativa GIS se determinó la siguiente matriz:

Tabla 28. Matriz riesgos (Alternativa 2)

Consecuencias	**Probabilidad**			
	Poco Probable	**Probable**	**Posible**	**Casi Seguro**
Menores				
Moderadas		R2, R5, R6	R10, R15	
Mayores		R1, R4, R11	R13	R8, R14
Catastróficas		R3, R7, R9		

Nota: R12 No aplica para equipos GIS.

Basados en la escala definida, el puntaje obtenido en el presente análisis es: 124 puntos.

Analizando las valoraciones del riesgo obtenidas para cada una de las alternativas y los criterios establecidos se asigna la ponderación de 20% a la alternativa 2 (GIS) y del 10% a la alternativa 1 (AIS).

5.5 Mantenibilidad

Teniendo en cuenta las definiciones establecidas en los criterios sobre mantenibilidad, se analiza en el presente numeral la ponderación a asignar al criterio en cada una de las alternativas tecnológicas para subestaciones eléctricas planteadas en el presente trabajo, con el fin de definir cuál de las dos presenta un mayor índice de mantenibilidad, es decir cuál presenta mayor necesidad de intervención por mantenimientos preventivos en su vida útil.

5.5.1 Frecuencias de mantenimiento alternativa 1 (AIS). Para los equipos en tecnología AIS identificados en general en una bahía como son interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y transformadores de tensión, por lo tanto, agruparemos como transformadores de medida, de los cuales, según manuales de fabricantes, y buenas prácticas de empresas colombianas del sector eléctrico se han establecido las siguientes frecuencias de mantenimiento preventivo:

Tabla 29. *Frecuencias de mantenimiento para una bahía en subestación AIS*

Subestación AIS

	Equipo	Tiempo entre mantenimientos menores en años	Tiempo entre mantenimientos preventivos mayores con salida de servicio en años	Número de intervenciones en vida útil con salidas de servicio	Tiempo estimado fuera de servicio
Bahía	Interruptor	5	15	4	1-2 días
	Seccionadores	2	4	7,5	1-2 días
	Transformadores de medición	-	2	15	1 día

En la Tabla 29 se presenta un resumen de las frecuencias de mantenimiento sugeridas tanto en manuales de mantenimiento de algunos fabricantes de equipos como en algunos manuales públicos de empresas del sector eléctrico colombiano.

Los tiempos contemplados en la tabla corresponden a mantenimientos que involucran salida de servicio de alguno de los componentes de una bahía. El análisis se presenta por bahía teniendo en cuenta que es inviable que una empresa del sector eléctrico en Colombia saque de servicio una subestación completa para la ejecución de un mantenimiento, por lo cual, los tiempos medios establecidos aquí aplicarán para cada una de las bahías existentes en la subestación y el tiempo medio entre estas actividades sería el mismo, espaciados entre bahías unas semanas o meses según consignas operativas del responsable de los activos.

5.5.2 Frecuencias de mantenimiento alternativa 2 (GIS). Los equipos y subestaciones GIS en general son modulares y herméticos en su envolvente, definidos por los fabricantes como equipos libres de mantenimiento, tomando en cuenta que sus partes están inmersas en el SF6, protegidas y aisladas del exterior por su envolvente, por lo cual se podría decir que su necesidad de intervención en su vida útil durante la operación es nula. Sin embargo, la realidad es que a pesar que no están expuestas a los procesos corrosivos o contaminantes de los equipos convencionales también tienen partes móviles que se pueden desgastar y para esto algunos fabricantes establecen unas frecuencias de mantenimiento que se presentan a continuación.

Tabla 30. *Frecuencias de mantenimiento para una bahía en subestaciones GIS*

Subestación GIS

	Equipo	Tiempo entre mantenimientos menores en años	Tiempo entre mantenimientos preventivos mayores con salida de servicio en años	Número de intervenciones en vida útil con salidas de servicio	Tiempo estimado fuera de servicio
Bahía	Interruptor	4	12 a 18	4	1 día
	Seccionadores	4	12 a 18	4	1 día
	Transformadores de medida	No requiere	No requiere	No aplica	No aplica
	Compartimiento	-	15 - 25	2	3 a 5 días

En la Tabla 30 se presenta un resumen de las frecuencias de mantenimiento sugeridas en manuales de mantenimiento de algunos fabricantes de soluciones GIS.

Los tiempos contemplados en la Tabla 30 corresponden a mantenimientos que involucran salida de servicio de alguno de los componentes de una bahía. Como se esperaba, teniendo que la tecnología GIS tiene todos sus equipos dentro de una envolvente, los rangos de tiempos entre

mantenimientos de equipos y el compartimiento se cruzan entre sí. La envolvente maneja unos tiempos que de acuerdo con las rutinas de mantenimiento que defina el propietario del activo pueden hacerse coincidir con la salida de servicio de los equipos de corte o no ser necesaria, según el seguimiento de inspección visual que se haga, el seguimiento a las presiones internas registradas por los manómetros y demás instrumentos o las mediciones de espesor de la envolvente si deciden incluirse en planos de mantenimiento preventivo o predictivo.

Vale la pena aclarar que los tiempos registrados en la Tabla 30 contemplan, igual que en el caso AIS, los mantenimientos o intervenciones que involucran salidas de servicio de las bahías, y nuevamente se toma el tiempo por bahía, considerando que es poco probable que se saque la subestación en su totalidad. Por lo anterior, se considera que el tiempo medio entre intervenciones o mantenimientos sería igual para toda la subestación, espaciados según consignas operativas por semanas o años.

5.5.3 Evaluación de mantenibilidad. Con el fin de evaluar la ponderación de mantenibilidad de cada una de las alternativas propuestas se establece el tiempo medio entre mantenimientos medido en años y tomado como el promedio aritmético de los tiempos requeridos por cada uno de los equipos que componen la bahía. La fórmula aplicada se presenta a continuación para la alternativa AIS:

$$TMM = \frac{Tmmint + Tmmsecc + Tmmtm}{3}$$

Donde:

Tmmint= tiempo entre mantenimientos mayores de interruptor

Tmmsecc= tiempo entre mantenimientos mayores de seccionadores

Tmmtm= tiempo entre mantenimientos mayores de transformadores de medida

El denominador utilizado corresponde al número de tipos de equipos contemplados como componentes de la bahía.

La evaluación de este indicador para la alternativa AIS es igual a 7 años.

Para la alternativa 2 GIS se realiza la estimación del tiempo medio entre mantenimientos como sigue

$$TMM = \frac{Tmmint + Tmmsecc + Tmmtm + Tmmenv}{3}$$

Donde:

Tmmint= tiempo entre mantenimientos mayores de interruptor

Tmmsecc= tiempo entre mantenimientos mayores de seccionadores

Tmmtm= tiempo entre mantenimientos mayores de transformadores de medida

Tmmenv= tiempo entre mantenimientos mayores de la envolvente

El denominador utilizado corresponde al número de tipos de equipos contemplados como componentes de la bahía menos 1, que corresponde a los transformadores de medida, los cuales, según las recomendaciones de los fabricantes, no aplican rutinas de mantenimiento.

La evaluación de este indicador toma además el promedio aritmético de los periodos sugeridos por el fabricante, con el fin de evaluar un número entero. En este caso los promedios

son de 15 años para los equipos de corte y 20 años para la envolvente. Bajo estas consideraciones, el tiempo medio entre mantenimientos mayores para la alternativa GIS es de 16,66 años. El número de intervenciones calculadas durante el tiempo de vida útil es de 8,83 intervenciones para la solución AIS y de 3,33 intervenciones para la solución GIS.

Con los resultados obtenidos, para la evaluación del criterio se asigna un 20% a la alternativa 2, teniendo en cuenta que su tiempo medio entre mantenimientos es mayor, lo cual implica que los tiempos de indisponibilidad y cantidad de intervenciones son menores. Además, se asigna un 10% a la alternativa 1 por tener un menor tiempo entre mantenimientos y mayor cantidad de intervenciones, es decir, un mayor índice de mantenibilidad, lo cual se traduce en mayores gastos de mantenimiento.

6. Definición de alternativa

Tomando en cuenta los criterios definidos en el capítulo 4 y la evaluación de los mismos establecida en el capítulo 5, se presentará a continuación el resumen de las valoraciones y se definirá bajo esos criterios la alternativa tecnológica recomendada para la implementación de nuevas subestaciones eléctricas en los niveles de 230 kV (STN) y 115 kV (nivel 4), basados en los resultados de la topología establecida como caso de estudio en el presente trabajo.

Tabla 31. *Criterios de evaluación para alternativa 1 y 2.*

Criterio	Ponderación Alternativa 1 (AIS) en %	Ponderación Alternativa 1 (GIS) en %
Costos de equipos, terrenos y obras	15	25
Área de intervención requerida	10	20
Automatización del proceso norma IEC 61850	15	15
Nivel de riesgo	10	20
Mantenibilidad	10	20
Total de porcentaje de favorabilidad de la alternativa	60	100

Como se puede apreciar en la Tabla 31, bajo los criterios de análisis propuestos, el mayor porcentaje de favorabilidad se presenta para la solución de la alternativa 2-subestación en tecnología GIS, con un porcentaje de favorabilidad del 100% contra un 60% de la alternativa 1-subestación en tecnología AIS.

Tomando en cuenta los resultados, se concluye que para los criterios y topología establecida en el presente trabajo la alternativa de mayor favorabilidad para implementación de nuevas subestaciones eléctricas es la implementación en tecnología GIS.

7. Conclusiones

- Se cumplieron los objetivos propuestos en el presente trabajo de grado.
- Para la metodología establecida en el presente trabajo de grado, sujeto a los criterios considerados relevantes para fijar la favorabilidad de implementación para nuevas subestaciones

eléctricas, se observa que la alternativa 2 en tecnología GIS obtiene un mayor porcentaje de favorabilidad.

- Teniendo en cuenta que en la mayoría de los casos los aumentos de demanda energética en un sector específico o ubicación geográfica obedece al aumento en densidad poblacional e implementación de nuevas industrias en dicho sector, y que la disponibilidad de terrenos es inversa a los aumentos en estas densidades, se puede concluir que las soluciones en tecnología GIS presentan un resultado viable para atender estas nuevas demandas.
- Las subestaciones eléctricas, y en general el negocio de la energía eléctrica, tienen asociados factores de riesgo propios de las actividades de construcción, operación y mantenimiento de activos eléctricos. Sin embargo, bajos el análisis de riesgo realizado en el presente trabajo de grado, se puede concluir que los niveles de riesgo también logran reducirse con la implementación de subestaciones GIS.
- Con el fin de mejorar la confiabilidad y disponibilidad de los activos para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y para el Sistema de Transmisión Regional (STR) se puede afirmar que la implementación de subestaciones GIS es favorable, tomando en cuenta que las frecuencias de mantenimiento se reducen significativamente y por lo tanto las salidas de servicio para ejecutar actividades de mantenimiento.
- En general, la inversión inicial para la compra de los equipos requeridos en la implementación de una subestación en tecnología AIS es menor que la requerida para los equipos en tecnología GIS. Sin embargo, la inversión total asociando terrenos y obras aumenta significativamente estos valores en la solución AIS. Por lo tanto, se considera que la implementación de subestaciones AIS es viable o favorable en condiciones donde la empresa o inversionista cuente con terrenos propios adquiridos previamente y que no estén en explotación.

- De la evaluación de criterios definidos en el presente trabajo de grado se concluye que la aplicación del protocolo IEC 61850 es semejante en las dos soluciones y, a pesar de las diferencias tecnológicas, el protocolo es estándar para las dos alternativas propuestas y cumple los mismos requisitos.
- A pesar de que el presente trabajo toma como referencia una configuración y topología específica, es posible pensar que con otras topologías la solución GIS será la solución técnico-financiera más favorable para la implementación de nuevas subestaciones eléctricas, bajo los criterios aquí establecidos.

8. Recomendaciones

- Teniendo en cuenta que el presente trabajo se centra en criterios asociados con diseño, construcción y mantenimiento de subestaciones eléctricas y que las conclusiones arrojadas muestran una favorabilidad de la tecnología GIS, se recomienda realizar nuevos trabajos que se enfoquen en analizar el desempeño de estas tecnologías en operación y sus efectos en la calidad de la energía.
- Se recomienda realizar el seguimiento a las subestaciones GIS con el fin de establecer tiempos de vida útil, frecuencias y rutinas de mantenimiento para poder determinar costos asociados con su operación y mantenimiento.
- Para establecer de manera más concluyente los tiempos de vida útil de los sistemas y equipos de tecnología GIS se recomienda realizar estudios de seguimientos a la implementación

de esta tecnología por parte de diferentes transmisores y OR en el país, y recopilar el histórico de fallas y tiempo de vida útil real donde sea factible definirlo.

Referencias bibliográficas

Asea Brown, Boveri. (2018). *Evolución de las subestaciones: El diseño de subestaciones a principios del siglo XX y en la actualidad*. Recuperado de http://www.ie.com.co/pdf/ABB/01-2008/34-38-1M813_SPA72dpi.pdf

Cediel Martínez, Julián Andrés, & Chaparro Restrepo Jaime, Hernán. (2010). *Aspectos Generales en la Automatización de una subestación eléctrica y empleo del protocolo de comunicación 61850.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1994a). *Ley 142 de 1994*. Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Leyes-1994-Ley142-1994

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1994b). *Ley 143 de 1994*. Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Leyes-1994-Ley143-1994

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). *Resolución CREG 011 de 2009.* Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg011-2009

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Resolución CREG 015 de 2018.* Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019). *Resolución CREG 015 de 2019.* Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5fe3bde292bc2c43052583a2006bace2?OpenDocument

El Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2018). *Índice de Precios del Productor*. Recuperado de https://imgcdn.larepublica.co/cms/2019/01/04161036/bol_ipp_dic18.pdf

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (2013). *PLAN DE NEGOCIO 2013-2027*. Recuperado de http://www.essa.com.co/site/Portals/0/Docs/Plan-de-Negocios-ESSA.pdf

Hermann, Koch. (2014). *GIS Gas-Insulated Substations* (Primera edición). Recuperado de https://leseprobe.buch.de/images-adb/71/a4/71a4ccfe-1845-4c91-9b9f-c1d69a310ad1.pdf

López González, Diana María; Tabares Álvarez, Sandra Zuleica. (2014). *Estudio de la tasa de remuneración del sistema de transmisión nacional de energía eléctrica en Colombia*. Recuperado de http://www.eafit.edu.co/programas-academicos/posgrado/maestria-administracion-financiera/investigacion/Documents/Estudio%20Tasa%20de%20Remuneraci%C3%B3n%20STN%20Colombia.pdf

Mejía Villegas, S.A. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tension* (Segunda edición). Recuperado de https://es.scribd.com/doc/167673233/LIBRO-MEJIA-VILLEGAS-pdf

Mora Gutiérrez, Alberto. (2012). Mantenimiento industrial efectivo (Segunda edición)

Pinzón Cubides, Claudia Marcela. (2019). *Diseño de herramienta interactiva en excel para la explicación de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica - CREG 015 DE 2018.*