

Diseño de Conexión a la Red de una Granja Solar en la Región
Petrolera del Magdalena Medio

Alejandro Hernandez Calderon y Luis Alejandro Alba Durán

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Electricista

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Tecnología

Codirector

Wilman Morales Rey

Magíster en administración y gestión de empresas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2025

Tabla de Contenidos

Introducción	13
Objetivos	15
Glosario.....	16
1. Generalidades del Proyecto.....	17
1.1 Ubicación del Proyecto	18
1.1.1 Área del Proyecto.....	18
1.1.2 Georreferenciación.....	19
1.1.3 Distancia con el Rio	21
1.1.4 Distancia con los Oleoductos	22
1.1.5 Deforestación	24
1.2 Condiciones Locales de la Ubicación del Proyecto	24
1.2.1 Estado Legal del Terreno	24
1.2.2 Clima en Yondó	24
1.2.3 Riesgos Sociales.....	25
1.2.4 Riesgos Ambientales.....	26
1.3 Características de la Granja Solar	27
2. Alternativas de Interconexión de la Granja Solar	30
2.1 Alternativa Seleccionada.....	33
3. Subestación Eléctrica de 20 MVA (2x10MVA) 13.2/34.5 kV	34
3.1 Análisis de Riesgos de Origen Eléctrico y Medidas para Mitigarlos.....	35
3.2 Análisis de Riesgos por Descargas Eléctricas Atmosféricas y Medidas de Protección.....	36
3.3 Análisis y Cálculo de Cargas Iniciales y Futuras	41
3.4 Coordinación de Aislamiento Eléctrico	44
3.5 Análisis y Cálculos de Cortocircuito, Arco Eléctrico y Falla a Tierra.....	45

CONEXIÓN DE GRANJA SOLAR EN MAGDALENA MEDIO

	3
3.6 Análisis del Nivel Tensión Requerido	49
3.7 Cálculos de campos electromagnéticos.....	49
3.8 Cálculo de Transformadores Incluyendo Efectos del Factor de Potencia de Carga	52
3.9 Sistema de puesta a tierra.....	54
3.10 Cálculo Económico de Conductores, Teniendo en Cuenta los Factores de Pérdidas, las cargas Resultantes y los Costos de Energía.	57
3.11 Especificación de los conductores según la norma IEC 60909.....	58
3.12 Cálculo Mecánico de Estructuras y de Elementos de Sujeción y Soporte de Redes de Distribución, Subestaciones y Centrales de Generación.....	59
3.13 Cálculo y Coordinación de Protecciones Contra Sobrecorrientes.	63
3.14 Cálculos de canalizaciones, bandejas portacables y volumen de encerramientos	67
3.15 Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos del factor de potencia	68
3.16 Cálculos de regulación de tensión.....	69
3.17 Áreas clasificadas como peligrosas.....	70
3.18 Diagramas unifilares.	72
3.19 Planos eléctricos para construcción.	73
3.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, Incluyendo las de Tipo Técnico de Equipos y Materiales y sus Condiciones Particulares.	73
3.21 Distancias de seguridad o servidumbre requeridas	74
3.22 Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.	75
3.23 Otros estudios requeridos para la instalación garantizando su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.	76
3.24 Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.....	76

CONEXIÓN DE GRANJA SOLAR EN MAGDALENA MEDIO

4

4. Línea 34.5[kV] a S/E X.....	79
4.1 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	79
4.2 Análisis de Riesgos por Descargas Eléctricas Atmosféricas y Medidas de Protección.....	79
4.3 Análisis y Cálculo de Cargas Iniciales y Futuras, Incluyendo Factor de Potencia.	79
4.4 Coordinación de aislamiento eléctrico.	80
4.5 Análisis y Cálculos de Cortocircuito, Arco Eléctrico y Falla a Tierra.....	80
4.6 Análisis del nivel tensión requerido.	80
4.7 Cálculos de campos electromagnéticos.....	81
4.8 Cálculo de transformadores incluyendo efectos del factor de potencia en la carga.....	81
4.9 Sistema de puesta a tierra.....	81
4.10 Cálculo Económico de Conductores, Teniendo en Cuenta los Factores de Pérdidas, las Cargas Resultantes y los Costos de Energía.	81
4.11 Especificación de los Conductores de Acuerdo con la Norma IEC 60909	82
4.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.	83
4.13 Cálculo y Coordinación de Protecciones Contra Sobrecorrientes.	83
4.14 Cálculos de Canalizaciones, Bandejas Portacables y Volumen de Encerramientos	83
4.15 Cálculo de Pérdidas de Energía, teniendo en Cuenta los Efectos del Factor de Potencia.....	84
4.16 Cálculos de regulación de tensión.....	84
4.17 Áreas clasificadas como peligrosas.....	85
4.18 Diagramas unifilares.	85
4.19 Planos eléctricos para construcción.	86
4.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	87
4.21 Distancias de Seguridad o Servidumbre Requeridas.....	87

4.22	Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.	87
4.23	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.	87
4.24	Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.	87
5.	Cálculos Económicos del Proyecto.....	87
5.1	Costos totales	88
5.2	Costos de los Conductores	88
5.3	Costos de Transformadores.....	89
5.4	Costos de Equipos Eléctricos	89
5.5	Costos de obra civil.....	90
5.6	Costos de mano de obra	91
5.7	Otros costos.....	91
6.	Conclusiones	92
7.	Recomendaciones.....	94
	Referencias.....	96
	Apéndices.....	99

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Coordenadas de la S/E</i>	21
Tabla 2. <i>Distancia a las líneas de gas más cercanas</i>	23
Tabla 3. <i>Clima en Yondó</i>	24
Tabla 4. <i>Riesgos sociales</i>	25
Tabla 5. <i>Riesgos ambientales</i>	26
Tabla 6. <i>Puntaje asignado a las alternativas</i>	32
Tabla 7. <i>Evaluación de riesgos</i>	35
Tabla 8. <i>Valores para NPR</i>	37
Tabla 9. <i>Análisis económico</i>	37
Tabla 10. <i>Resultados de NPR</i>	37
Tabla 11. <i>Valores para capacidad de la S/E X</i>	42
Tabla 12. <i>Valores de aislamiento para 34.5 kV</i>	44
Tabla 13. <i>Valores de aislamiento para 13.2 kV</i>	44
Tabla 14. <i>Valores de CC para S/E X</i>	45
Tabla 15. <i>Valores de corto trifásico</i>	47
Tabla 16. <i>Valores de corto monofásico</i>	47
Tabla 17. <i>Valores de Intensidad de campo eléctrico y densidad de flujo magnético</i>	49
Tabla 18. <i>Campo eléctrico sobre el ducto de gas 2</i>	50
Tabla 19. <i>Campo magnético sobre el ducto de gas 2</i>	51
Tabla 20. <i>Cálculo del transformador de potencia</i>	52
Tabla 21. <i>Características del transformador seleccionado</i>	53
Tabla 22. <i>Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra</i>	54

CONEXIÓN DE GRANJA SOLAR EN MAGDALENA MEDIO

7

Tabla 23. <i>Datos de entrada para malla de puesta a tierra</i>	55
Tabla 24. <i>Datos de salida para malla de puesta a tierra.</i>	56
Tabla 25. <i>Resultados malla de puesta a tierra</i>	57
Tabla 26. <i>Calculo económico de conductores</i>	57
Tabla 27. <i>Selección de conductores según CC</i>	58
Tabla 28. <i>Selección de conductores.</i>	58
Tabla 29. <i>Cálculos mecánicos del Poste de entrada a la S/E</i>	60
Tabla 30. <i>Cálculos mecánicos del Poste de servicios auxiliares</i>	61
Tabla 31. <i>Calculo mecánico de las estructuras de la S/E</i>	62
Tabla 32. <i>Cálculo de instalación de la torre</i>	63
Tabla 33. <i>Coordinación de protecciones.</i>	63
Tabla 34. <i>Cálculos de las canalizaciones de la S/E</i>	67
Tabla 35. <i>Perdidas de la S/E</i>	68
Tabla 36. <i>Cálculo de regulación de tensión y conductores</i>	69
Tabla 37. <i>Consumo de servicios auxiliares</i>	76
Tabla 38. <i>Características del transformador de servicios auxiliares</i>	77
Tabla 39. <i>Características de la planta de respaldo</i>	77
Tabla 40. <i>Características del banco de baterías</i>	78
Tabla 41. <i>Valores de aislamiento para la línea 34.5kV</i>	80
Tabla 42. <i>Costos del conductor de la línea de 34.5kV</i>	81
Tabla 43. <i>Cálculo del conductor</i>	82
Tabla 44. <i>Características de la línea</i>	82
Tabla 45. <i>Canalización de la línea de 34.5 kV.</i>	83

CONEXIÓN DE GRANJA SOLAR EN MAGDALENA MEDIO

	8
Tabla 46. <i>Perdidas de la línea de 34.5kV.</i>	84
Tabla 47. <i>Cálculo de regulación de tensión de la línea de 34.5kV.</i>	85
Tabla 48. <i>Costos totales.</i>	88
Tabla 49. <i>Calculo económico de conductores</i>	88
Tabla 50. <i>Calculo económico de transformadores</i>	89
Tabla 51. <i>Calculo económico de los equipos eléctricos</i>	89
Tabla 52. <i>Costos de obra civil</i>	90
Tabla 53. <i>Costos de mano de obra.</i>	91
Tabla 54. <i>Otros costos.</i>	91

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Área del proyecto</i>	18
Figura 2. <i>Área y Perímetro del proyecto</i>	19
Figura 3. <i>Georreferenciación</i>	19
Figura 4. <i>Ubicación de la S/E en el terreno</i>	20
Figura 5. <i>Ubicación de la S/E</i>	20
Figura 6. <i>Georreferenciación al río Magdalena</i>	21
Figura 7. <i>Distancia al río Magdalena en km</i>	21
Figura 8. <i>Oleoductos en la Zona</i>	22
Figura 9. <i>Distancia a los oleoductos</i>	22
Figura 10. <i>Distribución de paneles</i>	27
Figura 11. <i>Circuitos de 800V</i>	29
Figura 12. <i>Líneas de 13.2kV</i>	29
Figura 13. <i>Configuración de la S/E</i>	34
Figura 14. <i>Ubicación de las estructuras</i>	40
Figura 15. <i>Modelado de la torre con la punta captadora y puesta a tierra</i>	40
Figura 16. <i>Cobertura de la esfera rodante</i>	41
Figura 17. <i>Unifilar S/E X 115/34.5[kV]</i>	43
Figura 18. <i>CC S/E X</i>	46
Figura 19. <i>Estabilidad del sistema</i>	48
Figura 20. <i>Modelado del Poste</i>	60
Figura 21. <i>Ubicación de los relés</i>	64
Figura 22. <i>Relés 50 y 51 para las líneas 1 y 3 de 13.2kV que entran a la subestación por la B1</i>	65
Figura 23. <i>Relés 50 y 51 en los lados de AT y BT del transformador 1</i>	66
Figura 24. <i>Relés 50 y 51 entre la barra de 34.5kV y el módulo de 34.5kV</i>	66

Figura 25. <i>Coordinación de los Relés 50 y 51 en toda la subestación por el lado del transformador 1</i>	67
Figura 26. <i>Unifilar de la S/E</i>	72
Figura 27. <i>Dimensiones de la S/E</i>	73
Figura 28. <i>Distancias de seguridad</i>	74
Figura 29. <i>Distancias de seguridad caseta</i>	75
Figura 30. <i>Coordinación entre el módulo de 34.5kV de la S/E y la línea entre la S/E y S/E X</i>	83
Figura 30. <i>Unifilar de la línea</i>	86
Figura 31. <i>Ubicación de la línea</i>	86

Resumen

Título: Diseño de conexión a la Red de una Granja Solar en la Región Petrolera del Magdalena Medio*

Autores: Alejandro Hernández Calderón, Luis Alejandro Alba Duran**

Palabras Clave: Subestación eléctrica, Línea de distribución, Cálculo económico.

Descripción:

Este proyecto se centra en el diseño de una conexión a la red eléctrica para un sistema fotovoltaico ubicado en la región petrolera del Magdalena Medio, un entorno caracterizado por la presencia de infraestructura crítica relacionada con la extracción y transporte de hidrocarburos. La cercanía a tuberías que transportan petróleo y gas natural introduce riesgos y limitaciones adicionales que hacen necesario un enfoque riguroso en la planificación, contemplando tanto la seguridad operativa como el cumplimiento de los lineamientos técnicos y regulatorios. Estos desafíos abarcan aspectos técnicos, logísticos, ambientales y de gestión, lo que exige un análisis integral y una ejecución cuidadosamente estructurada.

Como parte de la propuesta, se analizan y presentan alternativas de conexión viables que se ajustan a los requerimientos del sector. Entre las soluciones consideradas se encuentra la implementación de una línea de distribución de media tensión, destinada a transportar la energía generada por los inversores, alimentados a su vez por los paneles solares, hasta el pódico de la subestación objetivo.

El desarrollo de este proyecto ha permitido obtener estudios preliminares que respaldan el diseño de una infraestructura eléctrica de estas características, asegurando su factibilidad técnica, económica y operativa. En conjunto, esta iniciativa contribuye al proceso de transición energética del sector de los hidrocarburos, promoviendo la diversificación de la matriz energética mediante la integración de fuentes renovables en reemplazo progresivo de combustibles fósiles.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Codirector Wilman Morales Rey.

Abstract

Title: Design of Grid Connection for a Solar Farm in the Petroleum Region of Magdalena Medio

Authors: Alejandro Hernández Calderón, Luis Alejandro Alba Durán*

Keywords: Electrical substation, Distribution line, Economic calculation.**

Description:

This project focuses on the design of a grid connection for a photovoltaic system located in the oil-producing region of the Magdalena Medio, an environment characterized by the presence of critical infrastructure related to the extraction and transportation of hydrocarbons. The proximity to pipelines that transport oil and natural gas introduces additional risks and limitations that require a rigorous approach to planning, considering both operational safety and compliance with technical and regulatory guidelines. These challenges encompass technical, logistical, environmental, and management aspects, demanding a comprehensive analysis and a carefully structured execution.

As part of the proposal, viable connection alternatives are analyzed and presented, adjusted to the requirements of the sector. Among the solutions considered is the implementation of a medium-voltage distribution line, intended to transport the energy generated by the inverters, which are in turn powered by the solar panels, to the target substation portal.

The development of this project has made it possible to obtain preliminary studies that support the design of an electrical infrastructure of these characteristics, ensuring its technical, economic, and operational feasibility. Overall, this initiative contributes to the energy transition process in the hydrocarbon sector, promoting the diversification of the energy matrix through the integration of renewable sources as a progressive replacement for fossil fuels.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Codirector Wilman Morales Rey.

Introducción

En medio de los desafíos que enfrenta la industria Oil&Gas en el Valle Medio del Magdalena en Colombia, la necesidad de diversificar la matriz energética es cada vez más apremiante. Históricamente reconocida por su papel protagónico en la industria, actualmente esta región se encuentra en etapa crítica de transición hacia fuentes de energía sostenibles. Dicha transformación representa una oportunidad clave para avanzar en sostenibilidad ambiental y progreso económico. No obstante, a su vez implica múltiples retos, entre ellos, la complejidad de construir infraestructuras eléctricas en zonas colmadas de densas redes de transporte de hidrocarburos, como ductos de petróleo y gas natural.

La propuesta de conexión a red para una granja solar en el Magdalena Medio se enfrenta a desafíos técnicos, logísticos y regulatorios que deben ser abordados de manera integral. Uno de los más relevantes es la construcción de líneas de distribución eléctrica en entornos con alta concentración de ductos, lo cual impone restricciones estrictas en términos de diseño, seguridad y operación.

La cercanía entre los sistemas eléctricos y las tuberías de transporte plantea riesgos tanto para la seguridad humana como para la operación continua de ambas infraestructuras. La posibilidad de interferencias electromagnéticas entre cables de potencia y tuberías metálicas es una preocupación crítica, que debe ser mitigada mediante una selección adecuada de materiales y el diseño preciso de rutas subterráneas. Adicionalmente, se deben prevenir daños físicos a los ductos durante las fases de construcción y mantenimiento, lo que exige una estrecha coordinación entre los equipos de ingeniería eléctrica y los operadores de las instalaciones petroleras.

Por otro lado, cumplir con la reglamentación vigente, incluyendo estándares como el RETIE, y obtener los permisos de las autoridades competentes, añade complejidad al proyecto.

Por ello, el diseño debe integrar medidas de mitigación de riesgo y protección ambiental desde su concepción, minimizando cualquier posible impacto sobre el entorno natural.

En síntesis, el proyecto propuesto demanda un enfoque multidisciplinario, involucrando expertos en ingeniería eléctrica, seguridad industrial, gestión ambiental y regulación. Superar estos desafíos facilitará la integración de energías renovables en una región históricamente dominada por los hidrocarburos, además de servir como modelo replicable para proyectos similares en contextos complejos tanto a nivel nacional como internacional.

Objetivos

Objetivo General

Diseñar la conexión a la red de una granja solar ubicada en el Magdalena Medio, atendiendo los requerimientos del código de redes.

Objetivos Específicos

- Plantear alternativas para la interconexión de la granja solar al SDL atendiendo los requerimientos del código de redes. La conexión al SDL se realizará en el punto de conexión de una subestación del Magdalena Medio, que ya cuente con disponibilidad de conexión.
- Desarrollar las memorias de cálculo y planos de diseño de la subestación de 34,5 kV de la granja Solar.
- Desarrollar las memorias de cálculo y planos de diseño de línea de 34,5 kV, requerida para la interconexión entre la granja solar y el SDL. La línea abarcada en este proyecto llegara hasta el pórtico de llegada de la subestación Magdalena Medio sin incluir la bahía.
- Elaborar el CAPEX asociado a la mejor alternativa identificada para la interconexión de la granja solar al SDL.

Glosario

Cálculos Económicos. Los cálculos económicos son fundamentales para determinar la viabilidad financiera del proyecto y optimizar el uso de recursos. Consideran costos iniciales, operativos, de mantenimiento y beneficios esperados, así como indicadores financieros como VPN, TIR y PR. También evalúan pérdidas del sistema, incentivos regulatorios y el impacto de posibles fallas, garantizando decisiones sostenibles y rentables.

Cruce de Líneas de Gas con Líneas Eléctricas. El cruce entre líneas eléctricas y conducciones de gas representa un riesgo elevado debido a la posibilidad de incendios o explosiones ante fallas eléctricas o fugas de gas. Además, las corrientes de falla pueden inducir tensiones peligrosas en las tuberías. Para mitigar estos riesgos, se aplican medidas como aislamiento físico, puesta a tierra adecuada, señalización y distancias mínimas entre sistemas.

Distancias de Seguridad. Las distancias de seguridad en subestaciones eléctricas son esenciales para proteger al personal y asegurar el buen funcionamiento de los equipos. Están definidas por el nivel de tensión y normas como el RETIE e IEC 61936-1 (instalaciones de potencia con tensiones superiores a 1 kv en corriente alterna), y buscan evitar contactos peligrosos, arcos eléctricos y gradientes de potencial. También contemplan espacios seguros para maniobras con herramientas aisladas, reduciendo así el riesgo de accidentes y fallas operativas.

Riesgos Eléctricos. Los riesgos eléctricos en una subestación son altos debido a las tensiones y corrientes elevadas. Los principales peligros incluyen choques eléctricos por contacto directo o indirecto, arcos eléctricos por fallas o maniobras, y gradientes de potencial en el sistema de puesta a tierra. Para reducir estos riesgos, se deben aplicar medidas de seguridad como señalización, mantenimiento preventivo y cumplimiento de normas técnicas como el RETIE y la IEC 62305-3 (protección contra rayos).

Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR). El Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR) protege estructuras, equipos y personas frente a descargas atmosféricas mediante captadores, bajantes, puesta a tierra y dispositivos contra sobretensiones (DPS). Su diseño debe cumplir con la norma IEC 62305 (protección contra rayos, incluir análisis de riesgos y zonificación, garantizando una dispersión segura de la corriente del rayo y reduciendo posibles daños eléctricos o estructurales

1. Generalidades del Proyecto

Durante el desarrollo de este proyecto se identificaron diversos desafíos técnicos, logísticos y normativos, los cuales fueron abordados mediante soluciones específicas enmarcadas dentro de un enfoque integral de diseño. El sistema se origina en una granja solar conformada por un conjunto de paneles fotovoltaicos distribuidos y conectados a inversores individuales, lo que permite una generación promedio de 10 MVA y una capacidad pico estimada de hasta 17.51 MVA bajo condiciones óptimas de irradiación.

La energía generada por cada inversor a 800 V es conducida por circuitos subterráneos hasta cajas recolectoras, donde es elevada a 13.2 kV mediante transformadores. Posteriormente, es transportada a una subestación intermedia, donde dos transformadores de 10 MVA elevan la tensión a 34.5 kV para su conexión al sistema de transmisión.

El punto de conexión establecido corresponde a la subestación X, integrante del conjunto de subestaciones ubicadas en el Magdalena Medio. Esta selección se fundamenta en criterios de proximidad geográfica, solidez del nodo y viabilidad técnica y económica. La conexión directa a través de una línea de 34.5 kV permite reducir pérdidas, mejorar la estabilidad de la red y optimizar el diseño de la infraestructura de interconexión.

El esquema propuesto asegura una integración eficiente de la energía fotovoltaica al sistema eléctrico nacional, bajo criterios de confiabilidad operativa, flexibilidad para expansiones futuras y cumplimiento normativo. Todos los componentes seleccionados, incluyendo inversores, transformadores, circuitos subterráneos y sistemas de protección, se ajustan a los requerimientos técnicos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y en la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 (Instalaciones eléctricas), lo que garantiza la compatibilidad funcional y la seguridad del conjunto.

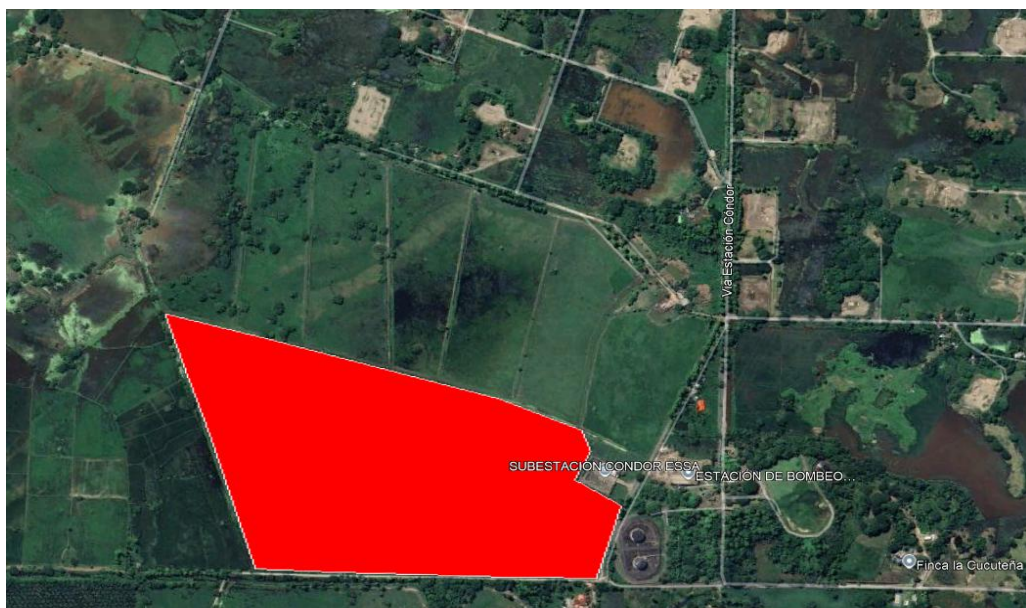
1.1 Ubicación del Proyecto

1.1.1 Área del Proyecto

En la Figura 1 se observa el área de todo el proyecto y en la Figura 2, los valores en hectáreas, área y perímetro respectivamente.

Figura 1.

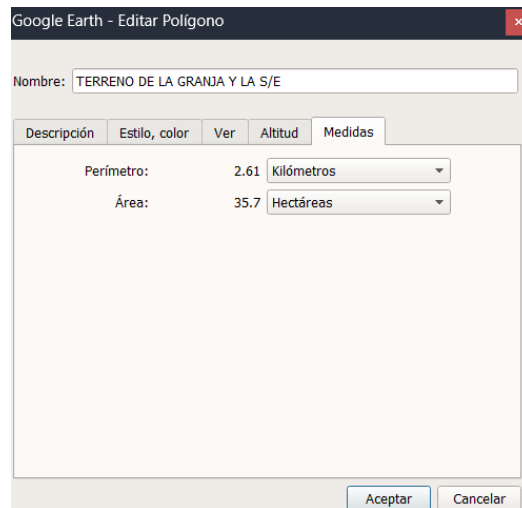
Área del proyecto



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Figura 2.

Área y Perímetro del proyecto.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

1.1.2 Georreferenciación

En la Figura 3, Figura 4, Figura 5 y Tabla 1 se muestra la georreferenciación del proyecto.

Figura 3.

Georreferenciación



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Figura 4.

Ubicación de la S/E en el terreno



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Figura 5.

Ubicación de la S/E



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Tabla 1.

Coordenadas de la S/E

Ubicación	Latitud	Longitud
Punto 1	7° 2'16.34"N	73°55'54.35"O
Punto 2	7° 2'15.46"N	73°55'52.50"O
Punto 3	7° 2'13.40"N	73°55'55.71"O
Punto 4	7° 2'12.53"N	73°55'53.86"O
Área: 65m*100m = 6500m²		

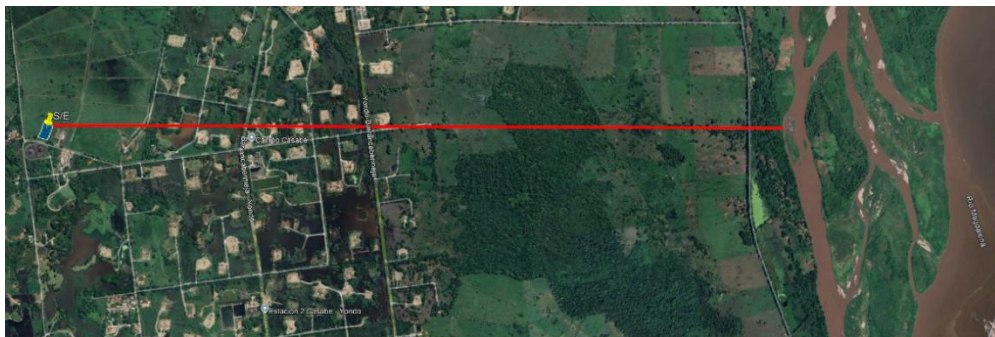
Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

1.1.3 Distancia con el Río

La Figura 6 y Figura 7 muestran la distancia entre el proyecto y el Río Magdalena.

Figura 6.

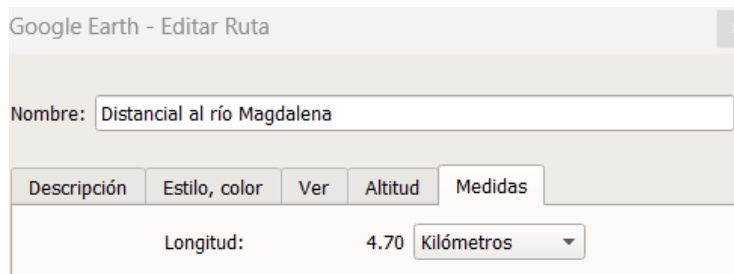
Georreferenciación al río Magdalena



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Figura 7.

Distancia al río Magdalena en km



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

1.1.4 Distancia con los Oleoductos

La Figura 8 muestra los oleoductos en la zona y en la Figura 9 junto a la Tabla 2 se muestran las distancias de la S/E a los oleoductos.

Figura 8.

Oleoductos en la Zona



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Figura 9.

Distancia a los oleoductos



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Tabla 2.*Distancia a las líneas de gas más cercanas*

Ducto de gas 1 – S/E	87 m
Ducto de gas 2 – S/E	55 m
Ducto de gas 3 – S/E	141 m
Ducto de gas 4 – S/E	159 m

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

En la zona del proyecto se identificó la presencia de oleoductos enterrados, con un diámetro entre 8” y 12” (pulgadas), construido en acero. Este tipo de infraestructura es susceptible a corrientes inducidas por instalaciones eléctricas cercanas. Según el RETIE, en su numeral 24.7, y la norma ASME B31.4 (sistemas de transporte por tubería para líquidos y lodos), sección 434.8, los oleoductos deben contar con protección contra descargas atmosféricas e inducidas, y estar aterrizados de manera segura. Asimismo, deben cumplirse los criterios establecidos en las normas NTC 4552-1 (Protección contra Descargas Atmosféricas) y NTC 2050 (Instalaciones Eléctricas) para garantizar una conexión a tierra efectiva.

Aunque es técnicamente viable construir en proximidad a un oleoducto si se implementan medidas de protección adecuadas, persiste un riesgo significativo. Una falla del sistema eléctrico o una descarga atmosférica mal canalizada puede inducir corrientes en la estructura metálica del ducto, elevando su potencial respecto al terreno. Esto puede causar deterioro del recubrimiento anticorrosivo, perforaciones en la tubería o incluso rupturas. Tal como lo advierte la norma ASME B31.4 (sistemas de transporte por tubería para líquidos y lodos), este tipo de eventos puede generar condiciones de incendio o explosión. Por ello, el diseño eléctrico del proyecto debe contemplar sistemas de mitigación específicos, como apantallamiento, puesta a tierra reforzada y separación

suficiente, en concordancia con los requerimientos del RETIE y las NTC aplicables, incorporando además una evaluación del riesgo en la fase de ingeniería.

1.1.5 Deforestación

Dado que el proyecto se desarrolla en una zona de uso industrial, en donde actualmente opera la subestación X y se encuentra en construcción la granja solar, los permisos ambientales necesarios han sido gestionados por el propietario del proyecto, tal como se detalla más adelante.

1.2 Condiciones Locales de la Ubicación del Proyecto

1.2.1 Estado Legal del Terreno

El cliente al momento de la realización del proyecto puso en disposición un terreno de su propiedad ya siendo catalogado como zona industrial por el POT de Yondó.

1.2.2 Clima en Yondó

Las condiciones ambientales se obtuvieron de fuentes públicas en la red. “El Clima En Yondó, el Tiempo Por Mes, Temperatura Promedio (Colombia) - Weather Spark”. En la Tabla 3 se tiene los valores a considerar en el proyecto, y estos son profundizados en el Anexo D.8.

Tabla 3.

Clima en Yondó

Condiciones climáticas locales	Valores por considerar
Temperatura promedio	30 °C
Elevación solar	70 °
Velocidad del viento máxima	2.5 km/h
Energía solar promedio	5 kWh
Valores de DDT	11.4 [Rayos/km ² x Año]

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

1.2.3 Riesgos Sociales

El análisis detallado de riesgos sociales se encuentra en el Anexo D.3, a continuación, en la Tabla 4 se presenta un resumen.

Tabla 4.

Riesgos sociales

Riesgo	Evaluación del riesgo
Presencia de grupos armados	En octubre de 2024 se reportaron cinco muertes por enfrentamientos entre las FARC, ELN y el Clan del Golfo, lo que confirma la actividad de estos grupos en la zona (Montaño, 2024). Aunque las víctimas no estaban vinculadas a la industria, su presencia representa un riesgo alto de altercados en la región.
Ataques terroristas	En 1999, las FARC ejecutaron un atentado con cilindros bomba en la región, causando múltiples víctimas y daños graves (Consejo Superior de la Judicatura, s.f.). Aunque estos ataques han disminuido, la persistencia de grupos armados mantiene un riesgo medio de afectaciones a la infraestructura.
Desplazamientos	Entre 1997 y 2006, la violencia en Yondó causó desplazamientos forzados de población (OPI & Dávila Benavides, 2007). Aunque el riesgo actual es bajo por el tiempo transcurrido, sigue presente debido a la inestabilidad regional.
Protestas de la población local	El 5 de noviembre de 2024, la comunidad de Yondó bloqueó el puente Guillermo Gaviria Correa en protesta por el aumento de la inseguridad (Dovale, 2024). Estas interrupciones y posibles disturbios pueden afectar el acceso al proyecto, por lo que el riesgo se considera alto debido a la falta de solución al problema.
Proximidad a áreas residenciales	El proyecto se encuentra en un área rural con la única edificación habitada cercana siendo la estación de bomberos. Riesgo bajo.

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

1.2.4 Riesgos Ambientales

El análisis detallado de riesgos sociales se encuentra en el Anexo D3. La Tabla 5 muestra un resumen de los riesgos ambientales.

Tabla 5.

Riesgos ambientales

Riesgo	Evaluación del riesgo
Actividad sísmica	La cercanía a uno de los principales epicentros sísmicos del país, ubicado en Los Santos, representa un riesgo medio que debe ser considerado en el diseño y construcción del proyecto para garantizar su seguridad estructural y operativa.
Contaminación por Hidrocarburos	La contaminación derivada de la explotación petrolera en la región representa un riesgo alto, afectando la salud, la durabilidad de los equipos eléctricos y la seguridad operativa.
Biodiversidad Sensible	En la zona se registraron 199 especies, y en el área específica del proyecto la presencia de árboles es mínima y no se verá afectada, por lo que el riesgo ambiental se considera bajo, dado que son áreas previamente intervenidas por otros proyectos.
Calidad del aire	En Yondó se han reportado altos niveles de material particulado, especialmente en las mañanas, deteriorando la calidad del aire y representando un riesgo para la salud pública.
Accesibilidad del Terreno	Aunque hay varias vías de acceso al terreno, solo hay dos centros poblacionales cercanos: Casabe, de tamaño reducido, y Barrancabermeja, conectada por un único puente, lo que podría dificultar el ingreso de personal capacitado. El riesgo se considera medio.

Zonas Protegidas	Existen zonas protegidas en la región, como la ciénega de Barbacoa, más sin embargo ninguna se encuentra particularmente cerca del proyecto. Riesgo Bajo.
Inundaciones	Yondó concentra cerca del 76% de los humedales de la subregión, con 263 de los 362 registrados en Antioquia, todos vinculados al río Magdalena. Por ello, se recomienda elevar la subestación para prevenir afectaciones por inundación. Riesgo medio.
Perfiles de elevación	Los perfiles de elevación y las curvas de nivel no representan un riesgo si se maneja un aislamiento y acometidas aéreas.

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

1.3 Características de la Granja Solar

Como base técnica para el desarrollo del presente proyecto, se recibió información detallada² sobre una granja solar ubicada en un terreno de aproximadamente 34.8 hectáreas, diseñada con criterios de eficiencia, modularidad y adaptabilidad al entorno físico y regulatorio. Esta granja representa la fuente principal de generación de energía renovable a ser conectada a la red mediante la subestación propuesta en este diseño.

La planta está conformada por un conjunto de bloques de generación, cada uno compuesto por paneles solares conectados a inversores de alta eficiencia. Según el dimensionamiento recibido, la granja fue diseñada para producir una potencia promedio máxima de 10 MVA, alcanzando hasta 17.51 MVA en condiciones óptimas de irradiación solar. La instalación de los inversores se realizó de forma distribuida a lo largo del terreno, permitiendo la optimización del recurso solar y la reducción de efectos negativos por sombreadamiento. La distribución espacial de los inversores, se encuentran representados en la Figura 10.

Figura 10.

² Información suministrada por el dueño del proyecto solar.

Distribución de paneles

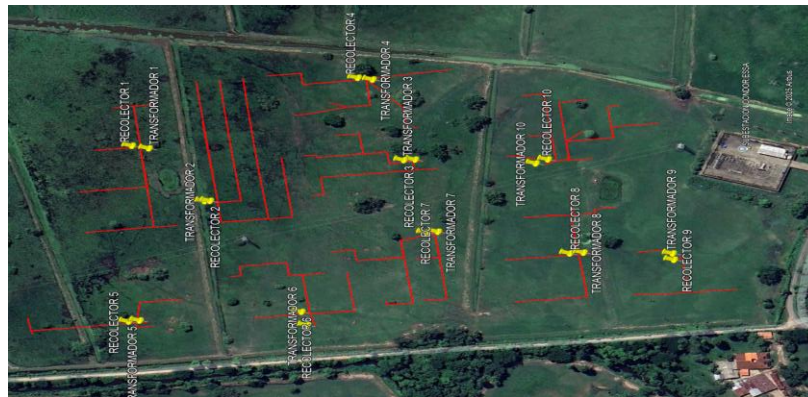
Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Las líneas deben transportar la energía desde los inversores hasta la subestación, la distribución de estas en el terreno fue estratégicamente para evitar en la medida de lo posible complicaciones con los oleoductos y las líneas de transmisión que ya se encuentran en la zona.

Cada inversor entrega energía en baja tensión (800 V) a través de circuitos subterráneos que convergen en cajas recolectoras o de inspección distribuidas estratégicamente por el terreno. Desde estas cajas, la energía es dirigida hacia un conjunto de diez (10) transformadores elevadores, que incrementan en circuitos desde 800 V a 13.2 kV, permitiendo su transporte eficiente hacia la subestación. El trazado de los circuitos subterráneos de baja tensión y cajas recolectoras está ilustrado en la Figura 11.

Figura 11.

Circuitos de 800V



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

La energía elevada a 13.2 kV es transportada a través de cuatro líneas de media tensión, que se agrupan en cuatro cajas derivadoras antes de ingresar a la subestación. Esta disposición permite segmentar los flujos de potencia y facilita el mantenimiento por secciones sin interrumpir toda la operación. La disposición espacial de las líneas de 13.2 kV y su distribución en el terreno se muestra en la Figura 12.

Figura 12.

Líneas de 13.2kV.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Una vez agrupada, la energía es entregada en los postes de entrada de la subestación. Allí, dos transformadores de 10 MVA realizan la elevación final de tensión a 34.5 kV, nivel con el cual se integra la granja al sistema eléctrico nacional a través de la subestación X, punto de conexión definido por criterios de proximidad y viabilidad técnica.

La documentación técnica complementaria sobre la planta incluye: especificaciones de equipos eléctricos, cálculos de pérdidas, estudios de regulación de tensión, cantidad de paneles e inversores, así como detalles de canalizaciones y protecciones. Toda esta información se encuentra reunida en el Anexo D7.

2. Alternativas de Interconexión de la Granja Solar

Se exploraron distintas alternativas técnicas para el desarrollo del proyecto, seleccionándose aquella que mejor se ajusta a los requerimientos del cliente y criterios de los diseñadores. Es importante resaltar que todas las alternativas consideradas cumplen con las distancias mínimas de seguridad y las condiciones normativas exigidas para su construcción en cercanía a oleoductos activos, conforme al RETIE numeral 24.7, la ASME B31.4 (sistemas de transporte por tubería para líquidos y lodos), sección 434.8, y las normas NTC 4552-1 y NTC 2050, que regulan la protección contra descargas eléctricas e inducciones en ductos metálicos enterrados.

- La primera alternativa contempla una acometida compuesta por cuatro (4) líneas subterráneas entrantes a la subestación en un nivel de tensión de 13.2 kV. Estas líneas alimentan una barra del mismo nivel de tensión, desde la cual se deriva la conexión al transformador de servicios auxiliares de 30 kVA (13.2 kV/208-120 V). Desde la misma

barra se conecta una bahía de transformación con equipos en celda tipo GIS, al igual que toda la subestación, e incorpora un transformador de potencia de 20 MVA (13.2/34.5 kV). La salida del transformador se conecta a una barra de 34.5 kV, desde donde parten conductores subterráneos hacia una celda de potencia, por la cual se conecta la línea de 34.5 kV que enlaza con la subestación X. Tras analizar los diferentes riesgos, se concluyó que esta opción no es viable debido a factores como la complejidad del terreno, que dificulta la instalación de líneas subterráneas. Además, el aislamiento tipo GIS representa un mayor impacto ambiental y constituye la alternativa más costosa entre las propuestas. Por estas razones, se descarta la implementación de este diseño.

- La segunda alternativa contempla una subestación con aislamiento tipo AIS, con cuatro (4) acometidas aéreas que ingresan a una barra sencilla de 13.2 kV. Desde esta barra se alimenta un transformador de servicios auxiliares de 30 kVA (13.2 kV/208-120 V) y una bahía de transformación compuesta por un transformador de potencia de 20 MVA (13.2/34.5 kV), conectados a una barra de 34.5 kV. Desde esta barra parten conductores subterráneos hacia una bahía de línea con aislamiento tipo GIS, la cual se conecta con una línea subterránea de 34.5 kV que llega hasta las celdas correspondientes en la subestación X. Adicionalmente, se dejan previstos dos (2) espacios de reserva en los bornes de entrada para una posible expansión futura de la granja solar. Al momento de tener un solo transformador conectado a una sola barra sencilla en 13.2kV dificultaría el mantenimiento y limita la flexibilidad del sistema.
- La tercera alternativa contempla un sistema con aislamiento tipo AIS, con cuatro (4) acometidas aéreas provenientes de la granja solar en líneas de 13.2 kV que alimentan una

barra seccionada del mismo nivel de tensión. Esta barra suministra energía a los servicios auxiliares a través de un transformador reductor de 30 kVA (13.2 kV/208-120 V) y alimenta dos bahías de transformación, cada una equipada con un transformador de 10 MVA (13.2/34.5 kV), para una capacidad total de 20 MVA. Ambas bahías se conectan a una barra de 34.5 kV, desde la cual parten conductores subterráneos hacia una bahía de línea con aislamiento tipo GIS, que se enlaza con la línea subterránea de 34.5 kV hacia la subestación X. Esta línea fue diseñada como subterránea por solicitud del propietario del proyecto, e ingresa directamente en las celdas de 34.5 kV de dicha subestación. Asimismo, se dejan previstos dos (2) espacios de reserva en los bornes de entrada, considerando una posible expansión futura de la granja solar. Ver figura 13.

En la ubicación seleccionada para la subestación, se analizaron los riesgos asociados a la cercanía del oleoducto y se implementaron las medidas técnicas de mitigación correspondientes. Todas las alternativas evaluadas cumplen con las distancias de seguridad y los criterios establecidos por la normativa vigente, por lo que se consideran seguras y viables desde el punto de vista técnico y regulatorio. En el Anexo D.1 se tuvieron en cuenta algunas ventajas y desventajas que se tomaron en cuenta cuando se pensó en el diseño.

Tabla 6.

Puntaje asignado a las alternativas.

Elemento	Primera alternativa	Segunda alternativa	Tercera alternativa
Acometida	Subterránea (7)	Aérea (6)	Aérea (6)
Aislamiento	GIS (8)	AIS (6)	AIS (6)
Configuración de la barra	Sencilla + Sencilla (14)	Sencilla + sencilla (14)	Seccionada + Sencilla (16)
Configuración del transformador	1 X 20 MVA (6)	1 X 20 MVA (6)	2 X 10 MVA (9)
Puntos totales	35	32	37

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

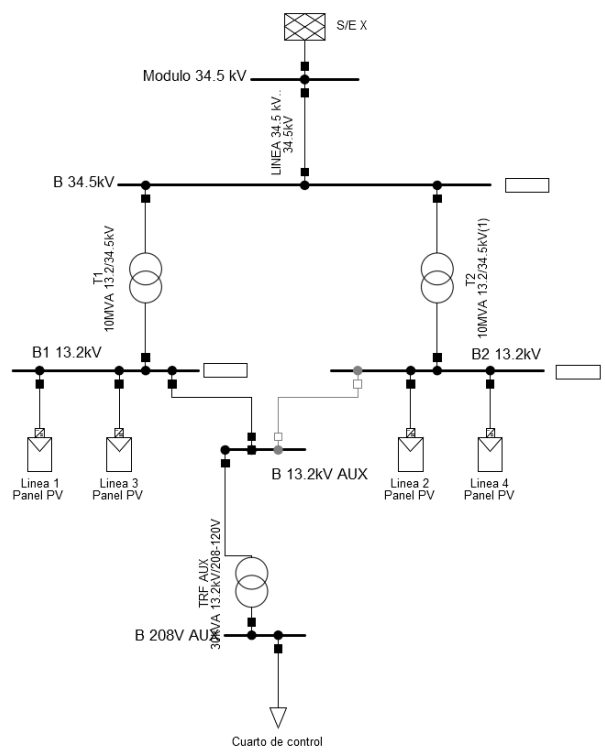
2.1 Alternativa Seleccionada

La alternativa seleccionada fue la número 3. La implementación de un sistema con aislamiento tipo AIS en toda la subestación permite reducir significativamente el impacto ambiental, disminuir los costos de inversión y facilitar el acceso para labores de mantenimiento. Adicionalmente, ofrece mayor facilidad para expansiones futuras. Por las condiciones del terreno la acometida subterránea a la subestación se hace compleja técnica y económicamente por lo que una acometida área es adecuada para el proyecto, también ayuda a reducir los costos. La configuración de la barra sencilla seccionada también cuenta con un factor económico favorable, otorga flexibilidad al sistema y reduce la necesidad de activar el grupo electrógeno para el cuarto de control, cada sección de la barra cuenta con un transformador el cual cada uno tiene la capacidad de soportar el sistema por sí solo.

La Figura 13 muestra el modelado de la S/E en el programa PowerFactory desarrollado por DigSilent donde se corrieron los flujos de potencia. Ver Anexo D_10.

Figura 13.

Configuración de la S/E.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

3. Subestación Eléctrica de 20 MVA (2x10MVA) 13.2/34.5 kV

La normativa colombiana establece requisitos muy específicos para la construcción de subestaciones eléctricas, los cuales están detallados en la página 167 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). En esta sección se describen las disposiciones técnicas que deben cumplirse para garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia de las instalaciones.

A continuación, se presentan los estudios correspondientes que respaldan el diseño y la construcción de la subestación propuesta.

3.1 Análisis de Riesgos de Origen Eléctrico y Medidas para Mitigarlos.

Toda subestación eléctrica presenta diversos puntos de riesgo en su área de operación, por esta razón, y en cumplimiento con las disposiciones establecidas en el RETIE 2024, se evaluaron matrices de riesgos específicas que permitan identificar y analizar dichos puntos críticos. Estas matrices incluirán medidas de mitigación diseñadas para minimizar los riesgos de manera efectiva y garantizar la seguridad de las personas, los equipos y el medio ambiente. La Tabla 7 contiene el resumen del Anexo D.5.

Tabla 7.

Evaluación de riesgos.

Riesgo	Evaluación del riesgo	Medidas para mitigarlo
Arcos eléctricos	Medio	Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra los rayos ultravioletas.
Ausencia de electricidad	Medio	Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
Contacto directo	Alto	Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.
Contacto indirecto	Medio	Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.
Cortocircuito	Medio	Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

Electricidad estática	Bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.
Rayos	Medio	Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
Sobrecarga	Bajo	Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.
Tensión de contacto	Alto	Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
Tensión de paso	Alto	Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
Oleoductos	Alto	Poner sensores de gas en varios sectores de la S/E.

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

3.2 Análisis de Riesgos por Descargas Eléctricas Atmosféricas y Medidas de Protección

El estudio de los niveles de protección contra rayos (NPR) se llevó a cabo utilizando un programa especializado. Este estudio evalúa el riesgo asociado a diferentes impactos de un rayo, que van desde la pérdida de vidas humanas hasta las pérdidas económicas. Además, determina las medidas necesarias para reducir estos riesgos a niveles aceptables. Los resultados del estudio se presentan en la Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10.

Tabla 8.

Valores para NPR

PA	PB	PC	PM	PU	PV	PW	PZ
1x10 ⁻⁴	2x10 ⁻²	1x10 ⁻²	1x10 ⁻³	0	0	0	0
LA	LB	LC	LM	LU	LV	LW	LZ
1x10 ⁻⁶	1x10 ⁻³	1x10 ⁻²	1x10 ⁻²	1x10 ⁻⁶	5x10 ⁻³	1x10 ⁻²	1x10 ⁻²
RA	RB	RC	RM	RU	RV	RW	RZ
6.79x10 ⁻⁷	0.136	0.679	1.62x10 ⁻²	0	0	0	0

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Los resultados de los riesgos RA, RB, RC, etc. están dados en un factor 10⁻⁵ fallas anuales.

Tabla 9.

Análisis económico

Clasificación	Miles de dólares Anuales
CL	0.925
CRL	0.004
CPM	14.4

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Tabla 10.

Resultados de NPR

R1	0.83
R2	0.83
R3	0.14
R4	-13.48

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Los resultados de los riesgos R1, R2 Y R3 están dados en un factor 10^{-5} fallas por año, adicionalmente R4 está dado en miles de dólares anuales.

- La categoría R1 que corresponde al riesgo que recae sobre las personas con un resultado de 0.83, este valor cumple con el requisito.
- La categoría R2 que corresponde al riesgo que recae sobre los servicios de la instalación con un resultado de 0.83, este valor cumple con el requisito.
- La categoría R3 que corresponde al riesgo que recae sobre los daños materiales de la instalación con un resultado de 0.14, este valor cumple con el requisito.
- La categoría R4 corresponde al aspecto económico del proyecto y refleja un saldo negativo, lo que indica que la instalación del sistema de protección contra rayos no representa una ganancia económica directa. Sin embargo, debido al riesgo que representan las descargas atmosféricas para la vida humana, se decidió implementarlo como una medida de seguridad prioritaria.

Para cumplir los niveles de riesgo admisibles se aplica el estándar de protección NPR 1:

- Sistemas completos de captación externa y bajantes, diseñados conforme a los lineamientos de la norma **IEC 62305-3 (protección contra rayos) (2005)**, garantizan un nivel de protección adecuado al interceptar las descargas directas de rayos y canalizar de manera segura la corriente hacia el sistema de puesta a tierra.
- Es fundamental instalar apantallamientos de baja resistencia ($R \approx 1-5 \Omega/\text{km}$) en las acometidas de energía, teléfono y datos para reducir la susceptibilidad a las inducciones generadas por rayos.
- Es necesario reforzar el aislamiento de las bajantes para prevenir posibles fallos en los sistemas de captación.

- Es necesario que las instalaciones cuenten con un sistema de protección contra incendios de uso manual, instalación de extintores y señalización de evacuación.

En la revista UIS Ingenierías se encuentra el artículo titulado: “E. Soto, G. Burbano, Y. García, “Análisis de las mediciones de un equipo diseñado para registrar corrientes de rayo en Barrancabermeja - Santander, utilizando las redes de localización de rayos LINET y LMA, en el periodo 2018-2019,” Rev. UIS Ing., vol. 19, no. 4, pp. 199-212, 2020.”

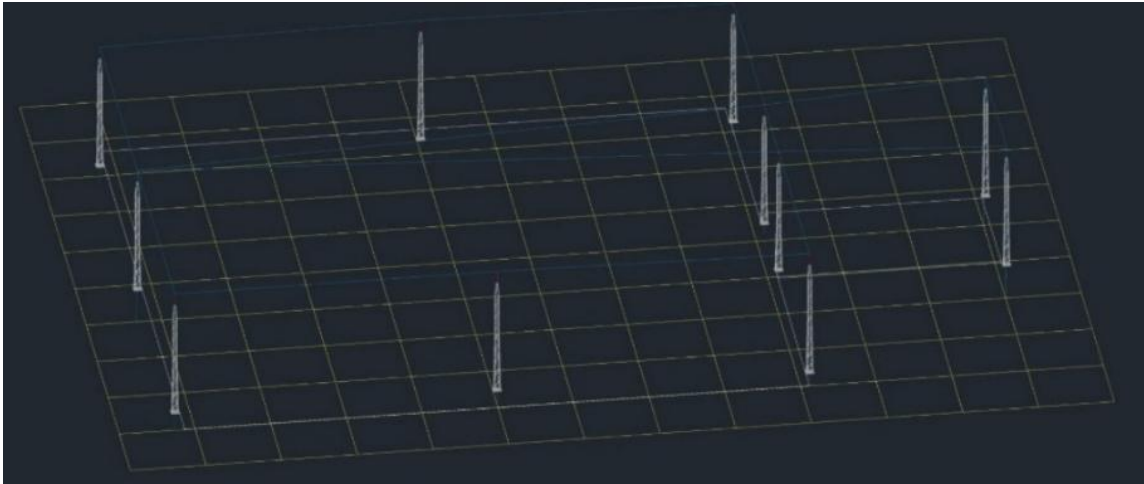
En este artículo se presenta el valor de la corriente mínima registrada cerca de la zona, el cual es de 11.7 kA. De acuerdo con el método de la esfera rodante establecido en la norma NTC 4552-1, el radio de protección se determina mediante la fórmula:

$$r_{sc} = 10(i_{min})^{0.65}$$

Donde i_{min} representa la corriente mínima esperada del rayo, expresada en kiloamperios (kA). Aplicando esta fórmula, se obtiene un radio teórico de 50 metros. No obstante, el Nivel de Protección Requerido (NPR) I, correspondiente al más alto grado de protección según dicha norma, establece un valor máximo permitido de radio de 20 metros. Por lo tanto, aunque el cálculo basado en la corriente mínima sugiere un mayor radio, el diseño debe ajustarse al límite más estricto impuesto por el NPR I para garantizar una adecuada protección frente a descargas atmosféricas.

Figura 14.

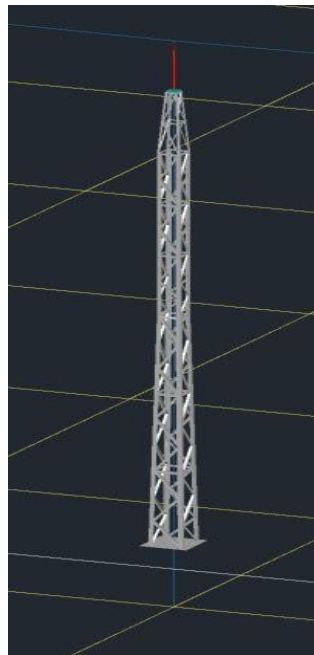
Ubicación de las estructuras



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Figura 15.

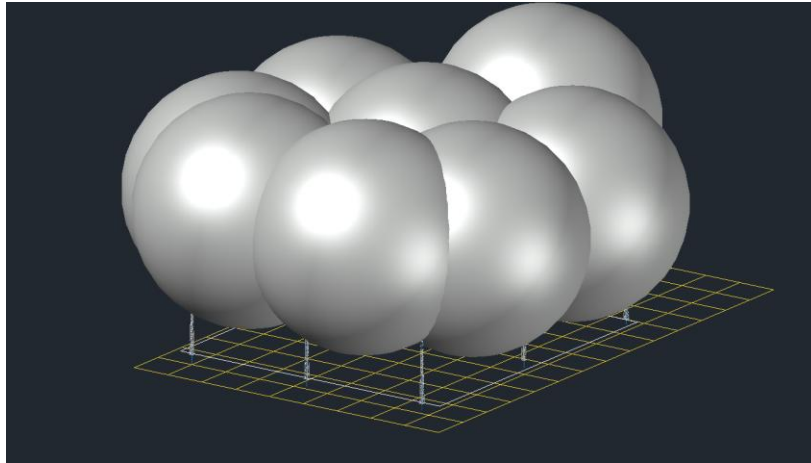
Modelado de la torre con la punta captadora y puesta a tierra.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Figura 16.

Cobertura de la esfera rodante



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Se tiene el modelado 3D de la S/E para la esfera rodante en la Figura 14, Figura 15 y Figura 16. El sistema de apantallamiento se debe implementar con un conductor de cobre desnudo de calibre 1/0 con bajantes cada 10 metros conectándose a la malla de puesta a tierra. Ver Anexo A.1 y Anexo B.15.

3.3 Análisis y Cálculo de Cargas Iniciales y Futuras

El terreno escogido se encuentra al lado de la subestación X, consta de 34.8 hectáreas las cuales no son aprovechables en su totalidad debido a su paso de líneas transmisión y paso de conductos de gas subterráneos, además de preservar la mayor cantidad de flora local Por diseño de la planta, en esta área se obtiene una inyección de potencia al sistema de 10 MVA tomando en cuenta las dificultades del terreno.

De acuerdo con la información suministrada por una electrificadora local a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios), se dispone de los valores de capacidad máxima correspondientes a la subestación X. Estos datos se encuentran consignados en el documento “Evaluación Integral de Prestadores”, elaborado por la Superintendencia de

Energía y Gas Combustible a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, específicamente en el Anexo C.2.4.

Tabla 11.

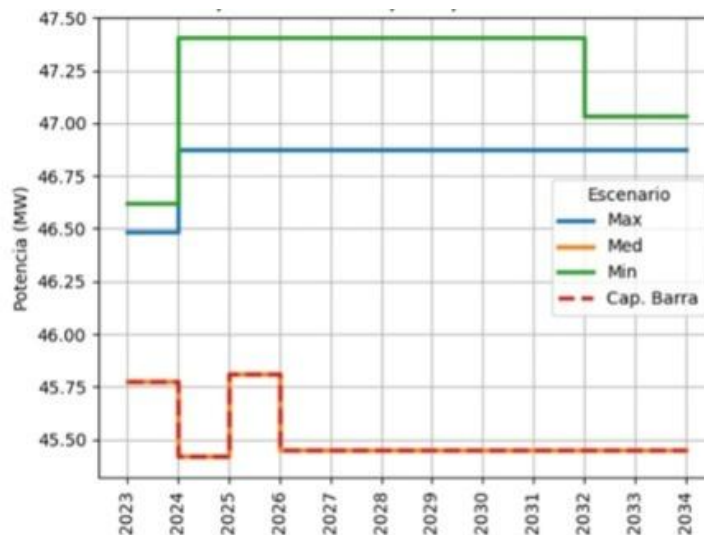
Valores para capacidad de la S/E X.

Subestación	Niveles de tensión (kV)	Capacidad instalada (MVA)	Fecha de Puesta en Servicio
X	115 / 34.5 kV	50	2018

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Figura 17.

Capacidad de la S/E X.



Nota. Adaptado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Según la Tabla 11 y la Figura 17, se observa que la capacidad de transporte de la subestación X es de 50 MVA, lo cual permite actualmente la recepción de la potencia generada por la granja solar proyectada y sus futuras expansiones.

El análisis detallado del sistema de potencia fue realizado por el dueño del proyecto solar, en cumplimiento de los requisitos establecidos por la empresa operadora de red, la cual definió como obligatoria la conexión del proyecto a la subestación X. Si bien dichos estudios no fueron

3.4 Coordinación de Aislamiento Eléctrico

El estudio de coordinación de aislamiento de la subestación se realizó a con ayuda del RETIE.

Tabla 12.

Valores de aislamiento para 34.5 kV.

Valores Tensiones Soportadas Normalizadas 34.5 kV							
Valores de Urw:		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
- En kV (valor eficaz) para corta duración a frecuencia industrial.		Equipos en una entrada de línea		Otros Equipos			
		Urw(s)	Urw(C)	Urw(s)	Urw(C)	Urw(s)	Urw(C)
- En kV (valor cresta) para los impulsos tipo rayo y tipo maniobra.							
Corta duración a frecuencia industrial	fase – tierra	33	47	33	47	36	42
	fase – fase	46	91	46	85	50	75
Impulso tipo maniobra	fase – tierra	78		78		84	
	fase – fase	148		138		150	
Impulso tipo rayo	fase – tierra	216	101	216	101	235	93
	fase – fase	216	158	216	147	235	165

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Tabla 13.

Valores de aislamiento para 13.2 kV

Valores tensiones soportadas normalizadas 13.2 kV				
Valores de Urw:		Aislamiento externo		Aislamiento interno
- En kV (valor eficaz) para corta duración a frecuencia industrial.		Equipos en una entrada de línea	Otros equipos	

- En kV (valor cresta) para los impulsos tipo rayo y tipo maniobra.

		Urw(s)	Urw(C)	Urw(s)	Urw(C)	Urw(s)	Urw(C)
Corta duración a frecuencia industrial	fase – tierra	14	18	14	18	15	16
	fase – fase	19	33	19	35	21	31
Impulso tipo maniobra	fase – tierra	29		29		32	
	fase – fase	54		58		63	
Impulso tipo rayo	fase – tierra	72	38	72	38	78	35
	fase – fase	72	57	72	61	78	69

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

En la Tabla 13 y Tabla 12 se detalla el nivel de aislamiento requerido para todos los equipos, con el objetivo de minimizar el riesgo de arco eléctrico en caso de una falla. El estudio completo está en el Anexo B.2.

3.5 Análisis y Cálculos de Cortocircuito, Arco Eléctrico y Falla a Tierra

En los archivos de la UPME se encuentran los valores de cortocircuito asociados a la subestación X, los cuales se presentan en la Figura 18 y en la Tabla 14. Anexo C.2.2.

Tabla 14.

Valores de CC para S/E X

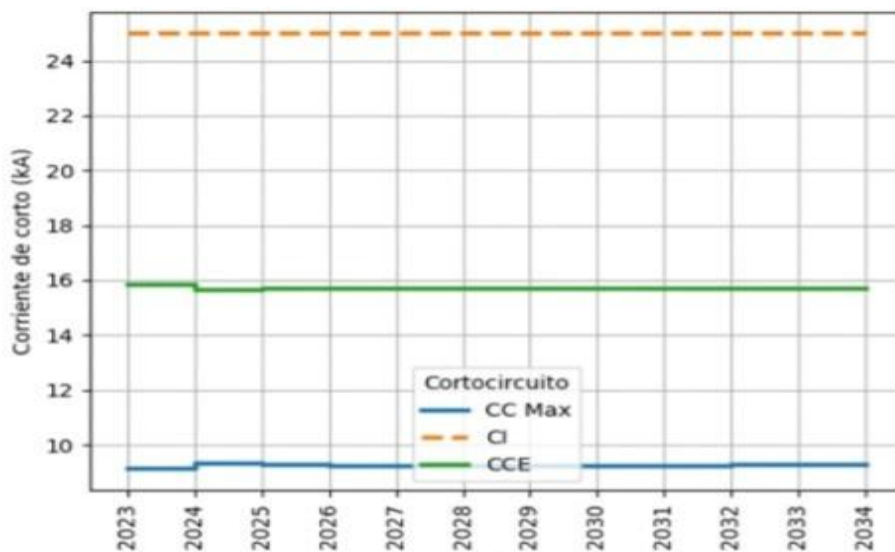
Año	CC monofásico [kA]	CC trifásico [kA]	CC máxima [kA]	Capacidad interrupción [kA]	Capacidad CC excedente [kA]
2023	8.47	9.13	9.13	25.00	15.87
2024	8.65	9.35	9.35	25.00	15.65
2025	8.58	9.28	9.28	25.00	15.72
2026	8.57	9.27	9.27	25.00	15.73

2027	8.57	9.27	9.27	25.00	15.73
2028	8.57	9.27	9.27	25.00	15.73
2029	8.57	9.27	9.27	25.00	15.73
2030	8.57	9.27	9.27	25.00	15.73
2031	8.57	9.27	9.27	25.00	15.73
2032	8.58	9.28	9.28	25.00	15.72
2033	8.58	9.28	9.28	25.00	15.72

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Figura 18.

CC S/E X



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alb

Se planea trabajar con un valor de cortocircuito máximo de 9.28 [kA] según la Figura 18 y la Tabla 14 para el equivalente de red al momento de correr el sistema de potencia. Después de modelar el sistema de potencia utilizando el equivalente de red de la subestación S/E X en el programa PowerFactory DigSilent, se obtuvieron los valores de cortocircuito de la nueva subestación. Ver Anexo D_10.

Tabla 15.

Valores de corto trifásico

Barra	Cortocircuito trifásico		
	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	X/R
B - 34.5 kV	533.44	8.93	4.63
B1 - 13.2 kV	111.97	4.90	20.67
B2 - 13.2 kV	113.11	4.95	20.43

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Tabla 16.

Valores de corto monofásico.

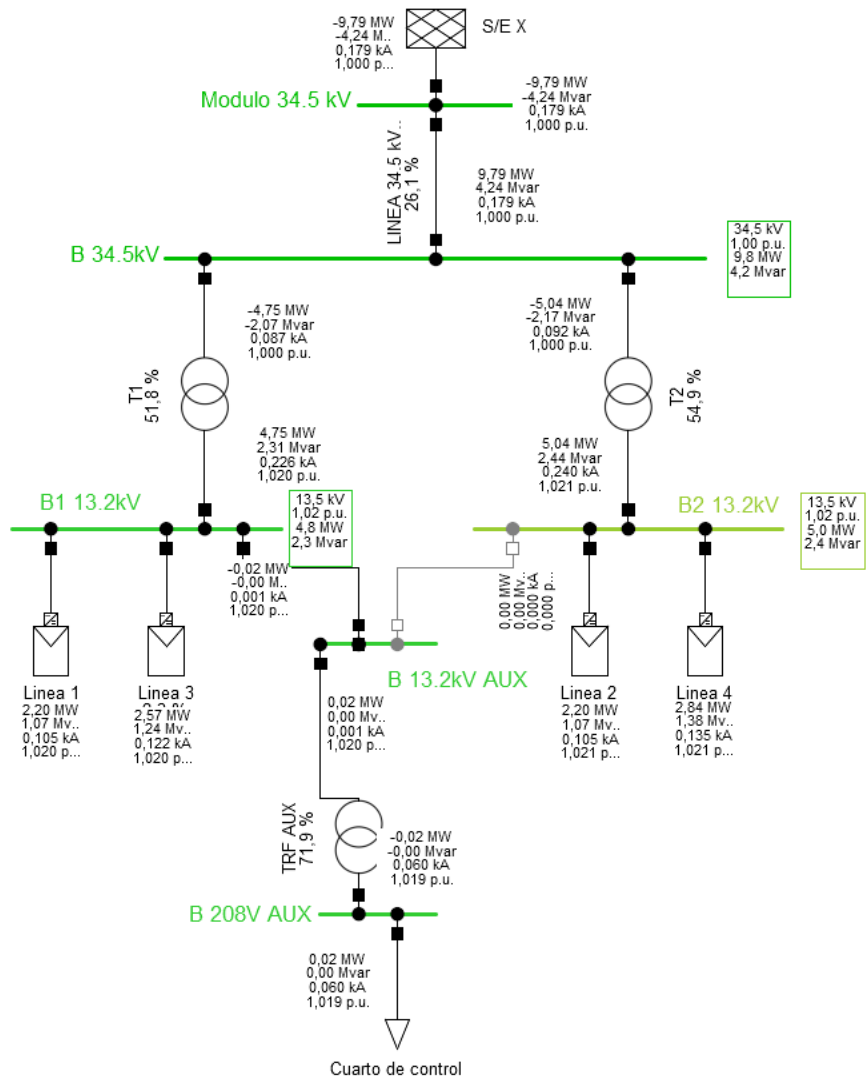
Barra	Cortocircuito monofásico					
	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	X0/X1	R0 [ohm]	X0 [ohm]	R0/X0
B - 34.5 kV	112.07	5.63	2.847	1.646	5.794	0.284
B1 - 13.2 kV	35.10	4.61	0.603	1.83×10^{-10}	0.407	4.49×10^{-10}
B2 - 13.2 kV	35.24	4.62	0.603	1.83×10^{-10}	0.407	4.49×10^{-10}

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

El valor de cortocircuito en la Tabla 15 y Tabla 16 a considerar será el mayor de los calculados, correspondiente a un corto trifásico en las barras de 34,5 [kV], con una corriente de corto de 8.93 [kA]. La capacidad de cortocircuito de la barra de la subestación X es de 25kA por lo que la corriente de corto de la nueva S/E, siendo 8.93kA estando al 35.72% de la capacidad de la S/E X, cumple perfectamente con las condiciones de conexión.

Figura 19.

Estabilidad del sistema



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba en PowerFactory.

Tras la simulación del sistema de potencia, se confirmó la estabilidad de la instalación, sin evidenciarse fallas en su funcionamiento como se observa en la Figura 19. Esto indica que el sistema opera de manera confiable bajo las condiciones planteadas. El estudio de estabilidad por nuestra parte se hizo en la nueva subestación la cual se conecta a la S/E X, los demás estudios están previamente realizados por el cliente, estos dieron el habal para llevar a cabo el proyecto.

3.6 Análisis del Nivel Tensión Requerido

Con el objetivo de realizar la conexión a la subestación X, que opera a un nivel de tensión de 34.5 kV, los conductores que provienen de la granja solar entrarán a una barra de 13.2 kV, la cual estará conectada a dos transformadores de 10 MVA con una relación de transformación de 13.2/34.5 kV. De esta forma, se alcanzará el nivel de tensión requerido para su conexión a la subestación X.

3.7 Cálculos de campos electromagnéticos

Los valores límite de exposición a campos electromagnéticos están definidos para proteger tanto a las personas expuestas de forma ocupacional como al público en general. En condiciones de exposición ocupacional, durante una jornada laboral de hasta ocho (8) horas, la intensidad máxima del campo eléctrico permitida es de 8.3 kV/m, y la densidad de flujo magnético no debe superar los 1000 μ T. Por otro lado, para el público en general, en exposiciones de hasta ocho (8) horas continuas, los límites se reducen a 4.16 kV/m para el campo eléctrico y 200 μ T para la densidad de flujo magnético. La Tabla 17 son los valores por cumplir por RETIE. Anexo D.4.

Tabla 17.

Valores de Intensidad de campo eléctrico y densidad de flujo magnético

Tipo de Exposición	Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)	Densidad de Flujo Magnético (μ T)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas	8,3	1000
Exposición del público en general	4,16	200

Nota. Adaptada por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

A pesar de que el RETIE no exige de forma obligatoria la realización de un estudio de campos electromagnéticos, se consideró pertinente incluirlo debido a la presencia de oleoductos en la zona de influencia del proyecto. El cálculo se realizó de forma manual, dado que no se dispone de acceso a herramientas de simulación especializadas para este tipo de análisis. Las fórmulas utilizadas para estimar la magnitud de los campos eléctrico y magnético generados por la línea de distribución corresponden a una simplificación del método establecido en la *Guía Metodológica GM-07: Cálculo de campos electromagnéticos en redes de distribución*, publicada por EPM. El análisis se centró en el oleoducto más cercano a la línea, considerando dicho caso como el más crítico.

Tabla 18.

Campo eléctrico sobre el ducto de gas 2

Inicio del Tramo	Fin del Tramo	Tensión Nominal [V]	Altura del Conductor	Radio Conductor	Distancia desde el conductor [m]	Campo Eléctrico [V/m]
POSTE 1	E. SUBESTACION 1	13.200	7	0,0061	70	59,53
POSTE 2	E. SUBESTACION 2	13.200	7	0,0061	72	57,74
POSTE 3	E. SUBESTACION 3	13.200	7	0,0061	65	64,51
POSTE 4	E. SUBESTACION 4	13.200	7	0,0066	67	63,03
E. SUBESTACION 1	BARRAJE 13.2kV	13.200	7	0,0061	100	40,38
E. SUBESTACION 2	BARRAJE 13.2kV	13.200	7	0,0061	100	40,38
E. SUBESTACION 3	BARRAJE 13.2kV	13.200	7	0,0061	95	42,70
E. SUBESTACION 4	BARRAJE 13.2kV	13.200	7	0,0066	98	41,67
BARRAJE 13.2kV	TRANSF.SUB 1	13.200	7	0,0139	110	39,74
TRANSF.SUB 1	BARRAJE 34,5kV	34.500	7	0,0064	130	79,65
BARRAJE 13.2kV	TRANSF.SUB 2	13.200	7	0,0139	95	46,69

TRANSF.SUB 2	BARRAJE 34,5kV	34.500	7	0,0064	127	81,71
BARRAJE 34,5kV	MODULO 34,5 KV	34.500	7	0,0094	145	73,54
BARRAJE 13.2kV	T. AUXILIAR	13.200	5	0,0034	82	47,49
T. AUXILIAR	C.CONTROL	208	0	0,0062	88	0,74
				Campo total [kV/m]		0,78

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Tabla 19.

Campo magnético sobre el ducto de gas 2.

Inicio del tramo	Fin del tramo	μ_0	2π	Corriente máxima de operación [A]	Distancia radial al conductor [m]	Campo Magnético [T]
POSTE 1	E. SUBESTACION 1	1,26E-06	6,283	195,82	70	1,66E-07
POSTE 2	E. SUBESTACION 2	1,26E-06	6,283	186,92	72	1,50E-07
POSTE 3	E. SUBESTACION 3	1,26E-06	6,283	222,52	65	2,19E-07
POSTE 4	E. SUBESTACION 4	1,26E-06	6,283	240,32	67	2,22E-07
E. SUBESTACION 1	BARRAJE 13.2kV	1,26E-06	6,283	195,82	100	8,18E-08
E. SUBESTACION 2	BARRAJE 13.2kV	1,26E-06	6,283	186,92	100	7,81E-08
E. SUBESTACION 3	BARRAJE 13.2kV	1,26E-06	6,283	222,52	95	1,03E-07
E. SUBESTACION 4	BARRAJE 13.2kV	1,26E-06	6,283	240,32	98	1,05E-07
BARRAJE 13.2kV	TRANSF.SUB 1	1,26E-06	6,283	481,13	110	1,66E-07
TRANSF.SUB 1	BARRAJE 34,5kV	1,26E-06	6,283	184,08	130	4,56E-08
BARRAJE 13.2kV	TRANSF.SUB 2	1,26E-06	6,283	481,13	95	2,23E-07
TRANSF.SUB 2	BARRAJE 34,5kV	1,26E-06	6,283	184,08	127	4,78E-08
BARRAJE 34,5kV	MODULO 34,5 KV	1,26E-06	6,283	368,17	145	7,34E-08
BARRAJE 13.2kV	T. AUXILIAR	1,26E-06	6,283	2,17	82	9,62E-10
T. AUXILIAR	C.CONTROL	1,26E-06	6,283	137,40	88	9,37E-07
Campo total [μT]						2,62E+00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

La Tabla 19 y Tabla 18 muestran los campos eléctricos y magnéticos respectivamente. De acuerdo con la norma IEC 60502-2 los valores máximos permitidos de campos electromagnéticos para los oleoductos son 5 kV/m y 100 μ T. Sin embargo, estos cálculos se realizaron con información limitada sobre el oleoducto, por lo que deben ser considerados como una aproximación preliminar. Anexo B.16.

Tras los cálculos realizados, se determinó que tanto la intensidad del campo eléctrico como la densidad de flujo magnético se encuentran dentro de los límites permitidos para exposición humana y para la operación segura de oleoductos cercanos, según los valores normativos establecidos. Este cumplimiento es resultado de las distancias de seguridad implementadas en el diseño, las cuales fueron definidas con el objetivo de mitigar los riesgos electromagnéticos durante la operación regular del sistema; más sin embargo se decidió usar cable XLPE, aterrizado en ambos extremos, para mitigar lo máximo posible la presencia de campos.

3.8 Cálculo de Transformadores Incluyendo Efectos del Factor de Potencia de Carga

A la subestación llegan cuatro líneas de 13.2 kV, las cuales en la Tabla 20 se denominan Circuitos 1 al 4. Con el objetivo de aumentar la flexibilidad del sistema, se busca disponer de dos líneas de reserva, cada una con capacidad para soportar 1 MVA:

Tabla 20.

Cálculo del transformador de potencia

GENERACIÓN FUTURA	
Circuito	Demanda [MW]
Circuito 1	3.663
Circuito 2	3.497
Circuito 3	4.163

Circuito 4	4.496
Reserva 1	1.000
Reserva 2	1.000
TRF Auxiliar	0.050
Demanda total	17.869

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Con los cálculos de los circuitos entrantes se selecciona un transformador de potencia elevador bidevanado con características:

Tabla 21.

Características del transformador seleccionado

TRANSFORMADOR SUBESTACION		
Demanda [MW]	8.487	
Factor de Potencia de diseño	0.95	
Potencia [MVA]	8.934	
Carga del transformador [MVA]	9.827	
Potencia de transformador [MVA]	10.0	
Relación de transformación	34.5[kV]/13.2[kV]	
Tipo de conexión	Dyn1	
Frecuencia de operación	60 Hz	
Refrigeración	ONAN	
Uz	9%	
Voltajes [V]	34,500	13,200
Corriente nominal [A]	167.35	390.75
Corriente de cortocircuito [A]	1859.42	4341.67

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

La subestación cuenta con 2 de los transformadores nombrados en la Tabla 21, que presenta un sobredimensionamiento que sirve tanto de factor de seguridad como de reserva de crecimiento futuro. Anexo B.7.

3.9 Sistema de puesta a tierra

Dado que la subestación es de media tensión y, conforme a la versión más reciente de RETIE, el sistema de puesta a tierra debe garantizar una resistividad no superior a 10Ω . La Tabla 21 muestra los valores permitidos por RETIE. En el Anexo B.3 Malla Puesta a tierra se tiene el cálculo de la malla de puesta a tierra de la subestación.

Tabla 22.

Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

Aplicación	Valores Máximos de Resistencia e puesta a Tierra
Estructuras y torrecillas metálicas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Punto neutro de acometidas de baja tensión	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Nota. Adaptado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

En la Tabla 22 se consolidan los datos utilizados para el cálculo de la malla de puesta a tierra correspondiente a la nueva subestación. La Tabla 23 tiene los datos necesarios para el cálculo. Esta información incluye los parámetros eléctricos y físicos necesarios para el diseño:

Tabla 23.*Datos de entrada para malla de puesta a tierra*

Datos de entrada	Valores de entrada	Descripción
I_k"	8930 [A]	Corriente CC
X/R	4,63	Valor X/R obtenido en la simulación
R	0.047 [Ω]	Valor R obtenido en la simulación
X	0.675 [Ω]	Valor X obtenido en la simulación
T	0.16 [s]	tiempo de despeje de falla
T_a	40 °C	Temperatura ambiente
T_m	450 °C	Temperatura máxima en los nodos con soldadura
\varnothing	10.6 [mm]	Diámetro mínimo permitido AWG 2/0
L_x	100 [m]	Dato de entrada asociado a dimensiones del patio de subestación
L_y	65 [m]	Dato de entrada asociado a dimensiones del patio de subestación
D	7 [m]	Dato de entrada (lado del cuadrado de la malla)
ρ_s	5500 [Ω -m]	Dato de entrada, resistividad de la superficie
H_s	0.3 [m]	Dato de entrada, espesor del material de la superficie
ρ	250 [Ω -m]	Dato de entrada, resistividad del suelo
N_v	4 und	# varillas electrodos
L_r	2.4 [m]	Longitud de cada varilla
H	1 [m]	Dato de entrada: cuanto se entierra el conductor

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Los resultados de los cálculos para la malla de puesta a tierra de la nueva subestación arrojaron los valores de la Tabla 24:

Tabla 24.*Datos de salida para malla de puesta a tierra.*

Datos de salida	Valores calculados	Descripción
A	6500 [m ²]	Área de la subestación
ρ	250 [Ω -m]	Resistividad del suelo
Lc	2022.143 [m]	Longitud crítica
a	0.005 [m]	Radio del conductor
a'	0.103 [m]	Radio equivalente
X	1.538	Relación larga/ancho
K1	1.348	Factor geométrico
K2	5.731	Factor de acoplamiento
b	0.007 [m]	Radio de la varilla
R1	1.522	Resistencia conductor individual
R2	26.045	Resistencia conductor paralelo
R_m	1.437	Resistencia malla
R_{gmin}	1.374 [Ω]	Resistencia mínima esperada
R_{gmax}	1.497 [Ω]	Resistencia máxima esperada

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Estos resultados cumplen con los límites establecidos por las normas técnicas, asegurando que el sistema de puesta a tierra proporcione protección adecuada contra choques eléctricos por contacto o por paso. Los resultados en la Tabla 25.

Tabla 25.

Resultados malla de puesta a tierra

Datos de salida	Valores calculados	Descripción
Ep	11732.337 [V]	Tensión de paso limite
Ep real	58.461 [V]	Tensión de paso real
Et	3227.459 [V]	Tensión de contacto limite
Et real	135.641 [V]	Tensión de contacto real
Rg	1.521 [Ω]	Impedancia de la malla

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

3.10 Cálculo Económico de Conductores, Teniendo en Cuenta los Factores de Pérdidas, las cargas Resultantes y los Costos de Energía.

El valor de los conductores es información pública en la red “Alambres Y Cables - Inter Eléctricas, n.d.”. La Tabla 26 muestra los costos de los conductores. Anexo B.1.

Tabla 26.

Calculo económico de conductores

34.5 KV					
Calibre	Distancia [m]	Longitud necesaria [m]	Valor [\$/m]	Aproximación [m]	Total, dólares [\$]
4/0	72.5	217.5	26	250	\$ 6,500.00
13.2 KV					
Calibre	Distancia [m]	Longitud necesaria [m]	Valor [\$/m]	Aproximación [m]	Total, dólares [\$]
2	93.75	281.25	12	300	\$ 3,600.00
4/0	135.14	405.42	25.5	450	\$ 11,475.00
250	43.6	130.8	30.5	150	\$ 4,575.00
750	70	210	90.5	250	\$ 22,625.00

APANTALLAMIENTO SUBESTACION Y TIERRA					
Calibre	Distancia [m]	Longitud necesaria [m]	Valor [\$/m]	Aproximación [m]	Total, dólares [\$]
1/0	5000	5000	15	5000	\$ 75,000.00
TOTAL					\$ 123,775.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

3.11 Especificación de los conductores según la norma IEC 60909.

La Tabla 28 y Tabla 27 contienen las especificaciones de los conductores. Anexo B.4.

Tabla 27.

Selección de conductores según CC

Corriente CC [kA]	10	5	2
Tiempo disipación falla [s]	3	3	3
Constante material	226	226	143
Sección transversal mínima [mm ²]	76.639	38.32	24.224
Área calibre más cercano [mm ²]	85	53.5	33.6
Calibre mínimo	Cu 3/0	Cu 1/0	Cu 2/0

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Tabla 28.

Selección de conductores.

Tramo		Característica	Valores Nominales		Protección		Calibre	
Inicio	Fin		V	[A]	[A]	[kA]	FASE	TIERRA
POSTE 1	E. S/E 1	Cu - XLPE (MT)	13200	195.817	3X200	5	Cu 4/0	
POSTE 2	E. S/E 2	Cu - XLPE (MT)	13200	186.917	3X200	5	Cu 4/0	

POSTE 3	E. S/E 3	Cu - XLPE (MT)	13200	222.520	3X225	5	Cu 4/0
POSTE 4	E. S/E 4	Cu - XLPE (MT)	13200	240.322	3X250	5	Cu 250
E. S/E 1	Barraje 13.2kV	Cu - XLPE (MT)	13200	195.817	3X200	5	Cu 4/0
E. S/E 2	Barraje 13.2kV	Cu - XLPE (MT)	13200	186.917	3X200	5	Cu 4/0
E. S/E 3	Barraje 13.2kV	Cu - XLPE (MT)	13200	222.520	3X225	5	Cu 4/0
E. S/E 4	Barraje 13.2kV	Cu - XLPE (MT)	13200	240.322	3X250	5	Cu 250
BARRAJE 13.2kV	TRANSF.SUB 1	Cu - XLPE (MT)	13200	481.125	3X500	5	Cu 750
TRANSF.SUB 1	Barraje 34.5kV	Cu - XLPE (MT)	34500	184.082	3X200	5	Cu 4/0
BARRAJE 13.2kV	TRANSF.SUB 2	Cu - XLPE (MT)	13200	481.125	3X500	5	Cu 750
TRANSF.SUB 2	Barraje 34.5kV	Cu - XLPE (MT)	34500	184.082	3X200	5	Cu 4/0
Barraje 34.5kV	MODULO 34.5 KV	Cu - XLPE (MT)	34500	368.165	3X400	10	Cu 500
Barraje 13.2kV	T. AUXILIAR	Cu - XLPE (MT)	13200	2.165	3X15	5	Cu 2
T. AUXILIAR	C.CONTROL	Cu (BT)	120/208	137.398	3X150	2	Cu 2/0 Cu 6

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

3.12 Cálculo Mecánico de Estructuras y de Elementos de Sujeción y Soporte de Redes de Distribución, Subestaciones y Centrales de Generación.

La línea ingresa a la subestación a través de cuatro postes. La viabilidad de esta disposición se demuestra mediante los cálculos de los esfuerzos mecánicos ejercidos sobre los postes y la selección de uno que sea capaz de soportarlos. Las características del poste seleccionado se detallan en la Tabla 29 y Figura 20. Se debe mirar el Anexo B.6

Tabla 29.

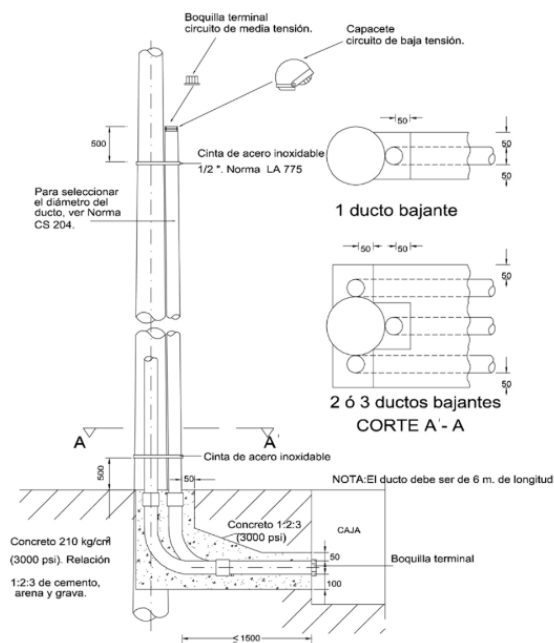
Cálculos mecánicos del Poste de entrada a la S/E

Datos Cálculos de Apoyo	
Poste seleccionado	14 m
Carga de rotura	1350 kgf
Conductor seleccionado	250 AWG
Material	Cu
Carga de rotura	4520 kgf
Numero de conductores	3
Velocidad del viento	40 km/h
Vano del viento	15 m
Angulo de inflexión	25°
Factor de seguridad	2.5
Altura del conductor más bajo desde la cima	0.8 m

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Figura 20.

Modelado del Poste



Nota. Adaptado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

El poste para el transformador auxiliar debe cumplir con las siguientes características según la Tabla 30. Ver Anexo B.14

Tabla 30.

Cálculos mecánicos del Poste de servicios auxiliares

Datos Cálculos de Apoyo	
Poste seleccionado	14 m
Carga de rotura	1350 kgf
Conductor seleccionado	2/0 AWG
Material	Cu
Carga de rotura	2404 kgf
Numero de conductores	4
Velocidad del viento	40 km/h
Vano del viento	31.25 m
Angulo de inflexión	40°
Factor de seguridad	2.5
Altura del conductor más bajo desde la cima	0.8 m

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Las estructuras donde se apoyan los cables de la S/E deben tener las siguientes características de acuerdo con la Tabla 32 y Tabla 31. Anexo B.9.

Tabla 31.*Calculo mecánico de las estructuras de la S/E*

Característica	Conductores 34.5 [kV]		Conductores 13.2 [kV]		
	4/0 [AWG]	500	4/0	250	750
Peso [kg/m]	6.89	12.26	4.99	5.61	11.87
W_C [N/m]	67.63	120.28	48.91	55.03	116.40
Vano [m]	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Flecha [m]	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Tensión del Conductor [N]	304.34	541.26	220.11	247.65	523.78
Diámetro Conductor [m]	0.04	0.05	0.03	0.03	0.04
Área proyectada [m²]	0.24	0.29	0.18	0.19	0.24
Viento [m/s]	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Carga Viento [N]	141.19	170.08	105.77	109.93	140.10
F total [N]	335.49	567.36	244.20	270.96	542.19
Altura [m]	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Momento Flector [Nm]	2012.95	3404.14	1465.21	1625.74	3253.16
Capacidad Portante [N/m²]	2000.00	2000.00	2000.00	2000.00	2000.00
Profundidad de cimentación [m]	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Área Cimentación [m²]	1.01	1.70	0.73	0.81	1.63

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Tabla 32.

Cálculo de instalación de la torre

Área cimentación [m ²]	1.702
Profundidad Cimentación [m]	1
Altura total [m]	7
Carga de Rotura [N]	3404.138

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

3.13 Cálculo y Coordinación de Protecciones Contra Sobrecorrientes.

La coordinación de sobre corriente se realizó en base a los criterios de “Carlos F. Ramírez (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión (segunda edición)*” y “Samuel Ramírez Castaño (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos (Primera edición)*”. Para la coordinación se usaron los cálculos base:

Tabla 33.

Coordinación de protecciones.

Tramo	I. Nominal (A)	Criterio	Corriente primario	Relación de transformación		Corriente secundario	Icc (kA)	Icc secundario
				Primario	Secundario			
E. SUBESTACION 1 BARRAJE 13.2kV	195.82	1.2	234.981	300	5	3.916	4.9	81.67
E. SUBESTACION 2 BARRAJE 13.2kV	186.92	1.2	224.300	300	5	3.738	4.95	82.50
E. SUBESTACION 3 BARRAJE 13.2kV	222.52	1.2	267.024	300	5	4.450	4.9	81.67
E. SUBESTACION 4 BARRAJE 13.2kV	240.32	1.2	288.386	300	5	4.806	4.95	82.50
BARRAJE 13.2kV TRANSF.SUB 1	481.13	1.2	577.350	600	5	4.811	4.9	40.83
TRANSF.SUB 1 BARRAJE 34,5kV	184.08	1.2	220.899	600	5	1.840	8.93	74.42
BARRAJE 13.2kV TRANSF.SUB 2	481.13	1.2	577.350	300	5	9.622	4.9	81.67

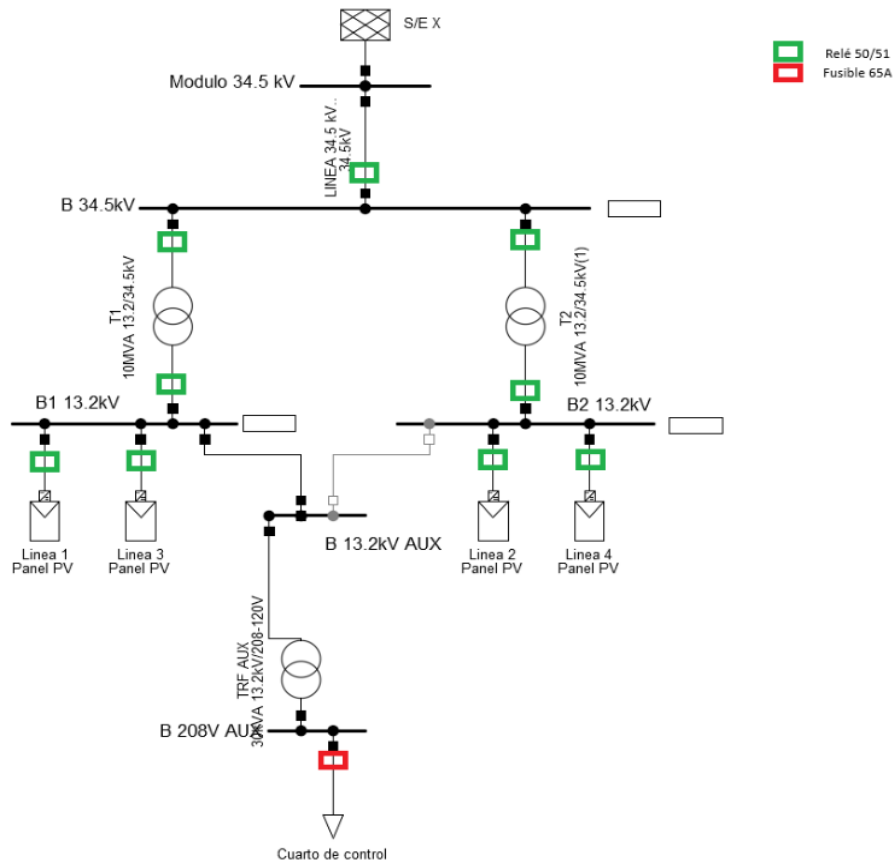
TRANSF.SUB 2	BARRAJE 34,5kV	184.08	1.2	220.899	300	5	3.681	8.93	148.83
BARRAJE 34,5kV	MODULO 34,5 KV	368.17	1.2	441.798	500	5	4.417	8.93	89.30
MODULO 34,5 KV	S/E X	368.17	1.2	441.798	500	5	4.417	8.93	89.30

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

La Tabla 33 se tiene en cuenta para la protección 50 un factor de 1.2 la corriente máxima de carga ya sabiendo que el circuito cuenta con un sobredimensionamiento dándonos la corriente de arranque para la protección 50. La coordinación de protecciones 5 se tomó el criterio de entre el 20% y el 40% de la corriente de falla en las barras. La coordinación se realizó en el programa de DigSilent PowerFactory. Ver Anexo B.15, Anexo C.4.10 y Anexo D_10.

Figura 21.

Ubicación de los relés.

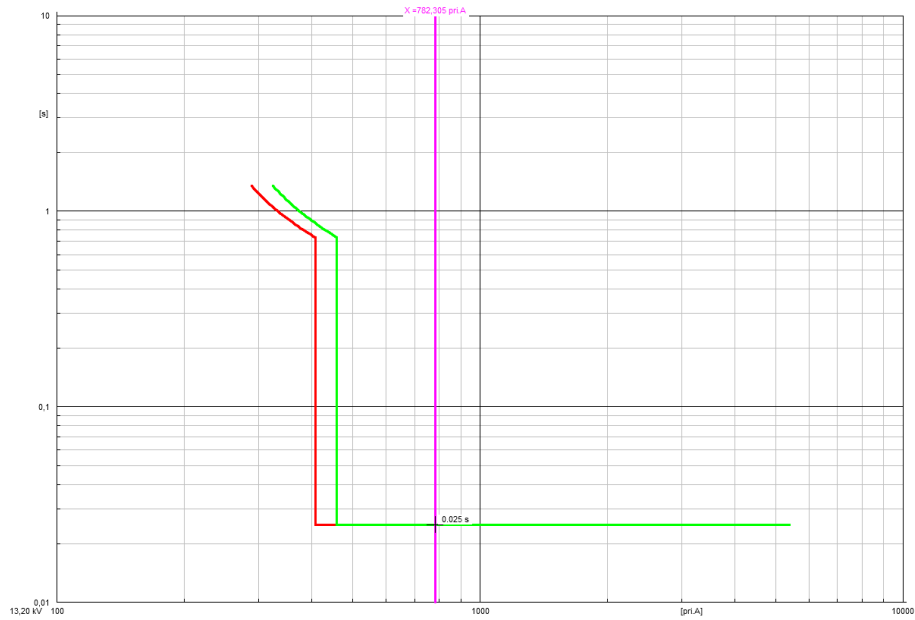


Nota. Adaptado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

El análisis aquí mostrado se hizo por el lado de la Barra 1 de 13.2kV para una falla trifásica en la barra de 34.5kV y se le dio la prioridad de proteger las líneas de entrada a la subestación.

Figura 22.

Relés 50 y 51 para las líneas 1 y 3 de 13.2kV que entran a la subestación por la B1.

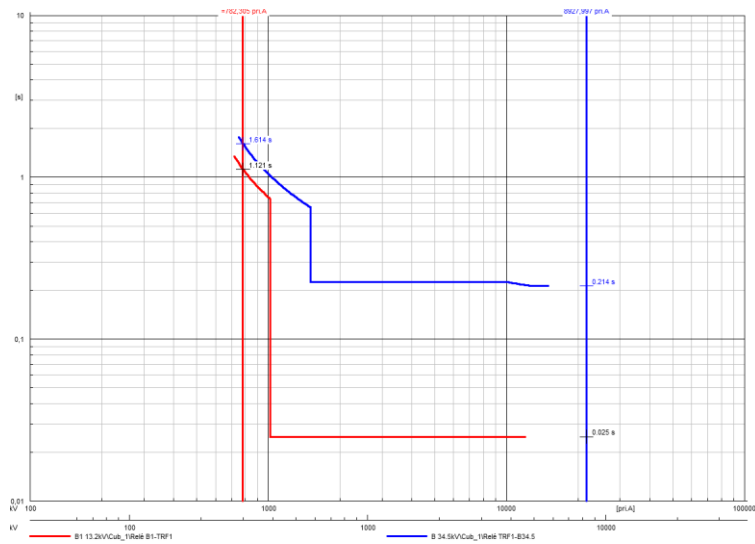


Nota. Adaptado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Las curvas de protección corresponden a las líneas 1 y 3 como ambas provienen de una granja fotovoltaica la corriente de corto es pequeña a lo que estas protecciones se disparan ante fallas relacionadas con las barras a las que estén conectadas o fallas cercanas.

Figura 23.

Relés 50 y 51 en los lados de AT y BT del transformador 1.

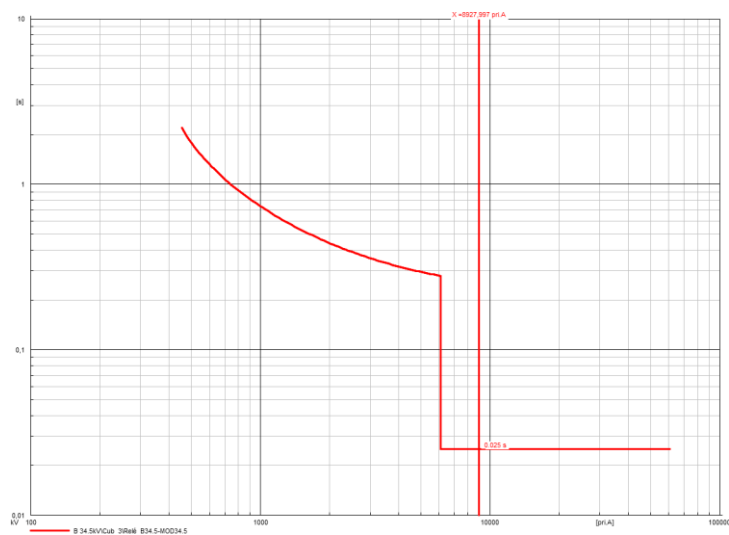


Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

La curva roja representa el relé y la línea roja es la corriente que está viendo el relé por baja del transformador 1, las líneas azules representan lo mismo, pero por el lado de alta del transformador.

Figura 24.

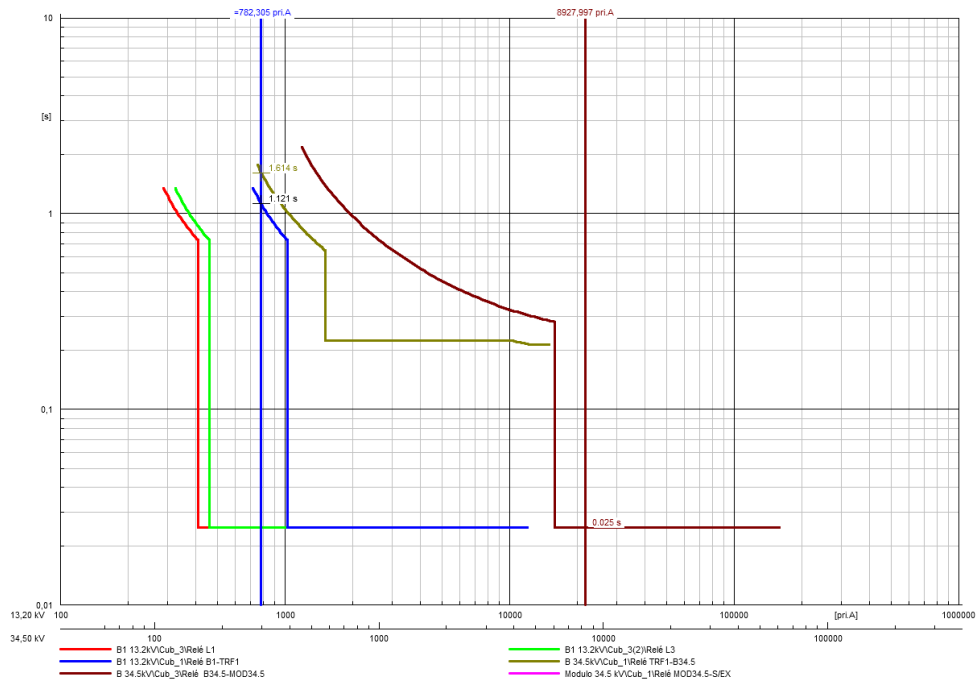
Relés 50 y 51 entre la barra de 34.5kV y el módulo de 34.5kV.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Figura 25.

Coordinación de los Relés 50 y 51 en toda la subestación por el lado del transformador 1.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba

Las protecciones coordinan protegiendo de las corrientes de falla que se ven los relés en las barras. Después de la falla se debe maniobrar desde el centro de control para reestablecer el suministro de energía una vez aislada la falla.

3.14 Cálculos de canalizaciones, bandejas portacables y volumen de encerramientos

Tabla 34.

Cálculos de las canalizaciones de la S/E

Característica	Canalización 34.5 [kV]	Canalización 13.2 [kV]	Canalización 208 [V]
Calibre	500	2	2/0

Diámetro [cm]	4.82	2.47	1.51
Número de conductores	3	3	5
Área Conductores [cm ²]	54.76	14.40	8.92
Área Ducto [cm ²]	182.54	47.99	29.73
Longitud Canalización [m]	33.50	94.00	31.50
Volumen [m ³]	0.61	0.45	0.09
Diámetro interior [cm]	1.08	0.68	0.67
Atascamiento	4.45	3.63	2.24
Radio Curvatura [cm]	57.85	29.66	18.08

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Las zonas verdes que se afecten con la obra se podrán rellenar con el mismo material procedente de la excavación, seleccionándolo. Sobre este se colocará una capa de 10 cm de tierra negra y sobre este se colocará el césped debidamente podado y cortado. Resumido en la Tabla 34 y el Anexo B.11.

3.15 Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos del factor de potencia

Tabla 35.

Pérdidas de la S/E

TRAMO	Longitud [m]	Capacidad nominal [kVA]	F.P [P.U.]	I máxima [A]	Calibre [AWG]	Resistencia [W/Km]	Pérdidas %
Poste 1 a E. S/E 1	18.62	4070.00	0.95	195.817	Cu 4/0	0.164	0.0086%
Poste 2 a E. S/E 2	19.18	1110.00	0.95	186.917	Cu 4/0	0.164	0.0297%
Poste 3 a E. S/E 3	14.84	1110.00	0.95	222.520	Cu 4/0	0.164	0.0326%
Poste 4 a E. S/E 4	16.1	185.00	0.95	240.322	Cu 250	0.137	0.2066%

E. S/E 1 a Barraje 13.2kV	27.5	185.00	0.95	195.817	Cu 4/0	0.164	0.2804%
E. S/E 2 a Barraje 13.2 [kV]	27.5	185.00	0.95	186.917	Cu 4/0	0.164	0.2555%
E. S/E 3 a Barraje 13.2kV	27.5	185.00	0.95	222.520	Cu 4/0	0.164	0.3621%
E. S/E 4 a Barraje 13.2kV	27.5	185.00	0.95	240.322	Cu 250	0.137	0.3528%
Barraje 13.2kV a T1	35	185.00	0.95	481.125	Cu 750	0.0571	0.1250%
T1 a Barraje 34.5kV	36.25	1110.00	0.95	184.082	Cu 3/0	0.207	0.0687%
Barraje 13.2kV a T2	35	1110.00	0.95	481.125	Cu 750	0.0571	0.1250%
T2 a Barraje 34.5kV	36.25	185.00	0.95	184.082	Cu 4/0	0.164	0.3267%
Barraje 34.5kV a Modulo 34.5KV	33.5	185.00	0.95	368.165	Cu 500	0.0684	0.5037%
Barraje 13.2kV a T. Auxiliar	93.75	185.00	0.95	2.165	Cu 2	0.523	0.0004%
T. Auxiliar a C. Control	31.25	185.00	0.95	137.398	Cu 2/0	0.26	0.2487%

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

La Tabla 35 muestra las pérdidas de energía, las cuales corresponden al 0.06% con respecto al consumo nominal del TRF de 20000kVA, cuyo valor es 12.16kW/Día. El costo asociado a estas pérdidas, calculado con la tarifa comercial del 16 de enero de 2025, de \$906,6351 por kWh, asciende a un total de \$92.084 en pérdidas económicas. Anexo B.4.

3.16 Cálculos de regulación de tensión.

En el software se corre los datos del sistema obteniendo. Anexo B.4.

Tabla 36.

Cálculo de regulación de tensión y conductores

TRAMO		PERMITIDA		CALCULADA	
Inicio	Fin	TRAMO	TOTAL	PARCIAL	TOTAL
Poste 1	E. S/E 1	2%	2%	0.0102%	0.0102%
Poste 2	E. S/E 2	2%	2%	0.0100%	0.0100%

Poste 3	E. S/E 3	2%	2%	0.0092%	0.0092%
Poste 4	E. S/E 4	2%	2%	0.0093%	0.0093%
E. S/E 1	Barraje 13.2 [kV]	2%	4%	0.0150%	0.0252%
E. S/E 2	Barraje 13.2 [kV]	2%	4%	0.0143%	0.0243%
E. S/E 3	Barraje 13.2 [kV]	2%	4%	0.0171%	0.0263%
E. S/E 4	Barraje 13.2 [kV]	2%	4%	0.0159%	0.0252%
Barraje 13.2 [kV]	T 1	2%	6%	0.0182%	0.0434%
T 1	Barraje 34.5 [kV]	2%	8%	0.0074%	0.0508%
Barraje 13.2[kV]	T 2	2%	6%	0.0182%	0.0434%
T 2	Barraje 34.5 [kV]	2%	8%	0.0074%	0.0508%
Barraje 34.5 [kV]	Modulo 34.5 [kV]	2%	10%	0.0071%	0.0579%
Barraje 13.2[kV]	T. Auxiliar	2%	6%	0.0016%	0.0268%
T. Auxiliar	C. Control	3%	9%	1.0156%	1.0424%

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

La Tabla 36 muestra los valores de regulación de tensión calculado con el mismo programa.

3.17 Áreas clasificadas como peligrosas.

Debido al nivel de tensión soportado en la subestación, es prioritario implementar medidas de seguridad para proteger tanto a los trabajadores como a los transeúntes que puedan pasar cerca de la instalación. Estas medidas se establecen conforme al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

- **Transformadores de potencia.** Área de alto riesgo debido a la presencia de equipos energizados en media tensión. Esta zona debe contar con muro corta fuegos, acceso restringido, advertencias visibles y protección contra contactos directos mediante cubiertas

o barreras. Se instalarán sistemas de puesta a tierra y se verificará la continuidad del sistema equipotencial.

- **Sala de baterías.** Clasificada como área peligrosa por riesgos eléctricos y químicos asociados. El recinto debe contar con ventilación natural o forzada, materiales resistentes a la corrosión, iluminación antiexplosiva, y debe estar claramente señalizado como zona de riesgo por gases inflamables. El acceso será limitado solo a personal capacitado.
- **Generador de respaldo.** Considerada una zona de riesgo por la presencia de combustible, calor y componentes eléctricos. Se debe instalar ventilación forzada, sistemas de detección y extinción de incendios, barreras mecánicas de protección y extintores específicos para el tipo de combustible utilizado. La instalación eléctrica debe cumplir con los requisitos establecidos para áreas clasificadas con riesgo de inflamabilidad.
- **Bahías de media tensión (AIS/GIS).** Incluyen interruptores, seccionadores y dispositivos de protección. Estas zonas deben contar con enclavamiento mecánico, sistemas de bloqueo y etiquetado (LOTO), señalización de peligro eléctrico visible desde el exterior y restricción de acceso a personal no autorizado. En los sistemas GIS, deben considerarse también mecanismos de alivio de presión o contención ante fallas internas

Estas áreas presentan riesgos como arcos eléctricos, sobrepresiones, emisiones de gases inflamables y contacto directo o indirecto con partes energizadas, por lo que su adecuada gestión es fundamental. Las medidas de seguridad adoptadas, así como las distancias de separación se encuentran detalladas en los planos constructivos del proyecto, conforme a los lineamientos del RETIE y las buenas prácticas de la ingeniería eléctrica.

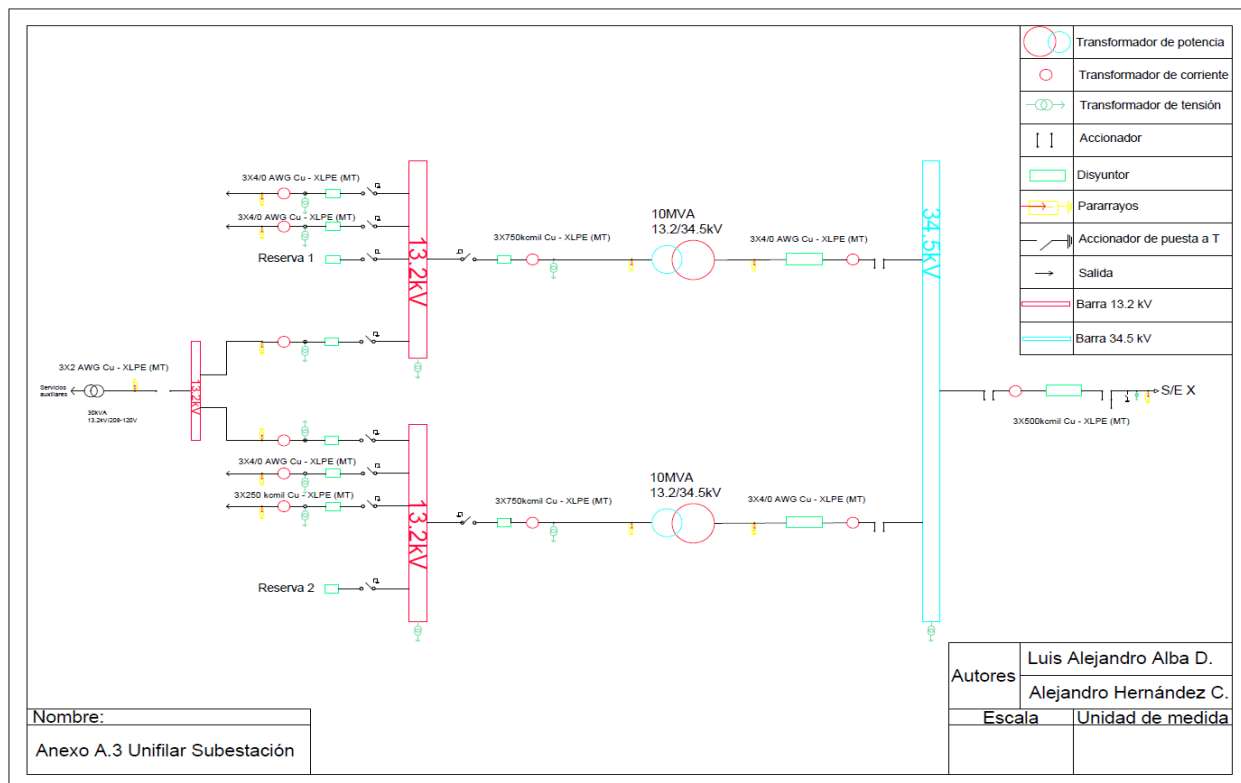
Dado que la subestación se encuentra en un entorno donde existen instalaciones de transporte de hidrocarburos, se recomienda la instalación de sensores de detección de gases inflamables o tóxicos en puntos estratégicos, para identificar de forma temprana posibles fugas que pudieran ingresar a través de ductos o canalizaciones. Adicionalmente, se debe implementar un sistema de rutas de evacuación claramente señalizadas, con iluminación de emergencia, planos visibles y puntos de reunión definidos, en cumplimiento con los lineamientos del RETIE y los protocolos de seguridad industrial.

3.18 Diagramas unifilares.

Unifilar de la S/E se observa en la Figura 26. Anexo A.3.

Figura 26.

Unifilar de la S/E.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

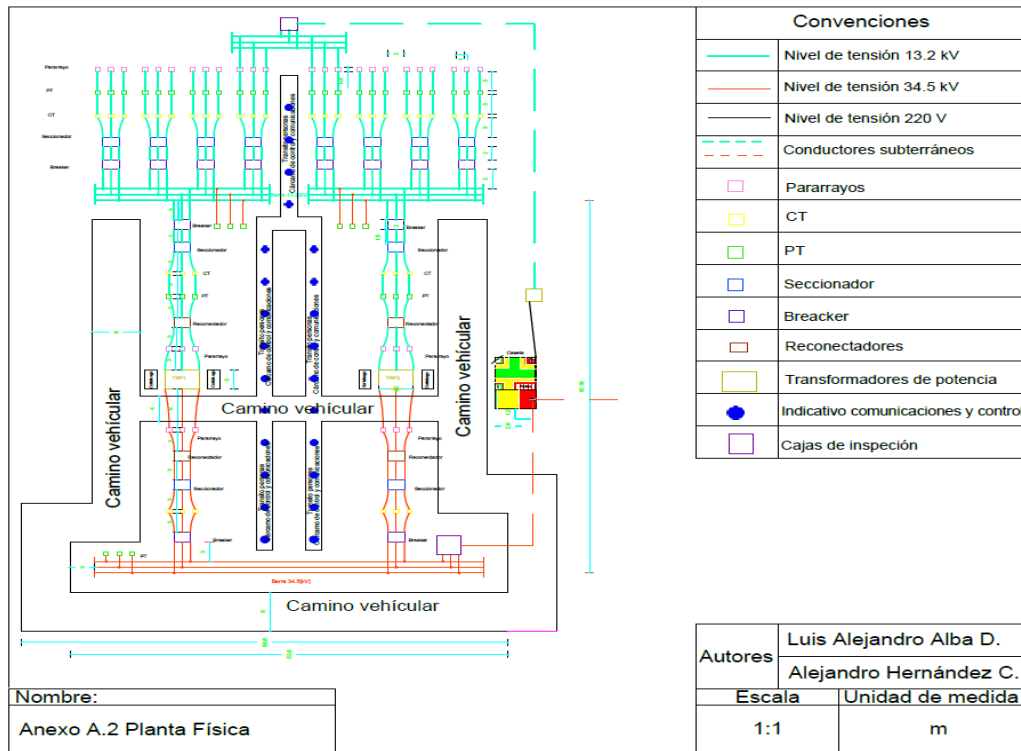
3.19 Planos eléctricos para construcción.

Se entrega un plano con las distancias en metros para su construcción en la Figura 27.

Anexo A.2:

Figura 27.

Dimensiones de la S/E.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

3.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, Incluyendo las de Tipo Técnico de Equipos y Materiales y sus Condiciones Particulares.

- Debido a la alta probabilidad de inundación se decide elevar la S/E del nivel del suelo para mayor seguridad.
- El sistema de drenaje debe estar sobredimensionado para tomar en cuenta inundaciones futuras.

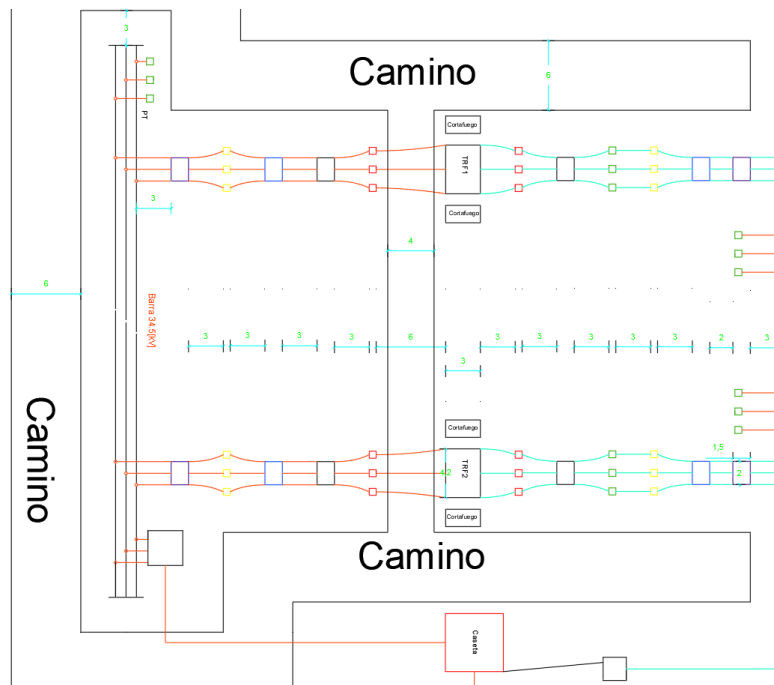
- Espesor del piso sobre la malla de puesta a tierra de concreto seco, de 0.5m de espesor, con una resistividad superficial de 12000 Ω /m.
- Debido al riesgo de los oleoductos cercanos se deben ubicar sensores detectores de gas por toda la S/E.
- Cimentación reforzada en la zona de los transformadores y equipos pesados, también ubicar muros cortafuegos para los transformadores.
- Comunicación vía fibra óptica del sistema SCADA para garantizar velocidad y confiabilidad.

3.21 Distancias de seguridad o servidumbre requeridas

De acuerdo con RETIE en su Artículo 3.22.1 (Distancias de seguridad en subestaciones exteriores). Anexo A.2. Se muestra en la Figura 28.

Figura 28.

Distancias de seguridad.

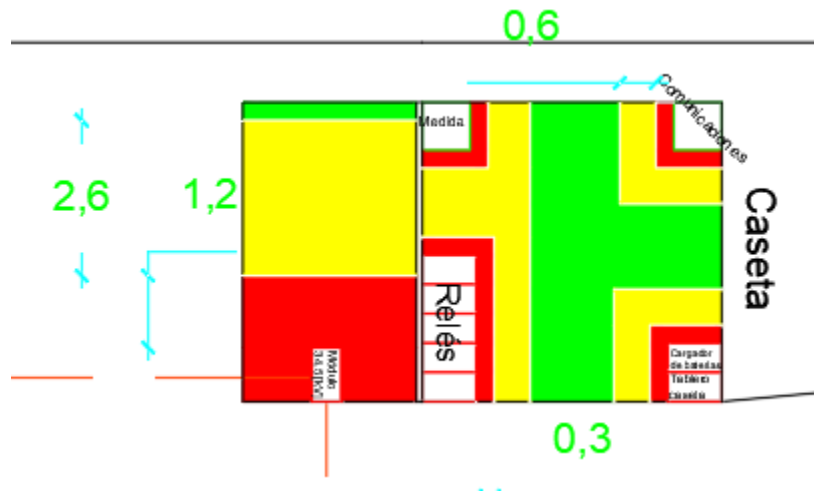


Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Tomando en cuenta las distancias de seguridad para las personas y espacio por el cual desplazarse los vehículos que transporten y hagan mantenimiento a los equipos de patio.

Figura 29.

Distancias de seguridad caseta.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Las distancias de seguridad dentro de la caseta para el centro de control se tomaron según RETIE buscando la mayor seguridad para personas que manipulen o estén cerca de los equipos. Los equipos de control, comunicaciones y respaldo cuentan con un perímetro de alta seguridad a 30cm del equipo, seguridad media a 60cm del perímetro anterior y finalmente la zona segura se delimita con color verde. Para equipos de potencia tenemos perímetro de alta seguridad a 1.2m y media a 2.6m. Esto se muestra en la Figura 29.

3.22 Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

No aplica.

3.23 Otros estudios requeridos para la instalación garantizando su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

Para sobre los cálculos mecánicos de las torres de la S/E están basados en recomendaciones de la empresa Enel, ir al Anexo D.9.

3.24 Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

Para los servicios auxiliares y su conexión con el puesto de control dentro de la subestación se planifica un Transformador con una potencia de 30[kVA] junto un banco de baterías y un grupo electrógeno para garantizar la confiabilidad del sistema.

Para el cálculo del transformador auxiliar y el grupo electrógeno tenemos los siguientes datos. El unifilar del centro de control de la S/E se muestra en el Anexo A.6.

Tabla 37.

Consumo de servicios auxiliares

Carga	Consumo [W]
Equipos de cómputo	500
Tomacorrientes	5275
Sistemas de comunicación	500
Luces externas	15600
Luces caseta de control	500
Total	22375

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Con un factor de seguridad de 1.25 veces la carga a usar nos da un valor aproximado de 28kVA “Tabla 37”. Ver Anexo B.8.

Tabla 38.

Características del transformador de servicios auxiliares

Transformador auxiliar		
Demanda [kW]	30	
Factor de Potencia de diseño	0.95	
Potencia [kVA]	31.579	
Carga del transformador [kVA]	34.737	
Potencia de transformador [kVA]	45	
Relación de transformación	13.2[kV] / 208[V]	
Tipo de conexión	Dyn1	
Frecuencia de operación	60 Hz	
Refrigeración	ONAN	
Uz	7%	
Voltajes [V]	13,200	208
Corriente nominal [A]	1.97	124.91
Corriente de cortocircuito [A]	28.12	1784.39

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Tabla 39.

Características de la planta de respaldo

Generador auxiliar		
Demanda [kW]	30.000	
Factor de Potencia de diseño	0.95	
Potencia [kVA]	31.579	

Carga [kVA]	34.737
Potencia seleccionada[kVA]	40.0
Frecuencia de operación	60 Hz
Refrigeración	ONAN
Uz	7%
Voltajes [V]	208
Corriente nominal [A]	111.03
Corriente de cortocircuito [A]	1586.13

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Tabla 40.

Características del banco de baterías

Banco de baterías	
Capacidad [Ah]	60.000
Voltajes [V]	12
Tipo de Batería	GEL
Capacidad Mínimo	40%
Temperatura	<45
Capacidad baterías	
Carga Critica (kW)	24
Tiempo Autonomía [h]	8
Voltaje nominal (v)	12
Eficiencia Batería	85%
Mínimo	40%
Capacidad Baterías	47.0588

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

El grupo electrógeno está destinado a alimentar las cargas de la subestación, y no incluye sobredimensionamientos. El banco de baterías debe mantener el funcionamiento de la subestación durante al menos 8 horas, alimentado solo las cargas esenciales; siendo destinada a mantener la operación durante el tiempo suficiente para realizar mantenimientos y solucionar fallas. Los detalles están en la Tabla 38, Tabla 39 y 40.

4. Línea 34.5[kV] a S/E X

Los cálculos, recomendaciones y análisis requeridos para el diseño de la línea de transmisión fueron debidamente realizados y se encuentran integrados en el diseño de la subestación. Por ello, varios de los aspectos a tratar en esta sección harán referencia directa a información relevante ya presentada en el apartado correspondiente a la subestación.

4.1 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Para el análisis de riesgos eléctricos se podrían considerar que son muy parecidos por no decir que los mismos de la S/E, por esto recomendamos observar la Tabla 6.

4.2 Análisis de Riesgos por Descargas Eléctricas Atmosféricas y Medidas de Protección

La línea se instalará mediante ductos, los cuales estarán revestidos con un material metálico que encierra la línea en una jaula de Faraday. Por esta razón, no es necesario realizar el análisis riesgos por descargas atmosféricas.

4.3 Análisis y Cálculo de Cargas Iniciales y Futuras, Incluyendo Factor de Potencia.

La línea tiene una capacidad máxima de transporte de 20MVA, sin embargo, se busca que el valor de la potencia ronda los 10MVA.

4.4 Coordinación de aislamiento eléctrico.

El nivel de aislamiento se obtiene con el mismo Anexo B.2 para el aislamiento de la línea. Como se muestra en la Tabla 41.

Tabla 41.

Valores de aislamiento para la línea 34.5kV

Valores tensiones soportadas normalizadas 34.5 kV							
Valores de Urw:		Aislamiento externo					
- En kV (valor eficaz) para corta duración a frecuencia industrial.		Equipos en una entrada de línea		Otros equipos		Aislamiento interno	
- En kV (valor cresta) para los impulsos tipo rayo y tipo maniobra.		Urw(s)	Urw(C)	Urw(s)	Urw(C)	Urw(s)	Urw(C)
Corta duración a frecuencia Industrial	fase - tierra	33	47	33	47	36	42
	fase - fase	46	91	46	85	50	75
Impulso tipo maniobra	fase - tierra	78		78		84	
	fase - fase	148		138		150	
Impulso tipo rayo	fase - tierra	216	101	216	101	235	93
	fase - fase	216	158	216	147	235	165

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

4.5 Análisis y Cálculos de Cortocircuito, Arco Eléctrico y Falla a Tierra.

El estudio de CC se encuentra en la Tabla 14 y Tabla 15.

4.6 Análisis del nivel tensión requerido.

La subestación X cuenta con una bahía de 115 kV en tecnología AIS y una bahía de 34.5 kV en tecnología GIS. La conexión entre ambas se realizará a través de la celda de 34.5 kV, permitiendo de esta manera efectuar el acople entre los dos niveles de tensión.

4.7 Cálculos de campos electromagnéticos.

Aunque se estableció que el nivel de tensión no es lo suficientemente alto como para requerir un estudio de campos electromagnéticos, este se consideró necesario debido a la proximidad de los oleoductos. Sin embargo, en el caso de esta línea, su diseño con un armazón aislante evita que los campos electromagnéticos se propaguen fuera de las líneas, haciendo innecesario dicho análisis.

4.8 Cálculo de transformadores incluyendo efectos del factor de potencia en la carga.

No aplica.

4.9 Sistema de puesta a tierra.

En este caso es necesario equipotencializar las cajas de inspección con barrillas de puesta a tierra. En el recorrido del cable la pantalla metálica se debe conectar a tierra a la salida de la subestación y en cada punto de corte del cable. Las tres pantallas se deben unir mediante un conector y con un cable de tierra se debe hacer la conexión al sistema de puesta a tierra (Malla, varilla).

4.10 Cálculo Económico de Conductores, Teniendo en Cuenta los Factores de Pérdidas, las Cargas Resultantes y los Costos de Energía.

La Tabla 42 muestra el cálculo económico de la línea. Anexo B.1

Tabla 42.

Costos del conductor de la línea de 34.5kV.

34.5 KV					
Calibre	Distancia [m]	Longitud necesaria [m]	Valor [\$/m]	Aproximación [m]	Total, dólares [\$]
500	185	555	60.5	600	\$ 36,300.00
TOTAL					\$ 36,300.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

4.11 Especificación de los Conductores de Acuerdo con la Norma IEC 60909

Para la Selección de conductores según CC por favor ir a la Tabla 23, las características del conductor están en la Tabla 43. Anexo B.4.

Tabla 43.

Cálculo del conductor

Tramo		Característica	Valores nominales		Protección		Calibre	
Inicio	Fin	Material	[V]	[A]	[A]	[kA]	Fase	Tierra
MODULO 34.5 [kV]	S/E X	Cu - XLPE (MT)	34500	368.165	3X400	10	Cu 500	

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Por lo tanto, las características de la línea están en la Tabla 44. Anexo B.12.

Tabla 44.

Características de la línea

Característica	Línea 34.5 [kV]
Calibre	500
Resistencia DC	0.0905
Efecto piel	1.44×10^{-8}
Factor proximidad	2.56×10^{-8}
Resistencia	0.091
X_L	0.138
C	0.147

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

4.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

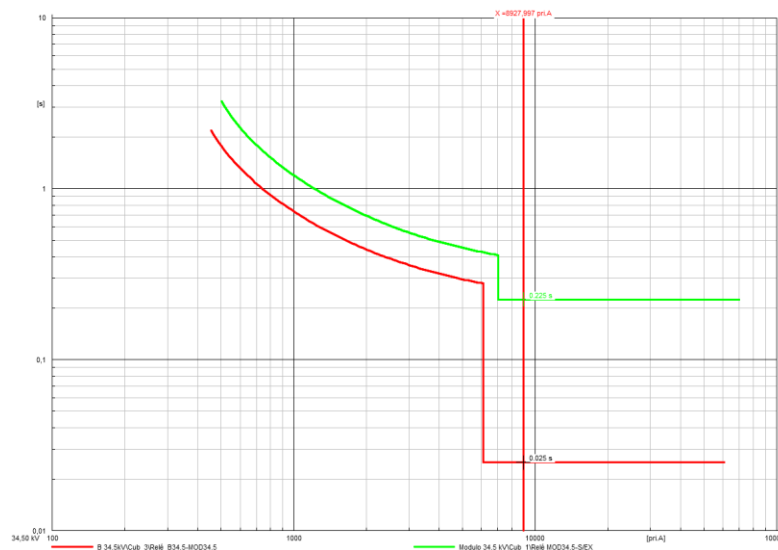
No aplica.

4.13 Cálculo y Coordinación de Protecciones Contra Sobrecorrientes.

En Baja Tensión se Permite la Coordinación con las Características de Limitación de Corriente de los Dispositivos Según IEC 60947-2 Anexo A. Por favor referirse a la Tabla 32.

Figura 30.

Coordinación entre el módulo de 34.5kV de la S/E y la línea entre la S/E y S/E X.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

4.14 Cálculos de Canalizaciones, Bandejas Portacables y Volumen de Encerramientos

Las características de la canalización están en la Tabla 45.

Tabla 45.

Canalización de la línea de 34.5 kV.

Característica	Línea 34.5 [kV]
Calibre	500

Diámetro [cm]	4.82
Número de conductores	3
Área Conductores [cm ²]	54.76
Área Ducto [cm ²]	182.54
Longitud Canalización [m]	151.25
Volumen [m ³]	2.76
Diámetro interior [cm]	1.08
Atascamiento	4.45
Radio Curvatura [cm]	57.85

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

Al igual que con las canalizaciones de la subestación, las zonas verdes que se afecten con la obra se podrán rellenar con el mismo material procedente de la excavación, seleccionándolo. Sobre este se colocará una capa de 10 cm de tierra negra y sobre este se colocará el césped debidamente podado y cortado. Anexo B.11.

4.15 Cálculo de Pérdidas de Energía, teniendo en Cuenta los Efectos del Factor de Potencia.

La Tabla 46 muestra las pérdidas de la línea. Anexo B.4

Tabla 46.

Pérdidas de la línea de 34.5kV.

Tramo	Longitud [m]	Capacidad nominal [kVA]	F.P [P.U.]	I máxima [A]	Calibre [AWG]	Resistencia [W/Km]	Pérdidas %
Modulo 34.5 [kV] a S/E X	151.25	185.00	0.95	368.165	Cu 500	0.0684	2.2740%

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

4.16 Cálculos de regulación de tensión.

La Tabla 47 muestra la regulación de tensión de la línea. Anexo B.4

Tabla 47.*Cálculo de regulación de tensión de la línea de 34.5kV.*

Tramo		Permitida		Calculada	
Inicio	Fin	TRAMO	TOTAL	PARCIAL	TOTAL
Modulo 34.5 [kV]	S/E X	2%	5%	0.0320%	0.0899%

*Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba***4.17 Áreas clasificadas como peligrosas.**

Según lo que se diseñó en la línea se considera tres aspectos específicos que implican un gran riesgo para la seguridad del personal de maniobra.

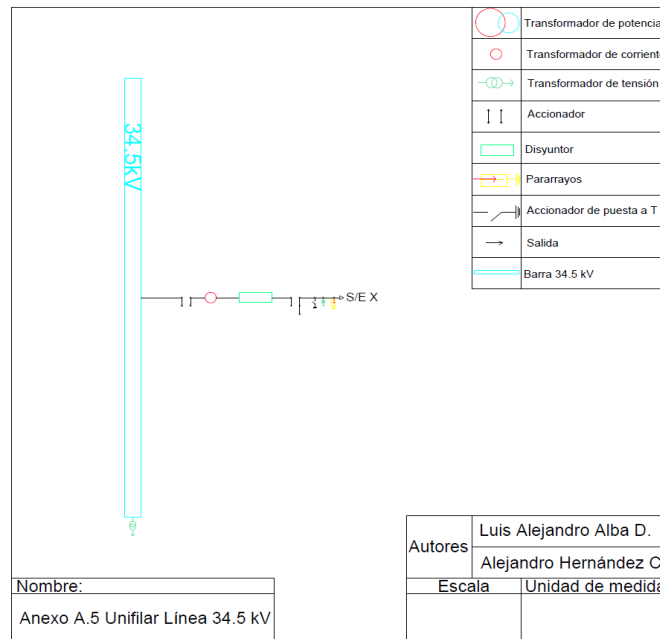
- Las cajas de inspección ubicadas máximo a 50m entre caja y caja, estas cajas cuentan con un nivel de riesgo elevado si se accede a ellas sin el debido equipo de seguridad.
- Al igual que las cajas las celdas no tienen mayor problema a una distancia prudente, sin embargo, si se tiene que movilizar alguna persona cerca a la ubicación de la celda se recomienda como mínimo la implementación de casco y botas dieléctricas. Si se planea hacer mantenimiento a la celda se necesitará los equipos de protección necesarios para la maniobra.
- Se recomienda tener una señalización de la línea para evitar posibles inconvenientes con futuras excavaciones por el área ya que podría ocasionar daños en la línea.

4.18 Diagramas unifilares.

La Figura 30 muestra el unifilar de la línea. Anexo A.5.

Figura 31.

Unifilar de la línea.



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

4.19 Planos eléctricos para construcción.

En la Figura 31 se muestra porque zona debe ir la línea subterránea de 34.5kV.

Figura 32.

Ubicación de la línea



Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

4.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.

No aplica.

4.21 Distancias de Seguridad o Servidumbre Requeridas.

En relación con la línea, más que establecer una distancia de seguridad específica, se recomienda el uso de botas dieléctricas como medida de protección y para la celda de 34.5 kV, se aplican recomendaciones similares siempre y cuando estas permanezcan selladas. En caso de realizar mantenimiento o abrir cualquiera, se sugiere mantener una distancia mínima de 3 metros si no se cuenta con el equipo de protección adecuado.

4.22 Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

No aplica.

4.23 Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

No aplica.

4.24 Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

No aplica.

5. Cálculos Económicos del Proyecto

Todos los cálculos económicos están en el Anexo B.1.

5.1 Costos totales

Tabla 48.

Costos totales.

Costos	
Elemento	Valor
Conductores	\$ 160,075.00
Transformadores	\$ 703,620.00
Mano de obra	\$ 312,960.00
Obra civil	\$ 962,116.00
Equipos eléctricos	\$ 524,102.00
Otros gastos	\$ 697,170.00
Total	\$ 3,360,043.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

5.2 Costos de los Conductores

Tabla 49.

Calculo económico de conductores

34.5 [kV]					
Calibre	Distancia [m]	Longitud necesaria [m]	Valor [\$m]	Aproximación [m]	Total, dólares [\$]
4/0	72.5	217.5	26	250	\$ 6,500.00
500	185	555	60.5	600	\$ 36,300.00
13.2 [kV]					
Calibre	Distancia [m]	Longitud necesaria [m]	Valor [\$m]	Aproximación [m]	Total, dólares [\$]
2	93.75	281.25	12	300	\$ 3,600.00

4/0	135.14	405.42	25.5	450	\$ 11,475.00
250	43.6	130.8	30.5	150	\$ 4,575.00
750	70	210	90.5	250	\$ 22,625.00
Apantallamiento subestación y tierra					
Calibre	Distancia [m]	Longitud necesaria [m]	Valor [\$m]	Aproximación [m]	Total, dólares [\$]
1/0	5000	5000	15	5000	\$ 75,000.00
TOTAL					\$ 160,075.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

5.3 Costos de Transformadores

Tabla 50.

Calculo económico de transformadores

Transformadores				
Capacidad [kVA]	Relación	Precio	Cantidad	Total [\$]
10000	13.2/34.5 [kV]	350000	2	\$ 700,000.00
30	208 V/ 13.2 [kV]	3620	1	\$ 3,620.00
Total				\$ 703,620.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

5.4 Costos de Equipos Eléctricos

Tabla 51.

Calculo económico de los equipos eléctricos

Equipos Eléctricos	
Ítem	Valor [\$]
Interruptores	\$ 116,200.00

Seccionadores	\$ 92,980.00
Protecciones	\$ 81,350.00
SCADA	\$ 69,730.00
Medición	\$ 46,490.00
Estructura de Soporte	\$ 116,190.00
Cajas de conexión y protección	\$ 1,162.00
Total	\$ 524,102.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

5.5 Costos de obra civil

Tabla 52.

Costos de obra civil

Obra civil	
Ítem	Valor [\$]
Cimentación	\$ 232,390.00
Edificio Control	\$ 92,960.00
Cercado seguridad	\$ 81,350.00
Caminos	\$ 4,648.00
Sistema de drenaje	\$ 464,770.00
Excavación y ductos	\$ 81,350.00
Tendido y sellado Ductos	\$ 4,648.00
Total	\$ 962,116.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

5.6 Costos de mano de obra

Tabla 53.

Costos de mano de obra.

Mano de obra	
Ítem	Valor [S]
Instalación y montaje de equipos eléctricos	\$ 185,910.00
Pruebas de funcionamiento	\$ 34,900.00
Supervisión y gestión de obra	\$ 34,900.00
Instalación de cables y accesorios	\$ 34,000.00
Montaje de cajas y empalmes	\$ 23,250.00
Total	\$ 312,960.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

5.7 Otros costos

Tabla 54.

Otros costos.

OTROS COSTOS	
ítem	Valor [S]
Permisos y tramites	\$ 464,780.00
Seguros	\$ 232,390.00
Total	\$ 697,170.00

Nota. Realizado por Alejandro Hernandez y Alejandro Alba.

6. Conclusiones

El proyecto demostró la viabilidad técnica y normativa de conectar una granja solar al Sistema de Distribución Local en el Magdalena Medio, cumpliendo con la CREG 070 de 1998 y garantizando eficiencia y confiabilidad en el servicio.

El diseño eléctrico cumple con los estándares técnicos definidos por normativas como el RETIE y la NTC 2050, lo que asegura la seguridad, confiabilidad y compatibilidad del sistema con la infraestructura nacional.

A pesar de la presencia de oleoductos en la zona, se garantizó la seguridad del diseño mediante el cumplimiento estricto de las distancias mínimas exigidas y la implementación de sistemas de aislamiento reforzado. Las distancias consideradas en el diseño aseguran la operación segura tanto de la línea de 34,5 kV como de la subestación, sin comprometer la integridad de las tuberías cercanas. No obstante, como medida preventiva adicional, se instalaron detectores de gases en puntos estratégicos de la subestación para alertar ante posibles fugas y reforzar la protección del sistema, en línea con las exigencias del RETIE, la NTC 4552 y la ASME B31.4 (SISTEMAS DE TRANSPORTE POR TUBERÍA PARA LÍQUIDOS Y LODOS).

Los oleoductos cercanos se ubican a una distancia suficiente respecto a la malla de puesta a tierra, lo que garantiza que no se producirán retornos de corriente ni interferencias a través de las estructuras metálicas enterradas, cumpliendo así con los criterios de seguridad definidos en el RETIE y normas complementarias.

La alta incidencia de rayos en la zona justificó la implementación de un sistema de protección nivel NPR 1. Los estudios realizados demostraron que los niveles de riesgo para personas, servicios y equipos están por debajo de los umbrales establecidos, validando el diseño del sistema de apantallamiento y bajantes.

Los estudios de cortocircuito y estabilidad, ejecutados con PowerFactory, demostraron que la conexión de la granja solar no supera la capacidad de interrupción de la subestación receptora. La corriente máxima de cortocircuito se mantiene dentro de los márgenes aceptables, garantizando una integración segura al sistema.

Aunque el RETIE solo exige la evaluación de campos electromagnéticos en instalaciones con tensiones superiores a 57.5 kV, se realizó este análisis de forma preventiva debido a la presencia de oleoductos en la zona. Los resultados confirmaron que tanto el campo eléctrico como el magnético se encuentran por debajo de los límites establecidos por la norma IEC 60502-2, validando que no existen riesgos para la operación segura de la infraestructura de hidrocarburos ni para el personal cercano.

La subestación diseñada con dos transformadores de 10 MVA ofrece redundancia operativa y flexibilidad para expansión. Su configuración con barra seccionada y acometidas aéreas en 13.2 kV permite continuidad del servicio incluso ante fallas parciales. Esta arquitectura favorece tanto la operación como el mantenimiento sin comprometer la estabilidad de la red.

El sistema fue concebido con provisiones para expansión futura tanto en la subestación como en la línea de conexión. Esta visión a largo plazo refuerza la sostenibilidad del proyecto y su replicabilidad en otras regiones con presencia de infraestructura petrolera y gasífera.

Finalmente, la producción de energía en el punto de consumo mejora la eficiencia energética local, al minimizar las pérdidas por transmisión asociadas a sistemas centralizados.

7. Recomendaciones

Mantener una comunicación efectiva entre equipos de ingeniería eléctrica, operadores de gasoductos y autoridades regulatorias para mitigar riesgos en la ejecución del proyecto.

Instalar sistemas de monitoreo continuo para evaluar distorsiones armónicas y pérdidas energéticas, implementando filtros si es necesario.

Se recomienda mantener un monitoreo continuo del sistema de puesta a tierra y de los niveles de campo electromagnético sobre los oleoductos cercanos, especialmente durante la etapa de operación. Asimismo, deben instalarse sensores de detección de gases en puntos críticos de la subestación para mitigar riesgos por posibles fugas.

El diseño de los sistemas de protección contra incendios debe contemplar no solo los riesgos eléctricos, sino también posibles escenarios derivados de fugas de hidrocarburos, considerando la cercanía a ductos de gas y petróleo. Se recomienda incluir extintores con agente limpio, señalización adecuada y rutas de evacuación seguras.

Dado el alto nivel de descargas atmosféricas en la zona, se recomienda mantener el sistema de protección contra rayos nivel NPR 1, con mantenimiento anual del sistema de apantallamiento y verificación periódica de continuidad eléctrica entre bajantes y la malla de puesta a tierra.

Se recomienda realizar una verificación post-instalación del sistema de puesta a tierra con mediciones de resistencia y potencial de paso/contacto. Adicionalmente, se sugiere inspeccionar periódicamente la integridad de las conexiones equipotenciales, especialmente en épocas de lluvia intensa.

Se aconseja que la subestación conserve su diseño modular y se implementen protocolos de mantenimiento que permitan operar con un solo transformador en caso de falla o intervención. Esto aumentará la disponibilidad del sistema y reducirá tiempos de parada.

Dado que la subestación X puede ser modificada por el operador de red en el futuro, se recomienda revisar periódicamente los estudios de cortocircuito y actualizar las protecciones si cambian las condiciones de la red.

Se recomienda que el operador de la planta mantenga un monitoreo constante de las pérdidas técnicas y la regulación de tensión, especialmente en condiciones de alta irradiancia o carga máxima. Estos datos permitirán ajustar la operación y verificar el comportamiento real del sistema frente al modelo.

Se recomienda implementar un plan de monitoreo ambiental que evalúe la calidad del aire, la presencia de fauna y el manejo de residuos eléctricos. Esto es fundamental en una región con actividad petrolera previa y zonas ambientalmente sensibles y más cerca de oleoductos.

Se recomienda capacitar al personal de operación y mantenimiento en temas de trabajo en proximidad a instalaciones con presencia de gas, manejo de equipos de media tensión, y uso de sistemas de protección personal para entornos industriales mixtos.

Referencias

- Admin. (2020, agosto 26). Yondó entre la riqueza ambiental, la producción petrolera y el fracking – Crudo Transparente. Crudo Transparente.
<https://crudotransparente.com/2020/08/26/yondo-entre-la-riqueza-ambiental-la-produccion-petrolera-y-el-fracking/>
- Alambres y cables - Inter Eléctricas. (s. f.). Inter Eléctricas. <https://interelectricas.com.co/7-alambres-y-cables>
- Caracol Radio. (2024, marzo 10). Calidad del aire en Antioquia: Amagá y Yondó reportan aire dañino para toda la población. <https://caracol.com.co/2024/03/10/calidad-del-aire-en-antioquia-amaga-y-yondo-reportan-aire-danino-para-toda-la-poblacion/>
- Cepeda, J. A. D. (s. f.). Monitoreo de fauna silvestre en el Proyecto Vial 4G Bucaramanga– Barrancabermeja–Yondó (BBY). GBIF. <https://doi.org/10.15472/e3eljx>
- CS454 alimentación de acometidas aéreas en poste desde red de BT subterránea | Likinormas (enelcol.com.co). (2019, julio 9). <https://likinormas.enelcol.com.co/normas/cables-subterraneos/transiciones/cs454-alimentacion-de-acometidas-aereas-en-poste-desde-red-de-bt-subterranea>
- Currupypi. (2024, diciembre 19). Materiales de laboratorio y su función. El Divino Pastor. <https://www.eldivinopastor.com/ciclos-formativos/laboratorio/materiales-de-laboratorio-y-su-funcion/>
- CTR631-1 centro de transformación rural 34.5 kV. Obra civil. Cimiento y trampa de aceite para transformador de potencia | Likinormas (enelcol.com.co). (1999, marzo 3). <https://likinormas.enelcol.com.co/normas/centros-de-transformacion-para-redes-aereas-urbanos-y-rurales/centros-de-transformacion-rurales-de-345-kv-obra-civil/ctr631-1->

centro-de-transformacion-rural-345-kv-obra-civil-cimiento-y-trampa-de-aceite-para-transformador-de-potencia

Empresas Públicas de Medellín (EPM). (2019). *Guía metodológica GM-07: Cálculo de campos electromagnéticos en redes de distribución*. Unidad Centro de Excelencia Técnica – Normalización y Laboratorios.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S. A. E.S.P. [ESSA]. (s. f.). Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución [Libro electrónico].

El clima en Yondó, el tiempo por mes, temperatura promedio (Colombia) - Weather Spark. (s. f.). Weather Spark. <https://es.weatherspark.com/y/24385/Clima-promedio-en-Yond%C3%B3-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o>

Equipo CET - Área de Proyectos - ESSA. (2020). NTR-02 Redes subterráneas de media tensión – Aspectos eléctricos (1.ª ed.) [Libro digital].
<https://www.essa.com.co/site/Portals/proveedores/normas-tecnicas-transicion/ntr-02-redes-subterraneas-de-media-tension-aspectos-electricos.pdf?ver=2021-10-15-084637-833>

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL línea de transmisión de energía Casabe a 115 kV y módulo subestación Cóndor, municipio de Yondó y Barrancabermeja. (s. f.). GBIF.
http://ipt.sibcolombia.net/cr-sib/resource.do?r=1413_eiacasabe_20160713

ET014 transformadores de poder 34.5 /13.2–11.4 kV | Likinormas (enelcol.com.co). (2005, septiembre 1). <https://likinormas.enelcol.com.co/especificaciones/especificaciones-tecnicas-locales-btmt/et014-transformadores-de-poder-345-132-114-kv>

GERENCIA CET, grupo EPM. (s. f.). Protección de fauna en redes de energía eléctrica.

IEEE. (s. f.). IEEE Std 80: Guía para diseño de sistemas de puesta a tierra en subestaciones.

International Electrotechnical Commission [IEC]. (s. f.). Normas IEC.

NTC 4552-2:2023. (2023). Protección contra el rayo. Parte 2.

Radio, C. (2024, marzo 10). Calidad del aire en Antioquia: Amagá y Yondó reportan aire dañino para toda la población. Caracol Radio. <https://caracol.com.co/2024/03/10/calidad-del-aire-en-antioquia-amaga-y-yondo-reportan-aire-danino-para-toda-la-poblacion/>

RETIE – Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. (s. f.). Ministerio de Minas y Energía de Colombia. <https://www.minenergia.gov.co/>

Soto, E., Burbano, G., & García, Y. (2020). Análisis de las mediciones de un equipo diseñado para registrar corrientes de rayo en Barrancabermeja - Santander, utilizando las redes de localización de rayos LINET y LMA, en el periodo 2018-2019. Revista UIS Ingenierías, 19(4), 199–212.

Solargis. (s. f.-a). Solargis Prospect. <https://apps.solargis.com/prospect/map?c=4.521666,-74.047852,5&s=4.5343,-74.067299>

Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización y Laboratorios [EPM]. (s. f.).

Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del grupo EPM (1.^a ed.) [Libro virtual].

SGC. (2024, junio 29). Resumen del evento sísmico SGC2025bkpnbz.

<https://saeprod.sgc.gov.co/detallesismo/SGC2025bkpnbz/resumen>

IDEAM. (2024, junio 29). Condiciones hidrometeorológicas actuales - Boletín N.º 0542.

https://ideam.gov.co/sites/default/files/prensa/boletines/condiciones_hidrometeorologicas_actuales_ndeg_0542_29_de_junio_de_2024_0600_0.pdf

Apéndices

Apéndice A Modelos

- A.1 PCR_Esfera
- A.2 Planta Fisica
- A.3 Unifilar subestacion
- A.4 Unifilar Granja
- A.5 Unifilar Linea 34.5 kV
- A.6 Unifilar Centro de Control
- A.7 Curvas de Nivel
- A.8 Perfil de la línea de 34.5kV

Apéndice B Cálculos

- B.1 Análisis Económico CAPEX
- B.2 Coordinación de Aislamiento
- B.3 Malla Puesta a Tierra
- B.4 Regulación y Perdidas Subestación
- B.5 Regulación y Perdidas Granja Solar
- B.6 Selección de Poste Entrada Subestación
- B.7 Selección de Transformadores
- B.8 Selección Equipos Auxiliares
- B.9 Cálculos Mecánicos de Estructuras
- B.10 Áreas Paneles
- B.11 Cálculos Mecánicos Canalizaciones

- B.12 Caracterización Eléctrica de la Línea
- B.13 Coordinación de protecciones
- B.14 Selección de Poste Servicios Auxiliares
- B.15 Nivel de Protección contra Rayos
- B.16 Calculo de Campos Electromagnéticos

Apéndice C Documentación

Apéndice C.1 Conductores

- C.1.1 Conductor Aislamiento 13.2 kV
- C.1.2 Conductor Aislamiento 34.5 kV
- C.1.3 Conductor Apantallamiento y Puesta a Tierra
- C.1.4 Conductores Aislamiento 800 V

Apéndice C.2 Documentos referencia

- C.2.1 Parámetros Meteorológicos Área Influencia Grupo EPM
- C.2.2 Reporte de cortocircuito - Santander- UPME
- C.2.3 Reporte de capacidad por barra - Santander- UPME
- C.2.4 Evaluación Integral ESSA Superservicios
- C.2.5 Planeamiento Operativo XM
- C.2.6 Irradiación Solar Yondó 7 grados

Apéndice C.3 Transformadores

- C.3.1 Transformador Auxiliar
- C.3.2 Transformador Subestación
- C.3.3 Transformador Campo

Apéndice C.4 EQUIPOS

- C.4.1 Celda 34.5 kV
- C.4.2 CT
- C.4.3 Disyuntor
- C.4.4 DPS
- C.4.5 Fusible
- C.4.6 Grupo electrógeno
- C.4.7 Interruptor 800V
- C.4.8 Inversor
- C.4.9 Relé
- C.4.10 Manual relé
- C.4.11 Panel solar
- C.4.12 Poste
- C.4.13 PT
- C.4.14 Reconectador
- C.4.15 Seccionador

Apéndice C.5. Distribución espacial

Apéndice D Complementos

- D.1 Alternativas de interconexión.
- D.2 Armónicos y cargas futuras.
- D.3 Riesgos sociales y ambientales.
- D.4 Campos electromagnéticos.

- D.5 Riesgos de origen eléctrico.
- D.6 Canalizaciones.
- D.7 Características de la granja solar.
- D.8 Clima.
- D.9 Especificaciones de construcción.
- D_10 Flujo de potencia