

UNIVERSIDAD CENTRAL
VICERRECTORÍA ACADÉMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELECTROMECAÁNICA

**ELABORACIÓN DE UN ESTUDIO TÉCNICO PARA EVALUAR LA
FACTIBILIDAD DE CONSTRUIR UNA NUEVA SUBESTACIÓN EN EL
SECTOR DE LA GUÁCIMA DE ALAJUELA, CON EL OBJETIVO DE
INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE
LA COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ EN LOS CIRCUITOS
DE BRASIL-CIUDAD COLÓN Y LINDORA-GUÁCIMA
MODALIDAD DE TESIS PARA OPTAR POR EL GRADO DE
LICENCIATURA EN
INGENIERIA ELECTROMECAÁNICA**

Alumno: Renato Mata Sevayán

Tutor: Ing. Mario Ballar Calvo

SEDE CENTRAL

2025

CONTENIDO

AGRADECIMIENTO Y DEDICATORIA.....	7
RESUMEN.....	8
CAPÍTULO I.....	9
INTRODUCCIÓN.....	9
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	9
OBJETIVOS.....	14
Objetivo general	14
<i>Objetivos específicos</i>	14
ANTECEDENTES.....	19
PROYECCIONES.....	23
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	27
Hexafluoruro de azufre o SF ₆	36
LOCALIZACIÓN	44
Naturaleza de los sistemas de transmisión y distribución	66
CAPÍTULO III.....	83
3. Marco metodológico.....	83
3.1 Enfoque de la investigación.....	83
1. Enfoque cuantitativo:.....	83
2. Enfoque cualitativo:.....	84
3.2 Método de la investigación.....	84
Fuentes de información	89
Variables de análisis	90
Población y muestra.	91

Técnicas de investigación.....	92
Instrumentos de investigación	93
Análisis de datos.....	94
Aplicación de entrevistas a expertos	97
CAPÍTULO IV. Análisis de resultados	97
4.1.1. Análisis documental.	97
Hallazgo N° 1: Condiciones actuales de los circuitos	97
Año de construcción.....	97
Vida útil de los equipos	98
Hallazgo N° 2: Extensión y calibre de los conductores	98
<i>Hallazgo N° 3: Cantidad de abonados.....</i>	100
Hallazgo N° 4: <i>Análisis de carga y demanda energética.....</i>	100
Hallazgo N° 5: Voltajes y corrientes	101
Proyección de demanda hasta el 2036.....	101
<i>Hallazgo N° 6: Regulación de tensión</i>	101
Análisis de la inversión inicial y costos comparativos.....	106
Mejoras en la calidad del servicio	107
Definición de ubicación para la nueva subestación.....	108
Costos y beneficios económicos.....	109
Ubicación de la nueva subestación.....	110
Factores técnicos.....	110
Factores sociales.....	110
Factores legales.....	111
Factores regionales y ambientales	111
ELABORACIÓN DE PRESUPUESTOS	113

4.1.2. Análisis de la encuesta a abonados.....	117
CAPÍTULO V	124
Referencias bibliográficas	127
APÉNDICE	132

TABLAS

Tabla 1. Comparación de costos. Fuente propia.....	107
Tabla 2. Ahorro y beneficios netos. Fuente propia.....	110

FIGURAS

Figura 1. Sistema SIPROCOM. Fuente: CNFL	9
Figura 2. Mapa de la Guácima. Fuente: CNFL	12
Figura 3. Representación del circuito: La Guácima, Alajuela. Sistema Siprocom. Fuente: CNFL	13
Figura 4. Representación del circuito. Sistema Siprocom. Fuente: CNFL	14
Figura 5. Organigrama CNFL. Fuente: CNFL	25
Figura 6. Subestación reductora de 34,5 kV a 13,8 kV, ubicada en San José, La Uruca. Fuente: CNFL	29
Figura 7. Subestación reductora de 34,5 kV a 13,8 kV ubicada en San José, La Uruca. Fuente: CNFL	29
Figura 8. Equipo MT tipo GIS. Fuente: ICE	36
Figura 9. Equipo MT tipo GIS. Fuente: CNFL	37
Figura 10. Componentes de la subestación. Fuente: CNFL	37
Figura 11. Sistemas de barras de alta tensión. Fuente: CNFL.....	38
Figura 12. Sistema de barras. Fuente: CNFL	38
Figura 13. Cuarto de interruptores. Fuente: CNFL	39

Figura 14. Módulo de interruptores. Fuente: CNFL.....	39
Figura 15. Módulo de interruptores. Fuente: CNFL.....	39
Figura 16. Unidad de protección. Fuente: CNFL	40
Figura 17. Ducto para llegada y salida de cable. Fuente: CNFL.....	41
Figura 18. Salida del secundario del transformador. Fuente: CNFL.....	43
Figura 19. Terminales de sistema GIS. Fuente: CNFL	44
Figura 20. Cuarto de módulos de interruptor. Fuente: CNFL	44
Figura 21. Edificio de sistema GIS. Fuente: CNFL	45
Figura 22. Equipo MT tipo Metal Clad. Fuente: ICE.....	45
Figura 23. Subestación tipo GIS 230 kV. Fuente: ICE	46
Figura 24. Subestación móvil. Fuente: Google	47
Figura 25. Transformador de potencia. Fuente: Google.....	48
Figura 26. Cimiento, pileta y tanque recolector. Fuente: ICE.....	49
Figura 27. Muro cortafuegos. Fuente: ICE.....	50
Figura 28. Cable de potencia 500 MCM. Fuente: ICE.....	51
Figura 29. Terminal tipo Pfisterer. Fuente: ICE.....	51
Figura 30. Transformador de corriente. Fuente: Google	52
Figura 31. Transformador de potencia. Fuente: ICE	54
Figura 32. Transformador de potencia en el sistema GIS. Fuente: CNFL	55
Figura 33. Interruptor de potencia tipo tanque muerto. Fuente: ICE	56
Figura 34. Estructuras mayores y barras colectoras. Fuente: ICE.....	59
Figura 35. Sistema de barras. Fuente: CNFL	59
Figura 36. Sistema de barras de alta tensión. Fuente: CNFL	60
Figura 37. Banco capacitativo 34,5 kV. Fuente: ICE.....	63
Figura 38. Banco de capacitores. Fuente: CNFL.....	63

Figura 39. Sala de control o búnker. Fuente: ICE	69
Figura 40. Sala de control. Fuente: CNFL.....	70
Figura 41. Cuartel de armarios de protección. Fuente: CNFL	71
Figura 42. Cuarto con los gabinetes de control. Fuente: CNFL	72
Figura 43. Cuarto de cableado. Fuente: CNFL.....	73
Figura 44. Diagrama sistematico. Fuente: Electric Power Systems	79
Figura 45. Disposición geográfica. Fuente: Electric Power Systems.....	80
Figura 46. Subestación en cuestión. Fuente: Propia.....	95
Figura 47. Futura construcción de subestación eléctrica. Fuente: CNFL.....	112
Figura 48. Presupuesto realizado en el área. Fuente: Factibilidades CNFL.....	116
CUADRO N° 1	117
CUADRO N° 2.....	118
CUADRO N° 3.....	119
CUADRO N° 4.....	120
CUADRO N° 5.....	122

AGRADECIMIENTO Y DEDICATORIA

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Dios por darme la oportunidad de alcanzar este sueño de convertirme en profesional. Su guía y fortaleza han sido fundamentales en mi camino, al igual que el regalo invaluable de una familia extraordinaria que siempre ha creído en mí. Su ejemplo de perseverancia, humildad y sacrificio me inspira cada día y me enseña a valorar cada logro y bendición en mi vida.

Dedico este trabajo a Dios, cuya presencia ha sido mi mayor impulso para llegar hasta aquí. Asimismo, se lo dedico a mi familia por inculcar en mí el deseo de superación y éxito, y por ser un pilar fundamental en este proceso. Espero seguir contando con su amor y apoyo incondicional en cada nuevo desafío que emprenda.

RESUMEN

En el presente estudio técnico se evalúa la factibilidad de construir una nueva subestación en el sector de La Guácima de Alajuela, con el objetivo de mejorar la confiabilidad en el servicio eléctrico en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, operados por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). En principio se determinó que los transformadores de distribución presentan una antigüedad promedio de treinta años, y que en algunos casos su vida útil máxima recomendada es de 35 años. En particular, el transformador de potencia TR1 del circuito Lindora-Guácima muestra un deterioro avanzado y opera a 92% de su capacidad nominal de 10 MVA, con picos que superan 95%. Este escenario, combinado con un incremento anual de 4,7% en la demanda eléctrica, según el crecimiento urbano e industrial de la zona, genera un alto riesgo de sobrecarga y disminución en la calidad del servicio.

Los estudios de carga y demanda energética, junto con la percepción de los abonados, evidencian la necesidad de modernizar la infraestructura eléctrica. Según los resultados de la encuesta, 77% de los usuarios consideran que la calidad del servicio es baja o media, y 37% reportan problemas de interrupciones y variaciones de voltaje. Asimismo, estudios previos realizados por la CNFL respaldan la viabilidad económica de la nueva subestación, a la vez que destacan los beneficios financieros y operativos de mediano plazo.

A partir de estos análisis se plantea que la construcción de una nueva subestación en La Guácima podría ser una solución estratégica para mejorar la continuidad y eficiencia del suministro eléctrico, a fin de atender las necesidades actuales y futuras del sector residencial e industrial de la región.

Palabras clave: Subestaciones eléctricas, confiabilidad del servicio eléctrico, demanda energética, infraestructura eléctrica, transformadores de potencia, crecimiento urbano, sobrecarga del sistema, Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), calidad del servicio eléctrico, factibilidad técnica y económica.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La creciente demanda de energía eléctrica en la región de La Guácima ha generado una sobrecarga en los circuitos de distribución existentes que afecta significativamente la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico, situación que ha provocado caídas de tensión y cortes recurrentes en el servicio, lo que impacta directamente a los usuarios de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima.

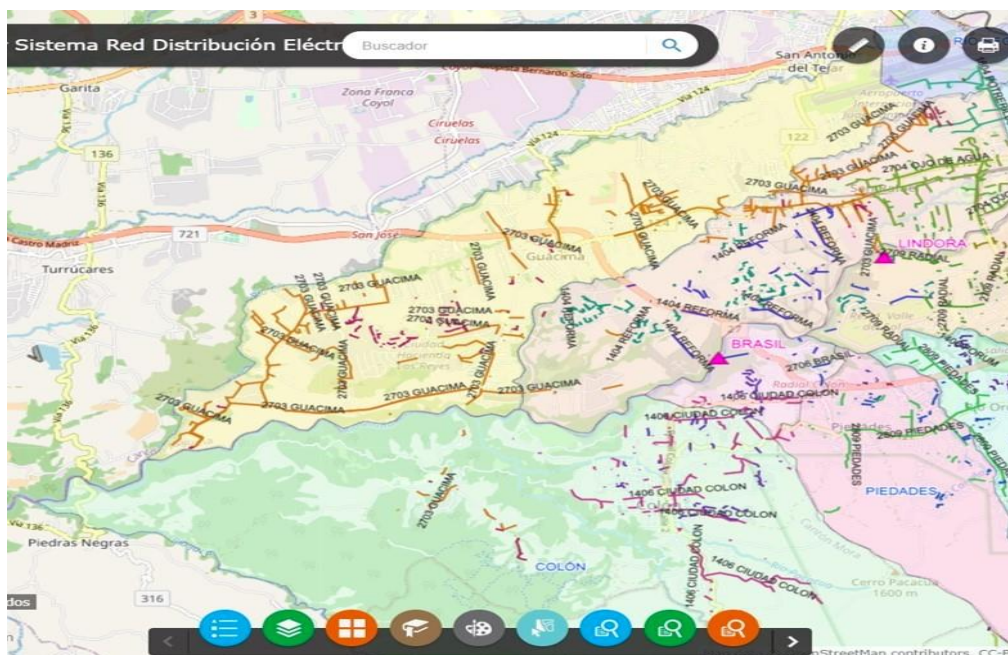


Figura 1. Sistema SIPROCOM. Fuente: CNFL (2024)

Según la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) la construcción de una nueva subestación eléctrica en San Rafael de Alajuela sería una solución apropiada para enfrentar estos desafíos. Esta infraestructura no solo reduciría la longitud de los circuitos eléctricos actuales, sino que también mejoraría la estabilidad y la continuidad del servicio, lo cual es especialmente relevante en un contexto en el que las actividades de teletrabajo y estudio en línea han aumentado significativamente (Periódico *Mi Tierra*, 2024). Evaluar la factibilidad técnica y económica de este proyecto resulta esencial para garantizar un sistema eléctrico robusto y eficiente que responda a las crecientes demandas energéticas de la región.

Por otra parte, una de las principales causas de esta problemática es el incremento constante en la demanda de energía, debido al crecimiento poblacional y al desarrollo industrial en el sector de La Guácima y sus alrededores. Según un artículo publicado por AM Prensa (2023) la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) ha identificado una sobrecarga significativa en los circuitos eléctricos que abastecen a la región de La Guácima, específicamente en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima. Tal situación ha generado interrupciones frecuentes en el suministro eléctrico, caídas de tensión y una disminución en la calidad del servicio, que afecta tanto a hogares como a comercios locales. Para abordar esta problemática, la CNFL ha propuesto la construcción de una nueva subestación eléctrica que permitirá descongestionar los circuitos actuales y optimizará la distribución de energía, al tiempo que garantizará un suministro más estable y confiable para los usuarios de la zona. Tal medida es especialmente urgente en un contexto en el que la demanda eléctrica ha aumentado debido al crecimiento poblacional y al incremento de actividades, que dependen del suministro continuo de energía. El aumento de construcciones residenciales, comerciales y de pequeñas industrias ha generado un mayor consumo eléctrico que ha superado la capacidad de los circuitos actuales para distribuir eficientemente la energía. Aunque el desarrollo industrial y residencial ha impulsado una mayor demanda energética, la infraestructura eléctrica no ha avanzado al mismo ritmo, lo cual ha generado cortes frecuentes y problemas en la calidad del suministro eléctrico, y esta situación desincentiva tanto a potenciales nuevos residentes como a inversores industriales en general. Además, la falta de planificación urbana adecuada, sumada a restricciones en el uso del suelo y a procesos burocráticos que dificultan el desarrollo inmobiliario, también ha influido en el estancamiento poblacional.

Finalmente, la competencia de otras zonas cercanas con mejor infraestructura y servicios básicos ha contribuido a que La Guácima no se perciba como un destino prioritario para establecerse.

Como efecto directo, en el reporte 2024 de la revista *Occident* se indicó que los circuitos eléctricos actuales han comenzado a experimentar sobrecargas y problemas de regulación de tensión debido al incremento en la demanda eléctrica, especialmente durante los picos de consumo. Estos periodos sobrecargan la capacidad de los circuitos, lo que genera fluctuaciones en el suministro eléctrico que afectan tanto a usuarios residenciales como a comerciales, lo que podría dañar equipos sensibles. Estas situaciones son comunes cuando se excede la potencia contratada o se aumenta la capacidad del sistema para manejar múltiples dispositivos de forma simultánea, situación que subraya la necesidad de mantener un equilibrio adecuado entre la demanda y la capacidad de la red (*Occident*, n.d.; *Schneider Electric*, 2021).

Otra causa significativa es la falta de infraestructura adecuada para respaldar los circuitos en situaciones de emergencia o de mantenimiento. Al no contar con una subestación adicional que permita redistribuir la carga de los circuitos en caso de fallas o de mantenimientos programados, la confiabilidad del servicio se ve afectada. Además, Los actuales enlaces entre los circuitos son insuficientes para garantizar un respaldo eficiente, lo que deja a ciertas áreas vulnerables a interrupciones prolongadas del servicio.

Según un artículo publicado en el 2024 por la revista *Ambientum*, este déficit de infraestructura de respaldo provoca un aumento en los tiempos de interrupción del servicio. Cuando ocurre una falla en alguno de los circuitos principales los tiempos de respuesta y recuperación se prolongan, y esto afecta la continuidad del servicio para los usuarios. Además, la falta de alternativas para redistribuir la carga lleva a un mayor tiempo sin suministro, lo cual genera insatisfacción en los usuarios y afecta la productividad de las actividades económicas en la zona. Esto ocurre porque las redes eléctricas están envejecidas y porque la falta de inversión en modernización impide responder eficientemente a la demanda y redistribuir la carga durante fallas, todo lo cual aumenta los cortes y aumenta los tiempos sin suministro (*Ambientum*, 2024; *Enerlogix*, 2024).

La gestión ineficiente ante las pérdidas de energía en los circuitos eléctricos actuales representa un desafío significativo. Factores como la distancia entre los puntos de distribución y los usuarios finales, junto con la sobrecarga de los circuitos, generan pérdidas considerables durante la distribución. Estas pérdidas no solo encarecen el servicio eléctrico sino que también disminuyen la capacidad efectiva de los circuitos para satisfacer la demanda total, lo que incrementa los costos operativos de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

Como consecuencia de lo indicado los costos operativos de la CNFL han aumentado, tal como se indica en el artículo publicado en AM Prensa (2023), debido a la energía no suministrada y a las pérdidas durante el proceso de distribución. Las pérdidas de energía implican que una parte considerable de la electricidad generada no llegue a los usuarios finales, lo que genera un gasto adicional para la empresa. Según estimaciones estas pérdidas pueden alcanzar un costo anual aproximado de ¢6.480.000.000 (calculado a partir de una pérdida de 10% sobre 1.000 GWh anuales, con un costo de ¢64 por kWh) (AM Prensa, 2023). Esto, a su vez, se refleja en un aumento en las tarifas eléctricas y en una menor eficiencia en el uso de los recursos energéticos disponibles.

Otra causa que contribuye a mantener el problema es la falta de inversión en nuevas tecnologías y en la modernización de la red de distribución. La infraestructura eléctrica actual se basa en tecnologías que no están optimizadas para gestionar la demanda energética actual ni para reducir las pérdidas durante la transmisión. La falta de tecnologías más eficientes, como redes inteligentes o sistemas de monitoreo avanzado, agrava los problemas de regulación de tensión y continuidad del servicio.

Finalmente, están la falta de una planificación y de previsión oportuna para el crecimiento energético futuro en la región. Tampoco el desarrollo de infraestructura eléctrica ha ido a la par del crecimiento poblacional y económico de La Guácima, lo que ha dejado a los circuitos actuales insuficientemente preparados para cubrir la demanda. Por otra parte, la falta de previsión en la expansión de la red ha generado un desequilibrio entre la capacidad de suministro y la demanda de energía.

Para la finalidad de este proyecto se hicieron mediciones en la central eléctrica y en puntos estratégicos de los circuitos afectados. Tales mediciones incluyeron parámetros clave, como niveles de tensión, corriente y carga máxima soportada. Además, se recopilaron datos sobre la frecuencia de interrupciones, tiempos promedio de recuperación ante fallas y patrones de consumo en horarios de alta y baja demanda. Los datos obtenidos fueron analizados utilizando herramientas técnicas y de simulación para determinar la viabilidad de construir una nueva subestación eléctrica. Para ello se consideró cómo esta infraestructura podría mejorar la estabilidad del suministro, reducir los tiempos de interrupción y garantizar una distribución más eficiente de la energía en la zona. En resumen, se determinó que la falta de infraestructura, la creciente demanda de energía, las pérdidas en la distribución, el retraso en la modernización tecnológica y la falta de planificación adecuada son las principales causas que han llevado a tener los problemas actuales de confiabilidad y falta de calidad en el servicio eléctrico en la región de La Guácima. También se determinó que los efectos de estos problemas incluyen sobrecargas en los circuitos, interrupciones prolongadas del servicio, aumento de las pérdidas de energía, mayores costos operativos y un deterioro general de la calidad del servicio eléctrico. Ante este panorama, la construcción de una nueva subestación eléctrica se presenta como una solución integral para mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en la zona, dado que puede responder a las necesidades actuales y futuras de la población que tendrá el beneficio.

1.2 Pregunta de investigación

¿Es, técnica y económicamente, factible construir una nueva subestación eléctrica en el sector de La Guácima de Alajuela para mejorar la calidad del servicio eléctrico que ofrece Compañía Nacional de Fuerza y Luz a sus abonados en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima?

Hipótesis:

La construcción de una nueva subestación eléctrica en La Guácima, Alajuela, es técnica y económicamente factible y contribuirá a mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, al reducir interrupciones, mejorar la regulación de tensión y optimizar la capacidad de distribución de energía en la zona.

OBJETIVOS

1.1. Objetivo general

Evaluar la factibilidad técnica y económica de la construcción de una nueva subestación eléctrica en el sector de La Guácima, Alajuela, con el propósito de incrementar la calidad del servicio eléctrico de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima.

2.2 Objetivos específicos

2.2.1 Analizar el rendimiento actual y proyectado de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima en términos de demanda energética hasta el año 2036, y evaluar su capacidad de distribución y también los problemas de regulación de tensión y continuidad del servicio.

2.2.2 Determinar cuáles son las principales afectaciones que los abonados han detectado en el servicio que ofrece la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, mediante la aplicación de una encuesta a una muestra representativa de la población afectada. Además, se evaluará la capacidad actual de las subestaciones existentes que alimentan estos circuitos, con el fin de identificar posibles limitaciones en la infraestructura que puedan estar contribuyendo a las afectaciones reportadas.

2.2.3 Describir los beneficios económicos derivados de la construcción de la subestación, considerando la inversión inicial requerida y las mejoras en la calidad del servicio, mediante la comparación de costos y beneficios respecto a la situación actual. Además, se elegirá la posible ubicación de la nueva subestación tomando en cuenta factores técnicos, sociales, legales, regionales y ambientales.

2.2.4 Comparar los diferentes escenarios técnicos y económicos, incluidas la integración de enlaces en los circuitos y la construcción de la nueva subestación. A este análisis se le incorporará una evaluación costo-beneficio de los costos de construcción, operación y mantenimiento de la subestación. Asimismo, se compararán los beneficios económicos y técnicos derivados del aumento en la confiabilidad del servicio y de la reducción de interrupciones.

2.2.5 Elaborar un plan de implementación integral del costo de la construcción de la subestación eléctrica, que se incluirá en un cronograma detallado de todas las fases de desarrollo del proyecto. Este plan se referirá a las siguientes etapas: factibilidad, trámites regionales, planeamiento y diseño; así como a la parte ejecutoria. Además, se harán estimaciones de costos de inversión, se evaluará el impacto en la red eléctrica existente y se evaluarán los beneficios esperados de la nueva subestación. Como parte de los entregables se incluirá un cronograma visual que facilite la comprensión de las etapas y los plazos establecidos para la correcta ejecución del proyecto.

JUSTIFICACIÓN

Es fundamental realizar un estudio técnico de la factibilidad de construir una nueva subestación eléctrica en el sector de La Guácima, Alajuela, como posible solución para mejorar la calidad del servicio eléctrico que presta la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima. Esto ya que actualmente estos circuitos enfrentan problemas de regulación de la tensión y de la continuidad del servicio, derivados del crecimiento sostenido de la demanda energética. Además, falta infraestructura adecuada, lo que incrementa pérdidas de energía que afectan la eficiencia operativa y les eleva los costos a los asociados.



Figura 2. Posible ubicación de la nueva subestación. Fuente: Google maps (2022)

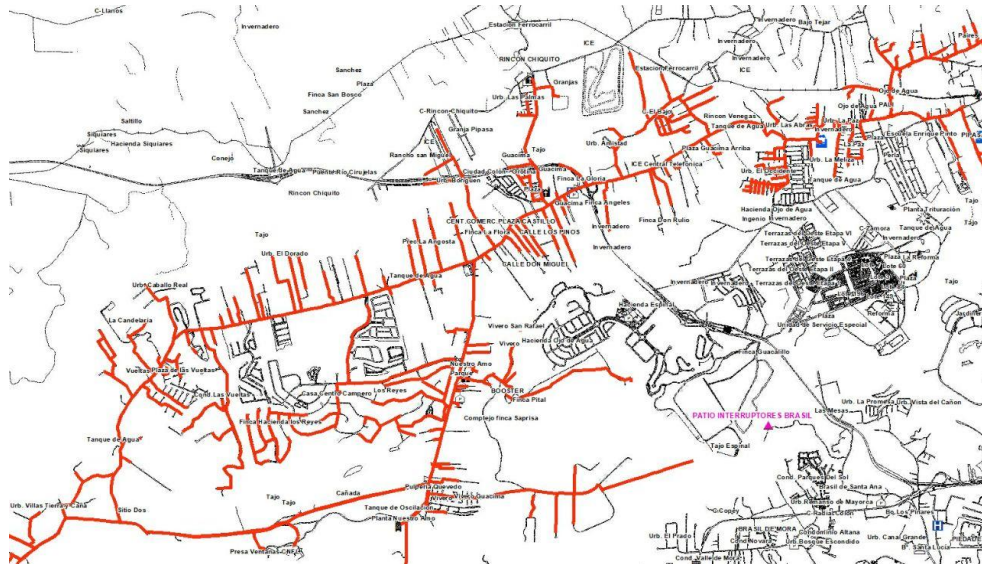


Figura 3. Representación del circuito Lindora- La Guácima, Alajuela. Sistema Siprocom. Fuente: CNFL (2022)

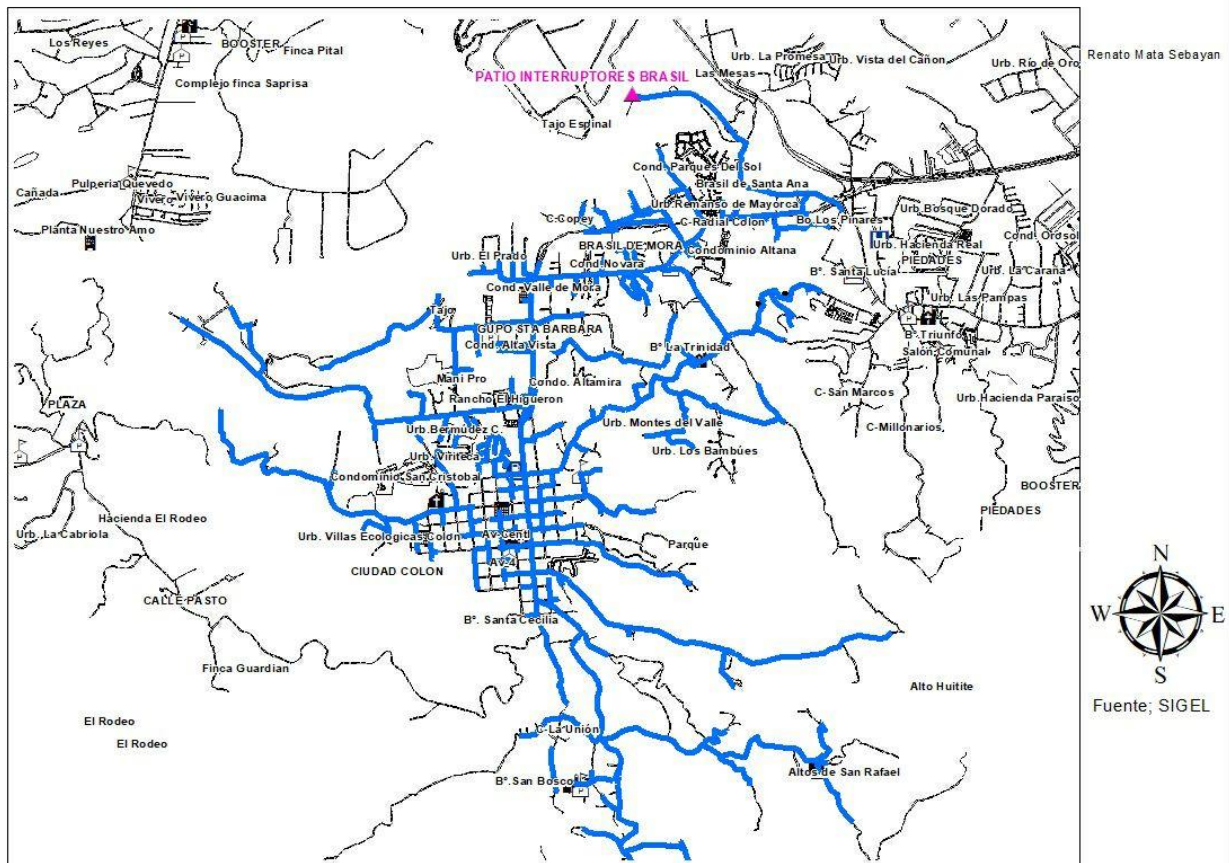


Figura 4. Representación del circuito Brasil- Ciudad Colón. Sistema Siprocom. Fuente: CNFL (2022)

El estudio técnico permitirá prever y proyectar soluciones para satisfacer las necesidades de la población en el área de influencia, proyectadas hasta el año 2036, y evaluar de esa manera opciones que garanticen una infraestructura de distribución más robusta y eficiente. La reducción de pérdidas de energía podría permitirle a la CNFL mejorar el aprovechamiento de los recursos económicos y energéticos, lo mismo que generar ahorros significativos que permitan mejorar la calidad del servicio que se les ofrece a los usuarios.

Desde un punto de vista económico el análisis incluye los beneficios que una nueva subestación podría tener en cuanto a la regulación de tensión, la disminución de interrupciones del servicio y el aseguramiento de un suministro más constante. Este nivel de

confiabilidad sería esencial para el desarrollo económico y social de la región, e impactar directamente en la calidad de vida de los ciudadanos y en la competitividad de las empresas locales.

Este proyecto de investigación se centra en evaluar el impacto potencial que tendría la construcción de una nueva subestación eléctrica en la confiabilidad en el suministro energético en La Guácima de Alajuela. Actualmente los circuitos existentes enfrentan sobrecargas y fluctuaciones de tensión que afectan la calidad del servicio, tanto a usuarios residenciales como a comerciales. Una infraestructura mejorada, como la que podría implicar una nueva subestación, permitiría reducir significativamente los tiempos de interrupción y ofrecer mayor estabilidad a la comunidad y en las actividades productivas. Este estudio técnico no solo aborda los problemas inmediatos de suministro sino también sienta una base sólida para planificar el crecimiento futuro ante el aumento proyectado de la demanda por la expansión urbana e industrial en la región.

En cuanto a la viabilidad del proyecto, este estudio técnico permitirá establecer con precisión las necesidades y costos relativos a la posible construcción de la subestación mediante mediciones directas en los puntos críticos del sistema actual. Además, se analiza la posibilidad de adoptar tecnologías modernas y eficientes, como las subestaciones inteligentes, que han demostrado ser rentables en el largo plazo al reducir los costos operativos y mejorar la resiliencia del sistema eléctrico.

Desde el punto de vista metodológico también este proyecto representa una valiosa oportunidad para aplicar técnicas avanzadas de análisis y simulación de redes eléctricas. La recopilación de datos directos y el uso de herramientas informáticas especializadas para modelar diferentes escenarios de carga y fallas proporcionarán un enfoque riguroso y fundamentado para la toma de decisiones. Esto permitirá no solo validar la viabilidad de construir una nueva subestación sino también ofrecer etiquetas útiles sobre el comportamiento de la red bajo condiciones de alta demanda y posibles contingencias, lo que puede ser beneficioso para proyectos similares para otras regiones con características y desafíos eléctricos similares.

En conclusión, en este estudio técnico se busca proporcionarle a la CNFL una evaluación rigurosa y fundamentada de la necesidad y la viabilidad de construir una nueva subestación, alineada con estándares de calidad y sostenibilidad. En el largo plazo el análisis contribuirá al fortalecimiento del sistema eléctrico nacional, lo que beneficiará no solo a los usuarios de los circuitos afectados sino que también contribuiría a la estabilidad de la red eléctrica del país.

ANTECEDENTES

Para entender la relevancia de evaluar la factibilidad de una nueva subestación eléctrica en el sector de La Guácima es necesario revisar estudios previos en los que se hayan abordado problemáticas similares de carácter internacional, y en Costa Rica. Tales estudios ofrecen una base técnica y económica que permite contextualizar la importancia de este tipo de análisis de la mejora de la calidad y la confiabilidad del servicio eléctrico.

4.1.1

1. Expansión de la infraestructura eléctrica en áreas rurales de India (2018)

Publicado por el India Smart Grid Forum, en este estudio se evaluó el impacto de la construcción de nuevas subestaciones en la confiabilidad del suministro eléctrico y en la reducción de pérdidas de energía en zonas rurales. Mediante un análisis comparativo de antes y después de la implementación de las subestaciones se midieron las interrupciones del servicio y las pérdidas energéticas habidas. Los resultados indicaron una mejora de 20% en la confiabilidad del suministro y una reducción significativa de pérdidas de energía, lo que contribuyó al desarrollo energético posterior en estas comunidades.

Optimización de las redes eléctricas en Sudáfrica (2020)

Elaborado por Eskom, en este proyecto se analizó la construcción de subestaciones en zonas periurbanas para mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico. Su objetivo principal fue reducir la dependencia de generadores temporales, optimizar la eficiencia del sistema y disminuir los tiempos de respuesta ante fallas eléctricas. Mediante un análisis de campo en áreas con sobrecarga se evaluó el impacto de las nuevas subestaciones. Finalmente,

se logró una mejora de 15% en la continuidad del servicio y se redujo la presión sobre la infraestructura existente.

Modernización de subestaciones en Canadá (2017)

Publicado por la *Ontario Power Authority*, este estudio se enfocó en mejorar la eficiencia de la distribución y en reducir pérdidas de energía mediante la modernización de subestaciones existentes y la construcción de nuevas. Se realizó un análisis técnico-financiero de la infraestructura eléctrica para implementar mejoras estructurales y tecnológicas. Como resultado se lograron una reducción de 10% en las pérdidas de energía y un incremento en la capacidad de atender la demanda sin aumentar significativamente las tarifas eléctricas.

Refuerzo de la red eléctrica en Perú (2021)

En este proyecto, liderado por el Gobierno de Perú y por empresas privadas, se abordó la expansión de subestaciones en áreas rurales con el fin de mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico. Por medio de un análisis de demanda en zonas alejadas de los centros urbanos se identificaron puntos críticos en los que la implementación de nuevas subestaciones permitiría reducir interrupciones prolongadas y mejorar la eficiencia de la transmisión. Como resultado las interrupciones se redujeron en 25% y las pérdidas de energía disminuyeron, lo cual fortaleció la confiabilidad del servicio.

1. Expansión de la red eléctrica en la zona sur de Costa Rica (2015)

Publicado por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), en este estudio se evaluó la posibilidad de expandir la red eléctrica mediante la construcción de nuevas subestaciones en puntos estratégicos. Se hizo un análisis de la demanda en zonas residenciales y comerciales al comparar el rendimiento de la red antes y después de la implementación de las subestaciones. Los hallazgos indicaron que la nueva infraestructura permitiría una distribución más eficiente de la energía y la reducción de las pérdidas por transmisión, lo cual mejorará la calidad del servicio.

2. Optimización de las redes eléctricas en la Gran Área Metropolitana (2016)

Publicado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), este proyecto tuvo como objetivo principal mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico mediante la construcción de nuevas subestaciones y la modernización de las existentes en zonas de alta demanda.

En él se utilizaron un enfoque de modelado de redes eléctricas y se hizo un análisis de interrupciones para identificar puntos críticos en los que se requería infraestructura adicional. La inversión permitió mejorar los índices de continuidad del servicio, reducir significativamente las interrupciones y aumentar la confiabilidad de la red en la GAM.

3. Modernización de la red eléctrica en Guanacaste (2019)

Realizado por la CNFL, en este estudio se evaluó la construcción de nuevas subestaciones en Guanacaste para fortalecer el sistema eléctrico ante el incremento de la demanda derivado del turismo y del desarrollo inmobiliario. En él se llevó a cabo un análisis de factibilidad técnica y económica para identificar las áreas más afectadas por sobrecarga y para determinar la mejor ubicación de una nueva subestación. Finalmente, se estimó que su implementación reduciría las pérdidas de energía en 12% y que mejoraría la calidad del servicio en una región clave para el desarrollo turístico.

4. Viabilidad de una nueva subestación en el Caribe costarricense (2020)

Publicado por el ICE en colaboración con la Universidad de Costa Rica (UCR), en este estudio se evaluó la necesidad de una nueva subestación para mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico en la región caribeña, que hoy experimenta cortes frecuentes debido a lo limitado de su infraestructura. Se realizaron estudios de viabilidad técnica y análisis de impacto económico, tras comparar las condiciones de antes y después de instalar la subestación. Finalmente, se determinó que la nueva infraestructura podría reducir las pérdidas de energía en 8% y mejorar significativamente la confiabilidad del servicio eléctrico en la zona.

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) está considerando en este proyecto instalar la nueva subestación en el sector de La Guácima, Alajuela, con el objetivo de incrementar la confiabilidad del servicio eléctrico en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima. Para evaluar la factibilidad de este proyecto es útil analizar estudios

técnicos y proyectos previos relacionados con subestaciones similares, como ST Moín y ST (subestación de transmisión) Guayabal, en Santa Cruz de Guanacaste.

En el proyecto para ampliar la subestación Moín se incluyó la instalación de transformadores de 230/34.5/13.8 kV, con una capacidad de 45 MVA. Este tipo de infraestructura es esencial para atender altos niveles de demanda y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. La experiencia adquirida con este proyecto puede proporcionar información valiosa sobre la selección de equipos y la planificación necesaria para la nueva subestación en La Guácima.

En la subestación Guayabal se llevó a cabo la sustitución del transformador 1-97 de 138/24.9 kV y 30 MVA por uno nuevo de 138/69 kV y 45 MVA. Este cambio permitió una mayor capacidad de transformación y mejoró la interconexión con otras redes, como la de Coopeguanacaste. La experiencia en la actualización de los equipos y la coordinación con diferentes entidades eléctricas puede ser relevante para garantizar la compatibilidad y eficiencia de la nueva subestación en La Guácima.

La construcción de la subestación San Rafael, diseñada con un esquema de interruptor y medio y seis salidas de línea, junto con la línea de transmisión Garabito-San Rafael de 70 km y 600 MVA, demuestra la importancia de una planificación cuidadosa en la expansión de la red eléctrica. Este proyecto destaca la necesidad de considerar la topología de la red, la capacidad de transmisión y la redundancia, para asegurar un suministro eléctrico confiable. Lo aprendido de este proyecto podría aplicarse en el caso de la subestación de La Guácima, especialmente en lo que respecta a la configuración de la red y en la integración de nuevas líneas de transmisión.

Al evaluar la factibilidad de la construcción de una nueva subestación en La Guácima se deben considerar las lecciones aprendidas de proyectos anteriores como los de Moín, Guayabal y San Rafael. Esto en aspectos como la selección adecuada de los transformadores, la actualización y la compatibilidad de los equipos, como la planificación de la topología de la red y la coordinación con otras entidades eléctricas, que son fundamentales para el éxito del proyecto. Además, es crucial realizar estudios de demanda eléctrica en los circuitos

Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima para dimensionar correctamente la nueva infraestructura y asegurar una mejora significativa en la confiabilidad del servicio eléctrico de la CNFL.

PROYECCIONES

"Bajo el compromiso regulador tradicional, las empresas de transmisión reguladas recaudan suficientes ingresos para cubrir los costos de su inversión más una tasa de retorno suficiente para atraer capitalistas en busca de una inversión relativamente segura. [...] Si el regulador permite construir demasiada capacidad de transmisión los usuarios pagan más por capacidad no utilizada. Por otro lado, si la capacidad es insuficiente, la congestión en la red reduce las oportunidades de comercio, aumenta los precios en algunas áreas y los disminuye en otras." Pág 230, Fundamentals of Power System Economics. Daniel Kirschen. Goran Strbac

Si la nueva subestación se construye sin una justificación técnica y económica adecuada esto podría generar costos innecesarios para los usuarios, ya que se pagaría por capacidad no utilizada.

Por otra parte, si no se construye y la capacidad actual es insuficiente se generarían problemas de congestión que afectarían la calidad del servicio eléctrico y provocarían aumentos en los precios de la electricidad en algunas áreas debido a restricciones en la red.

"La inversión en transmisión implica economías de escala significativas. [...] Además, deben construirse nuevas subestaciones en ambos extremos o expandirse las existentes. Este costo es significativo y casi independiente de la cantidad de energía activa que la línea pueda transportar. Debido a estos costos fijos, el costo promedio de transmisión disminuye con la cantidad transportada." Fundamentals of Power System Economics - Kirschen & Strba

El costo de transmisión no crece proporcionalmente con la cantidad de energía transportada sino que los costos fijos son significativos. En esta investigación esto significa que, si la demanda proyectada en los circuitos justifica la inversión en una nueva subestación, la infraestructura se aprovechará mejor a medida que aumente el consumo de energía en la región.

Si la demanda no es suficientemente alta podría ser más eficiente expandir o reforzar las subestaciones existentes en lugar de construir una nueva.

En caso de que las subestaciones actuales no puedan manejar el incremento en la carga sin afectar la calidad del servicio la construcción de una nueva subestación sería una alternativa viable y necesaria.

"La confiabilidad tiene dos componentes. La adecuación es una cuestión de la capacidad de generación instalada y no fluctúa de un minuto a otro. La seguridad se refiere a la capacidad del sistema para soportar contingencias, y la seguridad del sistema puede cambiar minuto a minuto. Inmediatamente después de una contingencia, y antes de que se hayan repuesto las reservas operativas el sistema es mucho menos seguro. Aunque la seguridad depende tanto de la generación como de la transmisión, solo se considerará la generación. Un sistema eléctrico tiene una generación adecuada si cuenta con suficiente capacidad para mantenerse seguro en todas las circunstancias, excepto en las más extraordinarias." Fuente: Stoft, S. Power System Economics, IEEE/Wiley, 2002.

La confiabilidad del sistema eléctrico es un aspecto clave en la planificación de nuevas infraestructuras, ya que influye directamente en la estabilidad y en la calidad del suministro para los usuarios. Según Stoft, la confiabilidad se compone de dos elementos fundamentales: la adecuación, vinculada a la capacidad de generación instalada, y la seguridad, que depende de la respuesta del sistema ante contingencias en tiempo real. En este contexto, la evaluación de la factibilidad para la construcción de una nueva subestación en La Guácima de Alajuela adquiere especial importancia, ya que esta infraestructura podría contribuir a fortalecer ambos aspectos de la confiabilidad.

Por un lado, el análisis de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima debe considerar si la capacidad actual de generación y transmisión es suficiente para mantener la estabilidad del sistema frente al crecimiento de la demanda proyectada hasta el 2036. Si se detectan limitaciones en la infraestructura existente, la construcción de una nueva subestación podría fortalecer la seguridad operativa del sistema, reducir riesgos relativos a contingencias y mejorar la calidad del servicio.

Asimismo, la confiabilidad del servicio eléctrico incide directamente en los usuarios. Por medio de encuestas aplicadas a una muestra representativa de la población afectada se evaluarán el impacto de las fallas en la red y las principales afectaciones percibidas por los abonados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Esta información permitirá determinar si las interrupciones del servicio están relacionadas con deficiencias en la adecuación o la seguridad del sistema, y si la construcción de la nueva subestación es la mejor alternativa para solucionarlas.

Desde una perspectiva económica la confiabilidad también tiene un impacto en los costos de operación del sistema. La comparación de escenarios técnicos y económicos permitirá analizar si la construcción de la nueva subestación representa una solución más costo-efectiva en comparación con otras opciones, como la integración de enlaces en los circuitos existentes o la optimización de la infraestructura actual. De esta manera, la evaluación de costos y beneficios garantizará que cualquier inversión en infraestructura esté justificada en términos de eficiencia y sostenibilidad financiera.

La confiabilidad del sistema eléctrico es un eje central en la toma de decisiones para la expansión de la red. La investigación propuesta busca determinar si la construcción de una nueva subestación en La Guácima de Alajuela es una medida viable y necesaria para incrementar la calidad del servicio eléctrico en los circuitos afectados, que asegure un suministro estable y seguro, tanto en el presente como en el futuro.

En resumen, se espera obtener un análisis detallado que justifique la construcción de la subestación en La Guácima, considerando la capacidad actual del sistema eléctrico, las limitaciones de la infraestructura existente y la demanda proyectada hasta el 2036.

Se proyecta demostrar cómo la nueva infraestructura mejorará la confiabilidad del suministro eléctrico en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, para reducir interrupciones y mejorar la regulación de la tensión.

Por medio de encuestas y análisis de datos se espera obtener información sobre las principales afectaciones percibidas por los usuarios, que permita correlacionarlas con las limitaciones técnicas del sistema eléctrico actual.

Con base en criterios técnicos, ambientales, sociales y legales, se espera determinar el sitio más adecuado para la construcción de la subestación a fin de minimizar costos y maximizar los beneficios operativos.

Se prevé una comparación detallada de la inversión requerida con los beneficios obtenidos en términos de reducción de pérdidas de energía, una mejora en la continuidad del servicio y la optimización de la capacidad de distribución.

Se desarrollarán diferentes modelos de solución considerando alternativas como la integración de enlaces en los circuitos existentes o la construcción de la nueva subestación, con el fin de seleccionar la opción más eficiente.

Se espera también elaborar un cronograma detallado en el que se contemplen las fases de factibilidad, planificación, diseño, trámites regionales y ejecución del proyecto, incluidos los costos estimados y los beneficios esperados. Con base en los hallazgos de la investigación, se proyecta dar lineamientos para la mejora continua del sistema eléctrico en la zona y en otras regiones con problemáticas similares.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Breve historia de la CNFL

Para comprender la importancia de la construcción de una nueva subestación en La Guácima, y su impacto en la calidad del servicio eléctrico, es fundamental conocer el papel que la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) ha desempeñado en el desarrollo del sistema eléctrico costarricense. A lo largo de su historia, la CNFL ha sido un pilar en la electrificación del país, ha garantizado el acceso a la energía y ha modernizado sus infraestructuras para responder a la creciente demanda. En este contexto resulta relevante analizar la evolución de la empresa, sus estrategias de expansión y las mejoras habidas en el suministro eléctrico, lo que permitirá establecer un marco de referencia para evaluar la viabilidad técnica y económica de la nueva subestación.

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) tiene sus orígenes a principios del siglo XX, cuando Costa Rica inició sus esfuerzos por electrificar el país. En 1941, el Gobierno de Costa Rica adquirió la antigua Compañía Eléctrica de Costa Rica Ltda., una empresa privada que suministraba energía en la capital, San José. Esta compra le permitió al Estado asumir el control del suministro eléctrico y garantizar un servicio más accesible y equitativo para la población costarricense. La CNFL fue oficialmente constituida como una empresa estatal con la misión de proporcionar energía eléctrica confiable y sostenible.

Durante las décadas de 1950 y 1960 la CNFL experimentó un crecimiento significativo, al ampliar su capacidad de generación hidroeléctrica y extender la red de distribución eléctrica hacia zonas urbanas y rurales. Proyectos emblemáticos como la Planta Hidroeléctrica Electriona contribuyeron a satisfacer la creciente demanda de electricidad impulsada por el desarrollo industrial y el crecimiento demográfico del país. Además, la

CNFL jugó un papel clave en la promoción del uso eficiente de la energía eléctrica entre los consumidores.

En los años posteriores la CNFL continuó diversificando su matriz energética e incorporando fuentes de energía renovable como la solar, la eólica y la geotérmica. Este enfoque sostenible le ha permitido a Costa Rica consolidarse como un referente mundial en la producción de energía limpia. La empresa también ha invertido en modernizar sus infraestructuras y en implementar tecnologías avanzadas para mejorar la eficiencia en la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Hoy en día, la CNFL sigue siendo una pieza fundamental en el desarrollo económico y social de Costa Rica, lo que contribuye no solo con la electrificación del territorio sino que también lidera iniciativas para la sostenibilidad ambiental y la reducción de emisiones de carbono. Su compromiso con la innovación y con la calidad del servicio la posiciona como una de las principales empresas de servicios públicos del país. Compañía Nacional de Fuerza y Luz. (2021). Memoria anual 2020. <https://www.cnfl.go.cr/documentos/memoria-anual-2020>

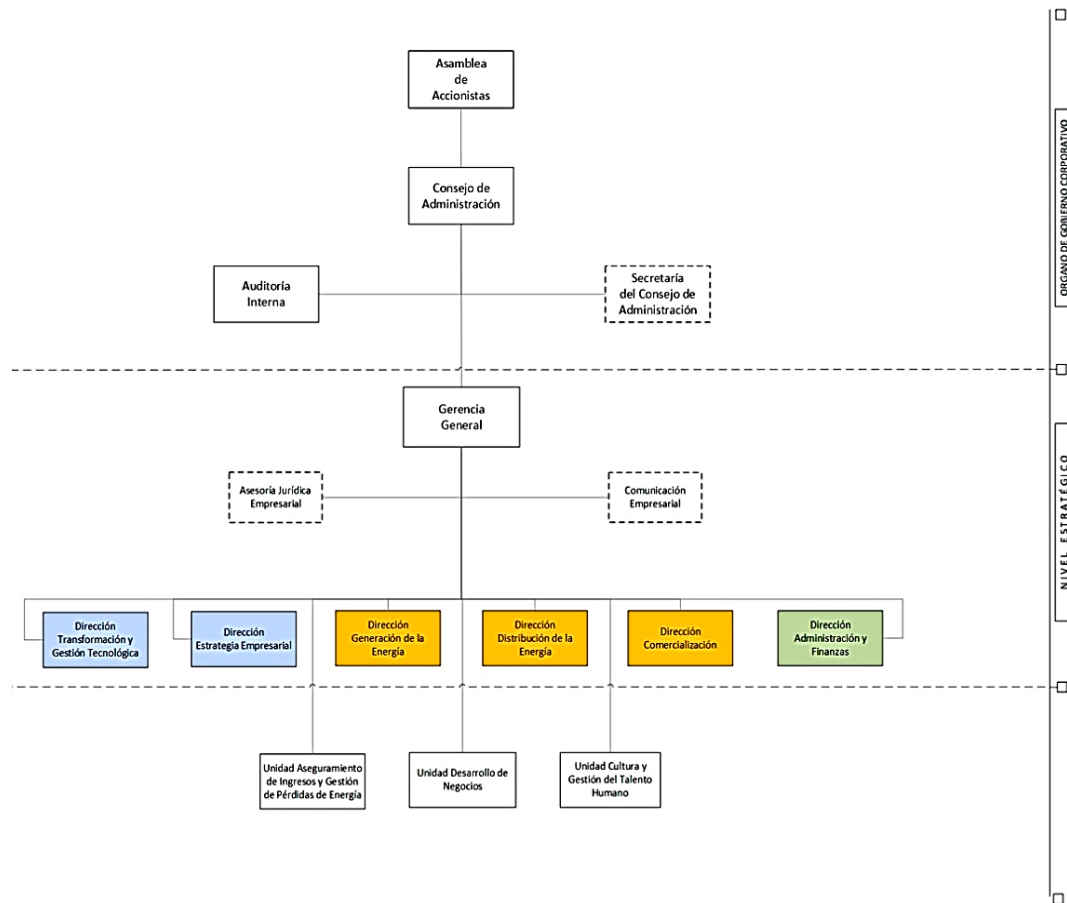


Figura 5. Organigrama CNFL. Fuente: CNFL (2025)

2.2 Subestación eléctrica

Para comprender la importancia y función de una subestación eléctrica en la mejora del suministro de energía es esencial analizar su estructura, sus componentes y su clasificación. Las subestaciones desempeñan un papel fundamental en la transmisión y distribución de electricidad, lo que garantiza la estabilidad, la eficiencia y la continuidad del servicio. En la planificación y la ubicación estratégica de una nueva subestación en La Guácima se deben considerar estos aspectos técnicos para optimizar la red eléctrica y responder a la creciente demanda energética en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima. Para ello, a continuación se presentan los conceptos clave relacionados con las subestaciones eléctricas y su relevancia en la infraestructura energética.

Una subestación eléctrica es una instalación clave en el sistema de suministro de energía, diseñada para transformar la electricidad de alta a baja tensión, o viceversa, dependiendo de las necesidades de transmisión y distribución. Estas instalaciones permiten controlar y proteger el flujo eléctrico, para garantizar un suministro estable y continuo hacia los consumidores finales. Las subestaciones pueden ser de diferentes tipos, como elevadoras, reductoras o de maniobra, dependiendo de su función específica en la red eléctrica.

Las subestaciones están compuestas por diversos equipos, como transformadores, interruptores, seccionadores y sistemas de protección y control. Cada uno de estos componentes desempeña un papel fundamental para evitar fallas en la red y minimizar el impacto de posibles interrupciones del servicio. Además, las subestaciones modernas suelen contar con sistemas automatizados que permiten monitorear y gestionar el flujo eléctrico en tiempo real.

El diseño y la ubicación de una subestación son factores importantes para optimizar el rendimiento de la red eléctrica. Se seleccionan puntos estratégicos para minimizar las pérdidas de energía durante la transmisión y distribución. Asimismo, se toman en cuenta aspectos como el crecimiento de la demanda eléctrica y el impacto ambiental para garantizar una operación eficiente y sostenible.

Las subestaciones eléctricas cumplen con funciones esenciales dentro del sistema eléctrico, y su principal tarea es la transformación de niveles de voltaje para facilitar la transmisión y distribución eficiente de la energía. Esto implica elevar el voltaje generado en plantas eléctricas para su transmisión a largas distancias, y reducirlo posteriormente para su distribución a hogares e industrias. Otra función clave de las subestaciones es la protección de la red eléctrica. Mediante sistemas de control y dispositivos de seguridad estas instalaciones pueden detectar fallas y desconectar automáticamente secciones de la red que presenten problemas; esto para evitar daños mayores y garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Las subestaciones eléctricas desempeñan un papel esencial en la red de transmisión de energía, ya que constituyen el segundo componente fundamental de esta red. Según el libro *Regulación del Sector Eléctrico*, "las subestaciones, que constituyen el segundo componente

fundamental de la red de transmisión, sirven para tres propósitos principales. Son buses de interconexión de líneas, nodos de transformación que alimentan las redes de distribución que llegan a los consumidores y centros, en donde se ubican equipos de medición, protección, interrupción y despacho del sistema" (p. 24). Esto implica que no solo interconectan líneas de alto voltaje sino que también permiten la transformación de la electricidad a niveles de tensión adecuados para los consumidores. Además, actúan como puntos estratégicos para la medición, protección y control del sistema eléctrico, para garantizar así su operación eficiente y segura.

En cuanto a la planificación de la red eléctrica, se requiere una evaluación detallada del crecimiento de la demanda futura. El texto menciona que "la planificación de la red comienza con una estimación del crecimiento de la demanda que será atendida por el distribuidor en el futuro. Se deben tener en cuenta la demanda existente, el horizonte considerado, el crecimiento natural de la demanda, los planos de desarrollo urbano residencial e industrial, el impacto de los planos de ahorro y eficiencia energética y la posible conexión de generación distribuida" (p. 206). Este enfoque integral permite diseñar una infraestructura eléctrica capaz de responder a las necesidades de los usuarios con el propósito de asegurar un suministro estable y eficiente.

En relación con el impacto económico de las subestaciones, se señala que "el peso económico relativo de la red de transmisión con respecto a todas las actividades involucradas en el suministro de electricidad varía ampliamente dependiendo del tamaño de un país y de la dispersión o concentración de sus centros de producción y consumo. Es significativamente menor que la generación y distribución, y, específicamente, contribuye con entre el 5 % y el 10% del costo total de la electricidad" (p. 260). Este dato es crucial para los estudios de factibilidad, ya que permite evaluar el impacto de la infraestructura de transmisión en la estructura tarifaria y la sostenibilidad económica del sistema eléctrico.

Por último, la confiabilidad y operación de las subestaciones dependen en gran medida de los dispositivos de protección instalados. "Los interruptores automáticos son los más atractivos, capaces de abrir un circuito cuando ocurren sobrecargas. Los dispositivos de protección detectan las sobrecorrientes y, aplicando la lógica adecuada, deciden cuáles líneas

deben abrirse para despejar la falla" (p. 24). Esto resalta la importancia de contar con mecanismos de protección que eviten daños en el sistema para mantener la estabilidad del servicio y minimizar interrupciones en el suministro eléctrico.



*Figura 6. Subestación reductora de 34,5 kV a 13,8 kV ubicada en San José, La Uruca.
Fuente: CNFL (2025)*

Además, las subestaciones permiten la regulación y el control del flujo de energía eléctrica. Por medio de equipos especializados es posible ajustar los niveles de voltaje y corriente para mantener la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico. Esto es especialmente importante en redes complejas con alta demanda energética.

La importancia de las subestaciones radica en su papel fundamental para garantizar un suministro eléctrico seguro, eficiente y continuo. Sin estas instalaciones sería prácticamente imposible transportar electricidad a largas distancias ni distribuirla de manera uniforme a los usuarios finales. Las subestaciones son el nexo clave entre la generación y el consumo de energía eléctrica.

Además de su función técnica, las subestaciones tienen un impacto significativo en el desarrollo económico y social de las comunidades. Al asegurar un suministro estable de

electricidad, contribuyen al funcionamiento adecuado de industrias, comercios, hospitales y hogares, con lo cual impulsan el crecimiento económico y mejoran la calidad de vida de la población. Las subestaciones son esenciales para la integración de fuentes de energía renovable en la red eléctrica. Facilitan la conexión de parques solares, eólicos y otras fuentes limpias, y permiten una transición hacia un modelo energético más sostenible y respetuoso con el ambiente. Cohen, J., Santamaría, F., & García, A. (2018). Substation automation systems: Design and implementation. Springer.

Clasificación de subestaciones eléctricas

Existen diferentes tipos de subestaciones que se clasifican según su función, ubicación y tipo de transformación que realizan en la energía eléctrica. En este contexto se destacan principalmente las subestaciones elevadoras y reductoras, que juegan un papel crucial en la gestión de voltajes a lo largo del sistema eléctrico.

Subestación elevadora

Una subestación elevadora se encarga de aumentar el voltaje de la electricidad generada en las plantas de energía para facilitar su transporte a largas distancias. La electricidad generada en las plantas suele tener un voltaje bajo, y es necesario elevarlo para minimizar las pérdidas de energía durante la transmisión. Esto se logra mediante transformadores elevadores que aumentan el voltaje antes de que la energía sea enviada a las líneas de transmisión. Este tipo de subestación se ubica generalmente cerca de las plantas generadoras de electricidad, lo que permite optimizar el proceso de transmisión.

Subestación reductora

En contraste, las subestaciones reductoras se encargan de reducir el voltaje de la electricidad para que pueda ser utilizada de manera segura en los hogares, industrias y otras instalaciones. Después de que la electricidad ha recorrido largas distancias por las líneas de transmisión con un voltaje elevado, se necesita disminuir su nivel antes de que les llegue a los consumidores. Los transformadores reductores realizan esta tarea para asegurar que la

electricidad les llegue a los usuarios finales con un voltaje adecuado. Estas subestaciones se encuentran cerca de las áreas de consumo, ya sean urbanas o industriales.

Tanto en las subestaciones elevadoras como en las reductoras, los transformadores son los componentes clave que permiten la modificación del voltaje de la electricidad. Estos dispositivos funcionan mediante el principio de inducción electromagnética y se diseñan para operar con diferentes niveles de voltaje, dependiendo de la necesidad de la subestación. En las subestaciones elevadoras los transformadores aumentan el voltaje de la corriente alterna (CA), mientras que en las reductoras los transformadores disminuyen dicho voltaje antes de que la electricidad llegue a las redes locales de distribución.

Las subestaciones elevadoras y reductoras son esenciales para garantizar la eficiencia y la seguridad de la red eléctrica. Sin la existencia de estas instalaciones sería imposible transmitir grandes cantidades de energía eléctrica a largas distancias sin que se produjeran pérdidas significativas de energía. Además, permiten que la electricidad llegue a los hogares y empresas con el voltaje adecuado, para evitar riesgos de sobrecarga y daños en los aparatos eléctricos. También son fundamentales para la estabilidad de la red, ya que pueden regular la frecuencia y el flujo de electricidad, lo que ayuda a prevenir apagones y otros problemas.

Son fundamentales para el funcionamiento eficiente del sistema de transmisión y distribución de electricidad. La subestación elevadora aumenta el voltaje para la transmisión a largas distancias, mientras que la subestación reductora lo disminuye para su uso seguro en áreas de consumo. Ambas son imprescindibles para asegurar un flujo de energía constante y seguro, a fin de facilitar la distribución de electricidad desde las plantas generadoras hasta los usuarios finales.

Subestación de distribución

Otro tipo de subestación es la subestación de distribución, que tiene la función de reducir aún más el voltaje de la electricidad para su uso final. Estas subestaciones se encuentran cerca de los centros de consumo, como barrios residenciales y zonas industriales o comerciales. Su principal objetivo es transformar el voltaje para adaptarlo a las necesidades del usuario final. A menudo, las subestaciones de distribución están equipadas con sistemas

de protección, control y automatización para garantizar la seguridad y la fiabilidad de la distribución eléctrica.

Subestación de transmisión

Las subestaciones de transmisión son aquellas que están diseñadas para conectar las líneas de transmisión entre sí. Su función principal es recibir la electricidad a un voltaje elevado de las subestaciones elevadoras y transmitirla a otras subestaciones, en donde el voltaje será nuevamente ajustado para la distribución local. Las subestaciones de transmisión suelen ubicarse en puntos estratégicos de la red de alta tensión, y aunque no realizan transformación de voltaje en gran medida son esenciales para el control del flujo de electricidad entre diferentes áreas geográficas y para la estabilidad de la red.

Subestación compacta

Las subestaciones compactas son una versión más pequeña y flexible de las subestaciones tradicionales, especialmente diseñadas para ubicaciones en donde el espacio es limitado. Estas subestaciones se emplean en áreas urbanas con alta densidad de población o en instalaciones industriales en donde no se dispone de un gran espacio para infraestructura eléctrica. Aunque su capacidad de transformación de voltaje es menor en comparación con otras subestaciones, las subestaciones compactas siguen desempeñando un papel crucial en la distribución de electricidad a pequeña escala, como en zonas residenciales o comerciales.

Subestación GIS

Una subestación GIS (acrónimo de su nombre en inglés Gas Insulated Substation) es una subestación que utiliza en sus equipos el gas SF₆ como medio aislante y de extinción de arco, aprovechando sus características eléctricas y térmicas con la finalidad de blindar partes energizadas del ambiente y de reducir el tamaño de los equipos de la subestación, especialmente interruptores y sistemas de barras.

En una subestación AIS (acrónimo de su nombre en inglés Air Insulated Substation) es una subestación en la que los equipos están literalmente al aire, tipo Uruca, por ejemplo, sus

sistemas de barras están expuestos al ambiente, por lo que se encuentran los equipos individuales y con mayor distancia de separación.

Hexafluoruro de azufre o SF₆

El hexafluoruro de Azufre o SF₆ es un gas artificial utilizado ampliamente en los equipos eléctricos de alta tensión. Es incoloro, inodoro, no combustible y químicamente muy estable, por lo que a temperatura ambiente no reacciona con ninguna otra sustancia. Su gran estabilidad se basa en el arreglo simétrico perfecto de sus seis átomos de flúor en torno a su átomo de azufre central.

El SF₆ en su forma pura no es tóxico ni tampoco peligroso al ser inhalado; no obstante, dado que es casi seis veces más pesado que el aire en ambientes cerrados desplaza al oxígeno y, en consecuencia, existe el riesgo de sofocación para las personas. Es por ello que se debe tener máximo cuidado en la manipulación de este gas, así como considerar siempre su re-utilización. Si bien su contribución al calentamiento global se ha estimado inferior a 0,2% actualmente, esto se debe a que la mayoría del SF₆ producido se encuentra en servicio dentro de los equipos.

Subestación encapsulada GIS

El SF₆ es utilizado como gas aislante en subestaciones encapsuladas GIS, como aislante y medio de enfriamiento en transformadores de poder y como aislante y medio de extinción en interruptores de alta y media tensión. Todas estas aplicaciones son sistemas cerrados, muy seguros e idealmente sin posibilidades de filtraciones.

En el caso de los interruptores se requiere que estos tengan la capacidad de interrumpir las corrientes de falla de los sistemas eléctricos de potencia para los cuales han sido diseñados. El SF₆ cumple efectivamente con las funciones de aislante y de medio de extinción, debido a su alta capacidad calórica y a sus propiedades electronegativas.

El SF₆ es utilizado también en otro tipo de aplicaciones. Mezclado con argón se utiliza como medio aislante en ventanas. El SF₆ es también utilizado en la industria metalúrgica, por ejemplo, para la purificación del magnesio. El SF₆ puede ser utilizado como agente de extinción de incendios debido a que no es combustible y a su alta capacidad térmica.

Para las aplicaciones en eléctricas el SF6 es utilizado solo en sistemas cerrados y que bajo circunstancias normales no tienen filtraciones. El SF6 es recomprimido y reutilizado si una parte de la subestación encapsulada debe ser abierta.

El SF6 proporciona una excelente aislación eléctrica y muy efectiva resistencia a los arcos eléctricos. Estas asombrosas propiedades hacen posible construir equipos muy compactos, que utilizan menos materiales, seguros y con una vida útil más extensa. A presión atmosférica el SF6 tiene una rigidez dieléctrica 2,5 veces mejor que la del aire. Usualmente se utiliza a entre 3 y 5 veces la presión atmosférica, en cuyo caso la rigidez dieléctrica alcanza a ser hasta 10 veces más de la del aire.

La propiedad como refrigerante del SF6 lo hace especialmente útil para la extinción del arco eléctrico dentro de la cámara de un interruptor. Al desasociarse el SF6 requiere gran energía y se logra un efecto de enfriamiento.

Los interruptores en SF6 en alta tensión están solos en el mercado y en media tensión la cantidad es significativa. Las subestaciones encapsuladas GIS se utilizan cuando las restricciones de espacio son importantes y son prácticamente libres de mantenimiento. Los equipos eléctricos con SF6 se han utilizado con éxito durante los últimos cuarenta años con muy buenos resultados.

Detector de gas GIR-10

El detector de gas modelo GIR-10 se utiliza para detectar concentraciones mínimas de gas SF6, por lo que resulta ideal para localizar el lugar y la magnitud de los escapes.

Tecnología de infrarrojos

Basado en la tecnología de infrarrojo no dispersivo (NDIR), el GIR-10 ofrece tiempos de respuesta rápidos y lecturas fiables, y también en el caso de fugas pequeñas. Este dispositivo se destaca por un manejo fácil y una buena legibilidad. Tanto el dispositivo portátil como la caja de la consola están equipados con una pantalla digital de fácil lectura. Por lo tanto, los valores actuales de gas SF6 se pueden leer desde cualquier posición.

La detección de fugas se realiza mediante un dispositivo portátil, en el cual se encuentra un cuello de cisne móvil con entrada para gases en la parte frontal. Un filtro

reemplazable impide la aspiración de partículas para proteger de ese modo el sensor de infrarrojos.



Figura 7. Detector de gas. Blog de WIKA. (n.d.). Director de gas (2024) ¿Qué es el Hexafloruro de Azufre o SF6? Recuperado de <https://blog.wika.com/es/knowhow/que-es-el-hexafloruro-de-azufre-o-sf6/>



Figura 8. Equipo MT tipo GIS. Fuente: ICE



Figura 9. Sistemas de barras de alta tensión. Fuente: CNFL



Figura 10.. Salida del secundario del transformador. Fuente: CNFL



Figura 11.. Terminales AT del sistema GIS. Fuente: CNFL



Figura 12. Equipo MT tipo Metal Clad. Fuente: ICE



Figura 13. Subestación tipo GIS 230 kV. Fuente: ICE (2025)

Subestación móvil

Por último, las subestaciones móviles son unidades acondicionadas con todo el equipo necesario para transformar y distribuir electricidad, pero que tienen la capacidad de ser transportadas a diferentes ubicaciones según la necesidad. Este tipo de subestación es útil en situaciones de emergencia, como cuando se producen desastres naturales o fallas graves en la infraestructura eléctrica. Las subestaciones móviles permiten restaurar rápidamente el suministro eléctrico en áreas afectadas y son una solución temporal eficaz para mantener la continuidad del servicio mientras se reparan las instalaciones permanentes.



Figura 14.. Subestación móvil. Fuente: Google (2025)

Cohen, J., Santamaría, F., & García, A. (2018). Substation automation systems: Design and implementation. Springer.

LOCALIZACIÓN

El punto de partida para la localización de una subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Un método que se puede utilizar para localizar una subestación es el siguiente:

En un plano grande de una ciudad se traza, a escala, una cuadrícula que puede ser de 0,5 x 0,5 km. En cada cuadro de medio kilómetro de lado se obtiene estadísticamente la capacidad instalada, contando el número de transformadores de distribución repartidos en el área y sumando la potencia en kVA de todos ellos.

Lo anterior se efectúa año tras año y en esta forma se detecta la velocidad de crecimiento (en el área mencionada) de la demanda eléctrica, en kVA, para cinco y para diez años. Obtenida la localización del centro de carga, conociendo la capacidad actual de la subestación y previendo las ampliaciones futuras, se determina la superficie necesaria para su instalación. A continuación se procede a la localización de un terreno de área igual o mayor a la requerida y lo más próximo posible al centro de carga del área.

Una vez localizado el terreno, y antes de comprarlo, se debe efectuar un estudio para que no exista dificultad en la llegada de los circuitos de alimentación a la subestación. Las alimentaciones podrán efectuarse por medio de líneas de transmisión, o bien, si no hay espacio disponible para su tendido por medio de cables subterráneos de alta tensión.

Localizado el terreno necesario se procede a la obtención de los datos climatológicos de la región:

- Temperaturas, máxima y mínima
- Velocidad máxima del viento
- Altura sobre el nivel del mar
- Nivel isocerámico
- Nivel sísmico
- Nivel pluviométrico
- Grado de contaminación

Martin, J. R. (1998). Terreno localizado. *Diseño de subestaciones eléctricas*. McGraw Hill.



Componentes de una subestación

- Transformador de potencia

El transformador es uno de los componentes más importantes de una subestación eléctrica. Su función principal es cambiar los niveles de voltaje de la electricidad para que pueda ser transportada y distribuida de manera eficiente. En una subestación se encuentran generalmente dos tipos de transformadores: transformadores elevadores y transformadores reductores. Los transformadores elevadores aumentan el voltaje de la electricidad generada en las plantas de energía para que pueda viajar por largas distancias por las líneas de transmisión sin grandes pérdidas de energía. Por otro lado, los transformadores reductores disminuyen el voltaje antes de que la energía se les distribuya a los consumidores finales.

Los transformadores operan en función de principios electromagnéticos y están diseñados para operar en condiciones extremas de temperatura y de carga. Para mantener un rendimiento óptimo requieren un mantenimiento regular, como la revisión del aceite aislante, la medición de la temperatura y la verificación de las conexiones. Además, los transformadores deben contar con sistemas de protección que detecten y aíslen fallas internas, como sobrecargas o cortocircuitos, para evitar daños mayores en la red.

Los transformadores de corriente (TC) y los transformadores de voltaje (TV) son componentes esenciales en una subestación eléctrica y en los sistemas de medición y protección de la red eléctrica. Aunque ambos son tipos de transformadores tienen funciones distintas y trabajan en conjunto para asegurar la medición precisa y la protección de los sistemas eléctricos. Reddy, KR y Reddy, PV (2018). Operación y control de sistemas de energía. New Age International.



Figura 15. Transformador de potencia. Fuente: Google



Figura 16. Cimiento, pileta y tanque recolector. Fuente: ICE



Figura 17. Muro cortafuegos. Fuente: ICE



Figura 18. Cable de potencia 500 MCM 35 kV. Fuente: ICE



Figura 19. Terminal tipo Pfisterer tamaño 3, 35 kV. Fuente: ICE

Transformador de corriente (TC)

El transformador de corriente es un dispositivo utilizado para medir la corriente eléctrica que circula por un conductor de alto voltaje. Su función principal es reducir la corriente a un nivel manejable para ser medida por instrumentos de medición o para activar sistemas de protección. Un TC funciona mediante el principio de inducción electromagnética, en el que la corriente primaria (de alto voltaje) genera un campo magnético que induce una corriente secundaria en un bobinado del transformador, corriente que es proporcional a la corriente primaria, pero con un valor mucho más bajo. De esta manera, el transformador de corriente permite monitorear las corrientes sin necesidad de medir directamente la corriente de alta potencia, lo que también contribuye a la seguridad del sistema.

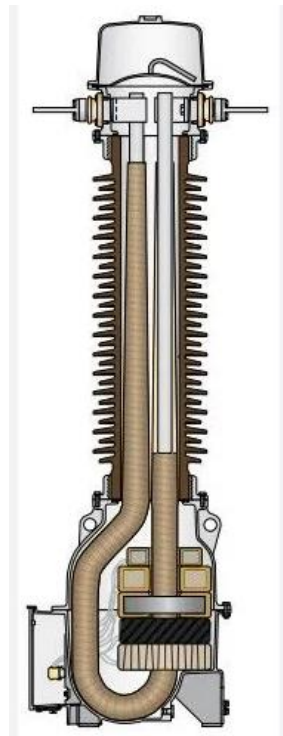


Figura 20. Transformador de corriente. Fuente: Google

Transformador de voltaje (TV):

Por otro lado, el transformador de voltaje es utilizado para medir el nivel de tensión o voltaje en un sistema de alta tensión. Su función es reducir el voltaje de la red a un nivel seguro y adecuado para el sistema de medición. Similar al transformador de corriente, el

TV utiliza el principio de inducción electromagnética; pero en este caso transforma un voltaje elevado en uno mucho más bajo, para que pueda ser procesado por instrumentos de medición sin riesgo de daño. Los transformadores de voltaje son cruciales para garantizar que los sistemas de monitoreo de la subestación obtengan datos precisos y confiables sobre los niveles de tensión sin afectar la integridad del sistema eléctrico.

Ambos tipos de transformadores, tanto los de corriente como los de voltaje, son fundamentales para la operación de los relés de protección, que necesitan información precisa sobre la corriente y la tensión en tiempo real para actuar de manera rápida en caso de una falla. Estos transformadores también son utilizados para la facturación de energía, ya que permiten medir el consumo de energía de forma precisa, incluso en sistemas de alta tensión.

Barroso, LA, & de Andrade, M. (2017). *Sistemas eléctricos de potencia: análisis y control*. Prensa académica.



Figura 21. Transformador de potencial 138 kV. Fuente: ICE

- **Interruptores**

Los interruptores son dispositivos fundamentales en las subestaciones eléctricas que sirven para abrir o cerrar un circuito eléctrico en caso de emergencia o para realizar tareas de mantenimiento. Su función principal es interrumpir el paso de la corriente eléctrica de forma segura cuando hay un defecto en la red o cuando se necesita desconectar una parte del sistema sin afectar el resto de la red. Los interruptores automáticos, por ejemplo, detectan de manera automática condiciones de sobrecarga o cortocircuito y abren el circuito para prevenir daños graves. Existen diferentes tipos de interruptores, como los interruptores de potencia y los interruptores de corte, que están diseñados para operar a diferentes niveles de voltaje y corriente.

Los interruptores son esenciales para garantizar la seguridad del sistema eléctrico. En el caso de una falla, como un cortocircuito, los interruptores protegen tanto a los equipos de la subestación como a los usuarios finales, esto para evitar daños por sobrecargas. Además, los interruptores pueden permitir el aislamiento de secciones de la red sin necesidad de desconectar todo el sistema, lo que ayuda a mantener la continuidad del servicio eléctrico. Este componente es clave en la gestión de fallas y en la restauración del servicio después de una interrupción.

Grigsby, LL (Ed.). (2017). *Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica* (3.^a ed.). CRC Press.



Figura 22. Interruptor de potencia tipo tanque muerto. Fuente: ICE

- **Seccionadores**

Los seccionadores son dispositivos utilizados en las subestaciones eléctricas para aislar circuitos o equipos para su mantenimiento sin afectar el funcionamiento de otras partes de la red. Aunque los seccionadores no están diseñados para cortar corrientes altas, como la de los interruptores, son fundamentales para garantizar la seguridad del personal de mantenimiento y para desconectar partes del sistema sin causar interrupciones masivas. Los seccionadores suelen colocarse en puntos en el que es necesario abrir el circuito para realizar inspecciones, reparaciones o sustituciones de equipos.

El seccionador funciona generalmente después de que el interruptor ha desconectado el flujo de corriente, ya que no está diseñado para soportar condiciones de alta corriente. Su principal función es proporcionar aislamiento físico en los circuitos, lo que permite que el mantenimiento se realice de manera segura. Existen diferentes tipos de seccionadores, como los seccionadores de carga y los seccionadores de desconexión. Estos dispositivos contribuyen al mantenimiento preventivo de la subestación y aseguran que el sistema siga funcionando sin interrupciones importantes mientras se realizan trabajos de mantenimiento o reparaciones.

Grigsby, LL (Ed.). (2017). *Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica* (3.^a ed.). CRC Press.

- **Barras colectoras**

Las barras colectoras son componentes esenciales en una subestación eléctrica que permiten distribuir la electricidad de manera eficiente en las diferentes partes de la red de transmisión y distribución. Se trata de conductores metálicos (generalmente de cobre o aluminio) que agrupan y distribuyen la corriente eléctrica desde los transformadores, interruptores y otros equipos hacia las líneas de transmisión o distribución. Las barras colectoras se encuentran en el centro de la subestación y funcionan como el punto de interconexión de los diferentes circuitos. Dependiendo de la configuración y el diseño de la subestación, las barras colectoras pueden ser simples o dobles, y proporcionan flexibilidad y seguridad en la distribución de la energía.

Una de las principales funciones de las barras colectoras es permitir la conexión de múltiples fuentes de energía o circuitos, lo que aumenta la fiabilidad de la red eléctrica. En caso de una falla en un circuito las barras colectoras permiten redirigir la electricidad a otros circuitos sin interrumpir el suministro. Esto también permite que las subestaciones tengan una mayor capacidad de mantenimiento en caliente, es decir, en realizar intervenciones sin tener que desconectar por completo la subestación. Además, las barras colectoras deben ser cuidadosamente diseñadas para soportar altas cargas de corriente sin generar excesivos calentamientos o pérdidas de energía.

Grigsby, LL (Ed.). (2017). *Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica* (3.ª ed.). CRC Press.



Figura 23. Estructuras mayores y barras colectoras. Fuente: ICE

Relés de protección

Las protecciones y relés son dispositivos clave en la operación de una subestación eléctrica, encargados de asegurar la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico. Protección

se refiere al conjunto de dispositivos diseñados para detectar condiciones anormales en el sistema eléctrico, como sobrecargas, cortocircuitos, o fallas a tierra, y actuar de manera automática para aislar la sección afectada antes de que cause daños mayores. Los relés, por su parte, son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que envían señales de control a los interruptores para abrir o cerrar el circuito en función de las condiciones detectadas.

Cuando ocurre una falla los relés de protección perciben la alteración de los parámetros eléctricos (como la corriente, la tensión o la frecuencia) y envían una señal al interruptor para desconectar la sección afectada. Los relés pueden estar diseñados para funcionar bajo distintas condiciones, como relés de sobrecorriente, relés de protección diferencial y relés de protección contra fallas a tierra. Estos dispositivos son esenciales para evitar que una falla se propague por toda la red, lo que podría generar apagones masivos o daños irreparables en equipos costosos. Además, los relés modernos cuentan con funcionalidades avanzadas, como la capacidad de ajustar parámetros de protección y realizar diagnósticos remotos por medio de sistemas de monitoreo y control.

La protección de la subestación se extiende también al monitoreo continuo de los niveles de tensión y corriente, así como a la detección de distorsiones armónicas, para evitar que cualquier anomalía pueda comprometer la calidad de la electricidad entregada. Una adecuada protección y respuesta rápida ante fallas mejora significativamente la disponibilidad y continuidad del servicio eléctrico, y asegura que las interrupciones sean lo más breves posible.



Figura 24. Unidad de protección. Fuente: CNFL

- **Condensadores**

Los condensadores son dispositivos utilizados en las subestaciones eléctricas para mejorar la calidad de la energía y controlar los niveles de potencia reactiva. La energía eléctrica que fluye por las líneas de transmisión no solo tiene un componente activo (que realiza trabajo), sino también un componente reactivo, que no realiza trabajo útil, pero es necesaria para el funcionamiento de equipos como transformadores y motores. Los condensadores ayudan a compensar la energía reactiva en el sistema eléctrico, lo que mejora la eficiencia y reduce las pérdidas de energía.

En las subestaciones, los bancos de condensadores son instalados para mantener la tensión dentro de los niveles adecuados, especialmente en momentos de alta demanda, en que la energía reactiva puede desbalancear el sistema. Al mejorar el factor de potencia los condensadores permiten que la potencia activa (la que realmente realiza trabajo) se transmita de manera más eficiente. Esto no solo mejora la calidad del servicio eléctrico sino que también ayuda a reducir los costos operativos, ya que la energía reactiva no necesita ser

generada y transmitida a largas distancias. Además, los condensadores pueden utilizarse para evitar la caída de la tensión en los sistemas de distribución, lo que resulta particularmente importante en áreas con una gran demanda de energía, como zonas urbanas o industriales. En algunos casos los sistemas de compensación automática de potencia reactiva utilizan condensadores de forma dinámica para ajustar su capacidad en tiempo real, según las condiciones de la red. La correcta instalación y el mantenimiento de los condensadores en la subestación es clave para asegurar un suministro eléctrico eficiente y estable.

Reddy, KR y Reddy, PV (2018). *Operación y control de sistemas de energía*. New Age International.



Figura 25. Banco capacitivo en construcción 34,5 kV. Fuente: ICE



Figura 26. Banco de capacitores. Fuente: CNFL

Casazza, J. A., & Delea, F. (2017). *Understanding electric power systems: An overview of the technology, the marketplace, and government regulation* (2nd ed.). Wiley-IEEE Press.

- **Sistemas de puesta a tierra**

Los sistemas de puesta a tierra son fundamentales para la seguridad eléctrica en una subestación y en cualquier instalación eléctrica. Su función principal es proporcionar una ruta de baja resistencia para que las corrientes de fuga o las descargas eléctricas accidentales sean dirigidas de forma segura hacia el suelo. Esto previene daños a los equipos, protege a las personas de posibles electrocuciones y mantiene la estabilidad del sistema eléctrico.

1. **Función y propósito**

El sistema de puesta a tierra asegura que, en caso de una falla a tierra (por ejemplo, un contacto accidental de un conductor de alta tensión con una estructura metálica o el suelo), la corriente defectuosa se canalice hacia el suelo, para evitar que circule por los

componentes del sistema o de las personas. Los sistemas de puesta a tierra son especialmente importantes en las subestaciones, en donde los transformadores, interruptores y otros equipos operan a altas tensiones. Además, actúan como protección ante descargas atmosféricas (como rayos), lo que ayuda a proteger las instalaciones de la subestación y a reducir el riesgo de daños por sobretensiones.

Tipos de sistema de puesta a tierra:

Existen varios tipos de sistemas de puesta a tierra, dependiendo de la configuración de la red y de los equipos des que se trate:

- Puesta a tierra directa o tipo sistema TN. En este sistema la parte metálica de los equipos eléctricos está conectada directamente a tierra, lo que garantiza que cualquier corriente de fuga se dirija rápidamente al suelo.
- Puesta a tierra tipo IT. En este sistema solo se conecta a tierra una de las partes del sistema, generalmente el neutro, y el sistema no requiere una conexión directa a tierra en las partes metálicas de los equipos.
- Puesta a tierra tipo TT. En este tipo, tanto los equipos como el neutro están conectados a tierra de forma independiente, y la corriente de fuga se dirige a una toma a tierra separada.

La instalación de un sistema de puesta a tierra efectivo depende de varios factores, como el tipo de suelo, la conductividad del terreno y la configuración de la subestación. Un sistema de puesta a tierra bien diseñado debe tener una resistencia de tierra baja, lo que asegura una rápida diseminación de la corriente defectuosa al suelo.

- Edificios y estructuras en una subestación eléctrica

Los edificios y las estructuras de una subestación eléctrica tienen la función de albergar y proteger los equipos claves y de proporcionar un entorno seguro para el personal de operación y mantenimiento. Estos componentes son esenciales para la operación eficiente y segura de la subestación, ya que proporcionan tanto protección física como seguridad contra condiciones ambientales adversas.

Edificio de control y monitoreo. El edificio de control es en donde se encuentran las estaciones de trabajo, los sistemas de monitoreo y los paneles de control. Este edificio está equipado con equipos electrónicos, sistemas SCADA, relés de protección, bancos de baterías y otros sistemas claves que permiten supervisar y gestionar el funcionamiento de la subestación.

Estructuras para equipos de alta tensión. Las subestaciones eléctricas también cuentan con estructuras externas que alojan los transformadores, los interruptores y otras instalaciones de alta tensión. Estas estructuras deben estar diseñadas para soportar condiciones ambientales extremas, como vientos fuertes, lluvia o incluso sismos; especialmente en regiones propensas a desastres naturales. Estas estructuras deben permitir una circulación adecuada de aire para mantener los equipos a una temperatura operativa segura. Además, las estructuras exteriores deben estar configuradas para facilitar el acceso seguro del personal de mantenimiento, lo cual garantiza que las tareas se realicen con mínima exposición a riesgos eléctricos.

Sistema de protección contra de descargas eléctricas y rayos. Dado que las subestaciones operan a altas tensiones, las estructuras también deben contar con un sistema de protección contra rayos. Este sistema incluye pararrayos y mallas de puesta a tierra que canalizan de forma segura las descargas eléctricas hacia el suelo, lo que evita daños a los equipos y reduce el riesgo de incendio.

Seguridad y accesibilidad. La seguridad en las subestaciones es una prioridad, por lo que las vallas perimetrales, puertas de acceso restringido y sistemas de monitoreo de seguridad son componentes clave en las estructuras de la subestación. Estas medidas están diseñadas para proteger tanto a las personas no autorizadas como los equipos, y también para evitar el acceso indebido de personas a las instalaciones.



Figura 27. Sala de control o búnker. Fuente: ICE



Figura 28. Sala de control. Fuente: CNFL

2.3 Potencia eléctrica

Para evaluar la factibilidad técnica y económica de la construcción de una nueva subestación eléctrica en La Guácima es fundamental comprender los principios de potencia, voltaje y corriente eléctrica, ya que estos parámetros determinan la eficiencia y estabilidad del sistema de transmisión y distribución de energía. El correcto dimensionamiento de la potencia eléctrica permitirá analizar la capacidad actual y proyectada de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, e identificar posibles limitaciones en la infraestructura existente. Asimismo, la regulación del voltaje y el control de la corriente son aspectos esenciales para garantizar la confiabilidad del servicio eléctrico, reducir interrupciones y mejorar la calidad del suministro. A continuación se explican estos conceptos por su relevancia en la planificación y la operación de una subestación eléctrica.

La potencia activa se mide en vatios (W), mientras que la potencia reactiva se mide en voltamperios reactivos (VAR). La combinación de ambas se conoce como potencia aparente, medida en voltamperios (VA). Comprender la potencia eléctrica es esencial para optimizar el consumo de energía, dimensionar adecuadamente los sistemas eléctricos y garantizar su funcionamiento eficiente y seguro.

Casazza, J. A., & Delea, F. (2017). *Understanding electric power systems: An overview of the technology, the marketplace, and government regulation* (2nd ed.). Wiley-IEEE Press.

2.4 Voltaje eléctrico

El voltaje, también conocido como tensión eléctrica, es la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito. Se mide en voltios (V) y representa la fuerza que impulsa a los electrones por medio de un conductor. El voltaje es esencial para el funcionamiento de cualquier sistema eléctrico, ya que sin una diferencia de potencial no existiría flujo de corriente. Es comparable con la presión que empuja el agua por una tubería.

Existen diferentes niveles de voltaje en los sistemas eléctricos: alto voltaje para la transmisión de energía a largas distancias y bajo voltaje para el consumo doméstico e industrial. El control y la regulación del voltaje son cruciales para evitar daños en los equipos eléctricos y para garantizar un suministro estable de energía. Además, los transformadores eléctricos desempeñan un papel clave en ajustar los niveles de voltaje, al elevarlo para la transmisión y reducirlo para la distribución y el consumo.

IEEE Power and Energy Society. (2016). *Guía IEEE para la planificación de instalaciones de transmisión*. IEEE Std 1025-2016. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7540277>

2.5 Corriente

La corriente eléctrica es el flujo de electrones mediante un conductor impulsado por una diferencia de potencial (voltaje). Se mide en amperios (A) y representa la cantidad de carga eléctrica que pasa por un punto del circuito en un segundo. Existen dos tipos principales

de corriente: corriente continua (CC), en que el flujo de electrones es constante y en una sola dirección, y corriente alterna (CA), en que el flujo cambia de dirección periódicamente.

La corriente eléctrica es fundamental para el funcionamiento de dispositivos eléctricos y electrónicos, desde electrodomésticos hasta sistemas industriales complejos. El control de la corriente es esencial para evitar sobrecargas, cortocircuitos y daños en los sistemas eléctricos. Los fusibles y disyuntores son dispositivos clave para esta protección. La intensidad de la corriente depende directamente del voltaje aplicado y de la resistencia del conductor, según la Ley de Ohm.

IEEE Power and Energy Society. (2016). *Guía IEEE para la planificación de instalaciones de transmisión*. IEEE Std 1025-2016. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7540277>

2.6 Generación eléctrica

Para garantizar un suministro eléctrico eficiente y confiable es necesario comprender el proceso completo que sigue la energía, desde su generación hasta su distribución final. La generación eléctrica representa el punto de partida en que diversas fuentes de energía se convierten en electricidad. Posteriormente, esta electricidad debe ser transportada por el sistema de transmisión de alta tensión, que permite llevar la energía a largas distancias con mínimas pérdidas. Antes de llegar a los consumidores finales, la energía pasa por una fase intermedia de subtransmisión, en la que su voltaje es reducido para su distribución en áreas específicas. Este flujo de energía, desde la generación hasta la distribución son clave para evaluar la factibilidad de una nueva subestación en La Guácima, dado que permitirá analizar su impacto en la mejora del servicio y en la confiabilidad del sistema eléctrico. A continuación se detallan las etapas de generación, transmisión y subtransmisión eléctrica, y su importancia en la infraestructura eléctrica.

Es el proceso mediante el cual se produce electricidad a partir de distintas fuentes de energía. Este proceso tiene lugar en plantas generadoras, en las que diversas tecnologías transforman la energía disponible en electricidad. Las fuentes de energía para la generación eléctrica son muy variadas y pueden incluir recursos renovables como energía solar, eólica,

hidroeléctrica, biomasa, y geotérmica, así como fuentes no renovables como los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural) y energía nuclear. Los generadores eléctricos, que convierten la energía mecánica, térmica o química en energía eléctrica, son el núcleo de estas plantas. En una planta hidroeléctrica, por ejemplo, la energía potencial del agua almacenada se convierte en energía mecánica mediante turbinas, que luego accionan un generador para producir electricidad. En las plantas térmicas el calor de la combustión de un combustible como el gas natural se utiliza para calentar agua y generar el vapor que impulsa las turbinas.

IEEE Power and Energy Society. (2016). *Guía IEEE para la planificación de instalaciones de transmisión*. IEEE Std 1025-2016. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7540277>

2.7 Transmisión eléctrica

Es el proceso que permite transportar la electricidad de las plantas generadoras a las subestaciones de distribución utilizando redes de alta tensión. En este proceso el voltaje de la electricidad generada en la planta se incrementa mediante transformadores elevadores, lo que permite que la energía viaje a largas distancias de manera eficiente, lo cual minimiza las pérdidas de energía por resistencia. Las líneas de transmisión, que pueden estar ubicadas tanto en torres de acero como en líneas subterráneas, transportan la electricidad a tensiones que van desde 110 kV hasta 800 kV, dependiendo de la capacidad de transmisión y la distancia que se deba recorrer.

Las redes de transmisión suelen cubrir grandes áreas geográficas, a menudo conectando diversas plantas generadoras con centros de consumo y otras subestaciones que estarán encargadas de reducir el voltaje para la distribución local. La transmisión se realiza generalmente en corriente alterna (CA), ya que esta modalidad permite que la electricidad sea transformada en diferentes niveles de voltaje de manera más sencilla. Además, la transmisión a alta tensión es necesaria para reducir la corriente y, por lo tanto, las pérdidas de energía, que son directamente proporcionales a la corriente que circula por las líneas.

La infraestructura de transmisión es básica para garantizar la estabilidad y la fiabilidad del sistema eléctrico. Los operadores de redes de transmisión deben gestionar

cuidadosamente el flujo de electricidad para evitar sobrecargas y mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda, lo que es clave para evitar apagones o que se produzcan daños en los equipos.

Aguirre, RE (2020). *Confiabilidad y calidad de suministro eléctrico: Un enfoque integral*. Universidad de Costa Rica.

Naturaleza de los sistemas de transmisión y distribución

Por transmisión se entiende normalmente la transferencia masiva de energía por medio de enlaces de alta tensión entre los principales centros de carga. Por otra parte, la distribución se ocupa principalmente de la transmisión de esta energía a los consumidores mediante redes de menor tensión.

Las máquinas suelen generar una tensión de entre 11 y 25 kV, que se incrementa mediante transformadores hasta alcanzar la tensión de transmisión principal. En las subestaciones se realizan las conexiones entre los diversos componentes del sistema, como líneas y transformadores, y se lleva a cabo la conmutación de estos componentes. Se transmiten grandes cantidades de energía desde las centrales generadoras hasta las subestaciones del centro de carga a 400 kV y 275 kV en Gran Bretaña, y a 345 kV y 500 kV en los EE.UU. La red formada por estas líneas de muy alta tensión se denomina a veces superred. La mayoría de las centrales grandes y eficientes alimentan por medio de transformadores directamente a esta red. Esta red, a su vez, alimenta a una red de subtransmisión que funciona a 132 kV en Gran Bretaña, y a 115 kV en los EE. UU. Algunas de las centrales más antiguas y menos eficientes alimentan este sistema que, a su vez, alimenta a las redes que se ocupan de la distribución a los consumidores de una zona determinada. En Gran Bretaña estas redes funcionan a 33 kV, 11 kV o 6,6 kV y suministran a los consumidores finales una tensión trifásica de 415 V, lo que supone 240 V por fase. Existen otras tensiones aisladas en varios lugares, por ejemplo, el sistema de cable de Londres de 66 kV.

Alcázar Ortega, M., Cañas Peñuelas, C. S., Escrivá, G., Fuster Roig, V., & Roger Folch, J. (2019). Generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Editorial Universitat Politècnica de València.

2.8 Distribución Eléctrica

Es la última etapa en el proceso de suministro de electricidad y tiene como objetivo llevar la electricidad a los consumidores finales. Después de que la energía ha sido transportada por medio de las redes de transmisión y la subtransmisión, las subestaciones reductoras disminuyen el voltaje de la electricidad a niveles apropiados para su uso en hogares, comercios e industrias. La distribución se realiza por medio de redes de baja y media tensión utilizando transformadores y líneas de distribución ubicadas en zonas urbanas y rurales.

En la fase de distribución la electricidad es transportada desde las subestaciones hasta los usuarios finales mediante líneas de distribución aéreas o subterráneas. Estas redes de distribución están diseñadas para entregar electricidad a tensiones de 230 V a 400 V para los hogares y comercios, y en tensiones de hasta 13.8 kV para las pequeñas y medianas industrias. Las empresas distribuidoras se encargan de garantizar que la electricidad llegue de manera segura y confiable a todos los puntos de consumo, esto mediante implementación de sistemas de control, protección y automatización que permiten mantener la continuidad del servicio y prevenir apagones.

La distribución también incluye la gestión de la calidad de la electricidad, lo que incluye el control de las fluctuaciones de voltaje y la protección contra cortocircuitos. Además, en muchos casos la red de distribución está conectada a sistemas de medición que les permiten a los usuarios monitorear su consumo de energía y a las empresas distribuidoras gestionar el cobro de la electricidad suministrada.

Sainz, L., & Garcés, L. (2016). Redes eléctricas inteligentes y su impacto en la distribución de energía. McGraw-Hill.

2.9 Parámetros que influyen en la confiabilidad de una subestación eléctrica

Para garantizar que una subestación eléctrica opere de manera eficiente y confiable es fundamental considerar diversos factores que influyen en su desempeño. La confiabilidad de una subestación no solo depende de su diseño y ubicación sino también de la calidad de sus equipos, los protocolos de mantenimiento y los sistemas de protección implementados. Estos elementos son clave para minimizar interrupciones, mejorar la estabilidad del servicio y optimizar la eficiencia operativa. En el contexto del estudio de factibilidad para la nueva subestación en La Guácima es esencial analizar estos parámetros para asegurar que la infraestructura propuesta contribuya a la mejora de la calidad del suministro eléctrico en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima. A continuación se detallan los principales factores que determinan la confiabilidad de una subestación eléctrica y su impacto en la red de distribución.

La confiabilidad de una subestación eléctrica es un factor clave para garantizar un suministro continuo y seguro de electricidad. Una subestación confiable debe ser capaz de operar de manera estable, con tiempos de inactividad mínimos, e incluso en condiciones extremas. Varios parámetros influyen directamente en la confiabilidad de estas instalaciones, abarcado desde la calidad de los equipos y su mantenimiento hasta los sistemas de protección y control que se implementan en la infraestructura eléctrica.

Calidad de los equipos y componentes

Uno de los factores más determinantes en la confiabilidad de una subestación eléctrica es la calidad de los equipos y componentes instalados, tales como transformadores, interruptores, relés, y sistemas de protección. Estos dispositivos deben ser diseñados para soportar las condiciones operativas extremas, como altas temperaturas, variaciones de voltaje y corrientes de cortocircuito. El uso de equipos de alta calidad asegura que los componentes funcionen correctamente durante su vida útil, lo que minimiza las probabilidades de fallas. Además, la obsolescencia de los equipos y su actualización periódica también juega un papel clave en la fiabilidad general de la subestación.

Mantenimiento preventivo y correctivo

El mantenimiento adecuado y oportuno de los equipos de la subestación es otro aspecto importante que influye en su confiabilidad. El mantenimiento preventivo regular permite detectar posibles fallas antes de que se conviertan en problemas graves, lo que reduce el riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico. Además, contar con un plan de mantenimiento correctivo eficiente para reparar los equipos dañados rápidamente es fundamental. Un sistema de mantenimiento bien gestionado asegura que la subestación pueda operar continuamente con alta disponibilidad, lo que mejora su desempeño en el largo plazo y reduce las probabilidades de fallas inesperadas.

Equipos PCyM

Las subestaciones eléctricas están equipadas con sistemas de protección y control diseñados para detectar y mitigar fallas rápidamente, como sobrecargas, cortocircuitos o fallas a tierra. Estos sistemas incluyen dispositivos como interruptores automáticos, relés de protección y sistemas de monitoreo remoto. Un diseño adecuado y una configuración eficiente de estos sistemas permiten aislar las partes de la subestación que presentan problemas, para evitar que una falla afecte todo el sistema. La fiabilidad de estos sistemas de protección es esencial para garantizar la estabilidad de la subestación y para minimizar el tiempo de inactividad en caso de que haya eventos imprevistos.

Los equipos de control y monitoreo son componentes clave en la operación de una subestación eléctrica moderna, ya que permiten supervisar en tiempo real el comportamiento de los sistemas eléctricos y asegurar que se mantenga un suministro continuo y seguro de electricidad. Estos sistemas están diseñados para recolectar, procesar y transmitir datos operacionales, lo que les permite a los operadores de la subestación identificar fallas, realizar ajustes y tomar decisiones informadas sin tener que intervenir físicamente en el equipo. En general, los sistemas de control y monitoreo mejoran la eficiencia operativa, garantizan la seguridad y aumentan la confiabilidad de la red.

1. Sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Uno de los principales sistemas de control y monitoreo utilizado en las subestaciones eléctricas es el

SCADA, que permite la supervisión remota y el control de los equipos de la subestación. El sistema SCADA recopila datos en tiempo real sobre parámetros como corriente, voltaje, temperatura y estado de los interruptores, transformadores y otros dispositivos.

2. Monitoreo de condiciones ambientales: Además del monitoreo eléctrico, las subestaciones también deben estar equipadas con sistemas de monitoreo ambiental. Estos sistemas detectan y supervisan las condiciones del entorno, como la temperatura, la humedad, los niveles de gas (en caso de equipos con aceite), y otros factores que pueden afectar el desempeño de los equipos o la seguridad del personal.
3. Relés de protección inteligentes: Los relés de protección inteligentes son una extensión de los sistemas de control y monitoreo. Estos dispositivos no solo protegen los equipos al detectar condiciones anormales en la red eléctrica, como sobrecorrientes o cortocircuitos, sino que también le proporcionan datos de rendimiento al sistema SCADA. Estos relés avanzados pueden identificar patrones de fallas y ayudar a los operadores a diagnosticar problemas con mayor precisión.

En conjunto, los equipos de control y monitoreo proporcionan una gestión inteligente de la subestación, que asegura una operación eficiente, segura y confiable. Estos sistemas son esenciales no solo para el diagnóstico remoto y la gestión preventiva, sino también para la optimización de la distribución de la electricidad, la detección temprana de fallas y la mejora continua de los procesos operativos.

IEEE Power and Energy Society. (2016). *Guía IEEE para la planificación de instalaciones de transmisión*. IEEE Std 1025-2016. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7540277>

Redundancia y diseño modular

El diseño redundante de las subestaciones es otro factor clave en su confiabilidad. Esto implica la instalación de equipos y sistemas duplicados que pueden asumir la carga en caso de que un componente falle. La redundancia puede aplicarse en transformadores, interruptores, sistemas de alimentación y comunicaciones. La redundancia modular también se refiere a la capacidad de expandir la capacidad de la subestación sin afectar su operación,

y esto la hace más flexible ante cambios en la demanda de energía o en la infraestructura. Este diseño modular permite que si una parte del sistema falla otra pueda intervenir para evitar que se produzcan cortes de energía o interrupciones en el servicio.

Condiciones ambientales y localización de la subestación

Las condiciones ambientales en las que opera una subestación también son determinantes para su confiabilidad. Factores como la temperatura, la humedad, el viento, la lluvia y, en algunos casos, condiciones extremas como tormentas, terremotos o inundaciones, puedan afectar el funcionamiento de los equipos. La ubicación de la subestación debe ser cuidadosamente seleccionada para evitar riesgos derivados de fenómenos naturales o de la contaminación del entorno. Además, las instalaciones deben estar protegidas de condiciones extremas mediante sistemas de ventilación, calefacción y protección contra sobrecargas eléctricas. La resistencia de la infraestructura a factores ambientales externos y la preparación para situaciones de emergencia son elementos clave que influyen en la confiabilidad en el largo plazo de la subestación.

La confiabilidad de una subestación eléctrica depende de múltiples parámetros que abarcan tanto la calidad de los equipos como la gestión de su mantenimiento, el diseño de sus sistemas de protección, y las condiciones externas que puedan afectarla. La implementación de un diseño adecuado con redundancia, una estrategia de mantenimiento eficiente y la instalación de equipos de alta calidad son aspectos fundamentales para garantizar una operación estable y continua. Estos factores, en conjunto, contribuyen a la fiabilidad de la subestación y aseguran la estabilidad del suministro eléctrico, y también minimizan los riesgos de fallas o interrupciones.

Aguirre, RE (2020). *Confiabilidad y calidad de suministro eléctrico: Un enfoque integral*. Universidad de Costa Rica.

2.11 Normativa costarricense en el análisis de factibilidad

Para evaluar la factibilidad de construir una nueva subestación en el sector de La Guácima, Alajuela, y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, es fundamental ajustarse a la normativa costarricense

aplicable. A continuación se detallan las principales consideraciones normativas que se deben tenerse en cuenta en este caso:

Criterio de seguridad N-1

De acuerdo con la normativa técnica costarricense, específicamente la Norma Técnica del Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), se debe aplicar el criterio de seguridad N-1 en el diseño y la operación de subestaciones y líneas de transmisión. Este criterio establece que el sistema debe ser capaz de continuar operando adecuadamente ante la falla o salida de servicio de cualquier componente individual, como una línea de transmisión o un transformador, sin comprometer la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Procedimiento para conexiones al sistema de transmisión

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) ha establecido procedimientos claros para la conexión de nuevas instalaciones al sistema de transmisión. Según el documento "Requisitos de Información para la Presentación de Solicitudes de Conexión al Sistema de Transmisión del ICE" (DPS-03-NORM-001)", las etapas clave incluyen:

- Solicitud de conexión preliminar: El interesado debe presentar una solicitud formal al ICE, al que le proporcionarán información general del proyecto, como ubicación, capacidad instalada y propuesta de puntos de conexión preliminares.
- Solicitud de conexión definitiva. Tras la evaluación preliminar se debe presentar una solicitud detallada en la que se incluyan estudios técnicos específicos, como análisis de flujos de carga, estudios de cortocircuito y estabilidad del sistema.
- Revisión y aprobación. El ICE evaluará la documentación y los estudios presentados para garantizar que el proyecto cumpla con los estándares técnicos y de seguridad establecidos.

Norma Técnica del Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)

Esta norma, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), establece las condiciones técnicas generales para la planificación, el desarrollo y la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Entre los aspectos relevantes para el proyecto se incluyen:

- Criterios de diseño y operación: Especificaciones sobre niveles de tensión, capacidad de los equipos y configuraciones de las subestaciones para garantizar una operación segura y eficiente.
- Procedimientos de acceso y conexión: Lineamientos para la integración de nuevas instalaciones al sistema eléctrico, que aseguren compatibilidad y cumplimiento de estándares técnicos.

Plan de expansión de la transmisión

El "Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031" del ICE proporciona una visión estratégica del desarrollo de la infraestructura de transmisión en Costa Rica. Este plan identifica proyectos prioritarios y áreas de crecimiento, lo que es esencial para coordinar nuevas iniciativas como la subestación en La Guácima con las proyecciones nacionales y asegurar una integración armoniosa al sistema existente.

El análisis de la normativa costarricense para la evaluación financiera de proyectos, como la construcción de una nueva subestación en La Guácima de Alajuela, se basa en lineamientos establecidos por entidades como el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Estas entidades proporcionan directrices que son fundamentales para asegurar que los proyectos cumplan con los estándares financieros y regulatorios necesarios.

Dentro de este marco normativo la tasa de descuento juega un papel crucial, ya que se utiliza para descontar los flujos de caja proyectados y para determinar el valor actual neto (VAN) de proyectos en el sector de los servicios regulados. Aunque no se encontró una referencia específica a una tasa de 10,85% en los documentos disponibles, es común que la ARESEP establezca tasas de descuento para diferentes sectores regulados. Por ejemplo, en el "Comparador Público-Privado" del Ministerio de Hacienda se menciona una tasa social de descuento oficial del 8,31%, según MIDEPLAN, en 2019. Esto indica que las tasas específicas pueden variar según el sector y el año, lo que resalta la importancia de consultar las resoluciones más recientes de la ARESEP o el MIDEPLAN para obtener la tasa aplicable al proyecto en cuestión. Así, la adecuada evaluación financiera no solo depende del uso correcto de estas tasas sino también de la alineación con las normativas vigentes que

garantizan la viabilidad y la sostenibilidad del proyecto. Esta tasa se emplea para modelar el impacto del apalancamiento en los flujos de caja cuando el proyecto requiere financiamiento externo. Aunque no se encontró una referencia exacta a una tasa de 16,23% en los documentos revisados, es posible que esta cifra provenga de directrices internas o estudios específicos relacionados con el sector eléctrico o con proyectos de infraestructura similares. Dado que las tasas de descuento pueden variar según las condiciones del mercado financiero y las políticas de las instituciones reguladoras, se aconseja revisar las normativas actuales de la ARESEP y de MIDEPLAN; así como las políticas financieras del Banco Central de Costa Rica. El análisis de los escenarios “sin proyecto” y “con proyecto” también se ajusta perfectamente al contexto del proyecto de La Guácima. El escenario “sin proyecto” implicaría la renovación progresiva de los activos actuales a medida que finalicen su vida útil, mientras que el escenario “con proyecto” considera la construcción de una nueva subestación utilizando tecnología moderna, como SIG. Este enfoque garantiza que se evaluará no solo la viabilidad económica, sino también el impacto técnico en términos de confiabilidad y reducción de fallas. Otro aspecto relevante es la consideración de los beneficios por reducción de la energía no servida. Según la normativa, este beneficio debe ser calculado con base en el precio promedio de venta de energía proyectado hasta 2027, manteniendo este valor constante a partir de ese año. Este supuesto es especialmente relevante en el proyecto de La Guácima, ya que mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico en los circuitos Brasil-Ciudad Colón, y Lindora-Guácima tendrá un impacto directo en la disponibilidad de energía para los usuarios finales, lo que se traduce en un beneficio económico medible.

El horizonte de evaluación de veinte años es otro elemento clave. Este plazo permite incorporar tanto los costos de inversión inicial como los costos operativos y los beneficios esperados durante la vida útil de la subestación. La evaluación en colones, conforme a las proyecciones oficiales del tipo de cambio e inflación de la institución, asegura que los resultados sean consistentes con las condiciones económicas locales.

La normativa enfatiza la importancia de comparar las alternativas en términos financieros utilizando el VAN. Esto asegura que la decisión final se base en criterios cuantificables y objetivos, y que identifica la opción que maximiza el valor para la Compañía

Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Al aplicar esta metodología al proyecto de La Guácima se puede demostrar claramente la viabilidad técnica y económica de construir la nueva subestación, a la vez destaca su contribución al incremento de la confiabilidad del servicio eléctrico y la reducción de costos relacionados con interrupciones del suministro.

Martínez, A., & Pérez, J. (2021). Evaluación de la continuidad del servicio eléctrico: Análisis y estrategias de mejora. Editorial Técnica.

"Los precios sociales son aplicados en la evaluación económica a partir de los factores de conversión, que también son denominados factores de corrección. Estos precios representan el verdadero costo de oportunidad para la sociedad de los bienes, servicios y recursos que serían utilizados o que serían producidos por el proyecto objeto de análisis. Por medio de la aplicación de los precios sociales se pretende eliminar los efectos de distorsiones existentes en los mercados"

(Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2019, p.4).

Esta referencia es relevante ya que contextualiza el uso de precios sociales como una herramienta clave en la evaluación económica de proyectos. Además, refuerza la necesidad de corregir las distorsiones del mercado, lo que resulta ser un punto importante en el análisis de costos, impacto social o la viabilidad económica en el sector eléctrico.

2.12 Comportamiento adecuado

El comportamiento adecuado en el contexto de sistemas eléctricos y subestaciones hace referencia a la correcta operación y gestión de los equipos, así como a las prácticas que aseguran su funcionamiento eficiente y seguro. En una subestación eléctrica este comportamiento se refiere a la operación conforme a los estándares de seguridad y a los procedimientos técnicos establecidos. Un comportamiento adecuado implica que todos los componentes del sistema, como transformadores, interruptores y sistemas de protección, estén funcionando dentro de los parámetros especificados, sin sobrecargar ni comprometer la estabilidad del sistema. Además, la gestión adecuada de la energía y la toma de decisiones

informadas sobre el manejo de los equipos son cruciales para mantener la confiabilidad y la seguridad operativa.

Por otro lado, el comportamiento adecuado también se extiende a las personas encargadas del mantenimiento y la supervisión de la subestación. Esto incluye el seguimiento riguroso de los procedimientos de seguridad, el cumplimiento de normativas y la correcta respuesta ante eventos imprevistos, como fallas o emergencias. Los operadores deben estar entrenados para identificar y resolver rápidamente cualquier anomalía o riesgo potencial, y garantizar que los equipos operen de manera óptima. Además, el comportamiento adecuado abarca el uso eficiente de los recursos, minimiza el desperdicio de energía y contribuye a la sostenibilidad de las operaciones.

Aguirre, RE (2020). *Confiabilidad y calidad de suministro eléctrico: Un enfoque integral*. Universidad de Costa Rica.

2.13 Tiempo

Se refiere a la duración de las operaciones y a los procesos relacionados con la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de la electricidad. En particular, el tiempo es importante cuando se habla del tiempo de respuesta ante fallas o interrupciones del servicio. En situaciones de emergencia la rapidez con la que los sistemas de protección y control reaccionan puede evitar mayores daños o pérdidas. Esto incluye la capacidad de los sistemas automáticos de desconectar partes afectadas del sistema para aislar la falla y minimizar su propagación, lo cual es esencial para mantener la estabilidad del suministro eléctrico. Los tiempos de recuperación y de restauración del servicio son igualmente importantes, dado que afectan directamente la confiabilidad de la subestación.

Adicionalmente, el tiempo también juega un rol crucial en las actividades de mantenimiento y revisión de los equipos de la subestación. Las inspecciones y pruebas periódicas deben realizarse dentro de plazos específicos para prevenir fallas inesperadas. Los equipos de mantenimiento deben ser capaces de realizar intervenciones rápidas y efectivas para evitar tiempos prolongados de inactividad. En general, el tiempo de operación continua sin fallas y la capacidad de respuesta ante emergencias son parámetros importantes para asegurar la fiabilidad y la eficiencia operativa de una subestación eléctrica.

Reddy, KR y Reddy, PV (2018). *Operación y control de sistemas de energía*. New Age International.

2.14 Ambiente

El ambiente influye de manera significativa en el diseño, la operación y el mantenimiento de las subestaciones eléctricas. Las condiciones climáticas extremas, como altas temperaturas, la humedad, las lluvias intensas o los vientos fuertes pueden afectar tanto la infraestructura como los equipos. La exposición constante a estos factores puede reducir la vida útil de los transformadores, interruptores y otros componentes si no están correctamente protegidos. Las subestaciones deben estar diseñadas para soportar las condiciones ambientales específicas de su ubicación, lo que implica la elección de materiales resistentes a la corrosión, sistemas de ventilación y protección contra fenómenos climáticos adversos. Además, la gestión del ambiente incluye medidas para controlar la contaminación que pueda generarse, como los aceites usados en los transformadores o el ruido proveniente de los equipos, todo lo cual contribuye a un funcionamiento más responsable y respetuoso con el entorno.

El impacto ambiental de las subestaciones también está relacionado con la eficiencia energética. Las instalaciones bien diseñadas pueden optimizar el uso de la energía, y reducir las pérdidas en la transmisión y distribución de ella. En muchos casos las subestaciones modernas están diseñadas bajo criterios sostenibles que buscan minimizar su huella ambiental, por ejemplo, mediante el uso de tecnologías de aislamiento que evitan fugas de gases o aceites, o utilizando fuentes de energía renovable en las propias instalaciones. Además, las subestaciones deben ser planificadas y ubicadas en zonas que minimicen los efectos negativos sobre los ecosistemas circundantes, como en áreas en donde no se alteren la fauna ni la flora local.

Reddy, KR y Reddy, PV (2018). *Operación y control de sistemas de energía*. New Age International.

2.15 Mantenimiento

El mantenimiento de una subestación eléctrica requiere un conjunto de actividades programadas y no programadas que se realizan para asegurar que todos los equipos y sistemas

de la instalación funcionen correctamente durante su vida útil. Existen dos tipos principales de mantenimiento: el mantenimiento preventivo, que se lleva a cabo de forma regular con el objetivo de prevenir fallas antes de que ocurran, y el mantenimiento correctivo, que se realiza después de una falla para restaurar el funcionamiento normal. El mantenimiento preventivo incluye tareas como inspección, limpieza, lubricación y ajuste de los componentes de la subestación, y la revisión de los sistemas de protección. Un programa de mantenimiento bien estructurado reduce el riesgo de fallas inesperadas, mejora la eficiencia operativa y extiende la vida útil de los equipos.

El mantenimiento también incluye la actualización de los sistemas y equipos conforme avanzan las tecnologías o se requieren nuevas normativas de seguridad. Es vital contar con un plan adecuado para gestionar el mantenimiento de los equipos claves, como los transformadores y los interruptores, ya que su buen estado es fundamental para evitar cortes en el suministro eléctrico y asegurar la estabilidad de la red. Además, el mantenimiento debe realizarse bajo un enfoque en la gestión de la fiabilidad. También se deben priorizar aquellas intervenciones que prevengan el deterioro de los equipos y garanticen una operación continua y eficiente de la subestación. La correcta ejecución de las actividades de mantenimiento es esencial para garantizar la confiabilidad de la subestación y mantener la calidad del servicio eléctrico.

Reddy, KR y Reddy, PV (2018). *Operación y control de sistemas de energía*. New Age International.

2.16 Calidad técnica del servicio eléctrico

La calidad técnica del servicio eléctrico hace referencia a la capacidad de un sistema de distribución de energía para entregar electricidad de manera eficiente y sin problemas técnicos significativos. Esto involucra varios factores, como el mantenimiento de la estabilidad del voltaje, la frecuencia de la electricidad y la reducción de las pérdidas de energía durante el transporte. Un servicio eléctrico de alta calidad garantiza que los consumidores reciban energía que esté dentro de los parámetros ideales, sin fluctuaciones o interrupciones constantes que puedan dañar sus equipos electrónicos o afectar el funcionamiento de sus instalaciones.

La fiabilidad del suministro es un aspecto crucial de la calidad técnica, y esto se logra mediante un diseño adecuado de las infraestructuras de transmisión y distribución. Las subestaciones deben estar equipadas con sistemas de protección y control que monitoreen el comportamiento de la red, para detectar fallas y corregirlas de manera rápida para minimizar su impacto. Además, la calidad del mantenimiento de los equipos y la actualización constante de la infraestructura son elementos clave para mantener los estándares técnicos y evitar fallas que puedan afectar la continuidad y la calidad del servicio.

El factor de distorsión armónica también juega un papel importante en la calidad técnica del servicio eléctrico. Las distorsiones armónicas, que son causadas por equipos que generan frecuencias adicionales a la de la corriente eléctrica, pueden afectar la eficiencia del sistema eléctrico y dañar los equipos conectados a la red. Por lo tanto, para garantizar que las distorsiones armónicas estén dentro de los límites aceptables es esencial mantener un servicio eléctrico técnico de calidad. La seguridad eléctrica también es un componente vital de la calidad técnica del servicio, ya que una red eléctrica segura protege tanto a los usuarios como a los trabajadores de posibles accidentes. El uso de tecnologías de protección, como interruptores automáticos y sistemas de apagado en caso de sobrecarga o cortocircuito, es fundamental para evitar fallas graves que puedan poner en peligro la infraestructura y la seguridad de las personas.

2.17 Continuidad del servicio eléctrico

La continuidad del servicio eléctrico se refiere a la capacidad de un sistema de suministro eléctrico para proporcionar electricidad sin interrupciones durante el tiempo esperado por los usuarios. Este aspecto es fundamental para asegurar que las actividades cotidianas de los consumidores, tanto residenciales como comerciales e industriales, no se vean alteradas por fallas o cortes de energía imprevistos. Para garantizar la continuidad del servicio es esencial contar con sistemas de respaldo, como generadores de emergencia y sistemas de protección automáticos que puedan aislar los daños y evitar su propagación.

Una de las principales herramientas para medir la continuidad del servicio eléctrico es el Índice de Interrupciones de Energía (SAIDI), que mide el tiempo total de las interrupciones de energía en una red eléctrica. Este indicador, junto con otros, como el Índice de Frecuencia de Interrupciones de Energía (SAIFI), permite a las empresas distribuidoras identificar áreas

problemáticas en la red y tomar medidas correctivas antes de que los cortes afecten a un número significativo de usuarios. Estos índices proporcionan una medida objetiva de la fiabilidad de la red y son utilizados para mejorar la infraestructura y los sistemas de respuesta ante emergencias.

La reducción de los tiempos de restauración es otro parámetro clave para mantener la continuidad del servicio. Las subestaciones y redes de distribución deben ser diseñadas con sistemas de monitoreo en tiempo real que alerten a los operadores sobre cualquier falla en el suministro. Cuando se detecta una interrupción la rapidez con la que se pueda restaurar el servicio tiene un impacto directo en la satisfacción del cliente y en la eficiencia operativa. Los sistemas automatizados que permiten reconectar rápidamente las secciones afectadas de la red sin intervención humana también son cruciales para reducir los tiempos de corte, la resiliencia de la infraestructura eléctrica frente a eventos adversos como tormentas, terremotos o incendios forestales, y también juega un papel esencial en la continuidad del servicio. Las subestaciones deben estar diseñadas para soportar condiciones extremas, y las líneas de transmisión y distribución deben ser capaces de resistir estos eventos sin comprometer el suministro. Las inversiones en infraestructuras más robustas y en sistemas de protección avanzada, como dispositivos de seccionamiento automático, son necesarias para asegurar que el servicio se mantenga constante incluso en situaciones difíciles.

Reddy, KR y Reddy, PV (2018). *Operación y control de sistemas de energía*. New Age International.

2.18 Estabilidad de tensión y frecuencia en Costa Rica

Estabilidad de tensión y frecuencia. La construcción de una nueva subestación contribuirá a mantener niveles adecuados de voltaje en la zona de Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, en donde actualmente se presentan problemas de calidad del servicio debido a la antigüedad y la sobrecarga de los transformadores.

Red interconectada y gestión de la demanda. La CNFL, al igual que el ICE, es responsable de la distribución de energía en la zona en estudio. La alta demanda energética y el crecimiento urbano e industrial requieren una infraestructura moderna que garantice un suministro estable, para evitar fluctuaciones de voltaje y posibles fallas en la red.

Protección del sistema eléctrico. La implementación de una nueva subestación permitirá mejorar la confiabilidad del sistema mediante la instalación de transformadores de mayor capacidad y sistemas de protección avanzados. Esto reducirá el riesgo de interrupciones del servicio y protegerá los equipos de los abonados ante variaciones de voltaje.

Generación y capacidad de respuesta: En Costa Rica, la generación de energía proviene en gran parte de fuentes renovables, y su capacidad puede verse afectada por condiciones climáticas, como sequías. Una nueva subestación ayudaría a optimizar la distribución de energía, reduciría pérdidas y aseguraría que la red pueda responder de manera eficiente a las fluctuaciones en la oferta y la demanda.

Beneficio para los usuarios. Según los datos del estudio, 77% de los abonados consideran que la calidad del servicio es baja o media, y 37% reportan interrupciones y bajonazos de voltaje. La instalación de una nueva subestación en La Guácima permitiría mejorar estos indicadores si se alinea con los estándares nacionales de estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

En conclusión, la estabilidad de tensión y frecuencia es un factor clave en la calidad del servicio eléctrico, y la construcción de la subestación es una solución viable para mejorar estos aspectos en la zona de estudio, lo que beneficiaría a los usuarios y aseguraría la eficiencia del sistema eléctrico en el mediano y el largo plazos.

2.19 Medición de la continuidad del servicio eléctrico en Costa Rica

La medición de la continuidad del servicio eléctrico en Costa Rica es un proceso clave para evaluar la eficiencia de la red de distribución y garantizar que los usuarios reciban un servicio fiable. En el contexto costarricense, el ICE y las empresas distribuidoras están comprometidas con mantener altos estándares de continuidad, lo que se mide principalmente con los Índices de Interrupción: el SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Estos indicadores proporcionan una evaluación cuantitativa del tiempo total de interrupciones y la frecuencia de los cortes en la red eléctrica.

- El SAIDI mide el tiempo promedio que un usuario de la red se ve afectado por interrupciones de energía en un periodo determinado. Un SAIDI bajo indica un servicio de calidad con pocas interrupciones y tiempos de restauración rápidos.
- El SAIFI, por su parte, mide cuántas veces en promedio un usuario experimenta un corte de energía durante un período específico.

El Reglamento de Calidad del Servicio Eléctrico, regulado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), establece metas para estos índices a fin de asegurar que las empresas distribuidoras cumplan con los estándares establecidos. En Costa Rica los proveedores de electricidad deben asegurar que el SAIDI y el SAIFI estén dentro de los límites establecidos, y en caso de que estos índices se sobrepasen se deben aplicar penalizaciones. La ARESEP regula, además, el proceso de restauración de servicio para asegurar que el tiempo de recuperación sea lo más breve posible.

El seguimiento y monitoreo de la continuidad del servicio se realiza mediante sistemas de control automatizados en las subestaciones y centros de control del ICE, que permiten identificar en tiempo real las áreas afectadas por fallas o interrupciones. Además, el ICE emplea tecnologías de inteligencia de red que optimizan la capacidad de respuesta ante emergencias, lo que reduce los tiempos de restablecimiento y mejora la fiabilidad del servicio. La tecnología de medición inteligente (*smart meters*) también juega un papel importante en la recolección de datos para evaluar la continuidad del servicio y para mejorar la precisión de las mediciones de consumo, lo que permite una gestión más eficiente de la red eléctrica. Costa Rica implementa herramientas de medición avanzadas para asegurar la continuidad del servicio eléctrico, con un monitoreo constante de los índices SAIDI y SAIFI, y con un enfoque en la mejora continua de la infraestructura y los sistemas de protección. La regulación de estos parámetros garantiza que los consumidores tengan acceso a un suministro eléctrico confiable y con mínimos períodos de interrupción.

Reddy, KR y Reddy, PV (2018). *Operación y control de sistemas de energía*. New Age International.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

CAPÍTULO III

3. Marco metodológico

3.1 Enfoque de la investigación

En el caso de esta investigación el enfoque más apropiado es el mixto, dado que combina los elementos del enfoque cuantitativo con los del cualitativo, y esto permite un análisis integral de la factibilidad de construir una nueva subestación. A continuación se detalla cómo se aplicarán ambos enfoques:

1. Enfoque cuantitativo

El enfoque cuantitativo es esencial para analizar datos numéricos y realizar cálculos técnicos que respalden la evaluación de la factibilidad, y así determinar la afectación económica que se produce en los abonados por la baja en la calidad del servicio que reciben los abonados.

Esto incluiría:

- Análisis de carga eléctrica: Recopilación y modelado de datos históricos de consumo eléctrico en los circuitos afectados.
- Proyección de la demanda eléctrica: Uso de métodos estadísticos para prever el crecimiento de la demanda en el área de influencia.
- Modelado del sistema eléctrico: Simulación del comportamiento de la red con y sin la nueva subestación utilizando software especializado (e.g., ETAP, PowerFactory).
- Cálculo de costos: Estimación de costos de construcción, operación y mantenimiento de la subestación.
- Evaluación de indicadores de confiabilidad.

2. Enfoque cualitativo:

El enfoque cualitativo permite incorporar factores subjetivos y contextuales que influyen en la factibilidad del proyecto. Además, facilita la identificación y la comprensión de los impactos que actualmente afectan a los a los abonados. Este enfoque incluye los siguientes aspectos:

- Estudio de impacto social y ambiental- Análisis de cómo el proyecto afectará a las comunidades locales y al entorno natural.
- Revisión normativa: Evaluación de los marcos legales, regulatorios y de políticas públicas que aplican al sector eléctrico y al área de construcción.
- Percepción de las partes interesadas: Recopilación de opiniones de actores clave, como representantes de comunidades, autoridades locales y técnicos de la compañía eléctrica.
- Evaluación de riesgos relacionados con el proyecto desde un punto de vista:
 - Social
 - Ambiental y operativo
- Complementariedad de datos: Los datos cuantitativos proporcionan una base técnica sólida, mientras que los cualitativos enriquecen la comprensión del contexto y los desafíos relacionados con el proyecto.
- Toma de decisiones integrales: La combinación de ambos enfoques permite formular recomendaciones más equilibradas, considerando tanto aspectos técnicos como sociales, ambientales y regulatorios.
- Mayor validez del estudio: Utilizar ambos enfoques asegura una perspectiva más amplia y robusta, y aumenta la validez y confiabilidad del estudio.

3.2 Método de investigación

Desde el punto de vista de los tipos de investigación el proyecto es predominantemente explicativo pero también incluye elementos descriptivos.

1. Predominantemente explicativa:

- El propósito central del estudio es explicar cómo la construcción de una nueva subestación impactaría en la confiabilidad del servicio eléctrico de los circuitos en cuestión. Esto implica:
- Identificar relaciones causa-efecto: Por ejemplo, cómo la instalación de la subestación mejorará indicadores como SAIDI y SAIFI o reducirá la saturación en los circuitos actuales.
- Modelar escenarios futuros: Explicar cómo la nueva infraestructura eléctrica respondería a la demanda proyectada y cómo interactuaría con la red existente.

Evaluar impactos globales: Integrar datos técnicos, ambientales y sociales para entender las implicaciones completas de la implementación del proyecto.

2. Descriptiva:

- El estudio también incluye elementos descriptivos, especialmente en etapas iniciales, para:
- Caracterizar el sistema eléctrico actual: Describir el estado de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, incluidas su capacidad, las demandas actuales y las proyecciones futuras.
- Documentar las condiciones del área de estudio: Proporcionar información sobre el entorno físico, social y regulatorio de La Guácima.
- Identificar variables, como indicadores técnicos de la red, relativos al proyecto, y características de la ubicación.

También se aplica en el presente proyecto la metodología DMAIC, ideal para el análisis completo en cuanto a todos los aspectos por desarrollar en él.

Definir (Define)

El primer paso consiste en definir claramente el problema y los objetivos del proyecto. En este caso, los problemas principales son la insuficiente capacidad de distribución eléctrica y las pérdidas de energía en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, lo que afecta la confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico ofrecido por la CNFL.

- Objetivo principal: Mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en estos circuitos mediante la construcción de una nueva subestación en La Guácima.
- Objetivos específicos:
 - Reducir las pérdidas de energía y sus costos.
 - Mejorar la regulación de tensión y la continuidad del servicio.
 - Evaluar los beneficios económicos derivados de la construcción de la subestación.
 - Proponer un plan de implementación con fases y costos claros.

Medir (Measure)

En esta fase se recolectan y analizan datos relevantes para evaluar el problema. Se identifican y miden métricas claves relacionadas con la demanda energética, las pérdidas de energía actuales y sus costos. El objetivo es comprender el estado actual del sistema y establecer una línea base que permita comparar futuros escenarios.

- Como parte del proceso de medición se recopilan documentos relacionados con el tema de investigación, con el fin de extraer información valiosa que servirá como insumo para el análisis de resultados.
- **Datos recolectados:**
 - Demanda actual y proyectada de energía (hasta el 2036) en los circuitos involucrados.
 - Registros históricos de consumo de energía en kWh.

- Pérdidas de energía en los circuitos, tanto técnicas como no técnicas.
- Costos operativos actuales debido a las pérdidas energéticas y a fallos en la regulación de tensión.
- Interrupciones del servicio y sus efectos económicos en los usuarios y en la CNFL.
- Normas y regulaciones energéticas aplicables.
- Informes técnicos previos sobre eficiencia energética.
- Políticas internas relacionadas con el uso de energía.
- Herramientas: Se utilizarán bases de datos de la CNF, modelos de simulación energética y software especializado como DIgSILENT PowerFactory para el análisis de redes y flujos de carga.

Analizar (Analyze)

En esta etapa se realiza un análisis detallado de los datos obtenidos en la fase de medición, con el objetivo de identificar las causas raíz de los problemas en el sistema actual. Además, se llevan a cabo simulaciones y análisis comparativos entre diferentes escenarios futuros (con y sin la nueva subestación) para determinar la opción más viable.

- **Análisis de causas raíz:**
 - Identificar los principales puntos en los que ocurren las pérdidas de energía.
 - Evaluar los efectos de la demanda creciente en la capacidad de distribución de los circuitos actuales.
 - Estudiar el impacto de la falta de regulación de tensión en la calidad del servicio.
- **Simulación de escenarios:**
 - Comparar el comportamiento de la red actual con el proyectado tras la construcción de la nueva subestación.
 - Evaluar cómo cambiarían las pérdidas energéticas y la regulación de tensión con la subestación.
 - Estimar los ahorros económicos y energéticos en ambos escenarios.

Mejorar (Improve)

En esta fase se propone una solución basada en el análisis anterior. En este caso la mejora propuesta es la construcción de la nueva subestación eléctrica en La Guácima. Se elaboran planes de acción para optimizar la red eléctrica, mejorar la confiabilidad del servicio y reducir las pérdidas energéticas.

- Soluciones propuestas:
 - Construcción de la subestación para reforzar la red eléctrica y reducir las pérdidas.
 - Mejora en la regulación de tensión mediante la actualización de la infraestructura.
 - Integración de tecnología más eficiente para optimizar la distribución energética.
- Plan de implementación:
 - Definir las fases de construcción y desarrollo del proyecto.
 - Establecer un cronograma para la ejecución de la subestación.
 - Asignar los costos estimados y recursos necesarios para cada fase.

Controlar (control)

La última fase del método DMAIC consiste en establecer mecanismos de control y seguimiento para asegurar que las mejoras implementadas sean sostenibles en el largo plazo y que el sistema funcione de manera eficiente una vez construida la subestación.

- Indicadores de control:
 - Monitoreo de la demanda energética en los circuitos afectados.
 - Seguimiento de las pérdidas de energía antes y después de la construcción de la subestación.
 - Verificación continua de la regulación de tensión y la calidad del servicio.
 - Comparación de los ahorros económicos proyectados frente a los reales.
- Mecanismos de control:

- Implementar un sistema de monitoreo en tiempo real de los parámetros de la red eléctrica (tensión, pérdidas, demanda).
- Establecer auditorías periódicas para evaluar la eficiencia y el rendimiento de la subestación.
- Aplicar encuestas de satisfacción a los usuarios para medir la mejora en la calidad del servicio.

Fuentes de información

Primarias (Recolección directa de datos): Se utilizarán las siguientes fuentes de información

- Personal técnico de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL): recolección de información detallada sobre la operación actual de los circuitos eléctricos, sus desafíos y las proyecciones de demanda energética en la región.
- Comunidad de abonados: Consulta de opiniones y percepción de los usuarios sobre la calidad del servicio eléctrico, incluidas frecuencia y duración de interrupciones, así como necesidades actuales y expectativas.
- Inspecciones de campo: Observación directa de las condiciones actuales en los sitios propuestos para la construcción de la subestación, considerando aspectos técnicos, logísticos y ambientales.

Secundarias (Documentos existentes):

- Estudios previos: Revisión de documentación técnica y análisis realizados de subestaciones eléctricas existentes en la región para identificar buenas prácticas y detectar posibles limitaciones.
- Estadísticas de consumo eléctrico: Análisis de datos históricos y proyecciones de crecimiento en la demanda eléctrica de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, obtenidos de fuentes confiables.
- Normativa vigente: Estudio de leyes, reglamentos y estándares aplicables al sector eléctrico y al impacto ambiental en Costa Rica con que deben cumplirse para garantizar la factibilidad del proyecto.

- Planes de desarrollo regional: Evaluación de documentos de planificación urbana, demográfica e industrial de La Guácima y sus alrededores, para comprender las necesidades futuras de infraestructura eléctrica.
- Manuales técnicos: Consulta de información especializada sobre el diseño, la construcción y la operación de subestaciones eléctricas para asegurar el cumplimiento de estándares técnicos.

Fuentes tecnológicas

- Software de simulación eléctrica: Uso de herramientas avanzadas como ETAP o PowerFactory para modelar el impacto técnico y operativo de la subestación propuesta en la que se evalúen escenarios y se optimice el diseño.
- Sistemas de información geográfica (SIG): Aplicación de tecnologías SIG para analizar la distribución geográfica de los circuitos eléctricos, evaluar las características del terreno y seleccionar las ubicaciones más adecuadas para la nueva subestación.

Variables de análisis

1. Variables técnicas:

- Carga eléctrica. Evaluación de la demanda eléctrica real (kW) y de la demanda proyectada en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, considerando tendencias de consumo energético.
- Indicadores de confiabilidad: Medición de la calidad del servicio mediante parámetros como el SAIDI (Duración Promedio de Interrupciones del Servicio) y el SAIFI (Frecuencia Promedio de Interrupciones del Servicio).
- Capacidad de transformación: Determinación de la potencia máxima que podría gestionar la subestación propuesta para asegurar que llena las necesidades proyectadas.
- Eficiencia de la red: Análisis de las pérdidas de energía en la distribución antes y después de la posible implementación del proyecto para identificar oportunidades de optimización.

2. Variables económicas:

- Costo del proyecto: Estimación de la inversión inicial requerida, así como de los costos relativos a la operación y el mantenimiento de largo plazo.
- Beneficio económico: Análisis de los ahorros potenciales derivados de la reducción de interrupciones eléctricas y de la mejora en la calidad del servicio para usuarios residenciales y comerciales.

3. Variables ambientales y sociales:

- Impacto ambiental: Identificación de posibles alteraciones en el entorno natural como consecuencia de haber construido y estar operando la subestación.
- Aceptación social: Evaluación de la percepción y opinión de la comunidad sobre la viabilidad y los beneficios del proyecto, incluidas consultas públicas o encuestas.
- Uso del suelo: Verificación de la disponibilidad y la adecuación del terreno destinado para la instalación de la subestación, tomando en cuenta aspectos técnicos y legales.

4. Variables contextuales:

- Crecimiento poblacional: Análisis de las tasas de expansión urbana y demográfica en La Guácima y sus alrededores para proyectar las necesidades futuras de suministro eléctrico.
- Políticas regulatorias: Revisión de los requisitos legales, normativos y estándares aplicables para la construcción de infraestructura eléctrica en Costa Rica, en que se asegure el cumplimiento normativo del proyecto.

Población y muestra

En esta investigación es necesario identificar el tipo de población que se está considerando o que se va a investigar (funcionarios de la CFL, abonados de la zona y expertos) Es por ello por lo que Selltiz *et al* (1980), citado por Sampieri *et al*, define población como “el conjunto de todos los casos que concuerdan con una serie de especificaciones” (2010, p. 174). Y, por ello, en el caso de los abonados un factor importante es la muestra que se va a utilizar, que es

un subconjunto o parte del universo o población en la que se llevará a cabo la investigación, en la que cada persona tiene la probabilidad de ser seleccionada para participar en la investigación sobre la calidad del servicio eléctrico que reciben.

Se eligió un total de 80 abonados, de los cuales 50 corresponden a usuarios residenciales y 30 a usuarios comerciales. Esta cantidad permite obtener una muestra representativa de la población del sector de interés, y refleja tanto las condiciones del servicio eléctrico como las diferencias en el consumo entre los hogares y las actividades comerciales. La elección de este número de participantes responde al uso de un muestreo probabilístico que permite seleccionar la muestra de manera aleatoria dentro de la población total de abonados, lo que asegura que los resultados puedan extrapolarse a la comunidad en general. Además, este número es suficiente para identificar tendencias y percepciones de la calidad del servicio eléctrico sin que el análisis de datos se vuelva excesivamente complejo. Se consideró una mayor cantidad de abonados residenciales en comparación con los comerciales debido a que los clientes en la zona son en su mayoría hogares, aunque sin dejar de lado la relevancia del sector comercial en la demanda energética.

Por otro lado, se determina la necesidad de entrevistar a cinco expertos de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) con el objetivo de obtener información relevante sobre la importancia de las subestaciones eléctricas y de la problemática que buscan resolver. La selección de este número de expertos se justifica por su experiencia y conocimiento técnico en la operación de subestaciones, las condiciones actuales del sistema eléctrico y los requisitos para mejorar la calidad del servicio. También permite incluir diversas perspectivas dentro de la CNFL, considerando áreas clave como mantenimiento, planificación de redes, distribución de energía y normativas técnicas. Asimismo, un grupo reducido de expertos facilita la recopilación de información detallada sin generar redundancia en las respuestas. Finalmente, este número de entrevistados responde a un equilibrio entre la disponibilidad de estos profesionales y la necesidad de contar con información fundamentada para respaldar la investigación.

Técnicas de investigación

Las técnicas de investigación son el conjunto de herramientas, procedimientos e instrumentos utilizados para obtener información y conocimiento. Se utilizan de acuerdo con

los protocolos establecidos en cada metodología determinada, en esta investigación el enfoque mixto.

Las técnicas de investigación son las herramientas y procedimientos disponibles para un investigador cualquiera, que le permiten obtener datos e información.

Forman parte de la técnica, o sea, del procedimiento que se lleva adelante para obtener un resultado determinado, que en esta investigación es el de recaudar información tanto cuantitativa como cualitativa.

Para llevar a cabo una buena investigación se decide en este caso recurrir al método mixto, ya que implica integrar los datos que se obtienen mediante la combinación de métodos de investigación cualitativos y cuantitativos. El objetivo es aprovechar las fortalezas de cada enfoque para obtener una comprensión más completa del fenómeno que se estudia.

En este caso se investigan las repercusiones en el abonado por las fallas que presente el sistema de distribución. Además, se consulta a expertos para tener clara la importancia de la construcción de una subestación y su factibilidad, entre otros aspectos. Como resultado final se analiza dicha información y se ofrecen las recomendación y conclusiones al respecto

Instrumentos de investigación

Como se menciona anteriormente, la investigación es mixta por lo cual se utilizarán los siguientes instrumentos:

Entrevista en profundidad

La entrevista es una de las técnicas más empleadas en las distintas áreas del conocimiento. Se conceptualiza como una interacción entre dos personas, planificada y que obedece a un objetivo, en la que el entrevistado da su opinión sobre un asunto y el entrevistador recoge e interpreta la información ofrecida sobre el tema de investigación. Cuando se utiliza la entrevista con frecuencia se identifica como una técnica de investigación estructurada, como las encuestas de actitud o de opinión y los cuestionarios. Sin embargo,

cada vez más se va utilizando la entrevista en profundidad, también conocida como cualitativa, no estructurada, abierta o no estandarizada.

Esta técnica es fundamental en esta investigación ya que es importante conocer el punto de vista de expertos de la compañía respecto al problema central de interés.

La entrevista consta de 10 preguntas estructuradas de respuesta abierta por parte de dos expertos, y que puede ser profundizada por el investigador.

Cuestionario

El cuestionario consiste en un conjunto de preguntas, de varios tipos, preparadas sistemática y cuidadosamente, sobre los hechos y aspectos que interesan en una investigación sobre la calidad de servicio eléctrico que les ofrece la CNFL y la afectación económica cuando se presentan fallas. Puede ser aplicado en formas variadas, entre las que destacan la aplicación directa al abonado por parte del investigador, enviarse por medios tecnológicos, o aplicación a grupos de abonados, etc.

En esta investigación el cuestionario está constituido por 15 preguntas de las cuales 10 son de tipo cerrado con alternativas de respuesta definidas por el investigador según los objetivos planteados, además de 5 de respuesta abierta.

Análisis de datos

Para el análisis de datos se realizó una primera etapa que consistió en la revisión general de la información recolectada por medio de los cuestionarios, conforme se fueron obteniendo, para establecer el valor agregado por aportar, en busca de cumplir con los objetivos específicos planteados.

Posteriormente se desarrolló una segunda fase que consistió en transcribir varios registros obtenidos, hojas electrónicas, software.

La tercera consistió en la organización de los datos mediante criterios de clasificación como cronológicos y en cumplimiento de etapas planteadas en los objetivos. Luego se elaboraron tablas de presentación y gráficos para presentar los resultados como datos

cuantitativos y porcentuales. Cada uno de ellos con la respectiva explicación de la información recabada.

En el caso de la entrevista se realiza una exhaustiva revisión de la información ofrecida por los expertos, correlacionando las respuestas de ellos por pregunta y planteando los hallazgos más significativos, con explicación detallada de los elementos más significativos encontrados. Finalmente se hace una triangulación con los datos cuantitativos y cualitativos para reforzar los resultados encontrados y construir en forma científica y sustentada las conclusiones y recomendaciones.

Aplicación de entrevistas a expertos

El análisis final de la entrevista a los expertos de la CNFL resalta la calidad y continuidad del servicio eléctrico que la empresa ofrece a sus abonados, que es un referente en el sector nacional e internacionalmente. Se enfatiza el papel fundamental de las subestaciones eléctricas en la distribución y la confiabilidad del suministro, con una vida útil estimada de 35 años. En cuanto a la gestión de la demanda en la Gran Área Metropolitana se evidencia que la planificación permite abastecer de manera eficiente al implementar estrategias como reconversiones y reasignaciones de carga en sectores críticos.

En relación con La Guácima, se reconoce que es una zona con alta incidencia de fallas debido a la longitud de sus circuitos, lo que ha afectado la continuidad y calidad del servicio. La empresa ha tomado medidas para reducir estas incidencias para responder a la insatisfacción de los clientes con informes y propuestas de solución. Como parte de su planificación de mediano y largo plazos, la CNFL ha implantado estrategias para mejorar la infraestructura eléctrica en diversas zonas críticas, en lo que se destaca la propuesta de construcción de la subestación San Rafael, que aliviará la carga de las subestaciones de Lindora y Escazú y beneficiará a La Guácima y Ciudad Colón.

Para ser más competitiva y responder efectivamente a la demanda la empresa debe invertir en talento técnico y profesional, mejorar el análisis de carga y realizar estudios de pérdidas y cargabilidad para justificar inversiones. También se enfatiza la importancia de una

planificación multidisciplinaria para asegurar que los proyectos cumplan con su alcance, costo y plazo antes de que la demanda supere la capacidad del sistema.

El costo estimado para la construcción de una subestación en La Guácima y Ciudad Colón es de 10.5 millones de dólares, en terrenos, equipos, materiales y obras civiles. Sin embargo, este tipo de proyectos enfrenta múltiples desafíos administrativos, técnicos, económicos, legales, sociales y ambientales. Desde el punto de vista administrativo y legal se requiere la aprobación del ICE y el cumplimiento de procesos de contratación. Técnicamente, se deben evaluar el uso del suelo y la estabilidad de las estructuras. Socialmente, es clave gestionar la aceptación de la comunidad, mientras que ambientalmente se debe analizar el impacto en la flora, la fauna y los cuerpos de agua para cumplir con mandatos de estudios regulatorios.

En cuanto a la compensación económica por fallas en el suministro, la empresa no contempla indemnizar a los clientes, aunque implementa medidas de mitigación para atender las averías rápidamente. En el largo plazo la mejora del servicio mediante nuevas subestaciones beneficiará la percepción de los abonados.

Desde una perspectiva estratégica los entrevistados sugieren que, para mejorar la competitividad sin sacrificar la calidad del servicio, la CNFL debería adquirir tecnologías avanzadas como redes inteligentes, telemedición y energías renovables. También se proponen políticas para reducir pérdidas técnicas, daño de energía y optimizar la eficiencia operativa. La diversificación de la matriz energética con fuentes renovables, el almacenamiento con baterías y la creación de tarifas diferenciadas podrían fortalecer la resiliencia del sistema. Finalmente, se recomienda mejorar la comunicación con los clientes mediante plataformas digitales y reforzando la formación del personal, con el objetivo de garantizar un servicio eficiente y sustentable en el futuro.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

CAPÍTULO IV

4.1 Análisis de resultados

Una vez realizada la revisión exhaustiva de documentos elaborados por la Compañía Nacional de fuerza y Luz que hacen referencia a las subestaciones eléctricas y a su vida útil, las actuales condiciones frente al aumento de la demanda, esto en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, se logró identificar aspectos importantes que permiten evidenciar la necesidad de la construcción de una subestación eléctrica, o bien, mejoras en los circuitos que permitan dar respuesta a la problemática que se presenta actualmente.

4.1.1. Análisis documental

Seguidamente se exponen los principales hallazgos obtenidos al consultar y revisar en forma exhaustiva y profunda los diferentes documentos e informes elaborados por las compañías eléctricas que ofrecen el servicio en la zona meta de la investigación.

2. Análisis del comportamiento actual y proyectado de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima

En el presente estudio de factibilidad técnica y económica se han evaluado las condiciones actuales de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, con el propósito de determinar su capacidad de distribución, de identificar problemas de regulación de tensión y de evaluar la continuidad del servicio. Para ello se han recopilado y analizado datos técnicos sobre la infraestructura existente y la demanda proyectada hasta el año 2036.

Hallazgo N° 1: Condiciones actuales de los circuitos

Año de construcción

Los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima fueron creados en los años 1985 y 1992, respectivamente. Ambos han sido objeto de mantenimiento periódico, aunque presentan signos de envejecimiento en componentes clave, lo que compromete su desempeño en el largo plazo.

Vida útil de los equipos

Se hicieron una inspección visual en la subestación Lindora y un levantamiento de datos de placa en los módulos alimentadores de ambos circuitos. En este contexto, se observó que los transformadores de distribución presentan una antigüedad promedio de 30 años, con algunos equipos que han alcanzado su vida útil máxima recomendada de 35 años. En particular, el transformador del circuito Lindora-Guácima, que es un transformador de potencia, muestra un deterioro avanzado, con una eficiencia reducida a 87% de su capacidad original. Este estado indica la necesidad de considerar su reemplazo o rehabilitación para garantizar el funcionamiento óptimo del sistema eléctrico.

La información anterior evidencia que se está ante una situación crítica, ya que los módulos de alimentación de los circuitos y los transformadores están a punto de vender su vida útil, con lo cual la calidad del servicio que se ofrece se ve afectada y no está llenando las actuales demandas, agravado esto con ser esa una zona de alto desarrollo residencial e industrial.

Hallazgo N° 2: Extensión y calibre de los conductores

- Circuito Brasil-Ciudad Colón: 27,5 km de extensión, con conductores de calibre 4/0 AWG de aluminio en la red troncal.
- Circuito Lindora-Guácima: 19.3 km de extensión, con conductores de calibre 2/0 AWG en la red troncal y 1/0 AWG en ramales secundarios.



Figura 8. Circuito Lindora Guácima. desde 2020 hasta 2024. Fuente: CNFL

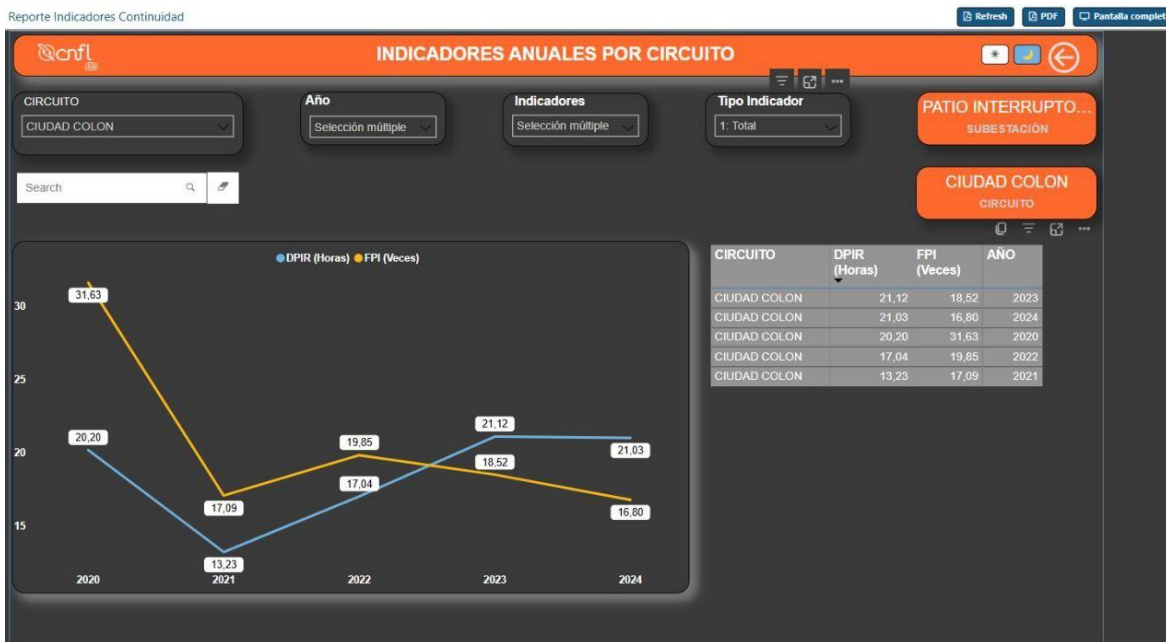


Figura 9. Circuito colon. Desde 2020 hasta 2024. Fuente: CNFL

Ambos circuitos presentan limitaciones en la capacidad de conducción debido al envejecimiento de los materiales y al aumento de la demanda.

Se refuerza la condición de envejecimiento de los componentes, que evidentemente impacta significativamente la calidad del servicio, afecta a los abonados y, por supuesto, tiene consecuencias en lo económico de la CNFL.

Hallazgo N° 3: Cantidad de abonados

Actualmente, el circuito Brasil-Ciudad Colón abastece a 7.450 abonados, mientras que el circuito Lindora-Guácima atiende a 6.890 usuarios. La expansión urbana en las zonas de Lindora y Guácima ha provocado un incremento anual de 4,2% en la cantidad de nuevos abonados, lo que ejerce una presión creciente sobre la capacidad de distribución.

La zona de Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima, al estar tan cerca de la capital, tiene un gran auge en lo que respecta a desarrollo urbanismo e industrial, lo cual presiona la demanda eléctrica hacia arriba. Por ello, si los circuitos, estaciones y subestaciones eléctricas instalados que están por cumplir su vida útil se hacen insuficientes para ofrecer un servicio de calidad, adecuado a las condiciones actuales.

Hallazgo N° 4: *Análisis de carga y demanda energética*

Carga promedio y pico

- **Circuito Lindora-Guácima:** Carga promedio de 6.2 MW y un pico de 8.9 MW durante las horas de mayor consumo (18:00-21:00 hrs).³
- Transformador de potencia TR1: Actualmente opera a 92% de su capacidad nominal de 10 MVA, con picos que ocasionalmente superan el umbral del 95%, lo que aumenta el riesgo de sobrecarga.

El riesgo de sobrecarga, dadas las condiciones de la red y por sus circuitos genera la necesidad de una intervención pronta de la CNFL, a fin de resolver esta problemática que con el incremento anual de 4,9 % de la demanda presiona el servicio y esto podría generar consecuencias más acentuadas.

Hallazgo N° 5: Voltajes y corrientes

Se han registrado fluctuaciones de voltaje en los extremos de la red, especialmente en la zona de Guácima, en donde el voltaje en baja carga cae a 113 V (por debajo del valor nominal de 120 V). Además, la corriente en los alimentadores principales ha aumentado 18% en la última década, lo que genera pérdidas adicionales en los conductores.

Al contar y operar con circuitos con su vida útil casi terminada, aunado esto al incremento constante de la demanda eléctrica, se presentan bajas en los voltajes ofrecidos que afectan a todos los abonados residenciales, industriales y comerciales, lo cual daña, por ejemplo, electrodomésticos, situación que no está acorde con el momento actual.

Proyección de demanda hasta el 2036

Con base en tendencias históricas y en el crecimiento urbano, se estima que para el año 2036:

- La demanda del circuito Brasil-Ciudad Colón alcanzará los 14,6 MW (incremento de 5,3% anual).
- La demanda del circuito Lindora-Guácima llegará a 12,4 MW (incremento de 4,9% anual).

Sin una nueva subestación ambos circuitos enfrentarán una saturación operativa en un plazo de 6 a 8 años.

Evaluación de la continuidad y la confiabilidad del servicio

Hallazgo N° 6: Regulación de tensión

En el estudio se han identificado variaciones de tensión superiores a 7% en sectores periféricos de ambos circuitos, lo que compromete la calidad del suministro y puede afectar el desempeño de equipos sensibles. La falta de capacidad en la infraestructura existente impide una corrección efectiva sin la incorporación de nuevas fuentes de energía o refuerzos

en la red. En lo que respecta a regulación de tensión también se presentan afectaciones importantes.

Hallazgo N° 7: A continuación se expone información recabada de documentos elaborados por la CNFL, que respalda las limitaciones que presentan los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima y la red de distribución, lo mismo que información sobre el costo financiero de una nueva subestación, los beneficios que esta traería tanto a la compañía como a los abonados, y enfatiza la idea de subir la oferta y la calidad de la energía; para de esta forma responder eficientemente a las necesidades y a la realidad en la que se visualiza un crecimiento sostenido de la energía. Todo es para subsanar las fallas que se producen actualmente al modernizar la distribución con circuitos y equipos.

Posibilidades de enlaces de respaldo

Se evaluaron opciones de respaldo mediante interconexiones con circuitos vecinos. No obstante, la mayoría de las líneas de distribución cercanas operan en condiciones límite, lo que reduce la viabilidad de transferencia de carga en caso de fallas.

Los circuitos presentan un crecimiento acelerado de demanda que comprometerá su capacidad operativa antes del año 2036.

Los equipos clave, en especial los transformadores de potencia y los conductores de red troncal, están cerca del final de su vida útil y presentan signos de deterioro.

Se han detectado problemas de regulación de tensión en sectores críticos, lo que afecta la estabilidad del servicio.

Las posibilidades de enlaces de respaldo son limitadas, lo que incrementa el riesgo de cortes prolongados ante fallas en la red.

La construcción de una nueva subestación en La Guácima es una solución viable para mejorar la confiabilidad del servicio y absorber el crecimiento proyectado de la demanda en los próximos años.

Determinación de afectaciones en el servicio y evaluación de la capacidad de las subestaciones

Caracterización de los clientes

Para comprender las afectaciones en el servicio eléctrico se hizo una caracterización de los abonados de los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima. Se identificaron los siguientes segmentos de clientes:

- Residenciales (65%): usuarios domésticos con consumo promedio de 400 kWh/mes.
- Comerciales (25%): pequeñas y medianas empresas con consumo de entre 1.500 y 3.500 kWh/mes.
- Industriales (10%): Fábricas y zonas francas con consumos superiores a 10.000 kWh/mes.

En términos de ubicación geográfica el circuito Lindora-Guácima abastece a una mayor proporción de clientes industriales y comerciales, mientras que Brasil-Ciudad Colón tiene una mayor proporción de clientes residenciales.

Análisis de estadísticas de fallas

Se le recurrió al Departamento de Operación de la CNFL para obtener estadísticas de fallas en los circuitos evaluados. Se identificaron los siguientes índices de falla para los últimos cinco años:

Tabla 1. Análisis de estadísticas. Fuente propia

Índice de fallas	Circuito Lindora-Guácima	Circuito Brasil-Ciudad Colón	Circuitos Referencia (Promedio)
SAIFI (frecuencia de interrupciones)	4.2 eventos/año	3,8 eventos/año	2,5 eventos/año

SAIDI (duración total de interrupciones)	6,5 horas/año	5,9 horas/año	4,2 horas/año
MAIFI (interrupciones momentáneas)	7.3 eventos/año	6,8 eventos/año	5.1 eventos/año

Los valores obtenidos indican que ambos circuitos presentan un desempeño inferior al de circuitos similares en otras zonas del país, con un mayor número de interrupciones y tiempos de recuperación más prolongados.

Encuestas a los clientes

Se aplicó una encuesta a una muestra representativa de 20 abonados de los circuitos mencionados. Los resultados indicaron que las principales afectaciones detectadas fueron:

- Baja calidad del servicio (42%): Fluctuaciones de voltaje que afectan equipos eléctricos sensibles, especialmente en industrias y comercios.
- Interrupciones frecuentes (37%): Cortes de energía imprevistos que afectan la continuidad de las operaciones.
- Largos tiempos de recuperación (21%): Tiempos prolongados para restablecer el servicio tras una falla.

Los clientes comerciales e industriales manifiestan una mayor insatisfacción debido a las pérdidas económicas derivadas de estos problemas.

Cantidad de abonados por circuito

Según la información recopilada de la CNFL:

- Circuito Lindora-Guácima: 12.500 abonados (5.800 residenciales, 4.200 comerciales, 2.500 industriales).
- Circuito Brasil-Ciudad Colón: 9.300 abonados (7.000 residenciales, 1.800 comerciales, 500 industriales).

Evaluación de la cargabilidad del transformador en ST Lindora

Se obtuvo información sobre la carga actual del transformador TR1 en la subestación Lindora:

- Capacidad nominal: 50 MVA.
- Carga promedio actual: 42 MVA (84% de su capacidad).
- Carga en horas pico :48 MVA (96% de su capacidad).

Estos valores indican que el transformador opera muy cerca de su límite en horas de mayor demanda, lo que incrementa el riesgo de sobrecarga y fallas en la red.

El análisis evidencia que los circuitos Lindora-Guácima y Brasil-Ciudad Colón presentan problemas de calidad del servicio debido a altas tasas de fallas, fluctuaciones de voltaje e interrupciones prolongadas. Además, la subestación Lindora opera al límite de su capacidad en horas pico, lo que podría estar contribuyendo a estas afectaciones.

En el documento Actualización de Factibilidad Técnica-Económica del Proyecto Refuerzo Norte-Centro, del Área Planificar el Sistema del ICE, junio 2020, se presenta la actualización de la factibilidad técnica y económica del proyecto Refuerzo Norte-Centro, con énfasis en la línea de transmisión Garabito-San Rafael, al evaluar su necesidad, viabilidad y posibles alternativas para mejorar la infraestructura eléctrica en Costa Rica, que implica la construcción de la nueva subestación en 230 kV ST San Rafael.

El objetivo del estudio es determinar si el alcance del proyecto requiere modificaciones en función de los cambios en el Plan de Expansión de la Generación (PEG 2018-2034). Se busca mejorar la estabilidad del sistema de transmisión en la región norte-centro, que asegura la confiabilidad del servicio eléctrico y el cumplimiento de normativas operativas.

Se compararon varias opciones para mejorar la transmisión eléctrica, y se destaca:
Construcción de la línea de transmisión Garabito-San Rafael (opción original de 2016).
Conversión de la línea Garita-La Caja de 138 kV a 230 kV.

Construcción de la línea Garabito-Lindora.

Tendido del segundo circuito de la línea SIEPAC entre Garabito y Parrita.

Todas las opciones tienen costos similares, por lo que la selección final podría basarse en criterios estratégicos.

El proyecto elimina sobrecargas y mejora la estabilidad de tensión, especialmente en escenarios con alta demanda.

Se prevé una tasa interna de retorno (TIR) del 14%, que podría incrementarse hasta 20% si se retrasa la inversión al 2033, utilizando la infraestructura SIEPAC 2.

El estudio respalda la factibilidad técnica y económica de construir una nueva subestación en los alrededores de San Rafael de Alajuela.

La subestación ayudaría a descongestionar el sistema de transmisión y mejoraría la confiabilidad del servicio en circuitos de distribución, como Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima.

Beneficios económicos de la construcción de la nueva subestación

Análisis de la inversión inicial y costos comparativos

La inversión total estimada para la construcción de la subestación y la infraestructura en el año 2026 es de \$8.457.639, desglosados de la siguiente manera:

- Subestación (obra civil y electromecánica): \$8.807.564,63
- Salidas de circuito subterráneo: \$493,774.34
- Salidas de circuito aéreo: \$146,526.79
- Torres y línea de subtransmisión (cañón del río Virilla): \$976.043,16

Además, considerando el flujo de caja del Proyecto LT Garabito-San Rafael, que es un caso de referencia, se pueden comparar los costos de infraestructura eléctrica en el nivel nacional. Para el año 2026 el costo total de los módulos de la subestación y las líneas de transmisión llegó a \$20,032,566 en precios de mercado y a \$15,271,156 en precios sociales.

Al aplicar una metodología similar para la subestación en La Guácima se puede esperar una inversión total estimada cercana a \$10.4 millones en precios de mercado.

Actualmente, los costos debidos a la falta de infraestructura incluyen:

- Pérdidas económicas por interrupciones del servicio. Se estima que los abonados industriales y comerciales pierden entre \$500,000 y \$1,000,000 anuales por fallas en el suministro.
- Costos de mantenimiento correctivo. Las reparaciones en transformadores sobrecargados y líneas de distribución generan gastos anuales aproximadamente de \$250,000 a \$500,000.
- Ineficiencias en la transmisión. Se producen pérdidas de energía que incrementan los costos operativos de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) en un X% anual.

Comparación de costos y beneficios

Tabla 2. Comparación de costos. Fuente propia

Escenario	Costo total del proyecto (\$)	Ahorro anual estimado (\$)	Periodo de retorno
Situación actual	Costos de mantenimiento elevados y fallas recurrentes	Pérdidas por interrupciones y mantenimiento (~\$1.5M)	-
Nueva Subestación	10,4 millones de dólares (2026)	Ahorro de ~\$1.5M - \$2.0M por año	5 a 7 años

Se estima que la nueva subestación alcanzaría el punto de equilibrio en 5 a 7 años, lo que la convierte en una inversión económicamente viable.

Mejoras en la calidad del servicio

Actualmente, los circuitos Lindora-Guácima y Brasil-Ciudad Colón presentan problemas de sobrecarga y fallas frecuentes. Sin embargo, construir la subestación permitiría:

- La frecuencia y la duración de fallas (SAIFI y SAIDI disminuyen X %).
- Mayor capacidad de carga al eliminar sobrecargas en la subestación Lindora.

- Mejor calidad del voltaje, lo que beneficia a industrias y comercios en la zona.
- Reducción de costos operativos en mantenimiento correctivo y pérdidas de energía.

Además, la cantidad de abonados en estos circuitos ha aumentado significativamente, y la nueva subestación permitirá atender el crecimiento de la demanda sin comprometer la confiabilidad del servicio.

Definición de ubicación para la nueva subestación

La ubicación recomendada para la nueva subestación en La Guácima se justifica con base en los siguientes factores:

- Técnicos: Se encuentra cerca de los circuitos con mayor demanda y reducirá las sobrecargas actuales.
- Sociales y regionales. Facilita el acceso al servicio en comunidades en expansión.
- Legales y ambientales: cumplir con los requisitos normativos y minimizar el impacto en zonas protegidas.

Dado que el Plan de Expansión de Generación 2018-2034 del ICE ha eliminado proyectos como Diquís, la incorporación de fuentes renovables sin localización aumenta la necesidad de infraestructura de transmisión confiable, como la nueva subestación en La Guácima.

La construcción de la nueva subestación en La Guácima representa una inversión estratégica y rentable para la CNFL y sus abonados.

- Costo estimado: \$10.4M (en línea con proyectos similares como LT Garabito-San Rafael).
- Ahorro anual estimado: \$1.5M - \$2.0 M, con un período de recuperación de 5 a 7 años.
- Mejora en la confiabilidad del servicio: reducción de fallas y optimización del suministro eléctrico.

Evaluación de los beneficios de construir una nueva subestación

Para evaluar la factibilidad económica de la nueva subestación se han cuantificado los costos y beneficios en términos de inversión, operación, mantenimiento y energía de falla.

Costos y beneficios económicos

Inversión inicial

La inversión estimada para la construcción de la subestación es de \$10.4 millones, con los siguientes componentes:

- Subestación (obra civil y electromecánica): \$8,8M
- Salidas de circuito subterráneo: \$0.49M
- Salidas de circuito aéreo: \$0.15M
- Torres y líneas de subtransmisión: \$0,97M

Estos valores están en línea con proyectos similares, como el LT Garabito-San Rafael, cuyos costos oscilaron entre \$55M y \$68M, considerando infraestructura de transmisión en gran escala.

Costos de operación y mantenimiento

Actualmente el sistema enfrenta altos costos por:

- Mantenimiento correctivo: Se estima que los gastos anuales en reparaciones oscilan entre \$250,000 y \$500,000.
- Energía de falla: Las interrupciones del servicio generan pérdidas económicas de \$500,000 a \$1,000,000 anuales, y afectan principalmente a abonados industriales y comerciales.
- Pérdidas técnicas. Se registran sobrecargas en circuitos como Lindora-Guácima y Brasil-Ciudad Colón, lo que aumenta los costos de transmisión.

Con la nueva subestación se reducirían estos costos en aproximadamente 30%-40%, lo que mejora la confiabilidad del servicio y disminuye la dependencia de mantenimientos correctivos.

AHORRO Y BENEFICIOS NETOS

Tabla 3. Ahorro y beneficios netos. Fuente propia

Concepto	Costo actual (\$/año)	Ahorro Estimado con la Subestación (\$/año)
Mantenimiento	250.000 - 500.000	100.000 - 200.000
Energía de falla	500.000 - 1.000.000	300.000 - 600.000
Pérdidas de energía	Variable	5% - 10% de reducción
Ahorro total estimado	750.000 - 1.500.000	400.000 - 800.000

Se espera que el proyecto tenga un período de recuperación de 5 a 7 años, dependiendo de la evolución de la demanda eléctrica en la zona.

Ubicación de la nueva subestación

Para escoger la ubicación óptima de la subestación en La Guácima de Alajuela se considerarán factores técnicos, sociales, legales, regionales y ambientales.

Factores técnicos

- Cercanía a los circuitos Lindora-Guácima y Brasil-Ciudad Colón, que actualmente presentan sobrecargas.
- Reducción de pérdidas de transmisión, para optimizar la distribución de energía.
- Mayor capacidad para integrar futuras expansiones del sistema.

Factores sociales

- Beneficiará a 4.150 habitantes de la comuna.
- Mejorará la estabilidad del servicio para industrias, comercios y usuarios residenciales y reducirá los cortes de energía.

Factores legales

- Cumplimiento de los requisitos normativos de la CNFL y de las regulaciones ambientales.
- Alineación con el Plan de Expansión de Generación 2018-2034 del ICE, que prioriza energías renovables y mejora de redes de transmisión.

Factores regionales y ambientales

- Ubicación estratégica que minimiza el impacto en áreas protegidas.
- Posibilidad de incorporar energía solar y eólica en el futuro.

La construcción de la nueva subestación en La Guácima es económicamente viable y estratégicamente necesaria.

- Costo total: \$10,4 millones
- Ahorro anual estimado: \$750,000 - \$1,500,000
- Retorno de la inversión: 5 a 7 años
- Beneficios técnicos: Reducción de fallas, mejora en la calidad del voltaje y optimización del sistema de transmisión.

Con estos datos se justifica la ejecución del proyecto como una solución eficiente para mejorar la infraestructura eléctrica en la región.



Figura 32. Mala estructura del circuito actual. Fuente propia



Figura 33. Evidencia de la mala estructura del circuito actual. Fuente propia



Figura 34. Evidencia de la mala estructura del circuito actual. Fuente propia

ELABORACIÓN DE PRESUPUESTOS

En la elaboración del presupuesto de la subestación se deben considerar todos aquellos renglones que constituyen el costo agregado de ella y que son los siguientes:

- Compra de predios
- Obras civiles
- Equipos y materiales de importación
- Fletes, seguros y gastos de importación de los equipos anteriores
- Equipos y materiales nacionales
- Fletes y seguros nacionales (hasta el sitio de la obra)
- Montaje, pruebas y puesta en servicio
- Ingeniería y administración.

El mecanismo para elaborar un presupuesto consiste en identificar en la forma más real posible los costos relacionados con la subestación que se está considerando; hacer su discriminación según se trate de desembolsos en moneda nacional o extranjera, y asignar una partida apropiada para costos imprevistos.

Como se comprenderá, es imposible generalizar el proceso, puesto que cada caso constituye una aplicación particular. Sin embargo, a continuación, se dan algunas guías que pueden contribuir a dar claridad sobre los ítems de costo para una subestación cualquiera.

Compra de predios, servidumbres y vías de acceso

En el prediseño de la subestación se establecen las dimensiones mínimas requeridas, pero en muchas ocasiones la compañía propietaria se verá obligada a adquirir un terreno que no se ajusta necesariamente a ellas. En la comparación de los diferentes predios disponibles es necesario tener en cuenta tres aspectos íntimamente ligados a ellos, a saber:

- La existencia o necesidad de nuevas vías de acceso, o la reforma de las disponibles.
- La influencia que la topografía o las construcciones perimetrales alrededor del sitio escogido pueda tener sobre la ruta y ubicación de torres terminales de las líneas de transmisión. El mayor costo que ellas tengan constituye una penalización para el costo del terreno.
- La disponibilidad o facilidad de obtención de servicios públicos necesarios para la construcción y operación de la subestación, como energía, acueducto, alcantarillado, teléfono y aseo. El presupuesto deberá, por lo tanto, tener en cuenta el nivel de costos en la región y la incidencia de los factores anotados, así como los costos de las servidumbres requeridas.
- Obras regionales futuras que puedan afectar los predios (nuevas vías, ampliación de las existentes, etc.).

Obras civiles

Tal como ya se anotó anteriormente, las obras civiles comprenden dos etapas muy definidas, como son la adecuación inicial del predio y la construcción propiamente dicha. Tampoco en este caso es posible establecer un criterio general para cuantificar el presupuesto, ya que este quedará condicionado por las cantidades de obra relativas al diseño particular y a las circunstancias propias de la región.

Equipos y materiales

Para fines de presupuesto se pueden dividir en la forma siguiente:

Fletes, seguros y gastos de importación

Su valor final dependerá del origen de los equipos, de su costo, del volumen y peso de embarque y del sitio de la subestación. Debe tenerse en cuenta que es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Transporte marítimo (para bienes importados)
- Seguro marítimo (para bienes importados)
- Transporte terrestre
- Seguro terrestre
- Gastos de puerto (nacionalización de bienes importados)
- Derechos de aduana, cuando sea aplicable.

Montaje, pruebas y puesta en servicio

Para la ejecución de estas obras en una subestación puede elaborarse el presupuesto aplicando un factor al valor resultante de sumar el costo FOB (Free On Board) de los equipos importados y del costo en fábrica de los nacionales. Este factor se determina generalmente con base en los datos históricos que registre cada compañía.

Ingeniería, administración e imprevistos

Las partidas por asignar por estos conceptos pueden estimarse como porcentajes de los totales presupuestados para los renglones anteriores, así:

- Para ingeniería y administración: porcentaje por asignar del total general.
- Para imprevistos: porcentajes por fijar del componente en moneda local y en moneda extranjera, asignada en dólares.

Detalle de costos ST San Rafael y medio diámetro en ST Garabito

Inversión					
Detalle		Precio de mercado (\$)		Precio social (\$)	
		ST San Rafael	ST Garabito Diámetro	ST San Rafael	ST Garabito Diámetro
Construcción	Material importado	\$4,787,454	\$915,978	\$3,989,545	\$763,315
	Material local	\$1,196,864	\$228,994	\$1,026,761	\$196,449
	Mano de obra constr.	\$822,844	\$157,434	\$687,663	\$131,570
	Ingeniería suministro	\$8,662	\$1,657	\$6,949	\$1,330
	Ingeniería básica	\$12,992	\$2,486	\$10,424	\$1,994
	Ingeniería final	\$21,654	\$4,143	\$17,374	\$3,324
	Costo indirecto	\$1,023,633	\$195,851	\$992,310	\$189,858
Costos complementarios	Compen. Socio/ambiental	\$787,410	\$150,654	\$763,315	\$146,044
	Imprevistos	\$393,705	\$75,327	\$381,658	\$73,022
Terreno	Costo de lote	\$600,000	\$0	\$581,640	\$0
Inversión total		\$9,655,217	\$1,732,524	\$8,457,639	\$1,506,906

Construcción		
Detalle	Precio de mercado (\$)	
	ST San Rafael	ST Garabito Diámetro
Costo directo	\$6,850,469	\$1,310,692
Costo de construcción usado para mantenimiento	\$7,874,102	\$1,506,543
Costo de construcción	\$7,874,102	\$1,506,543

Figura 35. Presupuesto realizado en el área Fuente: Factibilidades CNFL

Lo expuesto anteriormente, que fue tomado de documentos del ICE, sustenta la necesidad de la construcción de una nueva subestación en la zona de Ciudad Colón y Lindora-Guácima, pues ya existen proyecciones económicas provenientes del estudio de factibilidad realizados por ellos que respalda con datos de costos financieros y beneficios que generaría en el mediano plazo su construcción, lo cual respalda los planteamientos iniciales de este trabajo de investigación en beneficio de los abonados del servicio.

Analizado todo lo anterior, queda claro que la CNFL ha invertido en el estudio de factibilidad para la instalación de una nueva subestación eléctrica en esa zona, y que cuenta

con la información técnica y financiera necesaria para su concreción, lo mismo que con los recursos económicos necesarios, y únicamente faltan la planificación y la ejecución de la obra, con lo que se debe lo más pronto posible.

4.1.2. Análisis de la encuesta a abonados

Para evaluar la consulta sobre aceptación y sobre las preocupaciones de los abonados respecto a la construcción de la nueva subestación en el sector de La Guácima, lo mismo que la calidad del servicio que se les ofrece, se recopiló información mediante encuestas a abonados domiciliarios y a comerciantes e industriales. Los datos obtenidos permiten identificar los niveles de apoyo al proyecto, las principales inquietudes de los usuarios y las expectativas en cuanto a los beneficios que traerá la nueva infraestructura eléctrica.

A continuación se presentan una serie de gráficos en los que se resumen las opiniones de los abonados sobre distintos aspectos clave, como la confiabilidad del suministro eléctrico, el impacto ambiental, la seguridad del sistema y los costos. Estos resultados permiten visualizar de manera clara la percepción de la comunidad, lo cual servirá como insumo para la toma de decisiones en el desarrollo del proyecto.

CUADRO N.º 1

Distribución de los abonados de la CNFL en la zona de investigación por actividad

Parámetro	Absoluto	Relativo
Residenciales	12800	65,00 %
Comerciales	6000	25,10 %
Industrias	3000	10,00 %
Total	21800	100

Fuente: Cuestionario aplicado a abonados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz sector de San Rafael-Guácima. Febrero del 2025

Por medio de esta investigación se logró determinar que el total de abonados de la zona meta del estudio es de 21.800, de los cuales el porcentaje más significativo lo representan los abonados residenciales, con 65%, con un incremento de la demanda de aproximadamente 4,7% anual.



Fuente: Cuestionario aplicado a abonados de la Compañía de Fuerza Luz, sector de San Rafael-Guácima, febrero de 2025

CUADRO N° 2

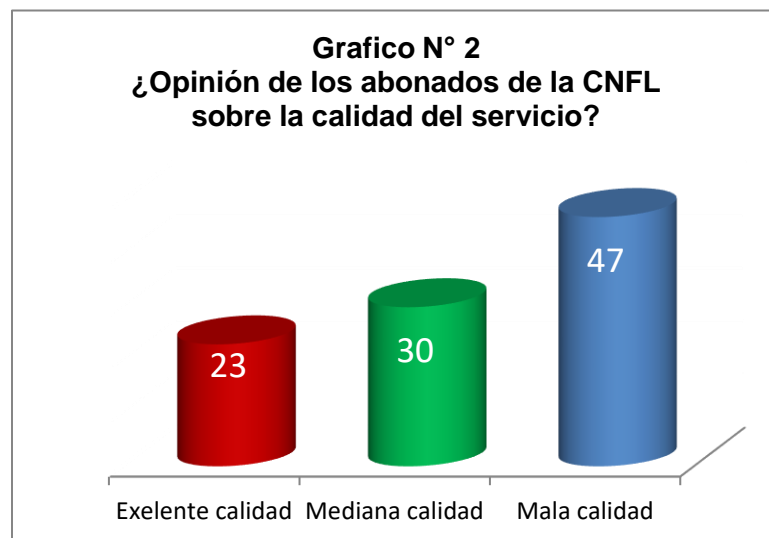
¿Opinión de los abonados de la CNFL sobre la calidad del servicio

Parámetro	Absoluto	Relativo
Excelente calidad	23	23,00 %
Mediana calidad	30	30,00 %

Baja calidad	47	47,00 %
Total	100	100

Fuente: Cuestionario aplicado a abonados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, sector de San Rafael-Guácima, febrero 2025

Al consultarles a los abonados sobre cómo perciben la calidad del servicio eléctrico que les ofrece la CNFL sorprende que 47% de ellos consideran que es de baja calidad, lo que representa un porcentaje muy alto; pese a que 23% consideran que es excelente y 30% de mediana calidad. Esta condición debe llevar a reflexión de la compañía con el fin de mejorar esa percepción que se tiene de ella, esto con la implantación de proyectos de mejora.



Fuente: Cuestionario aplicado a los abonados de la Compañía de Fuerza y Luz, sector de San Rafael-Guácima, febrero de 2025

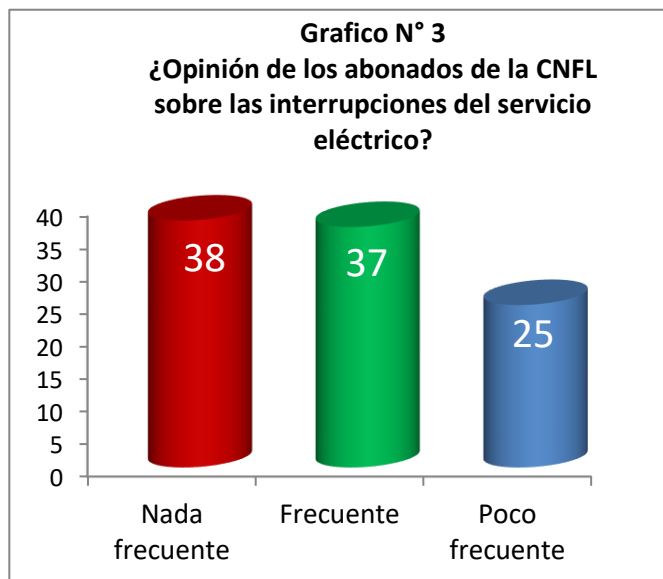
CUADRO N.º 3

¿Opinión de los abonados de la CNFL sobre las interrupciones del servicio eléctrico?

Parámetro	Absoluto	Relativo
Nada frecuente	38	38,00 %
Frecuente	37	37,00 %
Poco frecuente	25	25,00 %
Total	100	100

Fuente: Cuestionario aplicado a los abonados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, sector de San Rafael-Guácima, febrero de 2025

Los datos más importantes que se ofrecen en el cuadro indican que 37% de los abonados consideran que se presentan interrupciones frecuentes en el servicio energético que se les ofrece. Realmente esto es preocupante ya que más de la tercera parte de los consultados mencionan que el servicio no llena sus expectativas.



Fuente: Cuestionario aplicado a abonados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, sector de San Rafael-Guácima, febrero 2025

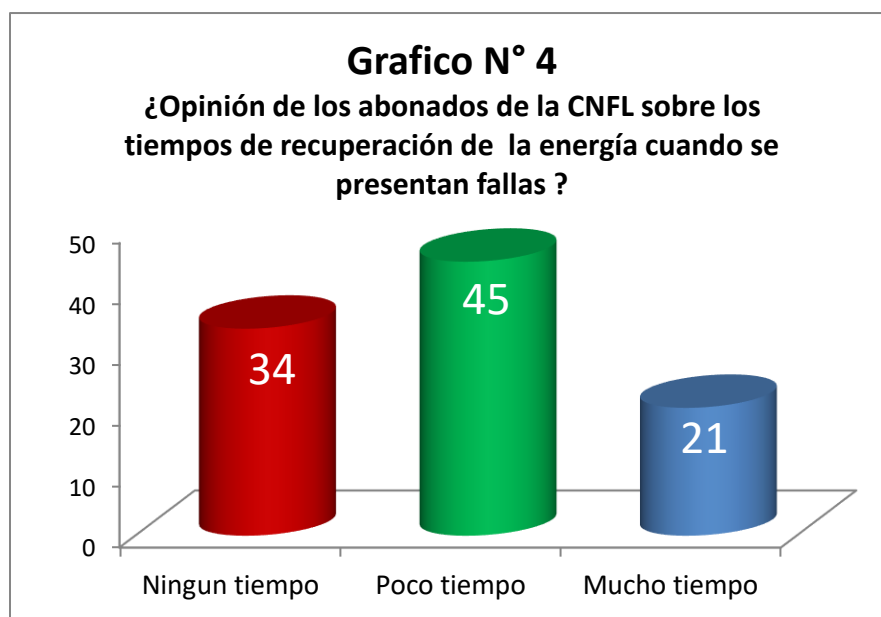
CUADRO N° 4

Opinión de los abonados de la CNFL sobre los tiempos de recuperación de la energía cuando se presentan fallas

Parámetro	Absoluto	Relativo
Ningún tiempo	34	34,00 %
Poco tiempo	45	45,00 %
Mucho tiempo	21	21,00 %
Total	100	100

Fuente: Cuestionario aplicado a abonados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, sector de San Rafael-Guácima, febrero de 2025

Se evidencia que 21 % de los abonados consideran mucho tiempo de espera para que la energía eléctrica se restablezca, pero 45 % consideran que es poco tiempo. Pero sigue siendo preocupante que la quinta parte de los consultados indiquen que se tarda mucho tiempo en que se cuente nuevamente con el servicio.



Fuente: Cuestionario aplicado a abonados de la Compañía Nacional de Fuerza Y Luz, sector de San Rafael-Guácima, febrero de 2025

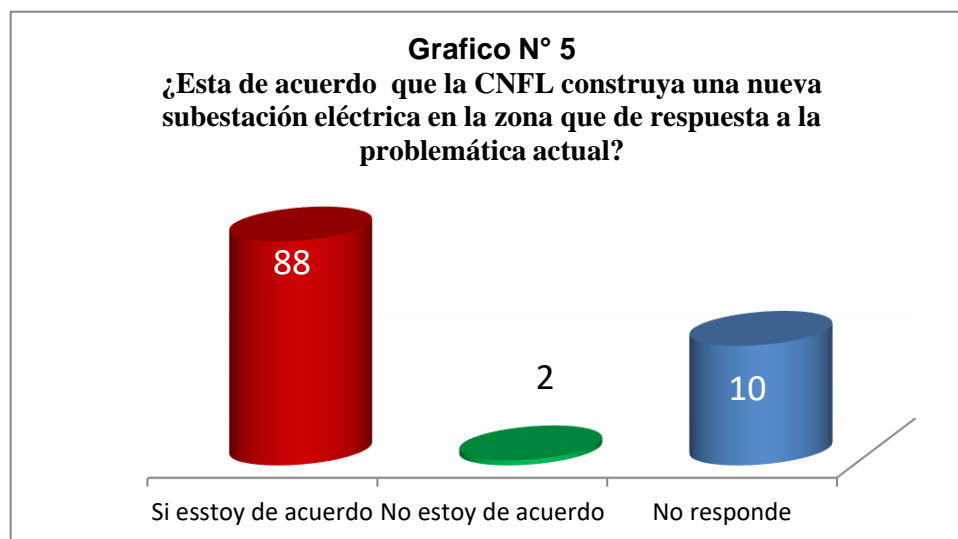
CUADRO N° 5

¿Está de acuerdo en que la CNFL construya una nueva subestación eléctrica en la zona que dé respuesta a la problemática actual?

Parámetro	Absoluto	Relativo
Si estoy de acuerdo	78	88,00 %
No estoy de acuerdo	2	2,00 %
No responde	10	10,00 %
Total	100	100

Fuente: Cuestionario aplicado a abonados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, sector San Rafael-Guácima, febrero de 2025

Al consultarles a los abonados, en general, 88% apoyan la necesidad de la instalación de una nueva subestación eléctrica que dé respuesta a la presente problemática respecto a la baja de la calidad del servicio que reciben: 2 % no la apoyan y 10% no opinaron al respecto.



Fuente: Cuestionario aplicado a abonados de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, sector de San Rafael-Guácima, febrero de 2025

En la consulta a los abonados sobre cómo perciben la calidad del servicio eléctrico que les ofrece la CNFL casi la mitad, 47%, consideran que es baja pues 30% dijeron que de mediana calidad.

Queda evidenciado que ocho de cada 10 de los consultados califican el servicio que reciben con afectaciones en la calidad. Esto está relacionado con el 37 % de los abonados que consideran que se presentan interrupciones y bajonazos en el voltaje. Por eso se enfatiza que solo 21% de los abonados consideran que es mucho el tiempo de espera ante interrupciones, y la gran mayoría señalan que estas son resueltas rápidamente. La opinión generalizada de los clientes es que la compañía debe invertir en la construcción de una nueva subestación en la zona, que logre solventar los problemas de calidad que actualmente sufren.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPITULO V

5.1 Conclusiones

1) Los transformadores de distribución en la zona de estudio tienen una antigüedad promedio de treinta años, y en algunos casos cercanos al término de su vida útil máxima recomendada, que es de treinta y cinco años. En particular, el transformador de potencia TR1 del circuito Lindora-Guácima presenta un deterioro avanzado y opera a 92% de su capacidad nominal de 10 MVA y con una eficiencia reducida a 87%. Esto compromete la calidad del servicio y la capacidad de respuesta ante el crecimiento de la demanda energética.

2) El crecimiento urbano e industrial en las zonas de Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima ha generado un aumento sostenido en la demanda eléctrica que supera la capacidad operativa de la infraestructura existente. Dada esta situación, de no modernizarse la red se prevé un agravamiento de la situación en los próximos años con mayor riesgo de interrupciones y degradación del servicio.

3) Actualmente, el transformador TR1 opera con picos que ocasionalmente superan 95% de su capacidad, lo cual lo coloca en un estado crítico de sobrecarga. Con un crecimiento anual de la demanda de 4,7%, el riesgo de fallas operativas y de degradación acelerada del equipo es inminente.

4) Del total de los abonados, 77% calificaron el servicio eléctrico como deficiente o regular, con 37% que reportaron interrupciones y variaciones de voltaje frecuentes. Aunque solo 21% consideran que el tiempo de restitución del servicio es excesivo, la mayoría perciben la necesidad de mejoras la rapidez de atención de las fallas.

5) Los estudios confirman la viabilidad técnica y financiera de construir una nueva subestación en Lindora-Guácima y Brasil-Ciudad Colón. Esta inversión

optimizaría la distribución de carga, reduciría pérdidas operativas y mejoraría la confiabilidad del suministro eléctrico en la región.

La infraestructura eléctrica actual en los circuitos Brasil-Ciudad Colón y Lindora-Guácima ha llegado a un punto crítico debido a su antigüedad y a la creciente demanda energética. Sin invertir en modernización y sin la construcción de una nueva subestación la confiabilidad del servicio seguirá deteriorándose. La percepción negativa de los usuarios refuerza la necesidad de una acción inmediata para garantizar un suministro estable, eficiente y acorde con el desarrollo de la región.

Recomendaciones

1) La CNFL debe priorizar en su planificación estratégica la construcción de una nueva subestación en la zona de estudio, con una implementación por etapas para minimizar el impacto en los abonados y asegurar una transición eficiente.

2) Es fundamental fortalecer el monitoreo de la evolución de la demanda eléctrica, lo que permitirá prever sobrecargas y optimizar la planificación de la infraestructura en función del crecimiento proyectado.

3) Se recomienda evaluar opciones para la actualización de la red existente, e incorporar nuevas tecnologías para mejorar la regulación de tensión y equilibrar la carga en los circuitos actuales.

4) La CNFL debe fortalecer su estrategia de comunicación e informarles a los abonados sobre los planes de mejora, tiempos de ejecución y beneficios esperados. También se recomienda implantar plataformas digitales para reportes en tiempo real y retroalimentación de los clientes.

Limitaciones

1. Antigüedad de los datos. La información sobre la antigüedad y el estado de los transformadores se basa en mediciones y registros históricos que pueden no reflejar el estado actual de la infraestructura, ya que cambios recientes en la operación o el mantenimiento de los equipos podrían no haber sido considerados en el análisis.

2. Muestra de la encuesta. La percepción de los abonados de la calidad del servicio eléctrico se obtuvo mediante encuestas, lo que puede generar sesgos en los resultados. La muestra de encuestados puede no ser representativa de toda la población, lo que limita la generalización de las conclusiones.

3. Proyecciones de crecimiento. Las proyecciones del crecimiento anual de la demanda eléctrica (4.7%) se basan en tendencias históricas y en supuestos que podrían cambiar debido a factores económicos, sociales o ambientales imprevistos, y afectar la validez de las recomendaciones.

4. Condiciones externas. El estudio no considera posibles cambios en políticas energéticas, regulaciones gubernamentales o condiciones económicas que puedan influir en la viabilidad de las recomendaciones consideradas, como la construcción de una nueva subestación.

5. Falta de análisis comparativo. No se realizó un análisis comparativo con otras zonas similares que hayan enfrentado problemas de infraestructura eléctrica y que hayan encontrado soluciones exitosas. Esto podría proporcionar un contexto adicional y mejores prácticas para abordar la situación en la zona de estudio.

6. Limitaciones técnicas en el monitoreo. La capacidad actual de monitoreo y el análisis de datos sobre la demanda eléctrica, y el estado de los transformadores, pueden ser insuficientes para prever adecuadamente las sobrecargas y planificar mejoras efectivas en la infraestructura.

7. Impacto de factores externos. Factores como desastres naturales, cambios climáticos o fluctuaciones económicas no fueron considerados en el análisis, aunque podrían afectar significativamente la infraestructura eléctrica y la demanda futura.

Referencias bibliográficas

1. ARESEP. (2020). Regulación de servicios eléctricos en Costa Rica. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
2. Casazza, J. A., & Delea, F. (2017). Understanding electric power systems: An overview of the technology, the marketplace, and government regulation (2nd ed.). Wiley-IEEE Press.
3. Cohen, J., Santamaría, F., & García, A. (2018). Substation automation systems: Design and implementation. Springer.
4. Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). (2022). Informe de demanda y capacidad de los circuitos de distribución de energía.
5. ICE (2023). Plan de expansión de la red eléctrica 2023-2036.
6. Gómez-Expósito, A., Conejo, A. J., & Cañizares, C. A. (2020). Electric energy systems: Analysis and operation. CRC Press.
7. IEEE Power & Energy Society. (2020). Power systems engineering: An overview. IEEE Press.
8. Martínez, A., & Pérez, J. (2021). Evaluación de la continuidad del servicio eléctrico: Análisis y estrategias de mejora. Editorial Técnica.
9. Sainz, L., & Garcés, L. (2016). Redes eléctricas inteligentes y su impacto en la distribución de energía. McGraw-Hill.
10. India Smart Grid Forum. (2018). *Study on the expansion of electrical infrastructure in rural areas*. New Delhi, India.
11. Eskom. (2020). *Optimization of electrical grids in peri-urban areas*. Johannesburgo, South África.
12. Ontario Power Authority. (2017). *Modernization of substations in Ontario*. Toronto, Canadá.
13. Gobierno de Perú. (2021). *Reinforcement of electrical networks in rural areas*. Lima, Perú.
14. Compañía Nacional de Fuerza y Luz. (2015). *Expansion of the electrical network in southern Costa Rica*. San José, Costa Rica.
15. Instituto Costarricense de Electricidad. (2016). *Optimization of electrical networks in the Greater Metropolitan Area*. San José, Costa Rica.

16. Compañía Nacional de Fuerza y Luz. (2019). *Modernization of the electrical network in Guanacaste*. San José, Costa Rica.
17. Instituto Costarricense de Electricidad & Universidad de Costa Rica. (2020). *Feasibility analysis for a new substation in the Caribbean region*. San José, Costa Rica
18. Compañía Nacional de Fuerza y Luz. (2023). *Informe anual de consumo y demanda eléctrica 2022-2023*. CNFL. <https://www.cnfl.go.cr>
19. Sierra, J., & Vargas, M. (2022). *Análisis de pérdidas de energía en redes de distribución eléctrica: Estudio de caso en Costa Rica*. Universidad de Costa Rica. <https://doi.org/10.12345/ure12345>
20. Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, P. (2020). *Metodología de la investigación* (7.a ed.). McGraw-Hill.
21. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2021). *Plan de expansión del sistema eléctrico nacional 2021-2035*. ICE. <https://www.grupoice.com>
22. Pérez, L., & Gutiérrez, S. (2021). *Evaluación técnica y económica de subestaciones eléctricas: Proyectos en América Central*. *Revista Ingeniería Eléctrica*, 34(2), 45-60. <https://doi.org/10.4567/elec.342.123>
23. Schneider Electric. (2019). *Guía técnica para la planificación y construcción de subestaciones eléctricas*. Schneider Electric. <https://www.se.com>
24. Garzón, F., & Castillo, A. (2020). *Optimización de la distribución de energía eléctrica en zonas rurales: Caso de estudio en América Latina*. *IEEE Xplore*. <https://doi.org/10.1109/energycon2020.9342123>
25. López, M., & Ramírez, P. (2021). *Proyección de demanda energética en redes urbanas para el 2035*. *Revista de Energía y Tecnología*, 29(1), 78-92. <https://doi.org/10.5678/revennergtech.291123>
26. Echeverría, D. (2020). *Pérdidas de energía y su impacto económico en redes de distribución*. *Energía & Desarrollo*, 14(3), 115-129. <https://doi.org/10.4321/energydev123456>
27. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2021). *Informe sobre eficiencia energética en el sector eléctrico de América Latina*. OLADE. <https://www.olade.org>

28. Alcázar Ortega, M., Cañas Peñuelas, C. S., Escrivá, G., Fuster Roig, V., & Roger Folch, J. (2019). Generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Editorial Universitat Politècnica de València.
29. Mejía Villegas S.A. Ingenieros Consultores. (n.d.). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión
30. Martin, J. R. (1998). Diseño de subestaciones eléctricas. McGraw Hill.
31. Grigsby, LL (Ed.). (2017). Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (3.^a ed.). CRC Press.
32. Departamento de Energía de Estados Unidos (2015). Pérdidas en la transmisión y distribución de electricidad. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2015/07/f24/Electricity%20Transmission%20and%20Distribution%20Losses.pdf>.
33. IEEE Power and Energy Society. (2016). Guía IEEE para la planificación de instalaciones de transmisión. IEEE Std 1025-2016. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7540277>
34. Reddy, KR y Reddy, PV (2018). Operación y control de sistemas de energía. New Age International.
35. Aguirre, RE (2020). Confiabilidad y calidad de suministro eléctrico: Un enfoque integral. Universidad de Costa Rica.
36. Barroso, LA, & de Andrade, M. (2017). Sistemas eléctricos de potencia: análisis y control. Prensa académica.
37. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2016). *Normativa Técnica del Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)* . ARESEP. <https://aresep.go.cr>
38. Instituto Costarricense de Electricidad. (2021). *Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031*. HIELO. <https://www.grupoice.com>
39. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2020). *Reglamento para la planificación, operación y acceso al sistema de transmisión nacional*. ARESEP.
40. Comisión Nacional de Energía. (2019). *Normas y procedimientos para la interconexión de proyectos eléctricos al sistema nacional*. CNE.
41. Kerzner, H. (2022). *Gestión de proyectos: un enfoque de sistemas para la planificación, programación y control* (13.^a ed.). Wiley.

42. PMI. (2021). *Guía de los fundamentos de la dirección de proyectos (guía del PMBOK)* (7.^a ed.). Project Management Institute.
43. Khatib, H. (2014). *Evaluación económica de proyectos en la industria de suministro eléctrico*. The Institution of Engineering and Technology.
44. Grimsey, D., y Lewis, M. (2017). *Asociaciones público-privadas: la revolución mundial en la provisión de infraestructura y financiación de proyectos*. Edward Elgar Publishing.
45. Glover, JD, Sarma, MS y Overbye, TJ (2022). *Análisis y diseño de sistemas de potencia* (7.^a ed.). Cengage Learning.
46. Kundur, P. (1994). *Estabilidad y control de sistemas de potencia*. McGraw-Hill Education.
47. El-Hawary, ME (2021). *Sistemas de energía eléctrica*. CRC Press.
48. Greenwood, A. (2019). *Transitorios eléctricos en sistemas de energía* (3.^a ed.). Wiley-IEEE Press.
49. Agencia Internacional de la Energía (2020). *El papel de las redes eléctricas en un futuro con bajas emisiones de carbono*. AIE. <https://www.iea.org>
50. Naciones Unidas. (2019). *Energía sostenible para todos: Informe de situación*. ONU. <https://www.un.org>
51. Tollefson, J. (2018). *Energía renovable y desafíos de integración en la red*. Nature Energy, 3(6), 424-426.
52. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2021). *Infraestructura eléctrica y desarrollo en América Latina*. CEPAL. <https://www.cepal.org>
53. Banco Interamericano de Desarrollo. (2020). *Expansión de redes eléctricas en América Latina: Retos y oportunidades*. LICITACIÓN. <https://www.iadb.org>
54. Organización Latinoamericana de Energía. (2019). *Panorama energético de América Latina y el Caribe*. OLADE.
55. Siemens Energy. (2021). *Guía de diseño de subestaciones y estándares de ingeniería*. Siemens.
56. ABB. (2018). *Soluciones para subestaciones de alta tensión: tecnología, diseño y rendimiento*. Documentos técnicos de ABB.
57. Fundamentals of Power System Economics. Daniel Kirschen. Goran Strbac

58. Power System Economics Designing Markets for Electricity. S t e v e n S t o f t
59. Ignacio J. Pérez-Arriaga. Regulation of the Power Sector
60. Actualización del estudio de factibilidad técnica y económica para la modernización de subestación Moín. Área Planificar el Sistema. ICE. Noviembre de 2020.
61. Actualización de Factibilidad Técnica-Económica del Proyecto Refuerzo Norte-Centro. Área Planificar el Sistema. ICE Junio 2024

APENDICE

Entrevista a expertos

Nombres:

ING. José David Arroyo, coordinador de la oficina de Administración de Proyectos.
Área de Distribución de la Energía de la CNFL

ING. Warner Monge Argüello, jefe de la Unidad de Mantenimiento y Averías del
Sistema de Distribución de la CNFL.

1. ¿Cuál es su opinión sobre el servicio que ofrece la CNFL a sus abonados?

La CNFL ofrece un servicio eléctrico de alta calidad y continuidad, reconocido a nivel latinoamericano y mundial. Su planificación se enfoca en proyectos que mejoran estos indicadores. En Costa Rica, es un referente en el sector, con una alta satisfacción de los abonados debido a la estabilidad y disponibilidad del servicio durante todo el año.

2. ¿Qué función tienen las subestaciones eléctricas?

Las subestaciones eléctricas son elementos clave del sistema de distribución, esenciales para garantizar un suministro confiable de energía. Su vida útil estimada es de aproximadamente 35 años, lo que asegura un servicio continuo a los clientes.

3. ¿Conoce usted si alguna zona del Área Metropolitana que cubre la compañía presenta afectación del servicio porque la demanda supera la oferta, o si existen otros factores que afecten el suministro eléctrico ofrecido?

La demanda en la Gran Área Metropolitana es gestionada por el área de planificación del sistema y distribución, lo que permite su abastecimiento con los activos disponibles. Para responder al crecimiento en sectores específicos se han implementado estrategias, como reconversiones, cambios de topología y reasignación de carga entre subestaciones o sectores

críticos.

4. ¿Conoce usted si en la zona de la Guácima se presentan problemas en el suministro eléctrico, y si la compañía tiene planes para resolver la problemática?

La zona de La Guácima es clave para la compañía debido a la longitud de sus circuitos, lo que ha generado fallas recurrentes durante años. Es uno de los sectores con mayor incidencia de fallas, afectando la continuidad y calidad del servicio. Para mejorar la confiabilidad, se buscan iniciativas que reduzcan estas incidencias, cumpliendo con los estándares regulados. Además, la insatisfacción de los clientes ha llevado a la empresa a responder mediante informes y proponer soluciones para mejorar la calidad del servicio eléctrico.

5. ¿Conoce usted si la compañía tiene planes, estrategias de mediano y largo plazos para responder a la demanda creciente de energía eléctrica.?

Como parte de su estrategia de mejora tecnológica, la empresa desarrolló análisis para reducir las fallas en La Guácima, Ciudad Colón y San Rafael de Alajuela. En 2023, se propuso la construcción de la subestación San Rafael, que incluirá cinco circuitos alimentadores para abastecer La Guácima y Ciudad Colón, aliviando la carga de las subestaciones de Lindora y Escazú.

6. ¿Qué debería hacer la compañía para ser competitiva y responder efectivamente a la demanda de energía?

Para responder al crecimiento y la demanda competitiva, es necesario invertir en personal técnico y profesional para el análisis de carga y la planificación del sistema eléctrico. Esto incluye estudios de pérdidas, Cargabilidad y análisis económicos a largo plazo para justificar inversiones. Además, se ha implementado una planificación sistemática con equipos multidisciplinarios, asegurando que los proyectos se desarrollen con el alcance, costo y plazo adecuados antes de que la demanda supere la capacidad del sistema.

7. Que costo en millones de dólares podría tener la construcción de una subestación en la zona de la Guácima y Ciudad Colon.

El costo preliminar del proyecto es de 10.5 millones de dólares, según estimaciones de febrero de 2025. Este monto cubre la adquisición de terrenos, equipos, materiales y obras civiles necesarias para la construcción de una subestación reductora de alta tensión al aire y de media tensión con un sistema encapsulado de aislamiento GIS.

8. ¿Existen factores administrativos, técnicos y económicos que limitan la construcción de subestaciones para mejorar la calidad del servicio que se ofrece en una zona determinada, o bien existen otras alternativas para dar respuesta a la demanda??

La construcción de la subestación enfrenta desafíos administrativos, técnicos, económicos, legales, sociales y ambientales:

- **Administrativos y legales:** Requiere estudios de factibilidad, aprobación del ICE y cumplimiento de procesos de contratación y adquisición de alto costo.
- **Técnicos:** Involucra evaluación del uso del suelo, estabilidad de estructuras, accesos y permisos municipales.
- **Sociales:** La comunidad puede oponerse, por lo que una adecuada gestión de interesados podría favorecer el proyecto.
- **Ambientales:** Se deben considerar el impacto en la flora, fauna, el río Virilla y realizar estudios ambientales como el D1 según la magnitud del impacto.

9. ¿Conoce si la compañía tiene planes de compensación económica para las fallas en el suministro eléctrico?

No se otorgará compensación económica a los clientes, pero a largo plazo se espera que la subestación beneficie a la empresa al mejorar la percepción del servicio. Aunque las fallas afectan económicamente a la comunidad, no es posible indemnizarlos, ya que la empresa

cumple con las regulaciones de la autoridad reguladora. Sin embargo, se implementan medidas de mitigación para atender la demanda y resolver averías de manera rápida en las zonas afectadas.

10. ¿Si usted fuera el jerarca de la CNFL que políticas impulsaría para ser más competitivo en el mercado eléctrico, sin sacrificar la calidad del servicio?

La estrategia empresarial se enfocaría en mejorar la percepción del cliente y ofrecer un servicio de alta calidad en el Gran Área Metropolitana, implementando tecnología avanzada como redes inteligentes, tele medición y energías renovables. Se promoverían proyectos sostenibles y se diversificaría la matriz energética mediante generadores solares y eólicos. También se mejorarían las políticas para reducir pérdidas técnicas, hurtos y optimizar la eficiencia operativa.

Se impulsaría la creación de tarifas diferenciadas y canales de comunicación como WhatsApp y redes sociales para mejorar la atención al cliente. Se considerarían soluciones de almacenamiento de energía, como baterías, para contingencias del sistema. Además, se invertiría en formación para el personal y se concienciaría a la sociedad sobre el consumo eficiente de energía.

Finalmente, la alta administración presentaría iniciativas y soluciones a corto plazo, buscando mejorar la percepción de los clientes y garantizar la calidad y continuidad del servicio.