TEC | Tecnológico de Costa Rica

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

JASEC®

Estudio técnico para el rediseño del ramal El Yas del Circuito Paraíso en 34,5 kV o 69 kV

INFORME DE PRÁCTICA DE ESPECIALIDAD PARA OPTAR POR EL TÍTULO INGENIERA EN MANTENIMIENTO INDUSTRIAL, GRADO LICENCIATURA

Sofía de los Ángeles Jiménez Monge

COORDINADOR DE PRÁCTICA:

Ing. Greivin Barahona Guzmán

I SEMESTRE 2019

Cartago Junio, 2019

engineerscanada ingénieurscanada

Carrera evaluada y acreditada por:

Canadian Engineering Accreditation Board

Bureau Canadien d'Accréditation des Programmes d'Ingénierie

TEC | Tecnológico de Costa Rica

SIBITEC

CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha: 05-06-2019

Señores
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo Sofía de los Ángeles Jiménez Monge

carné No. 2014040785, ✔ si autorizo ○ no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico (SIBITEC), disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado de Licenciatura, en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, presentado en la fecha 05-06-2019, con el título Estudio técnico para el rediseño del ramal El Yas del Circuito Paraíso en 34,5 kV o 69 kV,

para ser ubicado en el Repositorio Institucional y Catálogo SIBITEC, con el objetivo de ser visualizado a través de la red Internet.

Firma de estudiante: _____.

Correo electrónico: sofiajmonge@gmail.com.

Cédula No.: 116280611.

Datos personales

Nombre completo: Sofía Jiménez Monge

Número de cédula: 116280611

Número de carné: 2014040785

Edad: 23

Números de teléfono: 83038764/25466080

Correos electrónicos: sofiajmonge@gmail.com

Dirección exacta de domicilio: 200m este de la Regional de Educación Los Santos, El Llano de la Piedra, San Marcos, Tarrazú, San José.

Datos de la Empresa

Nombre: JASEC (Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago)

Actividad Principal: Distribución de energía eléctrica

Dirección: Av 5, Provincia de Cartago, Cartago

Contacto: Ing. Diego Masís Navarro

Teléfono: 8995-0501

DEDICATORIA

A mis padres que se ha esforzado muchísimo y me han motivado durante todos estos años para que yo lo logre esta meta. Muchas gracias por todo el amor y la dedicación que nos han dado a mi hermana y a mí.

María José gracias por ayudarme a ser fuerte y apoyarme tanto todo este tiempo.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por estar siempre a mi lado motivándome, apoyándome y mostrándome que los esfuerzos duros siempre valen la pena para lograr todo lo que me proponga. Y gracias por todas las oportunidades que me han dado durante estos años para expandir mis conocimientos y lograr que me convierta en una mejor persona.

Agradezco al personal de JASEC por la oportunidad que me dieron de realizar mi práctica en la empresa, por las facilidades que me dieron y el increíble compañerismo que tuvieron conmigo.

Mi agradecimiento de corazón a Claudio, Gerardo, Ronny y Alejandro por todo lo que me enseñaron, por tomar de su valioso tiempo para llevarme a hacer visitas técnicas, por responder a todas mis preguntas, por ayudarme a encontrar toda la información que requería, por querer que aprendiera cosas nuevas todos los días. De igual manera a Pedro, Rolando, Diego y Marco por estar siempre disponibles para todas las consultas que tenía y por transmitirme su conocimiento.

Gracias a mi profesor asesor Gustavo Gómez por las enseñanzas, motivación, ayuda, paciencia y por siempre confiar en mis capacidades.

Tabla de contenido

Resumen 1

Abstract 1

Capítulo I: Generalidades del proyecto 3

1.1 Introducción 3

1.2 Reseña de la Empresa 4

1.3 Problema por resolver 6

1.4 Objetivos de la Investigación 7

1.4.1 Objetivo General: 7

1.4.2 Objetivos Específicos: 7

1.5 Justificación 8

1.6 Viabilidad 10

1.7 Metodología por seguir 10

1.8 Alcance 12

1.9 Resumen de los capítulos 12

Capítulo II: Marco teórico y legal 14

2.1 Marco Teórico 14

2.1.1 Estudio técnico 14

2.1.2 Sistemas Eléctricos de Potencia 15

2.1.3 Líneas de transmisión y distribución 17

2.1.4 Características eléctricas de las líneas de trasmisión y distribución aéreas. 19

2.1.5 Consideraciones sobre las líneas de transmisión y distribución 22

2.1.6 Modelo de línea corta 22

2.1.7 Pérdidas en sistemas de transmisión 24
2.1.8 Modelo de flujos de potencia 25
2.1.9 Evaluación económica de proyectos 25
2.1.10 Valor Actual Neto (VAN) 26
2.1.11 Tasa Interna de Retorno (TIR) 26
2.2 Marco Legal 27
2.2.1 Artículo 17. Amplitud de la tensión de servicio 27
2.2.2 Artículo 43. Indicadores de continuidad 27
2.2.3 Artículo 46. Duración promedio de interrupciones de la red 27
2.2.4 Frecuencia promedio de interrupciones por abonado 28
2.3 Resumen del capítulo II 29
Capítulo III: Metodología 30
3.1 Resumen del capítulo III 35
Capítulo IV: Diagnóstico, evaluación y análisis de la situación actual 36
4.1 Generalidades del ramal actual 36
4.1.1 Demanda 37
4.2 Análisis de continuidad del suministro eléctrico 38
4.3 Análisis de interrupciones del Circuito Paraíso 43
4.4 Análisis de la infraestructura y mantenimiento 49
4.4.1 Estado actual de la infraestructura 49
4.4.2 Mantenimiento de la red 54
4.5 Resumen del Capítulo IV 55
Capítulo V: Evaluación del rediseño 56
5.1 Análisis técnico 56

5.2 Modelado de línea corta 57
5.2.1 Flujos de potencia 67
5.2.2 Análisis de flujo por escenarios 68
5.3 Comparación de resultados 75
5.4 Resumen del capítulo V 78
Capítulo VI: Análisis económico 79
6.1 Flujo efectivo 79
6.2 Resumen del capítulo VI 82
Capítulo VII: Conclusiones, recomendaciones, aportes personales y trabajos a futuro. 83
7.1 Conclusiones 83
7.2 Recomendaciones 85
7.3 Aportes personales 86
7.4 Trabajos futuros 87
7.5 Resumen del capítulo VII 87
Bibliografía 88
Apéndices 90
8.1 Apéndice 1 90
Anexos 92

Índice de tablas

Tabla 1: Valores límites de indicadores de continuidad. 29

Tabla 2: Causas de interrupciones mensuales del Circuito Paraíso. 43

Tabla 3: Cantidad de averías durante el 2018 para el Ramal El Yas. 45

Tabla 4: Afectados por salidas del ramal durante el 2018. 48

Tabla 5: Costo operativo de interrupciones en el Ramal El Yas. 49

Tabla 6: Características de conductores. 57

Tabla 7: Distancia equivalente para calibre 394 MCM. 60

Tabla 8: Distancias de cada conductor. 61

Tabla 9: Impedancias con características del ramal actual. 61

Tabla 10: Impedancias con características del rediseño. 62

Tabla 11: Cargas críticas del Ramal El Yas. 62

Tabla 12:Tensiones en el Yas actualmente. 63

Tabla 13: Resultados de tensiones del nuevo diseño del Yas. 64

Tabla 14: Caídas de tensión en 69kV. 64

Tabla 15: Pérdidas técnicas de potencia en el Circuito Paraíso en 34,5 kV. 65

Tabla 16: Pérdidas técnicas en el Circuito Paraíso en 69kV. 66

Tabla 17: Datos de líneas de transporte de energía. 69

Tabla 18: Datos de estudio para escenario pesimista. 70

Tabla 19: Resultado de flujos de potencia en líneas. 70

Tabla 20: Tensión y caídas de tensión en barras. 71

Tabla 21: Pérdidas de potencia en distintas condiciones. 71

Tabla 22: Datos para estudio de escenario realista. 72

Tabla 23: Resultado de flujos de potencia en líneas. 72

Tabla 24: Tensión y caídas de tensión en barras. 73
Tabla 25: Pérdidas de potencia en distintas condiciones. 73
Tabla 26: Datos para estudio de escenario realista 74
Tabla 27: Resultado de flujos de potencia en líneas. 74
Tabla 28: Tensión y caídas de tensión en barras. 75
Tabla 29: Pérdidas de potencia en distintas condiciones. 75
Tabla 30: Resumen de pérdidas técnicas según escenarios. 76
Tabla 31: Datos de ingresos para el proyecto. 80
Tabla 32: Inversión de la totalidad de la obra. 80
Tabla 33: Costo por depreciación del proyecto. 80
Tabla 34: Flujo efectivo de costos para el proyecto. 81
Tabla 35: VAN y TIR con respecto a las tasas fluctuantes de ARESEP. 81
Tabla 36: Historial de cargas para el Circuito Paraíso. 90

Índice de figuras

Figura 1: Circuito equivalente de una línea de transmisión corta..... 23

Figura 2: Historial de energía producida y comprada durante el 2018..... 31

Figura 3: Información sobre perturbaciones..... 31

Figura 4: Interfaz del GIS-SIREJ 33

Figura 5: Interfaz del programa OMS. 35

Figura 6: Ubicación actual del ramal El Yas. 36

Figura 7: Nueva ubicación del ramal El Yas. 56

Figura 8: Dimensiones de montaje H22 SBG..... 58

Figura 9: Dimensiones para montaje H31G. 59

Figura 10: Dimensiones para montaje H31 BG..... 59

Figura 11: Ejemplo de montaje semiaislado SM24. 60

Figura 12: Diagrama unifilar del sistema en estudio. 69

Índice de gráficas

Gráfica 1: DPIR acumulado por circuito en el 2017. 9

Gráfica 2: FPI acumulado por circuito en el 2017. 9

Gráfica 3: DPIR anual acumulado por circuito en el 2016. 38

Gráfica 4: FPI anual acumulada por circuito en el 2016. 39

Gráfica 5:DPIR anual acumulado por circuito en el 2018. 40

Gráfica 6: FPI anual acumulado por circuito en el 2018. 40

Gráfica 7: DPI anuales para el circuito Paraíso. 41

Gráfica 8 : FPI anuales para el circuito Paraíso. 42

Gráfica 9: Causas de salida del Circuito Paraíso. 44

Gráfica 10: DPIR anual mejorado para el circuito Paraíso. 46

Gráfica 11: FPI anual mejorado para el circuito Paraíso. 47

Gráfica 12: Comparación de escenarios con respecto a las pérdidas de potencia. ... 76

Gráfica 13: Comparación de escenarios con respecto a pérdidas económicas. 77

Resumen

La disposición del fluido eléctrico de calidad es un servicio básico para la población, debido a la necesidad de desarrollo, crecimiento y mejora de calidad de vida. Para JASEC, es de suma importancia poder distribuir de manera eficaz y confiable la energía a todos aquellos que solicitan sus servicios.

A raíz de la necesidad de mantener los índices de calidad dentro de los límites establecidos por ARESEP y satisfacer las cargas de sus clientes, esta institución se ha propuesto el objetivo de mejorar las infraestructuras; por ejemplo, el ramal El Yas, que pertenece al circuito Paraíso. Este ramal, presenta condiciones nefastas en términos de infraestructura; consecuentemente, provoca salidas por interrupciones en la red.

Este proyecto tiene como objetivo el desarrollo de un estudio técnico para el rediseño del ramal El Yas. Para llevarlo a cabo se realizó un análisis de la infraestructura actual junto con el de los índices de calidad eléctrica, además se calcularon las tensiones, pérdidas técnicas de potencia y los costos de estas para la empresa por medio de un modelo de línea corta esto para 34,5 kV y 69 kV. Luego, se estudió este rediseño como parte de toda la red de JASEC para analizar los flujos de potencia, caídas de tensión y pérdidas técnicas. Finalmente se hizo un análisis económico de los costos que conllevaría la ejecución del proyecto.

Palabras claves: índices, calidad eléctrica, caída de tensión, pérdidas técnicas.

Abstract

The provision of quality electric fluid is a basic service for the population, due to the need for development, growth and improvement of life’s quality. For JASEC, it is of the utmost importance to distribute energy efficiently and reliably to all those who request their services.

As a result of the need to maintain the quality indexes within the limits established by ARESEP and to satisfy the loads of its clients, this institution has proposed the objective of improving the infrastructures; for example, El Yas branch, which belongs to Paraiso circuit.

This branch has disastrous conditions in terms of infrastructure; consequently, it causes exits due to interruptions in the network.

The objective of this project is the development of a technical study for the redesign of the El Yas branch. To carry it out, an analysis of the current infrastructure was carried out together with the electrical quality indices, in addition, the tensions, technical power losses and the costs of these for the company were calculated by means of a short line model, this for 34.5 kV and 69 kV. Then, this redesign was studied as part of the entire JASEC network to analyze power flows, voltage drops and technical losses. Finally, an economic analysis of the costs that would lead to the execution of the project was made.

Keywords: indexes, electrical quality, voltage drop, technical losses

Capítulo I: Generalidades del proyecto

1.1 Introducción

La energía eléctrica tiene un papel primordial en el desarrollo de la sociedad y en la industria. Esta hace posible que las condiciones de vida humanas mejoren todos los días y, además, es esencial para el crecimiento industrial y el desarrollo de cualquier país. Los sistemas de distribución son los componentes más importantes de los sistemas eléctricos. “La energía que vende cualquier compañía pasa por su sistema de distribución, siendo por ello importante el buen diseño y enfoque de tales sistemas.” (Lara, 1990)

Es importante definir el concepto de sistema de distribución (Glover & Sarma, 2012), se describe como “el conjunto de dispositivos para transportar o guiar energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo”. A pesar de los aumentos de trasiego de potencia, debido al aumento de clientes, es necesario que esta sea de buena calidad, y para esto es preciso tener instalaciones en excelente estado.

Unos de los principales problemas que presentan los sistemas de distribución es la interrupción de los servicios a los usuarios, esto se puede dar por diversos factores, pero en el caso del ramal en estudio de JASEC, este presenta averías principalmente por fallas en su estructura, debido a que tiene más de 40 años.

Tener a disposición el fluido eléctrico es vital para los clientes, sin importar si estos pertenecen a circuitos rurales o industriales, debido a que afecta el quehacer diario, perdiendo satisfacción en los hogares o afectando los procesos de producción en las empresas.

1.2 **Reseña de la Empresa**

Hace 48 años, en Cartago, hombres y mujeres se lanzaron a las calles para hacer valer sus derechos. En esta lucha, se perdieron vidas humanas y los habitantes de Cartago le dieron fuerza al ideal de tener su propia empresa de servicios eléctricos. En 1961, aumentaron las tarifas de manera inoportuna y aplicaron el "factor térmico", a partir de esto, se originó la huelga llamada "huelga de pagos eléctricos".

La huelga adquirió fuerza en distintos sectores de la sociedad cartaginesa, estos apoyaban con leyendas y pancartas. El movimiento duró dos años y medio y era apoyada por distintos cantones como Turrialba, Oreamuno, El Guarco y Paraíso. Las manifestaciones que se realizaban cada 8 días o 15 días en horas no programadas contribuyeron a que la Asamblea Legislativa agilizara el proyecto de ley para una Junta Eléctrica en la provincia de Cartago.

De esta manera, nació la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) el 12 de octubre de 1964. Actualmente, JASEC cuenta con plantas hidroeléctricas que proporcionan energía a la provincia de Cartago. Además de esto, ofrece servicios de internet a los usuarios.

Misión:

"Contribuimos a mejorar la calidad de vida de nuestros clientes mediante la prestación eficiente de servicios de interés público, con los más altos principios éticos que procuran la igualdad de oportunidades, el desarrollo sostenible y la responsabilidad social" (JASEC, 2018).

Visión:

"Brindamos a nuestros clientes servicios de interés público caracterizados por la disponibilidad y continuidad, siendo reconocidos por nuestra eficiencia, tecnología e innovación, que contribuyen al desarrollo de Cartago" (JASEC, 2018).

Dentro de los valores que promueve la empresa están:

- Compromiso: es la actitud que identifica la lealtad y la dedicación personal, organizacional y ambiental de los colaboradores y cuerpos directivos; es sentir y vivir como propios los objetivos y metas organizacionales, responsabilizándose por el logro de los mismos.
- Honestidad: es un valor que procura siempre anteponer la verdad en sus pensamientos, expresiones y acciones.
- Solidaridad: es el compromiso manifiesto de los funcionarios con las necesidades de los grupos de interés, los usuarios y sociedad en general.

Cuentan con una política de calidad dentro de los factores principales se encuentran:

- Orientación de negocios: se observa el trabajo a través de la óptica y expectativas del cliente.
- Honestidad: se hace un uso productivo y responsable de los recursos de la empresa, velan por su custodia y garantizan la calidad de los servicios.
- Decisiones oportunas: es una organización ágil y dinámica que demanda decisiones en tiempo, legalidad y confiabilidad.
- Competencia técnica: conocen los productos/servicios que comercializan y la normativa técnica y jurídica de la actividad que rige actualmente.
- Responsabilidad social y accesibilidad: contribuyen con la comunidad costarricense en ámbitos sociales, económicos y ambientales con orientación hacia resultados, por lo que promueven ajustes permanentes para garantizar una participación activa de todos los clientes internos y externos.
- Equipo de trabajo: comprometidos con la excelencia y el mejoramiento continuo de sus procesos, productos y servicios.
- Igualdad de oportunidades: se valora el aporte de cada persona; sin perjuicios, para un desempeño en igualdad de condiciones y responsabilidades, logrando una sociedad más equitativa.

1.3 Problema por resolver

El estudio técnico pretende analizar el rediseño del ramal trifásico El Yas, que forma parte del Circuito Paraíso de aproximadamente 15 km, el cual abarca desde Paraíso de Cartago hasta la planta Birrís III, en Santiago de Paraíso. Para ello, primero se debe analizar la situación actual de la línea, con el fin de tomar en cuenta sus ventajas y desventajas.

Gran parte de la línea actual se encuentra en terreno montañoso y muchas son propiedades privadas con acceso complejo, haciendo que la labor de mantenimiento de esta línea se vea perjudicada. Por lo tanto, el rediseño de la línea se debe hacer en servidumbre de vía pública. Para eso, primero se hará un estudio, con el objetivo de observar las características del paso de la nueva línea. Además, se debe tomar en cuenta las condiciones del terreno y no diseñar por propiedades privadas.

La línea se encuentra en 34,5 kV, sin embargo, debido a la cantidad de usuarios y ubicación, se presentan pérdidas a lo largo del circuito, por lo que se realizará el estudio técnico en 34,5 kV y 69 kV, para determinar cuál es la tensión requerida en el circuito y las pérdidas técnicas que se generan. Luego de analizar cuál es la mejor opción, se debe realizar un análisis de costos para considerar la rentabilidad.

1.4 Objetivos de la Investigación

1.4.1 Objetivo General:

- Desarrollar un estudio técnico para el rediseño del ramal El Yas del Circuito Paraíso en 34,5 kV o 69 kV, con el fin de darle calidad y confiabilidad a la energía entregada.

1.4.2 Objetivos Específicos:

- Evaluar la situación actual de servidumbre mediante un análisis de indicadores de gestión eléctrica por circuito definidos por JASEC y visitas técnicas, con el fin de que se describan cuáles son implicaciones técnicas y económicas de su operación actual.
- Revisar el diseño propuesto por la empresa para la evaluación de la viabilidad técnica de la línea trifásica de El Yas en servidumbre de vía pública que permita la reducción de interrupciones y la frecuencia de fallas del circuito, a partir de un estudio de flujos de potencia.
- Estimar la tensión de conveniencia para la línea de transmisión por medio de una valoración técnica para tensiones de 34.5 kV y 69 kV con un modelado de línea corta y flujos de potencia.
- Establecer la mejor opción para conveniencia de la empresa, mediante un análisis económico de la opción más rentable.

1.5 Justificación

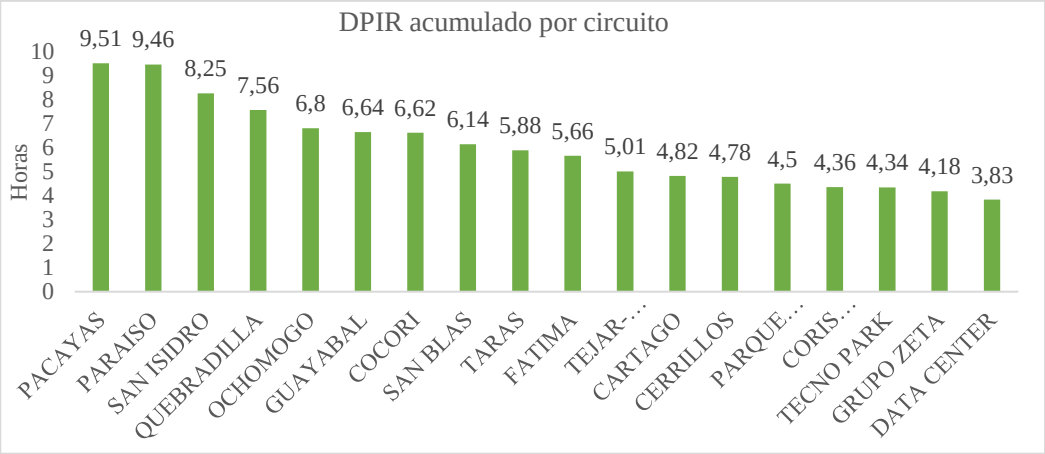
La línea actual del ramal El Yas ha estado expuesta, a lo largo del tiempo, a diversos factores, como lo es la exposición a rayos ultravioleta y la humedad, además, se encuentra en terreno montañoso. Todo esto ha provocado que el mantenimiento y operación se vean comprometidos, además de la seguridad de los trabajadores. A estos factores se le suma los más de 40 años de antigüedad que tiene la línea. Por este motivo, el aislamiento se encuentra deteriorado y muchos de sus elementos de estructura ya se están corroídos. Las estructuras de la línea son metálicas de entre 10 m y 11 m de altura.

Algunos de los aislamientos se encuentran en 35 kV, lo que provoca que el nivel básico de aislamiento se reduzca, debido a que la contaminación provoca un aumento de las corrientes de fuga por los aisladores, lo que causa un acrecentamiento en la cantidad de cortocircuitos y la consecuencia es la salida de operación del circuito. Además, el calibre del circuito actual es de 4/0. Esto no permite dar respaldo a los otros circuitos que están en conductor 394,5 MCM AAAC.

Todo lo anterior ha producido un conjunto de averías importantes y salidas del ramal El Yas, que se alimenta por el Circuito Paraíso. JASEC cuenta con un registro de indicadores de gestión eléctrica por circuito hasta el año 2017, a continuación, se muestra la Duración Promedio de las Interrupciones Registradas (DPIR) y Frecuencia Promedio de Interrupciones (FPI). En estos, se pude observar la comparación de todos los circuitos.

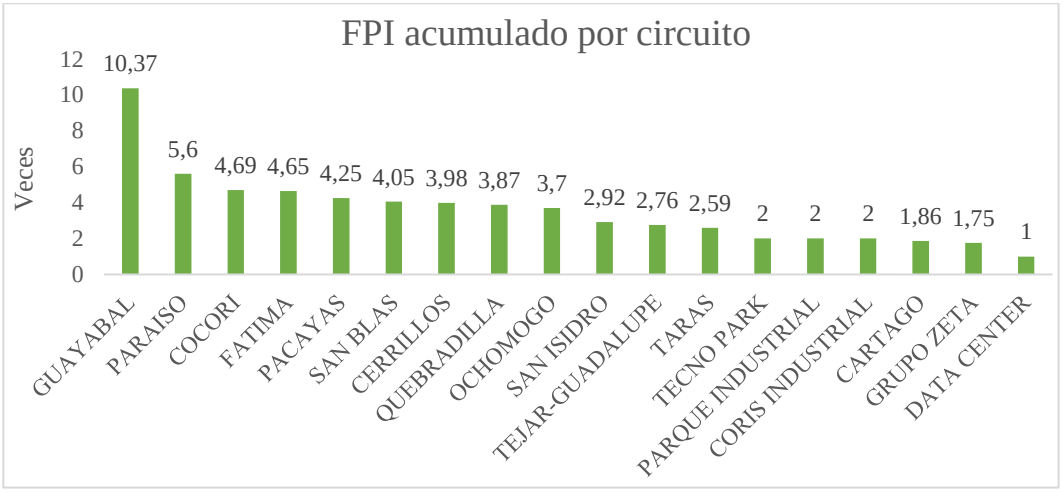
En la gráfica 1 se muestra cómo el Circuito Paraíso presenta 9,46 horas promedio, siendo uno de los más altos en los circuitos de JASEC. En la gráfica 2, se observa que el Circuito Paraíso presenta 5,6 veces más salidas con respecto a los demás circuitos.

Gráfica 1: DPIR acumulado por circuito en el 2017.



Fuente: Basado en Modelo de Indicadores JASEC (2017).

Gráfica 2: FPI acumulado por circuito en el 2017.



Fuente: Basado en Modelo de Indicadores de JASEC (2017).

Estos indicadores muestran que no se le está dando un servicio de calidad a los clientes del área y es responsabilidad de la empresa brindar esta calidad, según los parámetros establecidos en la norma Supervisión de la Calidad del Suministro Eléctrico en baja/media tensión (AR-NT-SUCAL) y Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM). Por este motivo es que se requiere el rediseño y renovación de sistemas de este circuito.

1.6 Viabilidad

Para la realización del proyecto, se requiere de softwares de georreferenciación como GIS-SIREJ. Estos son necesarios para la ubicación de los puntos de la nueva línea. El software Excel se utilizará para los cálculos requeridos en el área del estudio técnico, además, para el cálculo financiero se cuenta con el programa SIFAJ, de donde se obtienen los costos y es utilizado de manera interna en JASEC para hacer los presupuestos de las obras de distribución.

Para obtener la información, se requiere acceso a las bases de datos de IEEE Xplore Digital Library, anexas a la biblioteca del Tecnológico de Costa Rica. Además, se tiene acceso a las normas de la ARESEP y al Manual de Montajes Normalizados de JASEC para diseñar líneas de subtransmisión y distribución. Finalmente, para el cálculo de flujos de potencia, se utilizará el software libre ARTERE.

1.7 Metodología por seguir

Para realizar un análisis de la situación actual del sistema, es necesario hacer visitas al lugar donde se ubica la línea, con el objetivo de conocer las condiciones en que se encuentra actualmente. Además, analizar cuáles elementos se pueden reutilizar y cuáles mejoras se pueden implementar en lo que respecta a características constructivas y de funcionamiento de la línea existente. Para conocer cómo se encuentra la línea, JASEC proporcionará información sobre las fallas e interrupciones que ocurrieron en el 2018, junto con años anteriores, para realizar una comparación y determinar el estado. Además, es necesaria la información del mantenimiento que se le realiza. Las fases para este objetivo son:

1. Recopilar información de planos existentes, diagramas unifilares de los circuitos actuales, plano de la línea actual.
2. Recorrido del lugar junto con personal de JASEC para obtener información de la línea.
3. Conocer los componentes que conforman la red existente.
4. Obtener información sobre fallas relacionadas con la puesta en servicio de la línea y el mantenimiento que se le da.

Para evaluar el rediseño, es necesario hacer visitas al sitio donde se ubicará la línea, esto para definir si es la mejor ruta que se debe seguir y georreferenciarla en el programa GIS-SIREJ, donde permite observar cuál será el recorrido de línea al final del diseño. Para esta evaluación, es necesario conocer algunas características del sistema:

- Tensión del sistema.
- Promedio de cargas normales y promedio de cargas pico.
- Condiciones del lugar (flora, fauna, personas).
- Problemas de contaminación.

A partir de esto, se comienza la evaluación de la línea de subtransmisión. Para esto, es necesario consultar a JASEC las normativas que utilizan para el diseño de sus líneas. Luego, se deben hacer los cálculos eléctricos, primero, un modelo de línea corta para determinar las caídas de tensión y pérdidas técnicas en el rediseño, luego se obtendrán los flujos de potencia reales de la red para observar su comportamiento.

Con los cálculos obtenidos, se busca la economía, pero seguridad y calidad de operación y se prepara un informe técnico donde se encuentre toda la información relevante al diseño.

Una vez que se realice el diseño requerido por JASEC, se toma en cuenta la posibilidad de hacer un diseño en 69 kV, esto por las pérdidas que se tienen a lo largo de la línea. Para ello, es necesario estudiar la línea de 34.5 kV, calcular las pérdidas técnicas que se dan en esta y compararlas con las pérdidas que se obtengan en la de 69 kV. Luego de esto, realizar el análisis económico de la alternativa más conveniente.

1.8 Alcance

El principal objetivo de este estudio técnico es mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico de los clientes de la zona. Según ingenieros de JASEC, se espera que con la reubicación y el nuevo diseño los indicadores del circuito mejoren a un 57 % en la FPI y un 19 % en la DPIR.

La reubicación permitirá que el tiempo para que las cuadrillas se presenten en la zona se reduzca, debido a que no se necesitará ingresar a propiedades privadas, lo que genera una mayor respuesta ante las fallas y menos riesgos para los trabajadores. Se espera que las interrupciones disminuyan, pues ya no existirán tantos riesgos al sacar la línea de zona de flora y fauna que puede provocar salidas de esta.

El rediseño de la línea será una nueva opción para trasegar la generación de las plantas, si existe algún problema con la línea destinada a esto, debido a que no hay una línea de emergencia si la principal sale de funcionamiento.

La nueva postería permitirá que los elementos se instalen a mayor altura, por lo que se cumplirá con el reglamento de SUTEL. Al diseñar con un mejor conductor, la capacidad del circuito se verá beneficiada para aumentar el trasiego de potencia, con esto se podrán respaldar circuitos o, si crece el número de clientes, se podrá aumentar la carga conectada.

1.9 Resumen de los capítulos

En el capítulo II se encuentra el marco teórico y legal. Primero se explican los conceptos necesarios para comprender la ingeniería del proyecto, además se encuentran los aspectos económicos utilizados en la elaboración del análisis de costos. Posteriormente se tiene la información de normas y artículos con respecto a caídas de tensión máximas y los límites de los índices de continuidad eléctrica.

En el capítulo III se tienen las formas en las que se obtuvo la información para los cálculos de índices de continuidad, análisis de fallas, costos por falla, generación, y cargas máximas y mínimas del ramal.

En el capítulo IV se explica el estado en el que se encuentra el ramal El Yas, tanto en su estructura física, como en sus averías, salidas del sistema, fallas más comunes a nivel de

circuito y ramal, costos a JASEC. También se hizo el análisis de índices de continuidad eléctrica en su estado actual y en el futuro con el nuevo diseño.

El capítulo V se detallan los resultados de cálculos de modelado de línea corta en 34,5 kV y 69 kV. Se explican los resultados de caídas de tensión, pérdidas técnicas de potencia y costos de estas para distintas situaciones, con respecto al historial de datos. También se exponen los resultados de flujos de potencia en 34,5 kV en distintos escenarios. Además, se estudió la opción de trasegar potencia de generación por el circuito Paraíso.

En el capítulo VI se encuentra el análisis de costos para el proyecto, donde primero se calculan los costos por materiales, mano de obra y se estudian los ingresos por tarifas. Se muestra el flujo efectivo donde se corrobora el retorno de inversión en 30 años de vida útil del proyecto.

El capítulo VII explica las conclusiones, recomendaciones, aportes personales y futuros proyectos, donde se muestra el impacto que tendrá sobre los abonados en este lugar que están siendo afectados.

Capítulo II: Marco teórico y legal

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Estudio técnico

El estudio técnico tiene como objetivo analizar los distintos aspectos técnicos para llevar a cabo la producción de un bien o servicio y, de esta manera, plantear soluciones para su desarrollo. Su importancia radica en indicar la viabilidad del proyecto que demuestre tanto la alternativa técnica que mejor se adecue a los criterios de optimización de recursos, como la valorización financiera (Gómez, 2010).

Entre los aspectos técnicos que se deben desarrollar en el estudio, se encuentran la determinación del tamaño óptimo del proyecto, la localización más adecuada de este, la ingeniería y el análisis de costos (Baca, 2013).

- Localización: para seleccionar de manera adecuada la localización del servicio, es necesario tomar en cuenta características económicas, técnicas, sociales, etc. Con estos detalles, se conduce a elegir un lugar que dé rentabilidad capital al proyecto. Para esto, se definen dos condiciones: la macrolocalización, que hace referencia a la zona donde se ubicará el servicio y se toman en cuenta aspectos geográficos, de acceso y de infraestructura, y la microlocalización, que es el lugar específico donde estará instalado el servicio.
- Tamaño del proyecto: el tamaño se ve reflejado en la capacidad instalada del proyecto, que se define en unidades de producción por año. Para esto es necesario conocer la demanda actual, la potencial y la proyectada, y así saber que el nuevo proyecto puede satisfacer a todos los usuarios actuales y futuros del servicio (Baca, 2013).
- Ingeniería del proyecto: el fin es solucionar lo referente a la instalación y funcionamiento del servicio. Es necesario desarrollar la descripción del proceso, la manera de obtener los materiales y estructuras, la distribución óptima del servicio, y el mantenimiento que este requiera para prolongar su funcionamiento (Baca, 2013).
- Análisis de costos: se deben tomar en cuenta los gastos de materiales, mano de obra y demás gastos que se requieren para generar el servicio.

2.1.2 Sistemas Eléctricos de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia se definen como un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica. Estos se componen de diversos sistemas con distintos equipos para llevar a cabo sus funciones y distribuir la energía a diferentes usuario (Cuevas, 2012).

Para cumplir estas funciones, es necesario contar con compañías eléctricas que se encarguen de planificar la producción de energía, así como distribuirla. Costa Rica tiene diversos distribuidores que han hecho que la cobertura nacional alcance, en el 2017, un 99 %, logrando una posición importante a nivel latinoamericano (ICE, 2017).

Según Brown (2009), la distribución eléctrica posee elementos fundamentales que permiten el trasiego de potencia desde su generación hasta los puntos de carga.

Plantas de generación: la función principal de este elemento es transformar la energía mecánica en energía eléctrica, a partir de otros tipos de energía como los combustibles fósiles, los combustibles nucleares, energía hidroeléctrica, eólica, solar, etc. Típicamente, un motor primario gira un alternador que genera tensiones entre 11 kV y 30 kV. En la actualidad, JASEC cuenta con las siguientes plantas hidroeléctricas en funcionamiento: Birrís I y Birrís III, Toro III, Barrio Morado, Tuis. Estas llegan al Patio de Interruptores El Bosque, y este se encarga de alimentar distintos circuitos.

Subestación de generación: es una instalación que realiza la conexión entre las plantas de generación y las líneas de transmisión, gracias a un transformador elevador, que ajusta la tensión a un nivel de transmisión correcto para transportar la energía por largas distancias. Estas tensiones son de 34.5 kV, 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230 kV, 345 kV, 500 kV, 765 kV o 1100 kV.

Subestación de transformación: ajusta los niveles de tensión de entrada, puede funcionar como elevadora o reductora, depende de la función que cumpla. Estos niveles usualmente son: 34.5 kV, 46 kV, 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV o 230 kV.

Patio de interruptores: es una barra alimentada por generadores o alimentadores, esta no posee energía propia. Los patios en sus salidas mantienen el mismo nivel de tensión del cual se alimentan. En el caso de JASEC, el patio de interruptores El Bosque recibe su

energía en 34,5 kV de las plantas Birrís y de dos alimentadores de la Subestación Cóncavas, perteneciente al ICE, este patio se encarga de alimentar 8 circuitos.

Líneas primarias: corresponden al circuito principal en la distribución de energía, estas dan inicio en las subestaciones de distribución, y se encuentran a media tensión. Se encuentran en configuración trifásica, bifásica o monofásica. Estas líneas se componen de distintos elementos que se encuentran a lo largo de la red y que se explicarán más adelante.

Líneas secundarias: es el circuito eléctrico de baja tensión que inicia en la salida de los transformadores de distribución. Estas líneas son las encargadas de trasegar la energía desde los transformadores hasta el punto de carga.

Transformador de distribución: son los dispositivos ubicados en postes, encargados de transformar los niveles de media tensión a baja tensión, para abastecer las líneas secundarias Como parte de la configuración, estos están protegidos por fusibles y además están conectados a tierra.

Reconectadores: es un dispositivo de reconexión automática, funciona como interruptor de protección en las redes de distribución. Entre sus funciones puede detectar perturbaciones, interrumpirlas y reconectar de manera automática la línea que salió de operación, esto para que se evite las fallas en otras áreas. Estos aparatos, además, cuentan con control de medición, de esta manera se puede monitorear de forma remota, así también, permite realizar operaciones desde el Centro de Control, ya sea para maniobras de mantenimiento, mejoras en la red o evitar alguna falla en algún sector.

Seccionadores: estos aparatos tienen la función de desconectar y conectar de forma visible diversas partes de una instalación eléctrica, esto para poder llevar a cabo maniobras de mantenimiento o de operación. Con los seccionadores, se aseguran de que el tramo aislado no esté energizado, de esta manera, los operarios pueden trabajar de forma segura.

2.1.3 Líneas de transmisión y distribución

Las líneas de transmisión y distribución se pueden definir como un conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo, buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o radiación lo más pequeñas posibles. (Jimenez Meza, Cantú Gutierrez, & Conde Enriquez, 2006) .

Según Glover y Sarma (2012), las líneas aéreas de transmisión eléctrica poseen algunos de los siguientes elementos: conductores, aisladores, estructuras de soporte y, en ciertas ocasiones, hilos guarda. Estos se describen a continuación:

Conductores:

Los conductores se pueden encontrar en materiales como cobre recocido para tensiones altas o aluminio para tensiones medias. Uno de los tipos más reconocidos es el conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR), que consta de capas de hilos de aluminio que rodean el núcleo central de hilos de acero. Estos conductores trenzados son fáciles de fabricar, de manejar y poseen más flexibilidad. Entre otros conductores están los que son solo de aluminio (AAC), aluminio reforzado con aleación (ACAR) y conductor revestido con acero.

Para calcular la sección del conductor, es necesario tomar en cuenta:

1. Calentamiento del conductor: usualmente se obtiene de tablas del fabricante.
2. Caída de tensión en el conductor: en este parámetro se busca un límite para reducir el efecto de disminución de tensión. Esta caída toma en cuenta la resistencia eléctrica de los conductores y la reactancia inductiva de estos.
3. Capacidad del conductor para soportar la corriente de cortocircuito: se debe limitar esta corriente al ser perjudicial para el calentamiento del conductor y sus fuerzas pueden separar o juntar los conductores próximos.

Aisladores:

Estos tienen la función de aislar al conductor que forma la línea de apoyo que lo soporta. Los materiales más utilizados son la porcelana, vidrio y esteatita (García, 2010).

Se encuentran distintos tipos:

- Aisladores fijos.
- Aisladores en cadena o suspendidos.
- Aisladores con montura metálica.
- Aisladores pasantes.
- Aisladores de barra o bastón.
- Aisladores especiales.

Apoyos:

Son los elementos que soportan los conductores y los elementos que conforman la línea dividiéndolos del terreno donde se ubican (García, 2010).

Se pueden clasificar por tipos de materiales:

- Madera.
- Hormigón armado.
- Metálicos de acero.

También se clasifican según la función:

- Apoyo de suspensión.
- Apoyo de amarre.
- Apoyo de anclaje.
- Apoyos especiales.

En las líneas de media tensión, usualmente se utilizan postes de hormigón macizo reforzado.

Hilos guarda:

Estos se localizan arriba de los conductores de fases, con el objetivo de proteger contra descargas atmosféricas. Usualmente, son de materiales de extra alta resistencia mecánica con sección mucho menor que los conductores de fase.

2.1.4 **Características eléctricas de las líneas de trasmisión y distribución aéreas.**

Los espaciamientos de los conductores, tipos y tamaños de estos determinan la impedancia en serie y admitancia en derivación, esto afecta las caídas de tensión de la línea, las pérdidas IR^2 y la estabilidad (Glover & Sarma, 2012).

Algunas de las características que poseen las líneas se describen seguidamente:

Resistencia

Esta se define como la resistencia óhmica o resistencia al paso de la corriente de un conductor. Depende de la disposición en espiral, temperatura, frecuencia y magnitud de la corriente (Canal Bravo & Cuba del Castillo, 2005).

Se expresa de la siguiente manera:

$$R = \rho \frac{\iota}{A} \quad (1)$$

Donde:

R= resistencia

ρ = resistividad volumétrica (se encuentra en tablas de resistividad conductividad y temperatura de metales para conductores)

ι = longitud del conductor

A= área de sección recta del conductor

Además, las pérdidas relacionadas con la resistencia del conductor, conocidas como Efecto Joule, se expresan de la siguiente manera:

$$P = I^2 R \quad (2)$$

Donde:

P= pérdidas de energía en un conductor

I = valor eficaz de la corriente [A]

R = resistencia efectiva del conductor [Ω]

Conductancia:

Esta característica explica la pérdida de potencia real entre los conductores o entre los conductores a tierra. En las líneas de transmisión, es causada por las corrientes de fuga en aisladores y corona. Estas corrientes son provocadas por acumulación de contaminantes, suciedad, sal y efectos meteorológicos. El efecto corona se da cuando se eleva la intensidad del campo eléctrico en la superficie del conductor, también depende de las condiciones meteorológicas como la lluvia (Glover & Sarma, 2012).

Inductancia:

En un circuito magnético con permeabilidad constante, la inductancia se puede obtener por:

- Intensidad del campo magnético.
- Densidad del flujo magnético.
- Enlaces de flujo.
- Inductancia que proviene de los flujos de Ampere.

Lo primero que se debe hacer es calcular las inductancias debidas al flujo interno, se debe considerar un conductor cilíndrico largo, además, se supone que el retorno de la corriente está largo por lo tanto no afecta el campo magnético (Grainger & Stevenson Jr, 2002).

La solución de este flujo interno parte de la siguiente ecuación:

$$fmm = \oint H \cdot ds = I\ [AV] \quad (3)$$

Donde:

H= intensidad del campo magnético [Av/m]

s= distancia a lo largo de la trayectoria [m]

I= corriente encerrada [A]

Una vez que se realizan las integraciones, se asume densidad de corriente uniforme e integrar desde el centro del conductor hasta el borde exterior. Se obtienen los enlaces de flujo totales de la siguiente manera asumiendo una permeabilidad relativa de 1:

$$L_{int} = \frac{1}{2} x 10^{-7} H/m \quad (4)$$

A partir de aquí, la inductancia varía según las características de la línea y de los conductores, más adelante se extenderán los cálculos cuando se conozca el tipo de línea con el que se trabajará.

Capacitancia

La capacitancia entre conductores se puede obtener con las siguientes determinaciones, esto si se tiene permisividad constante:

- Intensidad del campo eléctrico.
- Tensión entre los conductores.
- Capacitancia a partir de la carga por unidad.

Cuando se emplea una diferencia de potencia entre los extremos de conductores separados por un dieléctrico, estos adquieren una carga eléctrica, proporcional a la constante de proporcionalidad C (capacitancia), y esta depende de la naturaleza del dieléctrico y las dimensiones de los conductores. (Viqueira, 2010)

Se parte de la siguiente ecuación para su cálculo:

$$q = C\ v \quad (5)$$

Donde:

q=carga eléctrica

C= capacitancia

V= tensión aplicada

Al igual que la inductancia esta tiene un debido proceso dependiendo del tipo de línea y el conductor que se utilice.

2.1.5 Consideraciones sobre las líneas de transmisión y distribución

Según Baylon (2015), "la línea de transmisión de energía es un circuito de constantes distribuidas, tiene resistencias, inductancias, capacitancias y conductancias, que se encuentran distribuidas a lo largo de toda su longitud".

Los modelos se utilizan para realizar cálculos de tensión, corrientes y flujos de potencia. Las líneas se pueden modelar de tres maneras: las líneas cortas se modelan como impedancias en serie, las medias con un modelo equivalente π, y las líneas largas se presentan con parámetros distribuidos y se debe tomar en cuenta la constante de propagación e impedancia característica.

Las líneas se pueden considerar como:

- Línea corta: menos de menos de 80km
- Línea media: entre 80km y 240km.
- Línea larga: superior a 240km.

Para el caso en estudio, se utiliza el modelo de línea corta.

2.1.6 Modelo de línea corta

Se debe asumir que las líneas trabajan con cargas trifásicas equilibradas, esto a pesar de que la ubicación de los conductores no sea simétrica y no estén transpuestos.

En las líneas cortas, se puede omitir la capacitancia en derivación, debido a que es muy pequeña y la pérdida de exactitud será irrelevante, por lo tanto, solo se debe considerar la resistencia R y la inductancia L en serie para la longitud total de la línea (Grainger & Stevenson Jr, 2002).

La siguiente figura muestra el modelo de línea corta:

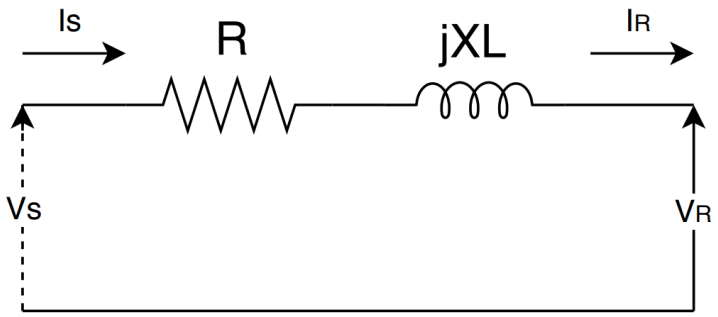


Figura 1: Circuito equivalente de una línea de transmisión corta.

Fuente: Basado en Análisis de Sistemas de Potencia (Grainger & Stevenson Jr, 2002)

Donde:

Vs, Is: tensión y corriente de fase en la barra de emisión.

Vr, Ir: tensión y corriente de fase en la barra de recepción.

Este circuito se puede resolver como un circuito simple, tomando en cuenta que las corrientes en ambos extremos es la misma y Z es la impedancia total de la línea, que se obtiene de la siguiente manera: (Canal Bravo & Cuba del Castillo, 2005)

$$Z = (r + j\omega L) \cdot l \quad (6)$$

$$Z = R + jX \quad (7)$$

Donde:

r: resistencia de fase por unidad de longitud

L: inductancia de fase por unidad de longitud

l: longitud de la línea

R: resistencia total de la línea

X: reactancia total de la línea

Por lo tanto:

$$Vs = V_R + I_R Z \quad (8)$$

En este circuito donde la impedancia se encuentra en serie, la corriente en la barra de emisión y la corriente de recepción es la misma.

$$Is = Ir \quad (9)$$

La regulación de tensión se entiende como la elevación o disminución en la tensión del extremo receptor, expresada en porcentaje de la tensión a plena carga (Coto, 2002).

Se puede expresar el porcentaje de regulación de la siguiente manera:

$$\%RV = \frac{|V_S| - |V_R|}{|V_R|} \times 100 \quad (10)$$

2.1.7 Pérdidas en sistemas de transmisión

Las pérdidas de energía se dan a lo largo del sistema eléctrico, se da en equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución. Las pérdidas dan estadísticas de cuánta energía se produce o se transporta y cuánto le llega al usuario final.

Existen dos tipos de pérdidas. El tipo de pérdida técnica que se da en el transporte de energía es una característica propia de transformadores, conductores y equipos eléctricos, además, es una medida de la eficiencia del sistema, mientras que las pérdidas no técnicas constituyen a ineficiencias administrativas y comerciales de las empresas (Romero-López & Vargas Rojas, 2010).

El presente estudio se enfocará en pérdidas técnicas, estas se pueden medir y analizar. Son totalmente normales en sistemas distribución y no se pueden eliminar en su totalidad, sin embargo, las mejoras que se hagan en la red ayudan a que se reduzcan (Chalá, 2012).

Las pérdidas técnicas tienen distintas divisiones, según las funciones y causas que las originan:

Función del componente:

- Pérdidas por transporte en línea de subtransmisión, circuitos de distribución primaria y secundaria.
- Pérdidas por transformación en transmisión, subtransmisión, distribución.

Causa que origina la pérdida:

- Efecto de Joule.
- Histéresis y corrientes parásitas.

2.1.8 **Modelo de flujos de potencia**

La importancia de un flujo de potencia es estudiar la forma en la que se desempeña una red eléctrica en régimen permanente bajo distintos escenarios. Con estos modelos, se puede determinar principalmente la tensión en las barras, la potencia activa y reactiva en cada línea eléctrica del sistema.

Estos flujos de potencia permiten:

- Analizar las distintas opciones para el diseño de una nueva red o línea,
- Calcular las pérdidas de potencia tanto en líneas como en distribución,
- Comprobar las tensiones en las barras de la red, flujos de potencia tanto activa como reactiva.

2.1.9 **Evaluación económica de proyectos**

Una evaluación de proyectos es una herramienta que brinda información relevante que ayuda a la toma decisión para una inversión, tomando en cuenta una serie de variables tanto económicas, políticas y sociales, en un horizonte de tiempo determinado.

Sapag y Sapag (2008) mencionan que la evaluación de un proyecto "se basa en estimaciones de lo que se espera sean en el futuro los beneficios y costos que se asocian a un proyecto".

En la evaluación, se debe tomar en cuenta la forma cualitativa y cuantitativa de las ventajas y desventajas del proyecto, permitiendo tener distintos factores de evaluación, para poder tener una comparación con el estado actual y el estado que se espera obtener.

2.1.10 **Valor Actual Neto (VAN)**

Se entiende como valor actual neto la ganancia en valor presente que genera una inversión de capital, una vez cubierto el monto invertido y descontando al valor presente todos los flujos de efectivo.

.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

F_t: son los flujos de dinero en cada periodo t.

I_0: es la inversión inician en t=0.

n: número de periodos.

k: tasa de descuento.

El VAN se aplica como regla de decisión excluyente para proyectos teniendo en cuenta:

- VAN > 0 el proyecto genera beneficios por lo que se acepta el proyecto.
- VAN < 0 el proyecto genera pérdidas por lo que se rechaza el proyecto.
- VAN =0 el proyecto no genera beneficios ni perdidas por lo que no se acepta el proyecto.

2.1.11 **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

El TIR se conoce como la tasa promedio de rendimientos por periodo que genera el proyecto sobre la inversión inicial. Para poder usar este índice económico, como regla de decisión se basa en elegir el proyecto que genere mayor rendimiento, superando el costo del capital. Según Gitman (2007), es la tasa con la cual el VAN será igual a cero.

Para el TIR se utiliza la siguiente fórmula:

$$0 = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I_0$$

Donde:

F_t: son los flujos de dinero en cada periodo t.

I_0: es la inversión inician en t=0.

n: número de periodos.

TIR: Tasa interna de retorno

- TIR > k, entonces el VAN >0 por lo que se acepta el proyecto.
- TIR < k entonces el VAN < 0 por lo que se rechaza el proyecto.
- TIR =0 entonces el VAN =0 por lo que se rechaza el proyecto.

2.2 Marco Legal

Los siguientes artículos son parte de la norma de Supervisión de la Calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCAL).

2.2.1 Artículo 17. Amplitud de la tensión de servicio

En condiciones normales de explotación, la amplitud de la tensión de servicio (Vs) de valor eficaz (rms), en redes generales de distribución a media tensión, debe estar comprendida en los intervalos: normal (± 5 % de los valores nominales) y tolerable (± 10 % de los valores nominales).

2.2.2 Artículo 43. Indicadores de continuidad

La evaluación de la calidad de la continuidad del suministro se hará por medio de los "Indicadores de Continuidad del Servicio", considerando los niveles I, II, III, IV, mediante los cuales se medirá la duración y frecuencia de las interrupciones.

2.2.3 Artículo 46. Duración promedio de interrupciones de la red

El índice muestra la duración promedio de las interrupciones percibidas por un abonado y se define como:

$$D.P.I.R = \frac{(\sum_{i=1}^{n} A_i \cdot T_i)}{A_t}$$

En donde:

A_i= Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i, de nivel I, II, III y IV.

T_i=Tiempo en horas de la interrupción i.

A_t= número total de abonados del sistema eléctrico.

n= número de interrupciones en el semestre de estudio.

2.2.4 Frecuencia promedio de interrupciones por abonado

El índice representa la cantidad promedio de interrupciones, percibidas por un abonado y se define como:

$$F.P.I = \frac{(\sum_{i=1}^{n} A_i \cdot C_i)}{A_t}$$

A_i = Número de abonados o usuarios afectados por la interrupción i, de nivel I, II, III y IV.

C_i = Total de interrupciones, asociados al elemento de protección de nivel I, II, III y IV.

A_t = Número total de abonados del sistema eléctrico, subestación, circuito o alimentador, etc.

n= Número de interrupciones en el semestre de estudio.

Artículo 62. Valores límites anuales de los índices de calidad

En la tabla se establecen los valores límites anuales de los indicadores de continuidad más representativos incluyendo las interrupciones a niveles I,II,III y IV (artículo 42), para las empresas eléctricas, Valores mayores a los establecidos deberán compensarse a los abonados y usuarios, conforme a lo establecido en el capítulo XV de esta norma.

Tabla 1: Valores límites de indicadores de continuidad.

DPIR (horas/anual)		**FPI (interrupciones/anual)**	
Rural	**Urbano**	**Rural**	**Urbano**
6	**6**	**7**	**7**

2.3 **Resumen del capítulo II**

Este capítulo contiene la información general de conceptos para comprender el desarrollo del proyecto, de manera técnica y económica. Por último, se detalla la norma y artículos respectivos que se estudia el marco legal, donde se detallan las normas con respecto a índices de continuidad y caídas de tensión.

Capítulo III: Metodología

La adquisición de datos es un proceso extenso e importante para realizar un diagnóstico y evaluación veraz, y que los resultados de los modelados y cálculos que se desarrollen sean lo más precisos y reales posible. Mucha de la información se adquiere a través de los distintos programas o historiales de los departamentos de Planificación y Desarrollo de la Red, Mantenimiento de la Red, Medición, y el Centro de Control El Bosque.

Los datos necesarios para llevar a cabo el proyecto debían ser de 5 años de antigüedad para ser más exacto con respecto a los resultados. Sin embargo, mucha de la información solo fue posible obtenerla de los últimos 2 o 3 años, debido a la pérdida de esta, la desactualización o problemas en el sistema al momento de recolectarla.

Dentro de la información que se obtuvo, están los historiales de indicadores de gestión eléctrica de los años 2016, 2017 y 2018, además, los registros de salidas de los circuitos de JASEC que, en este caso, solo fue posible obtener el del 2018 y parte del 2019. Se requirieron las lecturas cada 15 minutos de potencia activa y reactiva del Circuito Paraíso y el ramal El Yas del año 2017, 2018, y parte del 2019.

El informe sobre la potencia generada por las plantas Birrís I y Birrís III, que alimentan el patio de interruptores El Bosque, se obtuvo con datos en horario llano, valle y punta por cada mes de los años 2016, 2017 y 2018. Además, otra fuente de alimentación que tiene este patio es por parte de los alimentadores que provienen de la Subestación Cóncavas, propiedad del ICE y a la que JASEC le compra la mayoría de su energía. Esta subestación, junto con la Subestación de Tejar, forman la barra infinita que alimenta los circuitos eléctricos de JASEC.

En la figura 2, se presenta el ejemplo del historial 2018, sin embargo, en anexos se encuentra el de 2016 y 2017. Además, las compras de energía solo pertenecen a la Subestación Cóncavas. Esta información fue proporcionada por el Departamento de Despacho de Energía.

Figura 2: Historial de energía producida y comprada durante el 2018.

ENERGIA PRODUCIDA Y COMPRADA DURANTE EL AÑO 2018

MESES		Llano			Valle			Punta		ENERGÍA SISTEMA
	PLANTAS	COMPRAS	SISTEMA	PLANTAS	COMPRAS	SISTEMA	PLANTAS	COMPRAS	SISTEMA	
Enero	4.713.288,00	9.693.289,00	14.406.577,00	5.654.286,00	12.234.346,00	17.888.632,00	3.581.777,00	8.129.663,00	11.711.440,00	44.006.649,00
Febrero	4.931.278,00	8.881.337,00	13.812.615,00	5.241.913,00	12.180.345,00	17.422.258,00	3.230.871,00	7.933.491,00	11.164.362,00	42.399.235,00
Marzo	1.925.228,00	14.144.947,00	16.070.175,00	4.956.578,00	14.597.591,00	19.554.169,00	3.573.502,00	8.976.150,00	12.549.652,00	48.173.996,00
Abril	934.950,00	15.344.929,00	16.279.879,00	3.047.920,00	16.892.665,00	19.940.585,00	3.232.183,00	9.568.100,00	12.800.283,00	49.020.747,00
Mayo	1.410.361,00	15.096.980,00	16.507.341,00	2.751.964,00	17.766.105,00	20.518.069,00	3.241.054,00	9.679.313,00	12.920.367,00	49.945.777,00
Junio	2.016.376,00	13.169.006,00	15.185.382,00	4.307.201,00	14.309.929,00	18.617.130,00	3.383.822,00	8.573.536,00	11.957.358,00	45.759.870,00
Julio	4.333.927,00	11.188.125,00	15.522.052,00	5.337.883,00	13.136.373,00	18.474.256,00	3.564.782,00	8.388.785,00	11.953.567,00	45.949.875,00
Agosto	3.159.360,00	12.099.128,00	15.258.488,00	5.456.121,00	13.008.660,00	18.464.781,00	3.578.162,00	8.280.337,00	11.858.499,00	45.581.768,00
Septiembre	1.674.030,00	13.094.089,00	14.768.119,00	3.864.923,00	14.681.380,00	18.546.303,00	3.419.786,00	8.465.325,00	11.885.111,00	45.199.533,00
Octubre	2.779.971,00	12.561.112,00	15.341.083,00	3.540.282,00	16.022.923,00	19.563.205,00	2.568.917,00	9.925.604,00	12.494.521,00	47.398.809,00
Noviembre	3.331.416,00	12.678.905,00	16.010.321,00	4.012.615,00	15.306.977,00	19.319.592,00	2.621.897,00	9.603.530,00	12.225.427,00	47.555.340,00
Diciembre	1.133.677,00	15.036.477,00	16.170.154,00	3.805.713,00	15.726.230,00	19.531.943,00	3.433.039,00	9.239.769,00	12.672.808,00	48.374.905,00
TOTALES	32.343.862,00	152.988.324,00	185.332.186,00	51.977.399,00	175.863.524,00	227.840.923,00	39.429.792,00	106.763.603,00	146.193.395,00	559.366.504,00

Fuente: Centro de Control El Bosque, JASEC (2018)

La Subestación de Tejar posee dos transformadores de 30 MVA cada uno, con un máximo de capacidad 45 MVA. Esta subestación alimenta a la Zona Franca, que no está directamente relacionada con el Circuito Paraíso, sin embargo, es parte de la barra infinita, y si en algún momento ocurre algún inconveniente con alguna de las plantas Cóncavas o Tejar podría ayudar a abastecer los distintos circuitos de JASEC. Así que, para el modelado de flujos de potencia, se requiere esta información.

Con respecto al historial de los indicadores de gestión eléctrica, la jefatura del área Distribución facilitó el uso de una hoja de Excel con los resultados de indicadores que se presentan a la ARESEP semestralmente. Es un documento muy completo, donde se obtiene el código asignado a la perturbación, la fecha en la que sucedió, el circuito afectado, la subestación que alimenta dicho circuito, el tipo de perturbación, la causa de la salida del circuito, la duración de la interrupción, del desplazamiento de las cuadrillas, el tiempo que tomó reparar el problema y la cantidad de abonados afectados. A partir de esta información, se pueden calcular los indicadores DIPR y FPI que, más adelante, se detallarán para el área en estudio.

Figura 3: Información sobre perturbaciones.

Mes		Ac		Circuito	Código De Jasec		Perturbación	Ubicación del daño		Causas		Causa
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0605-2018	1	Interrupción	4	Protección de línea	2	Interna	4	Forzadas
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0606-2018	1	Interrupción	4	Protección de línea	1	Externa	1	Ambientales
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0607-2018	1	Interrupción	4	Protección de línea	1	Externa	1	Ambientales
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0608-2018	1	Interrupción	1	Acometida	1	Externa	2	Actividad Humana
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0609-2018	1	Interrupción	4	Protección de línea	1	Externa	1	Ambientales
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0610-2018	1	Interrupción	1	Acometida	1	Externa	2	Actividad Humana
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0611-2018	1	Interrupción	1	Acometida	1	Externa	2	Actividad Humana
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0612-2018	1	Interrupción	2	Red de Baja Tensión	1	Externa	2	Actividad Humana
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0613-2018	1	Interrupción	4	Protección de línea	1	Externa	1	Ambientales
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0614-2018	1	Interrupción	4	Protección de línea	1	Externa	1	Ambientales
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-T-0615-2018	2	Tensión no deseada	1	Acometida	1	Externa	2	Actividad Humana
4	Abril	98	El Bosque	315	Tejar Guadalupe	JAS-I-0616-2018	1	Interrupción	1	Acometida	1	Externa	1	Ambientales
4	Abril	81	Tejar	195	Cocorí	JAS-I-0617-2018	1	Interrupción	4	Protección de línea	1	Externa	1	Ambientales
4	Abril	81	Tejar	195	Cocorí	JAS-I-0618-2018	1	Interrupción	1	Acometida	2	Interna	4	Forzadas
4	Abril	81	Tejar	195	Cocorí	JAS-I-0619-2018	1	Interrupción	1	Acometida	1	Externa	2	Actividad Humana
4	Abril	81	Tejar	195	Cocorí	JAS-T-0620-2018	2	Tensión no deseada	1	Acometida	2	Interna	4	Forzadas

Fuente: Área de Distribución, JASEC (2018)

En JASEC cuentan con distintos softwares que permiten la agilidad en la búsqueda de información más específica sobre ubicación geográfica o los detalles más específicos de una avería, para, de esta manera, saber qué materiales se utilizaron, los trabajadores que contribuyeron en la avería y el costo técnico para la empresa.

Se explicarán de mejor manera los distintos programas que se utilizaron para el desarrollo de los objetivos:

GIS-SIREJ

El sistema GIS-SIREJ es una herramienta de uso importante en los distintos departamentos. Es desarrollada por el Departamento del Sistemas de Información Geográfica (GIS) de JASEC. Posee toda la información técnica de los circuitos que pertenecen a la empresa, por lo que se utiliza principalmente para conocer el recorrido de las líneas, ubicar postes e identificar los elementos que se encuentran en dicho poste, también, se pueden ubicar medidores, luminarias, etc. También, con otras opciones, se consigue la información específica de un circuito, el recorrido total de este y el calibre que lo conforma.

Además de las funciones anteriores, el departamento desarrollador, a través de este mismo programa, tiene la posibilidad de acceder a información sobre la cantidad de clientes por circuito, si estos son residenciales, comerciales o industriales y la energía proporcionada

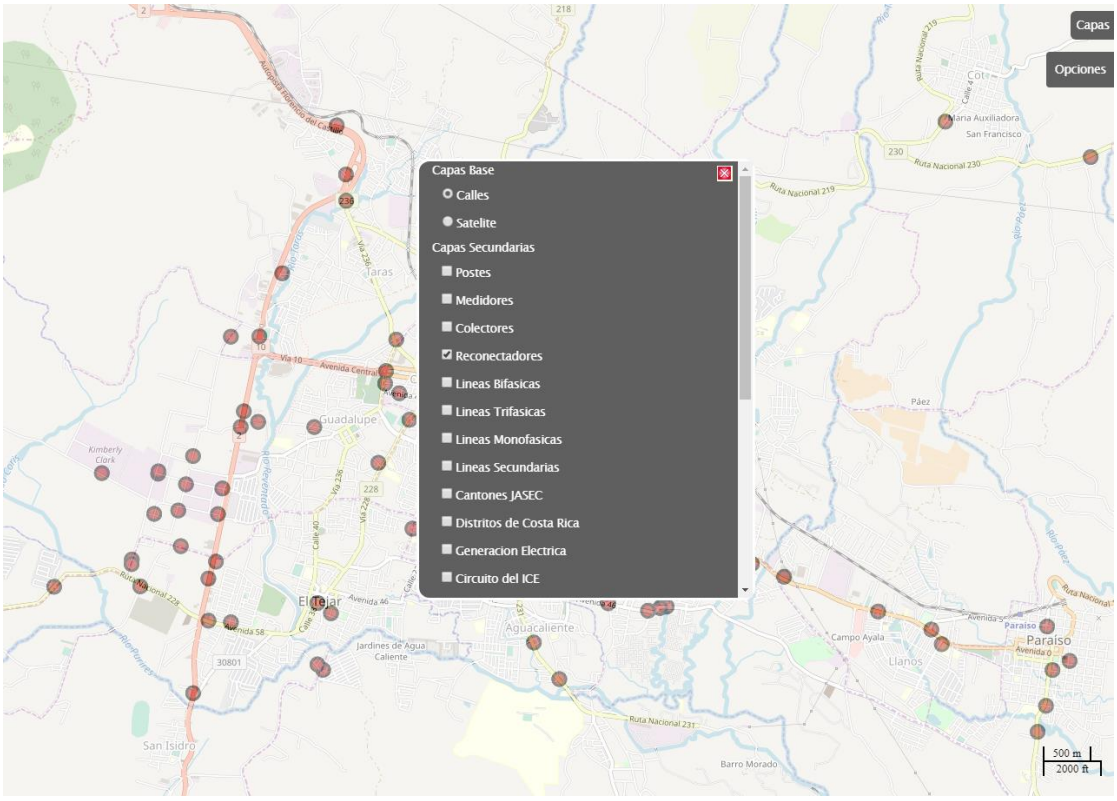
a los distintos abonados por sectores. Con esto, se facilitan los cálculos de distintos costos y se puede realizar el análisis económico para conocer las ventajas que trae este proyecto.

La desventaja de este programa es que no está actualizado totalmente, por lo que se necesita ayuda de los expertos del Departamento de Planificación y Desarrollo de la Red, para verificar que la información obtenida corresponde a la situación real. Por ejemplo, al momento de realizar el filtro para conocer la ubicación de un circuito en específico, este se mezcla con un circuito distinto, dando problemas de reconocimiento de la búsqueda real.

Otro inconveniente es que no se pueden trabajar proyectos en el programa, solamente funciona como un mapa con toda la información técnica. Los técnicos para realizar bosquejos y planos utilizan Google Maps o realizan los dibujos a mano alzada.

La siguiente figura muestra la interfaz inicial del programa, donde se puede seleccionar el tipo de búsqueda requerida y la forma en que muestra los resultados.

Figura 4: Interfaz del GIS-SIREJ



Fuente: GIS-SIREJ, JASEC (2018)

OMS

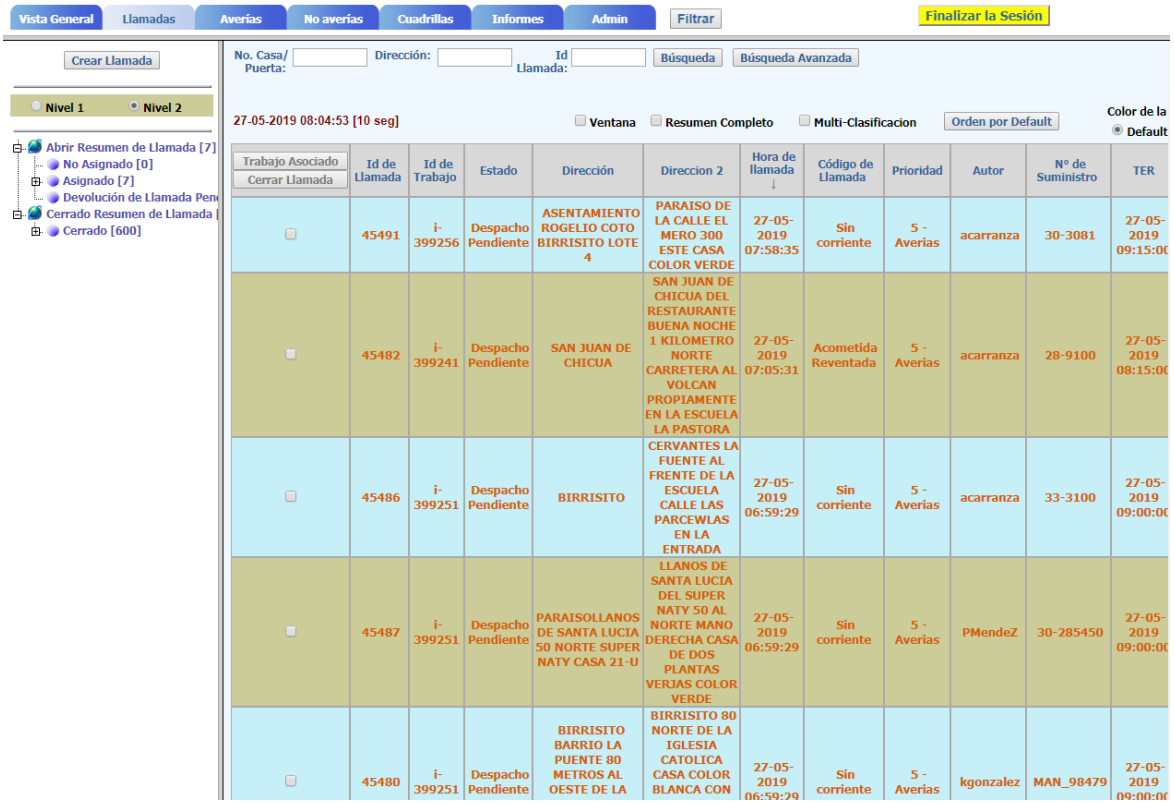
Es un programa que se utiliza en los departamentos de averías y mantenimiento, donde se tiene la oportunidad de crear un reporte de las interrupciones que sufre el sistema, ya sea por alguna avería o algún paro por mantenimiento. Con la información proporcionada de las distintas perturbaciones en el sistema, se toma el código de la perturbación y este despliega datos sobre la duración de la interrupción, los técnicos que acudieron a resolver el problema, el material utilizado, la duración del arreglo, entre otros datos.

A partir de estos datos, se pueden obtener los costos de los distintos fallos que sacan el ramal El Yas y que se producen por los problemas asociados con el estado y la ubicación de este. Un inconveniente que posee la herramienta es que no divide la información por sectores o ramales, por lo que hay que buscar la dirección específica y corroborar si pertenece o no al ramal en estudio.

Para analizar los costos por falla, es necesario tener la lista de materiales que se utilizan en cada interrupción, además de esto, el gasto por cuadrilla, ya sea en el pago del salario a los técnicos y la inversión de combustible para los carros que se trasladan al lugar. Asimismo, se contabiliza también la pérdida de dinero por la energía no entregada a los clientes durante estas perturbaciones, que se considera pérdida para JASEC.

A continuación, se presenta la interfaz del programa al momento de hacer la búsqueda de alguna de las interrupciones que sufre el sistema.

Figura 5: Interfaz del programa OMS.



Fuente: Programa OMS, JASEC (2018)

Cuando se desea ver con detalle específico las características de cada avería, se selecciona la que se quiere estudiar y el programa despliega la información correspondiente. En estos datos se encuentra la fecha de inicio de la interrupción, la hora del cierre del trabajo, la duración total. Además, la ubicación exacta de esta y en qué circuito se encuentra, que materiales se vieron dañados, la causa específica y la cuadrilla que se presentó a atender el error, también se observan detalles específicos y que trabajos se hicieron para repararlo. Estos detalles se pueden observar mejor en el anexo 1.

3.1 **Resumen del capítulo III**

En este capítulo se explican las distintas maneras en las que se obtuvo la información necesaria para los cálculos respectivos de índices de continuidad, análisis de fallas, costos por falla, generación, y cargas máximas y mínimas del ramal.

Capítulo IV: Diagnóstico, evaluación y análisis de la situación actual

4.1 Generalidades del ramal actual

El ramal El Yas es una línea de distribución que pertenece al Circuito Paraíso, ubicado específicamente desde el *recloser* El Yas, en Paraíso, hasta Santiago de Paraíso. Actualmente, es un tramo aéreo de 15 km, aproximadamente, compuesto, en su mayoría, por estructuras metálicas tipo torre y algunos postes de concreto nuevos que reemplazaron los antiguos por seguridad y mejoras rápidas que eran necesarias, se verán ejemplos de esto más adelante.

El inicio del circuito se encuentra en el Patio de Interruptores El Bosque. Este patio recibe energía de dos alimentadores de la Subestación Cóncavas, que pertenece al ICE y de la generación de las plantas de JASEC, Birrís I y Birrís III.

Figura 6: Ubicación actual del ramal El Yas.

Fuente: Programa GIS-SIREJ, JASEC (2019)

El Circuito Paraíso se encuentra con tensión en 34,5 kV y casi en su totalidad posee un calibre 394.5 MCM AAAC, con excepción del ramal El Yas, que se conforma por conductor calibre 4/0 ACSR. Dicho conductor se dejó de utilizar en las instalaciones, esto debido a que anteriormente se consideraba de calibre pesado, pero en la actualidad se conoce como calibre liviano y no es funcional en líneas de subtransmisión. Este es uno de los motivos por lo que es necesario hacer el rediseño, además, este calibre al ser distinto al resto del circuito no permite dar el respaldo necesario a los demás circuitos.

4.1.1 **Demanda**

Actualmente, en el ramal El Yas, se encuentran 2795 clientes de distintos tipos, aplicándoles distintas tarifas, pero con un promedio de consumo de 170 kWh. Estas personas que se encuentren cerca de la línea trifásica se verán beneficiadas, tanto eléctricamente como en su propia seguridad.

Con el historial de cargas, se determina que la carga máxima de los últimos 3 años ha sido de 12 MW, a partir de este dato y los nominales, se calcula la corriente máxima que debe soportar el conductor a partir de la siguiente fórmula:

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot V_N} \quad (11)$$

Donde:

I_N: corriente nominal de la línea [A]

S_N: potencia nominal de la línea [VA]

V_N: tensión nominal de la línea [V]

Con la ecuación (11) se calcula la corriente nominal que debe soportar el conductor.

$$I_N = \frac{12500\ KVA}{\sqrt{3} \cdot 34.5\ KV} = 209.19\ A$$

4.2 Análisis de continuidad del suministro eléctrico

Según la norma AR-NT-SUCAL (ARESEP, 2015), las empresas encargadas de la distribución eléctrica tienen que ser responsables de asegurar a los abonados y usuarios la continuidad del servicio. Estas empresas, por ningún motivo, pueden poner como excusa que sus estructuras eléctricas son deficientes y con esto evadir la responsabilidad de entregar continuamente el suministro eléctrico.

El artículo 43 de esta misma norma explica que la evaluación de la calidad de la continuidad del suministro se realiza a través de "Indicadores de Continuidad del Servicio". Los más significativos para JASEC son el FPI y el DPIR, estos son calculados de manera semestral. Los indicadores utilizados en JASEC se clasifican en tres niveles:

1. **Total:** incluye el total de interrupciones independientemente de las causas u orígenes.
2. **Total-ICE:** incluye todas las interrupciones de la clasificación "1", sin considerar las interrupciones que se originen por causa de la falta de suministro del ICE o fallas en la red de transmisión, falta de abastecimiento de generación, salidas por frecuencia, estabilidad, etc.
3. **Total-Externas:** que incluye todas las interrupciones de la clasificación "1", menos las tipificadas de causas externas: influencias ambientales, influencias por actividad humana e influencias de redes eléctricas externas conforme a lo indicado en el artículo 70 de la norma AR-NT-SUCAL.

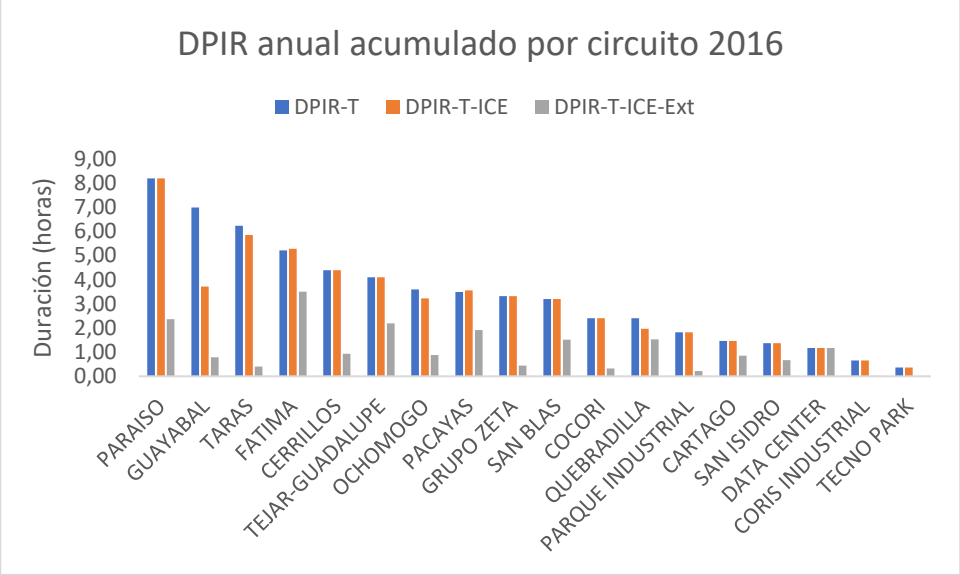
Según el artículo 62 de esta misma norma, hay valores límites específicos para los dos índices a medir en la continuidad de JASEC, que se establecen en la tabla 1.

Antes de analizar los índices respectivos del Circuito Paraíso de los años 2016, 2017 y 2018, se hace una comparación de la calidad del suministro eléctrico del circuito en estudio con respecto a los demás circuitos pertenecientes a JASEC para el año 2016 que fue el estado más crítico y el 2018 donde se encuentran los datos más recientes.

En estos tres años en estudio, la DPIR del Circuito Paraíso se encuentra siempre en la duración máxima con respecto a los demás. Como se muestra en la siguiente figura, el

2016 ha sido el caso más crítico de estos, ubicando a Paraíso con un DPIR de aproximadamente 8 horas anuales, sobrepasando el valor límite establecido en el artículo 62.

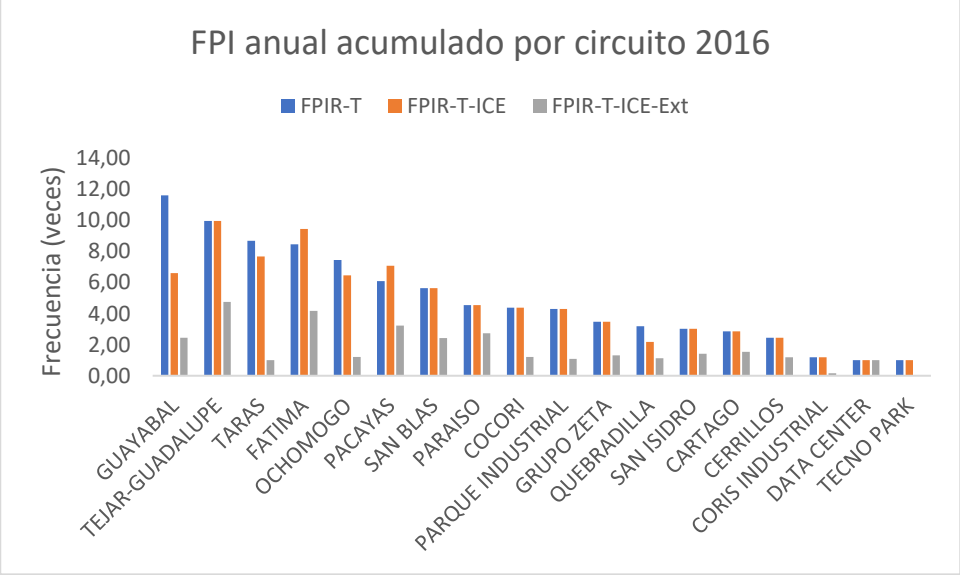
Gráfica 3: DPIR anual acumulado por circuito en el 2016.



Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores de JASEC (2016).

Con respecto a la FPI, Paraíso se encuentra dentro del rango de valores establecidos, y a un promedio similar con respecto a los demás circuitos.

Gráfica 4: FPI anual acumulada por circuito en el 2016.

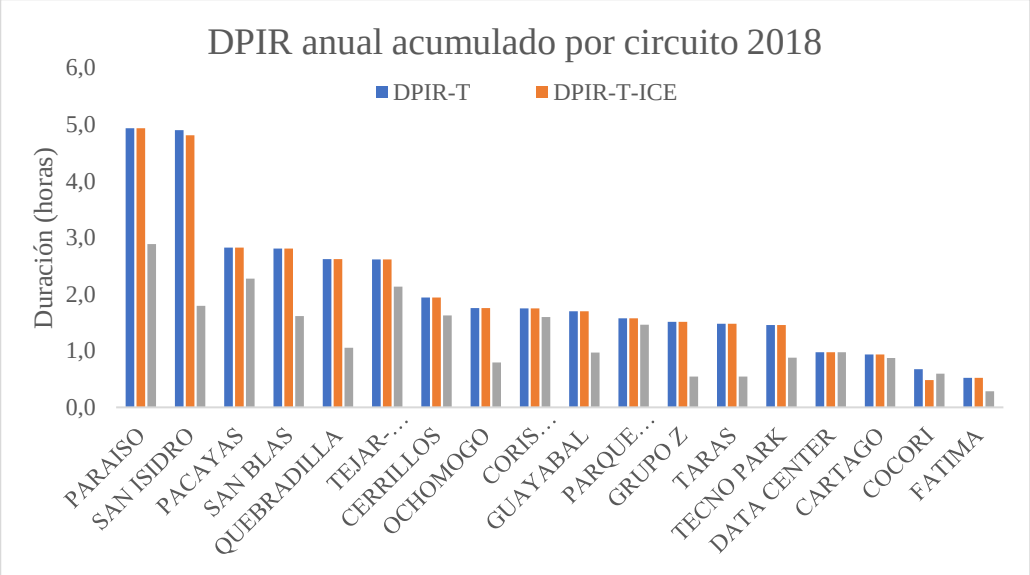


Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores de JASEC (2016).

Estos dos indicadores definen que la frecuencia de interrupciones en el circuito no es alta, sin embargo, la duración de las fallas que ocurren si son extensas. Las principales razones por las que la DPIR presenta estos valores es porque se toman en cuenta los tiempos desde que ingresa la perturbación al sistema, la respuesta de las cuadrillas ante la asignación del trabajo, el tiempo que se dura en llegar al lugar, buscar la falla y terminar el problema. De esta manera, se puede decir que la ubicación del ramal El Yas puede afectar de forma importante los indicadores de este circuito.

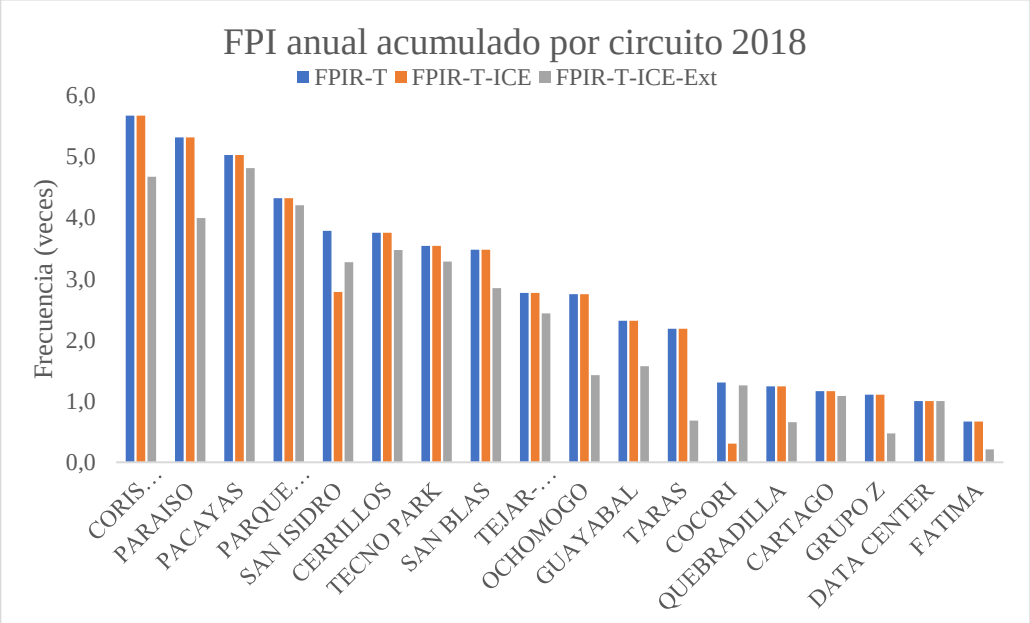
Analizando ahora el menos crítico, se puede observar en la gráfica 5 cómo en el 2018 la DPIR disminuyó un 40 % con respecto al 2016, sin embargo, aun así, se mantiene en una posición crítica con respecto a los demás circuitos, que están en un promedio adecuado de 1,95 horas. Se tiene una FPI un 16 % mayor que en el 2016, sin embargo, dentro de los límites impuestos por ARESEP, pero ubicándolo en un lugar más crítico a nivel del sistema. Con esto se entiende que la cantidad de interrupciones en el circuito han aumentado, pero la duración y respuesta ante estos ha disminuido.

Gráfica 5:DPIR anual acumulado por circuito en el 2018.



Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores de JASEC (2018).

Gráfica 6: FPI anual acumulado por circuito en el 2018.

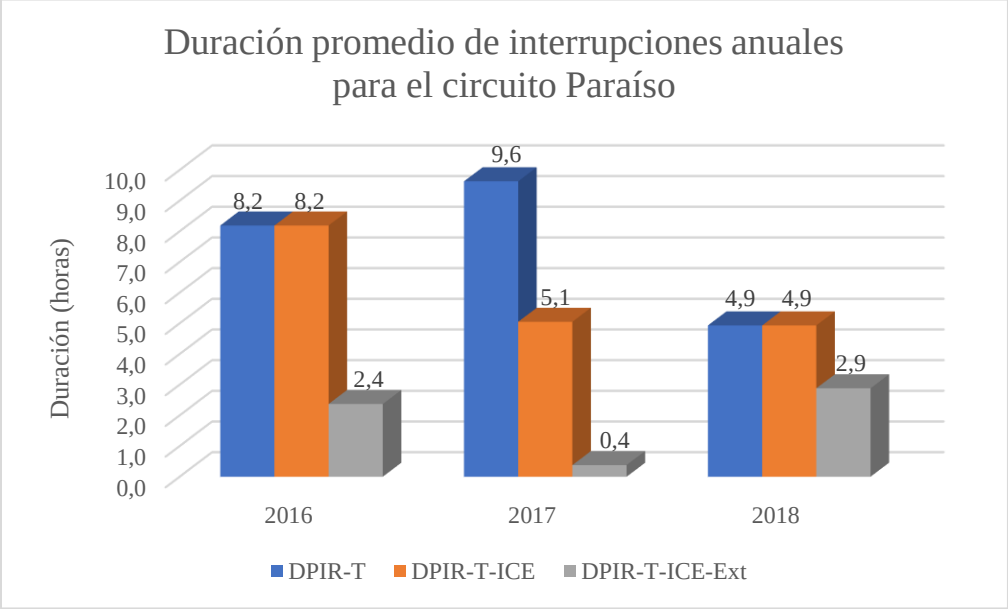


Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores de JASEC 2018.

Analizando de manera individual el Circuito Paraíso, en las gráficas 7 y 8, se puede observar cómo durante los últimos 3 años la DPIR ha disminuido. Esta mejora se da principalmente por una mejor respuesta ante las interrupciones, tanto en ubicación de la falla como en la puesta en marcha del circuito. Otro de los factores es por las mejoras que se han hecho tanto en el ramal El Yas como en el resto del circuito. Lo anterior debido a que se hicieron arreglos de red en ciertos tramos ubicados en Paraíso, tanto en cambio de aisladores como en el calibre del cable.

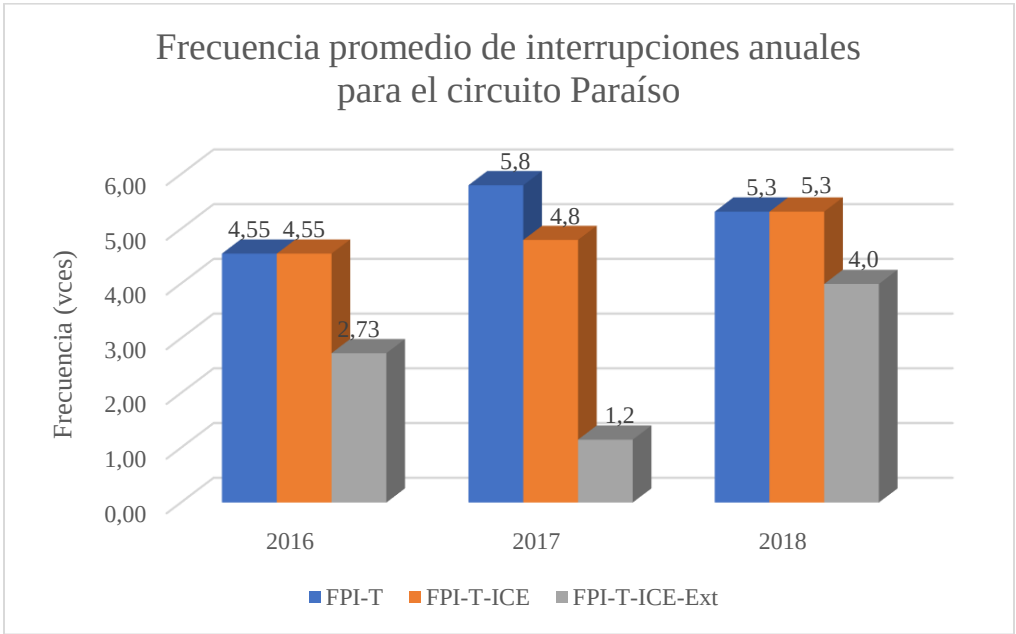
Sin embargo, aunque estas mejoras se vean reflejadas en un progreso de los índices, cuando se compara con el resto de los circuitos, no se ve un progreso, debido a que se sigue ubicando en el lugar más crítico con la duración de fallas.

Gráfica 7: DPI anuales para el circuito Paraíso.



Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores de JASEC (2016,2017,2018)

Gráfica 8 : FPI anuales para el circuito Paraíso.



Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores de JASEC (2016,2017,2018)

4.3 **Análisis de interrupciones del Circuito Paraíso**

Aunado a lo anterior, se realizó un análisis mensual de las interrupciones que se presentaron durante el año 2018 en el Circuito Paraíso, para identificar las distintas causas de las perturbaciones que se presentan.

La siguiente tabla muestra el porcentaje respectivo al tipo de interrupción, ya sea por factores ambientales, por fallo en materiales, por razón humana o causas externas, paros por mantenimiento e interrupciones no identificadas.

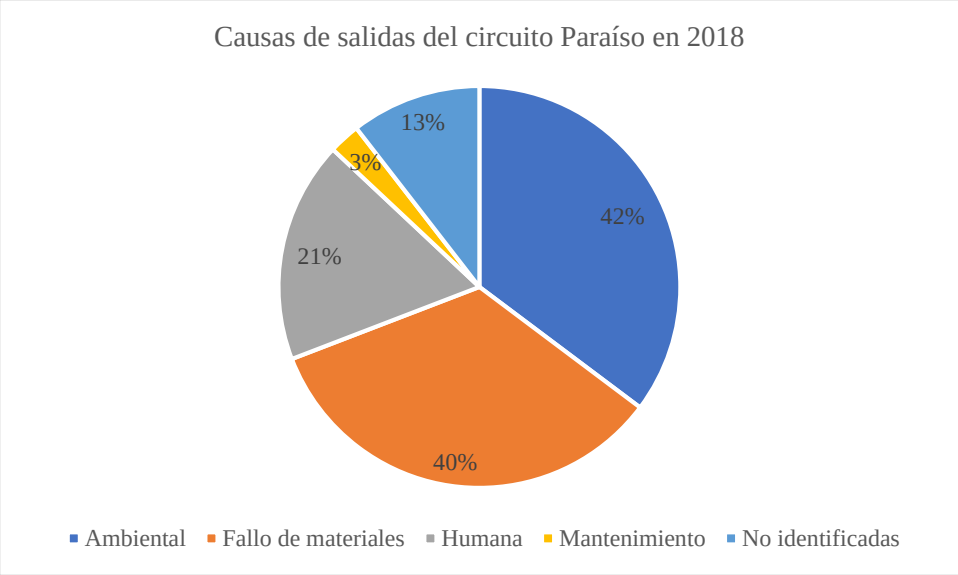
Tabla 2: Causas de interrupciones mensuales del Circuito Paraíso.

	Ene	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sept**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
Ambiental	36 %	60 %	44 %	26 %	67 %	40 %	26 %	43 %	47 %	39 %	41 %	35 %
Fallo de materiales	36 %	33 %	41 %	61 %	33 %	57 %	31 %	34 %	50 %	56 %	33 %	20 %
Humana/ Externa	28 %	6 %		-	-	-	40 %	22 %	3 %	5 %	26 %	40 %
Mantenimien-to	-	-	3 %	-	-	3 %	2 %	-	-	-	-	4 %
No identificadas	-	-	12 %	13 %	-	-	-	-	-	-	-	-
Total, de interrupciones	14	15	32	23	53	35	42	58	45	36	40	45

Fuente: Basado en los modelos de indicadores de JASEC del 2018

A partir de esta tabla, se obtienen los promedios respectivos a cada falla, para tener una visión general de las causas que más afectan al sistema. Se puede ver en la siguiente gráfica cómo las interrupciones ambientales son el problema principal de las salidas del circuito con un 42 % del total de interrupciones junto con salidas por fallo de los materiales, con un 40 %.

Gráfica 9: Causas de salida del Circuito Paraíso.



Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores JASEC (2018).

A partir de este análisis mensual, se hizo una revisión de las averías ocurridas propiamente en el ramal El Yas, por lo que se estudió cada una de las fallas que se dieron durante el 2018 en el Circuito. Uno de los inconvenientes principales de esto es que los encargados de ingresar la información al programa OMS no lo hacen de manera correcta y muchos datos importantes y necesarios para saber si la falla fue directamente en el ramal y cuál fue la causa exacta de esta no se encuentran o están incompletos.

Para el estudio del ramal, se tomaron en cuenta solamente las averías ambientales (flora, fauna) y falla de los materiales relacionados directamente con la línea, de manera más específica, por fatiga de los materiales, árboles pegando con la línea, animales caminando en las líneas trifásicas, suciedad de los aisladores, o elementos en mal estado. Además, son las averías que se evitarán una vez que se construya la nueva línea, por lo que mejorarán los índices de calidad.

A partir de los datos estudiados, se logró obtener la cantidad de averías que ocurrieron en el ramal por mes durante el 2018 y se muestra a continuación el resultado:

Tabla 3: Cantidad de averías durante el 2018 para el Ramal El Yas.

	Ene	**Feb**	**Mar**	**Abr**	**May**	**Jun**	**Jul**	**Ago**	**Sept**	**Oct**	**Nov**	**Dic**
Ambiental	1	2	4	3	4	3	2	2	2	2	1	6
Fallo de materiales	-	1	-	1	-	-	-	-	1	1	1	-

Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores JASEC (2018).

Analizando los índices y la información obtenida tanto del Circuito Paraíso como del ramal El Yas, se observa que la cantidad de averías que se presentan en el ramal corresponden a un porcentaje muy bajo con respecto al total de salidas. Así que se podría creer que estas salidas no son las que afectan los índices de calidad de energía, sin embargo, realizando un estudio más profundo se concluye que no es la cantidad de averías, sino el tiempo que se dura restaurando el ramal y la cantidad de clientes afectados por el problema.

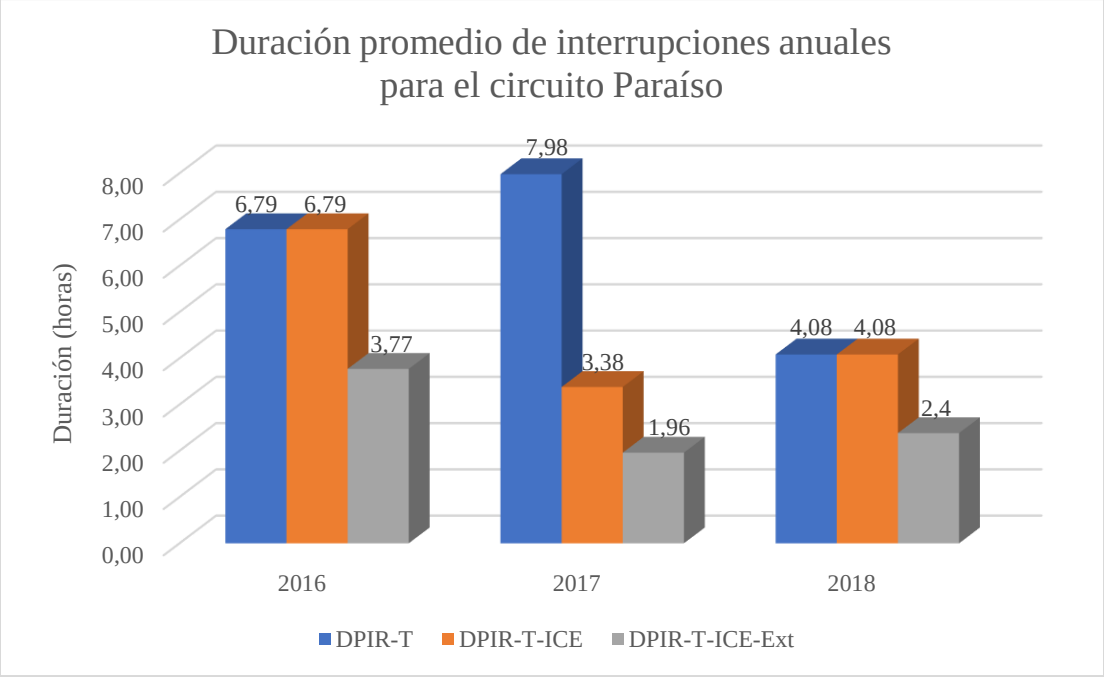
Como ya se comentó anteriormente, el acceso al ramal El Yas se torna un poco complejo por la lejanía, la ubicación de los postes en propiedades privadas, la trayectoria en campo traviesa de la línea y las zonas peligrosas que atraviesa. Por estos motivos es que las cuadrillas no pueden presentarse en el lugar del problema de manera rápida.

Analizando el lapso total de salida de cada avería, tomando en cuenta que el tiempo empieza a correr desde que se da el daño hasta que se repara por completo y las cuadrillas se retiran del lugar se tienen fallas con hasta 19 horas sin suministro eléctrico afectando a 1190 clientes.

Para calcular los nuevos índices se aplican los artículos 46 y 47 de AR-NT-SUCAL. Se calcula el índice respectivo de cada falla, luego, se suman todos estos índices calculados, una vez que se obtiene el total por averías se restan al total original de cada año, de esta

manera, se obtiene la DPIR y la FPI como si los problemas que ocurren actualmente en el ramal no existieran.

Gráfica 10: DPIR anual mejorado para el circuito Paraíso.



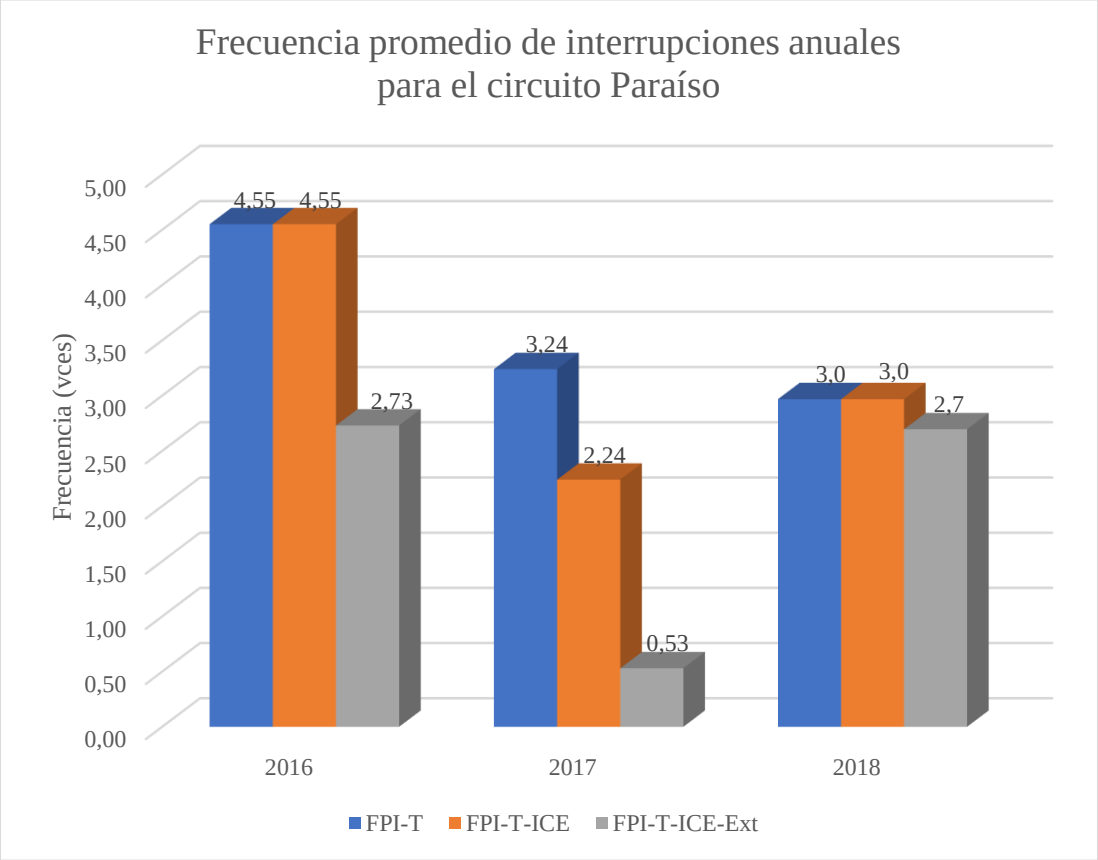
Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores JASEC (2018).

El nuevo índice DPIR se puede comparar con el de la gráfica 7, y se observa cómo mejora un 17 % sin las averías del ramal El Yas. Además, posiciona en un mejor nivel al Circuito Paraíso con respecto a los demás circuitos.

La FPI también mejora considerablemente en un 44 % con respecto al dato inicial y con el resto de los circuitos del sistema de JASEC.

Otro dato de suma importancia es que los datos nuevos tanto de DPIR como de FPI se encuentran dentro de los valores límite que establece el artículo 62.

Gráfica 11: FPI anual mejorado para el circuito Paraíso.



Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores JASEC (2018).

Es importante también analizar las pérdidas económicas que se dieron por la falta de suministro eléctrico gracias a las averías del ramal. Para este cálculo, no se tiene exactamente el tipo de abonados que fueron afectados ni los medidores respectivos, por lo que se asume que todos son residenciales, además, se tomaron 20 medidores tipo residenciales al azar ubicados en el ramal El Yas, para tener un promedio del consumo en esta área. A partir de esto, se tiene un promedio de 170 kW/h para clientes con tarifa tipo A, donde el cobro es de aproximadamente 75 colones por kW/h.

Se calculó el costo aproximado por hora, asumiendo que no son horas pico y se multiplicó por el tiempo de salida del ramal y por el número de clientes afectados, esto para

el año 2018. Se estimó que JASEC pierde aproximadamente 3,5 millones de colones al año por salidas relacionadas a fallo de materiales, antigüedad, flora y fauna.

Con toda la información se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4: Afectados por salidas del ramal durante el 2018.

	Número de afectados	**Tiempo de salida del ramal (horas)**	**Costo por energía no entregada (₡)**
Enero	1196	1,3	38.870,0
Febrero	6123	3,2	488.309,3
Marzo	5394	12,3	1.651.912,5
Abril	92	15,2	34.983,0
Mayo	4771	6,2	735.926,8
Junio	3570	2,0	178.500,0
Julio	459	2,0	22.950,0
Agosto	1191	4,0	119.100,0
Septiembre	1050	4,1	107.362,5
Octubre	114	6,2	17.584,5
Noviembre	7	6,2	1.079,8
Diciembre	138	9,6	33.016,5
Total			**3.429.594,8**

Fuente: Basado en historiales de interrupciones de JASEC (2018).

Se realiza un cálculo de costos asociados directamente con las fallas, tomando en cuenta costo de los materiales, costo de mano de obra y combustible, además se le agrega un costo administrativo del 5%, costos indirectos del 3% y costos por imprevistos del 5%. Para

cada perturbación se hace un promedio y luego se calcula el total del gasto anual por cada falla indicada.

Tabla 5: Costo operativo de interrupciones en el Ramal El Yas.

Falla	**Costo Promedio (₡)**	**Costo anual (₡)**
Ambientales	23.300	745.600
Daños en materiales	40.000	200.000

Fuente: Basado en el Modelo de Indicadores, JASEC (2018)

4.4 Análisis de la infraestructura y mantenimiento

4.4.1 Estado actual de la infraestructura

El análisis de la infraestructura eléctrica se hizo con visitas técnicas directamente en el lugar donde se encuentra instalado el Ramal El Yas, de esta manera, se pudo obtener el estado de los postes y la instalación eléctrica, sus elementos, la ubicación del ramal, y otras características importantes de describir. A continuación, se muestran distintas fotografías que muestran la realidad de la situación y una descripción de lo que se puede observar.

	Descripción
	La mayoría de los postes metálicos del ramal se encuentran corroídos, esto por la antigüedad (no se utilizan actualmente), por la falta de mantenimiento, y las condiciones ambientales a las que se somete. Se hubiese podido evitar la gravedad que presentan con capas de pintura anticorrosión que permiten dar más vida útil al tipo de material.
	La corrosión causa que las estructuras se degraden, poniendo en peligro la seguridad de las personas y viviendas que se encuentran cerca. Con esto la estructura no está recibiendo el soporte necesario, además, las anclas que deben sostener el poste no están tensas y al ser armazones muy pesadas podrían caer junto con los cables energizados y causar accidentes mortales.

	La importancia de los aisladores está en la necesidad de brindar continuidad operacional en las líneas y mantener aisladas las partes energizadas. Si un aislador se encuentra sucio o roto, este afectará el rendimiento de la línea, y producirá más salidas por interrupciones. Según la norma IEEE Std 957-2005 IEEE Guide for Cleaning Insulators, se debe realizar un lavado de aislación con agua desmineralizada aislante a alta presión, esto cuando las líneas se encuentren energizadas, al menos una vez al año.
	A pesar de que se tienen aisladores correctos para el circuito, algunos de estos ya no se utilizan, debido al complicado manejo y el peso de estos. Muchos de los aisladores que se tienen en el ramal son de cerámica (como el del centro de la foto) o porcelana, estos tienen alta resistividad y gran resistencia mecánica. Pero, actualmente, se utilizan aisladores poliméricos, principalmente por su liviano peso y flexibilidad, además de su mejor comportamiento ante la contaminación. Además, con los poliméricos, se utiliza un único aislador y no una cadena de aisladores de disco o campana.

	En muchos de los postes metálicos del ramal, los *jumpers* se encuentran muy cerca de la estructura metálica, o están muy flojos, haciendo que las posibilidades de que golpee el metal son muy altas, o de que un pájaro haga conexión a tierra cuando toque el cable y la estructura. Además, por norma la distancia que debería tener es de 19 pulgadas para evitar arcos eléctricos, que justamente no se cumple en muchos de los postes.
	Se puede observar cómo el cimiento del poste se encuentra cubierto por flora casi en su totalidad. Esto afecta de igual manera a las bases de la estructura, produciendo humedad y por lo tanto debilidad en la armazón, de igual manera las anclas no se encuentran tensas, por lo que las probabilidades de un accidente son mayores, tomando en cuenta que los postes se encuentran en patios de casas.

	Cuando los materiales se encuentran en mal estado dejan desprotegida la línea, haciendo más probable la salida por interrupciones. Como es el caso de la foto el pararrayos se encuentra reventado, y por su estado se concluye que ya pasó bastante tiempo y no fue reparado. Además, se puede observar el desgaste de la cuchilla.
	La mayoría de los postes de este ramal no poseen conexión a tierra, y sucede en muchos casos que está el bajante para la tierra, pero fue robado el cable, y esto deja poco resguardada la línea ante posibles lluvias o rayos. En otros casos, el cable de tierra se encuentra enrollado en la misma estructura.

	Uno de los principales problemas que se dan en el ramal es la ubicación de los postes, muchos de estos se ubican en fincas privadas, con un acceso muy limitado o nulo para carros. Con esto las tareas de mantenimiento se vuelven complicadas, tanto en el acceso como en el permiso que deben otorgar para ingresar a la propiedad.

4.4.2 **Mantenimiento de la red**

Se hizo un análisis del tipo de mantenimiento que recibe la línea y con cuánta frecuencia. Se encontró que se realiza 1 mantenimiento por año durante los últimos 4 años:

- Julio del 2015.
- Enero del 2016.
- Noviembre del 2017.
- Febrero del 2018.

Los 4 paros que se realizaron fue por mantenimiento preventivo en las líneas de media tensión. Sin embargo, analizando la ubicación, estos se dieron en zonas donde el acceso a las instalaciones se encontraba en vía pública. Así que muchos de los postes que se encuentran en propiedades privadas son los que actualmente están más deteriorados, debido a que no han recibido mantenimiento por un largo tiempo.

Otro inconveniente es que no se lleva un registro escrito del mantenimiento que se realiza, así que no hay registros de cuáles postes recibieron mejoras o cuáles materiales se cambiaron. Los técnicos indicaron que no era necesario llevar un registro, pues ellos sabían lo que siempre se tenía que hacer.

4.5 **Resumen del Capítulo IV**

En este capítulo se desarrolló el estado actual del ramal El Yas, en su estructura física, también sus averías, salidas del sistema, fallas más comunes a nivel de circuito y ramal, costos a JASEC, análisis de índices de continuidad eléctrica en su estado actual y en el futuro con el nuevo diseño.

Capítulo V: Evaluación del rediseño

5.1 Análisis técnico

El principal objetivo de esta nueva ubicación es poder tener un acceso directo a los postes y elementos pertenecientes a la línea, de manera rápida, sin tener que solicitar permisos para ingresar a propiedades, como sucede actualmente, por lo tanto, se ubicará en vía pública. El lugar donde se quiere reubicar es un poco complicado, con terreno montañoso, parte de la calle no está asfaltada y por muchas áreas donde debe pasar se encuentra mucha flora y fauna, por este motivo, se instalará una parte en cable semiaislado para evitar las salidas del circuito.

Se escogió este lugar, porque no existen muchas otras opciones para el paso por vía pública, este es el único recorrido por donde se puede pasar el total de la línea sin ingresar a propiedades. Además, la mayoría de los ramales secundarios que se encuentran conectados actualmente al ramal El Yas, se pueden volver a conectar en el rediseño. Solo 3 del total de ramales se deben reubicar y se conectarán con el ramal de Birrisito.

Figura 7: Nueva ubicación del ramal El Yas.

Fuente: Google Earth (2018).

5.2 **Modelado de línea corta**

El modelado de línea corta se realiza para el estudio específico del ramal El Yas, como se describió anteriormente, se utiliza este estudio debido a que su longitud es menor de 80 km. Con estos cálculos se observan distintos escenarios gracias al historial obtenido desde el 2017, se analiza por temporadas climáticas (verano e invierno) con potencias máximas y mínimas, para ver el comportamiento.

Los cálculos de línea corta se realizaron tanto para la situación actual y para el rediseño, esto para analizar los resultados antes y después, de esta manera, saber si el rediseño proveerá una mejora eléctrica.

El primer paso para realizar el análisis es tomar en cuenta las características del conductor calibre 394.5 MCM que se desea utilizar en el nuevo diseño y compararlas con las del conductor calibre 4/0 que se quiere retirar.

Tabla 6: Características de conductores.

Características	**394.5 MCM**	**336.4 MCM**	**4/0 AWG**
Clave	Canton AAAC	ACSR	Penguin ACSR
Peso	551.1 kg/km		433.1 kg/km
Sección transversal	199.9 mm2	170.5 mm2	107 mm2
Diámetro	18.3 mm	29.8 mm	14.31 mm
RMG	6.64 mm	6.64 mm	4.61 mm
Tensión de rotura	6013 kg	6013 kg	3776 kg
Resistencia eléctrica 50°	0.1852 Ω / km	0.1852 Ω / km	0.3342 Ω / km.
Ampacidad	220 A	395 A	200 A
Módulo de elasticidad final	6350 kg/mm2	-	-
Coeficiente de dilatación	0.000023 1/°C	-	-

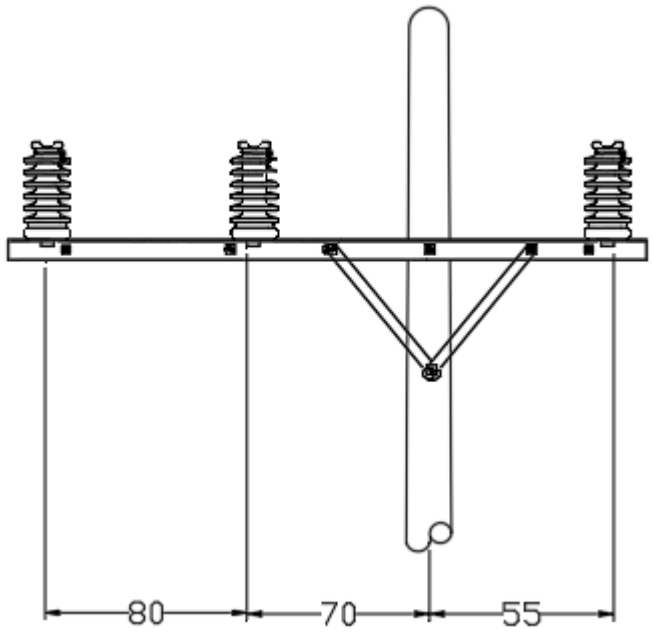
Fuente: Conductores del Norte/ General Cable/ Instituto Costarricense de Electricidad

Una de las razones por las que no se utiliza más el calibre 4/0 es porque anteriormente se consideraba pesado; actualmente, se clasifica como liviano y no se utiliza para instalaciones de subtransmisión. Además, se puede observar que el calibre 394.5 MCM posee mejores características tanto en resistencia eléctrica como en ampacidad. Otra importancia es el tipo de conductor, en el nuevo diseño se empleará AAAC, este se usa en circuitos donde se requiere mayor resistencia mecánica, además, tienen una resistencia menor por unidad de longitud que el ACSR.

En ciertos tramos, se utilizará 336.4 ACSR con conductor semiaislado, este tiene un núcleo galvanizado que posee mejor resistencia a la tracción, además, es más resistente a la corrosión y a situaciones ambientales, como lluvia, flora y fauna, previniendo salidas del circuito.

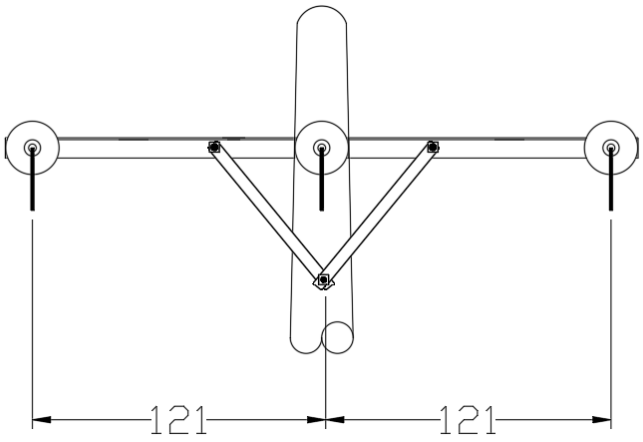
Una vez que se tengan las características de los calibres, se debe conocer qué tipos de montajes se instalarán en el nuevo diseño, esto para realizar los cálculos de inductancia, que requieren las distancias entre cada fase. En el rediseño se utilizarán montajes, estos en distintas configuraciones, pero, para los cálculos, se tomaron los 3 montajes principales con sus respectivas distancias entre fases. En las imágenes se muestran tres tipos de montaje que se utilizarán en el nuevo diseño y con los que se obtuvo la impedancia. Los cálculos de la línea actual no se hicieron con distancias tan exactas, debido a la ubicación de los postes y a la complicación de medida de estos.

Figura 8: Dimensiones de montaje H22 SBG.



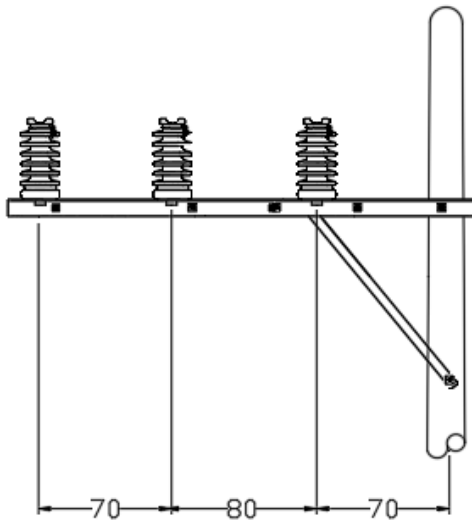
Fuente: Basado en el Manual de Montajes Normalizados de JASEC (2004)

Figura 9: Dimensiones para montaje H31G.



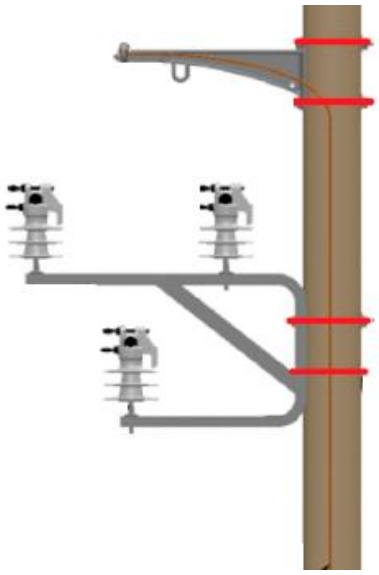
Fuente: Basado en el Manual de Montajes Normalizados de JASEC (2004)

Figura 10: Dimensiones para montaje H31 BG.



Fuente: Basado en el Manual de Montajes Normalizados de JASEC (2004)

Figura 11: Ejemplo de montaje semiaislado SM24.



Fuente: Basado en el Manual de Línea Media tensión Semiaislada (2004)

Las distancias equivalentes por montaje varían dependiendo de la ubicación de las fases. Se calculan de la siguiente manera:

$$Dequi = \sqrt[3]{d_{1-2} \cdot d_{2-3} \cdot d_{1-3}} \quad (12)$$

Para los tres montajes principales se tiene un crucero de 2.44 m de largo, y junto con el montaje semiaislado presenta las siguientes distancias:

Tabla 7: Distancia equivalente para calibre 394 MCM.

Montaje	d_{1-2} (cm)	d_{2-3} (cm)	d_{1-3} (cm)	D_{equiv} (m)
1	125	80	205	1,27
2	80	70	150	0.94
3	122	122	244	1.54
Semiaislado	40	40	80	0.50

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la impedancia, la resistencia a 50° es un valor que se obtiene de las fichas técnicas de los cables, y la inductancia se calcula de la siguiente manera:

$$L = 0.461 \cdot log\left(\frac{dequi}{RMG}\right)\ [mH/km] \quad (13)$$

$$XL = 2\pi \cdot 60 \cdot L \cdot d\ [\Omega] \quad (14)$$

Donde:

RMG: radio medio geométrico, se obtiene a través de fichas técnicas.

d: distancia total del ramal en el calibre respectivo.

Tabla 8: Distancias de cada conductor.

Calibre	Antes del rediseño	Con el rediseño
4/0	14,854 km	-
394,5	-	15,012 km
336 semiaislado	-	6,1214 km

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9: Impedancias con características del ramal actual.

Calibre	**Montaje**	**R (Ω)**	**L**	**XL (Ω km)**	**XL (Ω)**	**Z (Ω)**
4/0	1	2,75	1,05	396,55	26,70	2,75+26,69i
	2	2,75	0,99	374,11	25,19	2,75+25,18i
	3	2,75	1,09	410,94	27,67	2,75+27,66i
Impedancia Z		**2,75**			**26,52**	**2,75+26,52i**

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 10: Impedancias con características del rediseño.

Calibre	Montaje	R (Ω)	L	XL (Ω km)	XL (Ω)	Z (Ω)
394.5	1	2,75	1,05	396,55	26,70	2,75+26,69i
	2	2,75	0,99	374,11	25,19	2,75+25,18i
	3	2,75	1,09	410,94	27,67	2,75+27,66i
Promedio		**2.75**			**26,52**	**2,75+26,51i**
336 semiaislado	1	2,75	0,87	326,77	52,42	1,15+52,42i
Impedancia total		**3,91**			**78,94**	**3,90+78,937i**

Fuente: Elaboración Propia

Como se mencionó anteriormente, se analizaron distintos escenarios tomando en cuenta la potencia activa y reactiva mínimas y máximas dependiendo de temporada climática que se tiene, a continuación, se presentan las cargas críticas para cada situación:

Tabla 11: Cargas críticas del Ramal El Yas.

		P (KW)	Q (KVAR)	FP	Ángulo	IR (A)
Invierno	**Min**	106	1	1,0	0,5	1,8
	Max	758	62	1,0	4,7	12,7
Verano	**Min**	128	1	1,0	0,4	2,1
	Max	780	51	1,0	3,7	13,1
Invierno	**Min**	126	1	1,0	0,5	2,1
	Max	798	62	1,0	4,4	13,4
Verano	**Min**	103	1	1,0	0,6	1,7
	Max	771	93	1,0	6,9	13,0
Invierno	**Min**	119	1	1,0	0,5	2,0
	Max	773	55	1,0	4,1	13,0

Fuente: Basado en historial de cargas de JASEC.

El cálculo de la corriente se hizo de la siguiente manera:

$$I = \frac{P}{V_{nom} \cdot \sqrt{3} \cdot fp} \quad (15)$$

La idea principal del modelado de línea corta es cumplir con la ecuación (8), en este caso, se verá el resultado de la tensión en el extremo receptor, esto para asegurar que el ramal se mantenga con una tensión constante y no sufra caídas de tensión. Por lo tanto, se quiere resolver:

$$V_R = V_S - I_R Z \quad (16)$$

A partir de esto, se obtienen los siguientes resultados para el ramal el Yas antes del rediseño de la línea:

Tabla 12: Tensiones en El Yas actualmente.

		P (KW)	Q(KVAR)	Vs 1Ø	Desfase angular	Vs 3Ø	%RV
Invierno	**Min**	106,0	1,0	19913,3	-0,1	34490,8	0,03 %
	Max	758,0	62,0	19856,2	-0,8	34391,9	0,31 %
Verano	**Min**	128,0	1,0	19912,3	-0,1	34489,1	0,03 %
	Max	780,0	51,0	19860,0	-0,9	34398,6	0,29 %
Invierno	**Min**	126,0	1,0	19912,3	-0,1	34489,2	0,03 %
	Max	798,0	62,0	19854,4	-0,9	34388,7	0,32 %
Verano	**Min**	103,0	1,0	19913,4	-0,1	34491,0	0,03 %
	Max	771,0	93,0	19841,8	-0,8	34367,0	0,39 %
Invierno	**Min**	119,0	1,0	19912,7	-0,1	34489,7	0,03 %
	Max	773,0	55,0	19858,6	-0,9	34396,1	0,30 %

Fuente: Resultados del modelo de línea corta.

Seguidamente, se calculan las caídas de tensión al ramal con el nuevo diseño. Así se puede observar la manera cómo se comporta la tensión:

Tabla 13: Resultados de tensiones del nuevo diseño de El Yas.

			P (KW)	Q (KVAR)	Vs 1Ø (V)	Desfase angular	Vs 3Ø (V)	%RT
2017	**Invierno**	**Min**	106,0	1,0	19910,3	-0,1	34485,7	0,04 %
		Max	758,0	62,0	19787,1	-0,8	34272,2	0,66 %
	Verano	**Min**	128,0	1,0	19909,0	-0,1	34483,4	0,05 %
		Max	780,0	51,0	19800,2	-0,9	34295,0	0,59 %
2018	**Invierno**	**Min**	126,0	1,0	19909,0	-0,1	34483,5	0,05 %
		Max	798,0	62,0	19784,6	-0,9	34267,9	0,67 %
	Verano	**Min**	103,0	1,0	19910,5	-0,1	34486,0	0,04 %
		Max	771,0	93,0	19745,3	-0,8	34199,9	0,87 %
2019	**Invierno**	**Min**	119,0	1,0	19909,5	-0,1	34484,2	0,05 %
		Max	773,0	55,0	19795,4	-0,9	34286,6	0,62 %

Fuente: Resultados del modelo de línea corta.

Se puede observar cómo el nuevo diseño de El Yas puede provocar más caída de tensión, esto porque es un poco más extenso, además, llevará instalado el conductor semiaislado que puede producir pequeños cuellos de botella en la línea principal.

Como parte del estudio, se requiere estudiar las mismas condiciones, pero con tensión de 69kV, esto para analizar las caídas de tensión y verificar si mejoran al aumentar la tensión.

Tabla 14: Caídas de tensión en 69kV.

			P (KW)	Q (KVAR)	Vs 1Ø (V)	Desfase Angular	Vs 3Ø (V)	%RT
2017	**Invierno**	**Min**	106,0	1,0	39833,03	-0,12	68992,84	0,01 %
		Max	758,0	62,0	39771,44	-0,84	68886,16	0,16 %
	Verano	**Min**	128,0	1,0	39832,32	-0,14	68991,61	0,01 %
		Max	780,0	51,0	39777,99	-0,86	68897,49	0,15 %
2018	**Invierno**	**Min**	126,0	1,0	39832,39	-0,14	68991,73	0,01 %
		Max	798,0	62,0	39770,14	-0,88	68883,90	0,17 %
	Verano	**Min**	103,0	1,0	39833,14	-0,11	68993,03	0,01 %
		Max	771,0	93,0	39750,54	-0,85	68849,96	0,22 %
2019	**Invierno**	**Min**	119,0	1,0	39832,62	-0,13	68992,12	0,01 %
		Max	773,0	55,0	39775,58	-0,86	68893,33	0,15 %

Fuente: Resultados del modelo de línea corta.

Se puede ver que las caídas de tensión disminuyen efectivamente con tensión 69 kV, sin embargo, en 34.5kV se tienen caídas totalmente aceptables y están dentro del rango permitido por ARESEP en la norma ART-NT-SUCAL.

Se realizó un cálculo de pérdidas técnicas a nivel del ramal, sin embargo, se debe saber que esto mejora el ámbito general del Circuito Paraíso, y tendrá menos pérdidas por efectos de Joule o Efecto Corona. Como se describió anteriormente se utiliza la ecuación (17) para calcular estas pérdidas. Para este caso, se utilizaron las cargas del Circuito Paraíso y cuantificar las pérdidas a nivel general.

$$P = {I_R}^2 \cdot R \quad (17)$$

Tabla 15: Pérdidas técnicas de potencia en el Circuito Paraíso en 34,5 kV.

			P (KW)	Q (KVAR)	Pérdidas (W)	Costo (₡)	Costo ($)
2017	**Invierno**	**Min**	106,0	1,0	883,7	24191,9	40,3
		Max	758,0	62,0	292482,4	8006706,0	13344,5
	Verano	**Min**	128,0	1,0	891,2	24396,0	40,7
		Max	780,0	51,0	378535,8	10362416,7	17270,7
2018	**Invierno**	**Min**	126,0	1,0	24,8	678,5	1,1
		Max	798,0	62,0	399988,9	10949697,2	18249,5
	Verano	**Min**	103,0	1,0	17,9	490,6	0,8
		Max	771,0	93,0	391487,1	10716959,5	17861,6
2019	**Invierno**	**Min**	119,0	1,0	15309,6	419099,9	698,5
		Max	773,0	55,0	301322,0	8248689,8	13747,8

Fuente: Resultados del modelo de línea corta.

Tabla 16: Pérdidas técnicas en el Circuito Paraíso en 69kV.

			P (KW)	Q (KVAR)	Pérdidas (W)	Costo (₡)	Costo ($)
2017	**Invierno**	**Min**	106,000	1,000	220,9	6048,0	10,1
		Max	758,000	62,000	73120,6	2001676,5	3336,1
	Verano	**Min**	128,000	1,000	222,8	6099,0	10,2
		Max	780,000	51,000	94633,9	2590604,2	4317,7
2018	**Invierno**	**Min**	126,000	1,000	6,2	169,6	0,3
		Max	798,000	62,000	99997,2	2737424,3	4562,4
	Verano	**Min**	103,000	1,000	4,5	122,7	0,2
		Max	771,000	93,000	97871,8	2679239,9	4465,4
2019	**Invierno**	**Min**	119,000	1,000	3827,4	104775,0	174,6
		Max	773,000	55,000	75330,5	2062172,5	3437,0

Fuente: Resultados del modelo de línea corta.

Se observa como teniendo la red en 69 kV, se reducen en un 51% las pérdidas técnicas. Además, tendrían ganancias entre $18 000 y $25 000 por año.

A pesar de que el escenario se vea mejor en 69 kV en cuanto a caídas de tensión, pérdidas de potencia y mejores ingresos a la empresa, el costo para construir y amoldar esta línea al sistema encarece el proyecto. Se requiere un transformador elevador de potencia para poder sacar la generación de las plantas, tomando en cuenta de que las plantas generen al máximo se requiere un transformador de 30 MVA, donde su costo rondaría los $450.000, además de que muchos de los elementos y materiales que se utilizan en el diseño habría que modificarlos para que se ajusten a esta tensión y el costo de estos sería mucho mayor.

Por este motivo, se continúa haciendo el estudio solamente en 34.5 kV, además, de que no genera problemas con respecto a caídas de tensión, por lo que es aceptado para construir.

5.2.1 **Flujos de potencia**

Para el cálculo de los flujos de potencia, se utilizó el programa ARTERE, este trabaja con el método numérico de Newton-Raphson. Una vez que se ingrese la información correspondiente al programa, este desplegará información de la potencia activa, reactiva, tensión de las barras conectadas a la red que se estudia y las pérdidas de potencia que se presentan en el sistema.

Según Stagg & El-Abiad (1983), el proceso que se utiliza en este método numérico se desarrolla con el siguiente procedimiento:

- Se deben especificar las siguientes magnitudes:
  - P^{esp} en todos todas las barras menos en la de compensación.
  - Q^{esp} en las barras PQ
  - V en todas las barras PV y en la de compensación
  - $Q_{Gi,min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,max}$ en las barras PV.
- Se estiman los valores ${\delta_i}^{(0)}$ y ${V_i}^{(0)}$ para las variables de estado
- A partir de estos valones estimados de calcula ${P_i}^{(0)}{}_{calc}$ y ${Q_i}^{(0)}{}_{calc}$ para las siguientes ecuaciones:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^{N} |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \qquad (18)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^{N} |V_i V_n Y_{in}| \, sen(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (19)$$

Donde:

$$G_{ij} + jB_{ij} = \left|Y_{ij}\right| \cos\left(\theta_{ij}\right) + j\left|Y_{ij}\right| sen\left(\theta_{ij}\right) = \left|Y_{ij}\right| < \theta_{ij} = Y_{ij} \quad (20)$$

- Se calculan los errores:

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} \qquad (21)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} \qquad (22)$$

- Se calculan los elementos de las derivadas parciales de la jacobiana J:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{d\delta} & \frac{\partial P}{dV} \\ \frac{\partial Q}{d\delta} & \frac{\partial Q}{dV} \end{bmatrix}$$

- Resolver la siguiente ecuación para las correcciones iniciales $\Delta\delta_i{}^{(0)}$ y $\Delta|V_i|^{(0)}/|V_i|^{(0)}$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{d\delta} & \frac{\partial P}{dV} \\ \frac{\partial Q}{d\delta} & \frac{\partial Q}{dV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \partial\delta \\ \partial V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_p \\ f_Q \end{bmatrix} \quad (23)$$

- Se deben sumar las correcciones encontradas a los estimados iniciales para obtener:

$$\delta_i{}^{(k+1)} = \delta_i{}^{(k)} + \Delta\delta_i{}^{(k)} \quad (24)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta|V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k)} \left(1 + \frac{\Delta|V_i|^{(k)}}{|V_i|^{(k)}}\right) \quad (25)$$

donde k es el número de iteraciones

- Finalmente converge hasta que se cumpla el límite de flujo de parada.

5.2.2 **Análisis de flujo por escenarios**

El análisis de flujo de potencia se estudiará con tres escenarios: pesimista, realista y optimista para 34,5 kV; no se hace de 69 kV porque se concluyó en los modelos de línea corta que la tensión del ramal no sobrepasaba los límites de caída de tensión. Con cada escenario se modelan dos sistemas: el primero de ellos será donde la barra infinita entrega potencia al Circuito Paraíso y al resto de cargas de JASEC, y la línea 3-4 permanecerá abierta, como se indica en el diagrama; el segundo flujo se hará cuando la línea 336 se desconecte del sistema y la línea 3-4 se cierra para permitir el paso de potencia de las plantas de Birrís.

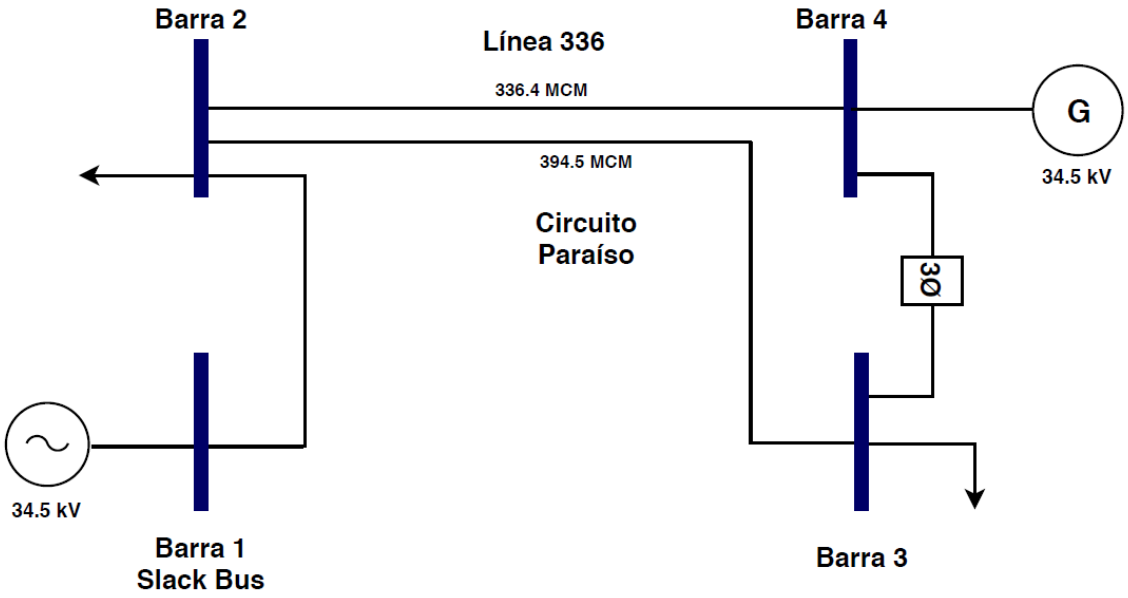
A partir de estos flujos, se obtendrán los resultados reales de potencia activa y reactiva que se trasiega por medio de las líneas y la manera en que se comporta el sistema con respecto a caídas de tensión y pérdidas de potencia, principalmente con todo el Circuito Paraíso en 394,5 MCM.

Las cargas del Circuito Paraíso se tomaron del historial proporcionado por el Centro de Control El Bosque, donde se muestran las lecturas cada 15 minutos de la potencia activa y reactiva del 2017, 2018 y parte del 2019, de esta manera, se obtuvieron las cargas mínimas,

normales y máximas durante la temporada de invierno y verano. Estas se muestran en el Anexo 1

La siguiente figura muestra el diagrama unifilar donde se incluyen los elementos que se estudian en el modelado. En la tabla 17 se especifica cada elemento, las barras donde se encuentran conectados y la impedancia respectiva.

Figura 12: Diagrama unifilar del sistema en estudio.



Fuente: Basado en Diagrama Unifilar en 34,5 kV de JASEC. (Drawio, 2019)

Tabla 17: Datos de líneas de transporte de energía.

Línea	Barra i	Barra j	R (Ω)	X (Ω)
Conexión 1	1	2	0.01	0.01
Circuito Paraíso	2	3	11.14	94.87
336 (Generación)	2	4	3.33	21.8
Conexión 2	3	4	0.01	0.01

Fuente: Elaboración propia. (Office, 2016)

Escenario pesimista

Para este escenario, se toma en cuenta la carga del Circuito Paraíso, en su máxima demanda, tomada del historial de cargas del anexo, con esta carga posiblemente se le daba respaldo a otro circuito en su momento. Además de esto, las plantas no están generando y se tiene el resto de las cargas de JASEC en su máxima demanda.

Tabla 18: Datos de estudio para escenario pesimista.

Pesimista	**MW**	**MVAr**
Carga Barra 1	0	0
Carga Barra 2	92	31
Carga Barra 3	12	2.6
Barra Infinita	200	0
Generadores Birrís	0	0

Fuente: Elaboración propia. (Office, 2016)

Resultados

En la tabla 19, se pueden observar los flujos de potencia reales en condición normal, donde la línea 336 se encuentra en servicio y también se muestran los flujos donde la 336 se desconecta de la red.

Tabla 19: Resultado de flujos de potencia en líneas.

Normal			**366 desconectada**	
Líneas	**MW**	**MVAr**	**MW**	**MVAr**
1-2	103.4	30.2	105.3	39.1
2-3	13	3.3	13.1	8.1
2-4	0	5.1	0	0
3-4	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia. (Office, 2016)

En este caso, no hay generación por parte de las plantas, por lo que no afecta los flujos de potencia una vez que la línea 336 salga. El problema en este caso es que JASEC no tiene cómo cubrir los picos de demanda, y estos son sancionados por parte del ICE, lo que hace que JASEC deba pagar altos costos por esta energía.

Tabla 20: Tensión y caídas de tensión en barras.

Barras	Tensión final (pu)	Tensión final (kV)	Desfase angular	Caída de tensión (%)
1	1	34.50	0	0
2	0.9988	34.45	-0.03	0.12
3	0.9999	34.46	-6.78	0.01
4	1	34.50	-6.79	0

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE (2019).

No se presentan caídas de tensión críticas y, según la norma, no deben existir caídas de más de 5 % en las distintas líneas de la red, por lo que los resultados indican que es una condición aceptable.

Tabla 21: Pérdidas de potencia en distintas condiciones.

Condición	Pérdidas (MW)	Pérdida con respecto al circuito (%)	Costo ($)
Normal	0.38	2.92	650
336 desconectada	0.42	3.23	714

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE (2019).

Escenario realista

En este escenario, se modela la condición de trabajo normal de la red, donde las plantas generan aproximadamente 3 MW y funcionan para cubrir los picos de demanda. Además, el Circuito Paraíso demanda de manera normal y el resto de las cargas de JASEC en demanda máxima.

Tabla 22: Datos para estudio de escenario realista.

Pesimista	**MW**	**MVAr**
Carga Barra 1	0	0
Carga Barra 2	92	31
Carga Barra 3	5	1.8
Generador Infinito	200	0
Generadores Birrís	3	0

Fuente: Elaboración propia. (Office, 2016)

Resultados

Se puede observar en la tabla 23 los flujos reales de potencia activa y reactiva en condición realista, donde la línea 336 se encuentra en servicio, y se muestran los flujos donde la 336 se desconecta de la red.

Tabla 23: Resultado de flujos de potencia en líneas.

Normal			**366 desconectada**	
Líneas	**MW**	**MVAr**	**MW**	**MVAr**
1-2	94.1	30.8	94.1	31.0
2-3	5.5	2.1	2.0	-0.1
2-4	3	2.2	0	0
3-4	0	0	3	2.2

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE (2019).

La tensión en las barras no presenta caídas críticas y, además, cumple la norma, porque no baja del 5 %, por lo que se considera aceptable para el proyecto.

Tabla 24: Tensión y caídas de tensión en barras.

	Condición Normal				**Sin 336**			
Barras	Tensión final (pu)	Tensión final (kV)	Desfase angular	Caída de tensión (%)	Tensión final (pu)	Tensión final (kV)	Desfase angular	Caída de tensión (%)
1	1	34.5	0	0	1	34.5	0	0
2	0.9990	34.46	-0.03	0.1	0.9989	34.46	-0.03	0.11
3	0.9999	34.49	-1.79	0.01	1	34.5	-9.44	0
4	1	34.5	-1.79	0	1	34.5	-9.44	0

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE (2019).

Las pérdidas en el Circuito Paraíso representan solo 1,63 % del total entregado, lo que demuestra que se trasiega bien la potencia y no sufre grandes pérdidas por efecto corona o efecto Joule. Por lo tanto, el calibre que se utilizará es el adecuado.

Tabla 25: Pérdidas de potencia en distintas condiciones.

Condición	**Pérdidas (MW)**	**Pérdida con respecto al circuito (%)**	**Costo ($)**
Normal	0.09	1.63	155
336 desconectada	0.12	2.18	204

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE (2019).

Escenario optimista

En este escenario, se modela la condición de trabajo optimista de la red, donde las plantas generan al máximo un total de 24 MW y que, además de cubrir los picos de demanda, una vez que salga de servicio la línea 336 podrá cubrir toda la demanda del Circuito Paraíso y entregar potencia en el Centro de Control El Bosque.

Tabla 26: Datos para estudio de escenario realista

Pesimista	**MW**	**MVAr**
Carga Barra 1	0	0
Carga Barra 2	92	31
Carga Barra 3	12	2.6
Generador Infinito	200	0
Generadores Birrís	24	0

Fuente: Elaboración propia. (Office, 2016)

Resultados

Los flujos de carga indican que la compra de energía al ICE se reduce en un 18 % si las plantas funcionaran al máximo y con esto se cubrirían, además, los picos de demanda, educiendo el cobro que genera el ICE a JASEC.

En este resultado, cuando la línea 336 se encuentra fuera de servicio, el sistema se comporta de manera muy similar a la red en condición normal. Sin embargo, existen más pérdidas técnicas porque fluye más cantidad de potencia

Tabla 27: Resultado de flujos de potencia en líneas.

Normal			**366 desconectada**	
Líneas	**MW**	**MVAr**	**MW**	**MVAr**
1-2	80.4	33.8	81.7	39.3
2-3	14.3	2.6	12.0	5.7
2-4	24	2.0	0	0
3-4	0	0	24.0	8.2

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE (2019).

Las caídas de tensión no sobrepasan el 5 %, por este motivo, el escenario es completamente aceptable.

Tabla 28: Tensión y caídas de tensión en barras.

	Condición Normal				Línea 336 desconectada			
Barras	Tensión final (pu)	Tensión final (kV)	Desfase angular	Caída de tensión (%)	Tensión final (pu)	Tensión final (kV)	Desfase angular	Caída de tensión (%)
1	1	34.5	0	0	1	34.5	0	0
2	0.9990	34.46	-0.02	0.10	0.9990	34.46	-0.02	0.10
3	0.9999	34.49	10.35	0.01	0.9997	34.49	64.23	0.03
4	1	34.5	10.35	0	1	34.5	64.24	0

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE (2019).

Tabla 29: Pérdidas de potencia en distintas condiciones.

Condición	Pérdidas	Pérdida con respecto al circuito (%)	Costo ($)
Normal	0.38	1.63	646
336 desconectada	1.72	2.18	2924

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE.

5.3 Comparación de resultados

Se hace una comparación de resultados en los distintos escenarios, para analizar el comportamiento en pérdidas de potencia en distintos casos, además se realiza la comparación económica de estos.

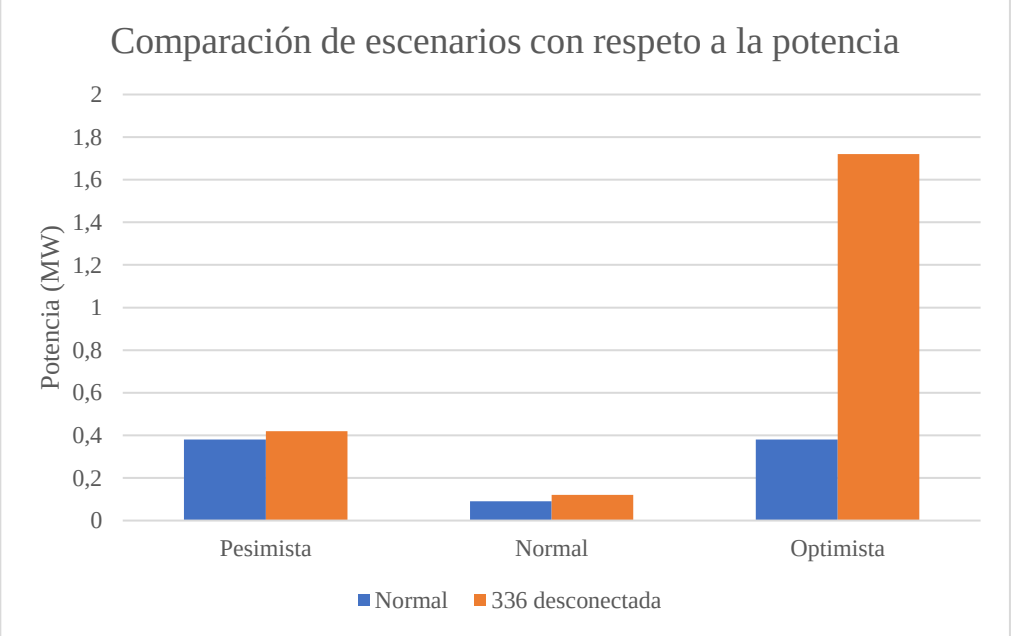
Tabla 30: Resumen de pérdidas técnicas según escenarios.

	Pérdidas técnicas (MW)	Económicas ($)	Pérdidas técnicas (MW)	Económicas ($)
Pesimista	0,38	650	0,42	714
Normal	0,09	155	0,12	204
Optimista	0,38	650	1,72	2924

Fuente: Basado en los resultados de ARTERE.

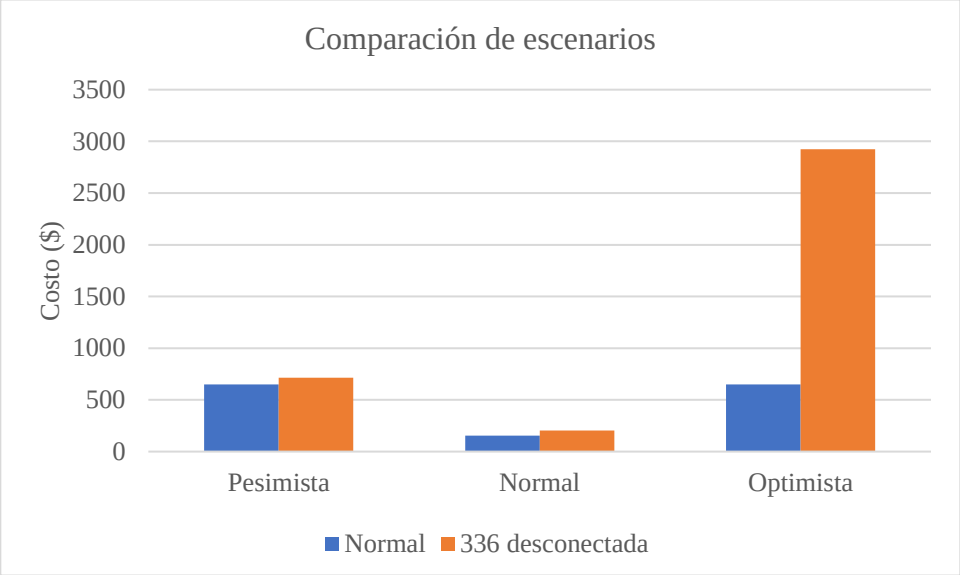
En el siguiente gráfico se observan las pérdidas técnicas de potencia para los escenarios estudiados.

Gráfica 12: Comparación de escenarios con respecto a las pérdidas de potencia.



Fuente: Basado en los resultados de ARTERE.

Gráfica 13: Comparación de escenarios con respecto a pérdidas económicas.



Fuente: Basado en los resultados de ARTERE.

Se observa como el escenario optimista, donde la línea 336 se encuentra fuera de servicio, presenta la mayor cantidad de pérdidas de potencia en el circuito Paraíso, esto se da porque la corriente en el conductor es mayor, debido a que se trasiega toda la potencia generada por las plantas por el conductor, y que según la fórmula (17), las pérdidas son directamente proporcionales a la resistencia y la corriente, lo que contribuye a un aumento de la potencia. En este caso la potencia generada se puede llevar por el circuito sólo porque tiene carga conectada, si no fuera así, el conductor no resistiría la corriente, debido a que sobrepasaría los 400A. A pesar de que es un escenario optimista porque las plantas generan al máximo, produce más corriente y por ende mayores pérdidas, sin embargo, siguen siendo poco relevantes con respecto al total que se requiere.

En condiciones normales se tiene una pérdida de un 1.6% con respecto al total trasegado de 5 MW, que no representa un gran porcentaje debido a que el conductor 394,5 MCM posee la capacidad necesaria para trasegar la potencia que amerita el circuito y no representa pérdidas económicas mayores para la empresa.

En el escenario pesimista, donde las plantas no generan, se observa tanto en la condición normal como con la 336 desconectada, que se tienen condiciones muy similares, esto porque el paso de la potencia es el mismo en ambos casos. Se tienen mayores pérdidas

que en la condición normal porque se asume que las cargas están al máximo, lo que genera mayor corriente, sin embargo, son pérdidas de 3% con respecto al total que tampoco representan costos económicos graves para la empresa.

5.4 Resumen del capítulo V

En este capítulo se encuentran los resultados de los cálculos del modelo de línea corta en 34,5 kV y 69 kV, a partir de todos los datos recolectados históricamente. Se obtuvieron las caídas de tensión para distintas condiciones, las pérdidas de potencia y costos de estas.

Por otra parte, se presentan los resultados del análisis de flujos de potencia para escenarios pesimista, realista y optimista del rediseño. Además, se hizo el estudio para la opción de trasegar potencia por el circuito Paraíso en caso de que la línea de generación 336 sufra de algún inconveniente y deba salir del sistema.

Capítulo VI: Análisis económico

Después de concluir que la opción del diseño del ramal El Yas en 34.5 kV es viable eléctricamente, se hace el análisis económico para esta opción, además, de que económicamente también es más factible, debido a que una instalación en 69 kV requiere una construcción de una subestación con transformador elevador, que encarecería el proyecto drásticamente.

6.1 Flujo efectivo

Los proyectos de inversión de empresas eléctricas no son exactamente para tener una ganancia, son principalmente para mejorar la calidad de servicio a los clientes, tampoco se debe realizar una inversión directa en un banco para poder financiarlo. Usualmente, estos proyectos son financiados por la ARESEP y la retribución económica se da a través del cobro que se les hace a los clientes y del aumento tarifario.

Para realizar el flujo efectivo se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

Ingresos por venta de energía:

$$Cantidad\ de\ abonados \cdot ganancia\ para\ JASEC \cdot 12meses - cobro\ del\ ICE$$

- Consumo de clientes: el consumo promedio de cada cliente del ramal, según facturación, ronda en los 170 kWh por mes. Se asume un incremento de 1 % por año a este consumo, basado en la proyección de crecimiento de JASEC.
- Incremento tarifario: el valor neto del crecimiento tarifario se estima en 1,3 % anual.
- Ganancia para JASEC por kWh: de cada cliente que consume en promedio 170 kWh la ganancia para JASEC es de 2552, 45 colones con un aumento del 1 % anualmente.
- Cantidad de abonados: 2795 clientes con un aumento de 5 % anual.

Una vez calculados los ingresos, se tiene que el punto de inflexión entre las pérdidas y las ganancias se da en el año 8 del proyecto, donde las entradas serán mayores que los egresos.

Tabla 31: Datos de ingresos para el proyecto.

Descripción	Parámetros	Año 0	Año 1	Año 7	Año 8
Incremento tarifario anual	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Ganancia para JASEC por kWh	-	$4,25	$4,31	$4,66	$4,72
Incremento de carga clientes por año	1,00%	-	-	-	-
Cantidad de abonados	2795	2795	2935	3308	3375
Cobro por demanda compra ICE		$ 156.283,54	$164.111,70	$184.968,14	$188.714,48
Ingresos por venta de energía		**$ - 13.601,60**	**$ - 12.335,12**	**$ -118,42**	**$2.330,90**

Fuente: Elaboración propia (Office, 2016).

Inversión:

Tabla 32: Inversión de la totalidad de la obra.

Rubro	Costo (₡)	USD ($)
Subtotal materiales	491.615.712,14	819.36
Subtotal Costos directos	901.373.340,52	1.502.28
Imprevistos (5%)	45.068.667,03	75.11
Administrativos (5%)	45.068.667,03	75.11
Ingeniería (7%)	63.096.133,84	105.16
Subtotal Costos indirectos	153.233.467,89	255.38
Total proyecto	**1.054.606.808,41**	**1.757.67**

Fuente: SIREJ JASEC (2018)

Depreciación:

Tabla 33: Costo por depreciación del proyecto.

Depreciación	Año 1
Costo	$ 1.757.678,00
Vida útil	30 años
Valor residual (10%)	10%
Depreciación	**52.730,34**

Fuente: ARESEP (2018)

Flujo de efectivo de costos

La vida útil del proyecto es a 30 años, según la ARESEP, por lo que el plazo del proyecto se extiende a este tiempo y el flujo efectivo también. La siguiente tabla muestra los flujos correspondientes a los años del proyecto. Se puede observar cómo en el año 16 se deja de percibir un flujo efectivo negativo, lo que indica que el proyecto ya se pagó y lo que se recibe a partir de ese momento son ganancias.

Tabla 34: Flujo efectivo de costos para el proyecto.

DETALLE	Año 1	Año 2	Año 3	Año 15	Año 16	Año 30
Ingresos Del Proyecto	-13.602	-12.335	-10.570	19.978	23.469	94.007
Depreciación	52.730	52.730	52.730	52.730	52.730	52.730
Redito De Desarrollo	39.043	76.879	74.464	45.483	43.068	9.258
Flujo Tarifario	**78.172**	**117.274**	**116.624**	**118.192**	**119.267**	**155.995**
Gatos Operación	**-682.929**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Activos Fijos	-1.074.749	0	0	0	0	0
Flujos De Efectivo	-1.679.506	117.274	116.624	118.192	119.267	155.995
	-1.679.506	-1.562.232	-1.445.608	-54.797	64.471	1.957.697

Fuente: Basado en el cálculo del flujo efectivo de costos para el proyecto. (Office, 2016)

A partir de esta información se obtienen los datos del VAN y TIR:

Tabla 35: VAN y TIR con respecto a las tasas fluctuantes de ARESEP.

Porcentaje	Detalle	Resultado
%	TIR	5,28 %
4,00%	VAN	$ 245.348,92
4,50%	VAN	$ 44.895,32
5,00%	VAN	$ -36.328,46
5,50%	VAN	$ -110.895,83

Fuente: Flujo efectivo de costos (2019).

Según Sapag & Sapag (2008), el TIR siempre debe dar mayor a cero, y cuanto más alto sea este valor, más rentable y menos vulnerable es el proyecto, sin embargo, según criterio de expertos en JASEC el TIR no se puede comparar en proyectos de este tipo, debido a que no hay un ingreso fijo que se destine a ese proyecto directamente.

Si se analiza el VAN, este siempre debe dar mayor a cero para que sea rentable, sin embargo, como la ARESEP tiene tasas fluctuantes, estas pueden variar durante el proyecto, por lo tanto, se presentan 4 casos con los diferentes porcentajes de tasas.

6.2 **Resumen del capítulo VI**

Es este capítulo se presenta el análisis de costos para el proyecto, tomando en cuenta la vida útil, costos por materiales, mano de obra, ingreso tarifario. Se hizo el flujo efectivo para corroborar el retorno de inversión y la cantidad de años en las que se devuelve el dinero a la empresa por medio de los clientes de JASEC.

Capítulo VII: Conclusiones, recomendaciones, aportes personales y trabajos a futuro.

7.1 Conclusiones

- Se logró realizar una evaluación técnica del estado de la instalación eléctrica actual por medio de los indicadores de duración promedio de interrupciones y frecuencia promedio de interrupciones y con visitas técnicas al lugar. Se concluyó que el calibre actual no es el adecuado para soportar las futuras cargas del circuito.

  Además, los indicadores muestran que la frecuencia de interrupciones se ha mantenido en el tiempo, sin embargo, la duración de fallas ha disminuido en los últimos 3 años gracias a la pronta respuesta de las cuadrillas. Otro factor importante, y en este caso el más crítico, es la infraestructura que se encuentra en pésimas condiciones, por vejez y falta de mantenimiento, lo cual atenta contra la seguridad de las personas aledañas al lugar.

  Como parte de la evaluación del nuevo diseño, se estudiaron todas las fallas que se presentaron en el 2018, que fueron causadas por fallos de materiales y factores ambientales que se pueden reducir una vez que se instale el nuevo diseño. A partir de esto, se obtuvieron las pérdidas económicas con respecto a cada falla y por la potencia no entregada a los consumidores. Asimismo, se calcularon nuevos índices como si las fallas estudiadas no hubiesen ocurrido y presentaba mejoras en la DPIR de un 17 % y la FPIR de un 44 %.

- Con el modelo de línea corta se estimó que las tensiones de 69 kV y 34,5 kV son indicadas para operar la red. La de 69 kV mejora las pérdidas de potencia casi en un 50 % con respecto a la de 34,5 kV al igual que las caídas de tensión, aunque las caídas en ambos casos no son críticas para la red y cumplen las normas de la ARESEP. Sin embargo, por términos tanto económicos como de la infraestructura general que posee JASEC, construir solamente una línea en 69kV implicaría un elevado costo de construcción, siendo poco rentable para la empresa. Por este motivo, se decide continuar con el estudio en 34,5 kV.

- Para la revisión del diseño propuesto, se utilizó el modelo de línea corta junto con los análisis de flujos de potencia. El modelo de línea corta se realizó para estudiar el ramal El Yas, este indicó que las caídas de tensión no influyen en el rendimiento de la red, además, cumple con las normas establecidas por la ARESEP. Junto con este modelo, se calcularon las pérdidas de potencia técnicas y la implicación económica.

  Con el flujo de potencia, se estudió el ramal El Yas como parte de la red eléctrica de JASEC. Se realizó un diagrama unifilar que indicara la generación de las plantas, las cargas del Circuito Paraíso (que incluye la mejora de El Yas), las cargas totales de JASEC y la entrega de la barra infinita. De esta manera, se estudió el comportamiento del circuito en 3 escenarios: pesimista, normal y optimista. En todos los casos, los resultados de caída de tensión se consideran aceptables y dentro del rango de límites. De igual manera, las pérdidas técnicas del circuito potencia representan entre un 1 % y 3 % de la entrega total de potencia.

  También, se hizo el análisis de 3 escenarios en el caso de que la línea 336 (exclusiva para generación) quede fuera de servicio y sea necesario trasegar la potencia generada por la línea del Circuito Paraíso. En los 3 casos, los resultados fueron aceptables, no hay caídas de tensión críticas y las pérdidas técnicas son muy similares a las que se presentan en condición normal de la red.

- Se realizó el análisis económico del nuevo diseño en 34.5 kV, donde se calcularon los valores de mercado actuales para todos los materiales que posea el diseño, costos de ingeniería, administrativos, imprevistos y depreciaciones. Con esto, se elaboró un flujo de efectivo a 30 años, que es la vida útil del proyecto, y con los de resultados se obtuvo que, a partir del año 16, se comienzan a observar las ganancias. Esto tomando en cuenta que el número de clientes aumentará un 5 % y el monto tarifario 1 % anualmente. A partir del flujo, se calculó en VAN y TIR y con sus resultados se demuestra que el proyecto es rentable.

7.2 Recomendaciones

- Se debe establecer un plan de mantenimiento preventivo para conservar el estado de los materiales que se instalen.
- Al ser una zona montañosa, se deben realizar revisiones periódicas para asegurar que las líneas no estén siendo afectadas por flora o fauna.
- Es importante que se realicen capacitaciones para que el personal ingrese de manera correcta la información al sistema de averías (OMS), debido a que mucha información no se puede tomar en cuenta para el estudio, porque está incompleta. De esta manera, para futuros trabajos se tendrá suficiente información para realizar análisis con información más veraz.
- Documentar el registro de mantenimiento de manera completa, ya que existen las fechas de paros, pero no se sabe qué tipo de trabajo se realizó, así como los materiales y el costo de estos.
- Llevar un control estricto de los datos históricos de potencia reactiva y activa, pues para futuros proyectos es necesario contar con la información completa para realizar análisis y estudios apegados a la realidad.
- Actualizar la información del GIS, poseer acceso a los datos verídicos sin tener que desplazarse al lugar físico para corroborar la información.
- Actualizar información correspondiente a líneas y circuitos de diagramas unifilares.
- Llevar un registro de mejoras y mantenimiento por circuito.
- Se recomienda utilizar esta propuesta como justificación para presentar a ARESEP, para que analicen que la propuesta sí es factible.
- Utilizar softwares de diseño para agilizar la elaboración de planos de diseños de media tensión.
- Idealmente sería recomendable construir todo el ramal en calibre semiaislado para evitar tener impedancias más grandes, si embargo, el proyecto se volvería muy caro.

7.3 **Aportes personales**

Se desarrolló un estudio técnico para verificar si el rediseño del ramal El Yas es factible tanto en el ámbito eléctrico como en el económico. Primero se analizó el estado de la estructura actual con visitas técnicas para documentar el estado de la línea, después se estudiaron los índices de Duración Promedio entre Fallas y Frecuencia Promedio entre Fallas de los años 2016, 2017 y 2018 reales para observar el comportamiento que tiene la línea. Después se analizaron todas las fallas pertenecientes al Circuito Paraíso, para determinar realmente cuáles son los problemas que afectan este ramal. Se recalcularon los índices sin tomar en cuenta las fallas que afectaban la línea para determinar si se tenía una mejora con el rediseño. Además, se calcularon los costos por tipo de falla, las pérdidas monetarias para la empresa por energía no entregada y las pérdidas técnicas de potencia.

Eléctricamente se hicieron los cálculos de la línea con un modelado de línea corta, que comprueba si el ramal soporta las cargas instaladas en el sistema. Se hizo el estudio para tensiones de 34,5 kV y 69 kV, comprobando caídas de tensión y pérdidas técnicas de potencia. Para estos cálculos que se hicieron mediante una hoja electrónica de Excel, se calculó la impedancia del cable actualmente y con el rediseño para observar las ventajas de la instalación y la mejora que esta traerá al sistema.

Posteriormente, se hizo el cálculo de flujos de potencia, mediante el programa ARTERE que utiliza el método computacional de Newton-Raphson, para el sistema eléctrico de JASEC contemplando la mejora en el ramal, para analizar el comportamiento en general y verificar que no se producen caídas de tensión ni pérdidas técnicas considerables.

Finalmente se hizo un análisis económico, donde se comprueba que el proyecto es factible mediante la recuperación de la inversión por medio de tarifas y el tiempo que conlleva tener de vuelta el dinero.

7.4 Trabajos futuros

Se definen los siguientes trabajos a futuro para poder continuar el estudio técnico del proyecto y presentar el informe a ARESEP para su aprobación. Además, se mencionan algunos proyectos que deben contemplarse para continuar ofreciendo calidad.

- Realizar un estudio de corto circuito para el nuevo diseño.
- Estudio de coordinación de aislamiento.

7.5 Resumen del capítulo VII

Se detallan las conclusiones, recomendaciones, aportes personales y futuros proyectos que son necesarios para la continuación e inicio del proyecto. Se desarrolla la importancia de la construcción del ramal, el impacto que tendrá sobre los clientes que se ven afectados por la ubicación actual de la línea.

Bibliografía

1. ARESEP. (2015). Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión. (AR-NT-SUCAL). Costa Rica.
2. ARESEP. (2017). *AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión".* San José.
3. Baca, G. (2013). *Evaluación de Proyectos.* México: McGraw-Hill .
4. Baylon, J. (2015). *Modelos de líneas de transmisión.* México.
5. Brown, R. (2009). *Confiabilidad de la Distribución de Energía Eléctrica.* Boca Raton: Taylor & Francis Group.
6. Canal Bravo, V., & Cuba del Castillo, L. (2005). *Análisis de Sistemas de Potencia I.*
7. Chalá, T. (2012). *Pérdidas en distribución de energía eléctrica.* Ecuador.
8. Coto, J. (2002). *Análisis de Sistemas de Energía Eléctrica.* España: Universidad de Oviedo.
9. Cuevas, D. (09 de Marzo de 2012). Calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia. México.
10. García, J. (2010). *Instalaciones eléctricas en media y baja tensión.* Madrid: Paraninfo.
11. Gitman, L. (2007). *Principios de administración financiera.* México: Editorial Pearson Prentice Hall.
12. Glover, D., & Sarma, M. (2012). *Power System: Analysys and Design.* Cengage Learning.
13. Gómez, M. (2010). *Proyecto de Inversión para la Instalación de un Gimnasio en el Municipio de Tultitlán, Estado de México.*
14. González, A., & Ordoñez, R. (2012). *Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNLV.*

15. Grainger , J., & Stevenson Jr, W. (2002). *Análisis de Sistemas de Potencia.* DF. México: McGraw-Hill.

16. ICE. (2009). *Procedimientos Técnicos para el Tendido y Tensado de Líneas de Transmisión de Alto Voltaje.* Costa Rica.

17. ICE. (2017). *Índice de Cobertura Eléctrica 2017.* Costa Rica.

18. IEEE. (2004). *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability.* New York.

19. IEEE. (2005). *IEEE Std 957-2005 IEEE Guide for Cleaning Insulators.* New York:

20. JASEC. (07 de 05 de 2018). *Jasec*. Obtenido de https://www.jasec.go.cr/index.php/quienes-somos/institucional/historia

21. Jimenez Meza, O., Cantú Gutierrez, V., & Conde Enriquez, A. (2006). *Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.* Nuevo León.

22. Lara, R. E. (1990). *Sistemas de Distribución.* México: LIMUSA.

23. Procables. (s.f.). *AAAC 6201*.

24. Ramirez, G. (2016). *Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia.* Tecnología en Marcha.

25. Rivadeneira. (2013). *Estudios y diseño de la línea de subtransmisión a 69KV.* Quito, Ecuador.

26. Rojas, A. (2018). *Evaluación de confiabilidad en los sistemas de distribución de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, aplicando un modelo estacional.* Tecnológico de Costa Rica.

27. Romero-López, D. J., & Vargas Rojas, A. (2010). Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia.

28. Sapag, N., & Sapag, R. (2008). *Preparación y Evaluación de Proyectos.* México, México: Mc. Graw Hill Interamericana.

29. Stagg, J., & El-Abiad, A. (1983). *Métodos Computacionales para Análisis de Sistemas de Potencia.* Tokyo: McGraw-Hill.

30. Viqueira, J. (2010). *Redes Eléctricas.* México.

Apéndices

8.1 Apéndice 1

Tabla 36: Historial de cargas para el Circuito Paraíso.

		Potencia Real (MW)			Potencia Reactiva (MVAR)			Factor de potencia		
		Mínimo	Media	Máximo	Mínimo	Media	Máximo	Mínimo	Media	Máximo
2019	Febrero	2,444	6,095	10,816	0,468	0,708	2,152	0,188	0,115	0,981
	Enero	2,439	2,567	10,490	0,480	0,630	1,877	0,193	0,238	0,984
2018	Diciembre	1,319	3,267	10,305	0,389	0,720	1,989		0,215	0,982
	Noviembre	2,518	5,757	12,534	0,456	0,709	2,083	0,178	0,122	0,986
	Octubre	0,085	7,155	10,585	0,003	0,705	2,234	0,196	0,098	0,978
	Septiembre	0,689	2,696	10,656	0,576	0,751	2,240	0,828	0,268	0,979
	Agosto	2,432	5,829	10,696	0,518	0,689	2,156	0,208	0,117	0,980
	Julio	2,434	6,078	11,224	0,491	0,697	2,599	0,198	0,114	0,974
	Junio	0,244	2,607	10,825	0,412	0,720	2,782	0,860	0,266	0,969
	Mayo	0,094	2,637	12,383	0,336	0,742	1,733	0,963	0,271	0,990
	Abril	0,483	2,657	9,292	0,001	0,709	1,744	0,002	0,258	0,983
	Marzo	0,100	5,923	10,605	0,002	0,674	2,452	0,379	0,113	0,974
	Febrero	2,375	6,335	9,204	0,423	0,574	1,643	0,175	0,090	0,984
	Enero	2,354	7,918	9,955	0,433	0,621	2,433	0,984	0,997	0,971
2017	Diciembre	2,085	3,713	9,086	0,363	0,698	1,697	0,985	0,983	0,983
	Noviembre	0,406	2,587	10,246	0,438	0,705	2,492	0,680	0,965	0,972
	Octubre	2,442	5,611	9,213	0,550	0,782	1,756	0,976	0,990	0,982
	Septiembre	2,416	5,680	12,088	0,587	0,723	2,581	0,972	0,992	0,978
	Agosto	2,425	6,058	9,118	0,405	0,761	1,852	0,986	0,992	0,980
	Julio	0,589	5,667	11,964	0,113	0,771	2,327	0,982	0,991	0,982
	Junio	2,497	2,671	10,558	0,635	0,824	2,454	0,969	0,956	0,974
	Mayo	0,708	2,617	10,957	0,107	0,813	2,479	0,989	0,955	0,975
	Abril	2,363	2,725	9,124	0,516	0,883	1,962	0,977	0,951	0,978
	Marzo	2,421	5,747	10,724	0,087	0,600	1,745	0,999	0,995	0,987
	Febrero	2,448	5,471	8,959	0,087	0,584	1,745	0,999	0,994	0,982

Fuente: Historial de cargas del Centro de Control el Bosque.

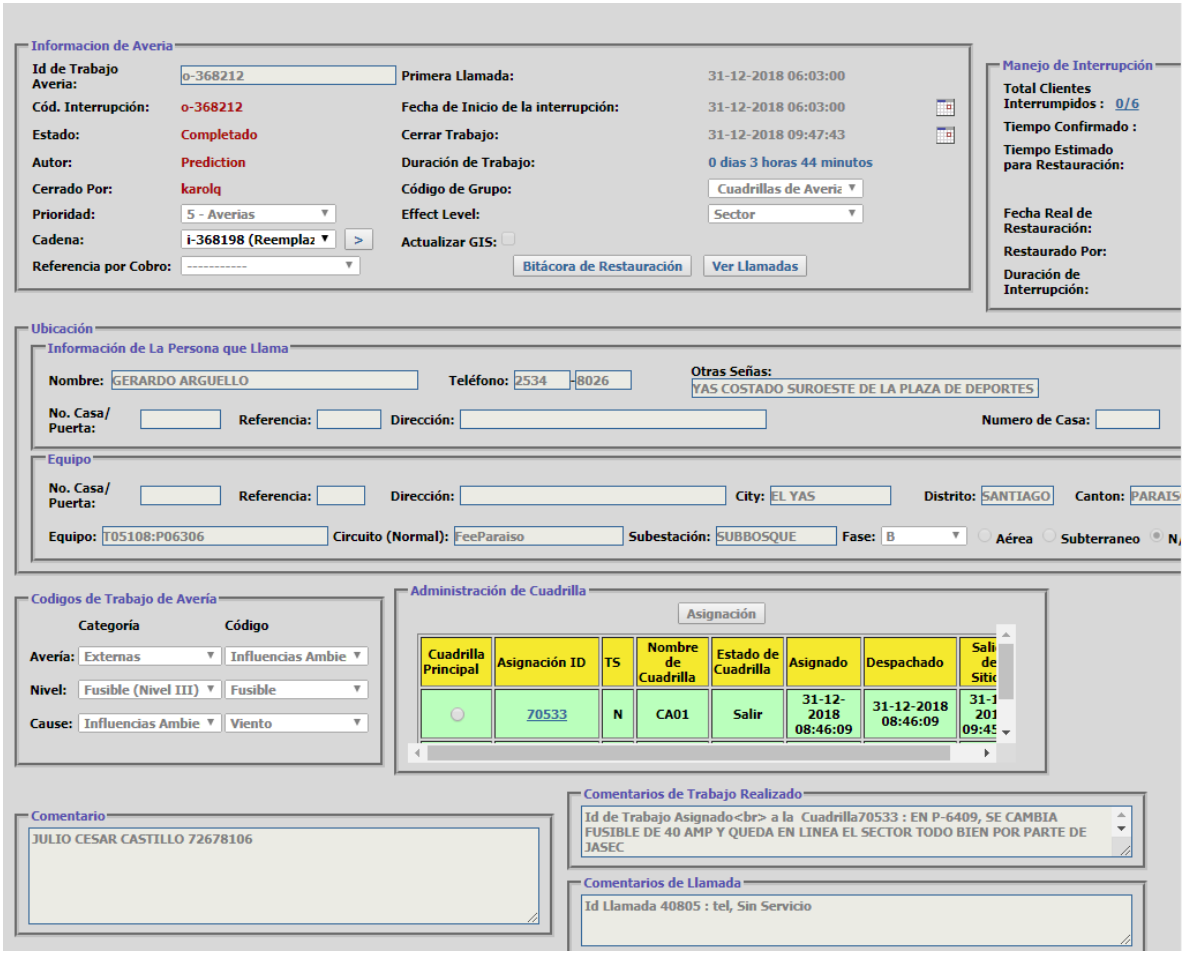
Tabla 37: Historial de cargas para el ramal El Yas.

		Potencia Real (MW)			Potencia Reactiva (MVAR)			Factor de potencia		
		Mínimo	Media	Máximo	Mínimo	Media	Máximo	Mínimo	Media	Máximo
2019	Febrero	133	164	763	1	28	54	0,99997	0,98574	0,99750
	Enero	119	156	773	1	26	55	0,99996	0,98639	0,99748
2018	Diciembre	142	165	784	1	27	114	0,99998	0,98687	0,98959
	Noviembre	141	168	776	1	12	51	0,99997	0,99746	0,99785
	Octubre	103	428	769	1	27	81	1,000	0,998	0,994
	Septiembre	142	165	753	1	33	67	1,000	0,981	0,996
	Agosto	135	154	771	1	29	93	1,000	0,983	0,993
	Julio	104	152	746	1	29	48	1,000	0,982	0,998
	Junio	129	156	758	1	27	127	1,000	0,985	0,986
	Mayo	136	159	764	1	29	63	1,000	0,984	0,997
	Abril	134	154	779	1	6	53	0,99997	0,99924	0,99769
	Marzo	131	144	798	1	26	62	0,99997	0,98409	0,99700
	Febrero	129	143	752	1	20	46	0,99997	0,99036	0,99813
	Enero	126	148	769	1	17	42	0,008	0,114	0,055
2017	Diciembre	127	233	742	1	26	58	0,008	0,111	0,078
	Noviembre	128	434	758	1	26	62	0,008	0,060	0,082
	Octubre	132	150	774	1	20	58	0,008	0,132	0,075
	Septiembre	132	149	780	1	20	51	0,008	0,133	0,065
	Agosto	128	145	741	1	21	51	0,008	0,143	0,069
	Julio	133	148	733	1	21	90	0,008	0,140	0,122
	Junio	129	340	746	1	30	81	0,008	0,088	0,108
	Mayo	128	151	753	1	25	58	0,008	0,163	0,077
	Abril	109	153	743	1	25	60	0,009	0,161	0,080
	Marzo	106	141	724	1	21	54	0,009	0,147	0,074
	Febrero	132	142	741	1	20	50	0,99997	0,99023	0,99773

Fuente: Historial de cargas del Centro de Control el Bosque.

Anexos

Anexo 1: Detalles de averías en el programa OMS.



Anexo 2: Detalles de cable semiaislado 15 a 35kV.

CABLE SEMIAISLADO 15 A 35 KV

ACSR

TENSIÓN (kV)	CALIBRE AWG/kCM	ÁREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL mm^2	NÚMERO DE HILOS	ESPESOR NOMINAL DEL AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR APROX. mm	MASA TOTAL APROX. kg/100m	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE* AMPERES
15	1/0	53,48	6Al + 1Ao	2,5	16,3	34	195
15	3/0	85,01	6Al + 1Ao	3,0	20,1	52	260
15	266,8	135,2	26 Al + 7 AC	3,0	23,1	77	345
15	336,4	170,5	26 Al + 7 AC	3,0	25,1	94	395
25	1/0	53,48	6Al + 1Ao	4,0	19,4	42	195
25	3/0	85,01	6Al + 1Ao	4,0	22,2	58	260
25	266,8	135,2	26 Al + 7 AC	4,0	25,2	84	345
25	336,4	170,5	26 Al + 7 AC	4,0	27,2	101	395
35	1/0	53,48	6Al + 1Ao	5,3	22,1	49	195
35	3/0	85,01	6Al + 1Ao	5,3	24,8	67	260
35	266,8	135,2	26 Al + 7 AC	5,3	27,9	94	345
35	336,4	170,5	26 Al + 7 AC	5,3	29,8	112	395

*Basado en tablas 310-69 y 310-70 de la NOM-001-SEDE para una temperatura de operación de 90°C y temperatura ambiente de 40°C.
Nota: Las dimensiones y masas están sujetas a tolerancias de manufactura.

CN-008

CONDUCTORES DEL NORTE
Tecnología y Confianza

Anexo 3: Detalles de cable de aluminio con alma de acero (ACSR).

CABLE VIAKON® DE ALUMINIO DESNUDO CON ALMA DE ACERO (ACSR)													
Número de artículo	Designación	Designación AWG/ kcmil	Hilos de Aluminio Núm.	Diámetro nominal	Hilos de Acero Núm.	Diámetro nominal	Area nominal de la sección transversal	Diámetro total nominal	Peso aprox.	Capacidad de conducción de corriente (1)	Carga nominal de ruptura por tensión	Resistencia eléctrica CD a 20°C	Designación equivalente en Cobre
				mm		mm	mm²	mm	kg / km	Ampere	kg	ohm / km	AWG/kcmil
D920	TURKEY	6	6	1,68	1	1,68	13,30	5,04	53,70	105	540	2,15	8
D919	THRUSH	5	6	1,89	1	1,89	16,76	5,67	68,00	120	677	1,71	7
D918	SWAN	4	6	2,12	1	2,12	21,15	6,36	85,50	140	846	1,35	6
DM03	SWALLOW	3	6	2,38	1	2,38	26,67	7,14	107,8	160	1 044	1,08	5
D916	** SPARROW	2	6	2,67	1	2,67	33,62	8,01	135,7	185	1 292	0,853	4
D915	ROBIN	1	6	3,00	1	3,00	42,41	9,00	171,3	210	1 618	0,674	3
D914	** RAVEN	1/0	6	3,37	1	3,37	53,48	10,11	216,2	240	1 986	0,535	2
D913	QUAIL	2/0	6	3,78	1	3,78	67,43	11,34	272,0	275	2 398	0,424	1
D912	** PIGEON	3/0	6	4,25	1	4,25	85,01	12,75	344,3	315	2 996	0,336	1/0
D911	** PENGUIN	4/0	6	4,77	1	4,77	107,2	14,31	433,1	360	3 776	0,267	2/0
D909	* OWL	266,8	6	5,36	7	1,79	135,2	16,07	511,1	460	4 330	0,208	3/0
DM04	WAXWING	266,8	18	3,09	1	3,09	135,2	15,46	430,4	450	3 123	0,213	3/0
D910	** PARTRIDGE	266,8	26	2,57	7	2,00	135,2	16,30	545,4	455	5 121	0,214	3/0
DM05	OSTRICH	300,0	26	2,73	7	2,12	152,0	17,27	614,2	490	5 755	0,190	188,7
D908	* PIPER	300,0	30	2,54	7	2,54	152,0	17,78	699,3	500	6 999	0,187	188,7
U887	MERLIN	336,4	18	3,47	1	3,47	170,5	17,35	542,8	520	3 939	0,169	4/0

Anexo 4: Características eléctricas y mecánicas de cables.

Características Eléctricas y Mecánicas de los Cables

Nombre	Tipo	Calibre	No. de hilos Aluminio	No. de hilos Acero	Cableado	Capas de Aluminio	Diámetro de hilos (mm) Aluminio	Diámetro de hilos (mm) Acero	Area Aluminio mm^2	Area Aluminio MCM	Area TOTAL mm^2
CANTON	AAAC	394.5 MCM	19		19		3.660		199.90	394.50	199.90
LINNET	ACSR	336.4 MCM	26	7	26/7	2	2.889	2.245	170.46	336.40	198.17
ORIOLE	ACSR	336.4 MCM	30	7	30/7	2	2.690	2.690	170.46	336.40	210.24
CABEDELO	ACAR	600.0 MCM	18	19	18/19		3.235		304.02	600.00	304.02
GROSBEAK	ACSR	636.0 MCM	26	7	26/7	2	3.973	3.089	322.27	636.00	374.73
CONDOR	ACSR	795.0 MCM	54	7	54/7		3.082	3.081	402.83	795.00	455.02
DRAKE	ACSR	795.0 MCM	26	7	26/7	2	4.442	3.454	402.83	795.00	468.42
DRAKE AZ	ACSR	795.0 MCM	26	7	26/7	2	4.440	3.450	403.00	795.00	
TERN	ACSR	795.0 MCM	45	7	45/7	3	3.376	2.250	402.83	795.00	430.66
RAIL	ACSR	954.0 MCM	45	7	45/7	3	3.698	2.466	483.40	954.00	516.83
CARDINAL	ACSR	954.0 MCM	54	7	54/7	3	3.376	3.376	483.40	954.00	546.06

Nomenclatura:
- AAAC Conductor de aleación de aluminio (AA6201)
- ACAR Conductor de aluminio (1350-H19) con alma de aleación de aluminio (AA6201)
- ACSR Conductor de aluminio (1350-H19) con alma de acero galvanizado (Tipo B)
- ACSR AZ Conductor de aluminio (1350-H19) con alma de acero aluminizado

Nombre	Diámetro conductor (mm)	Diámetro conductor pulg	RMG (mm)	Módulo de Elasticidad kg/mm^2	Coeficiente de Dilatación térmica / °C x10^{-6}
CANTON	18.300	0.720	6.64	6350	23.0
LINNET	18.288	0.720	7.41	8000	18.9
ORIOLE	18.821	0.741	7.77		17.8
CABEDELO	22.631	0.891	8.99	6403	23.0
GROSBEAK	25.146	0.990	10.21	8000	18.9
CONDOR	27.000	1.063	11.28	7000	19.3
DRAKE	28.143	1.108	11.37	8000	18.9
DRAKE AZ	28.140	1.108	11.37	7700	20.0
TERN	27.000	1.063	10.73	7000	19.3
RAIL	29.591	1.165	11.77		20.7
CARDINAL	30.378	1.196	12.25	7000	19.3

Características Eléctricas y Mecánicas de los Cables

Nombre	Peso (kg/km) Aluminio	Peso (kg/km) Acero	Peso (kg/km) TOTAL	Carga de ruptura (kg)	Resistencia (Ω/km) DC (20°C)	AC 60Hz 20°C	AC 60Hz 25°C	AC 60Hz 50°C	AC 60Hz 75°C	AC 60Hz 80°C
CANTON	551.1		551.1	6013	0.1686	0.1686	0.1715	0.1852	0.2001	0.2030
LINNET	471.7	217.3	689.0	6730	0.1663	0.1701	0.1695	0.1868	0.2029	0.2058
ORIOLE	473.2	311.1	784.3	7865	0.1654	0.1690	0.1683	0.1856	0.2014	0.2023
CABEDELO	838.0		838.0	7131	0.1022	0.1035	0.1052	0.1147	0.1224	0.1241
GROSBEAK	892.9	409.2	1302.1	11427	0.0879	0.0904	0.0902	0.0992	0.1077	0.1103
CONDOR	1116.1	407.8	1523.9	12770	0.0705	0.0716	0.0730	0.0799	0.0869	0.0883
DRAKE	1116.2	511.9	1628.1	14359	0.0705	0.0714	0.0728	0.0798	0.0864	0.0885
DRAKE AZ			1550.0	13745						
TERN	1116.0	217.3	1333.3	10027	0.0712	0.0724	0.0738	0.0809	0.0880	0.0894
RAIL	1339.3	260.5	1599.8	11771	0.0594	0.0608	0.0620	0.0679	0.0738	0.0743
CARDINAL	1339.3	489.7	1829.0	15323	0.0591	0.0602	0.0614	0.0672	0.0732	0.0744

Nombre	Ampacidad 50 °C Amperios	Ampacidad 50 °C MVA's 138 kV	Ampacidad 50 °C MVA's 230 kV	Ampacidad 80 °C Amperios	Ampacidad 80 °C MVA's 138 kV	Ampacidad 80 °C MVA's 230 kV	Ampacidad 100 °C Amperios	Ampacidad 100 °C MVA's 138 kV	Ampacidad 100 °C MVA's 230 kV	CCC para 1 seg. KA
CANTON	220 A	55	-	490 A	120	-	595 A	145	-	21.56
LINNET	220 A	55	-	485 A	120	-	590 A	145	-	19.72
ORIOLE	220 A	55	-	495 A	120	-	600 A	145	-	19.72
CABEDELO	275 A	70	110	660 A	160	265	810 A	195	325	35.17
GROSBEAK	285 A	70	115	720 A	175	290	880 A	210	355	37.28
CONDOR	315 A	75	125	815 A	195	325	1005 A	240	400	46.60
DRAKE	310 A	75	125	825 A	200	330	1015 A	245	405	46.60
DRAKE AZ										
TERN	315 A	75	125	810 A	195	325	995 A	240	400	46.60
RAIL	335 A	80	135	910 A	220	365	1125 A	270	450	55.93
CARDINAL	330 A	80	135	915 A	220	365	1130 A	270	450	55.93

Nota: Ampacidad calculada para: Temperatura ambiente 30° C, Viento de 0,6 m/s, Nivel del Mar

Nota: Para más detalles sobre el cálculo de corrientes de cortocircuito ver hoja #4