



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE GUAYAQUIL**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ANALISIS DE CONFIABILIDAD DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION  
L2 DOS CERRITOS DESDE EL PUNTO DE ENTREGA HASTA  
SUBESTACION DOS CERRITOS -CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIOS  
GUAYAS LOS RIOS UTILIZANDO EL SOFTWARE POWER FACTORY  
DE DIGSILENT**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

**AUTOR:** GEORGE RONALD LASCANO SALVATIERRA

IVAN DANIEL CAMPOVERDE SELLAN

**TUTOR:** ING. CARLOS FERNANDO CHAVEZ CORDOVA, MSC

Guayaquil – Ecuador

2024

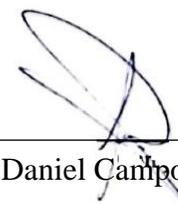
## **CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUDITORIA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Nosotros, George Ronald Lascano Salvatierra con documento de identidad No 0801981820, Ivan Daniel Campoverde Sellan No 0954359741, manifiesto que: Soy el autor y responsables del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 20 de Febrero del 2024

Atentamente,

  
\_\_\_\_\_  
George Ronald Lascano Salvatierra  
0801981820

  
\_\_\_\_\_  
Ivan Daniel Campoverde Sellan  
0954359741

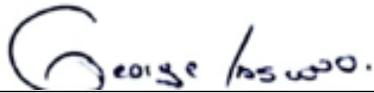
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHO DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, George Ronald Lascano Salvatierra con documento de identidad No 0801981820, Ivan Daniel Campoverde Sellan No 0954359741, expreso nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico: “ANALISIS DE CONFIABILIDAD DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION L2 DOS CERRITOS DESDE EL PUNTO DE ENTREGA HASTA SUBESTACION DOS CERRITOS -CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS LOS RIOS UTILIZANDO EL SOFTWARE POWER FACTORY DE DIGSILENT”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

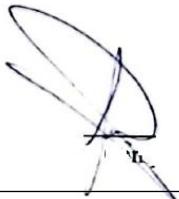
En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 20 de Febrero del 2024

Atentamente,

  
George Ronald Lascano Salvatierra

0801981820

  
Ivan Daniel Campoverde Sellan

0954359741

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Fernando Chávez Córdova con documento de identificación No 0919553438, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado en trabajo de titulación “ANALISIS DE CONFIABILIDAD DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION L2 DOS CERRITOS DESDE EL PUNTO DE ENTREGA HASTA SUBESTACION DOS CERRITOS - CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS LOS RIOS UTILIZANDO EL SOFTWARE POWER FACTORY DE DIGSILENT”, realizado por George Ronald Lascano Salvatierra con documento de identidad No 0801981820, Ivan Daniel Campoverde Sellan No 0954359741, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción de proyectos técnicos que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 20 de Febrero del 2024

Atentamente,

  
Ing. Carlos Fernando Chávez Córdova

0919553438

## DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios por haberme otorgado la sabiduría necesaria para superar este desafío académico. En segundo lugar, extiendo mi gratitud a mi padre George Hamburgo Lascano Vizcaino y mi madre María Erlinda Salvatierra Cañizares, cuyo apoyo incondicional ha sido la base de mi éxito. A mi amada esposa e hijos, les debo un agradecimiento que va más allá de las palabras. Su amor incondicional, su comprensión y su paciencia han sido mi roca durante los momentos más difíciles de este viaje. Gracias por ser mi fuente de inspiración constante y por compartir este camino lleno de desafíos y triunfos a mi lado. Su presencia ha hecho que cada paso sea más significativo y cada logro más dulce.

También quiero expresar mi gratitud a mis amigos, mentores y colegas que han estado a mi lado brindándome su apoyo y aliento en cada etapa de este proceso. Sus palabras de aliento y sus consejos sabios han sido invaluable para mí.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una manera u otra, han contribuido a mi crecimiento y desarrollo académico y personal. Este logro no solo es mío, sino de todos los que han sido parte de mi vida y han contribuido a mi éxito.

Que este logro sea un testimonio de gratitud y un recordatorio de que juntos podemos alcanzar grandes alturas. ¡Gracias a todos por estar siempre a mi lado.

## DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTO

Para mis queridos padres, quienes han sido mi fuente inagotable de amor, apoyo y sabiduría a lo largo de este viaje académico. Su inquebrantable respaldo ha sido mi mayor inspiración. A ustedes, mis héroes, les dedico con gratitud esta tesis, símbolo de nuestro esfuerzo conjunto y amor eterno.

En cada página de esta tesis reside no solo el fruto de mi dedicación, sino también la influencia inmensurable de su ejemplo. Gracias por ser faros de sabiduría, por alentarme en las adversidades y celebrar mis triunfos. Esta investigación no solo es un testimonio de mi crecimiento académico, sino también un tributo a la constante guía y amor que ustedes han tejido en mi vida. Con infinito cariño y agradecimiento, esta tesis es suya tanto como mía.

En cada línea, se refleja el legado de valores que ustedes han impregnado en mi ser. A través de los desafíos y los logros, su apoyo ha sido mi ancla y mi impulso. Este trabajo es un homenaje a las lecciones de perseverancia, humildad y amor incondicional que he aprendido de ustedes. Gracias por ser mis pilares, por creer en mis sueños y por ser el faro que ilumina mi camino. Esta tesis es un modesto tributo a su dedicación como padres ejemplares. Con amor y agradecimiento eternos.

## RESUMEN

En el marco de la presente investigación, se indagará en la representación visual del comportamiento de la línea L2 de subtransmisión. El enfoque se centra en examinar cómo la demanda en esta línea contribuye a las fluctuaciones de voltaje, las caídas en el mismo y el aumento de las pérdidas de la línea. Con el objetivo de evaluar la confiabilidad de la línea, se empleará un software. La metodología para el diseño de la línea de alimentación de las subestaciones implica un análisis de las variaciones de voltaje y la obtención de parámetros que influyen en el correcto funcionamiento de la transmisión de energía. Se realizarán simulaciones para recopilar datos que contribuyan a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

El proyecto propone el diseño y análisis de una línea de subtransmisión de 69 KV utilizando el software Digsilent. La línea en cuestión, L2, suministra energía a la Subestación Dos Cerritos de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, Unidad de Negocio TRANSELETRIC, y culmina en la subestación Ecu-911, Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos.

A partir de los datos obtenidos de los flujos de potencia en el año base, se proyectará la demanda utilizada por la Empresa CNEL EP. Además, se llevará a cabo un estudio de confiabilidad mediante simulaciones utilizando el software Digsilent, que será fundamental para generar gráficos que representen el recorrido de la línea desde el inicio hasta el final de la cargabilidad de los ramales varía del 8.82% al 44.38%, con el alimentador Ciudad Celeste y la subestación Tennis Club respectivamente. El ramal de alimentación está en 49.99%. Todos los ramales tienen una cargabilidad por debajo del 80%, lo que asegura la calidad del servicio sin sobrecargas.

**PALABRA CLAVE: DIGSILENT, CONFIABILIDAD, SUBTRANSMISIÓN**

## ABSTRACT

Within the framework of this investigation, the visual representation of the behavior of the L2 subtransmission line will be investigated. The focus is on examining how demand on this line contributes to voltage fluctuations, voltage dips, and increased line losses. In order to evaluate the reliability of the line, software will be used. The methodology for the design of the substation power line involves an analysis of voltage variations and obtaining parameters that influence the correct operation of energy transmission. Simulations will be carried out to collect data that contributes to improving the stability of the electrical system.

The project proposes the design and analysis of a 69 KV subtransmission line using Digsilent software. The line in question, L2, supplies energy to the Dos Cerritos Substation of the Electricity Corporation of Ecuador CELEC EP, TRANSELETRIC Business Unit, and culminates in the Ecu-911 substation, Guayas – Los Ríos Business Unit.

Based on the data obtained from the power flows in the base year, the demand used by the Company CNEL EP will be projected. In addition, a reliability study will be carried out through simulations using the Digsilent software, which will be essential to generate graphs that represent the route of the line from the beginning to the end of the loadability of the branches varies from 8.82% to 44.38%, with the Ciudad Celeste feeder and the Tennis Club substation respectively. The power supply branch is at 49.99%. All branches have a load capacity below 80%, which ensures quality of service without overloads

**KEYWORD: DIGSILENT, RELIABILITY, SUBTRANSMISSION.**

## ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	18
PROBLEMA DEL ESTUDIO .....	19
Problemática .....	20
Importancia .....	21
Alcance .....	21
Justificación .....	21
Delimitación.....	22
1. OBJETIVOS .....	23
1.1. Objetivo General.....	23
1.2. Objetivo Específico.....	23
2. FUNDAMENTO TEÓRICO. ....	24
2.1. Confiabilidad de sistemas eléctricos.....	24
2.2. Definición de confiabilidad y riesgo.....	24
2.3. Empresas de distribución .....	32
2.4. Resistencia del conductor .....	38

2.5. Perdidas de energías.....	42
2.6. Equipos y Accesorios.....	42
2.7. Planificación y expansión .....	45
2.8. Regulaciones y normativas: .....	46
2.9. Programa simulación DigSilent .....	49
3. FUNDAMENTOS METODOLÓGICO .....	50
3.1. Estudio del sistema eléctrico.....	50
3.2. Subestaciones eléctricas.....	56
3.3. Cargas. ....	57
3.4. Transformadores .....	58
3.5. Consumidor.....	59
3.6. De Información de las interrupciones .....	59
3.7. Datos ingresados en DigSilent.....	61
3.8. Determinación en telemetría .....	64
3.9. Simulación de DigSilent .....	65
4. ANÁLISIS Y RESULTADOS. ....	72

4.1. Recopilación de información detallada sobre la confiabilidad y demanda de las subestaciones. .....	72
4.2. Análisis de la situación actual.....	72
4.3. Análisis al flujo de voltaje y corrientes del sistema.....	73
4.4. Evaluación de la Confiabilidad de la Red según normativas.....	74
CONCLUSIONES.....	76
RECOMENDACIONES.....	77
BIBLIOGRAFIAS .....	78
ANEXOS .....	82

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Resistividades Eléctricas.....	39
Tabla 2 Nivel y Rango admisibles de voltaje .....	47
Tabla 3 Valores de Niveles de Voltajes .....	48
Tabla 4 Dimensiones de conductores aislado de 69KV.....	54
Tabla 5 Características de los Conductores aislados en 69KV.....	54
Tabla 6 Características de conductor aéreo ACSR .....	55
Tabla 7 Parámetros de la línea de subtransmisión.....	56
Tabla 8 Subestaciones del estudio .....	57
Tabla 9 Descripción de los consumidores .....	58
Tabla 10 Consumo de Potencia.....	58
Tabla 11 Cuadro de consumidores.....	59
Tabla 12 Interrupciones por falla.....	59
Tabla 13 Interrupciones por mantenimiento, 2 Cerritos - Tennis Club .....	60
Tabla 14 Pérdidas de las líneas de subtransmisión .....	69

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Líneas de subtransmisión .....	19
Figura 2 Delimitación geográfica .....	22
Figura 3 Mantenimiento de líneas de transmisión .....	25
Figura 4 Diagrama unifilar de un sistema de transmisión .....	33
Figura 5 Circuito de líneas cortas .....	34
Figura 6 Circuito de líneas medias.....	36
Figura 7 Circuito de líneas largas .....	37
Figura 8 Estructuras de líneas de subtransmisión .....	43
Figura 9 Conductores de aluminio .....	44
Figura 10 Tipos de aisladores .....	44
Figura 11 Transformador de alta tensión .....	45
Figura 12 Diagrama unifilar de L2 .....	51
Figura 13 Cuadro de Potencia aparente .....	56

Figura 14 Datos de las líneas de Subtransmisión.....	61
Figura 15 datos de las cargas .....	61
Figura 16 Datos de las barras.....	62
Figura 17 Datos de Confiabilidad de Líneas.....	63
Figura 18 Datos de Confiabilidad de Barras de 69KV .....	63
Figura 19 Reporte de Flujo de cargas .....	67
Figura 20 Calculo flujo de carga Total .....	67
Figura 21 Perfil de Voltaje.....	67
Figura 22 Diagrama Unifilar de Flujo de Potencia.....	68
Figura 23 Resultados de Simulación de Análisis de Confiabilidad.....	70
Figura 24, Diagrama Unifilar de Simulación Confiabilidad.....	71

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 2 Telemetría.....	82
Anexo 3 Distritos unidad de negocios .....	82
Anexo 4 Telegrafía Dos Cerritos .....	83
Anexo 5 Línea LT 2.....	83
Anexo 6 Valores de consumo específico .....	84
Anexo 7 Scada .....	84
Anexo 8 DIgSILENT .....	85
Anexo 9 límites de calidad según ARCONEL 053-18.....	85
Anexo 10 Rangos Referenciales de SAIFI y SAIDI en líneas de distribución.....	86
Anexo 11 Plan Maestro de Electricidad MEER .....	86
Anexo 12 Límites permitidos de variaciones de voltaje (+/-5%) .....	87

## ÍNDICE DE ECUACIÓN

Ecuación 1 Fiabilidad y disponibilidad.....	25
Ecuación 2 Riesgo.....	26
Ecuación 3 Basados en Número de Clientes.....	27
Ecuación 4 Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones de Clientes .....	28
Ecuación 5 Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema .....	28
Ecuación 6 Índice de duración Promedio de Interrupción del Cliente .....	29
Ecuación 7 Índice Promedio de Indisponibilidad del Servicio.....	29
Ecuación 8 Formula (ASUI).....	30
Ecuación 9 La Energía No Suministrada(ENS).....	30
Ecuación 10 Energía Media no Suministrada(AENS).....	31
Ecuación 11 Formula (ACCI).....	31
Ecuación 12 Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema (ASIFI).....	31
Ecuación 13 Formula (ASIDI).....	31
Ecuación 14 Formula (MAIFI).....	32

Ecuación 15 Caída de tensión.....	34
Ecuación 16 Reactancia de línea de distribución.....	34
Ecuación 17 Perdida de resistividad.....	35
Ecuación 18 Resistencia del conductor ( $\Omega$ ).....	38
Ecuación 19 Área transversal del conductor.....	38
Ecuación 20 Resistencia en corriente directa.....	38
Ecuación 21 Inductancia del conductor.....	39
Ecuación 22 Reactancia inductancia.....	40
Ecuación 23 Cálculo de resistencia AC.....	51
Ecuación 24 Inductancia simétrica.....	52
Ecuación 25 Reactancia inductiva.....	53

## INTRODUCCIÓN

El propósito de este trabajo de confiabilidad es realizar un análisis detallado y un diagnóstico del sistema de subtransmisión a 69KV de la empresa eléctrica CNEL EP. La finalidad es evaluar operativamente si existen componentes críticos y detectar elementos con conflictos o problemas en el sistema de subtransmisión a 69 kV de la CNEL EP. El objetivo es proponer alternativas de solución para mejorar su funcionamiento. Además, se busca mejorar la calidad del producto energético que recibirá el usuario final, lo que implica realizar análisis de flujos de potencia. En este proyecto, se lleva a cabo el análisis y estudio de la línea LST 2, la cual suministra energía a las siguientes subestaciones:

S/E CIUDAD CELESTE - S/E TENIS CLUB - S/E ALHAMBRA - S/E UESS - S/E RIOCENTRO  
- S/E LOS ARCOS - S/E ECU-911

Se enuncian los postulados y conceptos básicos relacionados con la planificación y análisis de sistemas de subtransmisión a 69 KV. Se basa en niveles de investigación interpretativa y se apoya en la investigación de campo, descriptiva y proyectiva, se resalta el problema de caída de voltaje en las subestaciones, atribuido a la antigüedad de la línea de subtransmisión de más de 30 años y a la necesidad de reemplazar estructuras y aisladores. Se aborda también el crecimiento de la demanda debido al aumento de la población y el desarrollo comercial.

## PROBLEMA DEL ESTUDIO

Las líneas de subtransmisión desempeñan un papel crucial en la distribución eficiente y confiable de la energía eléctrica a lo largo de extensas áreas geográficas. La evolución continua en el diseño y la gestión de estas líneas ha sido impulsada por la creciente demanda de energía, así como por los avances tecnológicos que permiten una supervisión y control más precisos del sistema.

El análisis de confiabilidad realizado sobre la línea de subtransmisión L2 Dos Cerritos proporciona información valiosa para los operadores del sistema eléctrico. Al comprender las tendencias y los patrones de rendimiento pasados, se pueden identificar áreas de riesgo potencial y se pueden implementar estrategias de mantenimiento preventivo para mitigar posibles fallos en el futuro.

Asimismo, la utilización de herramientas de modelado probabilístico, como el software Power Factory de DigSilent, permite simular una variedad de escenarios posibles y evaluar el impacto de diferentes variables en la confiabilidad del sistema. Esto proporciona una base sólida para la toma de decisiones informada, lo que resulta en una operación más eficiente y segura de la red eléctrica.



*Figura 1 Líneas de subtransmisión*

*Fuente: Los autores*

## **Problemática**

Las razones previamente indicadas generan la desconexión de la red, resultando en la interrupción prolongada y, en ocasiones, recurrente del suministro eléctrico, lo cual afecta la confiabilidad del sistema de subtransmisión. En relación con la información proporcionada por CNEL EP GUAYAS LOS RIOS sobre la línea de subtransmisión, posición L2 dos cerritos a nivel de 69KV, se identifican diversas razones que provocan desconexiones y la consiguiente interrupción del servicio. Entre estas causas se incluyen interrupciones en la red eléctrica, mal funcionamiento de equipos, materiales y accesorios, descargas atmosféricas (rayos), impacto de la fauna, actos de robo, vandalismo o terrorismo, incendios, condiciones climáticas adversas como neblina, lluvia o granizo, realización de trabajos en líneas energizadas, errores humanos, fuertes vientos u objetos arrastrados por el viento, presencia de vegetación sin desbroce, colisiones de vehículos en las estructuras, daño o interferencia accidental por trabajos en la vía pública o particulares, interrupciones programadas para transferencia de carga, así como interrupciones programadas para mantenimiento preventivo o predictivo. Además, se destaca la importancia de mantener la estabilidad en el sistema propio de la distribuidora, abordando alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia. Estas diversas variables subrayan la complejidad y la diversidad de factores que deben ser considerados para garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico en dicha línea de subtransmisión [1].

## **Importancia**

La evaluación de la capacidad de carga de la línea de subtransmisión se vuelve esencial para determinar si se podría generar impactos en el sistema eléctrico de potencia, tales como alteraciones en los niveles de voltaje, cambios en la corriente y modificaciones en la frecuencia, que podrían eventualmente resultar en la desconexión del sistema eléctrico de potencia. El aumento de las redes eléctricas no planificadas y el crecimiento demográfico contribuyen a que las líneas de transmisión más extensas tengan una probabilidad elevada de experimentar variaciones de voltaje en los puntos límite de la red [2].

## **Alcance**

En este análisis de confiabilidad, se evaluará la línea de subtransmisión de 69 KV de CNEL en GUAYAS LOS RÍOS, específicamente en la posición L2 que abastece a DOS CERRITOS. Este análisis se llevará a cabo utilizando el programa de simulación PowerFactory de DigSilent, el cual se enfoca en el sistema de potencia. El objetivo principal es obtener una comprensión detallada del comportamiento y rendimiento de la línea, identificando posibles vulnerabilidades y proponiendo medidas correctivas o preventivas mediante la simulación de diversos escenarios y eventos dentro del sistema eléctrico.

## **Justificación**

Este estudio se centra en mejorar la confiabilidad de las redes de subtransmisión de 69 kV de CNEL GUAYAS LOS RÍOS. Para analizar la eficiencia, se utilizará el software PowerFactory de DigSilent. Este software será instrumental para dimensionar las adecuaciones necesarias en términos de confiabilidad, seguridad y probabilidad de falla. Además, se evaluará la contingencia

y se determinará el periodo de tiempo requerido para concluir el estudio. El objetivo es mejorar la calidad del servicio y prevenir descensos de energía. La utilización de equipos de medición de fallas también desempeñará un papel crucial en la prevención de posibles fallos en el futuro.

## Delimitación

La investigación se enfocará en la línea de subtransmisión que se inicia desde la POSICIÓN L2 DOS CERRITOS BAHÍA TRANSELECTRIC hasta el kilómetro 1 de la vía Puntilla Samborondón (ECU 911). Es importante destacar que este análisis excluye las subestaciones, los sistemas de generación, las redes de distribución de 13.8 KV, y los sistemas de baja tensión conectados a estos. El estudio se centrará específicamente en la mencionada línea de subtransmisión para obtener una comprensión detallada de su confiabilidad y rendimiento.

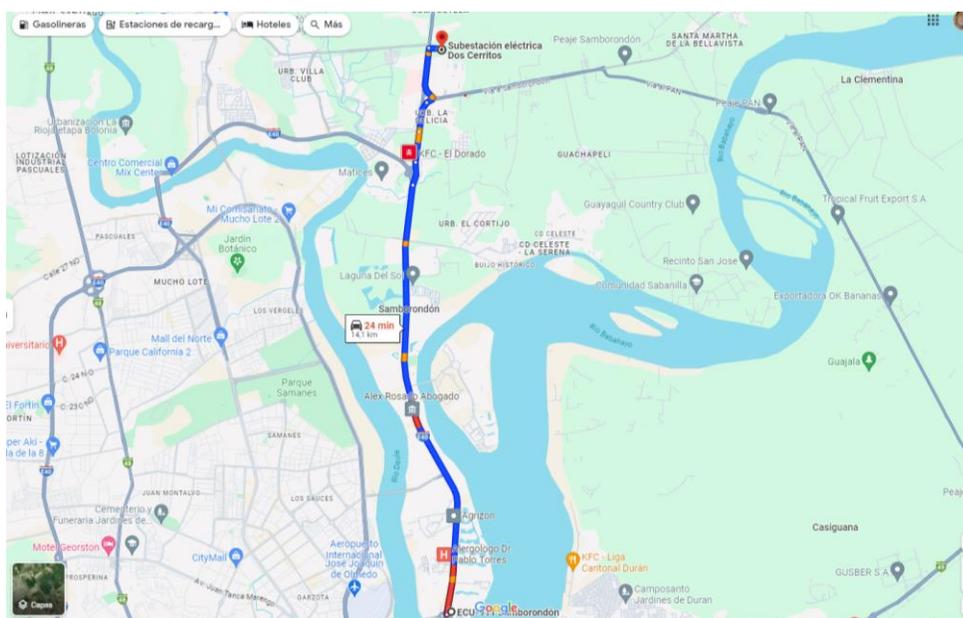


Figura 2 Delimitación geográfica

Fuente: Los autores

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. Objetivo General.**

- Analizar la Confiabilidad De La Línea De Subtransmisión L2 Dos Cerritos Desde El Punto De Entrega Hasta Subestación Dos Cerritos -CNEL EP Unidad De Negocios Guayas Los Ríos Utilizando El Software Power Factory De DigSilent.

### **1.2. Objetivo Específico.**

- Realizar una evaluación minuciosa implica recopilar información detallada sobre la confiabilidad y demanda de las subestaciones conectadas a la Línea de Subtransmisión L2.
- Llevar a cabo una simulación y diseño utilizando el software DigSilent con el fin de analizar la situación actual, con el objetivo de garantizar la prestación de un servicio eléctrico de calidad óptima y asegurar su continuidad.
- Analizar los resultados obtenidos en cuanto al flujo de voltajes y corrientes de las redes de subtransmisión.
- Introducir correcciones y mejoras de acuerdo con los parámetros establecidos por el MEER, IEEE, IEC y ARCONEL, los cuales desempeñan un papel crucial para asegurar la confiabilidad de estas redes.

## **2. FUNDAMENTO TEÓRICO.**

### **2.1. Confiabilidad de sistemas eléctricos.**

La confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia se refiere a la capacidad del sistema para operar de manera continua y sin interrupciones, garantizando un suministro eléctrico estable y seguro. Este concepto abarca la minimización de fallas, la recuperación rápida frente a eventos adversos y la garantía de un rendimiento consistente a lo largo del tiempo. Un sistema eléctrico de potencia confiable asegura la disponibilidad constante de energía, evitando interrupciones perjudiciales que podrían afectar a usuarios, industrias y servicios críticos. La confiabilidad se logra mediante estrategias de diseño, mantenimiento y gestión que buscan minimizar la probabilidad de fallas y maximizar la rapidez en la restauración en caso de eventos imprevistos [3].

### **2.2. Definición de confiabilidad y riesgo.**

Un componente se define como una unidad indivisible de equipo, que no se fragmenta más para propósitos de análisis. En contraste, un sistema consiste en un conjunto de componentes interrelacionados o conectados, trabajando en conjunto para cumplir una función específica o varias funciones [3].

#### **2.2.1. Introducción a la terminología.**

El término "elemento" puede ser sinónimo de "componente", pero posee una connotación más amplia al incluir aspectos no necesariamente físicos. A diferencia de "componente", que se refiere específicamente a partes físicas y tangibles de un sistema, "elemento" puede abarcar tanto objetos

concretos como conceptos abstractos o pasos en procedimientos operativos. En esencia, mientras "componente" se limita a elementos materiales, "elemento" puede comprender tanto componentes físicos como aspectos abstractos o pasos en un proceso [4].



*Figura 3 Mantenimiento de líneas de transmisión*

*Fuente: [Tecnieletrica]*

### **2.2.2. Fiabilidad y disponibilidad**

Debido a las diversas exigencias operativas y entornos cambiantes, el concepto de confiabilidad adopta significados diversos según las perspectivas individuales. La definición ampliamente aceptada de confiabilidad establece que es una característica de un elemento, expresada por la probabilidad de que cumpla con una función específica en condiciones preestablecidas durante un período en el cual el equipo está en funcionamiento [5].

$$R(t) = P[E \text{ No falla el intervalo de tiempo}[0,t]]$$

*Ecuación 1 Fiabilidad y disponibilidad*

*Fuente: [Marko Cepin]*

### 2.2.3. Riesgo

La relación entre la probabilidad (P) y las consecuencias (C) en el contexto del riesgo se puede expresar de manera general mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Riesgo} = C \times P$$

*Ecuación 2 Riesgo*

*Fuente: [Marko Cepin]*

En esta ecuación, P representa la probabilidad de que ocurra un evento no deseado (como un accidente), y C refleja las consecuencias negativas asociadas a ese evento. Multiplicando la probabilidad por las consecuencias, obtenemos una medida cuantitativa del riesgo [5].

Es importante destacar que esta ecuación simplificada es solo un modelo general y que, en la práctica, la evaluación de riesgos puede ser mucho más compleja, implicando consideraciones adicionales como la mitigación de riesgos, la aceptabilidad del riesgo y la toma de decisiones informada. La seguridad y la gestión de riesgos son campos especializados que emplean metodologías más detalladas y específicas para evaluar y gestionar los riesgos en diversos contextos, incluyendo la vida humana y el medio ambiente [5].

### 2.2.4. Criterios de confiabilidad

El criterio de confiabilidad es fundamental en la planificación del sistema de transmisión, según la literatura citada. El Criterio establece que la pérdida de cualquier elemento individual en el sistema de energía no debe impedir el suministro de energía eléctrica. Después de la pérdida de un equipo importante, como una unidad generadora, una línea de transmisión o un transformador, deben existir condiciones aceptables en el sistema. Esto es esencial incluso si se pierde la unidad generadora más grande. En la mayoría de los casos, la pérdida de la unidad generadora más grande

se considera un evento limitante, y se debe demostrar que el sistema eléctrico es capaz de soportarlo incluso si ocurre en el peor momento posible [3].

Se destaca la importancia de restaurar el funcionamiento normal del sistema unos minutos después de una falla. Para lograr esto, es crucial contar con reservas operativas, tanto rápidas como lentas, disponibles en cantidad suficiente. Estas reservas garantizan la capacidad de respuesta del sistema y su capacidad para mantener la estabilidad y la continuidad del suministro eléctrico incluso en situaciones desafiantes [3].

### 2.2.5. Índices de Confiabilidad de Sistema

Estos parámetros son representativos del sistema en su totalidad, y su cálculo requiere la disponibilidad de registros de interrupciones, así como información sobre el número de clientes afectados y suministrados, la potencia conectada, entre otros. Estos indicadores proporcionan una visión promedio del rendimiento de la calidad del servicio en el sistema, ya sea definido como una red, zona, región, etc., donde se realiza el suministro de energía eléctrica. Hay tres métodos diferentes para calcular los índices del sistema, dependiendo de si el impacto de la interrupción está vinculado al número de consumidores afectados, a la potencia interrumpida o al número de subestaciones/transformadores afectados [6].

### 2.2.6. Índices Basados en Número de Clientes

**SAIFI**, conocido como el Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema, representa la frecuencia media de interrupciones del sistema, medido en interrupciones por año. Este indicador refleja la frecuencia con la que un cliente promedio experimenta una interrupción continua durante un periodo de tiempo específico [7].

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum \text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Número Total de Clientes Servidos}} = \frac{\sum N_i}{N_T}$$

*Ecuación 3 Basados en Número de Clientes*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

$N_i$ : Número de clientes interrumpidos para cada evento de interrupción sostenida

$N_T$ : Número total de clientes

**CAIFI**, o Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones de Clientes, mide la frecuencia promedio de interrupciones experimentadas por clientes que han sufrido interrupciones sostenidas, expresado en interrupciones por año. Este indicador proporciona una visión de la frecuencia promedio de interrupciones para aquellos clientes que han experimentado interrupciones prolongadas [7].

$$\text{CAIFI} = \frac{\sum \text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}} = \frac{\sum N_i}{CN}$$

*Ecuación 4 Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones de Clientes*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

CN: Número total de clientes que han experimentado una interrupción sostenida

**SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema):**

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum \text{Número de Interrupción del Cliente}}{\text{Número Total de Clientes Servidos}} = \frac{\sum CM_i}{N_T}$$

*Ecuación 5 Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

$CM_i$ : Numero de Interrupción del Cliente

$N_T$ : Número total de clientes

**CAIDI**, el Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente, se expresa en horas por año y representa el tiempo promedio necesario para restablecer el servicio después de una interrupción. Este indicador ofrece una medida cuantitativa del tiempo medio requerido para restablecer el suministro eléctrico a los clientes afectados tras una interrupción [6].

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema} \text{ SAIDI}}{\text{Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema} \text{ SAIFI}}$$

*Ecuación 6 Índice de duración Promedio de Interrupción del Cliente*

*Fuente: [IEEE]*

**ASAI (Índice Promedio de Indisponibilidad del Servicio)**. Podría ser un término o acrónimo específico utilizado en un contexto particular o en desarrollos más recientes.

$$\text{ASAI} = \frac{N_T \times \left( \frac{\text{Numero de Hrs}}{\text{Años}} \right) - \sum r_i N_i}{N_T \times \left( \frac{\text{Numeros de Horas}}{\text{Años}} \right)} = \frac{\sum N_i}{N_T}$$

*Ecuación 7 Índice Promedio de Indisponibilidad del Servicio*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

$N_i$ : Número de clientes interrumpidos para cada evento de interrupción sostenida durante el periodo del informe

$N_T$ : Número total de clientes atendidos para el área

$r_i$ : Tiempo de Restauración para cada evento de interrupción

## ASUI

$$ASUI = 1 - ASAI$$

*Ecuación 8 Formula (ASUI)*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

*ASAI*: Índice Promedio de Indisponibilidad del Servicio

**ENS (Energía no Suministrada)** La Energía No Suministrada, abreviada como ENS, se utiliza para describir la cantidad de energía que no se entrega a los clientes debido a interrupciones en el servicio eléctrico. Este término refleja la energía que no llega a los consumidores debido a eventos como cortes de energía o interrupciones en el suministro eléctrico. El cálculo de la ENS generalmente implica considerar la duración de las interrupciones y la potencia no suministrada durante esos períodos. En términos de evaluación de la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en un área o sistema específico, un valor más bajo de ENS indica una mejor calidad del servicio en cuanto a continuidad y disponibilidad [3].

$$ENS = \sum E_i$$

*Ecuación 9 La Energía No Suministrada (ENS)*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

$E_i$ : Energía no Suministrada Para Cada Interrupción "i"

**AENS (Energía Media no Suministrada)** El índice AENS indica cuánta energía en promedio no se sirvió a los clientes durante un período de tiempo predefinido. Por lo general, se expresa en MWh [8].

$$AENS = \frac{ENS}{\sum_i N_i}$$

*Ecuación 10 Energía Media no Suministrada (AENS)*

*Fuente: [IEEE]*

$$ACCI = (\sum L_{ave\ i} \times r_i) / CN$$

*Ecuación 11 Formula (ACCI)*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

$L_{ave\ i}$ : Carga Media de Clientes Interrumpidos por Corte "i"

$r_i$ : Duración de la Interrupción a los Clientes Interrumpidos por el Corte "i"

**ASIFI**= Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema ASIFI

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T}$$

*Ecuación 12 Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema (ASIFI)*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

$L_i$ : Total de KVA Conectados de Carga Interrumpida

$L_T$ : Total de KVA Conectados Servidos

**ASIDI**= Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T}$$

*Ecuación 13 Formula (ASIDI)*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

$r_i$ : Duración de la Interrupción a los Clientes Interrumpidos por el Corte "i"

MAIFI= Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema

$$MAIFI = (\sum ID_i \times N_i) / N_T$$

*Ecuación 14 Formula (MAIFI)*

*Fuente: [IEEE]*

Donde,

$ID_i$ : Interrupciones de las Operaciones del Dispositivo

$N_i$ : Números de Clientes Interrumpidos

$N_T$ : Número Total de Clientes en el Sistema

### **2.3. Empresas de distribución**

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) tiene como objetivo principal proporcionar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área asignada. Operando bajo el régimen de exclusividad regulado por el Estado, su misión es satisfacer la demanda de energía eléctrica en conformidad con la normativa aplicable al sector eléctrico. CNEL EP se compromete a suministrar electricidad de manera eficiente y confiable a los consumidores, contribuyendo así al desarrollo y bienestar de la comunidad en su área de operación [9].

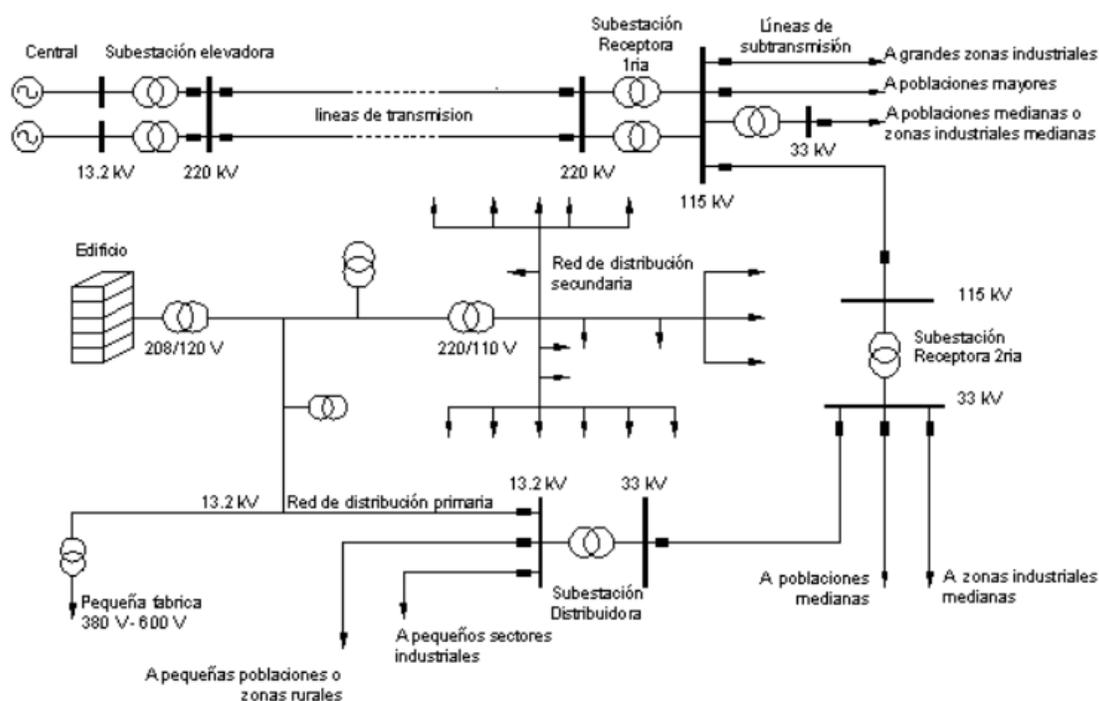


Figura 4 Diagrama unifilar de un sistema de transmisión

Fuente: [Universidad nacional de Colombia]

Las líneas de subtransmisión de 69 KV operan a un voltaje de 69.000 voltios, lo que las coloca en una categoría intermedia entre las líneas de transmisión de alta tensión y las redes de distribución de voltaje más bajo [9].

El propósito principal de estas líneas es transportar la electricidad desde las estaciones de generación hasta las áreas de distribución. Actúan como enlaces cruciales que conectan las fuentes de generación con las redes locales [10].

El diseño de las líneas de subtransmisión tiene en cuenta la distancia de transmisión. Aunque el voltaje de 69 KV no es tan alto como el utilizado en líneas de transmisión de ultra alta tensión, sigue siendo adecuado para transmitir energía eficientemente a distancias moderadas. [10]

Tenemos varias longitudes de líneas las cuales se agrupan de la siguiente manera:

- Líneas Cortas:
- Líneas Medias
- Líneas Largas

### 2.3.1. Líneas cortas.

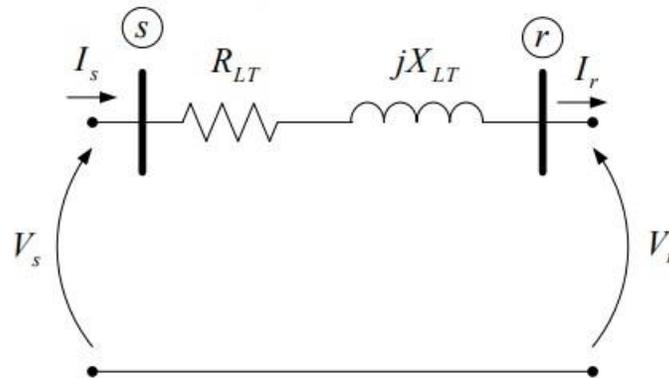


Figura 5 Circuito de líneas cortas

Fuente: [Operación en régimen estacionario de LT]

Para el cálculo de caída de tensión para la línea corta tenemos la siguiente ecuación:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I (R \cos \phi + jXL \sin \phi)$$

*Ecuación 15 Caída de tensión*

Fuente: [Operación en régimen estacionario de LT]

$$Zl = (R \cos \phi + jXL \sin \phi)$$

*Ecuación 16 Reactancia de línea de distribución*

Fuente: [Operación en régimen estacionario de LT]

I = corriente de la línea  
 $\Delta V$  = Voltaje del extremo  
 R = Resistencia de la línea  
 XL = Inductancia de la línea  
 Zl = Reactancia de la línea

**Longitud limitada:** Las líneas cortas se caracterizan por distancias de transmisión relativamente cortas en comparación con líneas de mayor alcance. La longitud puede variar, pero generalmente se consideran tramos que van desde unos pocos kilómetros hasta quizás algunas decenas de kilómetros [1].

**Bajas pérdidas de transmisión:** Debido a su longitud limitada, las líneas cortas tienden a experimentar pérdidas de energía más bajas en comparación con líneas de mayor longitud. La resistencia eléctrica de los conductores tiene un impacto menor en la eficiencia de la transmisión [11].

$$P_{al} = 3R|I|^2$$

*Ecuación 17 Perdida de resistividad*

*Fuente: [Operación en régimen estacionario de LT]*

Pal: Perdida resistiva en conductor de aluminio medida en watt

R: Resistencia del conductor

I: Magnitud de corriente del conductor

**Menor reactancia:** La reactancia (componente reactivo de la impedancia) en líneas cortas es menos significativa en comparación con líneas más largas. Esto puede simplificar los cálculos y reducir la necesidad de compensación reactiva. Respuesta rápida: Debido a su longitud limitada, las líneas cortas tienen una respuesta más rápida a cambios en la demanda o en las condiciones del sistema. Esto puede ser beneficioso para estabilizar la frecuencia y el voltaje en el sistema eléctrico. Menos necesidad de compensación: Las líneas cortas a menudo requieren menos dispositivos de compensación, como condensadores y reactores, para mantener la calidad de la energía dentro de los límites aceptables. Aplicaciones urbanas y suburbanas: Estas líneas son comunes en entornos urbanos y suburbanos donde la demanda de energía está concentrada en áreas relativamente cercanas a las fuentes de generación. Menor costo de construcción: Debido a su longitud limitada y a la menor complejidad asociada, las líneas cortas pueden ser menos costosas de construir y mantener en comparación con líneas de transmisión de mayor alcance. Menor susceptibilidad a problemas de estabilidad: Las líneas cortas son menos susceptibles a problemas de estabilidad, como oscilaciones de voltaje y pérdida de sincronismo, que pueden afectar a líneas más largas [12].

### 2.3.2. Líneas medias.

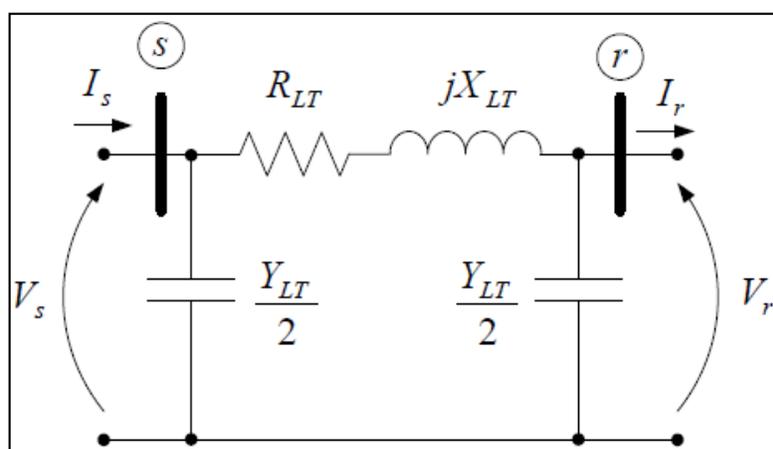


Figura 6 Circuito de líneas medias

Fuente: [Operación en régimen estacionario de LT]

Las líneas medias suelen abarcar distancias de transmisión que oscilan entre varias decenas de kilómetros hasta posiblemente unos cientos de kilómetros, ubicándose en un punto intermedio entre las líneas cortas y las de mayor alcance. Operan a voltajes moderados, generalmente por debajo de los voltajes de las líneas de transmisión de ultra alta tensión, con ejemplos comunes como 115 KV o 230 KV. Aunque las pérdidas de energía en estas líneas son mayores que en las líneas cortas debido a su longitud aumentada, suelen ser inferiores a las pérdidas en las líneas de transmisión de larga distancia [1].

El diseño de las líneas medias busca un equilibrio entre la eficiencia en la transmisión de energía y los costos asociados con la construcción y mantenimiento. Se consideran factores como la resistencia de los conductores y la necesidad de equipos de compensación. Estas líneas son comunes en la distribución regional de electricidad, conectando áreas geográficas más extensas y distribuyendo la energía generada a nivel regional [12].

Conforme aumenta la longitud de las líneas, las consideraciones de estabilidad del sistema, como la compensación reactiva y el control de voltaje, pueden volverse más relevantes. Además, las

líneas medias requieren infraestructura y equipos específicos, como transformadores y dispositivos de protección, para garantizar un funcionamiento seguro y confiable [12].

### 2.3.3. Líneas largas.

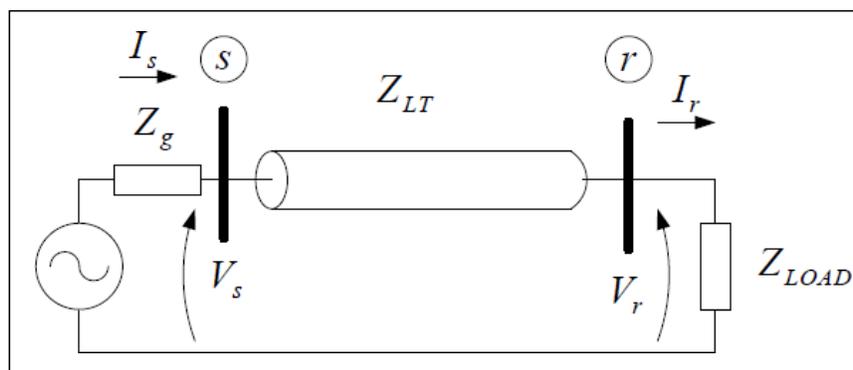


Figura 7 Circuito de líneas largas

Fuente: [Operación en régimen estacionario de LT]

Las líneas de transmisión largas cubren distancias considerables, que pueden variar desde cientos hasta miles de kilómetros, siendo cruciales para la eficiente transmisión de electricidad a través de regiones extensas. Operan a voltajes de transmisión muy altos, como 345 KV, 500 KV o incluso superiores, lo que reduce las pérdidas de energía durante la transmisión y permite transportar grandes cantidades de electricidad [1].

Aunque las pérdidas de energía son inevitables en cualquier línea de transmisión, las líneas largas están diseñadas para minimizar estas pérdidas mediante la selección de materiales conductores eficientes y el uso de tecnologías avanzadas. Pueden requerir dispositivos de compensación reactiva, como condensadores o reactores, para mantener la calidad del voltaje y estabilizar el sistema eléctrico [11].

Estas líneas tienen aplicaciones a nivel nacional e internacional, estableciendo interconexiones eléctricas entre diferentes regiones, estados o incluso países, permitiendo el intercambio de energía a una escala más amplia. Para asegurar la seguridad, estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, se necesita una infraestructura y equipos especializados, como transformadores de potencia y sistemas de control avanzados [11].

La planificación de líneas largas implica una consideración cuidadosa de factores como la demanda futura de energía, el crecimiento económico y las condiciones geográficas para asegurar la capacidad de la línea para adaptarse a cambios a largo plazo. La construcción de estas líneas suele formar parte de proyectos de ingeniería de gran escala que involucran la coordinación de recursos financieros, técnicos y logísticos [11].

## 2.4. Resistencia del conductor

La resistividad ( $\rho$ ) es una propiedad intrínseca del material del conductor y se mide en ohmios por metro ( $\Omega \cdot m$ ). Cuanto mayor sea la resistividad, mayor será la resistencia del conductor. La longitud (L) se mide en metros (m), y el área (A) se mide en metros cuadrados ( $m^2$ ) [13].

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

*Ecuación 18 Resistencia del conductor ( $\Omega$ )*

*Fuente: [IEEE]*

R: Resistencia del conductor ( $\Omega$ ).

$\rho$ : Resistividad del material del que está hecho el conductor ( $\Omega \cdot m$ ) L: Longitud del conductor (m).

A: Área de la sección transversal del conductor ( $mm^2$ ).

$$A = \frac{\pi d^2}{4} * \# \text{ de alambre de aluminio}$$

*Ecuación 19 Área transversal del conductor*

*Fuente: [IEEE]*

Se puede representar la resistencia de corriente directa, considerando una temperatura a 20 °C con la siguiente fórmula [13].

$$R_{cd \text{ a } 20^\circ C} = \rho \frac{L}{A}$$

*Ecuación 20 Resistencia en corriente directa*

*Fuente: [IEEE]*

MATERIAL	RESISTIVIDAD
Cobre estirado en frio	10.66 $\Omega$ mil/pies
	1.77 x 10 <sup>-8</sup> $\Omega$ .m
	17.00 $\Omega$ mil/pies
Aluminio	2.83 x 10 <sup>-8</sup> $\Omega$ .m

Tabla 1 Resistividades Eléctricas

Fuente: [ARCONEL]

Cuando la corriente que fluye a través de un conductor es de corriente alterna (CA), surge la resistencia efectiva o resistencia AC. Esta resistencia se determina comúnmente de manera empírica o a partir de la resistencia óhmica. Utilizando el método más frecuentemente empleado, que se basa en la resistencia óhmica, podemos calcular la resistencia efectiva considerando el fenómeno del efecto piel o skin, sabiendo que generalmente es un 2% adicional a la resistencia óhmica (Rcd) [13].

#### 2.4.1. Inductancia del conductor

La inductancia del conductor se refiere a la capacidad de un conductor eléctrico para almacenar energía en forma de campo magnético cuando una corriente eléctrica fluye a través de él. Este fenómeno se rige por las leyes del electromagnetismo y es un aspecto importante en el diseño de sistemas eléctricos, especialmente en circuitos de corriente alterna (CA) [14].

La inductancia (L) de un conductor se puede calcular mediante la fórmula:

$$L = \frac{\mu \cdot N^2 \cdot A}{l}$$

Ecuación 21 Inductancia del conductor

Fuente: [IEEE]

Donde:

- $L$  es la inductancia.
- $\mu$  es la permeabilidad magnética del material en el espacio circundante.
- $N$  es el número de espiras por unidad de longitud del conductor (si consideramos el conductor como una espira).
- $A$  es el área de la sección transversal del conductor.
- $l$  es la longitud del conductor.

La inductancia es crucial en la operación de dispositivos como inductores y transformadores, donde se busca controlar y manipular campos magnéticos para diversos propósitos. También es un parámetro significativo en la transmisión de energía eléctrica a largas distancias, ya que puede afectar la eficiencia y la calidad del suministro de energía [15].

#### 2.4.2. Reactancia inductiva

La reactancia inductiva es una propiedad eléctrica que mide la oposición de un inductor al cambio de corriente en un circuito de corriente alterna (CA). Se denota comúnmente por  $X_L$  y se mide en ohmios [15].

La fórmula que describe la reactancia inductiva es:

$$X_L = 2\pi fL$$

*Ecuación 22 Reactancia inductancia*

*Fuente: [IEEE]*

Donde:

- $X_L$ : es la reactancia inductiva.
- $f$ : es la frecuencia de la corriente alterna.
- $L$ : es la inductancia del inductor.

La reactancia inductiva es proporcional a la frecuencia de la corriente alterna y la inductancia del inductor. A medida que la frecuencia aumenta, la reactancia inductiva también aumenta. Esta relación es una característica fundamental en los circuitos de CA y tiene implicaciones importantes en el diseño y análisis de sistemas eléctricos [15].

La reactancia inductiva se expresa como una cantidad imaginaria en números complejos, donde la parte imaginaria representa la componente inductiva del circuito. En un circuito puramente inductivo, la tensión y la corriente están desfasadas en 90 grados, lo que significa que alcanzan sus valores máximos y mínimos en momentos diferentes del ciclo de CA [15].

### **2.4.3. Inductancia de disposición asimétrica**

La inductancia de disposición asimétrica se refiere a la inductancia de un conductor eléctrico dispuesto de manera no simétrica o equidistante respecto a otros conductores o elementos en un sistema eléctrico. En sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, la disposición asimétrica de conductores puede tener un impacto significativo en las características inductivas del sistema [16].

La inductancia de disposición asimétrica puede influir en la distribución del flujo magnético alrededor de los conductores, lo que a su vez afecta la inductancia mutua entre ellos. En configuraciones asimétricas, los valores de inductancia pueden variar en comparación con disposiciones simétricas o equidistantes entre dos conductores en disposición asimétrica se calcula utilizando fórmulas específicas que tienen en cuenta la posición relativa y la geometría de los conductores. Estos cálculos pueden ser más complejos que en disposiciones simétricas y a menudo involucran métodos numéricos o análisis avanzados [17].

En resumen, la inductancia de disposición asimétrica es un aspecto importante a considerar en el diseño y análisis de sistemas eléctricos donde la disposición no equidistante de los conductores puede tener impactos significativos en las características inductivas del sistema [18].

## **2.5. Pérdidas de energías**

Cuando la electricidad se transmite a través de cables y líneas de transmisión, se enfrenta a la resistencia eléctrica en los conductores, generando pérdidas de energía en forma de calor. Estas pérdidas aumentan proporcionalmente con la distancia de transmisión. Durante la conversión de una forma de energía a otra, como en la generación de electricidad a partir de fuentes primarias como el carbón, gas natural o energía solar, siempre se experimentan pérdidas. Estas pérdidas pueden originarse debido a la eficiencia limitada de los procesos de conversión [15].

Los motores y sistemas mecánicos, empleados en vehículos o máquinas industriales, sufren pérdidas de energía ocasionadas por la fricción y la resistencia del aire, manifestándose en forma de calor y vibración. Asimismo, los sistemas de calefacción y refrigeración pueden enfrentar pérdidas de energía por la falta de aislamiento adecuado en edificios, conductos y equipos, así como por la falta de optimización en los sistemas [19].

Las fuentes de iluminación ineficientes, como las bombillas incandescentes, pueden generar más calor que luz, constituyendo una pérdida de energía. Incluso las tecnologías de energía renovable, como la solar y la eólica, pueden experimentar pérdidas durante la conversión y almacenamiento de la energía generada [19].

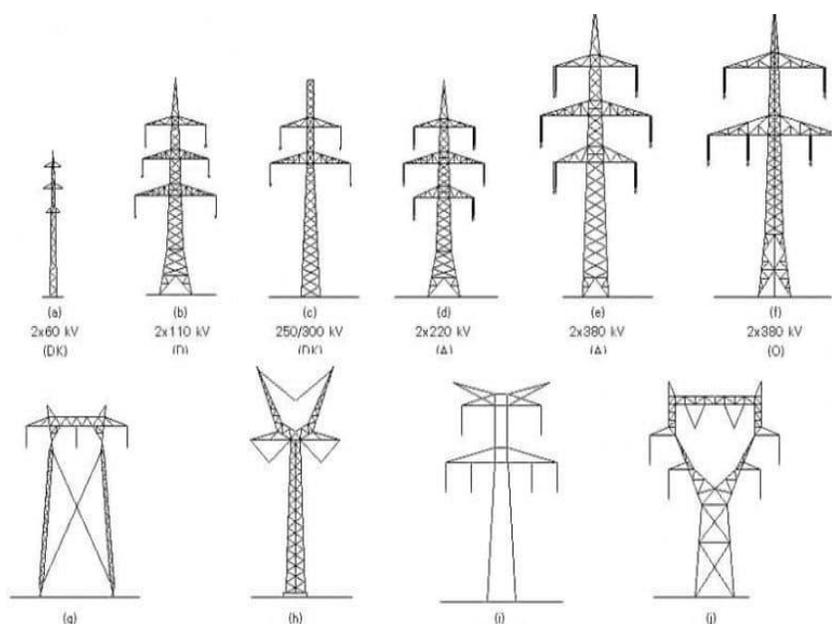
Reducir estas pérdidas de energía es crucial para mejorar la eficiencia energética y minimizar el impacto ambiental. Se están desarrollando continuamente tecnologías y prácticas para abordar este desafío, tales como el uso de materiales más eficientes, la mejora de la gestión de la energía y la implementación de medidas de conservación crítica de los conductores y otros elementos que puedan contribuir a minimizar las pérdidas [19].

## **2.6. Equipos y Accesorios**

Las líneas de subtransmisión suelen incorporar equipos como transformadores y dispositivos de protección. Los transformadores se utilizan para ajustar el nivel de voltaje según sea necesario, y los dispositivos de protección garantizan la seguridad y estabilidad del sistema en caso de fallas o

anomalías. Aquí hay algunos equipos y accesorios comunes asociados con las líneas de subtransmisión [19].

**Torres o postes de soporte:** Torres metálicas o postes de concreto: Sostienen los conductores de la línea de subtransmisión y proporcionan el soporte estructural necesario.



*Figura 8 Estructuras de líneas de subtransmisión*

*Fuente: [Rafael Schincariol da Silva]*

**Conductores:** En el ámbito de las infraestructuras eléctricas, los conductores desempeñan un papel fundamental en la transmisión de la electricidad, siendo los cables de aluminio desnudo (CAD) o con aislamiento una opción destacada. Estos cables, resaltados en la Figura 9 de Wikipedia, son preferidos por su combinación de ligereza y conductividad, lo que facilita su manejo y optimiza la eficiencia en la transmisión. Además, para asegurar la integridad del sistema, se emplean aisladores, típicamente de vidrio o cerámica, en las torres o postes de soporte. Estos aisladores desempeñan un papel crucial al proporcionar aislamiento eléctrico, previniendo cortocircuitos y garantizando que la electricidad siga la ruta predeterminada, contribuyendo así a la seguridad y confiabilidad de la infraestructura eléctrica [14].



Figura 9 Conductores de aluminio

Fuente: [Electrocables]

**Equipos de protección:** Interruptores de subtransmisión: Se utilizan para abrir o cerrar la línea de subtransmisión según sea necesario para el mantenimiento o en caso de fallas [14].

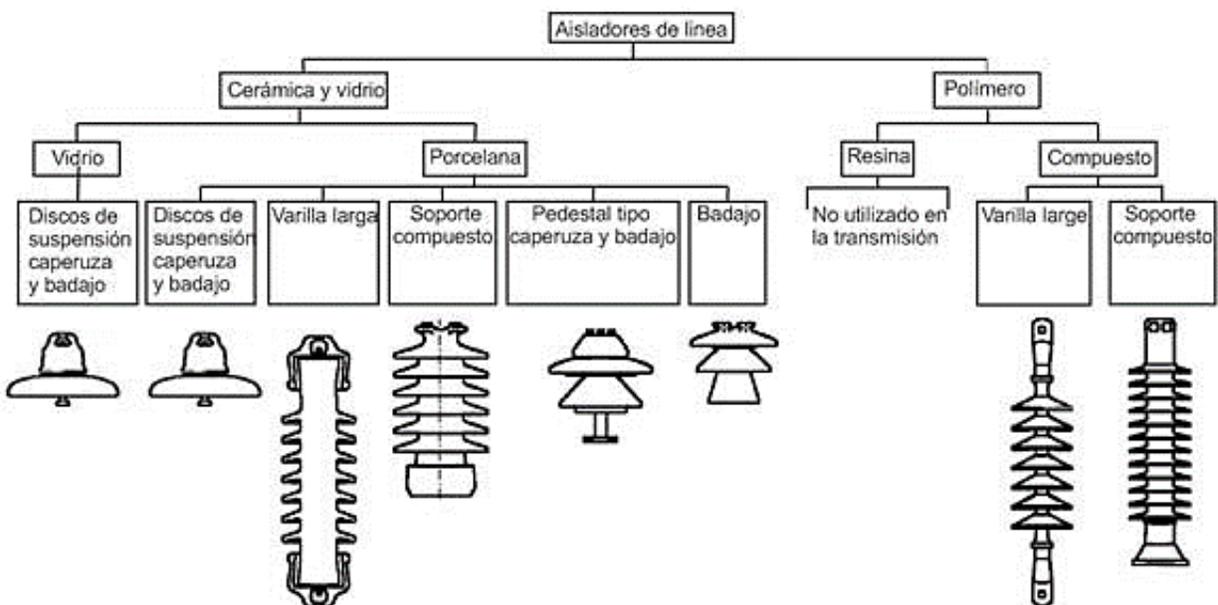


Figura 10 Tipos de aisladores

Fuente: [INPROEL]

Los transformadores elevadores y reductores: Pueden ser utilizados para aumentar o reducir el voltaje de la electricidad en la línea de subtransmisión según las necesidades del sistema [14].



*Figura 11 Transformador de alta tensión*

*Fuente: [Los autores]*

## **2.7. Planificación y expansión**

Examinar la demanda actual y proyectada de energía en la región o área de servicio, detectar zonas con un crecimiento de carga significativo. Evaluar el desempeño actual del sistema de subtransmisión, identificando restricciones significativas y áreas propensas a pérdidas de energía. Analizar la capacidad de carga de las líneas existentes. Realizar estudios técnicos y económicos para valorar la factibilidad de la expansión, explorando diversas opciones de diseño y tecnologías. Evaluar el impacto ambiental y social del proyecto. Identificar las rutas apropiadas para las nuevas líneas de subtransmisión y gestionar los derechos de paso necesarios, abordando problemas de propiedad y regulación. En el diseño técnico, llevar a cabo la planificación detallada de las nuevas líneas, considerando tipos de torres, conductores, aisladores y equipos de protección, y cumplir con estándares y normativas locales e internacionales. Realizar estudios de impacto ambiental para evaluar y mitigar cualquier repercusión negativa en el entorno, asegurando la conformidad con

regulaciones ambientales y obteniendo las aprobaciones correspondientes. Calcular los costos totales de construcción, incluyendo materiales, mano de obra, equipos y permisos. Contrastar estos costos con los beneficios y evaluar la viabilidad financiera del proyecto. Desarrollar un plan de construcción detallado que contemple la secuencia de actividades, plazos y recursos necesarios, coordinándose con otras obras de infraestructura y proyectos en la zona. Obtener todas las aprobaciones regulatorias y permisos esenciales para la construcción y operación de las nuevas líneas. Implementar el proyecto de construcción según el plan establecido, supervisando la construcción para asegurar la calidad y el cumplimiento de estándares. Llevar a cabo pruebas de funcionamiento para garantizar la integridad del sistema y poner en servicio las nuevas líneas de subtransmisión de forma segura y eficiente. Establecer un programa de operación y mantenimiento para asegurar el rendimiento continuo y la confiabilidad de las líneas de subtransmisión. Implementar sistemas de monitoreo para evaluar el rendimiento a lo largo del tiempo y detectar oportunidades de mejora y expansión futuras. La planificación y expansión de líneas de subtransmisión demandan una coordinación efectiva entre planificadores, ingenieros, reguladores y otros participantes. Además, es esencial tener en cuenta aspectos ambientales y sociales para asegurar el desarrollo sostenible de la infraestructura eléctrica [4].

## **2.8. Regulaciones y normativas:**

La teoría de líneas de subtransmisión también abarca el cumplimiento de regulaciones y normativas específicas relacionadas con la seguridad, la calidad de la energía y el impacto ambiental [20].

En resumen, la teoría de líneas de subtransmisión de 69 KV aborda una serie de consideraciones técnicas y operativas esenciales para garantizar la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia a nivel subtransmisión. Aquí hay algunas áreas clave que generalmente se regulan [20].

**Normativas de monitoreo y cumplimiento:** Monitoreo del Rendimiento: Regulaciones que establecen requisitos para el monitoreo continuo del rendimiento de las líneas de subtransmisión.

En este proyecto se realizará con las siguientes normas [20].

- Regulación del ARCONEL 053/018-calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica – 5.1.2 Calidad del servicio Técnico [20].
- El estándar IEC 61000-4-30 define el término “Calidad de Energía Eléctrica” como las características de la electricidad en un punto dado de la red eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia [20].
- El estándar IEEE 1159/1995 define el término “Calidad de Energía Eléctrica” como la gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un instante dado y en un punto determinado de la red eléctrica [20].

Según la regulación del ARCONEL 053/018 EN calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica las variaciones de voltaje que se admiten son las siguientes [20].

<b>NIVEL DE VOLTAJE</b>	<b>RANGO ADMISIBLE</b>
Alto Voltaje (grupo 1y grupo 2)	$\pm 5.0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0 \%$

*Tabla 2 Nivel y Rango admisibles de voltaje*

*Fuente: [ARCONEL]*

#### Regulación del ARCONEL 053/018

Esta regulación estipula que para el nivel de voltaje aceptable en un punto de medición debe encontrarse en el rango  $\pm 5.0\%$  del registro de variación de voltaje en el periodo de evaluación de 7 días [20].

**Niveles de voltaje:** se define los siguientes valores de niveles de voltaje.

<b>BAJO VOLTAJE:</b>	menor igual a 0.6 KV;
<b>MEDIO VOLTAJE:</b>	mayor a 0.6 y menor igual a 40 KV;
<b>ALTO VOLTAJE GRUPO 1:</b>	mayor a 40 y menor igual a 13B KV; y
<b>ALTO VOLTAJE GRUPO 2:</b>	mayor a 13.8 KV.

*Tabla 3 Valores de Niveles de Voltajes*

*Fuente: [ARCONEL]*

La ARCONEL sobre la base de estudios realizados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) remitió en el año 2020 la información correspondiente a los niveles de voltaje que debe mantener el transmisor y el factor de potencia que deben presentar las Empresas Eléctricas Distribuidoras. En la Figura 17 se muestra los límites para diferentes niveles de voltaje [20].

**Sanciones por incumplimiento:** Medidas punitivas en caso de incumplimiento de normativas y regulaciones [1].

Es importante que las empresas y entidades responsables de la construcción y operación de líneas de subtransmisión estén al tanto y cumplan con todas las regulaciones aplicables. Esto ayuda a

garantizar la seguridad, la eficiencia y el cumplimiento ambiental de la infraestructura eléctrica [21].

## **2.9. Programa simulación DigSilent**

DigSilent Power Factory ha ganado reconocimiento en la industria eléctrica por su capacidad para abordar desafíos complejos en la operación y planificación de redes eléctricas. Al permitir la modelación detallada de componentes como generadores, transformadores, líneas de transmisión y dispositivos de protección, Power Factory facilita el análisis exhaustivo de la estabilidad dinámica y la calidad de la energía en sistemas de potencia.

Además, la versatilidad de Power Factory lo convierte en una herramienta invaluable para investigadores y académicos en el campo de la ingeniería eléctrica. Permite la realización de estudios avanzados sobre la integración de fuentes de energía renovable, el diseño de sistemas de almacenamiento de energía y la evaluación de estrategias de control y operación para mejorar la eficiencia y la confiabilidad del sistema eléctrico.

La continua evolución de DigSilent Power Factory refleja el compromiso de la empresa con la innovación y la excelencia en el desarrollo de soluciones de software para la industria eléctrica. A medida que la demanda de energía crece y las tecnologías avanzan, Power Factory se mantiene a la vanguardia, proporcionando herramientas poderosas para enfrentar los desafíos presentes y futuros en la gestión de sistemas de potencia eléctrica [22].

### 3. FUNDAMENTOS METODOLÓGICO

#### 3.1. Estudio del sistema eléctrico

La resistencia en serie de la línea de subtransmisión LST 2 representa la oposición al flujo de corriente eléctrica y está influenciada por factores como el tipo de material conductor utilizado, la sección transversal de los conductores y la longitud de la línea. Por otro lado, la inductancia en serie está relacionada con la capacidad de almacenamiento de energía magnética de la línea y depende de aspectos como la geometría de los conductores y la presencia de materiales ferromagnéticos en el entorno.

Estos parámetros, junto con la capacitancia en serie (si es significativa), determinan la impedancia total de la línea y, por lo tanto, afectan su capacidad para transmitir energía eléctrica de manera eficiente. La resistencia contribuye a las pérdidas de energía en forma de calor, mientras que la inductancia puede causar fenómenos como la caída de voltaje y la distorsión armónica debido a la reactancia inductiva.

En la Figura 1 se muestra el recorrido de la línea LST 2 desde la Subestación Eléctrica 2 Cerritos hasta la Subestación Eléctrica Ecu911 implica la consideración de diversos factores, como la topografía del terreno, la distancia entre torres y la presencia de obstáculos. Además, es importante tener en cuenta la capacidad de carga de la línea y garantizar que no se exceda para evitar sobrecalentamientos y posibles interrupciones en el suministro eléctrico.

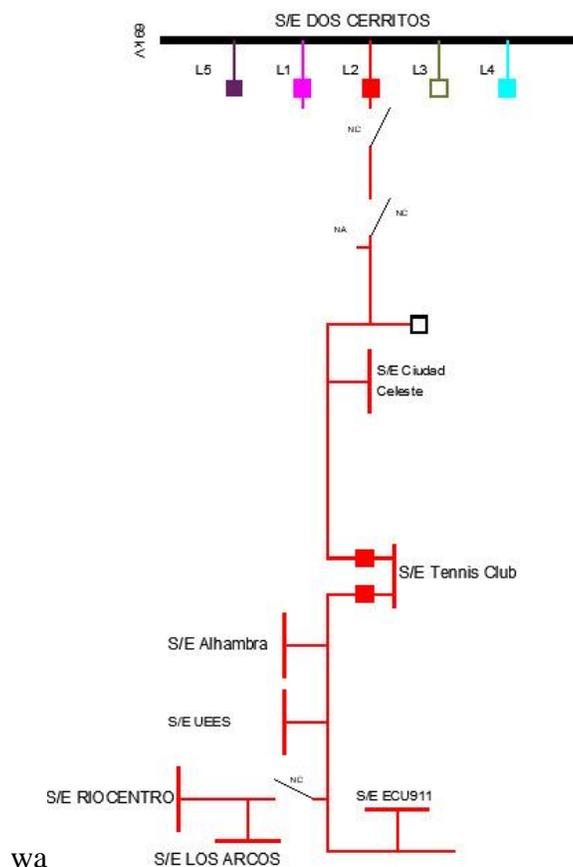


Figura 12 Diagrama unifilar de L2

Fuente: [Autocad]

### Cálculos de los parámetros de las líneas de subtransmisión

En esta sección se desarrollará los cálculos tipo a ser utilizados en la simulación de sistema de potencia en DigSilent. para el cálculo de la Resistencia en corriente alterna a 20°C, tomamos la ecuación

$$R_{ac} 20^{\circ}C = R_{dc} 20^{\circ}C * 1.02$$

Ecuación 23 Calculo de resistencia ac

Fuente: [IEEE]

$$R_{ac} 20^{\circ}C = 0.1141 * 1.02$$

$$R_{ac} 20^{\circ}C = 0.1163 \Omega/\text{km}$$

Esta línea de subtransmisión es asimétrica y están espaciada de la siguiente manera L12: 1.5 m,

$$L23: 1.5 \text{ m}, L13: 3 \text{ m}.$$

Tomando la ecuación (10) tenemos lo siguiente

$$Deq = \sqrt[3]{(L12 * L23 * L13)}$$

$$Deq = \sqrt[3]{(1.5 * 1.5 * 3)}$$

$$Deq = 1.889 \text{ m}$$

Calculando la inductancia utilizando la ecuación

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{Deq}{RMG} (\text{H} / \text{m})$$

*Ecuación 24 Inductancia simétrica*

*Fuente: [IEEE]*

Para este circuito trifásico de una línea por fase, el  $RMG = RMG$  del conductor. Dado el diámetro del conductor que obtenemos el radio de este. Siendo  $RMG = DS$  tomamos la ecuación.

$$Ds = d * 0.809/1000$$

$$Ds = 22.42 \text{ mm} * 0.809/1000$$

$$Ds = 0.097 \text{ m}$$

$Deq$  es la distancia equivalente de los conductores que ya calculamos anteriormente es 1.889 m

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln 1.889 \text{m} / (0.097 \text{ m}) \text{ [H/m]}$$

$$L = 1.08 \times 10^{-6} \text{ [H/m]} * 1000$$

$$L = 0.011 \text{ H/Km}$$

Para tener la inductancia en Horas se multiplica el valor en (H/m) y (H/Km)

Que es valor de L sería de 0.0493 H

La reactancia inductiva usamos la ecuación.

$$XL = \omega L$$

*Ecuación 25 Reactancia inductiva*

*Fuente: [IEEE]*

$$XL = 2 * \pi * f * L \text{ (H/Km)}$$

$$XL = 2 * \pi * 60 * 0.011$$

$$XL = 0.402 [\Omega/\text{km}]$$

En la Tabla 4 se muestra las características del conductor aislado de 69KV principalmente el diámetro exterior aproximado. Los calibres de los conductores utilizados en la simulación son de 500 y 1000 MCM Cu x lpe

Cable monopolar para 69 kV 90 °C, espesor nominal de aislamiento: 16,51 mm					
Conductor		Aislamiento	Cubierta	Diámetro Exterior Aproximado	Peso Total Aproximado
Calibre	Diámetro	Diámetro Aproximado	Espesor		Cobre
kcmil	mm	mm	mm	mm	kg/km
250	13,25	51,14	3,05	57,80	3929
350	15,68	53,60	3,05	60,00	4475
500	18,74	57,09	3,05	63,50	5440
750	23,10	61,09	3,05	67,46	6859
1000	26,68	65,11	3,70	72,98	8572

Tabla 4 Dimensiones de conductores aislado de 69Kv

Fuente: [Electrocables]

Para el cálculo de los parámetros para la línea de subtransmisión aislados se requiere la resistencia en Ohm de los conductores, dicha información se la extrajo de la Tabla 5. A continuación, se muestra los calibres utilizados.

Um = 72.5 kV (copper conductors)

Sections kcmil	Overall diameter Inches	Weight lb/ft	DC conductor resistance at 20 °C Ω/1000 ft	AC apparent conductor resistance at 90 °C Ω/1000 ft	Capacitance μF/1000 ft	CONTINUOUS CURRENT RATING, A Earthing at one point				CONTINUOUS CURRENT RATING, A Earthing in several points			
						Direct buried	Pulled in ducts (Trefoil)	In air, trefoil Exposed to solar radiation (*)	In air, flat Exposed to solar radiation (*)	Direct buried	Pulled in ducts (Trefoil)	In air, trefoil Exposed to solar radiation (*)	In air, flat Exposed to solar radiation (*)
500	2.31	3.84	0.022	0.028	0.075	538	541	590	612	493	417	553	532
750	2.53	4.87	0.015	0.020	0.085	652	658	733	761	581	472	672	633
1000	2.73	5.87	0.011	0.015	0.095	765	773	880	915	659	518	785	723
1250	2.90	6.95	0.009	0.012	0.105	857	870	1002	1042	718	552	874	789
1500	3.04	7.85	0.007	0.010	0.110	927	945	1100	1145	762	579	945	843
1750	3.18	8.90	0.007	0.010	0.120	988	1013	1191	1242	796	601	1007	886
2000	3.28	9.85	0.005	0.008	0.125	1043	1073	1271	1325	821	617	1053	918
2500	3.55	11.90	0.004	0.006	0.140	1267	1278	1570	1638	936	672	1236	1039
3000	3.73	13.71	0.004	0.005	0.145	1377	1394	1733	1810	985	706	1329	1099
3500	3.89	15.25	0.003	0.005	0.150	1468	1493	1875	1958	1018	730	1399	1144
4000	4.03	16.98	0.003	0.004	0.160	1552	1584	2000	2091	1039	747	1449	1168

Tabla 5 Características de los Conductores aislados en 69Kv

Fuente: [Electrocables]

Para la simulación de los parámetros de las líneas aéreas se utilizaron los datos de la Tabla 6. A continuación, se muestran los calibres utilizados y que fueron proporcionados por la empresa eléctrica CNEL EP.

Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm <sup>2</sup> )	Construcción				Diámetro del conductor (mm)	Peso Total Aprox (kg / km)	Carga de Rotura (kgf)	Resistencia a C.C. a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de Corriente (A)*
		No. Hilos		Diámetro de los hilos (mm)						
		Aluminio H19	Aluminio 6201 - T81	Aluminio H19	Aluminio 6201 - TB1					
500	253,35	12	7	4,120	4,120	20,60	697,46	5352	0,1170	644
500	253,35	30	7	2,950	2,950	20,65	697,02	4897	0,1167	651
500	253,35	18	19	2,950	2,950	20,65	695,77	5996	0,1255	638
550	278,69	12	7	4,320	4,320	21,60	766,82	5874	0,1089	686
550	278,69	30	7	3,10	3,10	21,70	769,71	5313	0,1060	691
550	278,69	18	19	3,10	3,10	21,70	768,33	6557	0,1113	678
600	304,02	12	7	4,514	4,514	22,57	837,23	6414	0,0998	718
600	304,02	30	7	3,234	3,234	22,64	837,69	5604	0,0972	730
600	304,02	18	19	3,234	3,234	22,64	836,18	7164	0,1021	714
650	329,36	30	7	3,366	3,366	23,56	907,47	6212	0,0897	769
650	329,36	18	19	3,366	3,366	23,56	902,07	7527	0,0942	753
700	354,69	30	7	3,494	3,494	24,46	977,80	6679	0,0833	802
700	354,69	18	19	3,494	3,494	24,46	976,04	8116	0,0874	786
750	380,03	30	7	3,616	3,616	25,31	1047,28	7073	0,0777	839
750	380,03	18	19	3,616	3,616	25,31	1045,39	8637	0,0815	823
800	405,36	30	7	3,735	3,735	26,15	1117,34	7527	0,0729	871
800	405,36	18	19	3,735	3,735	26,15	1115,33	9208	0,0765	855
850	430,70	30	7	3,850	3,850	26,95	1187,20	7889	0,0686	904
850	430,70	18	19	3,850	3,850	26,95	1185,07	9718	0,0720	888
900	456,03	30	7	3,961	3,961	27,73	1256,65	8351	0,0648	938
900	456,03	18	19	3,961	3,961	27,73	1254,39	10299	0,0679	920
950	481,37	30	7	4,070	4,070	28,49	1326,76	8810	0,0614	970
950	481,37	18	19	4,070	4,070	28,49	1324,37	10837	0,0644	951
1000	506,70	30	7	4,176	4,176	29,23	1396,77	9279	0,05829	1002

Tabla 6 Características de conductor aéreo ACSR

Fuente: [Electrocables]

## Parámetros de líneas de subtransmisión

En la Tabla 7 se presentan los parámetros de las líneas de subtransmisión tales como: Distancia, calibre, resistencia, reactancia. Dichos parámetros serán cargados en el programa de DigSilent Power Factory

ITEM	DESDE	HASTA	LONGITUD	CALIBRE	TIPO CA	R(Ohm/Km)	XI(Ohm/Km)	Corriente (KA)	Demanda MW
1	DOS CERRITOS	DERIVACION CIUDAD CELESTE	4,54	477MCM	ACSR	0,116382	0,402582751	0,666	30,05
2	DERIVACION CIUDAD CELESTE	S/E CIUDAD CELESTE	1,64	336,8MCM	ACSR	0,167994	0,415739898	0,535	9,22
3	DERIVACION CIUDAD CELESTE	S/E TENNIS CLUB	6,11	500MCM	ACAR	0,113526	0,408966141	0,638	4
4	S/E TENNIS CLUB	DERIVACION ALHAMBRA	0,68	477 MCM	ACSR	0,118524	0,402582751	0,666	4
5	DERIVACION ALHAMBRA	S/E ALHAMBRA	0,1	1000MCM	CU XLPE	0,01122	0,230761939	0,765	0,42
6	DERIVACION ALHAMBRA	DERIVACION UEES	0,13	477 MCM	ACSR	0,118524	0,402582751	0,666	
7	DERIVACION UEES	S/E UEES	0,1	500MCM	CU XLPE	0,02244	0,241253264	0,538	0,63
8	DERIVACION UEES	DERIVACION RIOCENTRO Y LOS ARCC	1,13	477 MCM	ACSR	0,118524	0,402582751	0,666	
9	DERIVACION RIOCENTRO Y LOS AR	DERIVACION RIOCENTRO Y LOS ARCC	0,28	4,0 AWG	ACSR	0,26622	0,436436163	0,357	
10	DERIVACION RIOCENTRO Y LOS AR	S/E LOS ARCOS	1	4,0 AWG	ACSR	0,26622	0,436436163	0,357	7,85
11	DERIVACION RIOCENTRO Y LOS AR	S/E RIOCENTRO	1	4,0 AWG	ACSR	0,26622	0,436436163	0,357	1,96
12	DERIVACION RIOCENTRO Y LOS AR	S/E ECU911	1,2	477 MCM	ACSR	0,118524	0,402582751	0,666	1,96

Tabla7 Parámetros de la línea de subtransmisión

Fuente: [Los autores]

SNI PASCUALES				SNI DOS CERRITOS				SNI QUEVEDO			
Subestación	F O A	P. Aparente	Cargabilidad	Subestación	F O A	P. Aparente	Cargabilidad	Subestación	F O A	P. Aparente	Cargabilidad
Villas del Rey		11,99 MVA	0,56 Va	Cataluña A		8,52 MVA	5,23 MVA	Quevedo Norte		7,63 MVA	
Villa Club		17,57 MVA	0,53 Va	Cataluña B		5,23 MVA	5,23 MVA	Quevedo Nueva		11,96 MVA	
Lagos del Batán		8,90 MVA	0,56 Va	Samborondón		6,58 MVA	5,23 MVA	Buena Fe A		7,55 MVA	
Mocoli 1		4,06 MVA	0,53 Va	Ciudad Celeste		9,26 MVA	5,23 MVA	Buena Fe B		3,07 MVA	
Mocoli 2		4,06 MVA	0,53 Va	Tenis Club A		4,50 MVA	5,23 MVA	Valencia		6,42 MVA	
Manglero		6,15 MVA	0,51 Va	Tenis Club B		10,13 MVA	5,23 MVA	Quevedo Sur A		MVA	
SNI DURAN				Los Arcos		6,62 MVA	5,23 MVA	Quevedo Sur B		12,23 MVA	
Sta. Martha		2,79 MW	5,23 MVA	Duran Norte		10,54 MVA	5,23 MVA	El Empalme		12,50 MVA	
Saibaba		2,79 MW	5,23 MVA	J.B.Aguirre		6,37 MVA	5,23 MVA	El Codo		5,23 MVA	
Empacreci		MVA	5,23 MVA	Daule Norte		7,94 MVA	5,23 MVA	Daule Peripa		MVA	
El Recreo A		15,70 MVA	5,23 MVA	America		1,04 MVA	5,23 MVA	El Rosario		3,26 MVA	
El Recreo B		9,95 MVA	5,23 MVA	Sta. Lucia		MVA	5,23 MVA				
Duran Sur A		2,79 MVA	5,23 MVA	Laurel		MVA	5,23 MVA				
Duran Sur B		14,09 MW	5,23 MVA	Palestina		5,08 MVA	5,23 MVA				
				Balzar		0,00 MVA	5,23 MVA				

Figura 13 Cuadro de Potencia aparente

Fuente: [CNELEP]

### 3.2. Subestaciones eléctricas.

El presente estudio integra en su sistema eléctrico cargas importantes de la ciudad de Samborondón, estas cargas son utilizadas como un sistema integral. En la Tabla 8 se muestra las subestaciones utilizadas en la simulación.

SUBESTACIONES	
1	CIUDAD CELESTE
2	TENNIS CLUB
3	ALHAMBRA
4	UESS
5	RIOCENTRO
6	LOS ARCOS
7	ECU911

*Tabla 8 Subestaciones del estudio*

*Fuente: [Los autores]*

### 3.3. Cargas.

La información detallada proporcionada en las tablas específica la cantidad de clientes conectados a cada punto de carga, junto con la potencia asociada a cada uno de ellos. Estos datos son esenciales para comprender la carga eléctrica que soporta la línea 2 Cerritos y para identificar los posibles puntos de congestión en la red. Al utilizar el programa DigSilent, se pueden analizar las potencias activas y reactivas suministradas a las ciudadelas de Samborondón, lo que brinda una visión más completa de la demanda de energía en la región y de cómo se distribuye a lo largo de la línea, la visualización de las potencias suministradas permite identificar posibles desequilibrios en la carga y evaluar la estabilidad del voltaje en diferentes puntos de la red. Las caídas de voltaje pueden ocurrir debido a una carga excesiva, una impedancia elevada en la línea u otras condiciones adversas. Al observar estas variaciones en la estabilidad del voltaje, se pueden tomar medidas preventivas para mejorar la calidad del suministro eléctrico y garantizar un servicio confiable a los usuarios finales.

Además, el análisis de los datos del programa DigSilent también puede revelar la necesidad de correcciones o ajustes en la red eléctrica. Esto podría implicar la instalación de equipos de compensación de potencia reactiva, la redistribución de cargas entre diferentes circuitos o la

actualización de la infraestructura existente para mejorar la capacidad y la confiabilidad del sistema. A continuación, se presenta la Tabla 9 la descripción de los consumidores donde se puede verificar la cantidad de consumidores por Subestación, la potencia consumida (demanda), y el factor de potencia.

SUBESTACIONES		NUMERO CONSUMIDORES	POTENCIA (MW)	FP
1	CIUDAD CELESTE	4336	5.13	0.92
2	TENNIS CLUB	3542	5.13	0.92
3	ALHAMBRA	1	5.13	0.92
4	UESS	1	5.13	0.92
5	RIOCENTRO	1	5.13	0.92
6	LOS ARCOS	1279	5.04	0.92
7	ECU911	1	5.13	0.92
<b>TOTAL:</b>		9161	35.82	

*Tabla 9 Descripción de los consumidores*

*Fuente: [Los autores]*

### 3.4. Transformadores

En la Tabla 10 se realizó una estimación del consumo de energía por parte de los usuarios en cada alimentador de la línea, lo que permitió determinar la potencia consumida por los transformadores y calcular el dimensionamiento necesario para garantizar que la corriente llegue al consumidor final de manera adecuada.

SUBESTACION		POTENCIA (MVA)
1	CIUDAD CELESTE	20
2	TENNIS CLUB	24
3	ALHAMBRA	2.5
4	UESS	6.25
5	RIOCENTRO	6.25
6	LOS ARCOS	24
7	ECU911	5

*Tabla 10 Consumo de Potencia*

*Fuente: [Los autores]*

### 3.5. Consumidor

Para el desarrollo de la simulación de confiabilidad es muy importante el conocimiento del número de abonados de las subestaciones del sistema. En la Tabla 11 se presenta la tabla de los consumidores del presente proyecto

<b>CONSUMIDORES</b>		
<b>1</b>	CIUDAD CELESTE	4336
<b>2</b>	TENNIS CLUB	3542
<b>3</b>	ALHAMBRA	1
<b>4</b>	UESS	1
<b>5</b>	RIOCENTRO	1
<b>6</b>	LOS ARCOS	1279
<b>7</b>	ECU911	1

*Tabla 11 Cuadro de consumidores*

*Fuente: [Los autores]*

### 3.6. De Información de las interrupciones

La interrupción, tanto interna como externa, fue ejecutada por CNEL (Corporación Nacional de Electricidad) o por una contratista debidamente autorizada por la misma. Ambas situaciones involucran un proceso planificado y coordinado, donde la entidad eléctrica o su contratista designado lleva a cabo la interrupción con el objetivo de realizar trabajos de mantenimiento correctivo o preventivo en la línea de subtransmisión L2.

<b>Etiquetas de fila</b>	<b>Suma de FMIK</b>	<b>Suma de TTIK</b>
<b>(S/E TENNIS CLUB - DOS CERRITOS)</b>		
<b>Urb.Entre Lagos</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Derivacion-Isla mocoli	1	1
<b>S/E Dos Cerritos</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
CC.El Dorado	0	0
<b>S/E Dos Cerritos</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
S/E Tennis Club	2	0
	<b>6</b>	<b>4</b>

*Tabla 12 Interrupciones por falla*

*Fuente: [Los autores]*

La empresa eléctrica CNEL EP respondió de manera efectiva a la falla detectada en la línea de subtransmisión LST 2, implementando tanto mantenimiento correctivo como preventivo para restaurar la operatividad y evitar interrupciones futuras. En el marco del mantenimiento correctivo, se identificaron y abordaron de inmediato las causas específicas de la falla, llevándose a cabo reparaciones necesarias. Asimismo, el mantenimiento preventivo incluyó inspecciones detalladas para anticipar posibles puntos de fallo y realizar ajustes o reemplazos preventivos.

Durante el proceso de intervención de CNEL EP, se registró con precisión el tiempo exacto en que la línea L2 estuvo interrumpida. Esta información es vital para evaluar el impacto en la continuidad del suministro eléctrico y medir la eficacia de las acciones correctivas.

Es importante subrayar que la empresa eléctrica CNEL EP no solo se centró en abordar la falla inmediata, sino que también trabajó para fortalecer la resiliencia y confiabilidad general de la línea LST 2. La transparencia en la comunicación sobre el tiempo de interrupción demuestra el compromiso de la empresa con la eficiencia y la calidad del servicio eléctrico proporcionado, brindando información valiosa a usuarios y partes interesadas.

<b>Etiquetas de fila</b>	<b>Suma de FMIK</b>	<b>Suma de TTIK</b>
<b>(S/E TENNIS CLUB - DOS CERRITOS)</b>	4	3.72
<b>Total general</b>	<b>4</b>	<b>3.72</b>

*Tabla 13 Interrupciones por mantenimiento, 2 cerritos - Tennis club*

*Fuente: [Los autores]*

### 3.7. Datos ingresados en DigSilent.

#### 3.7.1. Líneas de subtransmisión

A continuación, en la Figura 14 Datos de las líneas de Subtransmisión se presenta los datos ingresados en las líneas de subtransmisión, estos datos fueron calculados y presentados en secciones previas del siguiente capítulo.

Grid: DOS CERRITOS L2												Study Case: Study Case	
Equipment: Lines												Annex: / 1	
Name	From Busbar	To Busbar	Type	Cross-Sec. [mm <sup>2</sup> ]	Num-ber	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	B [uS/km]	Distance [km]	In [kA]	Der. factor		
ALA - UEES	Terminal(1)	Terminal(2)	ALA - UEES	0,00	1	0,1185	0,4025	0,0000	0,130	0,666	1,00		
DEV.ALA -SE	Terminal(2)	S/E UEES	DEV.ALA -S	0,00	1	0,0220	0,2410	0,0000	0,022	0,538	1,00		
Dev RIO ARCO	Terminal(3)	S/E ECU 911	Dev RIO AR	0,00	1	0,1180	0,4020	0,0000	0,125	0,666	1,00		
Dev RIO ARCO	Terminal(3)	Terminal(4)	Dev RIO AR	0,00	1	0,2660	0,4360	0,0000	0,280	0,357	1,00		
Dev RIO ARCO	Terminal(4)	S/E Los Arcos	Dev RIO AR	0,00	1	0,2660	0,4360	0,0000	1,000	0,357	1,00		
Dev RIO ARCO	Terminal(4)	S/E Riocentro	Dev RIO AR	0,00	1	0,2660	0,4360	0,0000	1,000	0,357	1,00		
Dev. Ciudad	Terminal	S/E Ciudad Cele..	Dev. CIuda	0,00	1	0,1679	0,4157	0,0000	1,640	0,535	1,00		
Dev.Alhambra	Terminal(1)	S/E Alhambra	Dev.Alhamb	0,00	1	0,0112	0,2307	0,0000	0,100	0,765	1,00		
Dev.Ciudad C	Terminal	S/E Tennis Club	Dev. Dos C	0,00	1	0,1135	0,4089	0,0000	6,110	0,644	1,00		
Dev.UEES - D	Terminal(2)	Terminal(3)	Dev.UEES -	0,00	1	0,1180	0,4020	0,0000	0,113	0,666	1,00		
Línea Dos Ce	S/E DOS CERRITOS	Terminal	Línea Dos	0,00	1	0,1163	0,4025	0,0000	4,540	0,666	1,00		
S/E Tennis C	S/E Tennis Club	Terminal(1)	S/E Tennis	0,00	1	0,1185	0,4025	0,0000	0,680	0,666	1,00		

Figura 14 Datos de las líneas de Subtransmisión

Fuente: [Los autores]

#### 3.7.2. Cargas

En la Figura 15 se muestra los datos de las cargas de la línea L2 del sistema estudiado, importante indicar que los datos ingresados fueron la potencia en MW y el Fp.

Grid: DOS CERRITOS L2												Study Case: Study Case	
Equipment: Loads												Annex: / 2	
Name	Busbar	Out of Service	Type	S P Q	P MW	Q cosphi	Voltage [p.u.]	System Type	No of Phases	Conn.			
CARGA ALHAM	S/E Alhambra	No		5,13	MW	0,92	1,00						
CARGA CIUDA	S/E Ciudad Celeste	No		5,13	MW	0,92	1,00						
CARGA ECU 9	S/E ECU 911	No		5,13	MW	0,92	1,00						
CARGA LOS A	S/E Los Arcos	No		5,04	MW	0,92	1,00						
CARGA RIOCE	S/E Riocentro	No		5,13	MW	0,92	1,00						
CARGA TENNI	S/E Tennis Club	No		5,13	MW	0,92	1,00						
CARGA UEES	S/E UEES	No		5,13	MW	0,92	1,00						

Figura 15 datos de las cargas

Fuente: [Los autores]

### 3.7.3. Barras

En el recorrido de la línea L2 ser conecta de forma radial las subestaciones del área geográfica cubierta por este circuito. Estas subestaciones son representadas a través de barras en el programa de simulación. En la Figura 16 se presentan los datos ingresados en las barras

Grid: DOS CERRITOS L2							
Equipment: Terminals							
Study Case: Study Case							
Annex: / 3							
Name	Inside Element	Type	Un [kV]	System Type	No. of Phases	Ithlim [kA]	Iplim [kA]
S/E Alhambra		S/E Alhambra	69,00	AC	3	0,00	0,00
S/E Ciudad Celeste		S/E Ciudad Celeste	69,00	AC	3	0,00	0,00
S/E DOS CERRITOS		S/E DOS CERRITOS	69,00	AC	3	0,00	0,00
S/E ECU 911		S/E ECU 911	69,00	AC	3	0,00	0,00
S/E Los Arcos		S/E Los Arcos	69,00	AC	3	0,00	0,00
S/E Riocentro		S/E Riocentro	69,00	AC	3	0,00	0,00
S/E Tennis Club		S/E Tennis Club	69,00	AC	3	0,00	0,00
S/E UEES		S/E UEES	69,00	AC	3	0,00	0,00
Terminal			69,00	AC	3		
Terminal(1)			69,00	AC	3		
Terminal(2)			69,00	AC	3		
Terminal(3)			69,00	AC	3		
Terminal(4)			69,00	AC	3		

Grid: DOS CERRITOS L2							
Equipment: External Grids							
Study Case: Study Case							
Annex: / 4							
Name	Busbar	Sk" [MVA]	Bus Type	R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0
External Grid	S/E DOS CERRITOS	10000,00	PV	0,10	1,00	1,00	0,10

Figura 16 Datos de las barras

Fuente: [Los autores]

### 3.7.4. Parámetros de confiabilidad.

Según información proporcionada por CNEL GLR en las líneas de subtransmisión en los campos de confiabilidad de DigSilent se cargaron los parámetros de frecuencia de falla y duración de la reparación. En la Figura 17 se muestra los datos ingresados en las líneas del sistema.

Figura 17 Datos de Confiabilidad de Líneas

Fuente: [DigSilent]

Para complementar los datos de confiabilidad del sistema se deben ingresar los datos de las barras. En la Figura 18 se muestran los datos ingresados que son la Frecuencia de falla y el tiempo de reparación.

Figura 18 Datos de Confiabilidad de Barras de 69KV

Fuente: [DigSilent]

### 3.8. Determinación en telemetría

Se obtienen los parámetros fundamentales para el cálculo de las características de líneas cortas tomando datos de CNEL EP GUAYAS – LOS RIOS. Estos parámetros se utilizarán para comparar los valores ingresados en el programa de DigSilent, lo que permitirá realizar simulaciones y visualizar el comportamiento de la línea.

Se hacen referencia a los valores proporcionados por geoportal CNEL EP Guayas – los ríos para la distancia entre conductores ACSR (Conductor de aluminio reforzado de Acero) del tipo LINNET.

Los sistemas eléctricos de distribución que serán objeto de estudio están conectados mediante una línea de subtransmisión que se origina en la subestación 2 Cerritos LST 2. Esta línea tiene una distancia total de 13.5 km y una demanda de 34 MW.

Se muestra la aplicación web de telemetría de1 CNEL EP UN GLR, proporcionando una visualización de los datos relevantes para el monitoreo y control de los sistemas eléctricos involucrados.

- ✓ Se crea un usuario y contraseña Anexo1.
- ✓ Después de haber creado el usuario, al abrir la ventana correspondiente, se visualizan los distritos que están cubiertos por la línea de subtransmisión. En este escenario particular, se selecciona el "distrito de Durán" como la opción elegida Anexo2.
- ✓ Después de haber seleccionado el "distrito de Durán", procedemos a elegir la Subestación Dos Cerritos como la opción específica dentro de dicho distrito Anexo3.

- ✓ Luego de seleccionar la Subestación Dos Cerritos, se nos proporciona información sobre el número de líneas de transmisión que esta subestación distribuye. En este caso, optamos por la Línea de Subtransmisión 2 (LST 2) Anexo4.
- ✓ La plataforma nos presenta los valores de consumo específicos para cada alimentador que es suministrado por la Línea de Subtransmisión 2 (LST 2). Estos valores representan el consumo de energía asociado a cada uno de los alimentadores que son atendidos por dicha línea Anexo5.

### **3.9. Simulación de DigSilent**

En esta sección se presentará los resultados de las simulaciones desarrollada para el análisis de confiabilidad en la línea de subtransmisión L2. Para cumplir con este propósito se simulo el flujo de potencia, análisis de cortocircuito y análisis de confiabilidad. A continuación, se presenta los estudios indicados

#### **3.9.1. Flujo de potencia.**

El flujo de potencia analiza cómo se transfiere la energía eléctrica a través de un sistema de generación, transmisión y distribución de electricidad. En un sistema eléctrico, la potencia se genera en las centrales y se envía a través de líneas de transmisión a los puntos de consumo, como hogares, fábricas y empresas.

La línea de subtransmisión L2 se alimenta de la subestación eléctrica Dos Cerritos perteneciente a TRANSELECTRIC y entrega energía a los abonados descritos en las secciones previas a nivel de 69KV, en algunos casos clientes como centros comerciales en otros casos subestaciones de transformación propias de CNEL EP tales como la subestación Tennis Club y esta a su vez entrega

energía por medio de redes de distribución de 13.8KV y finalmente a los abonados de baja tensión por medio de transformadores de distribución

En Reporte de Flujo de cargas Figura 19 se presenta el reporte de flujo de potencia simulado en DigSilent en el cual se presentan el flujo de potencia total de la línea de subtransmisión L2 y de cada una de las cargas del sistema. Es importante indicar que se presentan los valores de flujo tales como potencia activa, reactiva, factor de potencia, corriente de consumo. El consumo total como se puede ver en la Figura 20 es de 36.19MW, 16.55MVAR, 0.91 de factor de potencia y 330 amperios de consumo.

Dentro de los resultados obtenidos en el flujo de potencia se contempla las variaciones de voltaje, en la Figura 21 se muestran los resultados de voltaje de todas las barras simuladas donde se aprecia que la barra principal de Dos cerritos se toma como barra de referencia con un voltaje de 1pu a 0 grados, y los voltajes de alimentación a las subestaciones oscilan entre 0 y -5%.

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 2/6/2024				
Load Flow Calculation			Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange					
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No				
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for		1,00 kVA				
Consider Reactive Power Limits		Nodes		0,10 %				
		Model Equations						
Grid: DOS CERRITOS L2		System Stage: DOS CERRITOS L2		Study Case: Study Case				
				Annex: / 1				
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
69,00	1,00 69,00 0,00							
Cub_2 /Xnet	External Grid	36,19	16,55	0,91	0,33		Sk": 10000,00 MVA	
Cub_1 /Line	Linea Dos Cerritos	36,19	16,55	0,91	0,33	49,99	Pv: 175,60 kW	cLod: -0,00 Mvar L: 4,54 km
S/E Tennis Club	0,98 67,48 -1,54							
Cub_3 /Lod	CARGA TENNIS CLUB	5,13	2,19	0,92	0,05		P10: 5,13 MW	Q10: 2,19 Mvar
Cub_1 /Line	Dev.Ciudad Celeste	-30,71	-13,14	-0,92	0,29	44,38	Pv: 169,92 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 6,11 km
Cub_2 /Line	S/E Tennis Club -	25,58	10,95	0,92	0,24	35,75	Pv: 13,70 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 0,68 km
S/E Ciudad Celeste	0,99 68,25 -0,73							
Cub_2 /Lod	CARGA CIUDAD CELES	5,13	2,19	0,92	0,05		P10: 5,13 MW	Q10: 2,19 Mvar
Cub_1 /Line	Dev. Ciudad Celest	-5,13	-2,19	-0,92	0,05	8,82	Pv: 1,84 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 1,64 km
S/E ECU 911	0,98 67,38 -1,64							
Cub_2 /Lod	CARGA ECU 911	5,13	2,19	0,92	0,05		P10: 5,13 MW	Q10: 2,19 Mvar
Cub_1 /Line	Dev RIO ARCOS1 - S	-5,13	-2,19	-0,92	0,05	7,17	Pv: 0,10 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 0,13 km
S/E Alhambra	0,98 67,40 -1,62							
Cub_2 /Lod	CARGA ALHAMBRA	5,13	2,19	0,92	0,05		P10: 5,13 MW	Q10: 2,19 Mvar
Cub_1 /Line	Dev.Alhambra - S/E	-5,13	-2,19	-0,92	0,05	6,24	Pv: 0,01 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 0,10 km
S/E UEES	0,98 67,39 -1,63							
Cub_2 /Lod	CARGA UEES	5,13	2,19	0,92	0,05		P10: 5,13 MW	Q10: 2,19 Mvar
Cub_1 /Line	DEV.ALA -SE_UESS	-5,13	-2,19	-0,92	0,05	8,88	Pv: 0,00 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 0,02 km

Grid: DOS CERRITOS L2		System Stage: DOS CERRITOS L2		Study Case: Study Case					Annex: / 2	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E Riocentro 69,00	0,98 67,33 -1,67									
Cub_2 /Lod	CARGA RIOCENTRO	5,13	2,19	0,92	0,05		P10: 5,13 MW	Q10: 2,19 Mvar		
Cub_1 /Lne	Dev RIO ARCOS2 - S	-5,13	-2,19	-0,92	0,05	13,39	Pv: 1,82 kW	cLod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km	
S/E Los Arcos 69,00	0,98 67,33 -1,67									
Cub_2 /Lod	CARGA LOS ARCOS	5,04	2,15	0,92	0,05		P10: 5,04 MW	Q10: 2,15 Mvar		
Cub_1 /Lne	Dev RIO ARCOS2 - S	-5,04	-2,15	-0,92	0,05	13,16	Pv: 1,76 kW	cLod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km	

Figura 19 Reporte de Flujo de cargas

Fuente: [Los autores]

Grid: DOS CERRITOS L2		System Stage: DOS CERRITOS L2		Study Case: Study Case					Annex: / 4	
Volt. Level [kV]	Generation [MW]/[Mvar]	Motor Load [MW]/[Mvar]	Load [MW]/[Mvar]	Compen-sation [MW]/[Mvar]	External Infeed [MW]/[Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW]/[Mvar]	Total Losses [MW]/[Mvar]	Load Losses [MW]/[Mvar]	NoLoad Losses [MW]/[Mvar]
69,00	0,00	0,00	35,82	0,00	36,19			0,37	0,37	0,00
	0,00	0,00	15,26	0,00	16,55			1,29	1,29	0,00
Total:	0,00	0,00	35,82	0,00	36,19		0,00	0,37	0,37	0,00
	0,00	0,00	15,26	0,00	16,55		0,00	1,29	1,29	0,00

Figura 20 Calculo flujo de carga Total

Fuente: [Los autores]

Grid: DOS CERRITOS L2		System Stage: DOS CERRITOS L2		Study Case: Study Case					Annex: / 3	
rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]				
						0	+5	+10		
S/E DOS CERRITOS	69,00	1,000	69,00	0,00						
S/E Tennis Club	69,00	0,978	67,48	-1,54						
S/E Ciudad Celeste	69,00	0,989	68,25	-0,73						
S/E ECU 911	69,00	0,977	67,38	-1,64						
S/E Alhambra	69,00	0,977	67,40	-1,62						
S/E UEES	69,00	0,977	67,39	-1,63						
S/E Riocentro	69,00	0,976	67,33	-1,67						
S/E Los Arcos	69,00	0,976	67,33	-1,67						

Figura 21 Perfil de Voltaje

Fuente: [Los autores]

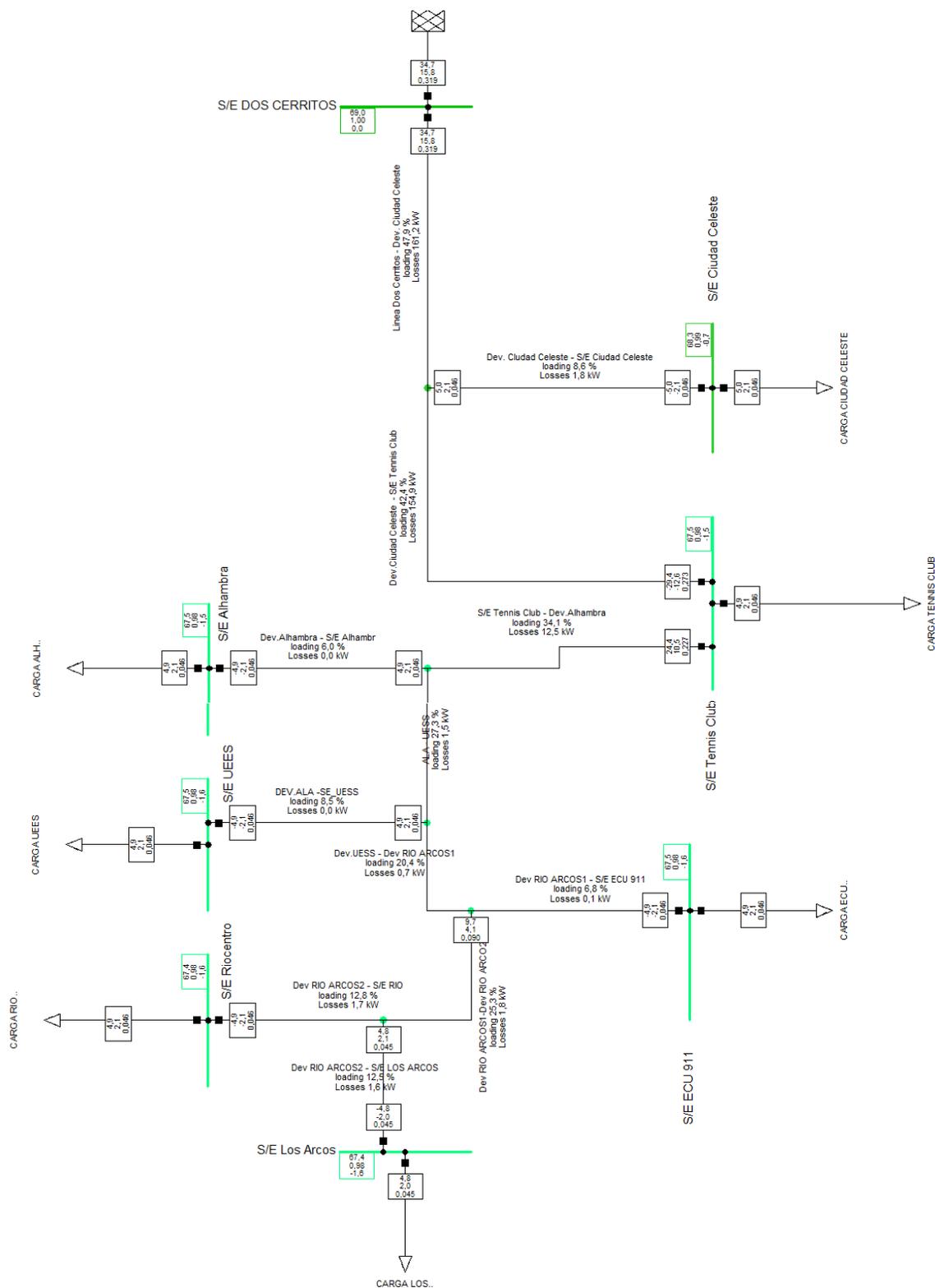


Figura 22 Diagrama Unifilar de Flujo de Potencia

Fuente: [Los autores]

Item	Circuito	Carga Linea (MW)	Pérdidas (kw)	Pérdidas (%)
1	Línea Dos Cerritos - Dev. Ciudad Celeste	34.7	161.2	0.46%
2	Dev. Ciudad Celeste - S/E Ciudad Celeste	5	1.8	0.04%
3	Dev.Ciudad Celeste - S/E Tennis Club	29.4	154.9	0.53%
4	S/E Tennis Club - Dev.Alhambra	24.4	12.5	0.05%
5	Dev.Alhambra - S/E Alhambr	4.9	0	0.00%
6	ALA - UESS	4.9	1.5	0.03%
7	DEV.ALA -SE_UESS	4.9	0	0.00%
8	Dev.UESS - Dev RIO ARCOS1	4.9	0.7	0.01%
9	Dev RIO ARCOS1 - S/E ECU 911	4.9	0.1	0.00%
10	Dev RIO ARCOS1-Dev RIO ARCO2	9.7	1.8	0.02%
11	Dev RIO ARCOS2 - S/E RIO	4.9	1.7	0.03%
12	Dev RIO ARCOS2 - S/E LOS ARCOS	4.8	1.6	0.03%
<b>Total</b>				<b>1.21%</b>

Tabla 14 Pérdidas de las líneas de subtransmisión

Fuente: [Los autores]

En la Tabla 14 se presentan la potencia activa en MW que fluyen en las líneas de 69kV que forman parte de la Línea L2. Medir la cargabilidad del consumo de las líneas es muy importante para determinar si el sistema tiene capacidad de crecer en consumo y también medir las pérdidas generadas en estas ayudará a controlar las mermas económicas que pueden ser reducidas o invertidas en otras áreas que se requiera. Como se puede observar las pérdidas totales en las líneas están en 1.21%.

### 3.9.2. Análisis De Confiabilidad

Un análisis de confiabilidad en una línea de subtransmisión contempla una serie de aspectos para evaluar la capacidad de la línea para funcionar de manera confiable y cumplir con los requisitos de suministro eléctrico. Algunos de los elementos que se suelen considerar en este tipo de análisis son, capacidad de carga, disponibilidad y mantenibilidad.

En la Figura 23 se puede observar la simulación y el análisis de confiabilidad, se presentan las siguientes variables, SAIFI, SAIDI. Estos índices simulados proporcionan información importante sobre la confiabilidad del servicio eléctrico que reciben los clientes. Las empresas de servicios públicos utilizan estos índices para monitorear y mejorar la confiabilidad de sus redes de transmisión y distribución, identificando áreas de mejora y priorizando inversiones en infraestructura y mantenimiento para garantizar un suministro eléctrico confiable y de alta calidad.

El SAIFI simulado del sistema es de 0.49(1/Ca) y el es SAIDI es de 1.23 (h/Ca).

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 2/20/2024
Reliability Assessment			
Method	Connectivity analysis		
Network	Distribution (Optimal Power Restoration)		
Calculation time period	2024		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Consider Sectionalizing (Stages 1-3)	Yes		
Time to open remote controlled switches	1,00 min.		
Automatic Contingency Definition			
Selection	Whole System		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	No	Double earth faults	No
		Protection/switching failures	No
Study Case: Study Case		Annex:	/ 1
System Summary			
System Average Interruption Frequency Index	:	SAIFI =	0,497907 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	:	SAIDI =	1,238 h/Ca

Figura 23 Resultados de Simulación de Análisis de Confiabilidad

Fuente: [DigSilent]

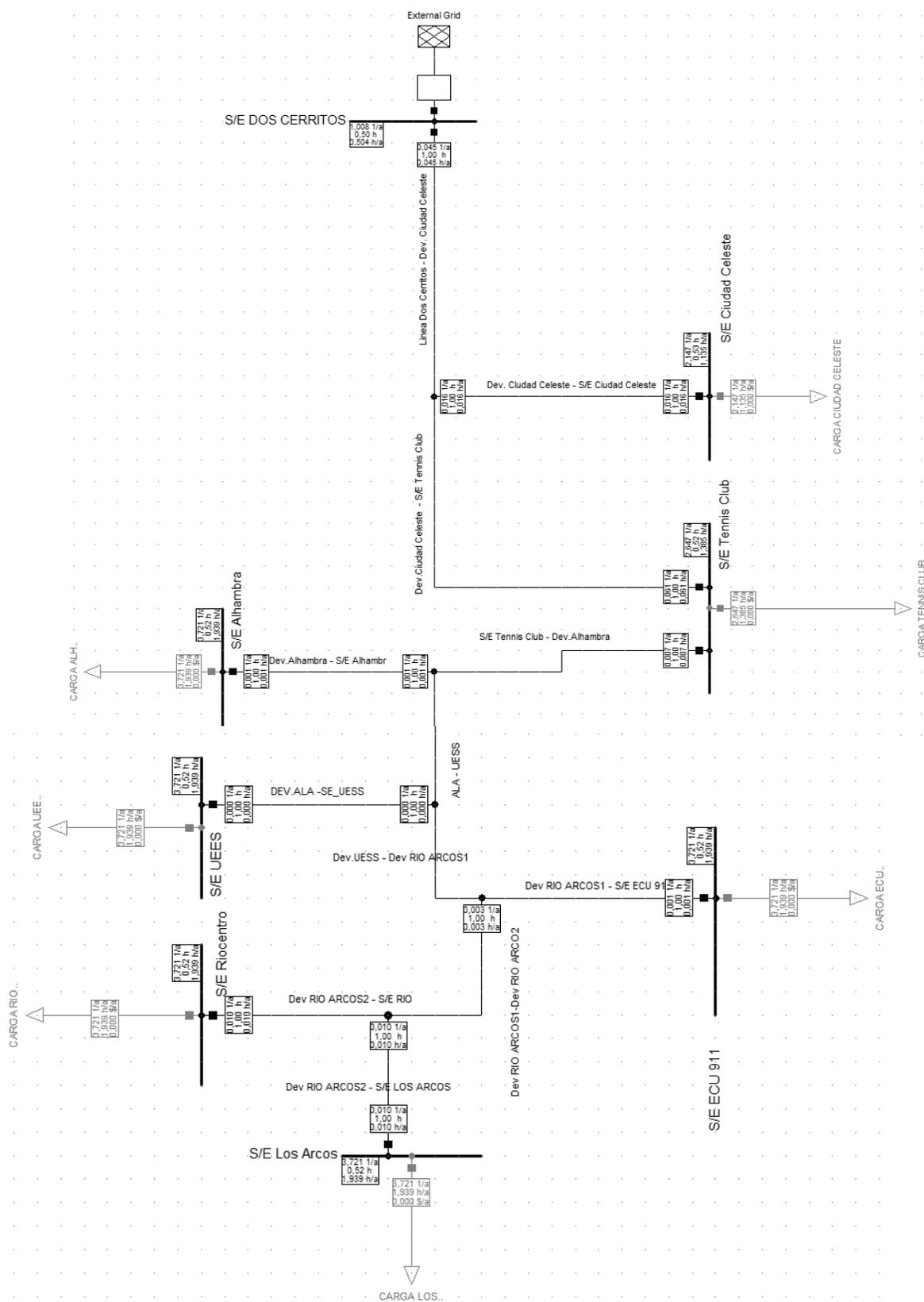


Figura 24, Diagrama Unifilar de Simulación Confiabilidad

Fuente: [Los autores]

## **4. ANÁLISIS Y RESULTADOS.**

### **4.1. Recopilación de información detallada sobre la confiabilidad y demanda de las subestaciones.**

Los parámetros de líneas, cargas, barras de la línea de subtransmisión L2 se presentan en la Figura 14, Figura 15 y Figura 16 respectivamente. En referencia a la línea se presentan los valores de impedancias (R, X), la distancia (km), la corriente de capacidad nominal del conductor (Amp). Sobre las cargas se presentan los datos de potencia activa (MW) y factor de potencia. Finalmente, con respecto a las barras se presentan los valores de voltaje respectivo en kV. La recopilación de esta información detallada forma parte de los datos de ingreso para la simulación del sistema objeto de estudio.

Referente a la confiabilidad de la línea L2, en la Tabla 12 se presentan las Estadística de fallas, que fueron recopiladas de la Empresa Eléctrica (CNEL GLR). En esta se puede verificar los registros en términos de un año de las subestaciones y de la línea de estudio (L2). En estas estadísticas se presentan la frecuencia media de interrupción (FMIK) y el tiempo medio de interrupción (TTIk) en horas. Como se puede observar en esta tabla el total de fallas es de 8 interrupciones y el tiempo es de 4 horas. Estas interrupciones según la información recabada son consecuencia de fallas temporales por eventos de la naturaleza como contacto con ramas por falta de poda y también por desconexiones de mantenimientos preventivos.

### **4.2. Análisis de la situación actual.**

Por medio de la simulación del flujo de potencia en DigSilent se realizó la evaluación de la situación actual mediante la determinación de la cargabilidad de los alimentadores de 69KV de las

subestaciones pertenecientes al estudio. La cargabilidad de los ramales de consumo presentada en la Figura 19 oscilan entre el 8.82% al 44.38%, alimentador Ciudad Celeste y subestación Tennis Club respectivamente, mientras que el ramal de alimentación está en 49.99%. Como se puede evidenciar mediante los resultados, la cargabilidad de los ramales se encuentra por debajo del 80%, este análisis de cargabilidad del sistema determina que la línea L2 garantiza la prestación del servicio de calidad optima, asegurando la continuidad del servicio al no estar el sistema sobrecarga y tener la reserva suficiente (cargabilidad actual menor al 50%) para la carga actual y el crecimiento a mediano plazo.

#### **4.3. Análisis al flujo de voltaje y corrientes del sistema.**

Mediante el análisis de flujo de potencia se determina el estado en el que se entrega la energía a los consumidores. Esta simulación es muy importante dentro del contexto de Confiabilidad de la Línea L2 pues nos permite determinar las capacidades de los ramales en términos de potencia y corriente, variaciones de voltaje a nivel de 69KV y determinar el estado actual para proponer mejoras en el sistema.

En Reporte de Flujo de cargas Figura 20 se observa que el flujo de potencia es de 36.19MW, 16.55MVAR, 0.91 de factor de potencia y 330 amperios de consumo con una cargabilidad del 49.99%, por la cual se evidencia una cargabilidad media con capacidad para un incremento de carga del sistema en la región.

En cuanto a las variaciones de voltaje, en la Figura 21 se muestran los resultados de todas las barras simuladas donde se aprecia que los voltajes de alimentación a las subestaciones oscilan entre 0 y -3%. En cuanto a los límites establecidos en la regulación del ARCONEL (053-18) los límites

admisibles son de +/- 5%, por lo tanto, las variaciones actuales están dentro de los límites permitidos.

#### **4.4. Evaluación de la Confiabilidad de la Red según normativas.**

##### **MEER, Control de pérdidas en redes.**

El Plan Maestro de Electricidad vigente que se encuentra en la página del Ministerio de Energía y Minas, en el capítulo 6 contempla la Expansión de la Distribución. Dentro de las metas propuestas hasta el 2027 es la reducción de las pérdidas de las líneas de subtransmisión. En el caso del año 2024 se propone la reducción al 10.63% en el caso de CNEL GLR, esta información se la puede observar en el Anexo 10.

En la Tabla 14 de la sección de Flujo de Potencia hace referencia a las pérdidas de las redes de 69kV de Línea L2. En esta tabla se observa que las pérdidas totales suman 1.21%. La meta propuesta por el MEER en el PME es 10.63% para el 2024. Es decir, cumple con lo establecido.

##### **IEEE, Índices de Confiabilidad.**

El estándar IEEE 1366-2022, se establecen los índices de confiabilidad de sistemas eléctricos. En el presente trabajo se han simulado los índices SAIFI y SAIDI para evaluar la confiabilidad de la Línea L2. En el Anexo 9 se presentan los parámetros de evaluación de referenciales de SAIFI y SAIDI que son 1 evento de falla y 100 min por año. En la Figura 23 se muestran los resultados de la simulación en el cual el SAIFI es de 0.49 y el SAIDI de 1.23 h/Ca o 73.8 min/Ca. Es decir, al comparar los resultados se deduce que el sistema es confiable.

**IEC, Variaciones de voltaje.**

Para la determinación de las variaciones de voltaje de un sistema de potencia se realizan simulaciones de flujo de potencia. En el capítulo 3 se presentan los resultados de las variaciones de voltaje simulados en DigSilent, en la Figura 21 se presentan los resultados de los voltajes de las barras de 69KV de las subestaciones. La mayor caída de tensión es de -1.67% equivalente a 67.33KV, en comparación con la normativa IEC según el Anexo 11 las variaciones de voltaje permitidas son de +/-5 %, lo cual nos indica que los resultados de la Línea L2 están dentro de lo indicado por el estándar.

**ARCONEL, Índices de frecuencia y duración de las interrupciones.**

Para este análisis se toma como referencia la regulación 053-18 del ARCONEL en el cual se indican los límites de confiabilidad permitidos de FMIK y TTIK. En el Anexo 8 se indica que los valores para redes, el FMIK es de 6 y el de TTIK es de 8. Según los valores proporcionados por CNEL GLR de la Línea L2 mostrados en la Tabla 12, el FMIK es de 6 y el TTIK es de 4. Los índices de confiabilidad de interrupción y tiempo de duración comparados cumplen con lo establecido en la regulación.

## CONCLUSIONES.

- Se llevó a cabo la recopilación de información referente al sistema de estudio de la línea de subtransmisión L2 DOS CERRITOS DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS Guayas Los Ríos. Se obtuvieron datos sobre la línea de 69KV, las subestaciones interconectadas, los transformadores y las potencias de cada subestación. Esta recopilación fue fundamental para configurar el sistema de potencia en el programa de simulación Power Factory-DigSilent.
- Se realizó el sistema de potencia creado en el programa incluye la fuente principal, la subestación Dos Cerritos, la línea de subtransmisión L2 y todas las subestaciones conectadas a esta línea con sus respectivas cargas principales, que en este caso son los consumos de la línea de subtransmisión L2. Se diseñó el sistema eléctrico de potencia en el programa, incorporando todos los datos de los elementos mencionados y también información relevante sobre las fallas ocurridas, recopilada por la unidad de negocios Guayas Los Ríos.
- Se realizó el análisis de flujo de potencia y la evaluación de voltajes, corrientes y potencias en las redes de subtransmisión, se compararon con datos reales provenientes del SCADA y de consultas realizadas con la empresa eléctrica CNEL Guayas Los Ríos. Esto indica que los parámetros de la red ingresados fueron correctos, obteniendo valores precisos en el sistema simulado, lo cual es crucial para la confiabilidad de la simulación.
- En el módulo de confiabilidad del programa Power Factory-DigSilent, los indicadores e índices obtenidos del sistema existente muestran valores que garantizan una confiabilidad estándar. Esto significa que el sistema evaluado confiable y cumple con los parámetros

establecidos por ARCONEL, IEC e IEEE y MEER de acuerdo al análisis de resultados realizado.

### **RECOMENDACIONES.**

Se podría sugerir realizar un análisis más exhaustivo de la capacidad y carga del sistema eléctrico para identificar áreas específicas de mejora y prevenir posibles problemas de sobrecarga en el futuro. Esta acción podría incluir la evaluación completa de la infraestructura actual, la aplicación de medidas de eficiencia energética y la planificación metódica de la expansión de la red para abordar la creciente demanda de energía de manera sostenible.

Además, sería recomendable establecer un plan de mantenimiento preventivo para asegurar que todos los equipos y componentes del sistema eléctrico estén en óptimas condiciones de funcionamiento y puedan responder de manera efectiva ante cualquier evento de falla. Esto contribuiría a minimizar los tiempos de inactividad y a mantener una alta confiabilidad en el suministro eléctrico.

Mantenerse al tanto de las últimas tecnologías y prácticas en el ámbito de la gestión de la energía eléctrica también sería crucial para poder implementar soluciones innovadoras y eficientes que continúen mejorando la confiabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico de manera constante.

**BIBLIOGRAFIAS**

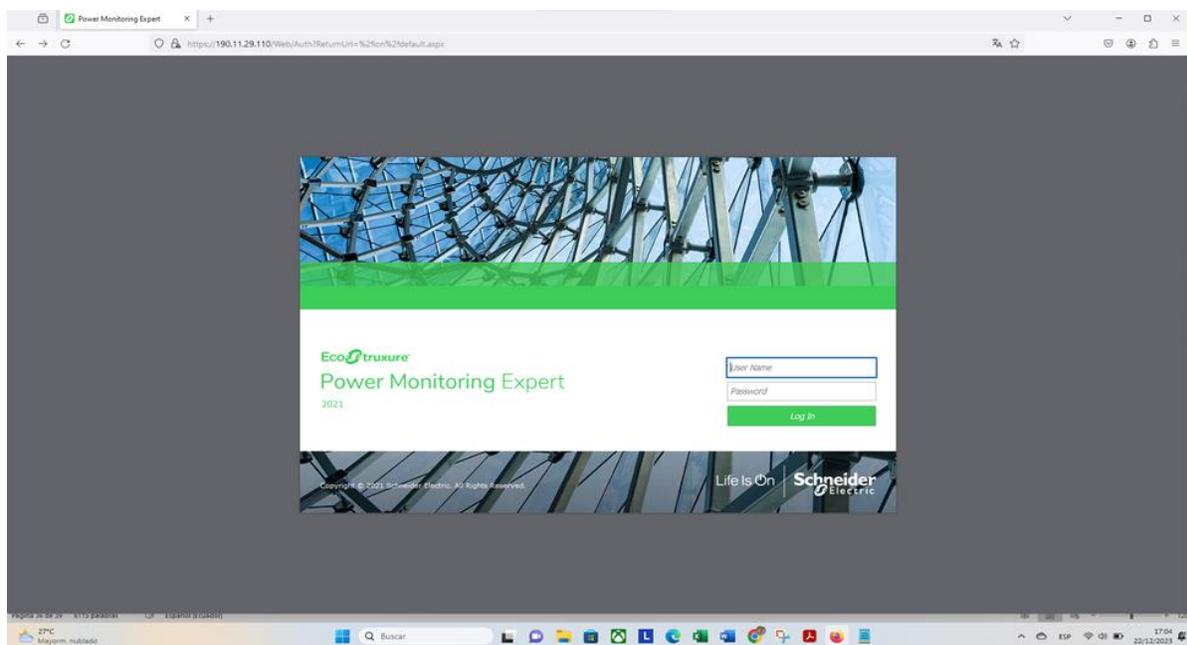
- [1] U. D. E. Negocio and G. L. O. S. Ríos, *UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMIÓN L5 DESDE EL PUNTO DE ENTREGA HASTA LA SUBESTACIÓN BALZAR – CNEL EP.* 2022.
- [2] E. E. Paredes Lozano *et al.*, *Estudio de métodos para reducir la corriente de cortocircuito en la barra 10.6 KV ante el incremento de potencia de la subestación de dolorespata - 2019.* 2015. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5081/1/UPS-CYT00109.pdf>
- [3] T. G. A. Zurita and Procobre, “Confiabilidad de sistemas electricos,” *Univ. Chile, Santiago Chile.*, vol. 65, no. Enero 2011, pp. 2–89, 2011, [Online]. Available: [www.procobre.org](http://www.procobre.org)
- [4] N. Sanguano and C. Barrera, “Evaluación de la confiabilidad del sistema de generación y transmisión considerando fallas de causa común en líneas y el método monte carlo,” *Trab. titulación*, vol. 0, p. 54, 2021.
- [5] M. Čepin, *Assessment of Power System Reliability: Methods and Applications.* 2011.
- [6] J. P. B. Torres, “Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A Utilizando el Software Power Factory de Digsilent.” 2016.
- [7] R. A. Llumiquinga Cisneros, “Estudio de confiabilidad el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito SA utilizando el software Power Factory de Digsilent,” p. 87, 2011[Online].Available:

- <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4357>  
<http://eelalnx01.epn.edu.ec/handle/15000/4357>
- [8] “ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación Estudio de estabilidad y confiabilidad ante la integración de la generación distribuida agrícola y acuícola en la CNEL EP - Unidad de Negocios Santa Elena . Prev,” 2022.
- [9] S. M. Grau, “Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial Evaluación de impacto ambiental para la construcción , operación , y abandono de una línea de transmisión de 69 kV ubicada al sur del Ecuador,” 2023.
- [10] C. A. Calderón and J. D. Nieves, “ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LINEA EN 69kV DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN SAN ANTONIO-ALAZÁN,” 2022, [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream>
- [11] M. G. Murillo M., “Universidad Técnica de Cotopaxi UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI,” *Sist. Biodigestor*, 2019, [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/6265>
- [12] J. Peralta-Velsaco, “Universidad Técnica de Cotopaxi UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI,” *Sist. Biodigestor*, 2019, [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/6265>
- [13] Samuel Ramirez Castaño, “Demanda de energia electrica.,” *Redes Distrib. Energía*, p. 926, 2004.

- [14] C. Macul and Z. Yanve, “Análisis del nivel de aislamiento utilizados en sistemas de distribución y subtransmisión aéreas mediante el Software ATP-DRAW,” p. 214, 2021, [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/21325/1/UPS-GT003493.pdf>
- [15] A. Mathematics, “ANÁLISIS DEL NIVEL DE VOLTAJE ENTREGADO POR LA SUBESTACIÓN SANTA LUCÍA CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS - LOS RÍOS AUTORES,” pp. 1–23, 2016.
- [16] V. Z. Clemente, “Sistema de Control Automático de Velocidad de Generadores Eléctricos de Potencia,” *Electrónica-UNMSM*, no. 6. pp. 1–13, 2000.
- [17] Zhou, Yang, and Wang, ““DISEÑO DE UN SISTEMA SUBTRANSMISIÓN CONFIGURACIÓN EN ANILLO PARA LA REGIÓN LITORAL,” *file:///C:/Users/VERA/Downloads/ASKEP\_AGREGAT\_ANAK\_and\_REMAJA\_PRINT.doc* x, vol. 21, no. 1, pp. 1–9, 2020.
- [18] Zhou, Yang, and Wang, “ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DEFINITIVO, EIAD, PARA LA CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y CIERRE DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69kV, SUBESTACIÓN P. J. MONTERO - SUBESTACIÓN PUERTO INCA, DE CNEL EP UN MILAGRO. CNEL,” *Estud. IMPACTO Ambient. Defín. EIAD, PARA LA CONSTRUCCIÓN, Instal. OPERACIÓN, Manten. Y CIERRE LA LÍNEA SUBTRANSMISIÓN A 69kV, Sube. P. J. MONTERO - Sube. PUERTO INCA, CNEL EP UN MILAGRO. CNEL*, vol. 21, no. 1, pp. 1–9, 2020.

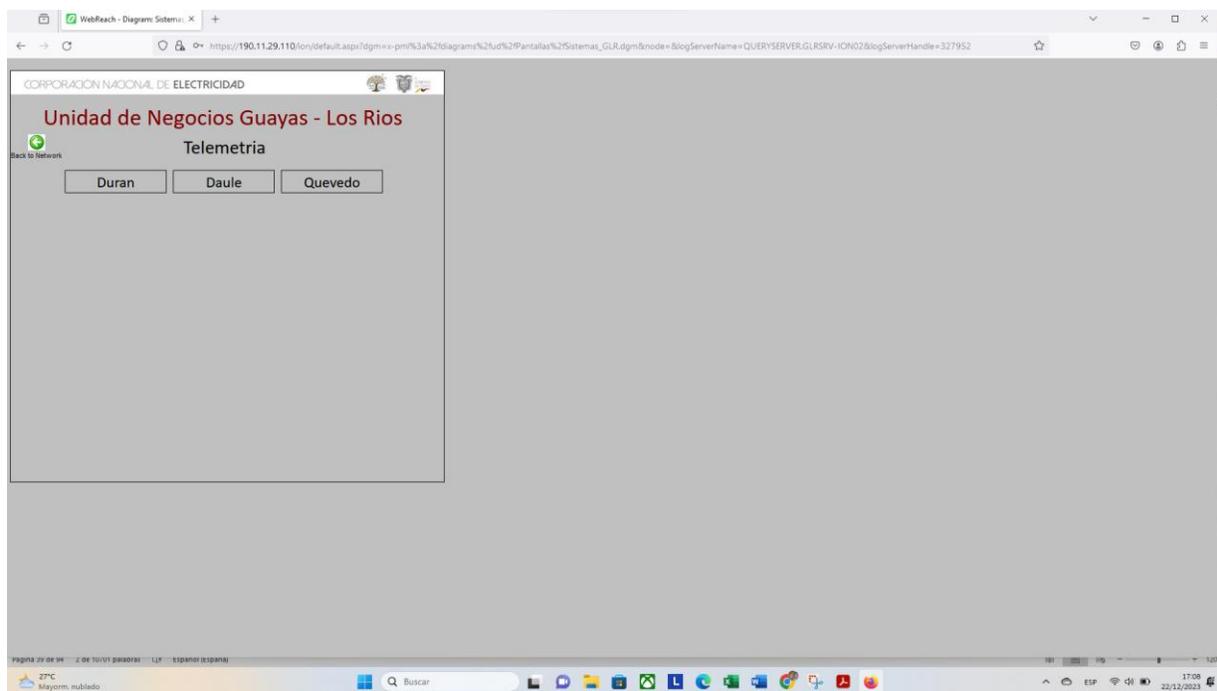
- [19] Varas Josué, “Diagnóstico Visual-Termico En Sistemas Eléctricos de Subtransmisión y Distribución con el uso de Drones para Efectuar Mantenimientos,” pp. 19–20, 2022.
- [20] U. M. D. E. C. D. E. Los, “REGULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL,” pp. 57–96.
- [21] P. and E. S. IEE, *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, vol. 1997, no. May. 2012.
- [22] C. W. Aguirre Cárdenas, “Estudios eléctricos de sistemas de potencia para la carrera de ingeniería eléctrica utilizando el software power factory 13.1 de DigSILENT,” p. 344, 2015, [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/708/1/CD-1655%282008-08-05-10-04-56%29.pdf>
- [23] A. Herrera, Víctor y Quisaguano, “Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito,” *Tesis*, pp. 1–100, 2020, [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18503%0Ahttp://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5081/1/UPS-CYT00109.pdf>

## ANEXOS



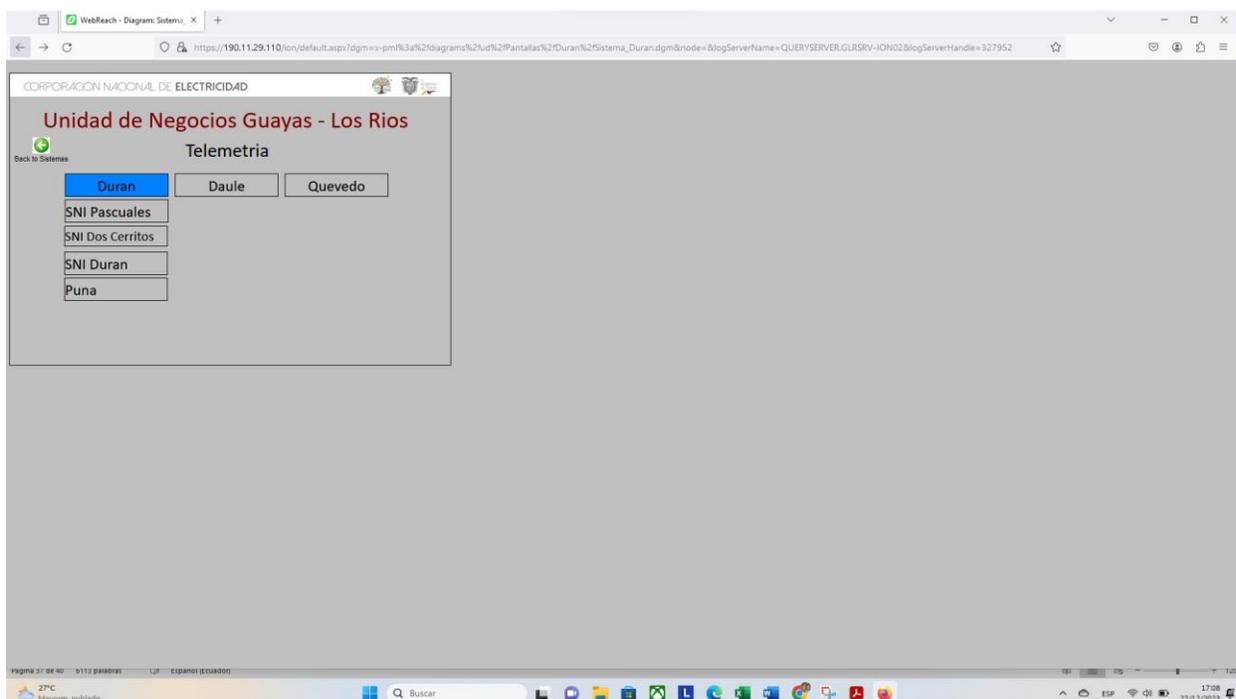
Anexo 1 Telemetría

Fuente: [CNEL]



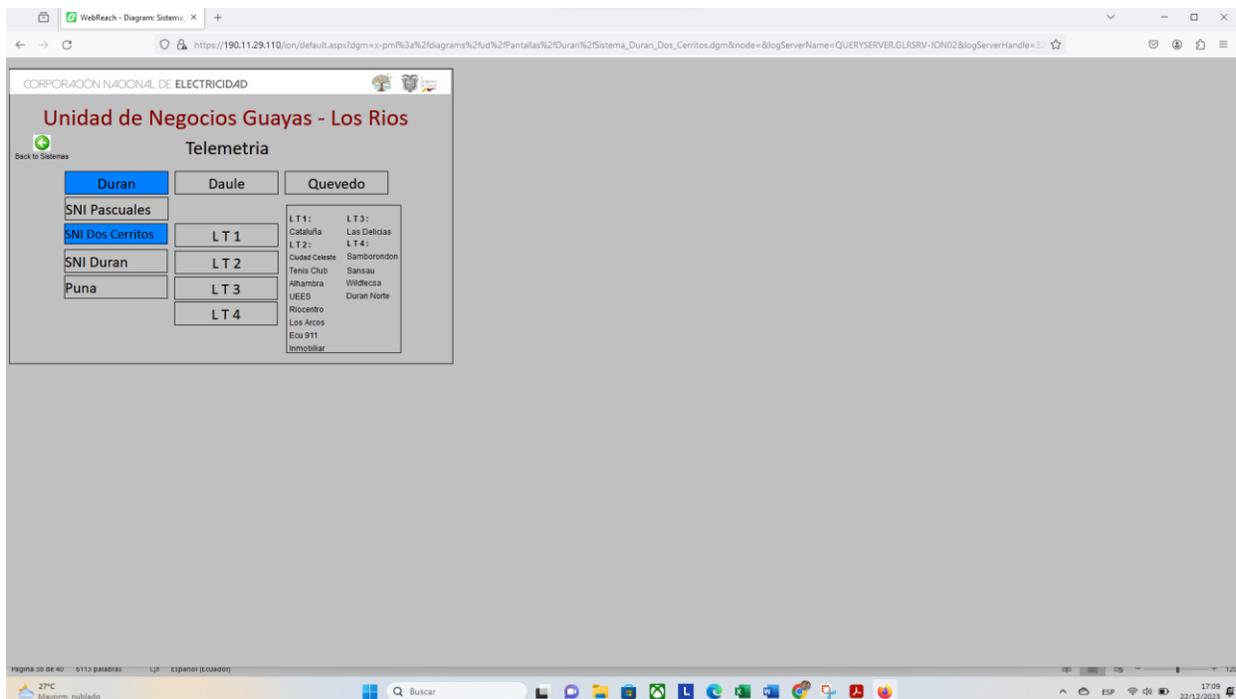
Anexo 2 Distritos unidad de negocios

Fuente: [CNEL]



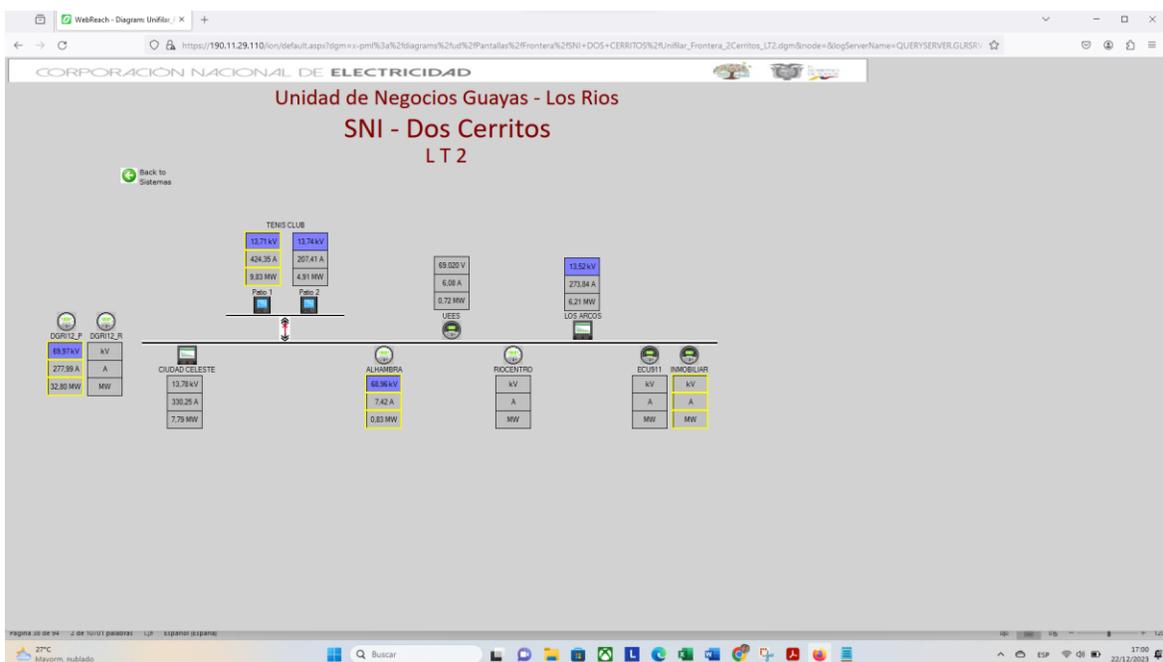
Anexo 3 Telegrafía Dos Cerritos

Fuente: [CNEL]



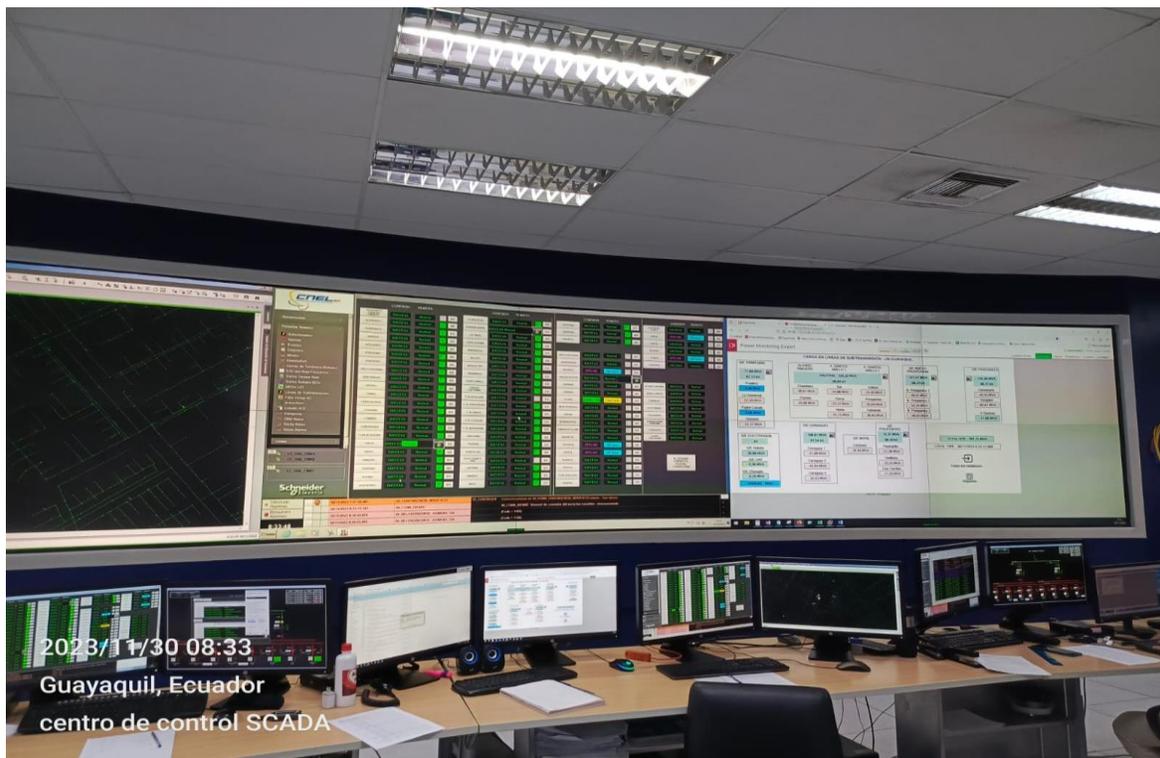
Anexo 4 Línea LT 2

Fuente: [CNEL]



Anexo 5 Valores de consumo específico

Fuente: [CNEL]



Anexo 6 Scada

Fuente: [CNEL]



*Anexo 7 DgSILENT*

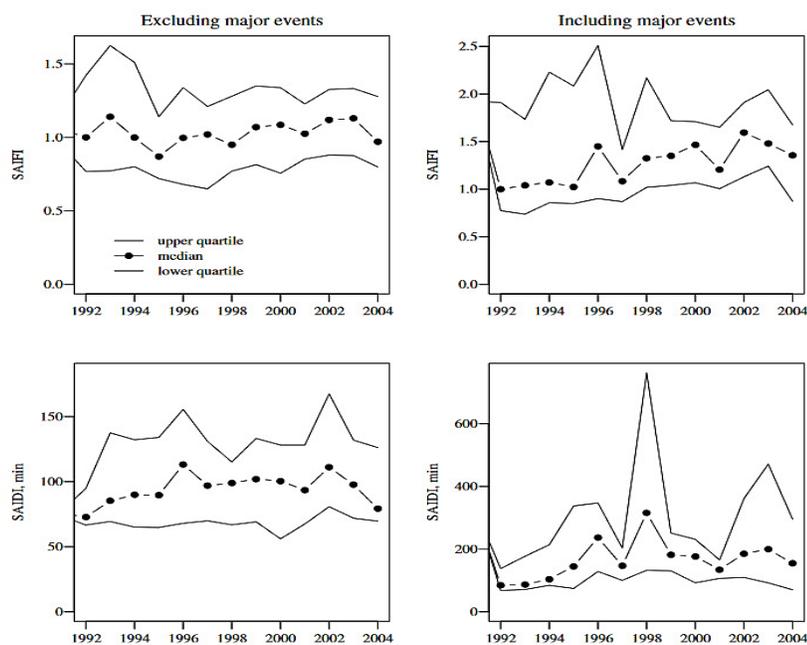
*Fuente: [POWER FACTORY]*

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
<i>FMJK</i>	6.0	7.0	9.5
<i>TTJK</i>	8.0	10.0	16.0

*Anexo 8 límites de calidad según ARCONEL 053-18*

*Fuente: [ARCONEL]*

## Reliability Data



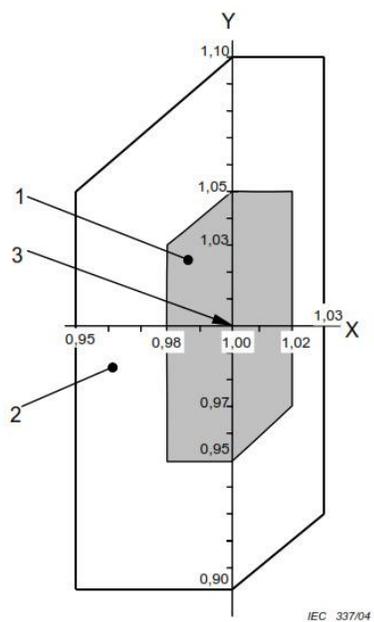
Anexo 9 Rangos Referenciales de SAIFI y SAIDI en líneas de distribución.

Fuente: [IEEE]

Metas de pérdidas CNEL EP (Unidades de Negocio)										
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL U.N. Bolívar	7,75	7,50	7,00	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
CNEL U.N. El Oro	14,86	14,50	13,40	12,50	12,45	12,40	12,00	11,95	11,90	11,85
CNEL U.N. Esmeraldas	21,79	21,50	20,00	18,40	18,00	17,60	17,20	16,80	16,40	16,00
CNEL U.N. Guayaquil	11,10	10,50	10,07	9,69	9,41	9,26	9,09	9,01	8,89	8,87
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	13,93	13,90	13,00	12,00	11,64	11,29	10,95	10,63	10,31	10,00
CNEL U.N. Los Ríos	17,00	16,00	14,90	13,80	13,00	12,45	12,05	11,60	11,10	10,70
CNEL U.N. Manabí	22,81	21,50	20,00	18,00	16,14	15,03	14,11	13,48	12,95	12,43
CNEL U.N. Milagro	15,15	14,60	14,00	13,20	12,25	11,79	11,42	11,11	10,85	10,62
CNEL U.N. Santa Elena	14,59	14,00	16,52	16,44	16,40	15,93	15,90	15,92	15,83	15,75
CNEL U.N. Santo Domingo	11,21	11,00	10,50	10,00	10,00	9,34	9,35	9,42	9,40	9,48
CNEL U.N. Sucumbios	8,21	8,20	7,80	7,10	7,05	6,82	6,60	6,39	6,19	6,00
CNEL EP	14,12	13,64	12,93	12,11	11,63	11,27	10,96	10,74	10,52	10,34

Anexo 10 Plan Maestro de Electricidad MEER

Fuente: [CNEL]



Anexo 11 Límites permitidos de variaciones de voltaje (+/-5%)

Fuente: [IEC 60034-1]