



Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica

**Estudio para el ajuste del transformador de la  
subestación Chilamate, ante la falla de la salida de  
la línea 6904 de Copelesca R.L.**



**Informe de Práctica de Especialidad para optar por  
el Título: Licenciatura en Ingeniería en  
Mantenimiento Industrial.**

COORDINADOR DE PRÁCTICA:

Ing. Ignacio del Valle Granados

**25 de junio de 2021**

**I SEMESTRE 2021**

---

Realizado por:

Marta Elizabeth Valverde Retana

CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha: 21 de junio del 2021

Señores  
Instituto Tecnológico de Costa Rica  
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo Marta Elizabeth Valverde Retana  
carné No. 2013008668,  si autorizo  no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico  
(SIBITEC), disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado  
de licenciatura, en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial  
, presentado en la fecha 17 de junio del 2021, con el título Estudio para el  
ajuste del transformador de la subestación de Chilamate, ante la falla de la salida de la línea 6904 de  
Coopelesca R.L.

Sede / Campus Tecnológico: Central, Cartago  
para ser ubicado en el Repositorio Institucional y Catálogo SIBITEC, con el objetivo de ser visualizado a través de la red Internet.

Firma de estudiante:   
Correo electrónico: mval06.95@gmail.com  
Cédula No.: 1-1621-0064

# Dedicatoria

---

*“Este logro se lo dedico a todas aquellas personas que estuvieron en el camino apoyándome, especialmente a Dios y a mi familia, quienes han permanecido en todo momento”*

*Marta V.*

# Agradecimientos

---

*A cada una de las personas que me brindaron su mano en este proceso con amor y paciencia, principalmente a mis padres, hermanas y hermano, a mi primo Adrián y a mi amigo Roy, ya que sin ellos nada de esto será posible.*

*A la Escuela de Ingeniería Electromecánica, que fueron un pilar fundamental en esta etapa académica, al profesor Gustavo Gómez, por todo el apoyo durante estos años. A Coopesca R.L por abrirme las puertas.*

## Datos personales

**Nombre completo:** *Marta Elizabeth Valverde Retana*

**Número de cédula:** *1-1621-0064*

**Número de carné:** *2013008668*

**Edad:** *25 años*

**Número de teléfono:** *(+506) 8605 2058*

**Correo electrónico:** *mval06.95@gmail.com*

**Dirección exacta de domicilio:** *San José, Puriscal, Barbacoas, 200 metros este de la Escuela Mixta de San Juan*

## Datos de la empresa

**Nombre:** *COOPELESCA R.L.*

**Actividad principal:** *Distribución y Comercialización de la energía eléctrica*

**Dirección:** *Barrio Santa Fe, frente a la fábrica de Dos Pinos, Provincia Alajuela, Ciudad Quesada*

**Contacto:** *Ing. Jose Luis Gamboa Quesada*

**Número de teléfono:** *(+506) 8315 1430*

**Contacto:** *Ing. Andrey Jiménez Oses*

**Número de teléfono:** *(+506) 2401 2917*

Ciudad Quesada, 27 de noviembre 2020

**Asunto:** Aceptación practicante Marta Elizabeth Valverde Retana

Señor  
Ing. Ignacio Del Valle Granados  
Coordinador práctica profesional  
Escuela de ingeniería electromecánica del Tecnológico

Estimado señor:

En respuesta al oficio EIE-PP-328-2020, confirmamos la disponibilidad para aceptar a la estudiante Marta Elizabeth Valverde Retana para realizar la práctica profesional en Coopelesca, el proyecto consiste en realizar un **Estudio para el ajuste del transformador de la subestación Chilamate, ante una salida de la línea 6904 de Coopelesca R.L.**

La práctica será realizada de forma virtual a partir del mes del 01 de febrero al 28 de mayo de 2021 y será supervisada por el ingeniero Jose Luis Gamboa Quesada, teléfono 83151430, correo [jgamboa@coopelesca.co.cr](mailto:jgamboa@coopelesca.co.cr).

Me suscribo, atentamente.

MARIA LUCIA Firmado digitalmente  
LUNA SALAS por MARIA LUCIA  
(FIRMA) LUNA SALAS (FIRMA)  
Fecha: 2020.11.27  
07:58:45 -06'00'

María Lucía Luna Salas  
Coordinadora de Calidad de Energía  
Coopelesca R.L.

# Resumen

El desarrollo de la electricidad a lo largo de los años, ha sido una herramienta revolucionaria para la industria y el desarrollo del mundo, brindando grandes aportes a la cotidianidad de la humanidad.

Coopelesaca R.L. siempre ha sido relevante para la población de la zona norte, debido que cuenta con un sistema eficiente y confiable para la distribución de electricidad, logrando brindar un buen servicio a todos sus usuarios.

Es importante para la cooperativa, mantener su índices de mejora continua en el sistema de distribución, por lo que a largo de los años se ha interesado en ser constante en su servicio de calidad. Coopelesca R.L. es una empresa que su 100 % de energía es renovable, por consiguiente su preocupación por disminuir el impacto ambiental es evidente. Actualmente, producen en total 86 MW para la zona norte.

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio técnico para así evitar la pérdida de 22.4 MW producido por la no generación de la planta hidroeléctrica de Cubujuquí, debido a que la línea de transmisión 6904 pueda presentar una falla que la indisponga, dejando sin conexión una parte de la red, provocando consecuencias negativas en la continuidad de electricidad y dejando pérdidas económicas en alrededor de ¢133 310 151,63. Se realizó un estudio a la red mediante una simulación, implementado el uso del software ETAP 19.5, desarrollando una propuesta de escenarios para la solución del problema y así analizar el comportamiento de la red de acuerdo con las reconfiguraciones, buscando siempre las mejoras para el sistema de distribución en beneficio de sus asociados y la empresa.

Se estudio el flujo de potencia y se obtuvieron distintos datos de las cargas, las barras y su generación, para así lograr realizar un análisis de las pérdidas que presenta el sistema y las caídas de tensión, dejando claro el impacto que tiene sobre la confiabilidad de la red. Finalmente se realizó un análisis económico para ver la viabilidad de las propuestas realizadas para empresa.

**Palabras Clave:** transformador, líneas de transmisión, Planta Hidroeléctrica, caída de tensión, cargas.

# Abstract

The development of electricity over the years has been a revolutionary tool for industry and the development of the world, providing great contributions to the daily life of humanity.

Coopelesca RL has always been relevant for the population of the northern zone, because it has an efficient and reliable system for the distribution of electricity, managing to provide a good service to all its users.

The cooperative needs to maintain its continuous improvement rates in the distribution system, so it has been interested in being constant in its quality service over the years.

Coopelesca RL is a company whose energy is 100% renewable, therefore its concern to reduce the environmental impact is evident. Currently, they produce a total of 86 MW for the northern zone.

The objective of this project is to carry out a technical study to avoid the loss of 22.4 MW produced by the Cubujuqui hydroelectric plant because transmission line 6904 has an output failure leaving a part of the network without connection, causing negative consequences in the continuity of electricity and leaving economic losses around ¢ 133 310 151.63.

A study was carried out on the network using a simulation, implementing the use of the ETAP 19.5 software, developing a proposal of scenarios to solve the problem, and thus analyze the behavior of the network according to the reconfigurations, always looking for improvements for the system distribution for the benefit of its associates and the company.

The power flow was studied, where different data of the loads, the bars, and their generation were obtained to analyze the losses that the system presents and the voltage drops, making clear the impact they have on stability and network reliability. Finally, an economic analysis was carried out to see the viability of the proposals made for the company.

**Keywords:** Transformer, transmission lines, hydroelectric plant, voltage drop, loads.

# Tabla de Contenido

Dedicatoria y Agradecimientos	i
Datos personales	iv
Datos de la empresa	iv
Resumen	v
Tabla de Contenido	viii
Lista de Tablas	xiii
Lista de Figuras	xiv
Simbología y Abreviaturas	xv
<b>1. Generalidades del proyecto</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción . . . . .	1
1.2. Reseña de la empresa . . . . .	2
1.3. Justificación . . . . .	3
1.4. Planteamiento del problema . . . . .	3
1.4.1. Descripción del problema a resolver . . . . .	4
1.5. Pregunta de Investigación . . . . .	4
1.6. Objetivos . . . . .	5
1.6.1. Objetivo General . . . . .	5
1.6.2. Objetivos Específicos . . . . .	5

1.7.	Alcances del Proyecto . . . . .	5
1.7.1.	<b>Consideraciones</b> . . . . .	5
1.7.2.	<b>Limitaciones</b> . . . . .	6
1.7.3.	Recursos Materiales . . . . .	7
1.8.	Metodología . . . . .	7
1.9.	Resumen de los capítulos . . . . .	8
<b>2.</b>	<b>Marco Teórico</b>	<b>9</b>
2.1.	Estudio teórico-técnico . . . . .	9
2.1.1.	Sistemas de Distribución . . . . .	10
2.1.2.	Centrales Eléctricas . . . . .	11
2.1.2.1.	Centrales Hidroeléctricas . . . . .	11
2.1.2.2.	Partes de una central Hidroeléctrica . . . . .	14
2.1.3.	Turbinas y generadores . . . . .	16
2.1.3.1.	Generador . . . . .	16
2.1.3.2.	Turbina hidroeléctrica . . . . .	16
2.1.4.	Subestaciones . . . . .	18
2.1.5.	Transformadores . . . . .	20
2.1.6.	Transformador, gestión de activo. . . . .	21
2.1.7.	Líneas de transmisión y distribución . . . . .	24
2.1.7.1.	Características eléctricas de las líneas de transmisión y distribución aérea . . . . .	27
2.1.7.2.	Modelos de Líneas de transmisión . . . . .	30
2.1.7.3.	Modelado de una línea corta . . . . .	31
2.1.8.	Cargas . . . . .	32
2.1.9.	Flujos de potencia . . . . .	32
2.1.9.1.	Métodos de solución de flujos de potencia. . . . .	33
2.1.10.	Fallas en los sistemas de potencia: . . . . .	34
2.1.11.	Estabilidad . . . . .	35
2.2.	Estudio Económico . . . . .	35

2.2.1.	Evaluación económica de proyectos . . . . .	35
2.2.2.	Valor Actual Neto (VAN) . . . . .	36
2.2.3.	Tasa Interna de Retorno (TIR) . . . . .	37
2.3.	Marco Legal . . . . .	37
2.3.1.	“Planificación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.” (AR-NT-POASEN) . . . . .	38
2.3.1.1.	Artículo 52.Indicadores de disponibilidad . . . . .	38
2.3.1.2.	Artículo 53. Disponibilidad de línea . . . . .	38
2.3.1.3.	Artículo 57. Indisponibilidad indirecta de una línea de transmisión . . . . .	38
2.3.1.4.	Artículo 74. Duración promedio de las fallas en las líneas de transmisión . . . . .	39
2.4.	“Regular Campos Eléctricos y Magnéticos en Obras de Transmisión de Energía Eléctrica”, N 29296-SALUD-MINAE . . . . .	39
2.4.1.	Artículo 6. Evaluación de Impacto Ambiental y Plan de manejo Ambiental. . . . .	39
2.4.2.	Artículo 7. Obligaciones ambientales generales de los Prestatarios del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica. . . . .	40
<b>3.</b>	<b>Metodología</b>	<b>42</b>
3.1.	Etapas para el desarrollo del proyecto . . . . .	42
3.1.1.	Diagrama de Flujo de Metodología . . . . .	44
3.2.	Cronograma . . . . .	44
<b>4.</b>	<b>Escenarios</b>	<b>46</b>
4.1.	Escenarios propuestos . . . . .	46
4.1.1.	<b>Escenario base</b> . . . . .	46
4.1.2.	<b>Escenario 1: despachando a través de la red de distribución 24.9 kV</b> . . . . .	48
4.1.3.	<b>Escenario 2: construir una Línea de Transmisión en 69kV de Planta Hidroeléctrica Cubujuqui hasta Venecia</b> . . . . .	49

<b>5. Resultados</b>	<b>52</b>
5.1. Escenario Base . . . . .	52
5.1.1. Escenario base con Línea 6904. . . . .	52
5.1.2. Escenario base con la línea 6904 fuera. . . . .	55
5.2. Escenario 1: despachando a través del 24.9 kV . . . . .	61
5.3. Escenario 2: construir una Línea de Transmisión 69kV hasta Venecia. . . . .	65
<b>6. Análisis económico</b>	<b>72</b>
<b>7. Conclusiones, recomendaciones, aportes personales y trabajos a futuro</b>	<b>80</b>
7.1. Conclusiones . . . . .	80
7.2. Recomendaciones . . . . .	81
7.3. Aportes personales y trabajos a futuro . . . . .	83
7.4. Trabajos Futuros . . . . .	83
<b>Bibliografía</b>	<b>84</b>
<b>A. Anexo-Datos, escenario base.</b>	<b>86</b>
<b>B. Anexo-Datos del placa</b>	<b>92</b>

# Lista de Tablas

3.1. Cronograma del proyecto a desarrollar . . . . .	45
5.1. Datos generales, escenario base . . . . .	53
5.2. Característica del transformador 15/18.5 MVA . . . . .	54
5.3. Indicadores del funcionamiento de la red. . . . .	57
5.4. Tiempos de salidas de la línea 6904, ante una falla . . . . .	58
5.5. Datos generales, escenario base fallado. . . . .	59
5.6. Comparación del comportamiento de las cargas en el escenarios base. . . . .	59
5.7. Fuentes que aportan al sistema. . . . .	60
5.8. Datos generales, escenario 1 . . . . .	61
5.9. Datos de los buses sin capacitor, escenario 1. . . . .	64
5.10. Datos de los buses con capacitor,escenario 1 . . . . .	65
5.11. Datos generales, escenario 2 . . . . .	67
5.12. Datos de los buses sin capacitor, escenario 2 . . . . .	68
5.13. Datos de los buses con capacitor,escenario 2 . . . . .	70
6.1. Costo de la salidas de la línea 6904 para Coopelesca R.L. . . . .	73
6.2. Costo del proyecto,Escenario #1 . . . . .	74
6.3. Costo del proyecto,Escenario #2 . . . . .	75
6.4. Datos de ingresos para el proyecto . . . . .	77
6.5. Datos de ingresos para el proyecto, continuación . . . . .	77
6.6. Datos de ingresos para el escario #2 . . . . .	79
6.7. VAN Y TIR del proyecto escenario #2 . . . . .	79

A.1. Datos de los buses de 69 kV, escenario base . . . . .	86
A.2. Datos de los buses de con caída de tensión, escenario base fallado . . . .	87
A.3. Datos de las cargas del sistema de Coopelesca R.L, escenario base . . . .	88
A.4. Datos de las cargas del sistema de Coopelesca R.L, escenario base . . . .	89
A.5. Datos de las cargas del sistema de Coopelesca R.L, escenario base . . . .	90
A.6. Datos de las fuentes del sistema de Coopelesca R.L, escenario base, sin fallar. . . . .	91

# Lista de Figuras

2.1. Consumo y distribución de electricidad . . . . .	10
2.2. Distribución de electricidad en Costa Rica. . . . .	12
2.3. Cambio de la energía hidráulica en una PH. . . . .	13
2.4. Rodete de turbina Francis. . . . .	17
2.5. Corte transversal de la turbina Francis horizontal. . . . .	18
2.6. Sistema de 69 KV Coopelesca R.L. Fuente: Coopelesca R.L. . . . .	30
2.7. Circuito Equivalente de línea corta. . . . .	31
3.1. Diagrama de flujo de la metodología a seguir en proyecto . . . . .	44
4.1. Unifilar de red actual de Coopelesca R.L. . . . .	47
4.2. Unifilar de la red de Coopelesca R.L. con los punto de conexión del 69 kV al 24.9 kV. . . . .	49
4.3. Unifilar de la red de Coopelesca R.L. con los puntos de conexión de la LT 69 kV. . . . .	50
4.4. Ruta propuesta para la construcción de la línea 69 kV, Chilamete-Venecia.	51
5.1. Simulación en ETAP de línea 6904. . . . .	54
5.2. Simulación en ETAP del consumo de las subestaciones Bananeras, Chi- lamete y Puerto Viejo . . . . .	55
5.3. Simulación en ETAP del sistema fallado, salida de la línea 6904 y circuito Puerto Viejo-Pital. . . . .	56
5.4. Simulación en ETAP de la falla en salida de la línea 6904 y salida Pital.	56

5.5. Simulación en ETAP de la reconfiguración del Transformador 15/18.5 MVA. . . . .	62
5.6. Simulación en ETAP de la interconexión entre el 69 kV y 24.9 kV . . . .	63
5.7. Simulación en ETAP conexión del banco de capacitores. . . . .	64
5.8. Simulación en ETAP, de la conexión de LT 69kV saliendo de PH Cubujuqui	66
5.9. Simulación en ETAP, de la conexión de LT 69kV entrando a Venecia, ICE. . . . .	66
5.10. Simulación en ETAP, conexión del banco de capacitores 1x1.5 MVar. . .	69
5.11. Simulación en ETAP, transformador 15/18.5 . . . . .	71
B.1. Datos de placa del transformador 15/18.5 MVA . . . . .	92
B.2. Datos de placa del generador PH Cubujuqui . . . . .	92

## Simbología

**MW:** MegaWatt

**kV:** Kilovoltios

**MVA:** Megavolteamperios

**Cu:** Cobre

**Al:** Aluminio

**p.u.:** por unidad

## Abreviaturas

**ST:** Subestación de Transmisión

**PH:** Planta Hidroeléctrica

**CH:** Central Hidroeléctrica

**SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia

**ICE:** Instituto Costarricense de Electricidad

**LT:** Línea de transmisión

# Capítulo 1

## Generalidades del proyecto

### 1.1. Introducción

Costa Rica es una gran reserva de biodiversidad mundial que tiene un impacto exponencial en la cotidianidad de los costarricenses, generando espacios de amplia belleza que se transforma en aportes relevantes, un ejemplo que demarca dichos aportes en Costa Rica es la generación de un 99% de la electricidad de forma renovable por medio de agua, viento y sol, asimismo, disminuyendo el impacto ambiental.

La electricidad se ha logrado llevar desde los centros de generación hasta cada uno de los centros de consumo, el cual es un modelo energético centralizado que se utiliza con frecuencia en los sistemas eléctricos de distintos países, por medio de extensas líneas de transmisión y distribución que construyen a una red eléctrica más sustentable, flexible y robusta.

Hace más de 55 años Coopelesca se une a la gran labor de generar energía verde y de bajo costo para la población de la zona norte del país, logrando producir un 90% de la electricidad con fuentes renovables propias, esto representado un ahorro en el recibo mensual del consumidor de una 27.12%, lo cual los deja como la segunda distribuidora de electricidad con las tarifas más bajas del sector residencial de país.

Coopelesca se empeñó en contar con un fluido de electricidad de alta calidad y estabilidad, puesto que, es de importancia para todos los consumidores, ya sean, industriales o residenciales, porque la inestabilidad de la red eléctrica puede afectar

directamente las actividades del día a día, implicando pérdidas en la industrias y satisfacción en los hogares.

## 1.2. Reseña de la empresa

Coopelesca R.L es una empresa que nace hace 55 años, con el fin de mejorar las condiciones sociales, económicas, educativas y cívicas de sus asociados generando servicios de alta gama, para así lograr ser competente en su industria, dando mejores opciones de servicio de calidad dentro de la zona norte del país. Actualmente presta múltiples servicios como: electricidad, TV cable, internet y cuenta con un almacenen.

En el año 1997 mediante Conelectricas y el desarrollo de la Central Hidroeléctrica San Lorenzo la cooperativa realiza sus inicios en la generación de electricidad, seguidamente la empresa se desarrolla de forma creciente adquiriendo más centrales hidroeléctricas, siendo 100 % propiedad de la Coopelesca R.L.

Es relevante mencionar que su compromiso con el ambiente se refleja en logros y reconocimientos, tales como, ganar por séptimo año consecutivo el certificado de carbono neutral, siendo la primera cooperativa carbono neutral de América Latina, por lo que es una organización líder e innovadora que brinda soluciones de excelente calidad generando brindar el bienestar y confianza de asociados y comunidades de la zona norte del país, buscando por medio de sus valores empresariales fortalecer y beneficiar la cultura de los colaboradores y asociados de la misma.

Dentro de los valores que promueve la empresa se encuentran:

- **Compromiso:** Cada día hacemos el máximo esfuerzo, para cumplir con el trabajo, la familia y la comunidad.
- **Honradez:** Vivimos el valor de la honradez al actuar con rectitud y justicia.
- **Lealtad:** Nos sentimos identificados con la Cooperativa y somos confiables para nuestros asociados y compañeros.
- **Servicio:** Atendemos a nuestros asociados y compañeros siempre con calidez y calidad.

- **Solidaridad:** Ayudamos a los demás y nos preocupamos por su bienestar.

### 1.3. Justificación

El desarrollo del proyecto, partiendo del conocimiento y análisis del estado actual de la subestación Chilamete y de la línea 6904, se identifica que al no llevar a cabo la solución propuesta se puede originar un impacto negativo, debido a que se está perdiendo un 26 % del consumo generado por la cooperativa, a raíz de que Central Hidroeléctrica Cubujuquí, es la segunda planta que más aporta a la generación del 100 %, lo cual ocasiona efectos no deseadas para COOPELESCA R.L., como es la pérdida económica, debido a que deja fuera algunos circuitos de distribución afectando de manera gradual el sistema distribución. Además, como efecto colateral se delimita la oportunidad de ofrecer a los asociados y clientes servicios eléctricos de mayor calidad y limitando la coyuntura de desarrollo de la empresa.

Es evidente que bajo la realidad que presenta la PH el proyecto se alinea a resolver un problema tangible que servirá para que el sistema logre mejorar el funcionamiento del transformador que está afectando la red eléctrica y la utilización de forma adecuada del recurso eléctrico, por ende, con dicha reconfiguración del transformador se verán beneficiados todas las partes relacionadas (asocias, clientes, empresa...) con Coopelesca R.L, ya que, como resultados finales se busca lograr el consumo de al menos 18.5 MW para así mejorar un impacto en la estabilidad y calidad en la red, por consiguiente, se impactará la parte económica y de producción de Coopelesca R.L.

### 1.4. Planteamiento del problema

La línea de 69 kV, cuenta con una extensión de 116 km, abarcando Peñas Blancas, Muelle, Pital, Venecia y Chilamate, la cual presenta una falla en la salida de la línea 6904 que comunica P.H. Cubujuquí con Chilamate, donde se da la pérdida de una generación de 22.4 MW

El estudio de la reconfiguración del transformador 15/18.5 MVA buscará realizar

un análisis del comportamiento de planta hidroeléctrica de Chilamate, ante un evento no deseado en la línea 6904.

La P.H. anteriormente mencionada, se encuentra conectada de manera radial con la subestación de Chilamate, donde se enmarca la problemática del sistema eléctrico, debido a que no existe la continuidad cuando se produce la falla salida de la línea 6904, ya que deja desenergizado circuitos de distribución como el de Bananeras-Pital y no se da la entrega de 7,2 MW que consumen las subestaciones de Puerto Viejo, Bananeras y Chilamate, por lo se pierda la conexión la generación de la P.H. Cubujuquí.

#### **1.4.1. Descripción del problema a resolver**

Se pretende que no se dé una pérdida total de energía, por lo que se va a buscar la reconfiguración del transformador 15/18.5 MVA, para adaptarlo de forma inversa y así convertirlo en reductor, logrando al menos un consumo de 18.5 MW.

Así logrando establecer un escenario en donde se identifique la afectación para la línea 6904 y para la subestación de Chilamate, considerando un análisis de flujo de potencia, para evidenciar si presenta una sobrecarga en la línea y caídas de tensión a lo largo de la red, además es pertinente considerar las protecciones en la subestación y el transformador. Por consiguiente, se debe considerar el impacto económico que implica la reconfiguración en la falla en la salida de la línea.

### **1.5. Pregunta de Investigación**

¿Será posible mantener la generación de la planta Cubujuquí ante la salida de la línea 6904?

## **1.6. Objetivos**

### **1.6.1. Objetivo General**

Elaborar un estudio para los ajustes del transformador reductor de la subestación Chilamate, ante la falla de la salida de la línea 6904 de Coopelesca R.L., mediante un estudio integral de todos los elementos de la línea, el transformador y la subestación.

### **1.6.2. Objetivos Específicos**

1. Definir los ajustes para S.T Chilamate ante la salida de la línea 6904, para la alimentación del transformador a través del lado de baja tensión y de esta forma continuar la operación de P.H. Cubujuquí.
2. Proponer mejoras al sistema eléctrico existente para el aseguramiento de la operación continua de la P.H. Cubujuquí ante la salida de la línea 6904, mediante el uso de técnicas de planificación eléctrica.
3. Estimar el impacto económico de operar P.H. Cubujuquí ante la salida de la línea 6904 mediante un análisis de beneficio-costos.

## **1.7. Alcances del Proyecto**

El presente proyecto, tiene como eje principal realizar el ajuste del transformador para la subestación de Chilamate, ante la falla de la salida de línea 6904 y así poder colocar la máquina a trabajar al menos al 84 % de la capacidad de la potencia, es decir, 18.5 MVA, por lo que se debe considerar los siguientes aspectos para el desarrollo del proyecto.

### **1.7.1. Consideraciones**

Para el desarrollo del proyecto, es necesario contar con:

- a) La licencia del ETAP versión 19.5 hasta el 28 de mayo del 2021, brindada por parte de la cooperativa.
- b) El apoyo de COOPELESCA R.L. para la obtención de la base de datos necesarios para el desarrollo y análisis del proyecto.

### **1.7.2. Limitaciones**

En el presente proyecto se realizará un estudio para el ajuste del transformador de la subestación Chilamate, ante la falla de la salida de la línea 6904, sin embargo, dentro del desarrollo de dicho proyecto se podrían presentar diversas limitaciones que dificulten o aturdan la aplicación del mismo en Coopelesca R.L. Una de las limitaciones con mayor afectación es la adquisición limitada que tiene la cooperativa sobre los datos indispensables para la etapa inicial del proyecto, generando un banco de datos incompletos que crea vacíos e inconsistencias en los aportes del trabajo.

Ante la necesidad de la utilización de herramientas y software en la elaboración del proyecto, se evidencia la limitación al no contar con licencias que permitan mayor aprovechamiento de todos los servicios de los programas, un ejemplo de ello, es no lograr realizar un estudio completo del análisis deseado para el proyecto, ya que, ETAP versión 19.5 no cuenta con todos los accesos necesarios desbloqueados.

Esta limitante se podría presentar por dos razones: que la estudiante al no ser empleado de planilla fija de la cooperativa no cuenta con los accesos y códigos indispensables para la utilización completa de los software y herramientas de la misma, o que la empresa directamente no hayan adquirido los paquetes completos de los programas.

En la actualidad Costa Rica se ve afectada por una pandemia causada por el COVID-19, esta realidad implica de forma directa e indirecta la perturbación del tiempo y de la comunicación que debe implementar el estudiante con la organización, generando una limitación para la culminación del proyecto en el tiempo establecido por la institución académica y la organización.

### 1.7.3. Recursos Materiales

En el desarrollo de este proyecto, hacen uso los recursos materiales.

- a) El ajuste del transformador de la planta Chilamate se modelará con el software de simulación *ETAP* versión **19.5**.
- b) Para el procesamiento de los datos se hará uso del software *excel 2016*.
- c) Para el estudio y análisis, se utilizará la bases de datos del *Tecnológico de Costa Rica* y la *IEEE Xplore Digital Library*.

## 1.8. Metodología

Para poder llevar a cabo el desarrollo del proyecto, es necesario realizar una visita de campo para poder observar las condiciones actuales e iniciales con las que van a trabajar. Teniendo como objetivo recolectar información, conocer y familiarizarse con el proyecto.

Se busca poder elaborar una mejoría al sistema actual de Coopelesca R.L. y así poder asegurar una operación continua, sin tener un impacto tan negativo, haciendo uso de distintas herramientas digitales de simulación.

Es importante analizar el ajuste de transformador 15/18.5 MVA, mediante los distintos escenarios que se plantean como solución, por medio de estudio de los perfiles de tensión, potencia reactiva del sistema y flujo de potencia.

Finalmente se busca analizar el impacto económico para la cooperativa. Se conocerá más a profundidad de la metodología a seguir el Capítulo III.

## 1.9. Resumen de los capítulos

El capítulo II, se ubica el marco teórico, económico y legal. Primero se explican los conceptos necesarios para poder comprender el proyecto, seguidamente se explican los conceptos económicos para analizar en análisis económico. Finalmente, se encuentra las normas y artículos que implican en el proyecto.

El capítulo III, se encuentra la metodología que se desarrolló a lo largo del proyecto, para obtener los resultados de cada uno de los escenarios propuestos y su análisis.

El el capítulo IV, se desarrolla cada uno de los escenarios para la solución del problema planteado en el proyecto, generando una especificación clara de las condiciones actuales y las posibles mejoras al futuro de la sistema de Coopesca R.L.

El capítulo V, se encuentra el análisis de resultados de la simulación realizada en ETAP 19.5, software brindado por la empresa.

El capítulo VI, estudia el costo económico para cada uno de los escenarios, considerando la vida útil, costos por materiales, entre otros. Se hizo el flujo efectivo para corroborar el retorno de inversión y la cantidad de años en las que se devuelve el dinero a la cooperativa.

El capítulo VII explica las conclusiones, recomendaciones, aportes personales y futuros proyectos.

# Capítulo 2

## Marco Teórico

### 2.1. Estudio teórico-técnico

El mundo tiene una gran necesidad de la energía eléctrica, es casi inimaginable lo que le puede suceder si llegase a faltar, ya que es fundamental para el desarrollo de un país. El suministro de electricidad para el hombre en la actualidad es de gran importancia, debido a que hace para ellos una vida más confortable en sus hogares, que mueve de manera efectiva el comercio y hace que la industria produzca. El desarrollo de un país va de la mano del grado el cual se encuentra la industria, donde es necesario las fuentes de energía, especialmente la eléctrica.

Los sistemas de potencia tiene como objetivo principal, la producción de electricidad en los centros de generación y transportarlos a cada uno de los centros de consumo, como lo son: ciudades, centros industriales, entre otros. Es indispensable contar con la capacidad de generación suficiente y entregarla con eficiente y de manera segura a los usuarios.

Siempre buscan ofrecer seguridad y con fiabilidad en la operación de la red, calidad en el producto y un sistema eficiente.

Se encuentra compuesto principalmente por generadores, transformadores de potencia, línea de transmisión, sistemas de distribución, cargas, equipos complementarios y además sistemas de protección, medición, entre otros.

EL consumo y distribución de electricidad, se puede ver a grandes rasgos en a la

figura 2.1.

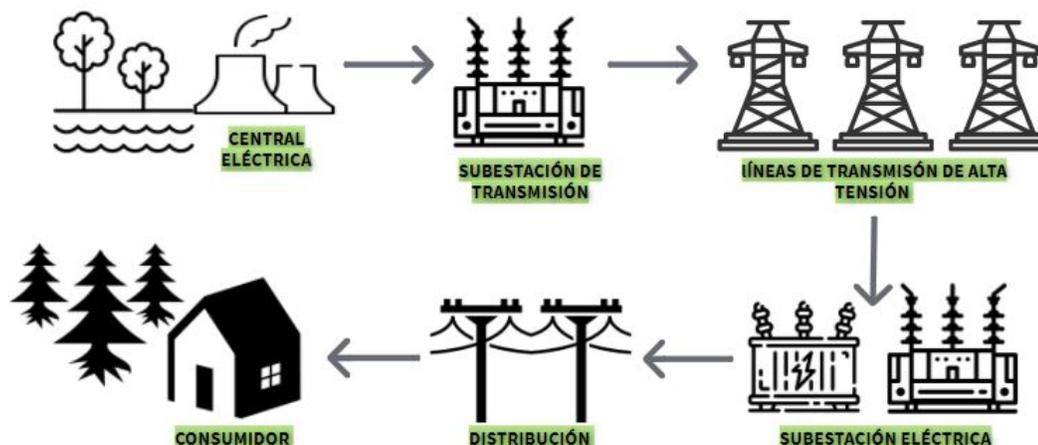


Figura 2.1: Consumo y distribución de electricidad

Fuente: Elaboración propia.

### 2.1.1. Sistemas de Distribución

“Las redes de distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y estos se encuentran dispersos en grandes territorios. Así pues, la generación se realiza en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes” [1]

Para poder llevar a cabo las funciones de los sistemas de distribución, se debe contar con compañías eléctricas, para así lograr ejecutar una planificación adecuada de la producción de electricidad; según [2] Costa Rica actualmente cuenta con ocho (8) distribuidoras a lo largo del país, dejando conocer por el Instituto Costarricense de Electricidad posee una cobertura de 99.4% a julio del 2019.

A partir de las subestaciones de la red de alta tensión se obtienen aquellas de menor tensión, el cual tienen la responsabilidad de distribuir la energía en los distintos puntos de demanda más alejados de la red. En Costa Rica, existen redes de distribución de 4.6 kV, 13.8 kV, 24.9 kV, 34.5 kV y 69 kV.

Coopelesca R.L., ha mejorado con los años su sistema de distribución para la zona

norte el país, buscando brindarle a todos los consumidores una red más estable, eficiente y segura.

### **2.1.2. Centrales Eléctricas**

Una central eléctrica, es aquella instalación que se encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica, obtenidas de diferentes fuentes de origen.

Se puede decir, que las centrales eléctricas se dividen en las que queman combustible como el petróleo o el carbón y por otro lado se encuentran las provenientes de las energías renovables como; la energía solar, el cual cuenta con el recurso más abundante del planeta, la energía eólica, proveniente del viento, la energía que proviene de la transformación de materia orgánica, la energía biomasa, la energía mareomotriz, es la energía que se aprovecha por las mareas y presión de las mismas y la energía hidráulica, que es la que se obtiene principalmente de las corrientes de agua de los ríos, la cual es almacenada en embalses artificiales, donde la caída de agua produce una presión dirigida a las turbinas que están desarrollando como producto final la energía.

Coopelesca R.L. cuenta con centrales 100 % renovables provenientes de fuentes hidroeléctricas para el consumo de los usuarios de la zona norte el país.

#### **2.1.2.1. Centrales Hidroeléctricas**

En Costa Rica las centrales hidroeléctricas aportan un grande porcentaje a la producción de energía, debido a que son la fuente principal de abastecimiento en el país, actualmente según la CEPAL se tiene una matriz eléctrica conformada de la siguiente manera:

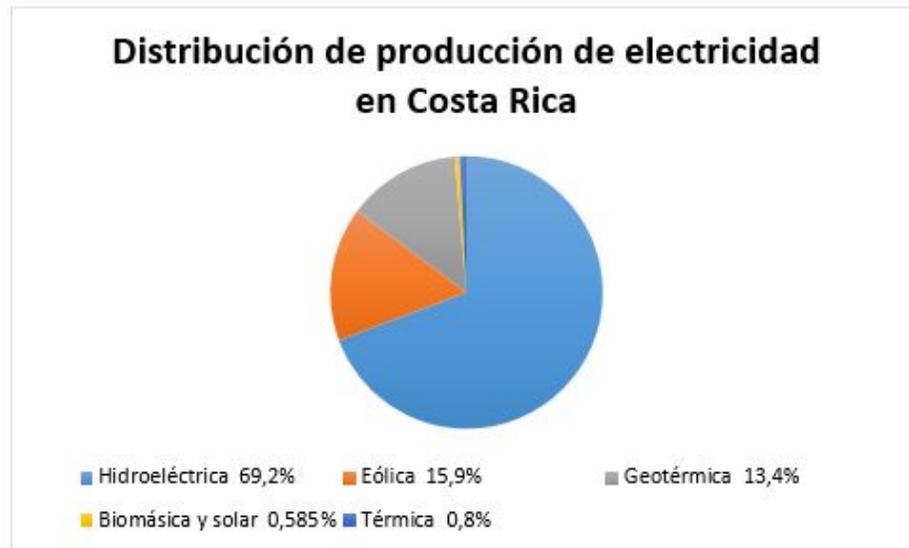


Figura 2.2: Distribución de electricidad en Costa Rica.

Fuente: Elaboración propia, basado en [3].

La generación eléctrica con energías renovables en el país, desde el 2015 hasta el 2019 ha superado el 98 %, donde sea ha beneficiado 1.6 millones de hogares costarricenses, 295 comercios y 9 mil industrias, según el ICE.

Una central hidroeléctrica puede definirse como instalaciones mediante las que se consigue aprovechar la energía contenida en una masa de agua situada a una cierta altura, transformándola en energía eléctrica. Esto se logra conduciendo el agua desde el nivel en el que se encuentra, hasta un nivel inferior en el que se sitúan una o varias turbinas hidráulicas que son accionadas por el agua y que a su vez hacen girar uno o varios generadores produciendo energía eléctrica.[4]

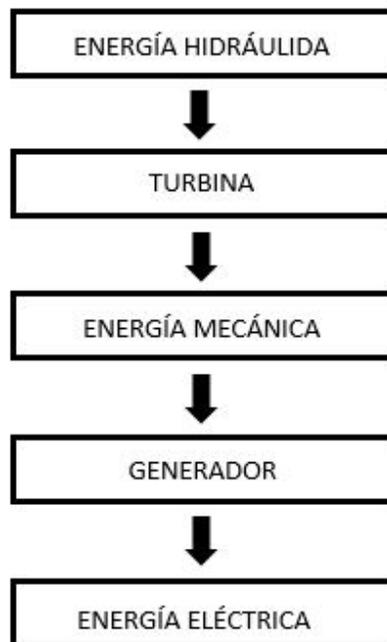


Figura 2.3: Cambio de la energía hidráulica en una PH.

Fuente: Elaboración propia, basado en [4].

Para lograr obtener la electricidad a partir de la energía hidroeléctrica en nuestros hogares, comercios e industrias, se toma el caudal de agua el cual pasa por una central generadora, seguidamente un transformador elevador, llegando a las líneas de transmisión, el cual seguidamente pasa por la subestación, líneas de transmisión y a un transformador reductor para así poder llegar a su destino (hogares, comercios e industrial).

Actualmente la Coopelesca R.L. cuenta con cinco (5) centrales hidroeléctricas:

- Central Hidroeléctrica Chocosuela, localizada desde Buena Vista hasta la Virgen de Florencia cuenta con una capacidad de 26 MW.
- Central Hidroeléctrica Platanar, localizada en San Juan de Platanar cuenta con una capacidad 15.50 MW.
- Central Hidroeléctrica La Espereza, localizada en la Esperezan, la Tigra cuenta con una capacidad de 5.51 MW.

- Central Hidroeléctrica Aguas Zarcas, localizada en La Palmera cuenta con una capacidad de 14.47 MW.
- Central Hidroeléctrica Cubujuquí, localizada en la Colonia de Cubujuquí, Horquetas de Sarapiquí cuenta con capacidad de 22.40 MW.

Por lo que la cooperativa produce un total de 84 MW para lo que es la zona norte el país, con una generación 100 % renovable, contribuyendo al ambiente.

Este tipo de centrales son las que tiene un menor impacto ambiental negativo, pero sin embargo la inversión en términos constructivos es elevada, debido que en ocasiones es necesario invadir grandes áreas para poder construir el embalse, además, son adecuadas para operar como centrales de regulación, debido a que son muy flexibles para la conexión y desconexión, es decir, son capaces de ajustar la producción según la necesidad de demanda.

#### **2.1.2.2. Partes de una central Hidroeléctrica**

1. Presa, es la estructura que se construye para realizar el desvío del río y así almacenarla y su vez poder regular el caudal del mismo. Las presas se pueden dividir en dos grandes grupos:

Presas por derivación, también conocidas como vertedero, la cual se encargan de elevar el nivel del agua para poder facilitar a crear el salto y además realizar como efecto secundario el almacenamiento del agua cuando sean necesarias para el consumo, por lo general este tipo de presas están colocadas para que al agua se vierta sobre ellas a través de los vertederos, también llamados aliviadores de coronación.

Presas de embalse, su principal función es el almacenamiento de agua para la regulación del caudal del río, teniendo como efecto secundario la elevación del agua para producir el salto del agua. La presa de embalse, no están construidas para que el agua rebalse sobre ellas, sino cuenta con superficies laterales, la cual tiene como función devolver al agua excedente al cauce agua debajo de la presa, cuando el embalse se encuentra lleno.

En Chilamate se cuenta con una presa de tipo embalse, la toma de agua se realiza del río Puerto Viejo, además el embalse tiene una caída a casa máquinas 110 m netos.

2. Canal de Derivación, se encarga de direccionar el agua desde la presa de la derivación hasta la tubería de la central hidroeléctrica. Cuando se presenta un salto que supere a unos 15 m, es conveniente construir una entrada a las aguas en la sala de turbinas por medio de las tuberías forzadas, la cual es conveniente poder anticipar una cámara de presión, que se encarga de suprimir el canal de derivación y las tuberías forzadas, donde se aplican a las tomas de aguas de presa.
3. Desarenador, es donde se hace la reducción de la velocidad del agua, para así poder evitar un golpe de ariete (es cuando se produce un desplazamiento, a una velocidad determinada, de las variaciones de presión, hasta lograr que el sistema se estabilice) lo menor posible, ya que este puede tener efectos negativos, como la presencia de vibraciones, rupturas, aplastamientos, entre otras, además, se saca todo aquel elemento que contenga el agua, por ejemplo: ramas de árboles, piedras, arena, entre otros.
4. Tubería de presión, su principal función es poder conducir el agua desde el punto donde se da alimentación, desde un embalse en caso de la Planta Cubujunqui, hasta las turbinas ubicadas en casa máquinas, que es donde se transforma la energía potencial del agua.

La tubería que conecta el embalse a casa de máquinas en la central hidroeléctrica de Chilamate, tiene un extensión de 2.6 km.

5. Casa de máquinas, se pueden ubicar los equipos electromecánicos que se van a encargar de la producción de electricidad. Se puede encontrar las turbinas, que existen tipo Pelton, la cual es para grandes desniveles, Francis para medios y Kaplan que son para bajos niveles, además se pueden encontrar los generadores que ven encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica para así poder ser consumida por todos los usuarios.

### 2.1.3. Turbinas y generadores

Para poder convertir en electricidad a partir de una masa de agua en movimiento se hace uso de las turbinas y generadores para poder así obtener la corriente eléctrica.

#### 2.1.3.1. Generador

Las CH cuentan con lo que se conoce como hidrogeneradores, los cuales son máquinas sincrónicas, donde presentan una velocidad de rotación que está relacionada con la frecuencia y el número de polos.

Los hidrogeneradores se encuentran acoplados a las turbinas hidráulicas, donde su velocidad puede depender del salto de agua, donde no se alcanzan altas velocidades.

Las CH, tienen la ventaja que son sistemas muy versátiles en cuanto a la continuidad y regulación, ya que la base principal de la tecnología que presentan busca siempre poder utilizar toda la energía potencial acumulada por el salto de agua, ya sea de manera natural o bien por represa, transmitiendo a la turbina acoplada mediante un eje a un alternador que se va a encargar de transformar la energía mecánica, así finalmente distribuirla a sus consumidores.

“Un hidrogenerador es una máquina síncrona que tienen como función crear un flujo magnético rotórico que se transmite a la parte fija de la máquina denominada estator, donde se induce la f.e.m. necesaria que se ha determinado.” [5]

#### 2.1.3.2. Turbina hidroeléctrica

Existen distintos tipos de turbinas, donde ellas van a depender de la altura de la caída del agua, para así poder asegurar un mejor rendimiento y eficiencia. Están conformadas por una rueda de álabes o rodete el cual gira alrededor de un eje donde el fluido pasa por el interior. Los álabes se encuentran contruidos de tal forma que cada dos álabes se forme un conducto produciendo una fuerza en el flujo que se transforma en movimiento.

“Es importante tener presente que el funcionamiento de las turbinas se basa en la ecuación de Euler, la cual expresa la energía intercambiada entre el rotor y el fluido

por cada Kg de Fluido atraviesa el rotor.” [6]

$$Y = u_1 * c_1 - u_2 * c_2 \left[ \frac{J}{Kg} \right] \quad (2.1)$$

Donde:

$Y$  : Energía intercambiada entre el rotor y el fluido

$u_1$  : Velocidad del rodete de entrada

$u_2$  : Velocidad del rodete de salida

$c_1$  : Velocidad absoluta del fluido en la entrada

$c_2$  : Velocidad absoluta del fluido en la salida

En la CH de Chilamate, se cuenta con dos (2) turbinas tipo francis horizontales, es una turbina de reacción de flujo interno, con capacidad de transformar la energía hidráulica en mecánica, haciendo una combinación de flujos radiales y axiales. Actualmente estas turbinas son las más frecuentes, ya que logran abarcar la gama de alturas y potencias más comunes.

Las turbinas Francis por lo general se construyen con condiciones de máximo rendimiento, el cual va a depender de la forma del rodete, es elemento capaz de transformar la energía.



Figura 2.4: Rodete de turbina Francis.

Fuente: Basado en [6].

Cuando se tiene turbina Francis de eje horizontal se tiene la ventaja que se tiene más accesibilidad al rodete , en la figura 2.5 se observa un corte transversal de la misma.

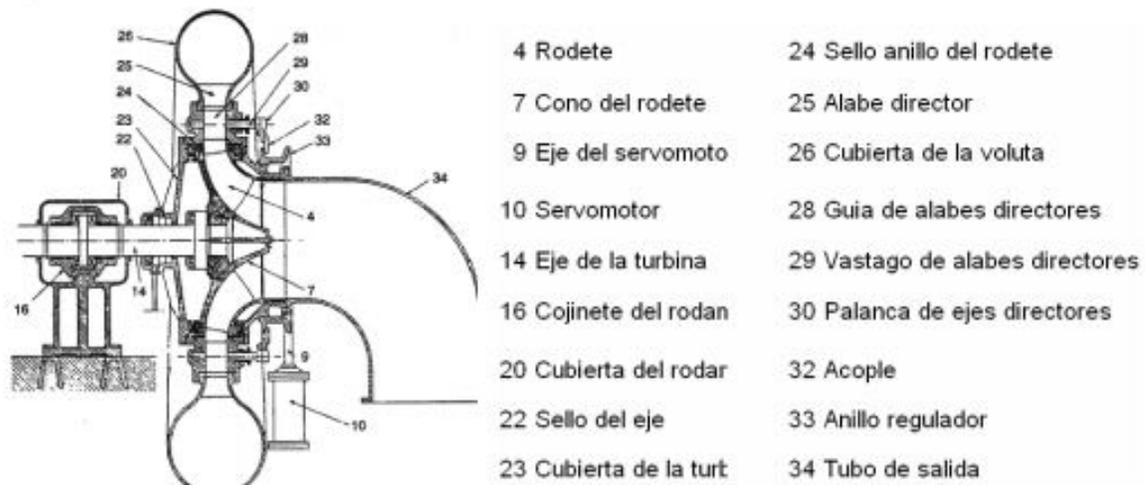


Figura 2.5: Corte transversal de la turbina Francis horizontal.

Fuente: Basado en [7]

#### 2.1.4. Subestaciones

Para poder hacer que la electricidad obtenida llegue a ser adquirida por los usuarios, a partir de la energía hidráulica, se necesita contar con las subestaciones, la cual tiene como función modificar aquellos parámetros de la energía para hacer posible su transmisión y distribución.

“Una Subestación Eléctrica es un conjunto de equipos utilizados para transferir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternativas.” [8]

Las subestaciones tienen como objetivo principal lograr mallar el sistema eléctrico, para así asegurar mejores niveles de calidad, continuidad y seguridad para el abastecimiento de electricidad y a su vez busca reducir todas las pérdidas de transporte.

Las subestaciones que se ubican dentro del sistema eléctrico, brinda una mejor capacidad de maniobra, corte, control y medida de sobre la red de distribución.

Las subestaciones se pueden dividir según el servicio que den:

- **Subestaciones elevadores o de generación**, es la encargada de realizar la conexión entre dos o más sistemas con distintos niveles de tensión el cual el flujo

de potencia es el sentido de menor a mayor tensión.

- **Subestaciones de interconexión o transporte**, su función principal es dar el mallado correcto a la red.
- **Subestaciones transformadoras**, son aquellas que se encuentre en la de red de transporte de electricidad, donde conectan dos o más sistemas de distintos niveles de tensión.
- **Subestaciones reductoras o de distribución**, es donde se fluya la potencia que va desde la red de transporte hasta una red consumo.

Las subestaciones se pueden también se pueden clasificar:

- **Subestación de generación:** es la conexión que se encuentra entre las plantas de generación y las líneas de transmisión (LT), gracias a la función que cumple el transformador elevador, se puede distribuir la energía a larga distancias. Se pueden encontrar tensiones como: 13.8 kV, 34.5 kV, 69 kV, 115 kV, 138 kV y 230 kV como es el caso del sistema eléctrico nacional interconectado.
- **Subestación de transformación:** adapta las tensiones de entrada al sistema, pueden cumplir la función de elevador o reductor. Normalmente se pueden encontrar niveles de tensión como los siguientes: 4.16 kV, 13.8 kV, 34,5 kV, 69 kV, 138 kV y 230 kV.

Para que las subestaciones tenga un funcionamiento óptimo y adecuado en el sistema eléctrico, considerando el diseño de construcción, la operación y el mantenimiento, deben tener una serie de características, según [9]

- Versatilidad, flexibilidad de funcionamiento para cada una de las condiciones el cual presente la red, sean por fallas o manteamiento.
- Seguridad, es tener la capacidad de aislar de una manera eficaz y rápida, disminuyendo los efectos negativos sobre los elementos y logra mantener en funcionamiento el resto de circuitos sin fallas.

- Fiabilidad, tener un funcionamiento rápido, simple y eficiente para el sistema de control de la subestación.
- Capacidad de ampliación, estar preparada para futuras ampliaciones debido al desarrollo de la red de transporte.

Actualmente Coopeleca R.L. cuenta con una red robusta, de la C.H. Cubujuquí se alimentan tres subestaciones la cual consumen alrededor de 7 MW.

### 2.1.5. Transformadores

Los transformadores, son un elemento muy importante en las redes eléctricas, debido a que es un equipo que tiene la capacidad para elevar, reducir o regular los niveles de tensión de la red, por lo que juegan un papel importante y fundamental en los sistemas de potencia. Por lo que se puede decir, que la presencia misma de los sistemas de generación y transporte, se da gracias a los transformadores, que es un elemento extraordinariamente simple, robusto y eficaz.

Los “ Transformadores de Potencia : son dispositivos estáticos para transferir la Energía Eléctrica, de un circuito a otro magnéticamente, es decir, por inducción, en lugar de conducción. Por lo general, la energía se transfiere entre los dos circuitos, a distintas tensiones.” [10]

Los transformadores cuentan con núcleo magnético, donde se pueden ubicar las bobinas, es decir, en los devanados, que son las vueltas de alambre al conductor, el cual se encuentran aislados unos con otros con respecto a la tierra, en el caso de los auto-transformadores están conectados entre sí.

Por lo que dice, que los transformadores tienen devanados la cual se clasifican en baja y alta tensión, es una especificación general, el cual es de importancia para el enfoque práctico de los devanados, principalmente en los aspectos constructivos para el lado de baja tensión, el cual son diferentes del lado de alta tensión. En algunos casos se da la presencia de más devanados, puede existir un tercer devanado, el cual va a presentar una menor tensión que el secundario.

Estos elementos del sistema eléctrico, se puede decir, que están basados en el fenómeno de la inducción electromagnética. En la subestación de Cubujuqui, tiene un transformador, marca SIEMENS 15/18.5 MVA. (ver tabla 5.2 y anexo B)

### 2.1.6. Transformador, gestión de activo.

Es importante considerar el estado el cual se pueden encontrar el transformador, por lo que es importante realizar pruebas, como por ejemplo: pruebas eléctricas, pruebas al aceite dieléctrico, entre otras.

Se pueden identificar una serie de índices según [11], que ayudan a dar una condición mas real sobre el transformador y su la vida útil del mismo.

#### Índice de condición del Estado Eléctrico:

Está relacionado con los años de servicio del transformador, potencia instalada, marca del equipo, tipo de transformador, nivel de tensión, entre otros, donde estos valores van estar relacionados con la tasa de fallas, y así se correlaciona con el índice del estado eléctrico. El cual se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$I.C.E.E. = P_x \times I_{falla} \times I_{clasificacion} \quad (2.2)$$

Donde:

$I.C.E.E$  :el índice de condición del Estado Eléctrico.

$P_x$  :la probabilidad de todo muestreo a que un transformador sea de una marca específica y que se haya instalado en cierta época.

$I_{falla}$  : la tasa de fallas del transformador, según marca y uso.

$I_{clasificacion}$  :discrimina el transformador según su uso:auto-transformador, reductor, elevador.

#### Índice de condición del Estado Mecánico:

“El índice mecánico dará una relación del nivel de cortocircuito que un transformador pueda soportar. Indudablemente, la corriente de cortocircuito puede llegar a ser letal para la máquina. Durante su vida útil, el transformador debe estar preparado

para soportar sobre corrientes originadas por fallas en el sistema de potencia. ”[11]

Para obtener el índice de condición de estado mecánico, se hace mediante la siguiente ecuación:

$$I.C.E.M = \frac{H_w}{D_m} \quad (2.3)$$

Donde:

$I.C.E.M$  : Índice de condición del Estado Mecánico.

$H_w$  : longitud del devanado (m)

$D_m$  : Diámetro promedio del devanado (m)

La impedancia de cortocircuito en un transformador va hacer proporcional a la geometría misma de la bobina, implicando algunos efectos de cortocircuito van a ser relevantes, cuando se da la proporción diámetro- altura cambien significativamente. Por lo que al tener más alto el valor I.C.E.M., se espera tener un transformador en mejores condiciones para enfrentar el cortocircuito.

### Índice de condición del Estado Dieléctrico:

Busca tener una operación dieléctrica confiable, el cual consiste en determinar las características y dimensiones de los aislamientos utilizados. El cual se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$I.C.E.D. = a \times T.C_{\text{aislamiento-AT}} + \beta \times T.C_{\text{aislamiento-MT}} + \gamma \times T.C_{\text{aislamiento-BT}} \quad (2.4)$$

Donde:

$I.C.E.D.$  :Índice de condición del Estado Dieléctrico.

$a, \beta, \gamma$  : constante de peso para devanados de alta, media y baja tensión respectivamente.

$T.C_{\text{aislamiento-AT}}$  : tasa de cambio del aislamiento en lado de alta tensión.

$T.C_{\text{aislamiento-MT}}$  : tasa de cambio del aislamiento en lado de media tensión.

$T.C_{\text{aislamiento-BT}}$  : tasa de cambio del aislamiento en lado de baja tensión.

Se debe considerar que los valores de  $a, \beta, \gamma$ , se generar a partir de la experiencia.

### Índice de condición del Estado Térmico:

“El comportamiento térmico de un transformador, es vital para garantizar su vida útil. Se establece un índice donde se correlaciona, el efecto de la temperatura, el porcentaje de sobrecarga y la cantidad de aceite que contenga el tanque conservado.” [11].

Este índice se puede obtener por medio de la siguiente ecuación:

$$I.C.E.T. = C.T. \times R.P. \times \%sobrecarga \quad (2.5)$$

Donde:

*I.C.E.T.* : índice de condición del estado térmico.

*C.T.* :comportamiento térmico de un transformador en particular.

*R.P.* :razón de pesos entre el aceite y el peso total de un transformador.

### Índice de condición del Transformador:

Según [11], cada uno de los índices mencionados anteriormente van afectar el estado del transformador, por lo que este índice está muy relacionado con el envejecimiento de la máquina y se ve reflejado en su estado final.

Es decir, es el desgaste que va sufrir el transformador a lo largo de su vida de servicio, la cual es un proceso continuo y degenerativo. Se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$I.C.O = \frac{1}{I.C.E.E^a + I.C.E.M^b + I.C.E.D^c + I.C.E.T^d} \quad (2.6)$$

Donde: *I.C.O* :Índice de condición del Transformador.

$a = 0, 1, b = 0, 3, c = 0, 4, d = 0, 2$  :: factores de peso en la evaluación del transformador. Se da mayor peso a la condición dieléctrica y mecánica del transformador.

### Índice de seguridad de un transformador:

“El índice de seguridad de un transformador, va de la mano con la polimerización en el transformador, ya que afecta el esfuerzo mecánico y disminuye la resistencia mecánica y eléctrica del papel.”[11]

El índice de polimerización, es un número adimensional, que se puede encontrar entre 1200-2000 en un papel nuevo y desgastado. El riesgo del transformado se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$I.S.E. = I.C.O. \times I.O.P. \quad (2.7)$$

Donde:

*I.S.E.* : Índice de Seguridad para sustitución de activos.

*I.C.O.* : Índice de condición del transformador.

*I.O.P.* : Índice de polimerización del papel aislante.

Estos índices indican si se puede aceptar o rechazar aquellos transformadores que han sido reparados, además saber el estado el cual se encuentran y sí están afectando el sistema.

El transformador, es uno de lo elementos fundamentales para las subestaciones, para el caso en estudio es importante realizar un monitoreo constante debido a que la carga va a subir en un 100 % , lograr un control de temperaturas del equipo.

### 2.1.7. Líneas de transmisión y distribución

“Es un conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (cargas).Y estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centro de consumo o cuando afecta el medio ambiente (visual, acústico o físico), buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las perdidas por calor o por radiaciones las más posibles.”[12]

La confiabilidad en la red de los sistemas de potencia, es muy importante debido a que “es la probabilidad de que un componente, subsistema o sistema desempeñe

adecuadamente sus funciones durante el período de tiempo previsto y bajo condiciones de operación usuales.” [13]

Según [13], se debe seguir una serie de pasos para realizar el análisis de evaluación de confiabilidad en subestaciones y circuitos de transmisión, que se mencionan a continuación:

- Se debe realizar una descripción física del sistema, donde se encuentra las especificaciones de los elementos, datos importantes, valores estadísticos de mantenimiento y salidas, y los tiempos.
- Criterios de funcionamiento, tiene que ver con la continuidad del servicio con otros circuitos y ser exitoso con los sistemas de operación.
- Objetivo de confiabilidad, establece un nivel de confiabilidad con el funcionamiento del sistema eléctrico.
- Análisis de efectos y fallas, estudio detallado de los eventos de fallas y contingencias investigadas y analizadas.
- Resumen de los efectos de falla y conclusiones, se debe realizar una lista de eventos de fallas para obtener los límites permisibles.

Se sabe que las líneas áreas de transmisión eléctrica son una parte importante de los sistemas de potencia, por lo que es fundamental que tenga una confiabilidad buena. Las LT están conformadas por una serie de elementos, el cual se describen a continuación:

#### ■ **Conductores**

Generalmente se van encontrar conductores conformados de Al para la alta y baja tensión, no obstante para la baja tensión se utiliza Cu. El Al es un material abundante, por el contrario el Cu es más limitado.

Con respecto a los conductores de Al, los más utilizados son ACSR (conductor de aluminio reforzado con acero) que está conformado por capas de aluminio que rodeado el núcleo central de hilos de acero. Cabe destacar que los que son

de tipo trenzado son conductores más flexibles, son más fáciles de manejar y fabricar. Además, se pueden encontrar conductores de AAC (conformados solo por aluminio), ACAR (aluminio reforzado con aleación) y se encuentran también los conductores revestidos con acero.

Para determinar el calibre del conductor, se debe considerar:

**El calentamiento del conductor para determinar la catenaria.**

**La caída de tensión.**

**Capacidad del conductor para soportar esfuerzos de cortocircuito.**

- **Aisladores**

Estos tienen la función de aislar al conductor que forma la línea de apoyo que lo soporta. Los materiales más utilizados son la porcelana, vidrio y esteatita. [14]

- **Estructuras de soporte**

También conocidos como apoyos, es el elemento que se va encargar de apoyo de los conductores.

- **Hilos Guarda**

“ Es el elemento que va en la parte superior de los postes y estructuras que sirven para subir al punto de referencia a tierra o arriba de los conductores de transmisión de energía.” [12]

Estos elementos protegen a las líneas de las descargas atmosféricas, suelen estar contruidos de acero de alta o extra alta resistencia mecánica.

Las líneas de transmisión poseen una serie de parámetros, el cual permiten establecer la capacidad de transmitir la energía, como parte fundamental de la función del sistema de potencia, el cual se consideran como las características eléctricas de las líneas de transmisión y distribución aérea.

### 2.1.7.1. Características eléctricas de las líneas de transmisión y distribución aérea

#### Resistencia

La resistencia, se da por la presencia de los conductores de las líneas de transmisión, debido a la generación de las pérdidas en la línea  $I^2 * R$ , además, se da una caída de tensión ( $I * R$ ), el cual afecta la regulación de tensión de la línea.

Para poder obtener el cálculo de la resistencia  $R$  en corriente directa de un conductor de longitud  $l$  y una área transversal  $A$ , se tiene:

$$R = \rho * \frac{l}{A} \quad (2.8)$$

Donde:

$R$  : resistencia ( $\Omega$ )

$\rho$  : resistividad del material ( $\Omega m$ )

$l$  : longitud del conductor ( $m$ )

$A$  : área de sección ( $m^2$ )

La resistividad del material ( $\rho$ ), es un dato que se puede obtener de tablas de resistividad conductiva y temperatura de metales para conductores.

Por la resistividad que presenta los conductores, debido al calentamiento se da la presencia de pérdidas, conocido como el Efecto Joule, donde se tiene:

$$P = I^2 * R \quad (2.9)$$

Donde:

$P$  : pérdidas de energía

$I$  : valor eficaz de la corriente ( $A$ )

$R$  : resistividad del conductor ( $\Omega$ )

## Inductancia

“Una corriente eléctrica circulando a través de un conductor, crea un campo magnético en forma de lazos circulares que rodean al conductor.” [15] La inductancia se puede obtener de las siguientes maneras:

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

La inductancia se puede calcular debido al flujo interno, considerando un conductor de forma cilíndrica largo, se asume que el campo magnético no se ve afectado por el retorno de corriente debido a lo largo del conductor. Se puede obtener el flujo interno por medio de la siguiente ecuación:

$$f_{mm} = \oint H * ds = I * Av \quad (2.10)$$

Donde:

$f_{mm}$  : fuerza magnetomotriz (amperes-vuelta alrededor de cualquier trayectoria cerrada)

$H$  : Intensidad del campo magnético. ( $Av/m$ )

$ds$  : distancia a lo largo de la trayectoria. ( $m$ )

$I$  : corriente encerrada. ( $A$ )

Realizando las integraciones correspondientes desde el centro del conductor hasta el borde exterior para obtener los enlaces de flujo totales dentro del conductor ( $\lambda_{int}$ ), asumiendo que la permeabilidad ( $\mu$ ) relativa es de 1, se tiene:

$$\mu = 4 * \pi * 10^{-7} [H/m] \quad (2.11)$$

Por lo que se obtiene:

$$\lambda_{int} = \frac{I}{2} * 10^{-7} [Whv/m] \quad (2.12)$$

Obtenido una inductancia por unidad de longitud (henrys por metros) de un conductor cilíndrico largo:

$$L_{int} = \frac{1}{2} * 10^{-7} [H/m] \quad (2.13)$$

Los cálculos para la inductancia a partir de aquí, va a variar según:

- Las características de la línea.
- y las características de los conductores.

### **Conductancia**

“La conductancia explica la pérdida de potencia real entre conductores o entre conductores y tierra. Para las líneas aéreas, esta pérdida de energía se debe a una fuga de corrientes en aisladores y corona.”[14]

La conductancia por lo general se hace de lado en los estudios de los sistemas de eléctricos de potencia, debido a que muy pequeño derivado de la admitancia.

### **Capacitancia**

La capacitancia es una característica que se presenta en las líneas de transmisión, cual se obtiene por medio de la diferencia de potencial que se da entre los conductores, provocando que se carguen de la misma manera que las placas de un capacitor.

Si se tiene una permisividad constante, la capacitancia se puede obtener de distintas maneras:

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

Se sabe que la capacitancia entre dos conductores que se encuentre paralelos es una constante la cual va a depender de tamaño y la distancia entre ellos, por lo que cuando son líneas de potencia menores a los 80 Km se desprecia.

Se puede obtener, partiendo de:

$$C = \frac{q}{v} \quad (2.14)$$

Donde:

$C$  :capacitancia ( $F/m$ )

$q$  : carga sobre la línea (coulombs por metro)

$v$  : diferencia de potencial entre los conductores ( $V$ )

A partir de esta ecuación las cálculos varían dependiente del diseño que tenga la línea.

### 2.1.7.2. Modelos de Líneas de transmisión

Los modelos de las líneas se dividen según [16], de la siguiente manera:

- Una **línea corta**, cuando presenta una longitud menor a los 80 km, donde los efectos de la conductancia y capacitancia son en paralelo y son despreciables.
- Una **línea media**, cuando presenta una longitud entre los 80 km y los 240 km, las capacitancias en paralelo se concentraran en una cuantas direcciones predeterminadas a lo largo de la línea.
- Una **línea larga**, cuando presenta una longitud mayor a los 240 km y presentan parámetros uniformemente distribuidos.

La red actual del sistema de 69 kV de Coopelesca R.L. está conformada por líneas cortas, la de mayor extensión es de 28 km, donde inicia en Muelle, como se puede observar en la siguiente figura 2.6.

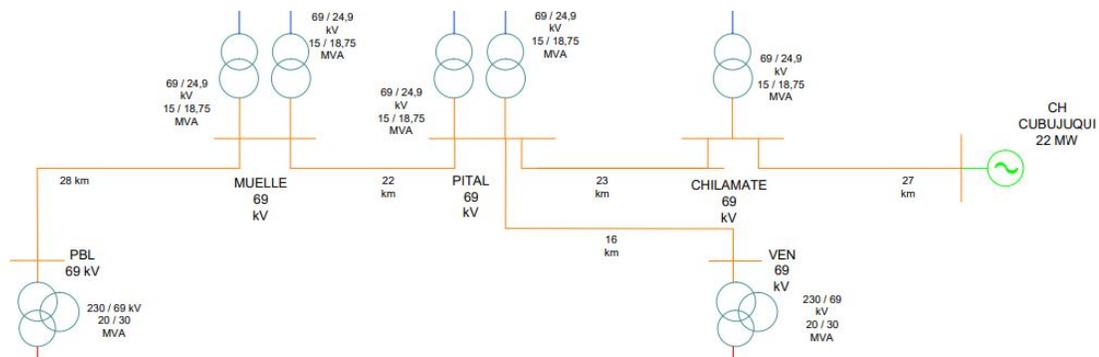


Figura 2.6: Sistema de 69 KV Coopelesca R.L.  
Fuente: Coopelesca R.L.

El modelo de la líneas se estudia para poder obtener el calculo de las tensiones, corrientes y flujos de potencia, en este caso se hace énfasis el modelado la una línea corta. Para efectos de estudio se enfocará el modelo de la línea corta.

### 2.1.7.3. Modelado de una línea corta

“El modelo de una línea corta es representado por una impedancia en serie. La inductancia total de la línea es obtenida multiplicando la impedancia serie por la longitud de la línea. para esta línea se ignora la capacitancia por presentar valores muy pequeños.” [17]

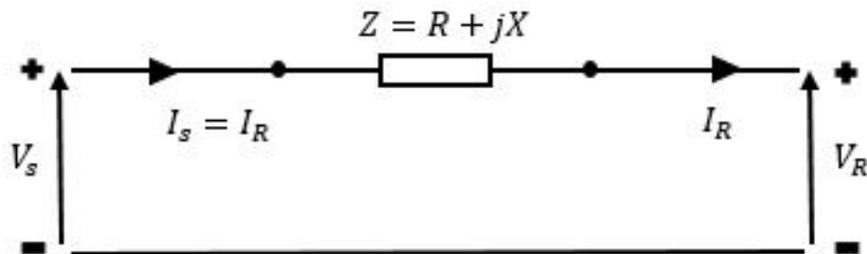


Figura 2.7: Circuito Equivalente de línea corta.

Fuente: Elaboración propia, basado en [16].

Como se mostró en la figura 2.7, donde se observa que las corrientes del generador y receptor son las que ubican en los extremos, respectivamente  $I_s$  y  $I_R$ , además,  $V_s$  y  $V_R$  son las tensiones línea a neutro de esos mismos extremos.

El circuito se considera como un circuito simple, considerando que las corrientes  $I_s$  y  $I_R$  son iguales y  $Z$  es la impedancia de la línea, que se obtiene de la siguiente manera:

$$Z = (r + j\omega L) * l \quad (2.15)$$

$$Z = R + jX \quad (2.16)$$

Donde:

$Z$  :impedancia total en serie

$r$  : resistencia de fase por unidad de longitud.

$L$  : inductancia de fase por unidad de longitud.

$l$  : longitud de línea.

$R$  : resistencia total de la línea.

$X$  : reactancia total de la línea.

Entonces:

$$V_s = V_R + I_R Z \quad (2.17)$$

Al tener la impedancia en serie, se tiene:

$$I_s = I_R \quad (2.18)$$

Donde:

$V_s - I_s$  : tensión y corriente de fase en la barra de emisión.

$V_R - I_R$  : tensión y corriente de fase en la barra de recepción.

### 2.1.8. Cargas

Una carga es un elementos que se encuentra conectado al sistema, en una barra y consume potencia, pero además se debe incluir a todos aquellos que influyen de manera directa e indirecta en el comportamiento del sistema, como por ejemplo: bancos de condensadores, reguladores de tensión, entre otros.

En las cargas se pueden encontrar dos grandes grupos de modelos: **estáticos** y **dinámicos**. Por lo general para poder modelar una carga se necesita considerar tres constantes:  $P_0$ ,  $Q_0$  y  $V_0$ , la cual representan los valores iniciales de la potencia activa, reactiva y la tensión del sistema en la condición de operación en estudio.

### 2.1.9. Flujos de potencia

El flujo de potencia funciona para obtener un estudio de la potencia real y reactiva que influyen en las líneas y fasor de de tensión de las barras, para todos aquellos elementos que se encuentran en el sistema de distribución, que esta conformado por líneas de transporte, transformadores, reactancias y condensadores.

Los estudios de flujo de potencia son importantes para poder conocer y evaluar

la operación en los sistemas de potencia, al controlarlos y planificarlos para una futura expansión, también son útiles para poder determinar las mejores condiciones de operación de los sistemas de potencia.

### 2.1.9.1. Métodos de solución de flujos de potencia.

En un sistema de potencia real, las soluciones no son exactas, debido las fluctuaciones de carga en los conductores y a la tensión del extremo del receptor puede ser desconocido, por lo que se deben utilizar distintos métodos numéricos iterativos, para la establecer una solución. Que mencionan a continuación:

- Método desacoplado rápido.
- Método de Newton-Raphson rápido.
- Método de Newton-Raphson.

Se modelará con el método Newton-Raphson, ya que es usado por excelencia en estudios de planificación en sistemas de potencia.

#### Método de Newton-Raphson

El método Newton-Raphson es uno de los métodos el cual demuestra mejor velocidad de convergencia llegando (bajo ciertas condiciones) a duplicar, cada iteración, los decimales exactos

Presenta como problema cuando el sistema se encuentra cerca del punto de colapso de tensión, el caso de cuando se hace un estudio en un sistema de potencia, debido a que las estimaciones iniciales de tensión son muy diferentes a las reales. Según [15] el procedimiento llevado a cabo por el método consiste en lo siguiente:

- Como condición inicial partiendo de caso base particular.
- Se plantea el sistema de ecuaciones linealizado, según la ecuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta \bar{P}_i \\ \Delta \bar{Q}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \bar{P}_i}{\partial \theta} & \frac{\partial \bar{P}_i}{\partial V} \\ \frac{\partial \bar{Q}_i}{\partial \theta} & \frac{\partial \bar{Q}_i}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \bar{\theta} \\ \Delta \bar{V} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

- Se deben escribir las variantes de ángulo y tensión en término de las variaciones de potencial real y reactiva ( $\Delta P_i$  y  $\Delta Q_i$ , y el inverso del jacobiano del sistema, la cual incluyen las derivaciones de la potencia real y reactiva inyectadas desde cada barra del sistema, evaluadas en el punto de operación inicial.
- Seguidamente determinar las variaciones de tensión y ángulo, se suman algebraicamente a la solución supuesta, son el fin de acercarla más a la solución real.
- Se repite el procedimiento hasta encontrarse al mayor de los errores generados por la potencia, ya sea la real o reactiva.

El método en la solución del flujo de potencia en el caso del proyecto, lo realiza el software a la hora de la simulación.

#### **2.1.10. Fallas en los sistemas de potencia:**

Las fallas llevan a los sistemas de potencia a condiciones anormales de operación, según [18], los cortocircuitos se hacen presentes en los sistemas de potencia cuando falla el aislamiento del equipo, debido a las sobre-tensiones del sistema, donde se pueden evitar haciendo uso de equipos de protección. Las fallas se dividen:

- Fallas simétrica: Una falla simétrica ocurre en las tres fases del sistema por lo tanto los desfases ya sean de corriente o tensión se mantienen en la falla, aquí entra las fallas trifásicas.
- Fallas asimétricas: Las fallas asimétricas son monofásica, bifásica y bifásica a tierra, son aquellas donde la partición de la tres fases del sistema no son equilibradas.

Para realizar un estudio de fallas según [19] se debe incluir:

- Determinación de las corrientes máxima y mínima de un cortocircuito trifásico.
- Determinación de las corrientes en las fallas asimétricas, como son: una simple línea a tierra, doble línea a tierra, línea a línea y fallas de circuito abierto.

- Determinación de las especificaciones de los disyuntores de circuito requeridos.
- Investigación de los sistemas de protección con relevador.
- terminación de niveles de voltaje en puntos estratégicos durante una falla.

### **2.1.11. Estabilidad**

La estabilidad en un sistema de potencia es buscar el equilibrio de operación, aun cuando se enfrentan perturbaciones, por lo general se estudian tres tipos de estabilidad.

- La estabilidad del estado estacionario, es cuando se da la relación de respuesta entre la máquina síncrona con una carga ascendente.
- La estabilidad dinámica, es da cuando se presentan perturbaciones que provocan oscilaciones, la cual pueden ser con amplitudes pequeñas, pero sin son oscilaciones con mayor crecimiento de amplitud, el sistema dinámicamente es inestable, por lo que la respuesta del sistema a la perturbación, la cual puede no manifestarse durante un tiempo de 10 a 30 s.
- Estabilidad transitoria, es cuando se sufren grandes perturbaciones que afectan el sistema, donde pueden afectar la velocidad del rotor, ángulos de potencia y en transferencia de potencia, el sistema ante el enfrentamiento de este tipo de perturbaciones se manifiesta en menos de 1 s.

## **2.2. Estudio Económico**

Cuando se realiza un estudio económico, siempre se busca realizar un análisis de costo/beneficio de las distintas propuesta que se le brindan a la empresa, y así poder identificar los beneficios económicos para la organización.

### **2.2.1. Evaluación económica de proyectos**

La evaluación de proyectos busca mediar de manera objetiva una serie de magnitudes cuantitativas obtenidas del estudio del proyecto, que por medio de operaciones

matemáticas permiten obtener resultados de evaluación, que son estimaciones asociadas al futuro que se desea, los costos y beneficios del proyecto.

Es decir, “Desde el punto de vista económico, las decisiones de financiamiento se basan en flujo de efectivo. Básicamente, si el proyecto de inversión incrementa el flujo de efectivo económicamente si la entrada de flujo efectivo es mayor que la de salida, el proyecto es económicamente factible.” [20]

### 2.2.2. Valor Actual Neto (VAN)

Según [21] el VAN, es un indicador que permite realizar un análisis beneficio costo, se aplica este indicador en los casos en que los beneficios de una inversión cubran los costos y da como resultado una ganancia adicional que genera un proyecto luego de cubrir todos sus costos en un determinado tiempo, es por eso que cuando se analiza una inversión, lo mínimo que se debe obtener es: cubrir sus costos para llegar a una realización costo beneficio.

El VAN, aplica como de decisión para la viabilidad del proyecto la siguiente regla:

- $VAN > 0$ , el proyecto es aceptable, genera un impacto positivo en las ganancias.
- $VAN < 0$ , el proyecto se rechaza, genera un impacto negativo en las ganancias.
- $VAN = 0$ , el proyecto no genera un impacto ni positivo ni negativo, por lo que no se acepta.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (2.20)$$

Donde:  $VAN$  : valor actual neto.

$I_0$  : inversión inicial en  $t = 0$ .

$F_t$  : flujos de dinero en cada periodo  $t$ .

$n$  : número de periodos.

$k$  : tasa de descuento

### 2.2.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR, es la tasa de retorno por períodos sobre el que se genera el proyecto de la inversión inicial. Tiene como regla de decisión, seleccionar el escenario que genere mejor rendimiento, superando el capital.

- $TIR > K$ , el proyecto es aceptable, debido a que se va tener un  $VAN > 0$ .
- $TIR < K$ , el proyecto se rechaza, debido a que se va tener un  $VAN < 0$ .
- $TIR = 0$ , el proyecto no genera un impacto ni positivo ni negativo, por lo que no se acepta, debido a que se va tener un  $VAN = 0$ .

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (2.21)$$

Donde:

$TIR$  : tasa interna de retorno.

$I_0$  : inversión inicial en  $t = 0$ .

$F_t$  : flujos de dinero en cada periodo  $t$ .

$n$  : número de periodos.

## 2.3. Marco Legal

En esta sección se mostraran una serie de artículos que son parte de la “Planificación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.” (AR-NT-POASEN) y el “Reglamento técnico de los servicios auxiliares en sistema eléctrico nacional” (AR-RT-SASEN).

### 2.3.1. “Planificación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.”(AR-NT-POASEN)

#### 2.3.1.1. Artículo 52.Indicadores de disponibilidad

Los indicadores de disponibilidad tienen como objeto evaluar, desde el punto de vista temporal, la utilización eficiente de la red de transmisión nacional. Para su determinación se tomaran todas las indisponibilidades prolongadas, sean propias o indirectas, forzadas o programadas, según corresponda, y son los estipulados en los artículos del 53 al 59

#### 2.3.1.2. Artículo 53. Disponibilidad de línea

El indicador mide el porcentaje semestral de la disponibilidad total de la línea de transmisión y se define como:

$$DISL = \frac{HD}{HS} * 100 \quad (2.22)$$

En donde:

$HD$  = Número de horas semestrales disponibles de la línea de transmisión.

$HS$  = Número de horas del semestre según corresponda.

#### 2.3.1.3. Artículo 57. Indisponibilidad indirecta de una línea de transmisión

Este indicador expresa el porcentaje de horas semestrales en que una línea de transmisión estuvo indisponible a consecuencia de eventos indirectos, sean programados o forzados, y está definido por:

$$IDIIL = \frac{HIDLI}{HS} * 100 \quad (2.23)$$

En donde:

$HIDLI$  = Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos indirectos, sean estos forzados o programados.

$HS$  = Número de horas del semestre según corresponda.

#### 2.3.1.4. Artículo 74. Duración promedio de las fallas en las líneas de transmisión

Este indicador muestra la duración promedio de las fallas, durante un semestre, de las líneas de transmisión y se define por:

$$DPFLT = \frac{\sum_{i=1}^K DFLT_{ij}}{N} \quad (2.24)$$

En donde:

$DFLT_{ij}$  = Duración en minutos de la falla  $i$ , en la línea de transmisión  $j$ .

$K$  = Número de fallas totales en el semestre evaluado.

$N$  = Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.

Es importante considerar también el Reglamento para “Regular Campos Eléctricos y Magnéticos en Obras de Transmisión de Energía Eléctrica”, N<sup>o</sup> 29296-SALUD-MINAE, para así considerar la parte ambiental.

## 2.4. “Regular Campos Eléctricos y Magnéticos en Obras de Transmisión de Energía Eléctrica”, N 29296-SALUD-MINAE

### 2.4.1. Artículo 6. Evaluación de Impacto Ambiental y Plan de manejo Ambiental.

Toda obra de transmisión de energía eléctrica será sometida a un proceso de Evaluación de Impacto Ambiental y deberá presentar un Estudio de Impacto Ambiental, que contemple las medidas para evitar, mitigar y compensar los impactos ambientales de cada proyecto, el cual deberá ejecutarse fielmente en las diferentes etapas de desarrollo y operación de las instalaciones de transmisión.

La Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) deberá realizar una audiencia pública que permita escuchar a las personas que se sientan afectadas por la construcción

de instalaciones u obras de transmisión de energía eléctrica.

Dentro de todo expediente que se tramite en la SETENA, sobre instalaciones u obras de transporte de energía eléctrica, se deberá dar audiencia al Ministerio de Salud. Igualmente la SETENA deberá notificar a dicho Ministerio, el acto administrativo que resuelve por el fondo la solicitud planteada en el expediente respectivo

#### **2.4.2. Artículo 7. Obligaciones ambientales generales de los Prestatarios del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.**

Los prestatarios del servicio público de transmisión de electricidad, deberán observar los siguientes lineamientos generales, en las etapas de planeamiento, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las obras de transmisión de electricidad:

- a) A partir del momento en que se tenga el trazado preliminar de la línea, debe informarse e involucrarse a las comunidades ubicadas en las zonas aledañas a las obras de transmisión.
- b) Ajustarse al Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para cortar la menor cantidad de árboles posible y producir la mínima cantidad de desechos, vertidos, ruido y emisiones a la atmósfera.
- c) Aplicar las mejores prácticas de protección al ambiente conforme lo establezca el EIA, tanto para evitar los eventuales daños, como para restaurar en lo posible los daños que se produjeren.
- d) Colaborar con las instituciones estatales a cargo de la protección de los recursos naturales, en la mitigación y compensación de los impactos producidos por el proyecto de transmisión.
- e) Ejercer estrecha vigilancia sobre las empresas que contrate para el desarrollo, construcción o mantenimiento de las instalaciones de transmisión, a fin de que ellas

apliquen en el desarrollo de sus actividades, las mejores prácticas de protección al ambiente.

- f) Tomar las previsiones para que se apliquen fielmente las medidas de seguridad e higiene laboral.

# Capítulo 3

## Metodología

Este capítulo contiene la metodología a seguir a lo largo del proyecto para poder dar una serie de soluciones al problema planteado.

La metodología del proyecto se va dividir en varias etapas, como se establece en la en diagrama de flujo 3.1. El cual son necesarios para poder cumplir con todos los objetivos planteados para el proyecto.

### 3.1. Etapas para el desarrollo del proyecto

1. **PRIMER ETAPA:** Realizar una visita de campo, a la subestación de Chilamate y la Planta Hidroeléctrica Cubujuquí, para así poder observar las condiciones actuales e iniciales.
  - Recolectar la información de los diagramas unifilares de los circuitos de la red, de la línea 6904 y el transformador 15/18.5 MVA.
  - Visita a San Carlos, específicamente a la planta Cubujuquí con el personal de Coopelesca R.L, para observar el comportamiento actual que está presentando la línea 6904 y conocer más de cerca la subestación.
  - Conocer y familiarizarme con cada uno de los elementos que conforman la línea, la subestación, planta hidroeléctrica y el transformador.

- Estudio de la conexión actual del transformador y las implicaciones que está teniendo sobre la P.H. Cubujunquí.
2. **SEGUNDA ETAPA:** Elaborar las mejoras al sistema actual y asegurar la operación continua de la subestación Chilamate, haciendo uso del software ETAP 19.5 y realizar un análisis adecuado del transformador 15/18.5 MVA ante la falla de la salida de la línea 6904.
- Reajuste del transformador alimentado por el lado de baja tensión.
  - Estudio de los perfiles de tensión.
  - Estudio de la potencia reactiva del sistema.
  - Estudio de flujo de potencia.
3. **TERCERA ETAPA:** Analizar el sistema con el ajuste del transformador 15/18.5 MVA, considerando los estudios realizados en la etapa anterior, y dar inicio del funcionamiento del transformador y observar el comportamiento del sistema y las implicaciones que tiene sobre la subestación, la línea 6904 y la PH.
- Buscando la estabilidad del sistema y un operación continua para poder asegurar una calidad de operación.
4. **CUARTA ETAPA:** Estudio económico, donde se determinar el realizar sí el proyecto para la COOPELESCA R.L. es rentable y el impacto que va a tener sobre la misma.

### 3.1.1. Diagrama de Flujo de Metodología

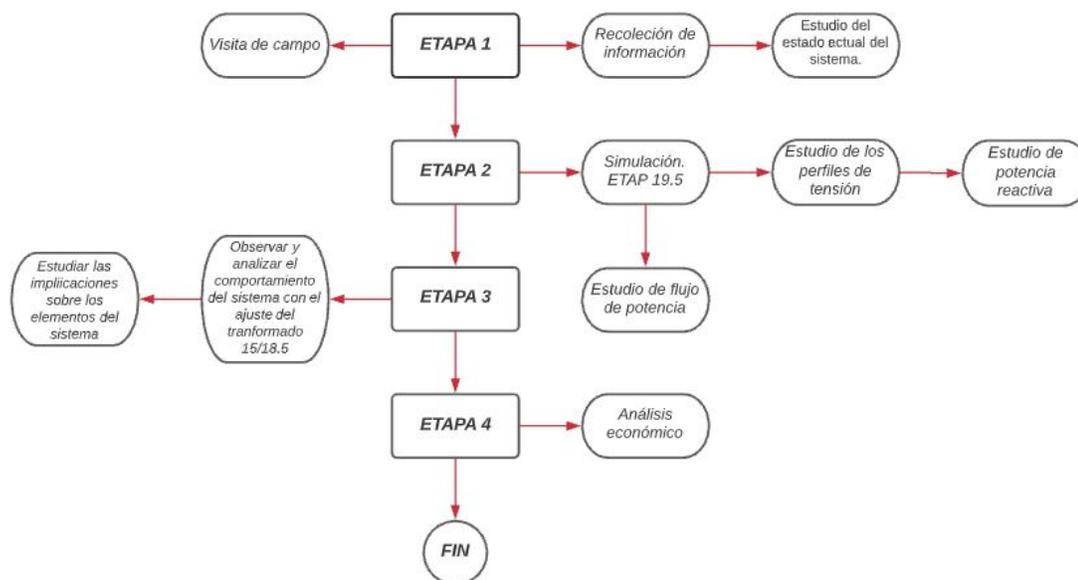


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología a seguir en proyecto

Fuente: Elaboración propia.

## 3.2. Cronograma

Para cumplir con los objetivos propuestos, se va llevar a cabo a lo largo del I semestre del 2021, que se puede observar en la tabla 3.1 la cual se detalla a continuación:

Tabla 3.1: Cronograma del proyecto a desarrollar

<b>ACTIVIDADES A DESARROLLAR</b>	<b>NÚMERO DE SEMANAS</b>																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	-	-																
2		-	-	-														
3			-	-	-													
4						-	-	-										
5							-	-	-									
6										-	-							
7												-	-					
8															-	-		
9																	-	-

Fuente: Elaboración propia.

# Capítulo 4

## Escenarios

Para el modelado y análisis de la situación se dispuso un escenario base con respecto al año 2021. A partir de este se propusieron dos (2) escenarios para plantear la solución al problema de investigación, variando entre cada uno las partes de los indicadores técnicos, monetarios, tiempo, recurso humano, entre otros.

La planta hidroeléctrica de Cubujuquí cuenta con la capacidad de producir 22.4 MW, de la cual se alimenta las subestación de Cubujuquí de manera radial, conectada de la línea 6904 que actualmente presenta una falla en la salida, en ese sector de la red.

Bajo la realidad que presenta la red de Coopelesca R.L., mencionada anteriormente, se basan el análisis de los siguientes escenarios propuestos para la solución del problema.

### 4.1. Escenarios propuestos

#### 4.1.1. Escenario base

El escenario base es como se encuentra actualmente la red, cuando se presenta un evento la salida de la línea 6904 presenta una falla, dejando por fuera una parte de la red en un rango de tiempo, para mientras se realizan las maniobras necesarias para estabilizar el sistema.

En la figura [4.1](#), se presenta un unifilar de la red actual de Coopelesca R.L., cuenta con 289 buses.



algún tipo de flora o fauna o vandalismo causado por terceros, se provoca la falla en la salida de la línea 6904, afectando la confiabilidad, eficiencia y continuidad del servicio, presentado efectos negativos en el sistema eléctrico, en la empresa y sus usuarios.

Según los informes de los años 2020 y 2021 brindados por la cooperativa, se evidencia que cuando se genera un evento no deseado, provocando un falla el sistema y afectado la salida de la línea de 6904, tarde en promedio un tiempo de 00:42 min en la resolución total de la reconexión.(revisar el apéndice A).

Al quedar el sistema varios minutos fuera de servicio y al encontrarse interconectado al sistema nacional, en este caso, se utiliza como respaldo subestaciones del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), provocando un gasto económico para la cooperativa, sin embargo se genera un espacio óptimo de tiempo para solucionar la falla presentada sin afectar al consumidor de forma directa.

Se conoce que al originarse una falla en un sistema de potencia se dan corrientes y tensiones anormales, no obstante un sistema de protecciones es de suma importancia, ya que la detección e interrupción de la falla debe ser rápida y segura. Dichos sistemas de protecciones generalmente está compuesto por: interruptores, transductores y relevadores, asumiendo que todo el sistema de protección en condiciones óptimas.

#### **4.1.2. Escenario 1: despachando a través de la red de distribución 24.9 kV**

En este escenario, se busca despachar a través del 24.9 kV de la red, inicialmente reconfigurando el transformador como elevador y así lograr una capacidad máxima de consumo de 18.5 MVA.

Las subestaciones de Chilamate, Bananeras y Puerto Viejo consumen alrededor de 7.2 MW, donde se buscará que el circuito que sale de Puerto Viejo-Pital no que en frío, o bien se reconfigura el sistema para que alimente Pital por otra vía de la red, así no se afecte la misma y pueda dar un servicio continuo. Actualmente la carga de esas tres subestaciones solo cubren un 40 % del consumo total, se canalizará por el 24.9 kV, para que así sea consumido por otras cargas,logrando un 100 % del consumo y a su



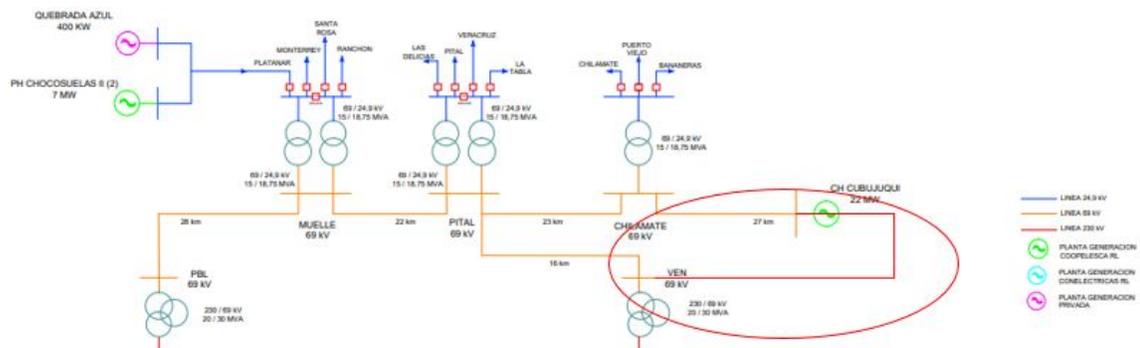


Figura 4.3: Unifilar de la red de Coopelesca R.L. con los puntos de conexión de la LT 69 kV.

Fuente: Coopelesca R.L., modificado.

Una línea de transmisión, es básicamente un medio físico que permite la transmisión de energía a grandes distancias, por consiguiente, se debe buscar una ruta donde se tenga el derecho de paso otorgado por el estado, en este caso se realizó todo el trayecto por vía pública (ver figura 4.4), y así disminuir el impacto negativo para la flora y fauna de la zona, como para la contaminación visual.

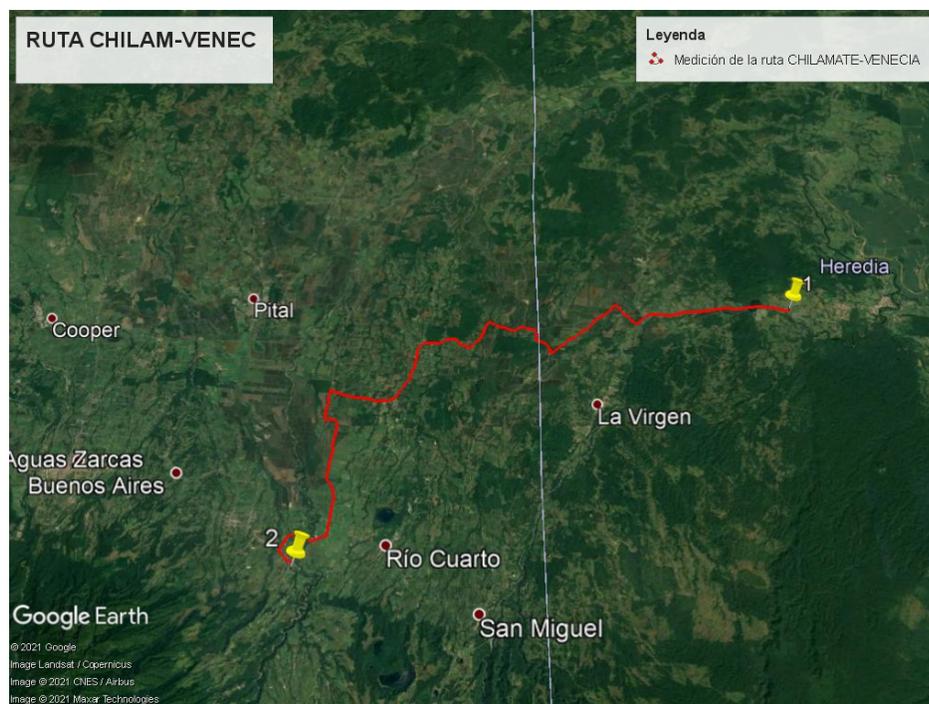


Figura 4.4: Ruta propuesta para la construcción de la línea 69 kV, Chilamate-Venecia.

Fuente: propia, Google Earth.

La longitud total entre el punto uno (1), siendo el mismo la PH Cubujuqui y el punto (2) la subestación de Venecia, es de 39.43 km, por lo que se tiene un modelo de línea corta. De dicha LT tiene objetivo entregarle al ICE la potencia generada por PH de Coopelesca R.L, que es alrededor de 22.4 MW, para que entre a la red por Venecia-Pital y así se reconfigura la red y se distribuye a lo largo del sistema de potencia de Coopelesca R.L.

Con la construcción de una nueva LT, el transformador 15/18.5 MVA, no se reconfigura, por lo que su capacidad máxima de entrega va hacer 18.5 MVA para tener un consumo de 100 % y bajar los costos económicos, debido a que la línea 6904 queda afuera de la red. Conociendo que son 15 MVA (ONAN) con ventilación de aire natural y los 18.5 MVA (ONAF) con ventilación con aire forzado.

Los escenarios que se propusieron, se desarrollaron por medio del software Etap 19.5, donde se realizó el estudio de flujo de potencia, para poder analizar la viabilidad de los mismos en la parte técnica, como se analizará en el capítulo 5. .

# Capítulo 5

## Resultados

En este capítulo se va analizar los datos obtenidos en la simulación realizada en ETAP 19.5 para cada uno de los escenarios desarrollados para Coopelesaca R.L.

### 5.1. Escenario Base

#### 5.1.1. Escenario base con Línea 6904.

Inicialmente el escenario base, es como actúa de forma cotidiana el sistema de Coopelesca R.L., donde no presenta la salida de ninguna de sus líneas de transmisión, ya que se encuentran funcionando adecuadamente. Como se puede observar en la tabla [5.1](#) los datos generales de este escenario.

El sistema tiene una generación total de 94.356 MW, además, se tiene una pérdida de al menos 2.14 %, que un alto porcentaje ocurre debido a las líneas de transmisión y distribución, sin embargo, va depender de las características de la red y del modo de operación. En este caso específico se pueden estar presentando pérdidas debido a la sobrecarga de las líneas, como se puede observar en las tablas [A.3](#), [A.4](#) y [A.5](#), sin embargo, es importante evidenciar que solo seis (6) de las LT no presenta sobrecarga. También se puede dar las pérdidas debido a la caída de tensión, que se puede evitar con el aumento del área del conductor, ya que la resistencia afecta directamente la impedancia de la LT.

Tabla 5.1: Datos generales, escenario base

ID en estudio	PF-1
Buses	289
Sucursales	284
Generadores	17
Redes Eléctricas	6
Cargas	81
Carga-MW	92.336
Carga-MVAr	15.105
Generación-MW	94.356
Generación-MVAr	16.868
Pérdidas-MW	2.019
Pérdidas-MVAr	1.763

Fuente: Simulación ETAP 19.5

En la figura 5.1, se observa que la planta hidroeléctrica Cubujuquí le aporta al sistema 22.4 MW, por medio de la línea 6904, alimentado a las subestaciones de Bananeras, Chilamete y Puerto Viejo. Aún así los generadores de la planta no están en su 100% de la capacidad, ya que son de 13.8 MW cada uno y solo están generando 11.746 MW. Ver tabla A.6

En la entrada de las tres subestaciones (Chilamate, Puerto Viejo y Bananeras) se encuentra el transformador 15/18.5 MVA, este puede estar influyendo en las pérdidas que tiene el sistema debido a que no se le ha dado un buen mantenimiento, conjuntamente, en la figura 5.2 se observa que las subestaciones logran consumir 7.2 MW, por lo que no se está aprovechando la capacidad máxima de la máquina. En bus 40, se puede ver la salida hacia Pital, que consume 15.2 MW.

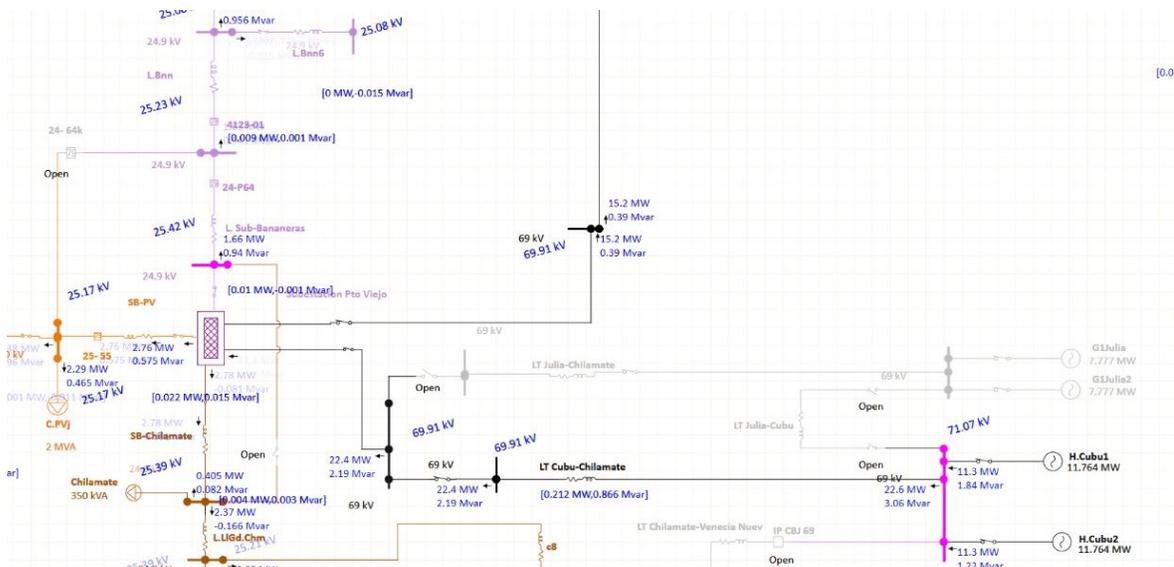


Figura 5.1: Simulación en ETAP de línea 6904.

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

El transformador 15/18.5 MVA en la tabla 5.2 se pueden encontrar las características (ver, anexo B)

Tabla 5.2: Característica del transformador 15/18.5 MVA

#### Característica del transformador 15/18.5 MVA

<p>Marca : ABB            Norma: ANSI            Refrigeración: ONAN/ONAF            Tipo de Conexión: YNd1            Temp. RISE. DEV/ACEITE: 50/55 °C            Llenado en aceite mineral sin niveles detectables de PCB            Impedancia:            POS 1: 8.99 %            POS 3: 9.16 %            POS 5: 9,52 %</p>	<p>Hecho: Colombia            Tipo: elevador            Potencia: 11000/14500 kVA            Material de los devanados: AT/BT -Cobre            Temp. ambiente máxima: 40°C            Frecuencia : 60Hz            Devanados:            AT: 350 kV            AT N : 110 kV            BT: 110 kV</p>
---	---

Fuente: Elaboración propia.

Los generadores de la planta hidroeléctrica de Cubujuqui, tiene la capacidad máxima de producir 13.8 MW, pero están a un 96 % de su capacidad, como se observa en

los datos obtenidos en la simulación de escario en estudio, tabla del anexo A.6.

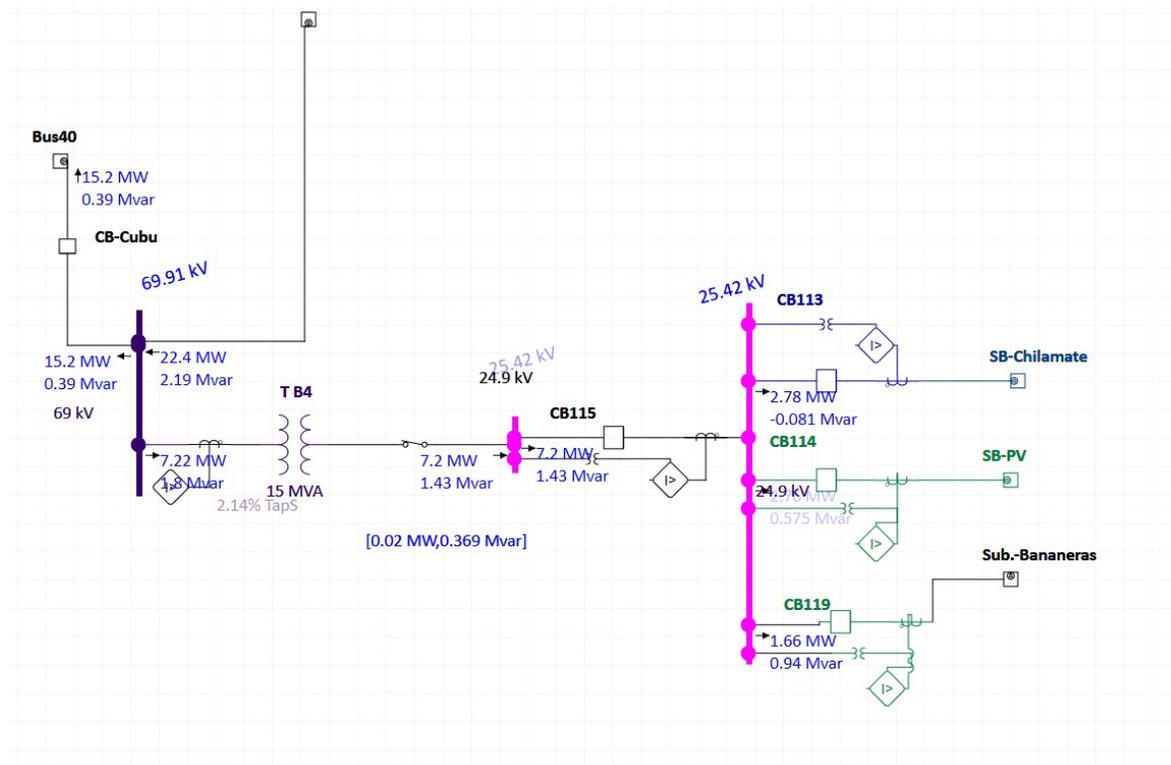


Figura 5.2: Simulación en ETAP del consumo de las subestaciones Bananeras, Chilamate y Puerto Viejo

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

### 5.1.2. Escenario base con la línea 6904 fuera.

El sistema de Coopelesca R.L., cuando presenta un evento anormal, implicando una salida de la línea 6904, hace que el circuito que va de Puerto Viejo hacia Pital pierda la interconexión, es decir, esa parte de la red queda en frío, lo cual provoca pérdidas de electricidad, pérdida de confiabilidad y estabilidad del sistema, y caídas de tensión. En la figura 5.3 se puede ver el comportamiento de la red cuando presenta una falla.

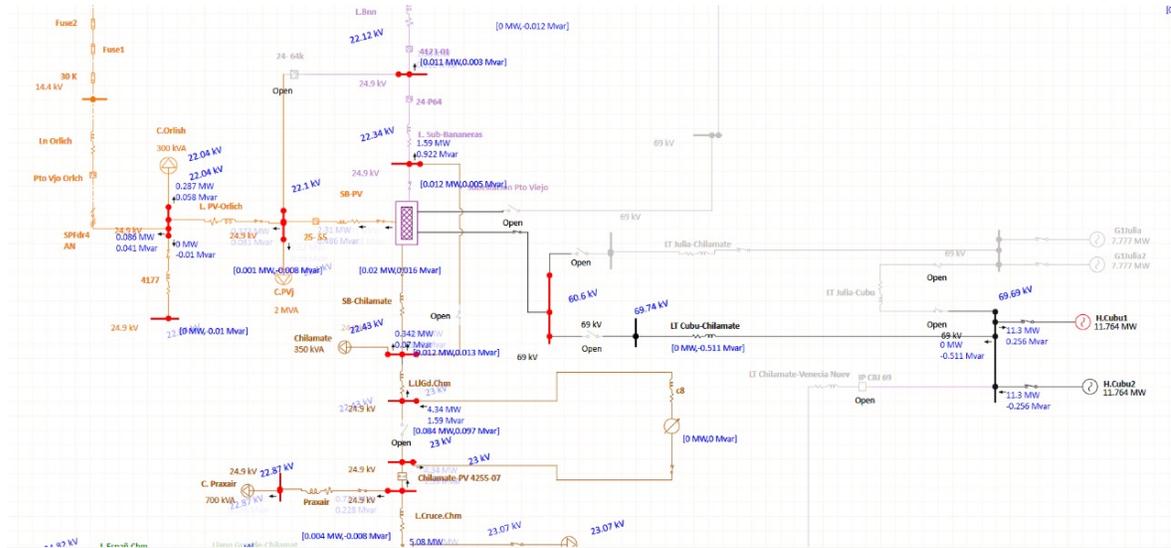


Figura 5.3: Simulación en ETAP del sistema fallado, salida de la línea 6904 y circuito Puerto Viejo-Pital.

Fuente: Simulación ETAP 19.5

Para poder simular este escenario, se abrió inicialmente el interruptor de salida de la línea 6904, para así simular la falla en el sistema, además, se abrieron los interruptores entrada y salida para las subestación de Pital, dejándola aislada por consiguiente sin energía. Los interruptores abiertos se encuentran señalados de color rojo en la figura 5.4.

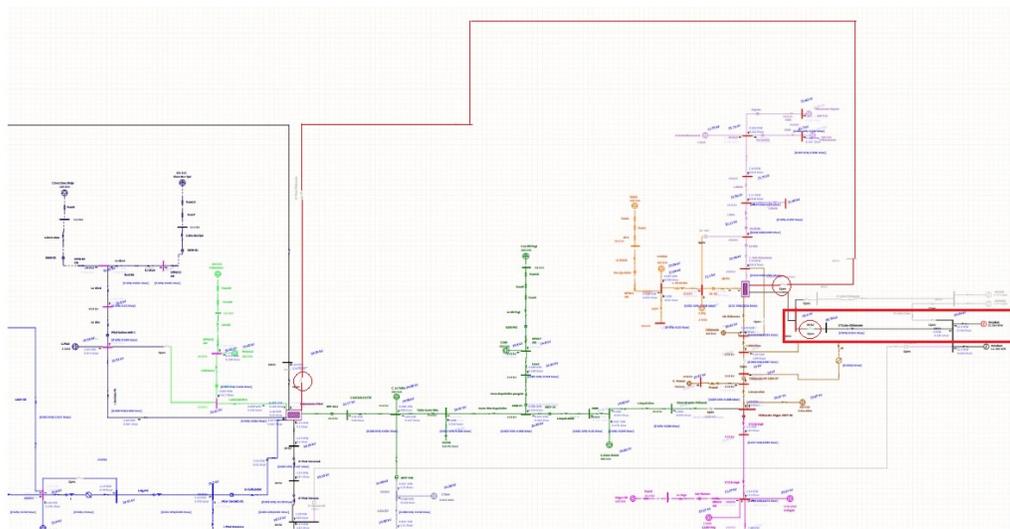


Figura 5.4: Simulación en ETAP de la falla en salida de la línea 6904 y salida Pital.

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Al quedar la planta hidroeléctrica de Cubujuqui por fuera, se queda el sistema sin recibir 22.4 MW propio de la generación de Coopesca R.L., por lo que debe entrar como respaldo otra generación para que no exista un faltante en el sistema y poder dar continuidad en la red, en este caso, se usa el flujo de potencia que es a través de la red del ICE.

Los indicadores miden la eficiencia de un proceso o sistema, de un objetivo específico de la empresa, por eso la confiabilidad del sistema es importante, ya que es la frecuencia con la que se presentan las fallas en el tiempo, la cual es un indicador que nos marca la continuidad de la red después de que entra en operación la misma, por ende eleva el nivel de servicio que recibe el usuario.

El sistema de potencia en estudio promedia al año seis (6) fallas, conforme los reportes brindados por parte de Coopesca R.L. El tiempo medio entre fallas (MTBF), es de 2160 horas (ver tabla 5.3) al año, la cual es tiempo promedio entre dos falla, en este caso para calcularlo se tomó el tiempo mayor que se presenta entre las fallas del año 2020, ver tabla 5.4, que son meses, estandarizando a 30 días. Además, es importante, tener presente el tiempo medio para la reparación (MTTR), es el tiempo que nos indica cuanto tarda la reconexión del sistema cada vez que se presenta la falla. Es un tiempo que se debe buscar disminuir o bien evitar que exista, ya que cada vez que se presenta un evento tiene implicaciones negativas, puesto que se provoca la salida de varias líneas tendido la pérdida de la continuidad de la electricidad, afectado directamente a sus usuarios, a mismo se tiene pérdidas en económicas.

Tabla 5.3: Indicadores del funcionamiento de la red.

Indicadores de funcionamiento anuales	
MTBF	2160 h
Número de paradas	6
MTTR	00: 42 h
Mantenimiento	56 h
Disponibilidad	95 %

Fuente: Elaboración propia.

$$Disponibilidad = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR + \text{Mantenimiento}} \quad (5.1)$$

$$Disponibilidad = \frac{2160}{2160 + 56,7} * 100 = 95 \% \quad (5.2)$$

Es evidente que las salidas que se presentan en promedio anual de la línea 6904, son relativamente pocas, por consiguiente, cuenta un alto porcentaje de disponibilidad, siendo el mismo de un 95 %, que nos indica la probabilidad de funcionamiento satisfactorio en el momento en que sea requerido, después que realizan las reparaciones pertinentes para restablecer la conexión de la línea de transmisión.

Tabla 5.4: Tiempos de salidas de la línea 6904, ante una falla

Fecha evento	Hora de salida	Hora de entrada	Tiempo fuera
19-01-2020	05:19	05:58	00:39
18-02-2020	15:53	17:01	01:08
08-05-2020	09:41	09:51	00:10
01-08-2020	20:30	20:53	00:23
26-10-2020	12:55	13:36	00:41
10-01-2021	23:33	00:48	01:15
Tiempo promedio fuera			00:42

Fuente: Elaboración propia.

Las fallas de salida de línea de transmisión da la apertura de los interruptores que se encuentran ubicados en la salida de línea 6904, además, de los que se ubican en la entrada y salida de Puerto Viejo-Pital, como se mencionó anteriormente se consume 15.2 MW, se puede observar en la figura 5.4.

En la tabla 5.5, se obtuvieron los datos generales del escenario base fallado, se puede dar a conocer que se pierden dos (2) buses en el sistema, identificado como el bus 40 y 48, que son respectivamente la entrada y la salida de Puerto Viejo- Pital, además se pierden los generadores de CH Cubujuquí.

Tabla 5.5: Datos generales, escenario base fallado.

ID en estudio	PF-1
Buses	287
Sucursales	280
Generadores	17
Redes Eléctricas	6
Cargas	81
Carga-MW	91.392
Carga-MVAr	14.933
Generación-MW	93.504
Generación-MVAr	16.632
Pérdidas-MW	2.111
Pérdidas-MVAr	1.699

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Las líneas están al límite de la cargabilidad, la cual nos indica que la capacidad de potencia que puede fluir por LT en las condiciones de operación son aceptables, como se observa en la tabla 5.6, el comportamiento del porcentaje de cargas, cuando se presenta a falla se aumenta la potencia que captan, por lo que se refleja en la caída de tensión. Cabe destacar, que se ven afectadas directamente LT que realizan conexión con la subestación de Bananeras, que es una de las subestaciones que se alimenta de LT 6904, que viene CH Cubujuquí. El restante, no presentan una caída de tensión, como en este caso.

Tabla 5.6: Comparación del comportamiento de las cargas en el escenarios base.

ID DE CARGA		% de carga	V. terminal % p.u.
Bananeras-Zapote	Sin fallar	98.5	98.76
	Fallado	107.7	86,05
C. Bananeras	Sin fallar	97.9	99.77
	Fallado	106.8	87.10
C. centro Bananeras	Sin fallar	97.8	99.94
	Fallado	106.6	87.35

Fuente: Elaboración propia.

Cuando queda afuera la PH Cubujuquí, se sabe que el sistema busca un respaldo para así salir y satisfacer de la necesidad de falta de electricidad. El sistema de Coopelesca R.L. se encuentra interconectado con el ICE, a 230 kV, se puede observar en la tabla 5.7.

Tabla 5.7: Fuentes que aportan al sistema.

Fuente	kV nominal	Sin fallar MW	Fallado MW
Gen 1. Cubujuquí	69	11.3	-11.3
Gen 2. Cubujuquí	69	11.3	-11.3
Peñas Blancas	230	-2.74	2.681
Venecia	230	-6.022	2.242
Toro	230	2.328	9.106

Fuente: Elaboración propia.

Al salir los generadores de la PH Cubujuquí, se recuperan 14.029 MW, que entran como respaldo desde Peñas Blancas , Venencia y Toro que pertenecen al ICE, por lo que para la cooperativa a pesar de que les da continuidad a sistema tiene un costo económico significativo que se analizará más adelante. Es claro, que no se recupera al 100 % de la generación pérdida a pesar de que entran otras fuentes al respaldar la falta de electricidad.

Cualquier flujo de potencia va generar pérdidas, ya que es inevitable que se de una mínima diferencia de potencia entre entrada y la salida de un sistema. Entre mayor sea las longitudes de las LT, mayores van hacer las perdidas y la caída de tensión, como se ve en la tabla A.2 las barras que presentan caída de la tensión a lo largo del sistema de Coopelesca R.L.

Las pérdidas, también van a depender de un diseño adecuado de la línea, considerando factores como el calibre del conductor, la cual también afecta directamente la caída de tensión, que representa un gasto de fuerza que implica el paso de la corriente, por lo que si se da el aumento de la resistencia en el conductor, se genera el aumento de la caída de tensión, por ende en este caso es ideal valorar el tamaño de los conductores utilizados en líneas.

## 5.2. Escenario 1: despachando a través del 24.9 kV

Se plantea despachar a través del 24.9 kV, para lograr un consumo del 100 % de lo generado por la PH de Cubujuqui y así pueda llegar a Pital la electricidad necesaria, y si se presenta una anomalía quede enfriado Pital. Para mejor comprensión se presentan los siguientes datos generales del escenario en estudio.

Tabla 5.8: Datos generales, escenario 1

ID en estudio	PF-1
Buses	287
Sucursales	283
Generadores	17
Redes Eléctricas	6
Cargas	81
Carga-MW	91.734
Carga-Mvr	16.514
Generación-MW	94.146
Generación-Mvar	22.538
Pérdidas-MW	2.412
Pérdidas-Mvar	6.024

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Se pierde 2 buses en comparación con el escenario original, debido a la desconexión Pital-Puerto Viejo, en cuanto a los demás datos se mantienen muy similares.

Inicialmente el transformador 15/18.5 MVA, se le realiza una reconfiguración, por lo que queda conectado como un elevador.

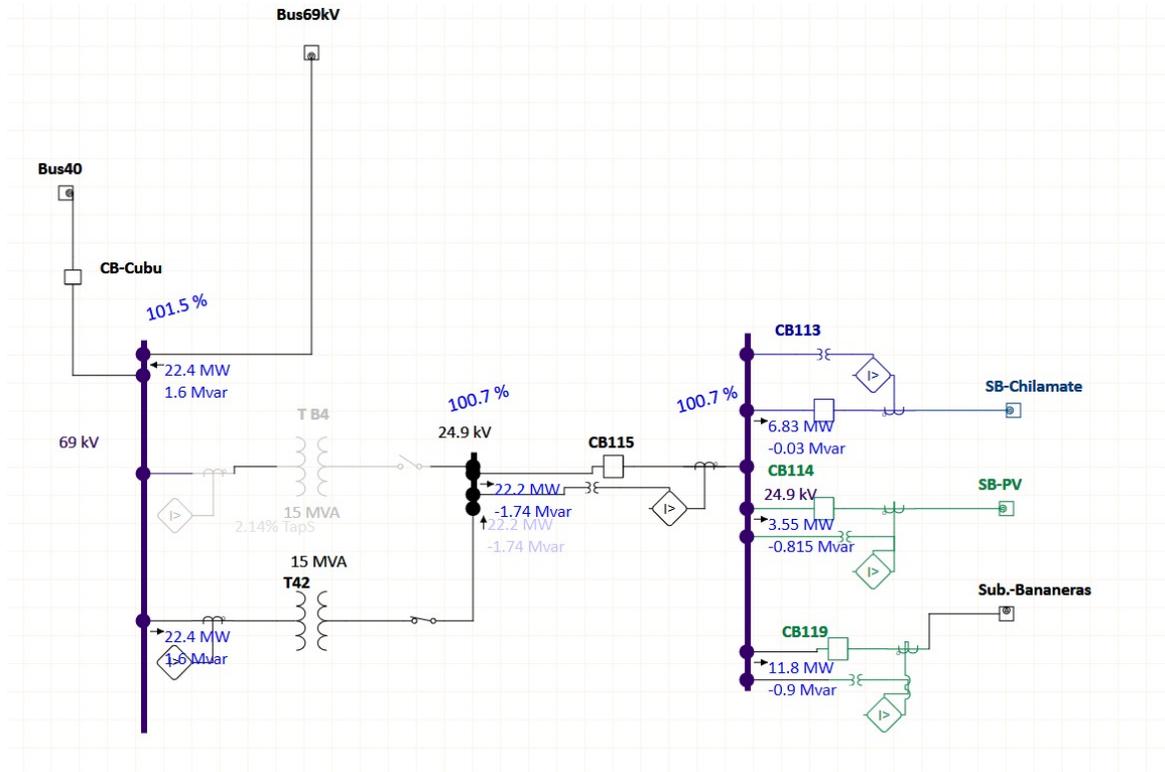


Figura 5.5: Simulación en ETAP de la reconfiguración del Transformador 15/18.5 MVA.

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

En este caso el transformador cuenta con una capacidad máxima de 18.5 MVA, entonces, inicialmente se elimina la conexión que va de Puerto Viejo-Pital abriendo los interruptores (SPST42 y SPST71), por lo que el bus 40 y 48 quedan afuera. Además, se cerró el interruptor 4245-69 para conectar la ST chilamate con ST La Tabla, y se abrió el SPST72, para poder interconectar el 69 kV y 24.9 kV.

En la figura 5.5 se puede evidenciar que se aumenta el consumo de potencia que entra a las tres (3) subestaciones, 22.2 MW debido a la interconexión que se realizó.

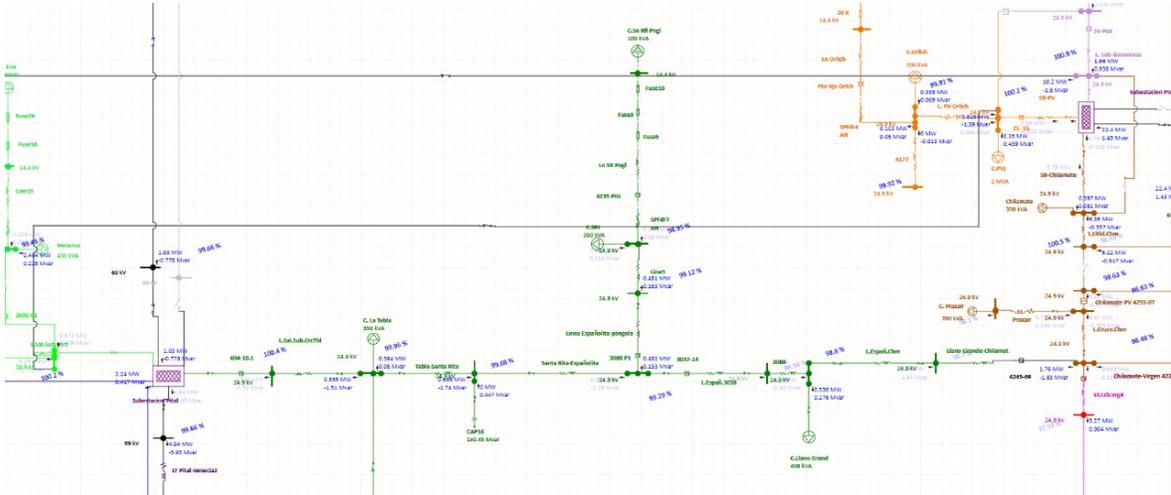


Figura 5.6: Simulación en ETAP de la interconexión entre el 69 kV y 24.9 kV

Fuente: Simulación ETAP 19.5

En la figura 5.6 con la interconexión, se buscó lograr el consumo total de los 22.4 MW y una capacidad del 100% del transformador.

El transformador se sobrecarga, por lo que se conoce que se están sobrepasando las temperaturas de diseño. Ante esta situación se recomienda contar con un sistema de ventilación que entre antes para disminuir el fuerza de la máquina, puesto que se tiene una sobrecarga de 3.7 MW

Tabla 5.9: Datos de los buses sin capacitor, escenario 1.

ID Bus	kV nominal	Tensión % p.u.	Carga MW
Bus8	24.9	91.44	0.563
Bus28	24.9	96.68	1.356
Bus167	24.9	96.49	1.032
Bus174	24.9	92.61	0
Bus175	24.9	96.68	1.356
Bus209	24.9	91.55	0.738
Cariblanco-SM	24.9	96.49	1.354
Corazon de Jesus	24.9	92.27	1.837
Crc Rio IV	24.9	91.63	1.357
Crucero	24.9	91.63	1.827
H.CG	24.9	92.61	2.19
H.CG1	24.9	92.61	0
H.CGde	24.9	93.98	2.3
Rg.Fortn1	24.9	96.68	5.138
RIV	24.9	96.24	0.63
Vnc	24.9	92.61	2.19

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

En la tabla 5.9, se puede encontrar los datos de los buses que presentan una caída de tensión, para poder corregir dicha caída de tensión se ubicó en banco de capacitores, para generar una mejora en la caída de tensión, ya que se conectan al sistemas cargas de gran magnitud, también ayuda a evitar las pérdidas eléctricas, teniendo un impacto positivo en la red.

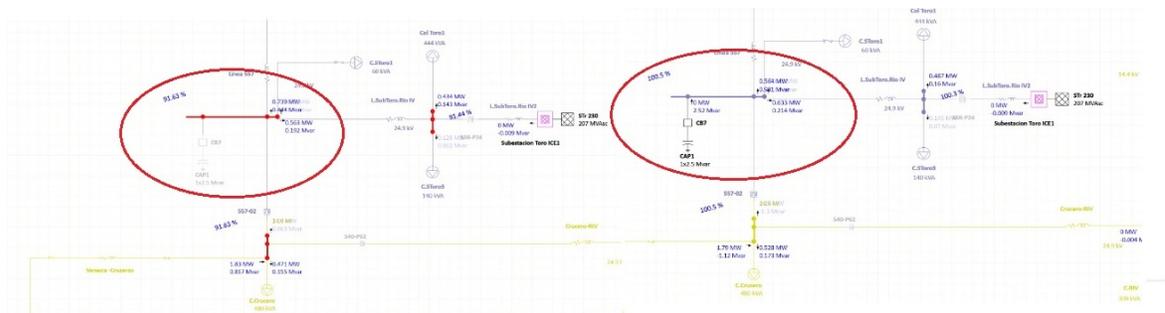


Figura 5.7: Simulación en ETAP conexión del banco de capacitores.

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Tabla 5.10: Datos de los buses con capacitor,escenario 1

Bus ID	kV nominal	Tensión % p.u.	Carga MW
Bus8	24.9	100.28	0.632
Bus28	24.9	96.87	1.358
Bus167	24.9	96.68	1.034
Bus174	24.9	100.57	0
Bus175	24.9	96.87	1.358
Bus209	24.9	100.37	0.563
Cariblanco-SM	24.9	96.68	1.357
Corazon de Jesus	24.9	100.53	1.796
Crc Rio IV	24.9	100.47	1.259
Crucero	24.9	100.47	1.787
H.CG	24.9	100.57	2.186
H.CG1	24.9	100.57	0
H.CGde	24.9	101.23	2.3
Rg.Fortn1	24.9	96.68	5.138
RIV	24.9	96.43	0.631
Vnc	24.9	100.57	2.186

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Se puede evidenciar en la tabla 5.10, que con el el banco de capacitores que se ubicó de 2.5 MVAR, se logró una mejorar la caída de tensión en un 67 % de los casos, por lo que tiene un impacto positivo para el sistema de Coopelesca R.L.

### 5.3. Escenario 2: construir una Línea de Transmisión 69kV hasta Venecia.

Para proponer la construcción de una nueva LT, se abrieron los interruptores de entrada y la salida Puerto Viejo-Pital (SPST42 y SPST71) y se desconectó la LT 6904.

Se construye una LT 69 kV, que extiende desde planta hidroeléctrica Cubujuqui hasta la subestación de Venecia del ICE, donde se ubicará a lo largo de vía pública, con una extensión 39,43 km.

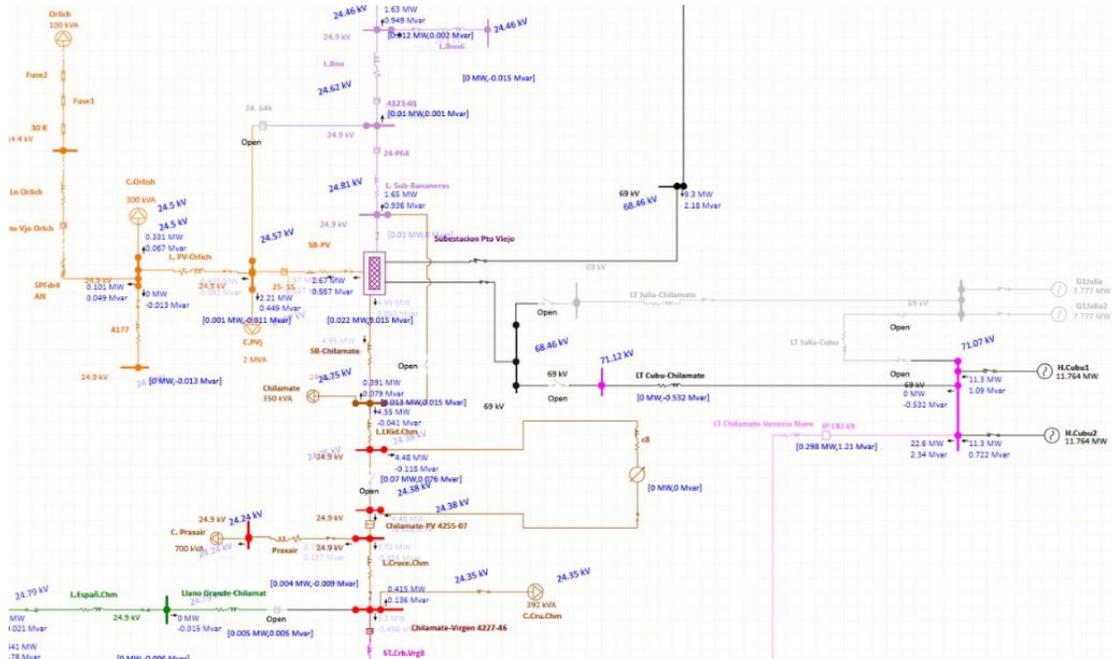


Figura 5.8: Simulación en ETAP, de la conexión de LT 69kV saliendo de PH Cubujuqui

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

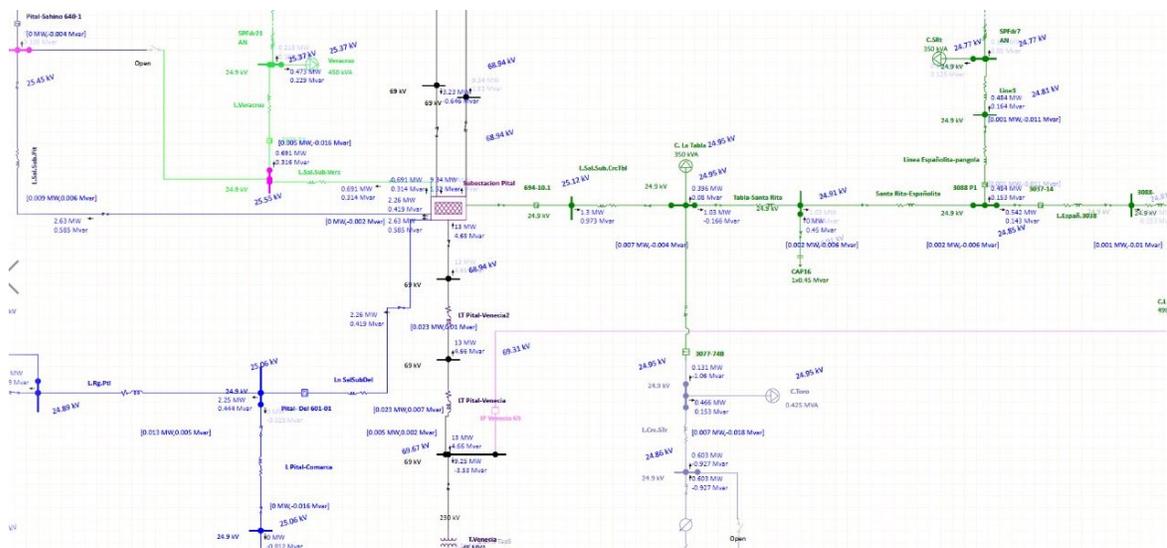


Figura 5.9: Simulación en ETAP, de la conexión de LT 69kV entrando a Venecia, ICE.

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

En las figuras 5.8 y 5.9, se puede identificar que LT nueva es de color rosado, donde se despacha 22.6 MW de la PH Cubujuqui para el ICE, y se genera nueva

reconfiguración de las salidas de flujo de potencia del sistema, pues que por Venecia se va dar la reintegración a la red de Coopelesca R.L.

Tabla 5.11: Datos generales, escenario 2

ID en estudio	PF-1
Buses	290
Sucursales	284
Generadores	17
Redes Eléctricas	6
Cargas	81
Carga-MW	91.654
Carga-Mvr	16.504
Generación-MW	93.798
Generación-Mvar	18.536
Pérdidas-MW	2.144
Pérdidas-Mvar	2.033

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

La simulación en general se mantienen en muy similar a los escenarios anteriores, se aumenta los buses, pero la generación y las cargas del sistema se mantienen con valores muy semejantes. Al agregar LT, se presentan caídas de tensión, como se puede ver en la siguiente tabla.

Tabla 5.12: Datos de los buses sin capacitor, escenario 2

Bus ID	kV nominal	Tensión % p.u.	Carga MW
Bus28	24.9	93.77	1.311
Bus34	24.9	95.74	4.303
Bus35	24.9	95.74	4.303
Bus118	24.9	95.98	1.608
Bus167	24.9	93.59	1.001
Bus175	24.9	93.77	1.311
Bus176	24.9	94.15	1.314
Bus179	24.9	95.01	3.145
Cariblanco-SM	24.9	93.59	1.309
Colonia San Jose	24.9	95.81	0.395
Cru.Chm	24.9	95.57	3.558
Cruce Praxair	24.9	95.74	4.303
Embotelladora	24.9	96.95	0
Final Bananeras	24.9	95.98	1.608
Finca Guayacan	24.9	96.77	0
Naranjal	24.9	96.77	1.621
Orlch	24.9	96.95	0.422
Oropel-4122	24.9	94.77	0.391
Prx	24.9	95.2	0.736
Pto. Viejo	24.9	97.22	2.591
R. V2	24.9	94.34	3.127
Rg. V1	24.9	94.34	1.315
Rg.Fortn1	24.9	96.68	5.138
RIV	24.9	93.34	0.614

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Para poder levantar la caída de tensión, que se presenta en los buses (ver tabla 5.12), se propone instalar un banco de capacitores de 1X1.5 MVar que disminuye la caída de tensión.

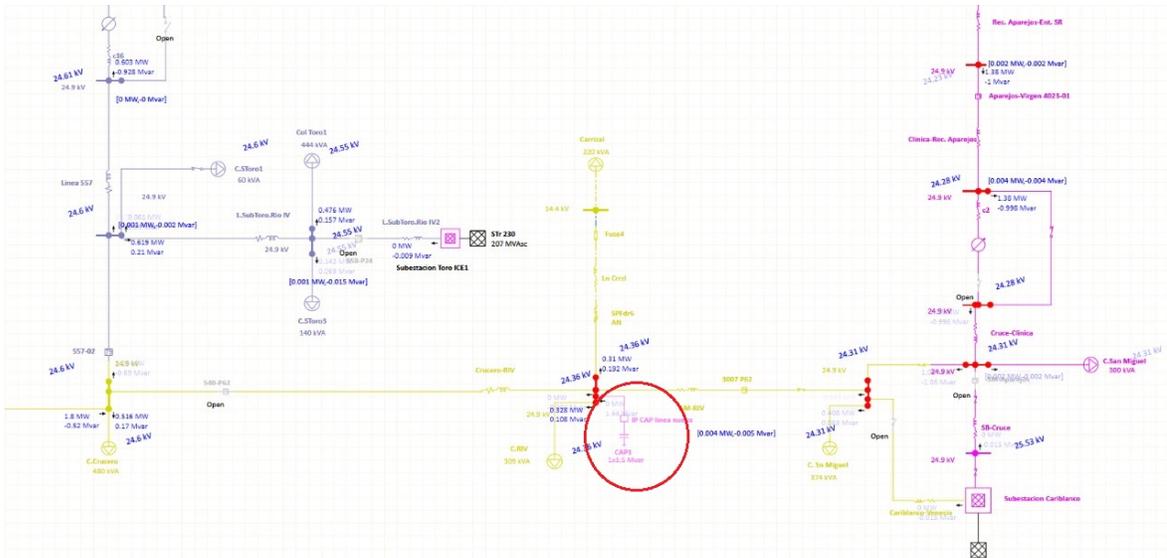


Figura 5.10: Simulación en ETAP, conexión del banco de capacitores 1x1.5 MVar.

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Se mejora la caída de tensión en un 100 % de los casos, por lo que es muy importante la colocación del banco de capacitores (ver tabla 5.13), el cual va funcionar como respaldo en el caso de que suceda un falla en la LT nueva de 69 kV, ya que tienen la capacidad de almacenar energía.

Es importante tener presente que la interconexión que sale de Cariblanco-Venencia, es la que presenta la falta potencia reactiva, por lo que es importante colocar a lo largo de ese interconexión más capacitancia.

En este caso el transformador 15/18.5 MVA, no se reconfigura, además no sobrepasa la capacidad de la máquina. Las subestaciones (Chilamate, Puerto Viejo y Bananeras) tiene un consumo total de 9.26 MW.

Tabla 5.13: Datos de los buses con capacitor,escenario 2

Bus ID	kV nominal	Tensión % p.u.	Carga MW
Bus28	24.9	97.53	1.38
Bus34	24.9	97.89	4.476
Bus35	24.9	97.89	4.476
Bus118	24.9	97.47	1.618
Bus167	24.9	97.63	1.05
Bus175	24.9	97.53	1.38
Bus176	24.9	97.32	1.384
Bus179	24.9	97.6	3.292
Cariblanco-SM	24.9	97.63	1.377
Colonia San Jose	24.9	97.29	0.397
Cru.Chm	24.9	97.78	3.718
Cruce Praxair	24.9	97.89	4.476
Embotelladora	24.9	98.41	0
Final Bananeras	24.9	97.47	1.618
Finca Guayacan	24.9	98.25	0
Naranjal	24.9	98.24	1.63
Orlch	24.9	98.4	0.431
Oropel-4122	24.9	96.27	0.393
Prx	24.9	97.36	0.749
Pto. Viejo	24.9	98.67	2.645
R. V2	24.9	97.21	3.275
Rg. V1	24.9	97.21	1.386
Rg.Fortn1	24.9	96.68	5.138
RIV	24.9	97.84	0.638

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

La construcción de una LT, es una opción para la solución del problema planteado en el proyecto, puesto que se logra la continuidad de la red sin quedar desergenzado Pital, además, se mejora las caídas de tensión del sistema, ya que el valor mínimo admisible, según la SUCAL de la ARESEP es de 0.95 p.u., impactando positivamente la empresa. El la norma “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”, indica el artículo 10, en los incisos e y f, que sí se presenta una salida de una LT, el sistema debe permanecer estable, por lo que de igual manera sí en caso de que esta nueva LT presentará una falla se va a tener el respaldo del sistema, ya que este se encuentra interconectado.



## Capítulo 6

### Análisis económico

Al estudiar el escenario base se desarrollan dos posibles soluciones a los cuales se les realiza un análisis económico para conocer la viabilidad de los mismos, puesto que, se busca adecuar soluciones óptimas que logren acomodarse a la realidad económica actual de Coopelesca R.L. Sin embargo, es importante conocer que las modificaciones siempre implican una inversión importante que consigo traen riesgos en la aplicación, y que algunos datos son estimaciones debido a que la empresa no los aporta de forma directa las cifras y datos necesarios por la confidencialidad financiera que desean guardar.

Para el análisis es importante rectificar que cada vez que sucede una falla en el sistema de Coopelesca R.L. las subestaciones que respaldan son propiedad del ICE, por ende, por el uso de las mismas se genera un gasto que varía de acuerdo al momento del día que se de la falla y cuánto dura en solucionarse, debido a que varía el precio de compra de potencia.

El periodo punta es la precio más alto, puesto que son las horas de mayor consumo de los usuarios, que sería de las 10:01 a las 12:30 y de 17:31 a 20:00, mientras que la nocturna es un periodo de menor o nulo impacto, ya que, como su nombre lo indica son falla que se producen por la noche y normalmente se cumple un patrón de poco uso de electricidad por parte de los usuarios, siendo el periodo nocturno de las 20:01 a las 06:00 calzando con las horas de sueño de un porcentaje alto de los consumidores fijos de la empresa.

En consumo total anual es de 14029 kW para realizar el cálculo del gasto que se realiza por cada falla dentro de la red. Se manejó con una división por subestaciones de respaldo del ICE (Peñas Blancas, Venecia y Toro) y luego obteniendo un total general.

Tabla 6.1: Costo de la salidas de la línea 6904 para Coopelesca R.L.

Horas de salida	Hora de entrada	Tiempo falla	Período	Precio
05:19	05:58	39 min	Nocturno	¢18 646 224,48
15:53	17:01	1h 08min	Valle	¢38 053 943,08
09:41	09:51	10min	Punto	¢6 811 079,50
20:30	20:53	23min	Nocturno	¢10 996 491,36
12:55	13:36	41min	Valle	¢22 944 289,21
23:33	00:48	1h 15min	Nocturno	¢35 858 124,00
Tasa de cambio	¢618/1\$ del dolar	Fecha consultado el cambio: 04/06/2021	Total en ¢ Total en \$	<b>¢133 310 151,63</b> <b>\$215 712,22</b>

Fuente: Elaboración propia.

En Coopelesca R.L se presenta un patrón de seis (6) fallas anuales, que como se indicó en las tablas anteriores el valor de cada falla depende del periodo y el tiempo de falla, sin embargo, en esas tablas no se ve reflejado lo que implica a nivel monetario.

El cálculo monetario se realiza en concordancia con los precios que fija el ICE y entidades reguladoras, las horas exactas, fechas y los periodos específico proyectando un gasto en colones de ¢133.310.151,63 y en dólares de \$215.712,22, reflejando ser un gasto representativo para las utilidades de la empresa, sin embargo, es necesario para ofrecer un servicio estable y continuo a los usuarios.

Ahora bien, ante esta problemática se planean dos escenarios que buscan solucionar de forma satisfactoria los problemas que se presentan en la red.

Tabla 6.2: Costo del proyecto, Escenario #1

Escenario #1		
Materiales		
Banco de capacitores 1.5 MVAR	C1 168 020,00	
		C1 168 020,00
Gastos		
1 Ingeniero	C682 607,23	
4 Operarios	C1 271 662,32	
2 Administrativos	C1 137 639,72	
Imprevistos de construcción	C800 000,00	
		C3 891 909,27
Mantenimiento anual	C1 270 333,91	
		C1 270 333,91
Total de inversión en colones		C6 330 263,18
Total de inversión en dólares		\$10 243,14

Fuente: Elaboración propia.

En el escenario uno (1) se busca colocar un banco de capacitores 1,5 MVAR para compensar la caída de tensión en la línea que interconecta de Cariblanco a Venecia, por lo cual se calcula dentro de los materiales base ese banco de capacitores, sumando los gastos esencial para la elaboración del escenario, donde entra la mano de obra e imprevistos que puedan surgir a lo largo de la aplicación inicial del proyecto, más un mantenimiento que se planifica realizar tres (3) veces al año para mantener las fallas al mínimo posible.

El escenario 1 se prevé que se debe invertir en colones C6.330.263,18, para mientras que en dólares el monto sería de \$10.243,14. Es relevante recalcar que la inversión es baja, no implica un esfuerzo monetario por parte de la empresa, y en relación con el gasto que genera con la compra al ICE la ganancia sería grande y con beneficios importantes para la cooperativa. Ante esa realidad de tan baja inversión no se cree necesario el calculo del VAN y el TIR, asumiendo que se puede hacer de las utilidades ya obtenida o de que el retorno se logra en un periodo de un año o menos

Tabla 6.3: Costo del proyecto, Escenario #2

Escenario #2		
Materiales		
Banco de capacitores 2.5 MVAR	¢1 946 700,00	¢1 946 700,00
Mano de obra		
1 Ingeniero	¢682 607,23	
4 Operarios	¢1 271 662,32	
2 Administrativos	¢1 137 639,72	
		¢3 091 909,27
Costo x km de línea	\$471 600,00	
		¢291 448 800,00
Mantenimiento anual	¢7 054 223,75	
		¢7 054 223,75
Total de inversión en colones		¢303 541 633,02
Total de inversión en dólares		\$491 167,69

Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario 2 el impacto económico varía, ya que se toma en cuenta un banco capacitor de 2,5 MVAR, gastos por mano de obra, el mantenimiento que se realizara con una frecuencia de 6 veces al año y se necesita implementar una línea que va desde la Planta Hidroeléctrica Cubujuquí a Venecia, que pertenece al ICE, siendo esta línea el implemento con mayor costo del todo el escenario 2, puesto que su valor es de ¢291.448.800,00, ya que cada kilómetro con toda la instalación necesaria ronda los \$12.000.

El total de la inversión para el escenario 2 en colones es de ¢303.541.633,02, y en dólares de \$491.167,69, representando una suma importante para la empresa, por consiguiente, se debe analizar a profundidad las estrategias para obtener un retorno de inversión en el menor corto plazo posible.

La implementación de proyecto se direcciona en ofrecer una mejora en la capacidad y aprovechamiento de electricidad, no obstante, no se puede dejar de lado que Coopelesca R.L es una empresa que ofrece un servicio básico, por consiguiente, es común que estos proyectos son financiados por la ARESEP y la retribución económica se da a través

del cobro que se les hace a los clientes y del aumento tarifario.

Es importante saber que los costos mano de obra en ambos escenarios analizados, se tomó el salario mínimo que se registra en la página del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social de Costa Rica, según la profesión. En cuanto los materiales y mantenimiento anual fueron datos que se obtuvieron la aproximación de los costos por parte la cooperativa.

Para poder obtener los ingresos por venta de energía, se tomaron las siguientes consideraciones:

$$\text{Cantidad de abonados} \times \text{Ganancia para Coopeleca R.L.} \times 12 \text{ meses} - \text{cobro del ICE} \quad (6.1)$$

- Consumo de clientes: el consumo promedio de cada cliente del ramal, según facturación, ronda en los 170 kWh por mes. Se asume un incremento de 1 % por año a este consumo, basado en la proyección de crecimiento de Coopelesca R.L.
- Incremento tarifario: el valor neto del crecimiento tarifario se estima en 1,3 % anual.
- Ganancia para Coopelesca R.L por kWh: de cada cliente que consume en promedio 170 kWh la ganancia para Coopelesca R.L. es de 2552, 45 colones con un aumento del 1 % anualmente.
- Cantidad de abonados: 10400 clientes con un aumento de 2 % anual.

Tabla 6.4: Datos de ingresos para el proyecto

Descripción	Parámetro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	AÑO 4
Increment. Tarif. anual	1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %
Ganancia por kWh	-	2552,45	2577,97	2603,75	2629,79	2656,09
Increment.De carga de clientes por año	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Cant. de abonados	10400	10400	10608	10820	11037	11257
Cobro demanda , compra ICE	-	C349 492 000,00	C356 481 840,00	C363 611 476,80	C370 883 706,34	C378 301 380,46
Ingresos por venta de energía	-	-C30 946 240	-C28 315 998	-C25 535 026	-C22 597 347	-C 19 496 773

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.5: Datos de ingresos para el proyecto, continuación

Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 25
1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %
2682,65	2709,48	2736,57	2763,94	2791,58	2819,49	3 242, 42
1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
11482	11712	11946	12185	12429	12678	16481
C385 867 408,07	C393 584 756,23	C401 456 451,36	C 409 485 580,39	C 417 675 291,99	C426 028 797,83	C5 498 078 804,68
-C16 226 902	-C12 781 107	-C 9 152 531	-C 5 334 082	-C 1 318 418	C 2 902 053	C 10 533 211 755

Fuente: Elaboración propia.

Una vez calculados los ingresos, se tiene que el punto de inflexión entre las pérdidas y las ganancias se da en el año 10 del proyecto, donde las entradas serán mayores que los egresos. Sin embargo, se calcula hasta el año 25 para visualizar la ganancia, ya que se sabe que la vida útil del proyecto es alrededor de 25 años, basados, según la entidad regulación de Energía y Gas [22]

Al interpretar el TIR es importante reconocer que entre más alto sea el valor, mayor rentabilidad tendrá el proyecto, por ende, el riesgo disminuye. En dicho escenario el TIR es de 28 %, no es tan elevado, sin embargo, al analizar los montos de VAN y el TIR con la compra ICE se evidencia que la rentabilidad puede ser viable, puesto que si se compara con el escenario base y el pago que se realiza al ICE por el consumo que se obtiene cada vez que se genera la falla en la red se equilibra el costo y en un plazo de 10 años se genera un retorno óptimo para Coopelesca R.L.

Tabla 6.6: Datos de ingresos para el escenario #2

Descripción	Parámetro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 10
Increment. Tarif. anual	1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %	1,30 %
Ganancia por kWh	-	2552,45	2577,97	2603,75	2819,49
Increment.De carga de clientes por año	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Cant. de abonados	10400	10400	10608	10820	12678
Cobro demanda , compra ICE	-	C349 492 000,00	C356 481 840,00	C363 611 476,80	C426 028 797,83
Ingresos por venta de energía	-	-C30 946 240	-C28 315 998	-C25 535 026	C2 902 03

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.7: VAN Y TIR del proyecto escenario #2

TASA	14 %	Año 0	Año 1	Año 10	Año 25
INVER. INI		-C303 541 633,02			
Costos anuales			C 127 033,91	C127 033,91	C 1 905 508,65
Ganacia anual			-C28 315 998,05	C2 902 053,25	C 5 498 078 804,68
PDFIR			-C 28 443 031,96	C2 775 019,34	C 5 496 173 296,03
VAN					
TIR	28 %				

Fuente: Elaboración propia.

# Capítulo 7

## Conclusiones, recomendaciones, aportes personales y trabajos a futuro

### 7.1. Conclusiones

- Se logró definir los ajustes para las subestación de Chilamate ante la salida de la línea 6904, logrando una operación continua de P.H. Cubujuquí, analizando el comportamiento actual de la red con la presencia de una falla y proponiendo nuevos escenarios que logran dar la continuidad buscada.
- Se propuso mediante los escenarios expuestos las mejoras necesarias al sistema eléctrico existente, realizando el despacho de la generación por medio del 24.9 kV, reconfigurando el transformado de 15/18.5 MVA, dando una solución en mejoras en la caída de tensión.

Además, se propuso una LT, con una extensión de 39.43 km desde la PH Cubujuqui hasta Venecia, asegurándose el consumo propio y las continuidad del sistema, mejorando las caídas de tensión.

- Se concluye que ambos escenarios planteados son viables para la empresa. El primer escenario al tener un costo de inversión bajo, se puede realizar casi de

manera inmediata, trayendo un impacto positivo en la economía de la empresa.

El segundo escenarios, de la nueva LT de transmisión 69 kV, donde se realizó el calculo de mercado actuales, donde se elaboró un flujo efectivo a 25 años, siendo la vida útil del proyecto, con el análisis se puede observar a que a partir del 10 se obtiene los beneficios que una empresa de este tipo puede esperar. Considerando un aumento de usuarios de 2 % al año. Se evidencia que con el VAN y el TIR, el proyecto es rentable.

## 7.2. Recomendaciones

- Se recomienda instalar a lo largo del sistema bancos con capacidad máxima de 2.5 MVAr.
- Se recomienda ajustar el arranque de los ventiladores a una temperatura menor de la actual a fin de disponer de un transformador térmicamente más frío para operar en caso de sobrecarga. En este caso se debe revisar las curvas de diseño.
- Revisar el diseño de las línea 24.9 kV para incremento de los calibres y de esta forma minimizar las caídas de tensión.
- Instalar re-cerradores para seccionar las zonas analizadas y de esta manera aislar de mejor forma las fallas.
- En caso del escenario #2, si se lleva a nivel de construcción se recomienda considerar el impacto ambiental.

En este caso se debe tener presente el Reglamento para Regular Campos Eléctricos y Magnéticos en Obras de Transmisión de Energía Eléctrica, el artículo 6 y 7, que se pueden encontrar en el marco legal del trabajo.

Se recomienda una construcción por la vía pública, este tipo de construcción provoca menor remoción de distinta vegetación.

La fauna se puede ver afectada, ya que se invade su habitad, pueden sufrir accidentes al subirse en las estructuras de la línea, como electrocutarse, se recomienda

la construcción de pasos para los animales y así evitar ese tipo de sucesos.

### **7.3. Aportes personales y trabajos a futuro**

#### **Aportes personales**

Se aportó un estudio técnico al sistema actual de Coopelesca R.L., donde se propone despachar a través del sistema de distribución en 24.9 kV. Esta es una propuesta viable ya que se despacha la PH Cujucuquí y a la vez se mejora los perfiles de tensión de la red a causa de los cambios en los flujos de potencia. De esta forma se aprovecha la generación dando una continuidad a la planta hidroeléctrica sin tener perjuicios económicos.

Se diseñó una nueva LT en 69 kV, donde tiene prevista una extensión de 39.43 Km y se propone un banco de capacitores para corregir la caída de tensión. De esta manera se garantiza la continuidad en un gran porcentaje de la potencia despachada de la PH Cubujuquí.

Además, un análisis económico donde se puede observar un las pérdidas económicas que esta teniendo la cooperativa actualmente cada vez que se presenta una falla en el sistema y las ganancias se puede tener a futuro con la implementación de los escenarios propuestos.

Se logró realizar un estudio preliminar para la identificación de posibles faltantes de energía ante la salida de plantas y de esta manera no incurrir en gastos mayores a Coopelesca.

### **7.4. Trabajos Futuros**

Para trabajos futuros, estudiar el estado actual del sistema de protecciones en las subestación, además realizar un estudio de cortocircuito.

# Bibliografía

- [1] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco, División de . . . , 1995.
- [2] “Planificación y desarrollo eléctrico, expansión del sistema, author=Rivas Mora, José Luis, institution=Instituto Costarricense de Electricidad, year=setiembre, 2019,” tech. rep.
- [3] M. E. Rojas Navarrete, “Estadísticas de producción de electricidad de los países del sistema de integración centroamericana (sica),” tech. rep., Naciones Unidas, CEPAL, 2020.
- [4] A. R. R. D. Inmaculada fernández Diego, “Centrales de generación de energía eléctrica,” sfc.
- [5] J. Chamba Ochoa, “Generador de una central hidroeléctrica,” B.S. thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2014.
- [6] R. Carmona-Victoria, “Análisis, caracterización y diseño de una turbina francis,” 2014.
- [7] J. E. G. BETANCUR, “Caracterización de una turbina del tipo francis utilizada por una empresa local de generaciÓn de energía,” 2006.
- [8] S. d. I. B. Grupo de Invetigación Orca, “Caraterizació de subestaciones eléctricas,” B.S. thesis, Universidad Distrital Francisco José De Caldas, 2020.
- [9] Á. Ródenas González, “Diseño de una subestació de distribuón de 110/25 kv,” B.S. thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2018.

- [10] G. A. Gómez Ramírez, “Material didàctico para el curso de sistemas elèctricos de potencia,” sfc.
- [11] G. A. Gómez Ramírez, “Metolodogía para el análisis y retiro de activos: transformadores de potencia,” vol. 28, no. 3, pp. 116–126, 2015.
- [12] V. C. E. A. JIMENEZ MEZA, OBED RENATO CANTU GUTIERREZ, *LINEAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA*, vol. 139. Ciudad Universitaria, San Nicolas de los Garza Nuevo Leòn, Abril,2006.
- [13] G. A. Gómez Ramírez, “Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas elèctricos de potencia,” vol. 29, no. 2, pp. 3–13, 2015.
- [14] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. Overbye, *Power system analysis & design, SI version*. Cengage Learning, 2012.
- [15] M. J. G. H. Q. D. Montàs Alfaro, Ramòn, “Curso : Fundamentos de sistemas de potencia.” Enero,2011.
- [16] D. Kothari and I. Nagrath, *Sistemas elèctricos de potencia*. México: Mc. Graw Hill, 2008.
- [17] J. J. Grainger and W. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. México: Mc. Graw Hill, 1997.
- [18] J. D. Glover and M. S. Sarma, *Sistemas de Potencia*. Cengage Learning Editores, 2003.
- [19] S. A. Nasar, *Sistemas Elèctricos de Potencia*. MC-GRAW.HILL.INTERAMERICANA DE MÉXICO, S. A. dE C. V., 1191.
- [20] F. J. J. Boulanger, *Ingeniería Económica*. Editorial Tecnologica de CR, 2007.
- [21] A. A. Poma Correa, “Van y tir como métodos de valoración de inversiones financieras para el estudio del arrendamiento de una camaronera.,” 2019.
- [22] *Ministerios de Minas y Energía, Resolución N. 023 de 2016*. República de Colombia, 25 de febrero,2016.

# Anexo A

## Anexo-Datos, escenario base.

Tabla A.1: Datos de los buses de 69 kV, escenario base

Bus ID	Nominal kV	Tensión % p.u.	Carga MW
B.Venecia	69	100.83	2.24
Barra A ST Pital	69	100.13	5.798
Barra A ST Pital21	69	100.03	4.69
Barra B ST Pital2	69	100.13	3.576
Barra B ST Pital3	69	100.03	0.576
Barra PB 69KV	69	100.03	0.804
Bus40	69	101.27	0.0001
Bus42	69	101.52	2.235
Bus43	69	100.13	3.576
Bus45	69	100.03	0.782
Bus48	69	100.03	0
Bus69kV	69	100.59	22.389
Bus132	69	100.52	22.389
Bus133	69	100.49	2.238
Bus204	69	101.52	22.389
Cubu 69 KV	69	103	22.6
Muelle 69kV	69	100.03	4.69
Pital 69 kV	69	100.13	4.68

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Tabla A.2: Datos de los buses de con caída de tensión, escenario base fallado

Bus ID	Nominal kV	Tensión % p.u.	Carga MW
Bus ID	Nominal kV	Voltage	MW Loading
1216-44	24.9	97.99	0
4255-54	24.9	90.06	4.261
Alto Monterrey	24.9	97.99	0
B. Tabacon	24.9	97.29	1.843
Barra B4	24.9	89.71	3.907
Bus34	24.9	92.37	4.345
Bus35	24.9	92.37	4.345
Bus69kV	69	87.83	0
Bus118	24.9	87.35	1.558
Bus176	24.9	96.18	7.437
Bus179	24.9	93.76	5.499
Bus204	69	87.83	0
Bus205	24.9	89.71	0
Colonia San Jose	24.9	87.16	0.382
Cru.Chm	24.9	92.64	5.462
Cruce Praxair	24.9	92.37	5.065
Embotelladora	24.9	88.51	0
Final Bananeras	24.9	87.35	1.558
Finca Guayacan	24.9	88.19	0
kioro	24.9	97.63	1.848
La Palma	24.9	97.97	2.824
Monterrey	24.9	97.99	1.738
Naranjal	24.9	88.18	1.572
Orlch	24.9	88.5	0.372
Oropel-4122	24.9	86.05	0.378
Prx	24.9	91.83	0.717
Pto. Viejo	24.9	88.76	2.293
R. V2	24.9	95.08	7.389
Reg. SJ	24.9	97.62	3.522
Rg. V1	24.9	95.08	7.389
Rg.Fortn1	24.9	96.68	5.138
Sal.Sub.Bnn	24.9	88.85	1.583
Spring	24.9	97.48	0.968
Sub.-Bananeras	24.9	89.71	1.595

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Tabla A.3: Datos de las cargas del sistema de Coopelesca R.L, escenario base

ID	kW	kvar	Amp	% PF	% Carga	Vterminal % p.u.
255-4	0	-465.4	10.61	0	101.7	101.7
255-34	0	-472.6	10.69	0	102.5	102.48
1301-14	0	-472.1	10.69	0	102.4	102.42
1318-P01r	0	-462.2	10.57	0	101.3	101.34
Aserr L.Ang	1098.9	361.2	26.71	95	115.2	100.42
<b>Bananeras-Zapote</b>	<b>393.7</b>	<b>244</b>	<b>11.1</b>	<b>85</b>	<b>99.7</b>	<b>96.75</b>
C cedral	1091.1	358.6	26.65	95	115	99.91
C. La Tabla	396	80.4	9.343	98	115.1	100.27
C. Praxair	747.5	245.7	18.78	95	115.7	97.13
C. Sn Miguel	395.6	80.33	9.8	98	113	95.51
C.Alt	676.2	169.5	16	97	115	101.02
C.AZc	1063.3	215.9	25.13	98	115.1	100.12
C.BA	1026.8	208.5	23.51	98	101.4	103.36
<b>C.Bananeras</b>	<b>397.8</b>	<b>246.5</b>	<b>11.1</b>	<b>85</b>	<b>99.1</b>	<b>97.77</b>
C.BAr	260.9	126.4	6.617	90	114.1	101.59
<b>C.CentroBananeras</b>	<b>824.1</b>	<b>510.7</b>	<b>22.95</b>	<b>85</b>	<b>99</b>	<b>97.95</b>
C.CentroMonterrey	431	208.7	11.35	90	116.5	97.82
C.Chil-Virg	1069.1	217.1	26.28	98	113.3	96.26
C.Chocos	494.9	306.7	13.17	85	113.6	102.49
C.CoopVega	457.5	221.6	11.65	90	100.5	101.19
C.Corea	293.2	59.54	6.744	98	116.3	102.87
C.CPalm	469.6	95.36	10.79	98	116.4	102.94
C.Cru.Chm	413.4	135.9	10.35	95	113.9	97.5
C.Crucero	516.6	169.8	12.76	95	114.6	98.83
C.Delicias	1155.9	234.7	26.82	98	115.7	101.95
C.Dlc	404.7	82.17	9.402	98	115.9	101.83
C.Flr.Ctll	289.9	58.87	6.722	98	116	102.04
C.Flrnc	1772	1098.2	47.66	85	114.2	101.41
C.Ftn1	1125.7	228.6	26.66	98	115	99.92
C.ICE	130.1	114.7	4.003	75	115	100.46
C.Jauri	1132.4	229.9	26.7	98	115.2	100.34
C.LAng	566.4	115	13.35	98	115.2	100.36
C.LCh	456.6	92.71	10.8	98	115	100.02
C.Llano Grand	541.6	178	13.27	95	114.9	99.64
C.Marina-A.Z.	1357.8	841.5	36.99	85	115	100.12
C.Marnit	397.7	246.5	10.77	85	114.7	100.76
C.Mue	192.9	93.41	4.829	90	115.7	102.9
C.Mue.Ptn	625.7	303	16.03	90	115.2	100.54
C.Orlish	332.8	67.58	7.964	98	114.5	98.88
C.Pital	2323.9	471.9	53.72	98	115.8	102.36
C.Plm	281.8	57.22	6.476	98	115.6	102.94

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Tabla A.4: Datos de las cargas del sistema de Coopelesca R.L, escenario base

ID	kV	kW	kvar	Amp	% PF	% Carga	Vterminal % p.u.
C.Prd Nva Sta Fe		147.4	91.38	3.967	85	114	101.38
C.Ptt.AZc		450.7	91.52	10.67	98	115.1	99.99
C.PVj		2227.1	452.2	53.15	98	114.6	99.14
C.Qbrd		223.7	138.6	6.217	85	114.5	98.14
C.R3F		480.9	158.1	11.63	95	100.4	100.88
C.RHt		403.7	81.98	9.396	98	115.8	101.67
C.RIV		317.6	104.4	8.137	95	113.6	95.26
C.San Jocesito		1522.4	309.1	36.96	98	113.9	97.46
C.San Miguel		317.3	64.43	7.861	98	113	95.51
C.SanJos		268	129.8	6.755	90	116.5	102.2
C.SCy		394.5	80.1	9.333	98	114.9	100
C.SIsd		340.5	69.13	8.015	98	115.2	100.5
C.SLs		174	35.34	4.033	98	115.2	102.08
C.Sn.Pablo.CAmo		133.7	82.88	3.608	85	115.3	101.12
C.Spring		967.8	599.8	27.08	85	116.8	97.48
C.SRPc		917	444.1	23.31	90	100.5	101.34
C.SRt		380.2	125	9.322	95	114.9	99.54
C.SToro1		61.08	29.58	1.592	90	114.5	98.83
C.SToro3		142.2	68.85	3.713	90	114.4	98.64
C.Sucre		831.1	515.1	22.67	85	115	100.02
C.TCl		292.6	59.42	6.74	98	116.3	102.72
C.Tec		462	93.82	10.74	98	115.8	101.76
C.Tgr		684.6	139	16.06	98	115.4	100.88
C.Ticofrut		8391.6	4064.2	211.5	90	114	102.22
C.Tnq		223.6	45.4	5.321	98	114.7	99.42
C.Toro		466.1	153.2	11.34	95	115.1	100.27
C.VEscond		144	29.25	3.355	98	115.7	101.6
C.Virgen		588	119.4	14.45	98	113.3	96.26
C.Vnca		378.3	124.3	9.311	95	114.7	99.16
CAP5		0	-445.1	10.38	0	99.5	99.46
CAP6		0	-467.3	10.63	0	101.9	101.9
CAP7		0	-449.3	10.43	0	99.9	99.92
CAP8		0	-432.3	10.23	0	98	98.01
CAP9		0	-456.5	10.51	0	100.7	100.72
CAP16		0	-451.2	10.45	0	100.1	100.13
Carga CQ		5658.5	1149	132.9	98	114.7	100.72
Carga Mayju		126.5	53.89	3.253	92	115.9	98.01
Carga Santa Clara		1037.4	210.7	24.15	98	115.8	101.61
Chilamate		393.1	79.83	9.324	98	114.8	99.76
CJvlls		399.6	81.14	9.368	98	115.4	100.93
Col Toro1		476.7	156.7	11.79	95	114.6	98.64
Dos Pinos		6777.4	1376.2	159.8	98	114.8	100.37

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Tabla A.5: Datos de las cargas del sistema de Coopelesca R.L, escenario base

ID	kW	kvar	Amp	% PF	% Loading	Vterminal% p.u.
Hpt El Carmen	587.8	364.3	15.95	85	114.6	100.56
Load5	15715.4	-4799.1	272.2	-95.64	101	101.02
Mntrr	1098.5	223.1	26.57	98	114	97.82
Ramal a CGde	87.4	28.73	2.133	95	115.3	100
Tabacon	1843.1	892.7	48.8	90	116.9	97.29
Tropifreez	2249.1	739.2	53.78	95	116	102.07
Valle Azul	683.5	138.8	16.05	98	115.4	100.77
Veracruz	473.3	229.3	11.95	90	114.6	102.02

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

Tabla A.6: Datos de las fuentes del sistema de Coopelesca R.L, escenario base, sin fallar.

ID	Rating/Limit	kV nominal	MW	Mvar	% PF	% Generación
cutris	3 MW	4.8	2	0	100	66.7
G1Julia5	7.777 MW	34.5	8.099	-2.273	-96.28	104.1
G1Julia6	7.777 MW	34.5	7.7	-2.273	-95.91	99
H.CGd	2.5 MW	24.9	2.3	-0.633	-96.42	92
H.Chs1	7 MW	24.9	7	2.966	92.07	100
H.Chs2.1	7 MW	24.9	7	-1.075	-98.84	100
H.Chs2.2	7 MW	24.9	7	0.0004	100	100
H.Chs3	5 MW	24.9	5	1.215	97.17	100
H.Cubu1	11.764 MW	69	11.3	1.84	98.7	96.1
H.Cubu2	11.764 MW	69	11.3	1.22	99.42	96.1
H.Emb	2 MW	24.9	2	1.5	80	100
H.Esperanza	5 MW	24.9	5	-1.5	-95.78	100
H.Ptn	15 MW	24.9	0	-0.0202	0	0
H.Vn	2 MW	24.9	2	-0.876	-91.59	100
Hidrozarcas	15 MW	24.9	2.201	4.201	46.41	14.7
ICE PB	2828 MVA	230	-2.74	11.194	-23.77	-
ICE Venecia	2828 MVA	230	-6.022	3.442	-86.82	-
La Rebeca	0.042 MW	24.9	0.042	0.0442	68.87	100
Platanar@24	15 MW	24.9	15	-5.959	-92.94	100
SIN.2	218.4 MVA	34.5	0	0	0	-
SIN.230	2673 MVA	230	5.847	3.947	82.88	-
STr 230	207 MVA	24.9	0	-0.0087	-	-
STr 230 kV	3160 MVA	230	2.328	-0.083	-99.94	-

Fuente: Simulación ETAP 19.5.

# Anexo B

## Anexo-Datos del placa



Figura B.1: Datos de placa del transformador 15/18.5 MVA

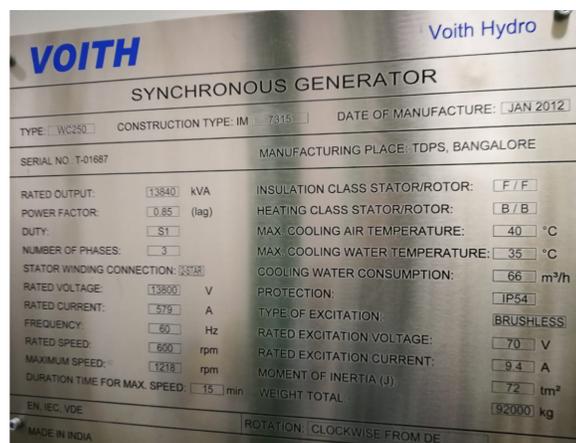


Figura B.2: Datos de placa del generador PH Cubujuqui