

**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA LA  
AMPLIACIÓN REALIZADA EN LA SUBESTACIÓN DE  
TRANSFORMACIÓN “TRAPECIO” UBICADO EN LA CIUDAD  
DE CHIMBOTE**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

**AUTOR**

**JULIO ENRIQUE JUNIOR SANCHEZ ALCALDE**

**ASESOR**

**LUIS ALBERTO GONZALES BAZÁN**

<https://orcid.org/0000-0003-3941-9581>

**Chiclayo, 2021**

**COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN  
PARA LA AMPLIACIÓN REALIZADA EN LA  
SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN “TRAPECIO”  
UBICADO EN LA CIUDAD DE CHIMBOTE**

PRESENTADA POR:

**JULIO ENRIQUE JUNIOR SANCHEZ ALCALDE**

A la Facultad de Ingeniería de la  
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo  
para optar el título de

**INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

APROBADA POR:

Jony Villalobos Cabrera

PRESIDENTE

Hugo Walter Mundaca Guerra

SECRETARIO

Luis Alberto Gonzales Bazán

VOCAL

## **Dedicatoria**

A mi madre, apoyo constante en mi formación profesional.  
A mis amigos y profesores por su ayuda al escribir esta tesis.  
A la memoria de mis abuelos.

# ÍNDICE

|   |    |
|---|----|
| Resumen .....   | 6  |
| Abstract .....  | 7  |
| 1. INTRODUCCIÓN.....  | 8  |
| 2. ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA.....                           | 9  |
| 2.1. Descripción de la realidad problemática .....            | 9  |
| 2.2. Justificación e importancia de la investigación.....     | 9  |
| 2.3. Objetivos .....  | 10 |
| 2.3.1. Objetivo general: .....                                | 10 |
| 2.3.2. Objetivos específicos:.....                            | 10 |
| 3. MARCO TEÓRICO .....  | 10 |
| 3.1. Antecedentes de la investigación .....                   | 10 |
| 3.2. Bases teóricas.....                                      | 11 |
| 3.2.1. Subestación eléctrica .....                            | 11 |
| 3.2.2. Transformador .....                                    | 12 |
| 3.2.4. Resistencia de falla .....                             | 13 |
| 3.2.5. Líneas eléctricas .....                                | 15 |
| 3.2.6. Interruptor.....                                       | 15 |
| 3.2.7. Seccionador .....                                      | 16 |
| 3.2.8. Indicadores económicos .....                           | 17 |
| 3.3. Hipótesis .....  | 17 |
| 4. MARCO METODOLÓGICO .....                                   | 18 |
| 4.1. Enfoque y Diseño:.....                                   | 18 |
| 4.2. Sujetos de la investigación:.....                        | 18 |
| 4.3. Métodos y procedimientos .....                           | 19 |
| 4.4. Técnicas, instrumentos y fases.....                      | 19 |
| 5. DESARROLLO Y RESULTADOS .....                              | 20 |
| 5.1. Filosofía del sistema de protección .....                | 20 |
| 5.1.1. Alcance .....  | 20 |
| 5.1.2. Características climatológicas y ambientales.....      | 20 |
| 5.1.4. Condiciones del sistema .....                          | 22 |
| 5.1.5. Filosofía de la protección del sistema eléctrico ..... | 23 |
| 5.2. Estudio de mercado eléctrico .....                       | 27 |
| 5.2.1. Evaluación de la información obtenida .....            | 28 |
| 5.2.2. Tipos de regresión: .....                              | 28 |
| 5.2.3. Proyección de la máxima demanda de potencia .....      | 31 |
| 5.2.4. Análisis de regresión por alimentador .....            | 36 |
| 5.2.5. Determinación de la brecha .....                       | 39 |
| 5.3. Evaluación de los equipos de protección .....            | 42 |
| 5.3.1. Protección del transformador de potencia .....         | 42 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 5.3.2. | Protección de alimentadores en 22,9 kV y 13,8 kV ..... | 43 |
| 5.3.3. | Sistema de medición .....                              | 44 |
| 5.4.   | Análisis del sistema actual y proyectado .....         | 44 |
| 5.4.1. | Información necesaria para hacer el estudio .....      | 45 |
| 5.4.2. | Análisis de Flujo de Potencia .....                    | 48 |
| 5.4.3. | Análisis de cortocircuito .....                        | 56 |
| 5.5.   | Coordinación de la protección proyectada .....         | 62 |
| 5.6.   | Evaluación económica .....                             | 73 |
| 5.6.1. | Costos de inversión.....                               | 73 |
| 5.6.2. | Costos de operación y mantenimiento .....              | 74 |
| 5.6.3. | Costos de compra de energía .....                      | 75 |
| 5.6.4. | Evaluación .....                                       | 75 |
| 6.     | Conclusiones .....                                     | 82 |
| 7.     | Recomendaciones.....                                   | 83 |
| 8.     | Bibliografía.....                                      | 84 |
| 9.     | Anexos.....  | 86 |

## **Resumen**

En el presente trabajo de tesis se tiene como principal objetivo, presentar una propuesta para la coordinación de los equipos de protección a instalar en los nuevos equipos instalados en la subestación “Trapezio” ubicada en la ciudad de Chimbote.

Debido a la necesidad de remodelación que presentaba dicha subestación, se ha considerado necesario realizar nuevamente un análisis de la filosofía de protección para definir las funciones de los equipos de protección y asegurar la protección de los nuevos equipos a instalar en la subestación.

Para poder asegurar que nuestro nuevo sistema de protección tenga un tiempo de vida aceptable se realizó un análisis de mercado eléctrico en un horizonte de 20 años, esto nos permite seleccionar equipos que funcionen correctamente en dicho intervalo de tiempo.

Se realizó el estudio de cortocircuito del sistema tomando la demanda actual y proyectada, una vez determinado los valores de cortocircuito se ejecutó la coordinación entre los principales equipos de protección de la subestación, para aumentar la selectividad y precisión al momento de diseñar el sistema de protección. Finalmente se realizó una evaluación económica acerca de la remodelación a la cual será sometida la subestación, considerando el aumento de la demanda hallado en el estudio del mercado eléctrico y los precios de venta de energía dados por OSINERGMIN.

**Palabras claves: Coordinación de protecciones, fallas eléctricas, relé de protección, demanda de potencia.**

**Abstract**

The main objective of this thesis work is to present a proposal for the coordination of the protection equipment to be installed in the new equipment installed in the "Trapezio" substation located in the city of Chimbote.

Due to the need to remodel the substation, it has been considered necessary to carry out a new analysis of the protection philosophy in order to define the functions of the protection equipment and ensure the protection of the new equipment to be installed in the substation.

In order to ensure that our new protection system has an acceptable lifespan, an electrical market analysis was carried out over a 20-year horizon. This allows us to select equipment that works correctly in this time interval.

The short-circuit study of the system was carried out taking the current and projected demand, once the short-circuit values had been determined, coordination between the main substation protection equipment was carried out in order to increase selectivity and precision when designing the protection system. Finally, an economic evaluation was made about the remodeling to which the substation will be submitted, considering the increase in demand found in the study of the electrical market and the sale prices of energy given by OSINERGMIN.

**Keywords: Protection coordination, Electrical fault, protection relay, power demand.**

## 1. INTRODUCCIÓN

Los requerimientos de calidad de servicio y confiabilidad en distribución eléctrica son cada vez más exigentes. Así mismo preservar la integridad de los equipos eléctricos y a garantizar la seguridad de las personas forman parte de aspectos importantes para la protección eléctrica. [1]

Considerando el acelerado crecimiento que presenta la demanda en todo nuestro Sistema Interconectado Nacional, actualmente se presentan remodelaciones en las diversas subestaciones que lo constituyen, una de estas subestaciones es “Trapezio” ubicada en la ciudad de Chimbote, la cual será sometida a una remodelación para poder satisfacer con la demanda de la población a la cual rinda energía eléctrica. [2]

El estilo de vida del ser humano actualmente depende mucho de la energía eléctrica, y por esto no se puede permitir fallos en las redes eléctricas, estos fallos pueden ser perjudiciales para los consumidores y por ende para la concesionaria; es por esto que el estudio de los sistemas de protección es bastante importante, ya que nos permite limitar y determinar rápidamente el lugar de la falla y proteger al resto de elementos de nuestra red. [2]

Cuando la demanda de energía eléctrica de una población aumenta, todos los sistemas deben estar en la capacidad de abastecer dicha demanda, es por esto que luego de determinado tiempo, todos los componentes de transmisión y distribución (transformadores, cableado, postes, subestaciones eléctricas, etc.) deben ser modificados para que puedan tener una mayor capacidad. Con este cambio de equipos y aumento de demanda, es sumamente necesario realizar una nueva coordinación de protección de los elementos a cambiar. [1]

Para poder realizar una correcta selección de los elementos de protección se debe realizar un estudio organizado tiempo-corriente de todos los dispositivos en serie, desde la carga hasta la fuente. Este estudio es una comparación del tiempo que toma cada uno de los dispositivos individuales para operar cuando ciertos niveles de corriente normal o anormal pasan a través de los dispositivos de protección. Este estudio lleva el nombre de “coordinación”. Mediante la nueva coordinación de protección para la subestación, la presente tesis pretende brindar una mayor confiabilidad de servicio eléctrico a la población a la cual se está brindando servicio eléctrico.



## 2. ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA

### 2.1. Descripción de la realidad problemática

Actualmente la subestación “Trapezio” cuenta con un sistema de protección, el cual ha sido seleccionado para proteger los equipos que tiene instalados, no obstante debido al crecimiento de la demanda eléctrica, dichos equipos tendrán que ser remodelados para poder cubrir la demanda.

Actualmente la subestación cuenta con un transformador de 10 MVA y otro de 30 MVA, pero durante la remodelación se reemplazará el transformador de 10 MVA y se sustituirá por uno de 30 MVA, cumpliendo así con la demanda proyectada, no obstante este cambio hará que el sistema de protección anterior no actúe adecuadamente, ya que el cambio de un componente como un transformador genera un cambio total en la impedancia de la subestación.

### 2.2. Justificación e importancia de la investigación

Para la presente investigación se hará uso de las siguientes justificaciones:

) **Justificación económica:**

La correcta selección de los equipos de protección, asegurará que los equipos instalados no sean afectados por fallas de cortocircuito, lo que genera una mayor confiabilidad del sistema y justifica su inversión.

) **Justificación social:**

Con una correcta coordinación del sistema de protección, se disminuirá el número y la duración de las fallas que se podrían generar, esto genera una mejora en la calidad de servicio que brinda la empresa.

) **Justificación técnica:**

Se utilizará tecnología novedosa al implementa un sistema de protección controlado por releés digitales.

) **Justificación ambiental:**

Un sistema de protección correctamente dimensionado evitará accidentes en la subestación, lo que evitará posibles impactos ambientales negativos.

## 2.3. Objetivos

### 2.3.1. Objetivo general:

- ) Realizar un estudio de coordinación y protección acorde con la operación de un nuevo transformador en la subestación “Trapezio” ubicado en la ciudad de Chimbote.

### 2.3.2. Objetivos específicos:

- ) Analizar la filosofía de las protecciones para la implementación del nuevo transformador.
- ) Definir el consumo y demanda de energía y potencia actual y proyectada.
- ) Determinar los equipos de protección proyectados.
- ) Utilizar el software DIGSILENT para observar el comportamiento de la coordinación de protecciones.
- ) Realizar una evaluación económica de los beneficios que producirá la remodelación de la subestación.

## 3. MARCO TEÓRICO

### 3.1. Antecedentes de la investigación

En el trabajo de investigación titulado: “Estudio de coordinación de protecciones”, realizado por: Fabián Andrés Acuña Acuña y Claudio Vicente Monroy Alarcón, tienen como objetivo dimensionar cada uno de los componentes del SEP y obtener sus parámetros eléctricos para diseñar una red de impedancias que permita realizar los cálculos de cortocircuito trifásico empleando los valores en PU, dicha investigación se correlaciona con la actual, debido a que ambas buscan brindar un servicio de calidad a los clientes, reduciendo el número de fallas que hay en el sistema.

En la investigación titulada: “Estudio de coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación “MACHALA”, realizada por Edixon Stalin Arce Lazo, se tiene como objetivo: Realizar un estudio de coordinación de protecciones de sobre corriente en los alimentadores a nivel de media tensión,

protección diferencial y sobre corriente de los transformadores de potencia de la subestación “Machala” propiedad de CNEL S.A. Regional El Oro. Esto tiene en común con la presente investigación el que ambas investigaciones buscan proteger de manera precisa una subestación de potencia, una que reconoce la importancia de éstas en el sistema de energía eléctrica.

## 3.2. Bases teóricas

### 3.2.1. Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es una parte del sistema eléctrico (Generación, transmisión y distribución), su función como parte de dicho sistema es transformar el voltaje de alto a bajo o en reversa (según su uso). También sirve como un punto de conexión entre varios elementos de sistema de potencia como líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas. [5]

Una subestación eléctrica consta de las siguientes partes:

- ) Casa de control: Lugar en el que se ubican todos los tableros, baterías, cargadores e inversores.
- ) Patio de conexiones: Se encuentran los interruptores, seccionadores, transformadores de instrumento, entre otros.
- ) Patio de transformadores: Se encuentran los dispositivos más importantes de la subestación, ya que mediante estos se puede realizar la función de elevar o disminuir la tensión requerida.

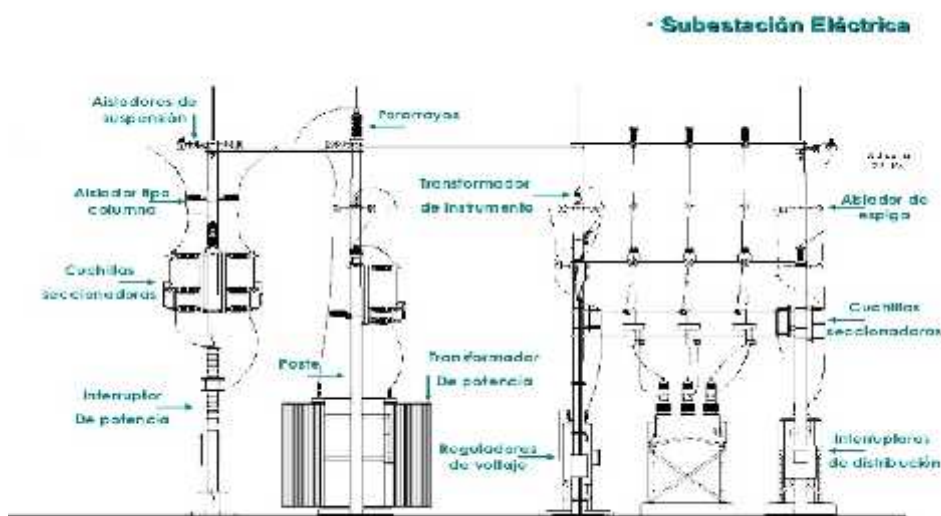


Imagen 1- Componentes de una subestación eléctrica

Fuente: [https://www.partesdel.com/partes\\_de\\_la\\_subestacion\\_electrica.html](https://www.partesdel.com/partes_de_la_subestacion_electrica.html)

Una subestación es un punto dentro del sistema de potencia, en el cual se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de minimizar pérdidas y optimizar la distribución de la potencia por todo el sistema. Es además el centro donde se recibe y reparte la energía producida en las centrales generadoras, maniobrando y controlando su destino final a los diferentes centros de consumo, con determinados requisitos de calidad.

Las características de operación de las subestaciones son las siguientes: [6]

- ) Flexibilidad: Propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se pueden presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas.
  
- ) Confiabilidad: Propiedad de que una subestación pueda mantener el suministro de energía bajo la condición que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación.
  
- ) Seguridad: Propiedad de una instalación de operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales de manera que se evite el daño en los equipos o riesgo para las personas.
  
- ) Modularidad: Es la facilidad que tiene una subestación para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requiera.

### **3.2.2. Transformador**

Un transformador es un dispositivo que permite elevar o disminuir el voltaje en un circuito eléctrico de corriente alterna, logrando mantener la potencia eléctrica. El transformador es capaz de realizar este trabajo utilizando el fenómeno de la inducción electromagnética. [7]

Este dispositivo está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

[7]

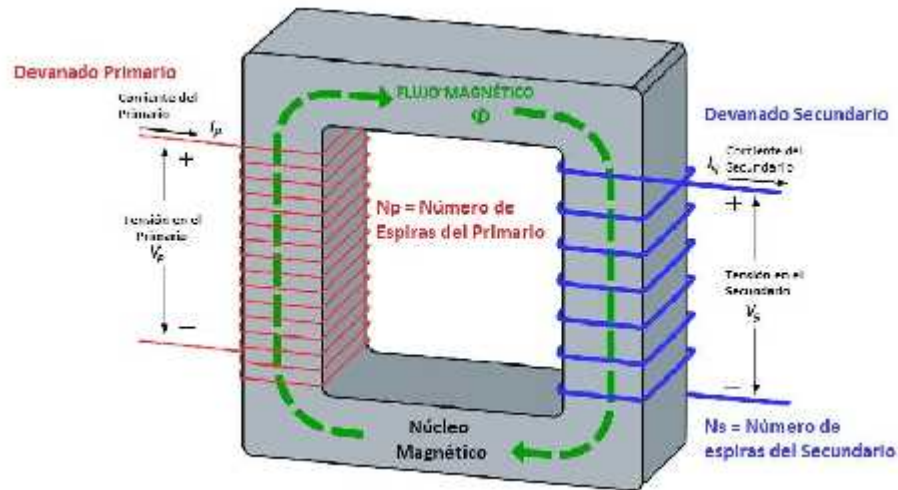


Imagen 2- Transformador eléctrico

Fuente: <http://www.tecnologia-industrial.es/Transformador.htm>

### 3.2.3. Transformador de potencia

Los transformadores de potencia son aquellos utilizados para las subestaciones, se encargan de la transformación de energía en media y alta tensión. Su uso es propio de subestaciones, centrales de generación y usuarios de grandes potencia. Se construyen en potencias, voltajes y frecuencias estandarizadas según la región o país en donde va trabajar. [8]

### 3.2.4. Resistencia de falla

Al producirse una falla en un sistema de transmisión o distribución, no siempre se tiene un cortocircuito franco, sino que el fenómeno se suele presentar con una resistencia de falla que tiene los siguientes componentes: [4]

- ) La resistencia del arco: Que se produce por la falla, el cual se forma en el aire y tiene una longitud según la distancia del aislamiento correspondiente.
- ) La resistencia de puesta a tierra: la cual abarca desde el punto donde se produce la falla, la cual corresponde al camino de retorno por tierra hasta la fuente.

Si la falla corresponde a un cortocircuito entre dos fases, la resistencia de falla será:

$$R_f = R_a + 2R_f \quad (1)$$

Si la falla corresponde a un cortocircuito entre una fase y tierra será:

$$R_f = R_{a1f} + R_P \quad (2)$$

Donde:

$R_{falla}$ : Resistencia de Falla.

$R_{arco1f}$ : Resistencia de arco de fase-tierra.

$R_{arco2f}$ : Resistencia del arco fase-fase.

$R_{PAT}$ : Resistencia de puesta tierra en el punto de falla.

El valor de la Resistencia del arco ha sido modelado de diversas maneras y no hay un consenso sobre su estimación. La fórmula de mayor aceptación es la de Warrington: [4]

$$R_a = \frac{8 \cdot (S+3 \cdot v \cdot t)}{I^{1.4}} \quad (3)$$

Donde:

S: distancia de aislamiento fase-fase o fase-tierra, según sea el caso (pies).

I: corriente de cortocircuito (Amperios).

v: velocidad del viento (millas/hora).

t: Tiempo de duración del cortocircuito (segundos).

Para las simulaciones de las fallas en las líneas de transmisión se debe considerar que la resistencia de puesta a tierra puede ser de hasta 50 Ohmios. Pero es deseable modelar valores mayores de 100 Ohmios o más, sobre todo en los siguientes casos: [4]

- ) Un terreno de alta resistividad eléctrica, ya que si se tiene una línea en terreno rocoso o arenoso de alta resistividad, será difícil conseguir una buena puesta a tierra.
- ) El diseño de la línea sin cable de guarda, ya que el cable de guarda constituye una conexión que pone en paralelo las puestas a tierra de las estructuras de la línea, lo que se traduce en una disminución de la resistencia de puesta en las fallas.

### 3.2.5. Líneas eléctricas

Una línea de transmisión eléctrica es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión y distribución de la energía eléctrica, está constituida por: conductores, estructuras de soporte, aisladores, accesorios de ajustes entre aisladores y estructuras de soporte, y cables de guarda (usados en líneas de alta tensión, para protegerlas de descargas atmosféricas); es de suma importancia el estudio de las características eléctricas en los conductores de las líneas, estas abarcan los parámetros impedancia y admitancia, la primera está conformada por la resistencia y la inductancia uniformemente distribuidas a lo largo de la línea y se representa como un elemento en serie. La segunda está integrada por la susceptancia y la conductancia y en este caso se representa como un elemento en paralelo, la conductancia representa las corrientes de fuga entre los conductores y los aisladores, esta es prácticamente despreciable por lo que no es considerado un parámetro influyente. [9]

Las líneas de transmisión se pueden clasificar según su función en:

#### ) Línea de transmisión

Son aquellas que se utilizan para transportar la energía eléctrica a grandes distancias, a niveles de voltajes superiores a los 34,500v. Estas constituyen el eslabón de unión entre las centrales generadoras y las redes de distribución. Para la construcción de estas líneas se utilizan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos, que se obtienen mediante cableado de hilos metálicos (alambres) alrededor de un hilo central.

#### ) Línea de distribución

Son aquellas que van desde las subestaciones hasta los centros de consumo como son las industrias, domicilios y alumbrado público, los niveles de tensión utilizados son por debajo de los 34,500v. Los conductores en media tensión siguen siendo desnudos, pero en baja tensión se usan conductores aislados, para mayor seguridad en zonas urbanas.

### 3.2.6. Interruptor

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener también la capacidad de efectuar re cierres, cuando sea una función

requerida por el sistema. Se requiere que cualquier interruptor de potencia, sin tomar en cuenta su aplicación particular, efectúe dos operaciones fundamentales:

- ) Cerrado, debe ser capaz de interrumpir la corriente a la que fue diseñado, rápidamente y en cualquier instante, sin producir sobre voltajes peligrosos.
- ) Abierto, debe ser capaz de cerrar rápidamente y en cualquier instante, bajo corrientes de falla, sin soldarse los contactos por las altas temperaturas.

De acuerdo con la secuencia de operación de un interruptor, la operación de cierre y apertura se realiza por medios mecánicos, que los mantiene unidos bajo presión, haciendo posible el flujo de la corriente eléctrica de un punto hacia otro. La interrupción de un circuito eléctrico comprende de dos pasos. El primero consiste en intercalar un entre hierro con un conductor gaseoso a la trayectoria metálica original.

El segundo consiste en eliminar la habilidad de conducción de la corriente en esta sección gaseosa. El principio fundamental de este proceso, es la rápida conversión de una sección conductora predeterminada del circuito en una sección que no permita el flujo de la corriente. Esto es posible ya que el conductor gaseoso, también conocido como plasma del arco, es la única sustancia capaz de cambiar de un buen conductor ( $10 \text{ MHO/CM}$ ), a un aislador confiable ( $10^{12} \text{ OHM/CM}$ ), solamente con variar su temperatura con un factor de diez, ( $10000 \text{ a } 1000^\circ\text{K}$ ). [10]

### **3.2.7. Seccionador**

Un seccionador es un componente electromecánico que permite separar de manera mecánica un circuito eléctrico de su alimentación, garantizando visiblemente una distancia satisfactoria de aislamiento eléctrico. El objetivo puede ser, por ejemplo, asegurar la seguridad de las personas que trabajen sobre la parte aislada del circuito eléctrico o bien eliminar una parte averiada para poder continuar el funcionamiento con el resto del circuito.

Un seccionador, a diferencia de un disyuntor o de un interruptor, no tiene mecanismo de supresión del arco eléctrico y por tanto carece de poder de corte. Es imperativo detener el funcionamiento del circuito con anterioridad para evitar una apertura en carga. En caso contrario, se pueden producir daños severos en el seccionador debidos al arco eléctrico.

Existen variaciones en la nomenclatura para algunos seccionadores según su uso. Por ejemplo: [10]



- ) Seccionador de puesta a tierra: Para trabajos y reparaciones en algunas partes de los circuitos eléctricos, suele ser un requisito de seguridad que dicha parte esté conectada a tierra durante los trabajos. En ese caso, se deben cerrar los correspondientes seccionadores de puesta a tierra.

### 3.2.8. Indicadores económicos

#### Valor actual neto a precios de mercado

El valor actual neto a precios de mercado (VANP), es una medida de la rentabilidad del Proyecto de Inversión Pública, que permite evaluar el beneficio o el costo que representa cada proyecto alternativo a la institución ejecutora, proyectados en un horizonte de evaluación de 20 años.

$$V. = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+T_d)^t} \quad (10)$$

#### Tasa interna de retorno a precios de mercado

La tasa interna de retorno de un proyecto mide el porcentaje de interés que genera el capital invertido, en un periodo de tiempo, para lo cual el beneficio neto actualizado es nulo.

Desde el punto de vista económico se dice que un proyecto es conveniente ejecutarlo, cuando su tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento promedio que los bancos aplican a los ahorros.

$$V. = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+T_d)^t} \quad (11)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \text{VANP} &= 0 \\ T_d &= T \end{aligned}$$

### 3.3. Hipótesis

Al elaborar un análisis de coordinación y protección, se podrá dimensionar equipos electrónicos que garanticen la protección de las distintas zonas de la subestación, para asegurar la protección de los equipos nuevos de la subestación.

## 4. MARCO METODOLÓGICO

### 4.1. Enfoque y Diseño:

- ) Tipo de Investigación: Aplicada
- ) De acuerdo al fin que se persigue (básica o aplicada): Aplicada
- ) De acuerdo al diseño de la investigación (descriptiva o explicativa): Descriptiva

### 4.2. Sujetos de la investigación:

El Proyecto nombrado “INSTALACIÓN DEL NUEVO TRANSFORMADOR EN SET TRAPECIO 138/22.9/13.8 kV, 40 MVA, Y CELDAS” se ubica en el Departamento de Áncash, Provincia del Santa, Distrito de Chimbote.

| Unidad de Negocio | DISTRITO | PROVINCIA | DEPARTAMENTO |
|-------------------|----------|-----------|--------------|
| Chimbote          | Chimbote | Del Santa | Áncash       |

La SE Chimbote Norte limita por el frente con la Urb. Laderas Del Norte; por el fondo con el AAHH 16 de Diciembre, por su derecha con el AA.HH. 16 de Diciembre y por su izquierda con el cementerio Divino Maestro.



Imagen 3 Mapa de ubicación distrital de Chimbote

*Tabla 1 Coordenadas que delimitan área de influencia del proyecto*

| WGS84 ZONA 17M |   |             |               |
|----------------|---|-------------|---------------|
| VÉRTICE        |   | ESTE        | NORTE         |
| V1             | : | 719 344,022 | 1 087 639,324 |
| V2             | : | 719 870,730 | 995 452,666   |
| V3             | : | 738 201,335 | 995 556,979   |
| V4             | : | 737 630,637 | 1 087 752,932 |

Específicamente, la SET Trapecio involucrada tiene las siguientes Coordenadas UTM: 772 029 E, 978 040 N.

### **4.3. Métodos y procedimientos**

Se considerará como “método” los diferentes criterios necesarios para seleccionar los equipos de protección que se implementarán en la subestación, además del análisis de la bibliografía establecida en artículos, libros y la información brindada por la concesionara correspondiente a la zona donde se ubica el proyecto.

### **4.4. Técnicas, instrumentos y fases**

#### **Técnicas:**

Recolección de data: Se ha solicitado los datos de demanda respectivos a la subestación, para poder realizar el estudio de mercado.

Información documental: Se hará una recopilación de recursos bibliográficos para poder obtener los conocimientos necesarios para el desarrollo de la investigación.

Técnicas estadísticas: Se utilizará distintas técnicas estadísticas para la evaluación del mercado eléctrico, de esta manera se podrá predecir su comportamiento en un determinado intervalo de tiempo.

#### **Instrumentos:**

Información documental.

Software Excel.

Software Digsilent.

Laptop.

Software Autocad.

**Fases:**

Fase 1: Para determinar la filosofía de las protecciones a implementar en la subestación, se ha consultado bibliografías para poder definir las funciones que deben cumplir los relés para actuar adecuadamente.

Fase 2: Se solicitará los datos de máxima demanda de los alimentadores conectados a la subestación, con esta información y el uso de herramientas estadísticas como el software Excel, se proyectará el aumento de la demanda en un margen de 20 años.

Fase 3: Para determinar los equipos de protección a instalar en la subestación, se consultó bibliografías y se hizo uso de criterio para determinar la ubicación de los releés, la cual debe estar acorde a la función programada.

Fase 4: Se realizó una simulación del Sistema interconectado nacional con los datos actuales y proyectados, para poder coordinar correctamente las protecciones seleccionadas.

Fase 5: Se realizará una evaluación económica de los beneficios que puede obtener Hidrandina, esto para justificar la importancia de la coordinación del nuevo sistema de protección.

## **5. DESARROLLO Y RESULTADOS**

### **5.1. Filosofía del sistema de protección**

#### **5.1.1. Alcance**

La ampliación en la Subestación de Trapecio implicará la construcción el reemplazo del transformador de potencia actual utilizando la bahía existente de transformación 138kV, adecuación del patio de llaves 138 kV. Demolición de bases existentes del transformador, nuevas celdas de transformación en 23 kV y 13,8 kV y cables de comunicación del transformador con las celdas en 23 kV y 13,8 kV.

#### **5.1.2. Características climatológicas y ambientales**

##### **Características Climatológicas**

El clima de la zona del proyecto es templado debido a que las Subestaciones se ubican en zona costera en la ciudad de Chimbote, donde normalmente no se presentan precipitaciones pluviales con excepción de años con presencia del fenómeno del Niño; los datos referenciales de temperaturas ambientales, humedad relativa y otros de la ciudad de Chimbote son los siguientes: [11]

- Altitud sobre el nivel del mar : 90 msnm

- Temperaturas media anual : 26 °C,
- Temperatura máxima : 33 °C,
- Temperatura mínima : 10 °C,
- Humedad relativa : 70 %
- Nivel isocerámico : 0 a 5 días de tormentas eléctricas – año
- Condiciones ambientales : Alta contaminación
- Línea de fuga específica : 5000 mm
- Velocidad de viento : 70 km/h.
- Zona sísmica : 3 (según norma E.030)

### **Características Ambientales**

En la zona del proyecto generalmente no se presentan lluvias, el medio ambiente presenta una atmósfera con contaminación salina, debido a su cercanía al mar; sin embargo, el hecho de que la ubicación de las Subestaciones sea en zona urbana, se apantallan los efectos de la contaminación salina, disminuyendo los mismos.

#### **5.1.3. Normas aplicables**

Los siguientes Reglamentos y normas técnicas han sido consultados para elaborar los principios y criterios de diseño, para la Ampliación Subestación Trapecio 138 kV:

- IEC 60255 Electrical relays
- IEC 60793 Optical fibres Part 1 44-measurement methods and test procedures Cut off
- IEC 60874 Connectors for optical fibres and cables
- IEC 61000 Electromagnetic compatibility EMC
- IEC 61131 Programmable controllers Part 1 general information
- IEC 61850 Communication networks and systems in substations

En adición a lo anterior, el diseño del sistema de suministro eléctrico estará sujeto a lo requerido en las regulaciones y normas locales y del usuario respectivo, incluido:

- Código Nacional de Electricidad, Suministro 2011
- Código Nacional de Electricidad, Utilización 2008
- Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN, PR-20
- Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos DS.020.97-EM, DS.009.99-EM, DS.013.2000-EM, DS.040.2001
- Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, Decreto N°25844

- Norma Técnica de Operación en tiempo real de los sistemas interconectados RD.014-2005-EM/DGE
- Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad RM-111-2013-MEM/DM

Cuando sea requerido e indicado podrá emplearse las normas, recomendaciones y guías equivalentes de los siguientes Códigos y Estándares:

- ANSI American National Standards Institute
- IEEE Institute of Electrical and Electronic Engineers

En caso de presentarse divergencia entre los códigos y normas locales mencionadas anteriormente, se considerará la opción más exigente entre ambos.

#### 5.1.4. Condiciones del sistema

##### SISTEMA EN 138 kV

Los niveles de tensión de las instalaciones son las siguientes:

- Sistema de transmisión.....138 kV
- Tensión máxima de la red.....145 kV
- Número de fases .....3
- Corriente de cortocircuito.....31,5 kA
- Nivel Básico de Aislamiento (BIL).....650 kVp
- Puesta a tierra del sistema .....Y sólidamente a tierra

##### SISTEMA EN 22,9 kV

Los niveles de tensión de las instalaciones son las siguientes:

- Sistema de transmisión..... 22,9 kV
- Tensión máxima de la red ..... 24 kV
- Número de fases ..... 3
- Corriente de cortocircuito..... 25 kA
- Puesta a tierra del sistema ..... Y sólidamente a tierra

##### SISTEMA EN 13,8 kV

Los niveles de tensión de las instalaciones son las siguientes:

- Sistema de transmisión..... 13,8 kV
- Tensión máxima de la red ..... 17,5 kV
- Número de fases ..... 3
- Corriente de cortocircuito..... 31,5 kA

- Puesta a tierra del sistema ..... Aislado

### 5.1.5. Filosofía de la protección del sistema eléctrico

#### Descripción de las funciones de protección y control que se habilitarán

Para la protección de cada una de las nuevas instalaciones se utilizarán las siguientes funciones de protección y control.

#### Protección diferencial del transformador (87T)

Esta función de protección se aplica a un transformador, para detectar en un tiempo instantáneo fallas internas entre fases o fase a tierra. Para la detección de fallas se realiza el cálculo de la diferencia de las corrientes que entran y salen del equipo protegido, para ello el relé de protección deberá realizar internamente la compensación de módulo y fase de las corrientes entrantes y salientes.

Dentro de los parámetros de la función diferencial del transformador se define la restricción o bloqueo de operación por segundo y quinto armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización y sobreexcitación respectivamente.

#### Protección de sobre corriente (50-51/50N-51N)

La función de sobre corriente es utilizada para proteger un equipo cuando se detecta una elevación descontrolada de la corriente en el punto de medición del transformador de corriente asociado a dicha función, debido a la ocurrencia de fallas, operaciones indeseadas o anomalías en la instalación protegida o en el sistema eléctrico.

Los tiempos de despeje de falla dependen del tipo de curva de operación ajustada en el relé. Las curvas de operación pueden ser:

- ) Tiempo definido (50/50N).- El tiempo de actuación es constante para cualquier magnitud de corriente de cortocircuito que detecte la función.
- ) Tiempo inverso (51/51N).- El tiempo de actuación depende de la magnitud de la corriente de cortocircuito de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = T * \left( \frac{K}{\left(\frac{I}{I_n}\right)^u} + C \right) \quad (4)$$

Dónde:

- ) t: tiempo de actuación de la función de sobre corriente.
- ) I: Corriente que mide la función de sobre corriente

- ) Is: Corriente de arranque de la función de sobre corriente.
- )  $I_s$ , C, K: Parámetros que definen la curva característica de operación de la función de sobre corriente.
- ) TMS: Dial de ajuste de la función de sobre corriente.

Esta función de protección debe presentar un buen coordinamiento con las demás funciones de sobrecorriente para que el sistema de protección mantenga una adecuada seguridad y selectividad ante la detección de las fallas que se presenten en el sistema eléctrico.

### **Protección de sobrecorriente direccional (67/67N)**

La función de sobrecorriente direccional es utilizada para la protección de la línea de transmisión cuando se detecta una elevación descontrolada de la corriente en el punto de medición del transformador de corriente asociado a dicha función, como consecuencia de la ocurrencia de fallas, operaciones indeseadas o anomalías en el transformador de potencia o aledañas a éste. Esta función tiene la característica adicional de poder detectar las corrientes de cortocircuito en un solo sentido (hacia adelante o en reversa) dependiendo de la polaridad del transformador de corriente y del ajuste de dirección en la propia función de sobrecorriente.

Los tiempos de despeje de falla dependen del tipo de curva de operación ajustado en el relé. Los tipos de curvas de operación de tiempo definido y tiempo inverso son los mismos que se presentan en la descripción de la función de protección por sobrecorriente no direccional.

Esta función de protección debe presentar un buen coordinamiento con las demás funciones de sobrecorriente para que el sistema de protección mantenga una adecuada seguridad y selectividad ante la detección de las fallas que se presenten en el sistema.

### **Protección térmica (49)**

Esta función protege al transformador de potencia ante problemas de sobrecalentamiento. El sobrecalentamiento sostenido por un tiempo prolongado en el transformador de potencia puede traer como consecuencia la reducción de la vida útil o envejecimiento de dicha máquina.

Para el correcto ajuste de esta función es necesaria la información brindada por el fabricante respecto a la curva de calentamiento del transformador de potencia.



Se debe tener en cuenta que la protección principal de sobrecalentamiento se encuentra incluida dentro del diseño del propio transformador de potencia. Por lo tanto, la habilitación de esta función en el relé de protección será un respaldo de la protección mecánica mencionada anteriormente.

### **Protección de subtensión y sobretensión (27/59)**

La función de subtensión y sobretensión son protecciones sistemáticas que miden permanentemente la tensión con la finalidad de detectar las tensiones que son mayores o menores que las del rango de normal operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido se tienen una protección por subtensión (27) y en el caso de tensiones mayores se tiene una protección por sobretensión (59).

Al igual que en el caso de las funciones de sobrecorriente, el tiempo de actuación está definido de acuerdo al tipo de curva de operación seleccionado en la función de protección de subtensión o sobretensión (27 y 59). Los tipos de curva de operación de tiempo definido y tiempo inverso son los mismos que se presentan en la descripción de la función de protección de sobrecorriente.

### **Funciones de control y seguridad**

Las funciones de control que se utilizan para mejorar la confiabilidad y seguridad del despeje de fallas en el sistema eléctrico son:

#### **a) Función de falla interruptor (50BF)**

Esta función es una función de control para prevenir la falla de apertura de un circuito cuando se ha dado una orden de apertura de un interruptor por cualquier relé de protección.

Por recomendación del COES, la lógica de control debe ser ajustada con la siguiente secuencia:

- En primera instancia efectuar una orden de disparo hacia las otras bobinas del interruptor fallado.
- En segunda instancia se debe proceder a la apertura de los interruptores aledaños al interruptor fallado de manera que se obtenga la apertura del circuito deseado y la aislación del interruptor fallado.

**b) Función de detección de oscilación de potencia (68)**

Esta función es un complemento de la función de protección de distancia (21). A consecuencia de las variaciones del ángulo de potencia producto de un evento de gran perturbación ocurrido fuera de la línea protegida, la función de distancia puede llegar a calcular un valor de impedancia que se encuentre dentro de una de sus zonas de protección sacando fuera de servicio la línea protegida de manera innecesaria. Esta función de control evitará la apertura de los interruptores del equipo protegido ante la presencia de una oscilación de potencia en el sistema eléctrico.

**c) Función de recierre automático (79)**

Esta función es un complemento de la función de protección de distancia el cual permitirá el recierre automático de los interruptores de la línea protegida después de realizado el despeje de fallas ocurridas en dicha línea. Por recomendación del COES solo se realizarán recierres automáticos monofásicos para las líneas de 138 kV ante la ocurrencia de fallas monofásicas a lo largo del recorrido de dichas líneas de transmisión.

**d) Función de verificación de sincronismo (25)**

Para la sincronización de dos sistemas eléctricos que representan fuentes de tensión, es necesaria la verificación de la tensión y frecuencia en los dos sistemas con el fin de evitar disturbios o perturbaciones dentro del sistema de potencia al momento de realizar la conexión. Estos disturbios o perturbaciones podrían ocasionar daños en los equipos adyacentes que son de utilidad para el servicio eléctrico o en el peor de los casos podría llevar al colapso del sistema eléctrico.

Es por ello que esta función será de utilidad para la verificación de sincronismo cuando se pretenda conectar dos sistemas eléctricos que representan fuentes de tensión y potencia.

## 5.2. Estudio de mercado eléctrico

En referencia a los antecedentes registrados en la subestación Chimbote Norte provisionados por HIDRANDINA S.A., en la actualidad la Máxima demanda de Potencia, que está suministrando el transformador sobrepasa ligeramente su valor nominal de 12MVA en ONAF, asimismo viene operando en ciertos periodos de tiempo sobrecargado lo cual no permite atender e incorporar al sistema nuevas cargas importantes; por tanto la evaluación del mercado eléctrico, proyección de la máxima demanda de potencia y consumos de energía eléctrica es de especial interés para este estudio y sistemas que involucren a este.

Se realizará un estudio de mercado tomando en consideración los antecedentes registrados en la subestación Chimbote Norte brindados por HIDRANDINA S.A.(detallados en la hoja de cálculo “ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO” anexada a la investigación), en la actualidad la Máxima demanda de Potencia, que está suministrando el transformador sobrepasa ligeramente su valor nominal de 12MVA en ONAF, asimismo viene operando en ciertos periodos de tiempo sobrecargado lo cual no permite atender e incorporar al sistema nuevas cargas importantes; por tanto la evaluación del mercado eléctrico, proyección de la máxima demanda de potencia y consumos de energía eléctrica es de especial interés para el estudio y sistemas que involucra a este.

El pronóstico de la demanda de potencia tiene sus particularidades, las cuales serán tratadas adecuadamente a fin de brindar resultados apropiados incluyendo factores específicos característicos de cada punto de medición dentro de la subestación Chimbote Norte.

Para el presente proyecto se ha tomado como referencia la Resolución OSINERGMIN 151-2012-OS/CD e Informe complementario de los recursos de reconsideración del Plan de Inversiones de Sistemas Complementarios de Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017. Por tanto para tal efecto los años de horizonte evaluados de la proyección de la demanda es de 10 años; asimismo según RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 129-2009-MEM/DM correspondiente a los CRITERIOS Y METODOLOGIA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN en su TÍTULO II (Horizonte de Estudio), establece que el horizonte de estudio del Plan de Transmisión será de diez (10) años.

Finalmente en materia de pronósticos la proporción de los datos históricos y los proyectados es altamente riesgosa ampliarla demasiado ya que generalmente lleva a resultados matemáticamente deficientes, pues los márgenes de incertidumbre de las predicciones se ensanchan a medida que crece el horizonte de proyección. [12]

### 5.2.1. Evaluación de la información obtenida

Las máximas demandas de potencia y energía eléctrica consumida mensual por los alimentadores y barra de 13,8 kV y 22,9 KV en la subestación Trapecio, fueron alcanzadas por HIDRANDINA S.A. desde el año del 2014 hasta Junio del 2017. Del análisis de datos alcanzados se obtuvo la mayor cantidad de información necesaria y primordial para la proyección de la demanda de potencia y energía, siendo los mismos:

- Máximas demandas de potencia activa [MW] y reactiva [MVAR] mensual de la barra en 13,8 y 22,9 kV y alimentadores ligados a esta.
- Factor de Potencia mensual por alimentadores y barra.
- Consumo de energía eléctrica total por alimentador.

Finalmente se proyectará la demanda de potencia y energía bajo el esquema de análisis de registros históricos, el cual consiste en analizar las demandas pasadas, utilizando modelos estadísticos de tendencia a fin de obtener la preferencia a estar de una forma u otra, es decir cuando vemos datos que tienden a elevarse en el grafico esa es una tendencia al aumento en largo plazo.

### 5.2.2. Tipos de regresión:

**Exponencial:** Aplica una línea curva para mostrar los valores de los datos que aumentan o disminuyen a intervalos cada vez mayores. Si desea crear una línea de tendencia exponencial, los datos no deberán contener valores cero o negativos. El método de ajuste utilizado para el análisis será de mínimos cuadrados bajo la siguiente ecuación:

$$y = c * e^{bx} \quad (5)$$

Donde c y b son constantes, y e es la base del logaritmo natural.

**Logarítmica:** Aplica la línea curva que mejor se ajusta para mostrar los valores de los datos que aumentan o disminuyen rápidamente antes de estabilizarse. En este tipo de línea de tendencia, los datos pueden contener valores positivos y negativos.

El método de ajuste utilizado para el análisis será de mínimos cuadrados bajo la siguiente ecuación:

$$y = c \ln x + b \quad (6)$$

Donde c y b son constantes, y ln es la función logarítmica natural.

**Polinómica:** Aplica una línea curva para mostrar los valores de los datos que fluctúan. Se aplican ecuaciones de orden 2 a 6.

El método de ajuste utilizado para el análisis será de mínimos cuadrados bajo la siguiente ecuación:

$$y = b + c_1x + c_2x^2 + \dots + c_6x^6 \quad (7)$$

Donde b y c1...c6 son constantes.

**Potencial:** Aplica una línea curva para mostrar los valores de los datos que comparan medidas que aumentan a un ritmo concreto. Si desea crear una línea de tendencia de potencia, los datos no deberán contener valores cero o negativos.

El método de ajuste utilizado para el análisis será de mínimos cuadrados bajo la siguiente ecuación:

$$y = cx^b \quad (8)$$

Donde c y b son constantes.

**Lineal:** Aplica la línea recta que mejor se ajusta para mostrar conjuntos de datos lineales simples que contienen valores de datos que aumentan o disminuyen a un ritmo constante.

El método de ajuste utilizado para el análisis será de mínimos cuadrados bajo la siguiente ecuación:

$$y = m x + b \quad (9)$$

Donde m es la pendiente y b es la intersección.

Finalmente del análisis de métodos y registros históricos según las características, se ha llegado a la conclusión que el mejor análisis de regresión conservador y optimista se obtiene de un promedio entre la regresión lineal y exponencial, los cuales serán los métodos a utilizar para realizar la proyección de demandas de potencia y energía de la subestación Chimbote Norte de los alimentadores en 13,8 kV y 22,9 kV para un periodo de 20 años (2038).

### 5.2.3. Proyección de la máxima demanda de potencia

#### Registros Históricos

Tabla 2 Máxima demanda eléctrica registrada en el 2014

| CÓDIGO | ALIMENTADOR | BARRA 13,8 Kv |             | L-1129 Kv    |             | BARRA 13,8 Kv    |                  |
|--------|-------------|---------------|-------------|--------------|-------------|------------------|------------------|
|        |             | MW            | VAR         | MW           | VAR         | MWH              | VARH             |
|        |             | Dic-14        | Dic-14      | Dic-14       | Dic-14      | 2014             | 2014             |
| TRP001 | TRAPECIO    | 0,86          | 0,65        |              |             | 1 401,09         | 1 066,67         |
| TRP002 | TRAPECIO    | 4,65          | 0,86        |              |             | 19 102,39        | 3 548,87         |
| TRP003 | TRAPECIO    | 3,11          | 1,49        |              |             | 17 331,84        | 8 335,22         |
| TRP004 | TRAPECIO    | 0,16          | 0,13        |              |             | 218,81           | 178,29           |
| TRP005 | TRAPECIO    | 5,44          | 1,17        |              |             | 26 907,76        | 5 801,42         |
| TRP006 | TRAPECIO    | 1,13          | 0,61        |              |             | 4 091,14         | 2 207,92         |
| TRP007 | TRAPECIO    | 1,00          | 0,00        |              |             | 2 142,85         | -                |
|        |             | <b>16,34</b>  | <b>4,92</b> | <b>14,97</b> | <b>6,16</b> | <b>71 195,88</b> | <b>21 138,39</b> |

Fuente: HIDRANDINA

Tabla 3 Máxima demanda eléctrica registrada en el 2015

| CÓDIGO | ALIMENTADOR | BARRA 13,8 Kv |             | L-1129 Kv    |             | BARRA 13,8 Kv     |                  |
|--------|-------------|---------------|-------------|--------------|-------------|-------------------|------------------|
|        |             | MW            | VAR         | MW           | VAR         | MWH               | VARH             |
|        |             | Dic-15        | Dic-15      | Dic-15       | Dic-15      | 2015              | 2015             |
| TRP001 | TRAPECIO    | 5,11          | 0,65        |              |             | 8 366,23          | 1 066,67         |
| TRP002 | TRAPECIO    | 4,21          | 0,86        |              |             | 17 296,17         | 3 548,87         |
| TRP003 | TRAPECIO    | 3,02          | 1,49        |              |             | 16 840,03         | 8 335,22         |
| TRP004 | TRAPECIO    | 5,62          | 0,13        |              |             | 7 589,62          | 178,29           |
| TRP005 | TRAPECIO    | 6,15          | 1,17        |              |             | 30 436,77         | 5 801,42         |
| TRP006 | TRAPECIO    | 5,69          | 0,61        |              |             | 20 510,17         | 2 207,92         |
| TRP007 | TRAPECIO    | 4,97          | 0,00        |              |             | 10 661,72         | -                |
|        |             | <b>34,76</b>  | <b>4,92</b> | <b>18,25</b> | <b>6,16</b> | <b>111 700,71</b> | <b>21 138,39</b> |

Fuente: HIDRANDINA



Tabla 4 Máxima demanda eléctrica registrada en el 2016

| CÓDIGO | ALIMENTADOR | BARRA 13,8 Kv |              | L-1129 Kv    |             | BARRA 13,8 Kv     |                  |
|--------|-------------|---------------|--------------|--------------|-------------|-------------------|------------------|
|        |             | MW            | VAR          | MW           | VAR         | MWH               | VARH             |
|        |             | Dic-16        | Dic-16       | Dic-16       | Dic-16      | 2016              | 2016             |
| TRP001 | TRAPECIO    | 5,82          | 0,90         |              |             | 19 867,51         | 3 074,65         |
| TRP002 | TRAPECIO    | 3,14          | 1,95         |              |             | 14 599,98         | 9 059,33         |
| TRP003 | TRAPECIO    | 3,15          | 1,45         |              |             | 15 798,45         | 7 285,73         |
| TRP004 | TRAPECIO    | 5,35          | 1,49         |              |             | 12 420,85         | 3 457,21         |
| TRP005 | TRAPECIO    | 3,81          | 1,17         |              |             | 19 042,13         | 5 845,67         |
| TRP006 | TRAPECIO    | 6,00          | 1,92         |              |             | 28 133,42         | 8 998,19         |
| TRP007 | TRAPECIO    | 5,69          | 1,14         |              |             | 16 392,26         | 3 278,45         |
| TRP008 | TRAPECIO    | 1,03          | 0,68         |              |             | 3 524,19          | 2 344,58         |
| TRP009 | TRAPECIO    | 4,41          | 1,45         |              |             | 18 698,65         | 6 155,74         |
|        |             | <b>38,40</b>  | <b>12,15</b> | <b>13,81</b> | <b>6,74</b> | <b>148 477,43</b> | <b>49 499,55</b> |

Fuente: HIDRANDINA

Tabla 5 Máxima demanda eléctrica registrada en el 2017

| CÓDIGO | ALIMENTADOR | BARRA 13,8 Kv |             | L-1129 Kv    |             | BARRA 13,8 Kv    |                  |
|--------|-------------|---------------|-------------|--------------|-------------|------------------|------------------|
|        |             | MW            | VAR         | MW           | VAR         | MWH              | VARH             |
|        |             | Dic-17        | Dic-17      | Dic-17       | Dic-17      | 2017             | 2017             |
| TRP001 | TRAPECIO    | 0,61          | 0,68        |              |             | 999,49           | 1 112,55         |
| TRP002 | TRAPECIO    | 2,67          | 1,60        |              |             | 1 097,17         | 6 579,79         |
| TRP003 | TRAPECIO    | 2,76          | 0,98        |              |             | 15 421,86        | 5 439,07         |
| TRP004 | TRAPECIO    | 0,33          | 0,22        |              |             | 451,14           | 291,75           |
| TRP005 | TRAPECIO    | 3,95          | 1,09        |              |             | 19 571,23        | 5 408,26         |
| TRP006 | TRAPECIO    | 1,70          | 0,76        |              |             | 6 133,10         | 2 731,03         |
| TRP007 | TRAPECIO    | 0,85          | 0,57        |              |             | 1 820,92         | 1 218,24         |
| TRP008 | TRAPECIO    | 0,65          | 0,29        |              |             | 3 239,72         | 1 457,87         |
| TRP009 | TRAPECIO    | 1,37          | 0,69        |              |             | 4 928,34         | 2 489,64         |
|        |             | <b>14,90</b>  | <b>6,87</b> | <b>11,96</b> | <b>4,58</b> | <b>63 538,97</b> | <b>26 728,21</b> |

Fuente: HIDRANDINA

Tabla 6 Máxima demanda eléctrica registrada en el 2018

| CÓDIGO | ALIMENTADOR | BARRA 13,8 Kv |             | L-1129 Kv    |             | BARRA 13,8 Kv    |                  |
|--------|-------------|---------------|-------------|--------------|-------------|------------------|------------------|
|        |             | MW            | VAR         | MW           | VAR         | MWH              | VARH             |
|        |             | Mar-18        | Mar-18      | Mar-18       | Mar-18      | 2018             | 2018             |
| TRP001 | TRAPECIO    | 1,35          | 0,00        |              |             | 5 070,56         | -                |
| TRP002 | TRAPECIO    | 5,45          | 2,86        |              |             | 24 339,48        | 12 768,40        |
| TRP003 | TRAPECIO    | 3,20          | 1,47        |              |             | 17 534,04        | 8 083,77         |
| TRP004 | TRAPECIO    | 0,72          | 0,28        |              |             | 2 438,17         | 941,17           |
| TRP005 | TRAPECIO    | 4,15          | 1,30        |              |             | 18 024,36        | 5 642,78         |
| TRP006 | TRAPECIO    | 1,96          | 0,79        |              |             | 11 417,14        | 4625,25          |
| TRP007 | TRAPECIO    | 1,16          | 0,77        |              |             | 4 506,86         | 3 013,67         |
| TRP008 | TRAPECIO    | 1,26          | 1,18        |              |             | 4 304,37         | 4 025,84         |
| TRP009 | TRAPECIO    | 0,94          | 0,25        |              |             | 3 963,44         | 1 047,25         |
|        |             | <b>20,16</b>  | <b>8,90</b> | <b>16,19</b> | <b>4,84</b> | <b>91 598,41</b> | <b>40 148,14</b> |

Fuente: HIDRANDINA

#### 5.2.4. Análisis de regresión por alimentador

Para realizar la proyección de la máxima demanda de potencia por alimentador, en primera instancia se analizó los tipos de regresión polinómica, logarítmica, potencial y exponencial, cuyos resultado serán demasiado optimistas haciendo que la proyección de la demanda de potencia al año 2038 fuera demasiado alto por cada alimentador, y en otros demasiado bajo; por lo que se ha optado por realizar un promedio entre los índice de crecimiento que corresponden a un crecimiento más real y conservador, obteniendo un índice de crecimiento de 3,58% .

*Tabla 7 Resumen del método de tendencia*

| <b>RESUMEN DEL MÉTODO TENDENCIA - DATA HISTÓRICA 2014-2018. TRAPECIO</b> |               |                   |                    |                    |
|--|---------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| <b>DESCRIPCIÓN</b>   | <b>LINEAL</b> | <b>POLINÓMICA</b> | <b>EXPONENCIAL</b> | <b>LOGARITMICA</b> |
| Tasa de Crecimiento Prom. Historico (2010-2017)                          | 4,15%         | 4,13%             | 4,13%              | 3,98%              |
| Tasa de Crecimiento Prom. (2018-2034)                                    | <b>3,03%</b>  | 8,18%             | <b>4,13%</b>       | 0,76%              |

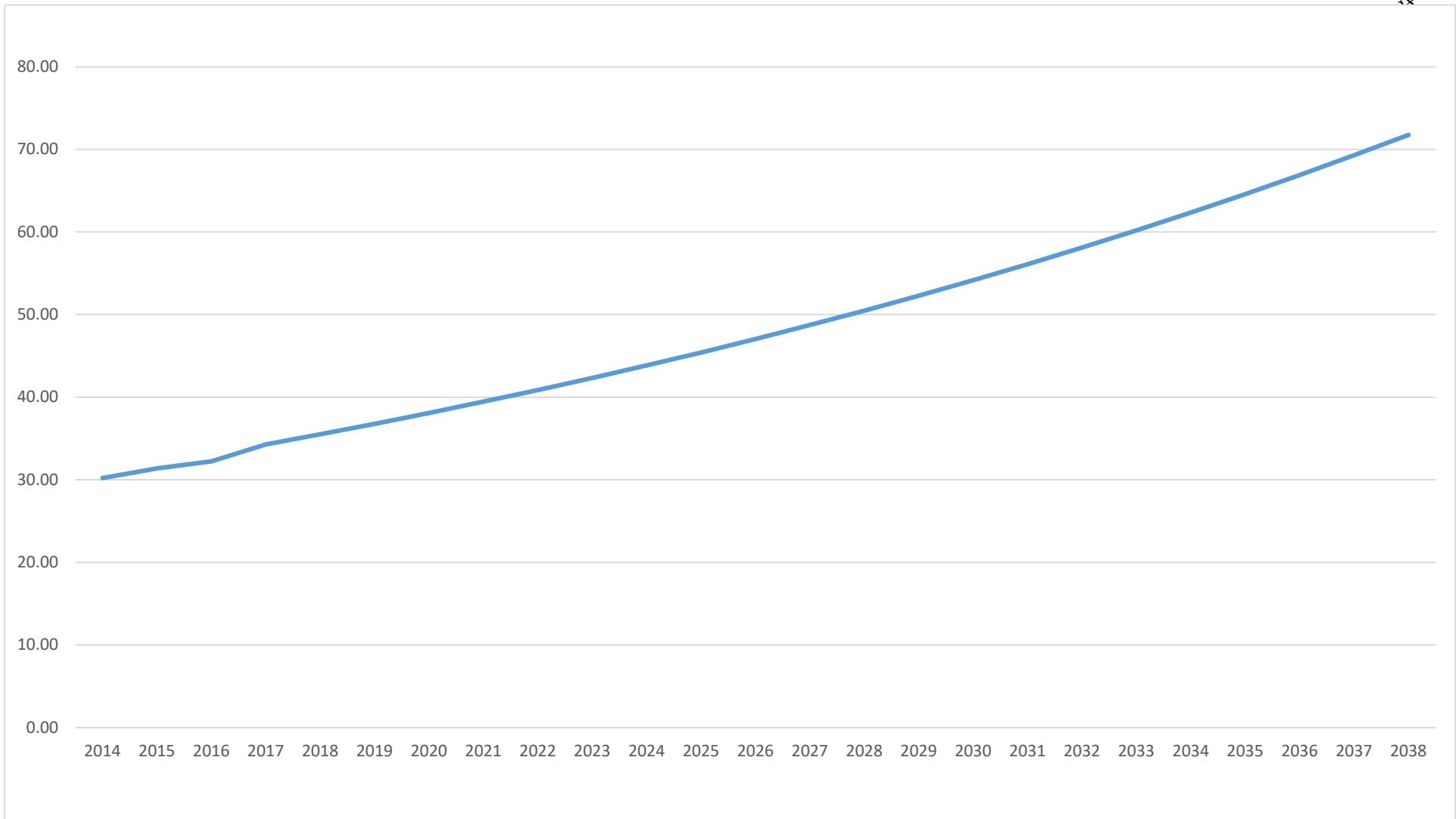
|                                  |              |
|----------------------------------|--------------|
| <b>Tasa de Crec. Considerado</b> | <b>3,58%</b> |
|----------------------------------|--------------|

*Fuente: Elaboración Propia*

*Tabla 8 Proyección de la máxima demanda hasta el año 2038*

| AÑO                                 | 2018  | 2019  | 2023  | 2028  | 2033  | 2038  |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| MAXIMAS DEMANDAS ALIMENTADORES (MW) |       |       |       |       |       |       |
| TRP001                              | 0,74  | 0,76  | 0,88  | 1,05  | 1,25  | 1,49  |
| TRP002                              | 6,85  | 7,09  | 8,16  | 9,74  | 11,61 | 13,84 |
| TRP003                              | 7,08  | 7,34  | 8,45  | 10,07 | 12,01 | 14,32 |
| TRP004                              | 0,41  | 0,43  | 0,49  | 0,59  | 0,70  | 0,83  |
| TRP005                              | 10.52 | 10,90 | 12,54 | 14,96 | 17,84 | 21,27 |
| TRP006                              | 4.08  | 4.23  | 4,87  | 5,80  | 6,92  | 8,25  |
| TRP007                              | 1.56  | 1.62  | 1,86  | 2,22  | 2,64  | 3,15  |
| TRP008                              | 1.36  | 1.41  | 1,62  | 1,94  | 2,31  | 2,75  |
| TRP009                              | 2.90  | 3.00  | 3,45  | 4,12  | 4,91  | 5,86  |
| POTENCIA TOTAL REQUERIDA            | 35.49 | 42.32 | 46    | 50.46 | 60.16 | 71.73 |

*Fuente: Elaboración propia*



*Imagen 4 Aumento de la demanda eléctrica (2014-2038)*

*Fuente: Elaboración propia*

| <b>FUENTE DE SUMINISTRO DE ENERGÍA</b> |                                |                               |
|--|--------------------------------|-------------------------------|
| <b>Tipo</b>                            | <b>SUBESTACIÓN DE POTENCIA</b> |                               |
| <b>Código de identificación</b>        | TP-A007                        | ---                           |
| <b>Ubicación</b>                       | TRAPECIO-<br>CHIMBOTE          | <b>TRAPECIO-<br/>CHIMBOTE</b> |
| <b>Nivel de tensión de entrada</b>     | 138                            | <b>138</b>                    |
| <b>Niveles de tensión de salida</b>    | 13,8 kV                        | <b>22,9/13,8 kV</b>           |
| <b>Nivel de potencia de entrada</b>    | 40 MVA                         | <b>40 MVA</b>                 |
| <b>Nivel de potencia de salida</b>     | 40 MVA                         | <b>20-30 MVA</b>              |

La oferta disponible “Con y sin Proyecto” es la misma, y está constituida por la capacidad de generación y servicio eléctrico continuo existente en el sistema eléctrico de Trapecio, garantizando la disponibilidad de energía y potencia; así como la confiabilidad del sistema permitiendo la implementación del proyecto.

#### **5.2.5. Determinación de la brecha**

Para establecer el Balance entre la Oferta y la demanda, materia de este estudio, se establece como meta, durante todo el horizonte de vida útil del proyecto, la cobertura al 100% tanto de la demanda de energía; así como la potencia con las centrales de generación conectadas al Sistema Interconectado al SEIN.

El balance oferta – demanda está conformada por la oferta disponible obtenida en el punto anterior y la demanda del proyecto conforme se muestra en el Formato 2. Como se aprecia, existe superávit de oferta para atender la demanda durante los 20 años de horizonte del proyecto.

La oferta del proyecto está dada por la capacidad que tiene la SET Trapecio de suministrar potencia para satisfacer la demanda de las cargas que se conectarán al transformador a instalarse con el proyecto en todo el periodo de evaluación según lo muestra el Formato 03 y 04 que en resumen se presenta en el siguiente cuadro:

Tabla 9 Balance de oferta y demanda de la SET Trapecio (sin proyecto)

| FUENTE DE SUMINISTRO   | 2018         | 2023         | 2028         | 2033          | 2038          |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
|  | (0)          | (5)          | (10)         | (15)          | (20)          |
| <b>Potencia de SET TRAPECIO 30/40 MVA<br/>Y DE 138/13,8 kV ONAF/ONAF</b> | 38,00        | 38,00        | 38,00        | 38,00         | 38,00         |
| <b>Potencia de SET TRAPECIO 10/12 MVA<br/>Y DE 138/13,8 kV ONAF/ONAF</b> | 11,00        | 11,00        | 11,00        | 11,00         | 11,00         |
| <b>OFERTA DE POTENCIA ACTUAL<br/>DISPONIBLE- MW en la SET</b>            | <b>49,00</b> | <b>49,00</b> | <b>49,00</b> | <b>49,00</b>  | <b>49,00</b>  |
| TRP001   | 0,74         | 0,88         | 1,05         | 1,25          | 1,49          |
| TRP002   | 6,85         | 8,16         | 9,73         | 11,60         | 13,83         |
| TRP003   | 7,08         | 8,44         | 10,07        | 12,00         | 14,31         |
| TRP004   | 0,41         | 0,49         | 0,59         | 0,70          | 0,83          |
| TRP005   | 10,52        | 12,54        | 14,95        | 17,83         | 21,26         |
| TRP006   | 4,08         | 4,86         | 5,80         | 6,92          | 8,24          |
| TRP007   | 1,56         | 1,86         | 2,22         | 2,64          | 3,15          |
| TRP008   | 1,36         | 1,62         | 1,94         | 2,31          | 2,75          |
| TRP009   | 2,90         | 3,5          | 4,12         | 4,91          | 5,85          |
| <b>Demanda Total Proyectada</b>  | <b>35,49</b> | <b>42,32</b> | <b>50,46</b> | <b>60,16</b>  | <b>71,73</b>  |
| <b>BALANCE OFERTA - DEMANDA MW</b>                                       | <b>13,91</b> | <b>7,08</b>  | <b>-1,06</b> | <b>-10,76</b> | <b>-22,33</b> |

Fuente Elaboración propia

Las instalaciones existentes tanto de transformación y distribución no garantizan el suministro de energía a los sectores considerados en este estudio.



Tabla 10 Balance de oferta y demanda de la SET Trapecio (con proyecto)

| FUENTE DE SUMINISTRO  | 2018         | 2023         | 2028         | 2033         | 2038         |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|   | (0)          | (5)          | (10)         | (15)         | (20)         |
| <b>Potencia de SET TRAPECIO 30/40 MVA Y DE 138/13,8 kV ONAF/ONAF</b>          | 38,00        | 38,00        | 38,00        | 38,00        | 38,00        |
| <b>NUEVO TRANSFORMADOR: 40/20/30 MVA, YNyn0d5, 138±10x1%/22.9/13.8 kV (*)</b> | 38,00        | 38,00        | 38,00        | 38,00        | 38,00        |
| <b>OFERTA DE POTENCIA ACTUAL DISPONIBLE- MW en la SET</b>                     | <b>76,00</b> | <b>76,00</b> | <b>76,00</b> | <b>76,00</b> | <b>76,00</b> |
| TRP001  | 0,74         | 0,88         | 1,05         | 1,25         | 1,49         |
| TRP002  | 6,85         | 8,16         | 9,73         | 11,60        | 13,83        |
| TRP003  | 7,08         | 8,44         | 10,07        | 12,00        | 14,31        |
| TRP004  | 0,41         | 0,49         | 0,59         | 0,70         | 0,83         |
| TRP005  | 10,52        | 12,54        | 14,95        | 17,83        | 21,26        |
| TRP006  | 4,08         | 4,86         | 5,80         | 6,92         | 8,24         |
| TRP007  | 1,56         | 1,86         | 2,22         | 2,64         | 3,15         |
| TRP008  | 1,36         | 1,62         | 1,94         | 2,31         | 2,75         |
| TRP009  | 2,90         | 3,45         | 4,12         | 4,91         | 5,85         |
| <b>Demanda Total Actual</b>   | <b>35,49</b> | <b>42,32</b> | <b>50,46</b> | <b>60,16</b> | <b>71,73</b> |
| <b>BALANCE OFERTA - DEMANDA MW</b>  | <b>40,51</b> | <b>33,68</b> | <b>25,54</b> | <b>15,84</b> | <b>4,27</b>  |

Fuente Elaboración propia

### **5.3. Evaluación de los equipos de protección**

Los principales equipos de la subestación Trapecio 138/23/13,8 kV serán protegidos mediante relés de intervención rápida, cuya operación deben ser iniciadas por efectos de fallas entre fases, fase/neutro, fallas a tierra, sobrecargas permanentes en los equipos u otras anomalías en el sistema eléctrico.

El sistema de protección considera el uso de relés numéricos multifunción de alta confiabilidad, basado en microprocesadores y auto-verificables, del tipo para empotrar en tableros, de conexión eléctrica posterior, a prueba de polvo, con cubierta removible y ventana transparente, para ser instalados en tableros metálicos.

Los relés serán del tipo multifunción y tendrán los componentes necesarios para la adquisición y análisis de datos, conexión directa a transformadores de medida, y con salidas y entradas binarias. Deberán contar como mínimo con protocolos de comunicación IEC 61850, DNP 3.0 y con dos puertos de comunicación. Parte Frontal del relé: 01 puerto serial tipo RJ45 o USB u óptico; Parte Posterior del relé: 02 puertos fibra óptica y 01 puerto serial RS232 o RS485; los puertos de comunicaciones deben estar diseñados para adaptarse a esquemas de control y medida, así como estar habilitados para asumir funciones lógicas, propias de los esquemas de automatización de las subestaciones. Los ajustes serán almacenados en memoria permanente, los datos serán conservados aún en caso de falla de la tensión de alimentación.

Para los diferentes niveles de tensión se han considerado las siguientes protecciones:

#### **5.3.1. Protección del transformador de potencia**

##### **Protección interna del transformador:**

Se considerará el uso de los siguientes relés:

- 49T (imagen térmica del transformador)
- 26Q (temperatura del aceite)
- 71Q (nivel de aceite)
- 63F (flujo de aceite)
- 63 (relé Bucholtz)
- 63/63X/63PR (relés de presión de gas)

### **Protección principal del transformador de potencia:**

Se considerará un relé, el cual tendrá como mínimo las siguientes funciones:

- 87T (protección diferencial)
- 50/51 (protección de sobrecorriente instantánea y temporizada)
- 50N/51N (protección de sobrecorriente instantánea y temporizada a tierra)
- 49 (protección de sobrecarga)
- 27/59 (Subtensión y sobretensión)
- 86 (Bloqueo de cierre de interruptores)
- Además, funciones de LF Localizador de Fallas (LF) y Registrador de Eventos (RE)

### **Protección de respaldo del transformador de potencia:**

Se considerará por transformador el uso de relés en el lado de 138 kV, 22,9 kV y 13,8 kV, los cuales tendrán como mínimo las siguientes funciones:

- 50/51 (protección de sobrecorriente instantánea y temporizada),
- 50N/51N (protección contra sobrecorriente instantánea y temporizada a neutro)
- Además, funciones de LF Localizador de Fallas (LF) y Registrador de Eventos (RE)

### **5.3.2. Protección de alimentadores en 22,9 kV y 13,8 kV**

Se considerará relés para la protección de los circuitos alimentadores en 22,9 kV (Y sólidamente aterrado) y 13,8 kV (aislado), y emplearán fibra óptica como medio de comunicación.

Los equipos de protección deberán tener como mínimo las siguientes las siguientes funciones de protecciones:

- 50/51 (protección de sobrecorriente instantánea y temporizada)
- 50N/51N (protección contra sobrecorriente instantánea y temporizada a neutro)
- 67/67N (sobrecorriente direccional fase/neutro)
- 27/59 (subtensión y sobretensión)
- 81 (Sub frecuencia y Sobre frecuencia)

Se debe considerar la instalación de relés de protección de arco eléctrico en todas las celdas de media tensión, estos equipos emplearan sensores de fibra tipo bucle o radial por el interior de cada celda para la detección de arcos eléctricos.

### 5.3.3. Sistema de medición

Con la finalidad de tener una medición óptima de los parámetros eléctricos del sistema, se instalarán equipos multifunción y multitarifa en las nuevas celdas del proyecto.

El equipo multifunción será capaz de registrar corrientes y tensiones (Fase-Fase/Fase-Tierra), factor de potencia, potencia activa, reactiva y aparente, la secuencia de indicación será en forma cíclica, así mismo, contará con la opción remota de transmisión de datos (protocolo IEC61850).

#### **Características principales de los medidores:**

Los equipos deben medir los siguientes parámetros.

- Voltaje, Corriente, Potencia Activa (kW), Potencia Reactiva (kVAR), Potencia Aparente (kVA), Factor de Potencia y Frecuencia.
- Energía: bidireccional, absoluta y neta, tiempo de uso, pérdida de compensación
- Demanda,
- Armónicas: Distorsión Armónica individual y total
- Detección de Transitorios.
- Registro de eventos y datos

El medidor deberá contar con lo siguiente:

- Una memoria configurable no volátil para el almacenamiento de formas de ondas, eventos y registros.
- Un puerto serial (IRIG-B) para la sincronización de tiempos por GPS, que permita fechar y registrar la hora de los eventos internos y de los registros de datos.
- Un Puerto Ethernet (RJ45), Protocolo TCP/IP, Modbus TCP, DNP3.0
- Un puerto RS-485/RS-232 conmutable.

### 5.4. Análisis del sistema actual y proyectado

Se procederá a desarrollar el análisis del sistema eléctrico asociado a la subestación Trapecio, mediante simulaciones de flujo de potencia en operación normal y cálculos de cortocircuito, para lo cual se hará uso del software DIgSILENT.

#### **5.4.1. Información necesaria para hacer el estudio**

La documentación utilizada para el desarrollo del presente estudio se resume a continuación:

##### **Del Comité de Operación Económico del Sistema – COES:**

- Archivo “Base Datos del SEIN DIgSILENT 2019-2028-Abril 2018.pfd” que contiene el modelo de red del SEIN de los años 2019 al 2028 y el despacho de generadores en los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, en máxima, media y mínima demanda
- Procedimiento Técnico PR-20 del COES, el cual contiene los alcances y criterios de desempeño para el desarrollo de estudios eléctricos.
- Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2018-2028.
- Informe COES D-072-2016: Tensiones de Operación en las Barras Principales del SEIN.

##### **De Hidrandina:**

- Términos de referencia del proyecto.
- Diagrama unifilar de la subestación Trapecio considerando el Proyecto.

##### **Del portal web de OSINERGMIN:**

- Informes Técnicos del Plan de Inversiones en Transmisión del Área 03 Período 2017-2021.

Para poder realizar este estudio se consideran las proyecciones de demanda coincidente realizadas por OSINERGMIN del “Área de Demanda 03”, desarrolladas en el marco del Plan de Inversiones 2017-2021. Esta información se encuentra publicada en la página web de OSINERGMIN y se resumen en la siguiente tabla.

*Tabla 11 Proyección de demanda del sistema eléctrico Trapecio con carga redistribuida*

| SUBESTACIÓN        | (kV) | 2016         | 2017          | 2018         | 2019          | 2020         | 2021          | 2022          | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          |
|--------------------|------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| CASMA              | 10   | 6,39         | 6,92          | 7,46         | 7,91          | 8,36         | 8,83          | 9,32          | 9,81          | 10,32         | 10,85         | 11,39         |
| CHIMBOTE 2         | 13,2 | 4,30         | 4,34          | 4,38         | 4,41          | 4,45         | 4,49          | 4,53          | 4,57          | 4,61          | 4,66          | 4,70          |
| CHIMBOTE NORTE     | 13,2 | 27,46        | 29,87         | 32,34        | 34,24         | 36,19        | 38,18         | 40,23         | 42,33         | 44,49         | 46,73         | 49,03         |
| CHIMBOTE SUR       | 13,2 | 10,17        | 11,37         | 12,59        | 13,24         | 13,91        | 14,59         | 15,30         | 16,02         | 16,76         | 17,53         | 18,32         |
| NEPEÑA             | 13,2 | 4,46         | 4,80          | 5,14         | 5,46          | 5,78         | 6,12          | 6,46          | 6,81          | 7,18          | 7,55          | 7,94          |
| SANTA              | 13,2 | 10,02        | 10,85         | 11,69        | 12,39         | 13,12        | 13,85         | 14,61         | 15,39         | 16,19         | 17,01         | 17,87         |
| CHIMBOTE 2 (SIDER) | 13,2 | 3,50         | 3,53          | 3,55         | 3,58          | 3,61         | 3,64          | 3,67          | 3,70          | 3,73          | 3,77          | 3,80          |
| SAN JACINTO        | 13,8 | 4,97         | 5,81          | 6,66         | 6,94          | 7,22         | 7,51          | 7,81          | 8,11          | 8,43          | 8,75          | 9,09          |
| TRAPECIO           | 13,8 | 26,01        | 28,22         | 30,49        | 32,30         | 34,16        | 36,06         | 38,00         | 40,01         | 42,07         | 44,20         | 46,40         |
| <b>TOTAL</b>       |      | <b>97,28</b> | <b>105,71</b> | <b>114,3</b> | <b>120,47</b> | <b>126,8</b> | <b>133,27</b> | <b>139,93</b> | <b>146,75</b> | <b>153,78</b> | <b>161,05</b> | <b>168,54</b> |

*Fuente Elaboración propia*

Para propósitos del presente estudio, se han considerado traslados de carga hacia la subestación Trapecio, desde las subestaciones Chimbote Nueva, Chimbote Norte, Chimbote Sur y Nepeña. La demanda redistribuida se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 12 Proyección de la demanda del sistema eléctrico Trapecio con carga redistribuida*

| SUBESTACIÓN        | (kV) | 2016  | 2017  | 2018  | 2019   | 2020   | 2021   | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   |
|--------------------|------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| CASMA              | 10   | 4,47  | 4,84  | 5,22  | 5,53   | 5,86   | 6,18   | 5,52   | 6,87   | 7,22   | 7,59   | 7,97   |
| CHIMBOTE 2         | 13,2 | 4,3   | 4,34  | 4,38  | 4,41   | 4,45   | 4,49   | 4,53   | 4,57   | 4,61   | 4,66   | 4,7    |
| CHIMBOTE NORTE     | 13,2 | 27,46 | 29,87 | 32,34 | 34,24  | 21,71  | 22,91  | 24,14  | 25,4   | 26,7   | 28,04  | 29,42  |
| CHIMBOTE SUR       | 13,2 | 10,17 | 11,37 | 12,59 | 13,24  | 12,52  | 13,14  | 13,77  | 14,42  | 15,06  | 15,77  | 16,49  |
| NEPEÑA             | 13,2 | 4,46  | 4,8   | 5,14  | 5,46   | 5,21   | 5,51   | 5,82   | 6,13   | 6,46   | 6,8    | 7,15   |
| SANTA              | 13,2 | 10,02 | 10,85 | 11,69 | 12,39  | 13,12  | 13,85  | 14,61  | 15,39  | 16,19  | 17,01  | 17,87  |
| CHIMBOTE 2 (SIDER) | 13,2 | 3,5   | 3,53  | 3,55  | 3,58   | 3,61   | 3,64   | 3,67   | 3,7    | 3,73   | 3,77   | 3,8    |
| SAN JACINTO        | 13,8 | 4,97  | 5,81  | 6,66  | 6,94   | 7,22   | 7,51   | 7,81   | 8,11   | 8,43   | 8,75   | 9,09   |
| TRAPECIO           | 13,8 | 26,01 | 25,22 | 30,49 | 32,3   | 34,16  | 36,06  | 38     | 40,01  | 42,07  | 44,2   | 46,4   |
| CASMA              | 22,9 | 1,92  | 2,07  | 2,24  | 2,37   | 2,51   | 2,65   | 2,79   | 2,94   | 3,1    | 3,25   | 3,42   |
| CHIMBOTE NUEVA     | 13,8 |       |       |       |        | 16,45  | 17,34  | 18,27  | 19,21  | 20,19  | 21,2   | 22,24  |
| TOTAL              |      | 97,28 | 102,7 | 114,3 | 120,46 | 126,82 | 133,28 | 138,93 | 146,75 | 153,76 | 161,04 | 168,55 |

*Fuente Elaboración propia*

Finalmente para definir los parámetros eléctricos del nuevo transformador, se ha considerado la información proporcionada por Hidrandina y complementada con parámetros típicos asociados a su magnitud de potencia. A continuación, se resumen los principales parámetros eléctricos del transformador.

- Potencia ONAF: 40/20/30 MVA.
- Tensión Nominal: 138/22,9/13,8 kV
- Grupo de Conexión: YNyn0d5.
- Regulación: +/- 10 x 1%.

#### **5.4.2. Análisis de Flujo de Potencia**

##### **Criterios de Operación**

Se han establecido criterios de desempeño de la operación en estado estacionario, conforme a lo indicado en el Procedimiento PR-20 del COES, estos se exponen a continuación:

- ) Las tensiones en barras deben estar dentro del rango  $\pm 5 \%$  de los equipos instalados en las subestaciones, principalmente transformadores de potencia. Asimismo, en el caso de las barras del sistema de transmisión, las tensiones en Estado Normal deben estar en el rango de  $\pm 2,5 \%$  de las tensiones de operación.
- ) No se admiten sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.

##### **Metodología**

El análisis se inicia reproduciendo las condiciones operativas de la zona en estudio sin considerar las nuevas instalaciones “ESCENARIOS SIN PROYECTO”, luego se desarrollan los “ESCENARIOS CON PROYECTO”, que consideran la operación de las nuevas instalaciones que conforman el Proyecto.

En ambos casos se registrarán los niveles de flujo de potencia por las líneas de transmisión, transformadores de potencia y perfiles de tensión en las barras presentes en la zona de influencia del Proyecto.



Los escenarios considerados para el análisis de flujo de potencia son los siguientes:

- J Año 2019 Sin Proyecto: Se desarrolla el análisis de la operación del sistema eléctrico sin considerar las nuevas instalaciones. Se realizan simulaciones para la máxima demanda del sistema en condiciones hidrológicas de avenida.
- J Año 2019 Con Proyecto: Se desarrolla el análisis de la operación del sistema eléctrico considerando las nuevas instalaciones asociadas al Proyecto. Se realizan simulaciones para la máxima demanda del sistema en condiciones hidrológicas de avenida.

### Resultados del Análisis de Flujo de Potencia

En las siguientes tablas se muestra un resumen de los resultados de flujo de potencia.

Tabla 13 Flujo de potencia en líneas de transmisión

| Línea de Transmisión          | Código  | Sin Proyecto (SP) |       | Con Proyecto (CP) |       |          |       |
|-------------------------------|---------|-------------------|-------|-------------------|-------|----------|-------|
|                               |         | 2019              |       | 2019              |       | 2026     |       |
|                               |         | Potencia          | Carga | Potencia          | Carga | Potencia | Carga |
|                               |         | MVA               | %     | MVA               | %     | MVA      | %     |
| Chimbote - Chimbote 2         | L-1106  | 4,4               | 3,45  | 4,43              | 3,47  | 4,63     | 3,63  |
| Chimbote - Chimbote 2         | L-1107  | 4,4               | 3,06  | 4,43              | 3,07  | 4,63     | 3,22  |
| Chimbote - Santa              | L-1116  | 14,42             | 15,57 | 14,42             | 15,5  | 19,66    | 19,63 |
| Chimbote - Chimbote Norte     | L-1108  | 59,99             | 42,09 | 50,93             | 35,45 | 81,72    | 57,27 |
| Chimbote Norte - Trapecio     | L-1109  | 22,59             | 19,1  | 24,7              | 20,72 | 49,66    | 42    |
| Chimbote - Chimbote Sur       | L-1111  | 46,13             | 31,12 | 43,89             | 29,44 | 75,83    | 53,65 |
| Chimbote Sur - Trapecio       | L-1129  | 12,2              | 8,41  | 9,45              | 6,48  | 5,18     | 4,38  |
| Chimbote Sur - Nepeña         | L-1112  | 20,75             | 22,71 | 20,74             | 22,57 | -        | -     |
| Nepeña - San Jacinto          | L-1114  | 7,06              | 8,03  | 7,05              | 7,98  | 9,88     | 26,55 |
| Nepeña - Casma                | L-1113  | 8,09              | 9,36  | 8,08              | 9,31  | 12,23    | 18,13 |
| Chimbote Sur - Chimbote Nueva | L-1112A | -                 | -     | -                 | -     | 54,19    | 74,37 |
| Chimbote Nueva - Nepeña       | L-1112B | -                 | -     | -                 | -     | 29,9     | 41,66 |

Fuente Elaboración propia

No se presentan sobrecargas en líneas de transmisión en los escenarios analizados. La operación de la nueva línea Chimbote Norte – Trapecio 138 kV, brinda confiabilidad al sistema de transmisión de 138 kV.

*Tabla 14 Resultados del flujo de potencia en transformadores de potencia*

| Transformador          | Sin proyecto (SP) |        | Con proyecto (CP) |        |          |        |
|------------------------|-------------------|--------|-------------------|--------|----------|--------|
|                        | 2019              |        | 2019              |        | 2026     |        |
|                        | Potencia          | Carga  | Potencia          | Carga  | Potencia | Carga  |
|                        | MVA               | %      | MVA               | %      | MVA      | %      |
| Chimbote               | 20,72             | 17,16  | 16,58             | 13,72  | 51,47    | 43,62  |
| Chimbote               | 20,22             | 16,75  | 16,19             | 13,39  | 50,77    | 89,02  |
| Santa                  | 14,42             | 43,35  | 14,42             | 43,16  | 19,66    | 109,2  |
| Chimbote sur           | 14,2              | 65,03  | 14,19             | 64,65  | 18,1     | 77,62  |
| Nepeña                 | 5,63              | 86,61  | 5,63              | 86,11  | 7,78     | 76,31  |
| Casma                  | 8,51              | 69,48  | 8,51              | 69,07  | 12,87    | 97,72  |
| Chimbote norte (nuevo) | -                 | -      | -                 | -      | 32,05    | 94,76  |
| Chimbote nueva         | -                 | -      | -                 | -      | 24,02    | 72,22  |
| Trapecio (nuevo)       | -                 | -      | 28,86             | 96,52  | 47,11    | 159,48 |
| Chimbote 2             | 3,81              | 6,34   | 4,67              | 7,74   | 5,21     | 8,49   |
| Chimbote 2             | 5,02              | 8,36   | 4,29              | 7,11   | 4,16     | 6,91   |
| Chimbote norte (nuevo) | 38,17             | 128,04 | 26,85             | 89,49  | -        | -      |
| San Jacinto            | 7,31              | 112,79 | 7,31              | 112,09 | 10,38    | 163,43 |
| Trapecio               | 4,01              | 13,49  | 5,01              | 16,75  | 6,34     | 19,11  |

*Fuente Elaboración propia*

En el año 2019, escenario Sin Proyecto, se observa sobrecarga en el transformador de la subestación Chimbote Norte. Luego de la instalación del nuevo transformador de 40 MVA, no se presentan sobrecargas.

En el año 2026 se considera la operación de la nueva subestación Chimbote Nueva 138/22,9/13,8 kV, donde se trasladan cargas de las subestaciones Chimbote Norte, Chimbote Sur y Nepeña.

Se observan sobrecarga en el transformador de la subestación Santa, pudiendo darse solución mediante el traslado de cargas de 13,8 kV a 22,9 kV. En el caso de la subestación San Jacinto, se podría trasladar un nuevo transformador de potencia que se encuentre en reserva.

*Tabla 15 Nivel de tensión en barras con carga distribuida*

| Subestación    | Barra | Sin proyecto (SP) |         | Con proyecto (CP) |         |         |         |
|----------------|-------|-------------------|---------|-------------------|---------|---------|---------|
|                |       | 2019              |         | 2019              |         | 2026    |         |
|                |       | Tensión           | Tensión | Tensión           | Tensión | Tensión | Tensión |
|                |       | kV                | p.u     | kV                | p.u     | kV      | p.u     |
| CHIMBOTE       | 223   | 221,309           | 0,992   | 221,651           | 0,994   | 216,309 | 0,970   |
| CHIMBOTE       | 139   | 138,249           | 0,995   | 138,830           | 0,999   | 138,520 | 0,997   |
| CHIMBOTE 2     | 136,6 | 138,174           | 1,012   | 138,752           | 1,016   | 138,442 | 1,013   |
| SANTA          | 138   | 137,859           | 0,999   | 138,441           | 1,003   | 138,060 | 1,000   |
| CHIMBOTE NORTE | 138   | 137,150           | 0,994   | 137,990           | 1,000   | 137,295 | 0,995   |
| TRAPECIO       | 138   | 136,704           | 0,991   | 137,541           | 0,997   | 135,867 | 0,985   |
| CHIMBOTE SUR   | 138   | 136,953           | 0,992   | 137,707           | 0,998   | 136,019 | 0,986   |
| NEREÑA         | 138   | 135,979           | 0,985   | 136,743           | 0,991   | 133,587 | 0,968   |
| CASMA          | 138   | 135,232           | 0,980   | 136,002           | 0,986   | 132,167 | 0,958   |
| SAN JACINTO    | 138   | 135,516           | 0,982   | 136,284           | 0,988   | 132,768 | 0,962   |
| CHIMBOTE NUEVA | 138   | -                 | -       | -                 | -       | 135,012 | 0,978   |

*Fuente Elaboración propia*

El perfil de tensiones en barras de 138 kV se encuentra dentro de límites aceptables de operación.

A continuación, se muestran los esquemas de flujo de potencia de los escenarios analizados.

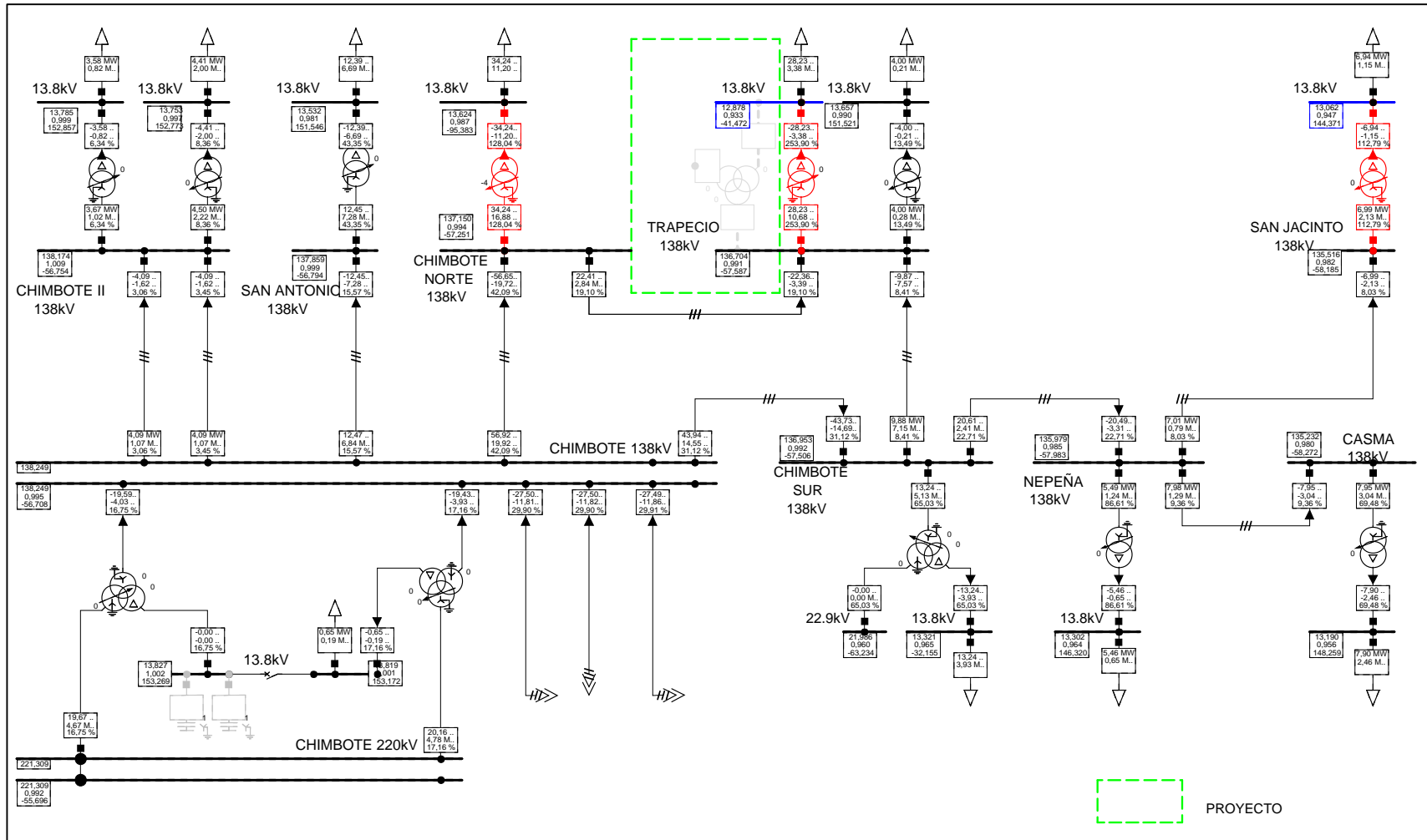


Imagen 5 Flujo de potencia. Año 2019 sin proyecto.

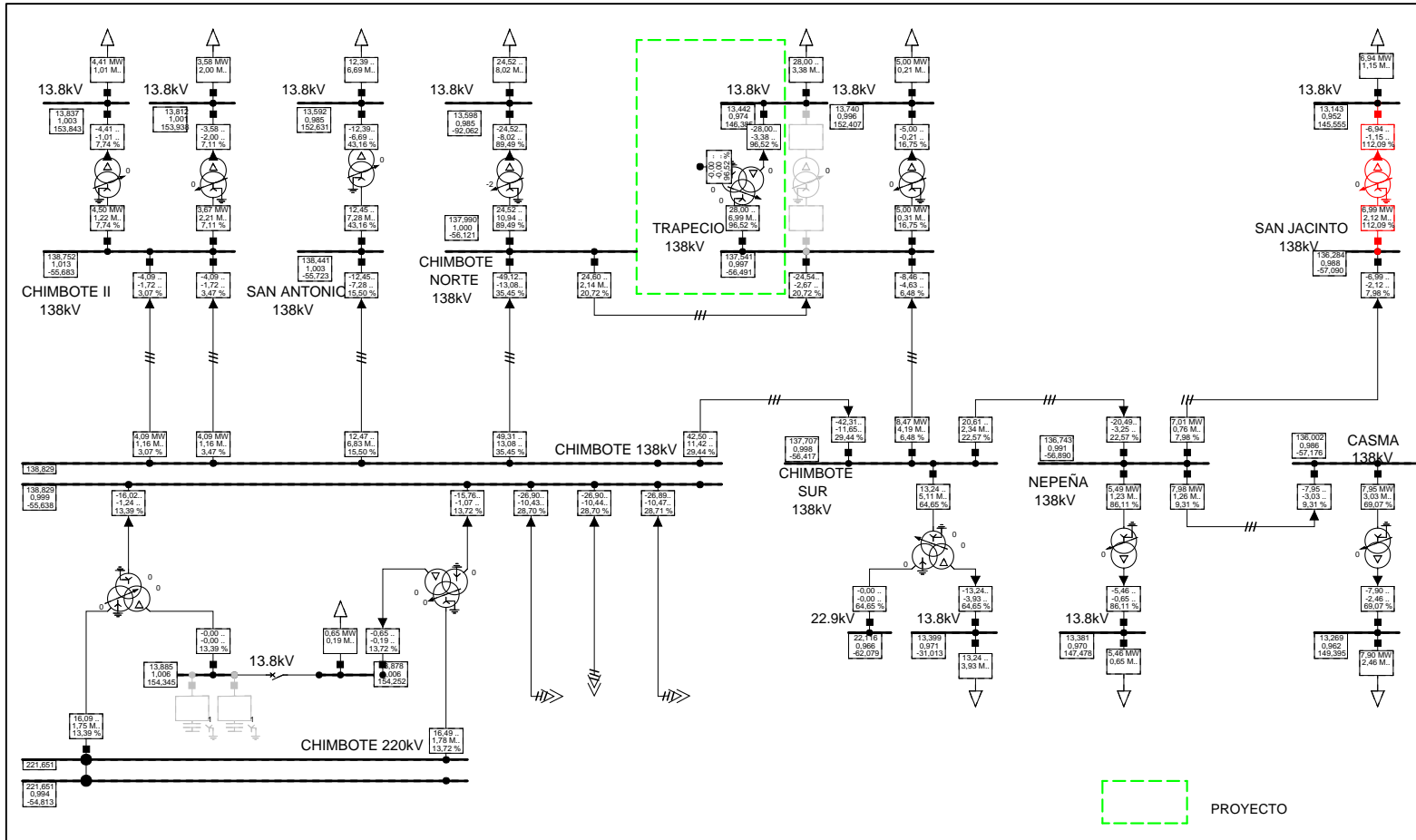


Imagen 6 Flujo de potencia. Año 2019 con proyecto.

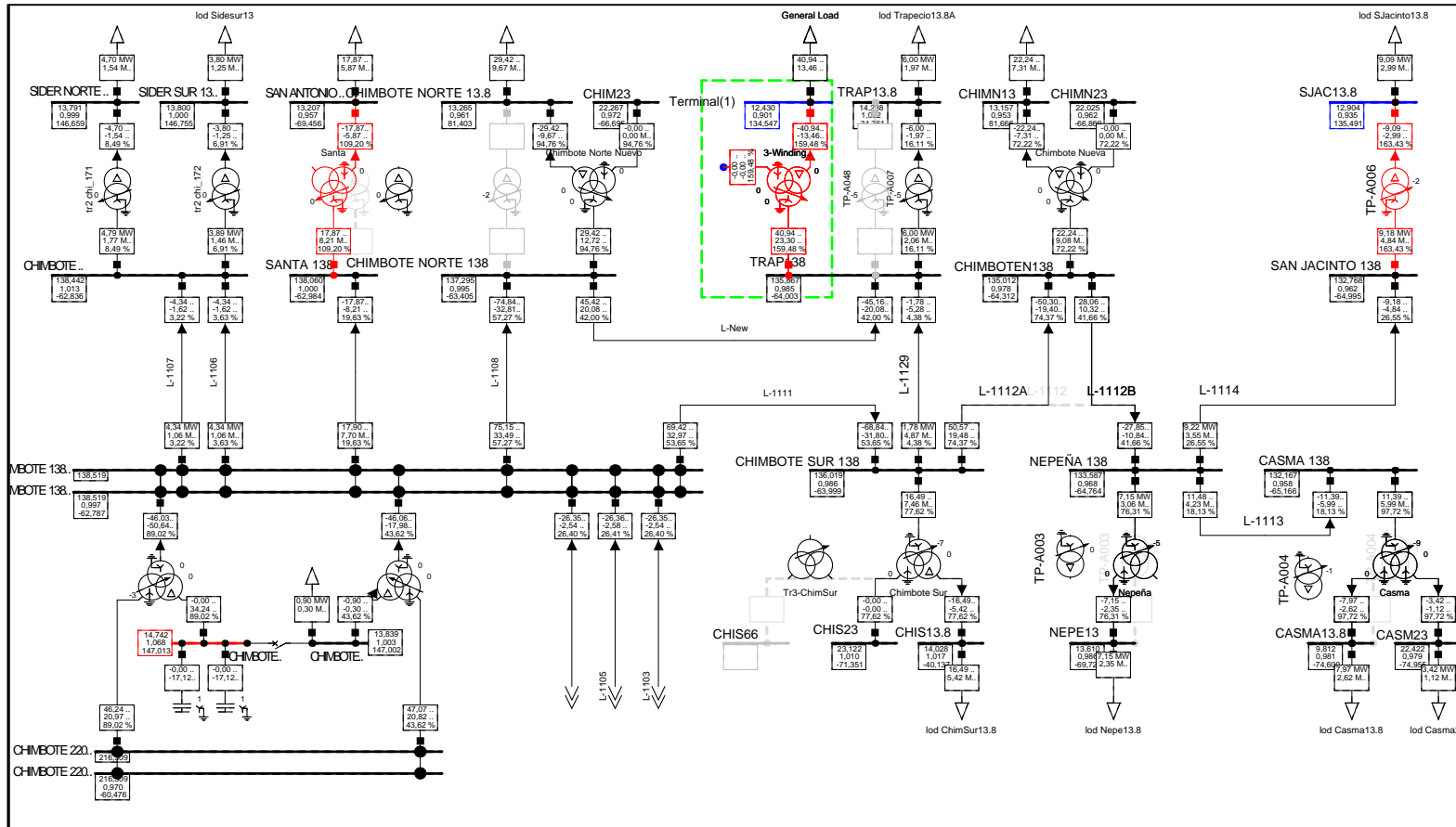


Imagen 7 Flujo de potencia. Año 2026 con Proyecto

### 5.4.3. Análisis de cortocircuito

#### Consideraciones

- ) Las simulaciones de cortocircuito han sido realizadas de acuerdo a la norma IEC60909 “Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C”, con un tiempo de interrupción (break-time) de 0,1 segundos.
- ) Las fallas son consideradas de tipo sólido, por lo que la impedancia de falla es considerada cero.

#### Metodología

El cálculo de cortocircuito será realizado para el horizonte de análisis 2026, considerando el Proyecto, en un escenario de máxima generación donde se ponen en servicio todos los grupos generadores presentes en el SEIN.

Las evaluaciones de cortocircuito consideran tres tipos de falla: fallas monofásicas, bifásicas a tierra y trifásicas. Se calcula el nivel de cortocircuito en las barras pertenecientes a la zona de influencia del Proyecto.

Para propósito de análisis de resultados, dos variables de interés han sido consideradas:

- )  $S''_k$ : Potencia inicial de cortocircuito.
- )  $I''_k$ : Corriente inicial de cortocircuito.



## Resultados de Cortocircuito

En la siguiente tabla se muestra los resultados del cálculo de cortocircuito.

Tabla 16 Cortocircuitos en barras. 2026 máxima generación.

| SUBESTACIÓN    | Barra | Monofásico |       | Bifásico a tierra |       |         |       | Trifásico |       |
|----------------|-------|------------|-------|-------------------|-------|---------|-------|-----------|-------|
|                |       | sk"A       | ik"A  | sk"B              | ik"B  | sk"C    | ik"C  | sk"       | ik"   |
|                | kV    | MVA        | kA    | MVA               | kA    | MVA     | kA    | MVA       | kA    |
| CHIMBOTE       | 220   | 1807,86    | 14,04 | 1714,79           | 13,32 | 1748,88 | 13,58 | 4672,19   | 12,1  |
| CHIMBOTE       | 138   | 989,3      | 12,33 | 945,94            | 11,79 | 960,2   | 11,96 | 2403,51   | 9,98  |
| CHIMBOTE 2     | 138   | 737,04     | 9,35  | 693,96            | 8,8   | 716,36  | 9,08  | 1876,95   | 7,93  |
| SANTA          | 138   | 458,08     | 5,75  | 493,18            | 6,19  | 496,36  | 6,23  | 1562,95   | 6,54  |
| CHIMBOTE NORTE | 138   | 666,07     | 8,36  | 640,87            | 8,04  | 645,28  | 8,1   | 1820,48   | 7,62  |
| TRAPECIO       | 138   | 615,69     | 7,73  | 580,41            | 7,28  | 598,11  | 7,51  | 1540,14   | 6,44  |
| CHIMBOTE SUR   | 138   | 617,27     | 7,75  | 587,36            | 7,37  | 593,52  | 7,45  | 1582,01   | 6,62  |
| NEPEÑA         | 138   | 256,63     | 3,22  | 268,62            | 3,37  | 286,92  | 3,6   | 878,78    | 3,68  |
| CASMA          | 138   | 122,82     | 1,54  | 146,43            | 1,84  | 159,47  | 2     | 503,72    | 2,11  |
| SAN JACINTO    | 138   | 156,09     | 1,96  | 168,25            | 2,11  | 187,3   | 2,35  | 573054    | 2,4   |
| CHIMBOTE NUEVA | 138   | 460,81     | 5,78  | 439,45            | 5,52  | 457,37  | 5,74  | 1296,3    | 5,42  |
| TRAPECIO       | 13,8  | 9,65       | 12,12 | 104,43            | 13,11 | 104,43  | 13,11 | 362,03    | 15,15 |

Fuente Elaboración propia

La subestación Trapecio, alcanza los 7,73 kA en 138 kV y 15,15 kA en 13,8 kV. Estos valores se encuentran debajo del poder de ruptura de los equipos proyectados de 31,5 kA (en 138 kV) y 25 kA (22,9 kV y 13,8 kV), verificándose el correcto dimensionamiento (capacidad de cortocircuito) de los equipos de maniobra y protección asociados al Proyecto.

En las siguientes figuras se muestran los esquemas de cortocircuito:

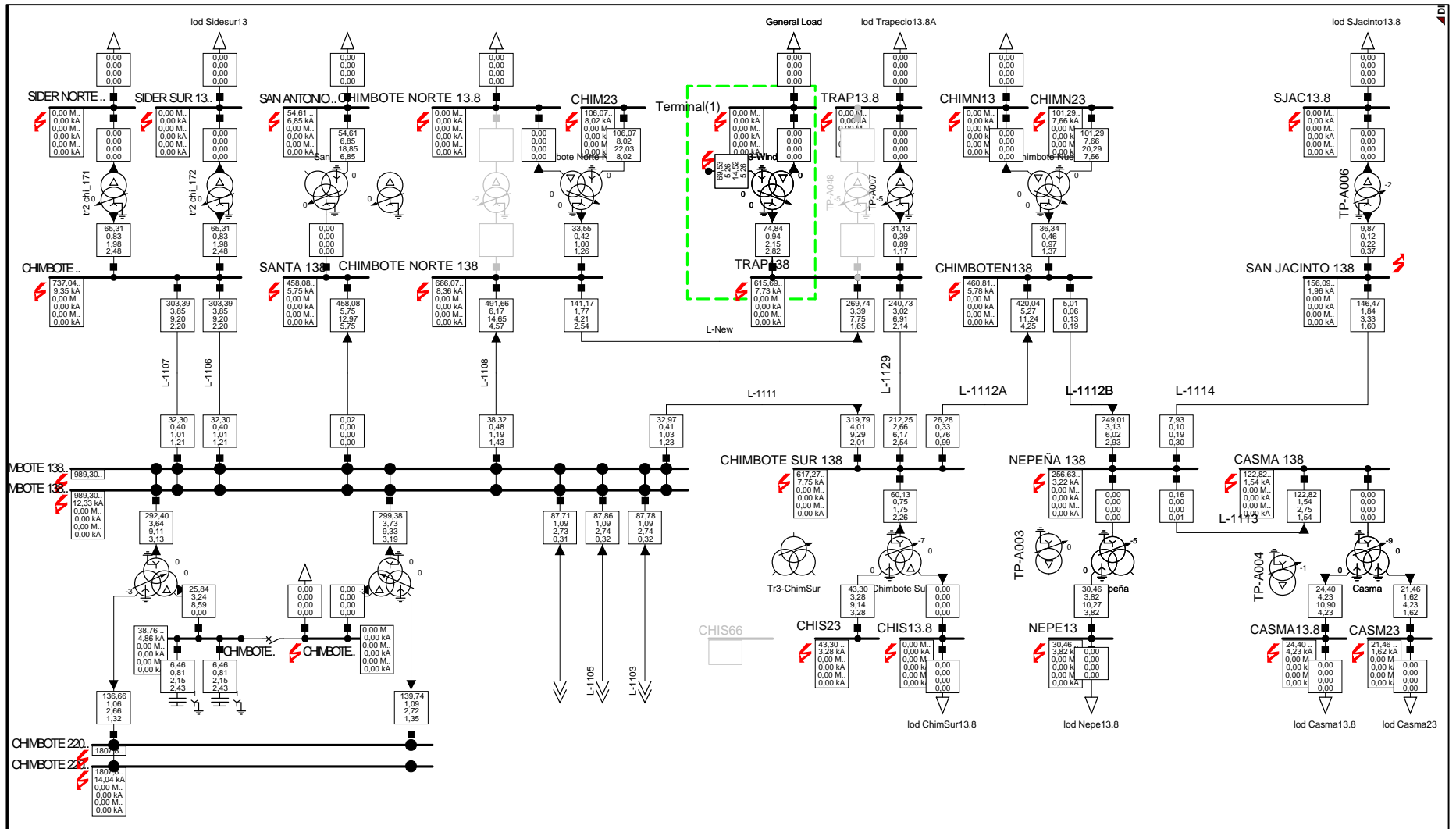


Imagen 8 Cortocircuito monofásico en barras.

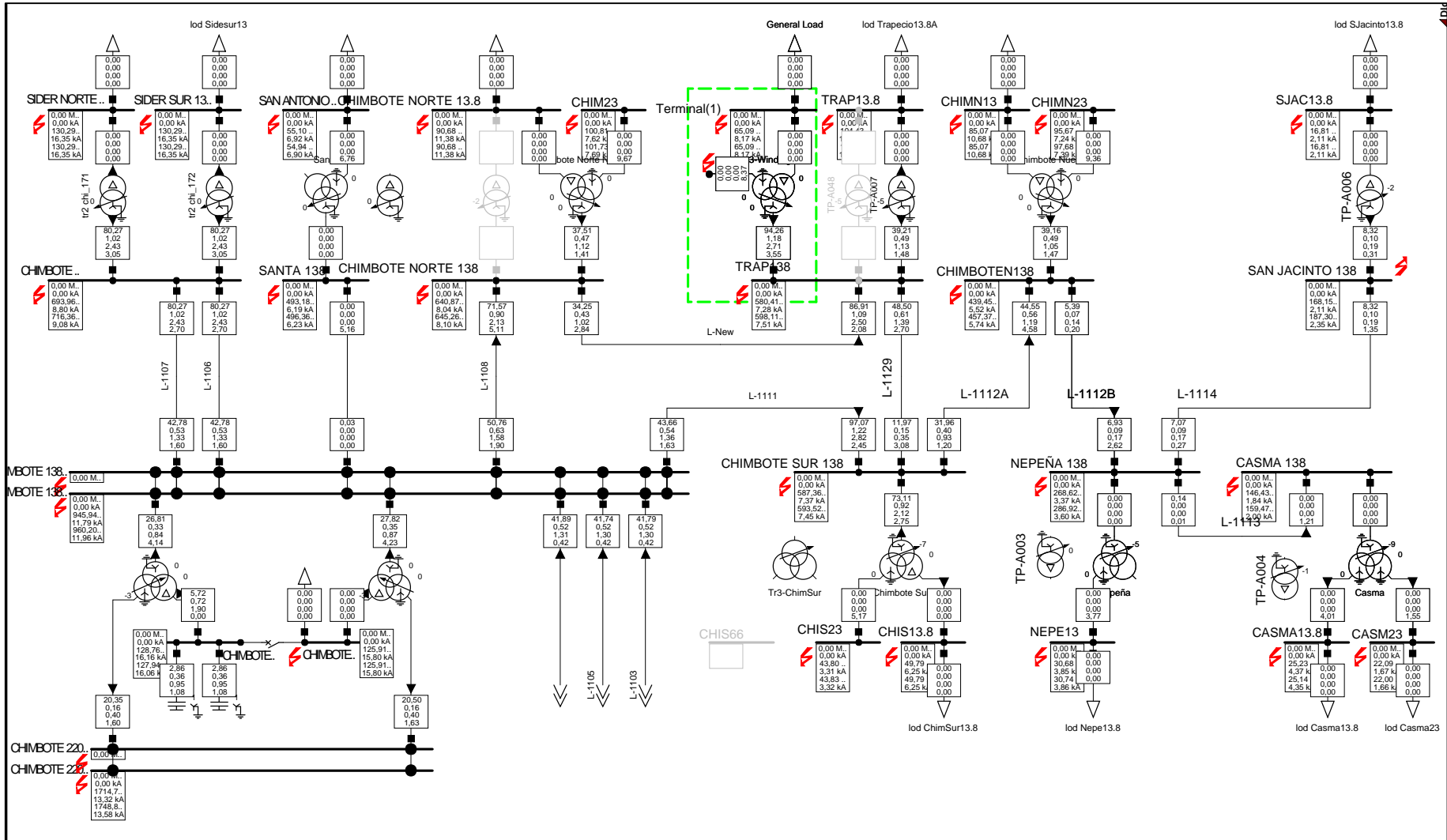


Imagen 9 Cortocircuito bifásico a tierra en barras.

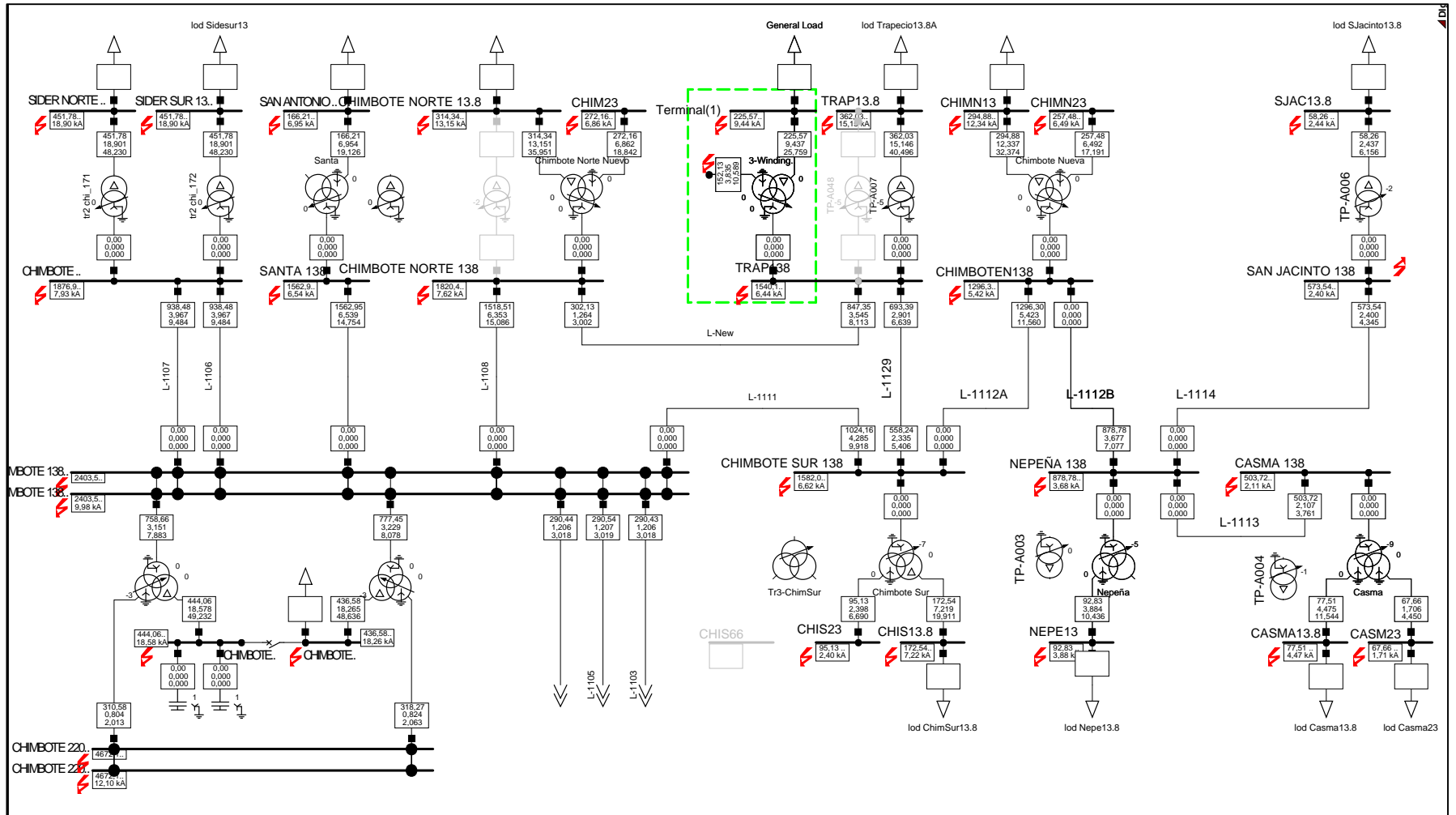


Imagen 10 Cortocircuito trifásico

### 5.5. Coordinación de la protección proyectada

Se realizará la coordinación de las protecciones proyectadas para los nuevos equipos que conlleva la instalación del nuevo transformador. Para realizar esta coordinación se tendrá en consideración:

- ) los alimentadores “Banchero” y “Pescadores” (para la barra de 13,8 kV)
- ) 3 alimentadores proyectados en la barra de 22,9 kV, estos alimentadores tendrán una potencia máxima de 4MW, estos alimentadores no están conectados a ninguna carga pero se diseñaron para poder cubrir el aumento de la demanda que habrá según el estudio de mercado eléctrico.
- ) Los relees instalados en los alimentadores se programarán con las funciones: 50/51, 50N/51N y 27/59.

Para realizar la coordinación de la protección en el nuevo transformador se hizo uso del software DIGSILENT, en el cual se dibujó el diagrama unifilar del transformador y los alimentadores que están conectados como se puede observar en la siguiente imagen:

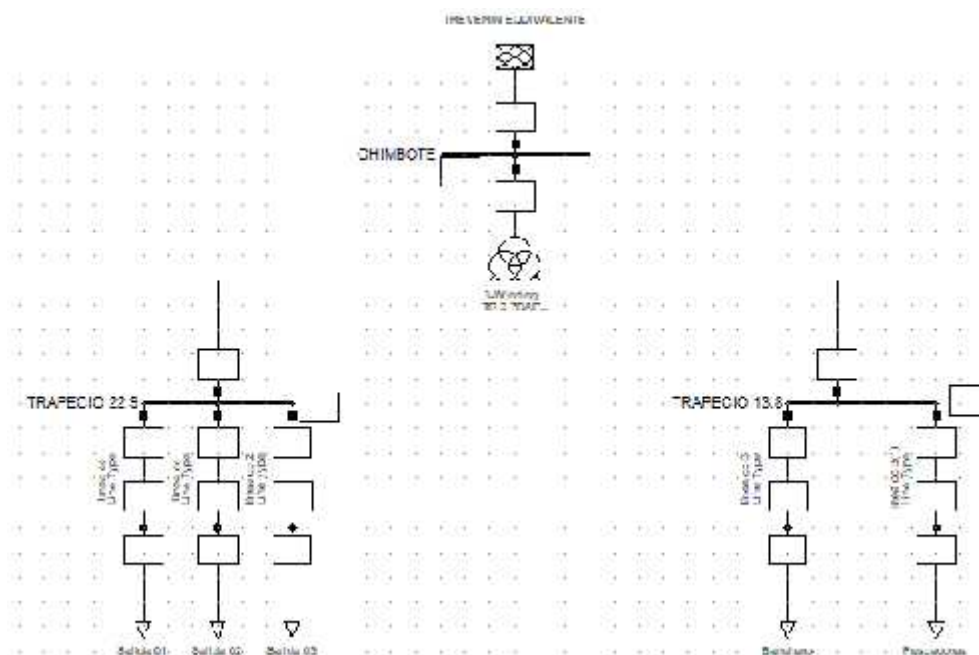


Imagen 11 Diagrama unifilar del transformador a instalar en la subestación Trapecio

Fuente Elaboración propia

Debido a que los alimentadores 01,02 y 03 (instalados en la barra de 22.9kV) tienen la misma carga cada uno, el esquema de proyección de cada alimentador tendrá la misma configuración (el diagrama unifilar de la protección está detallada en el Anexo “Protección proyectada”.

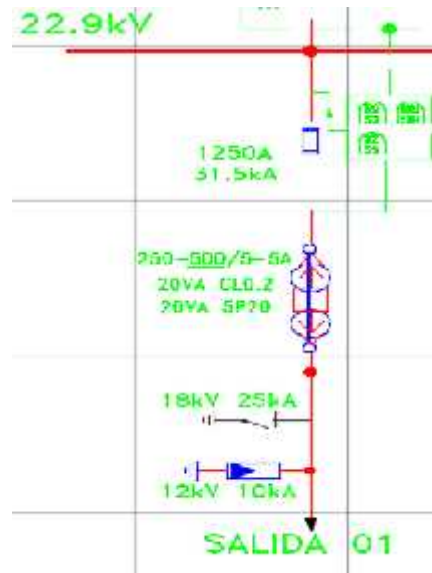


Imagen 12 Esquema del sistema de protección para los alimentadores instalados en la barra de 22,9 kV

Fuente Elaboración propia

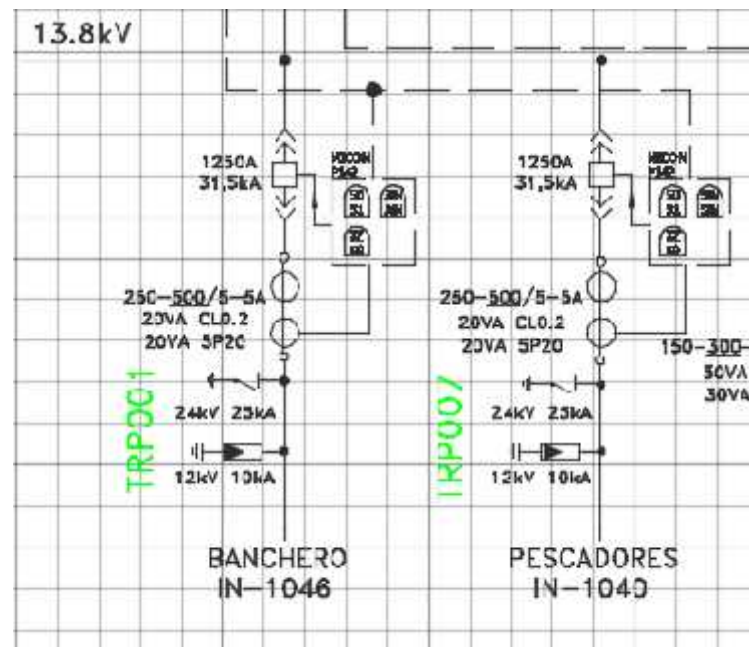
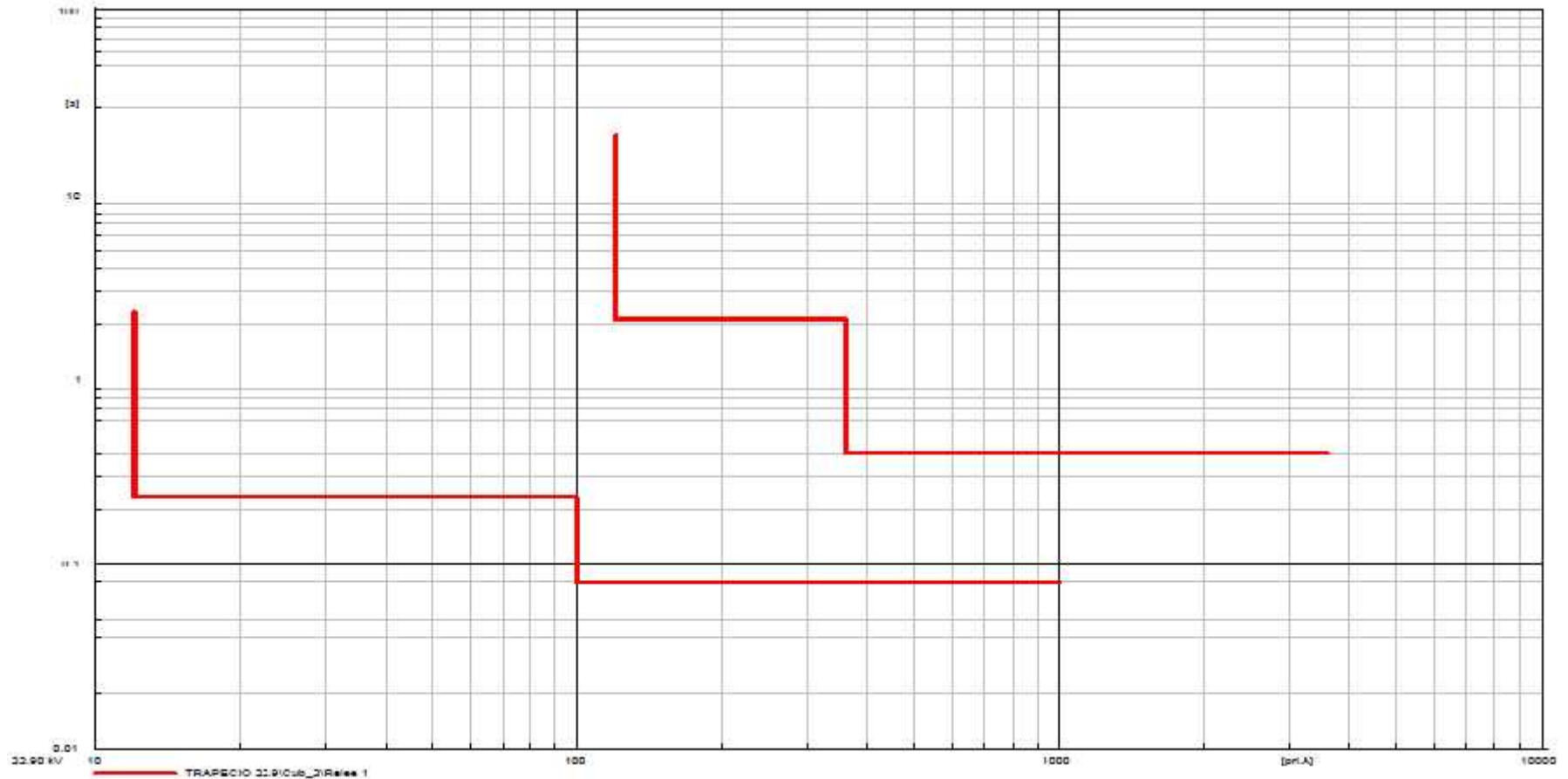


Imagen 13 Esquema del sistema de protección para los alimentadores instalados en la barra de 13,8 kV

Fuente Elaboración propia

Luego de definir el esquema de protección a instalar en los alimentadores relacionados con el nuevo transformador, se realizará la coordinación de dicho sistema, para lo cual es necesario graficar la curva de disparo de los relés instalados en cada alimentador:



*Imagen 14 Curva de disparo de los relés ubicados en los alimentadores 01,02 y 03*

*Fuente Elaboración propia*



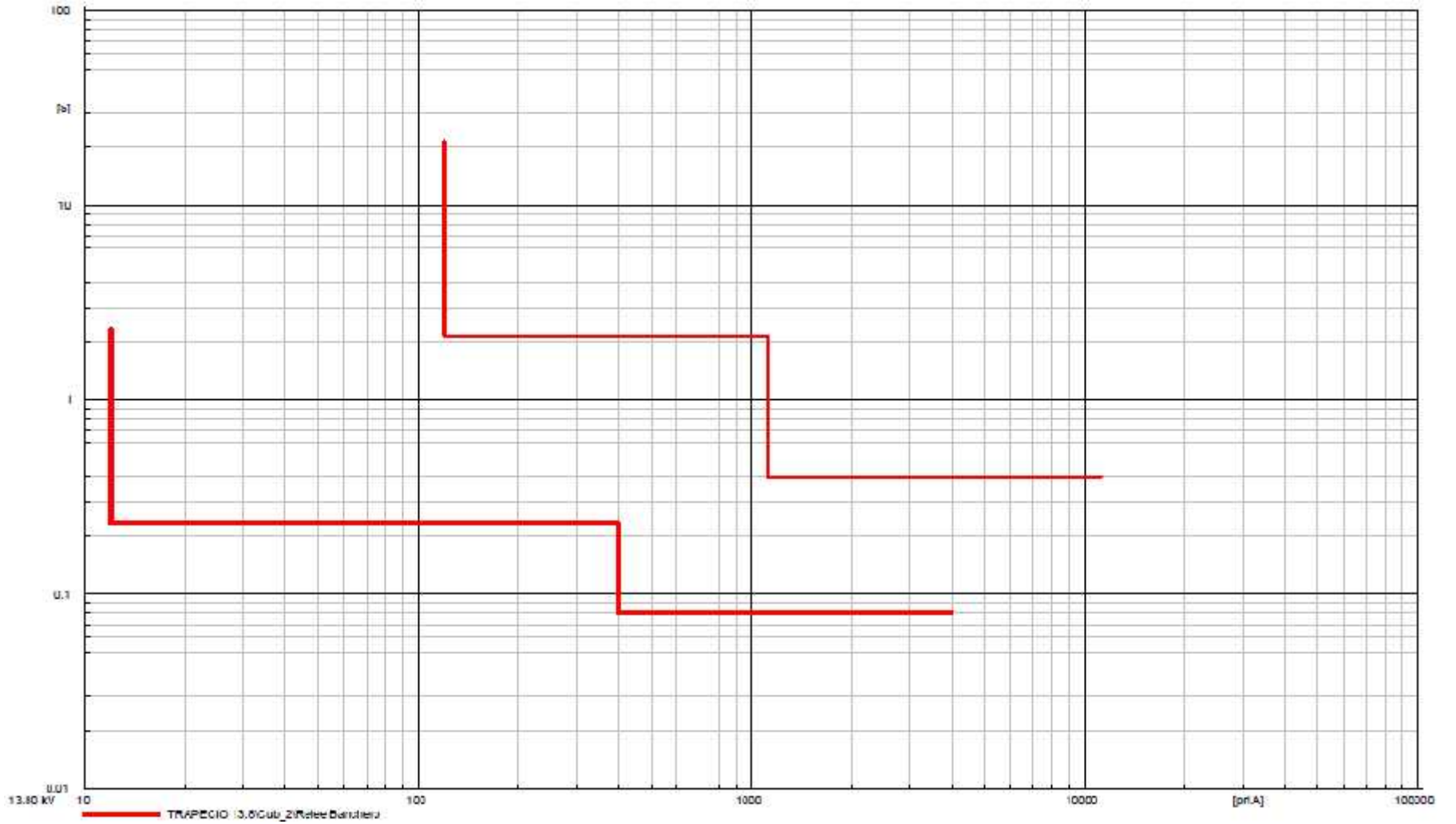
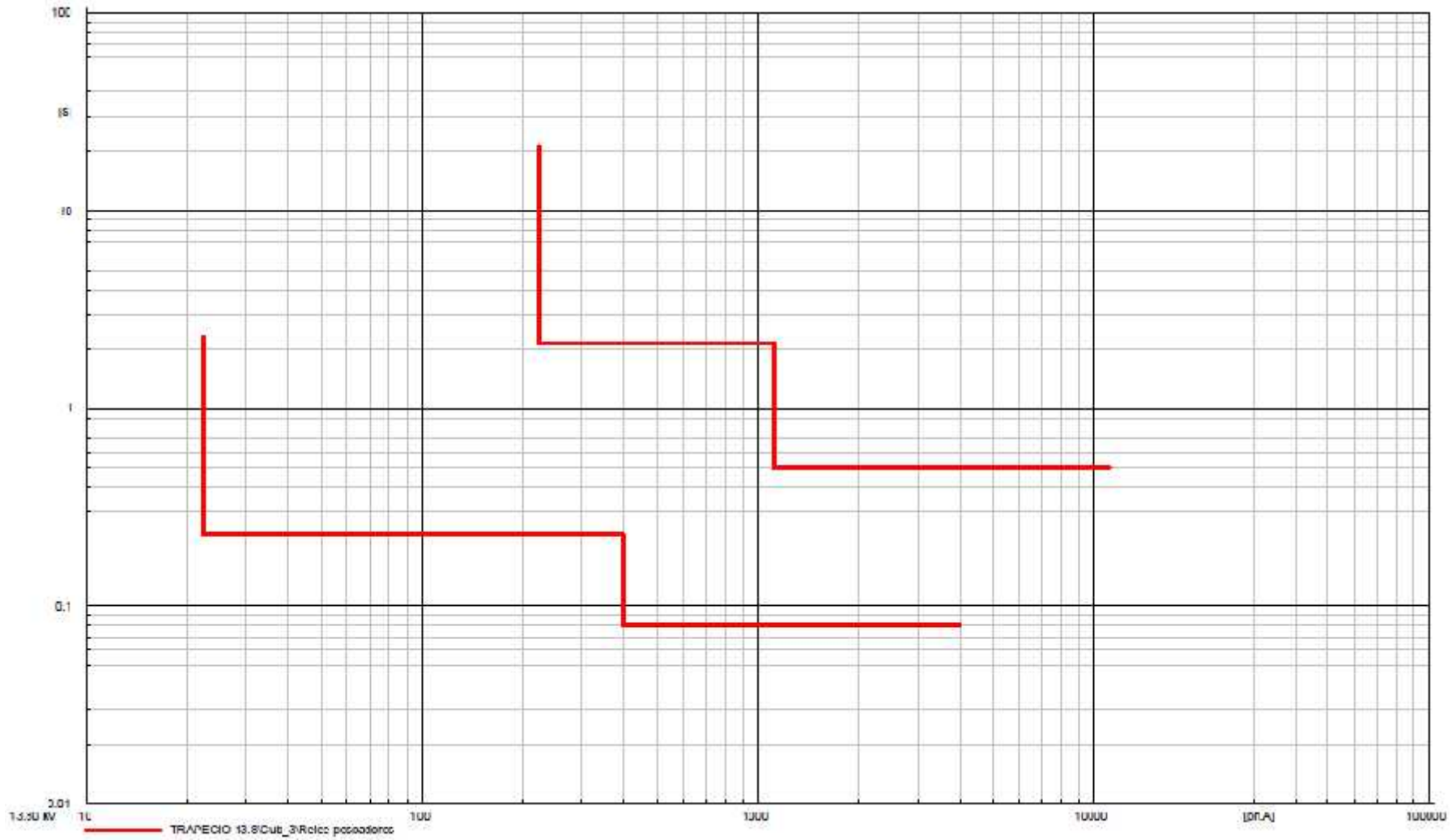


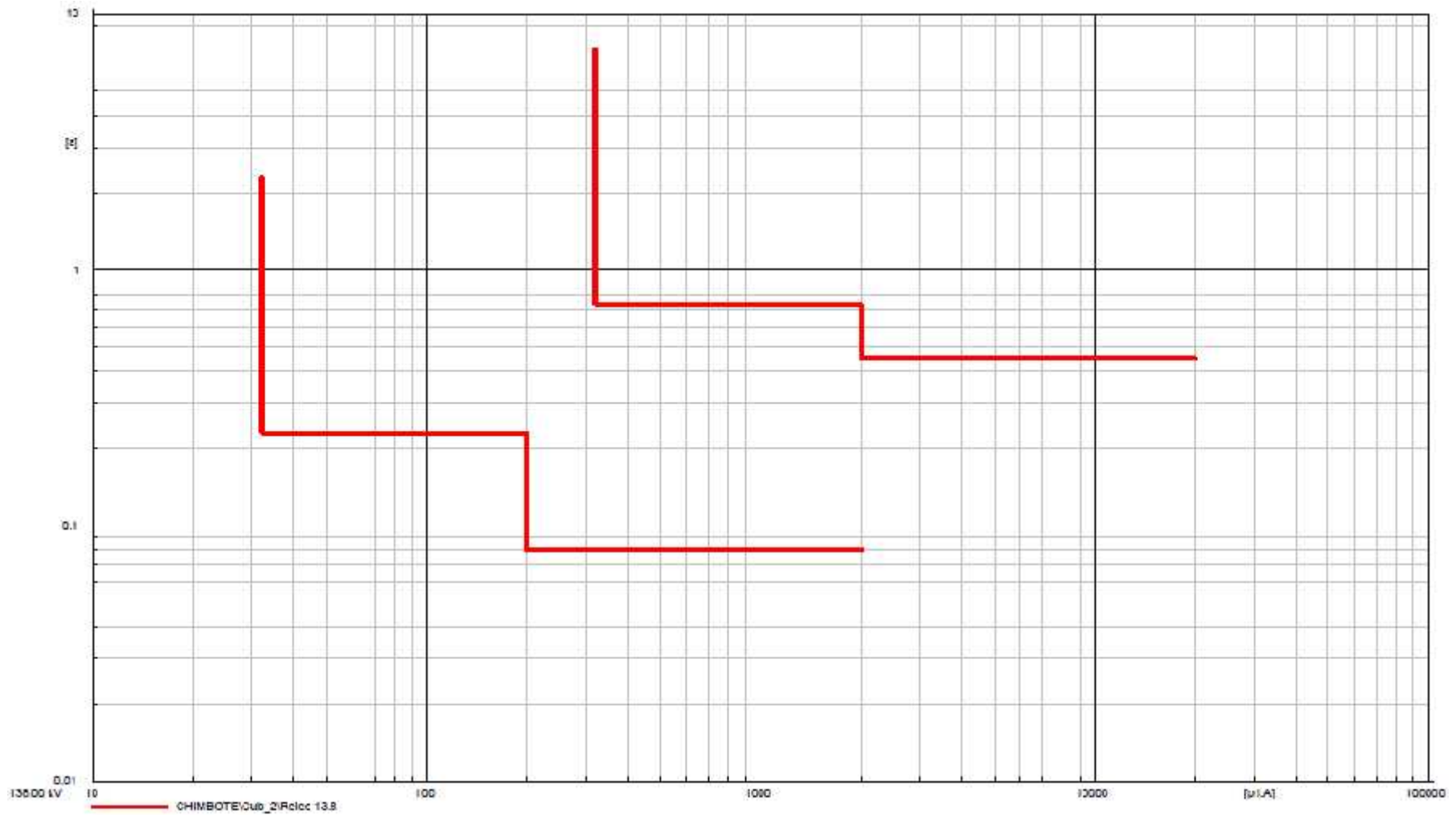
Imagen 15 Curva de disparo del relé ubicado en el alimentador "Banadero"

Fuente Elaboración propia



*Imagen 16 Curva de disparo del relé ubicado en el alimentador "Pescadores"*

*Fuente Elaboración propia*



*Imagen 17 Curva de disparo del relé ubicado en el lado de 13,8 kV del transformador a instalar*

*Fuente Elaboración propia*

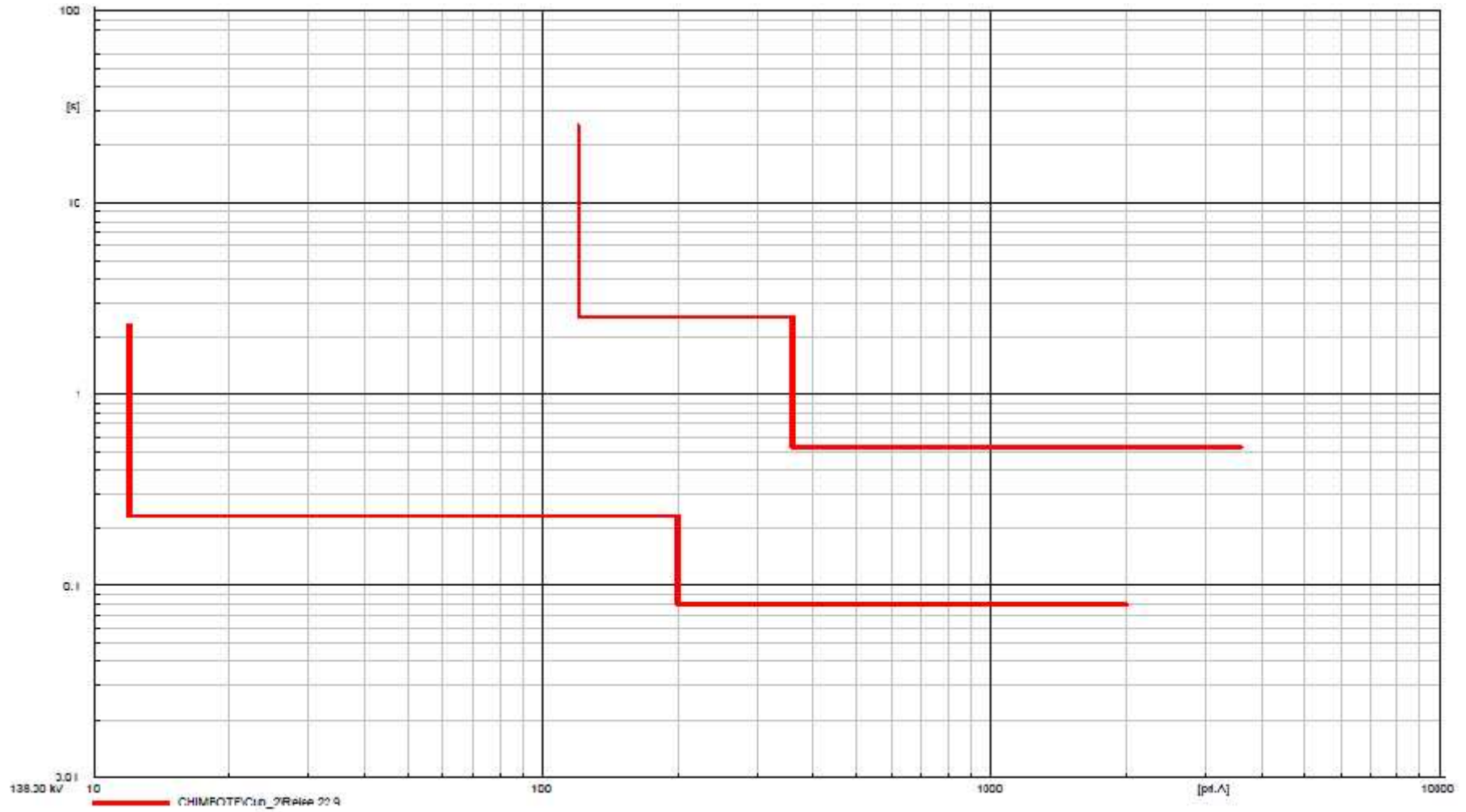


Imagen 18 Curva de disparo del relé ubicado en el lado de 22,9 kV del transformador a instalar

Fuente Elaboración propia

Para realizar la correcta coordinación de los distintos equipos de protección, se analizará la coordinación por cada barra a la cual esté conectada el transformador, esto incluye las cargas que pueden encontrarse en cada barra, debido a que en la barra 22,9 kV hay alimentadores que comparten características, solo se analizará la coordinación en uno de ellos, ya que los resultados obtenidos serán simétricos en los 3 alimentadores.

Como se puede observar en la imagen 20, se ha simulado un cortocircuito en un alimentador de la barra 22,9 kV; el relé de dicho alimentador actuará 400 ms luego de detectar la corriente de cortocircuito, sin embargo el relé instalado en el lado de 22,9 kV del transformador actuará al detectar luego de 530 ms, con esto se cumple la coordinación de la barra 22,9 kV, ya que el relé ubicado en el transformador solo actuará en caso el relé ubicado en el alimentador no logre despejar la falla debido a un mal funcionamiento en los equipos de protección, es por esto que se les ha dado una diferencia de 130 ms entre estos, de esta manera se asegura proteger los equipos instalados en la barra 22,9kV.

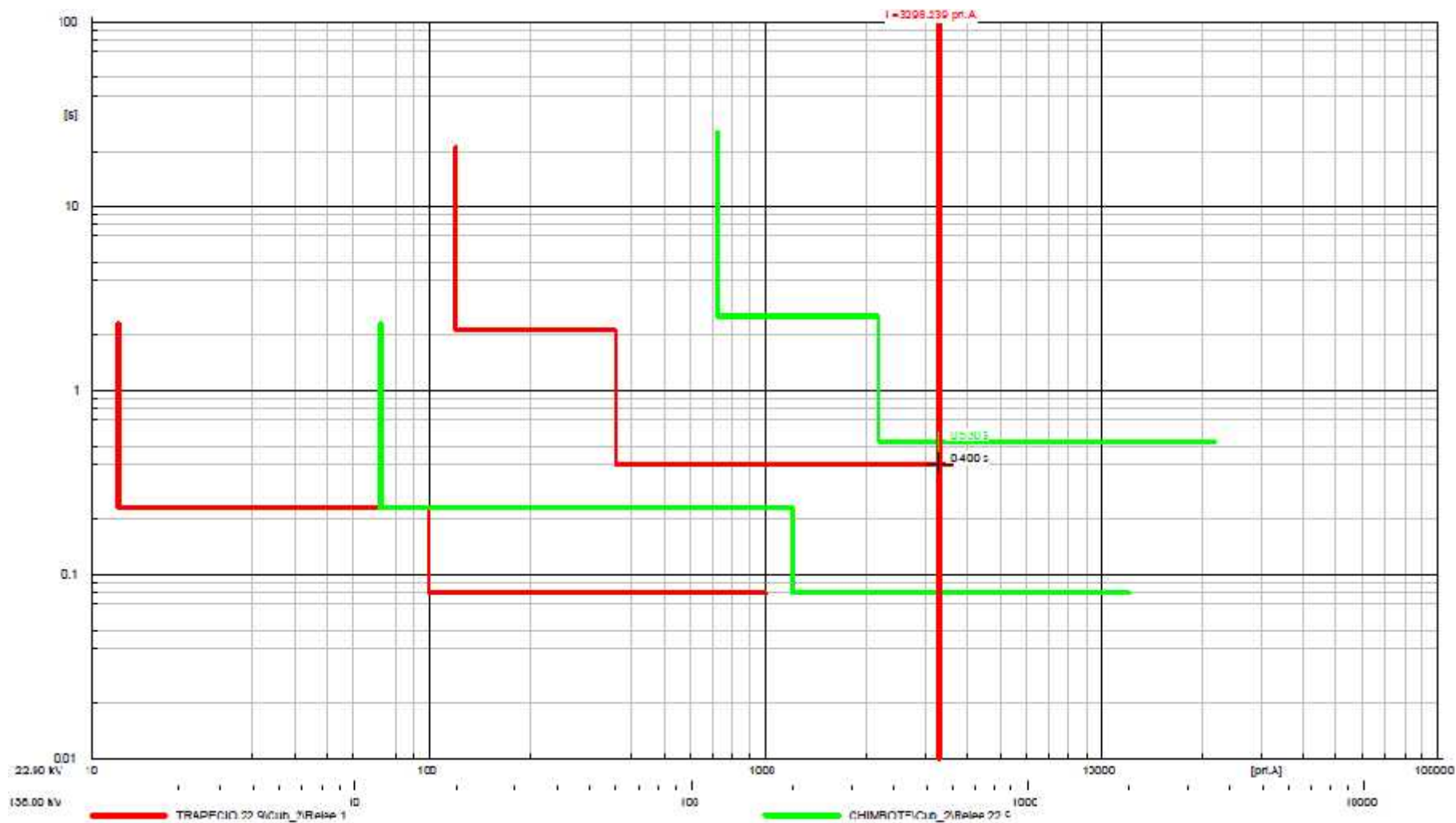


Imagen 19 Cortocircuito en un alimentador de la barra 22,9 kV

Fuente Elaboración propia

Finalmente para la coordinación de los equipos de protección en la barra de 13,8kV se analizarán 2 casos: cortocircuito en el alimentador “Banchero” y cortocircuito en el alimentador “Pescadores”.

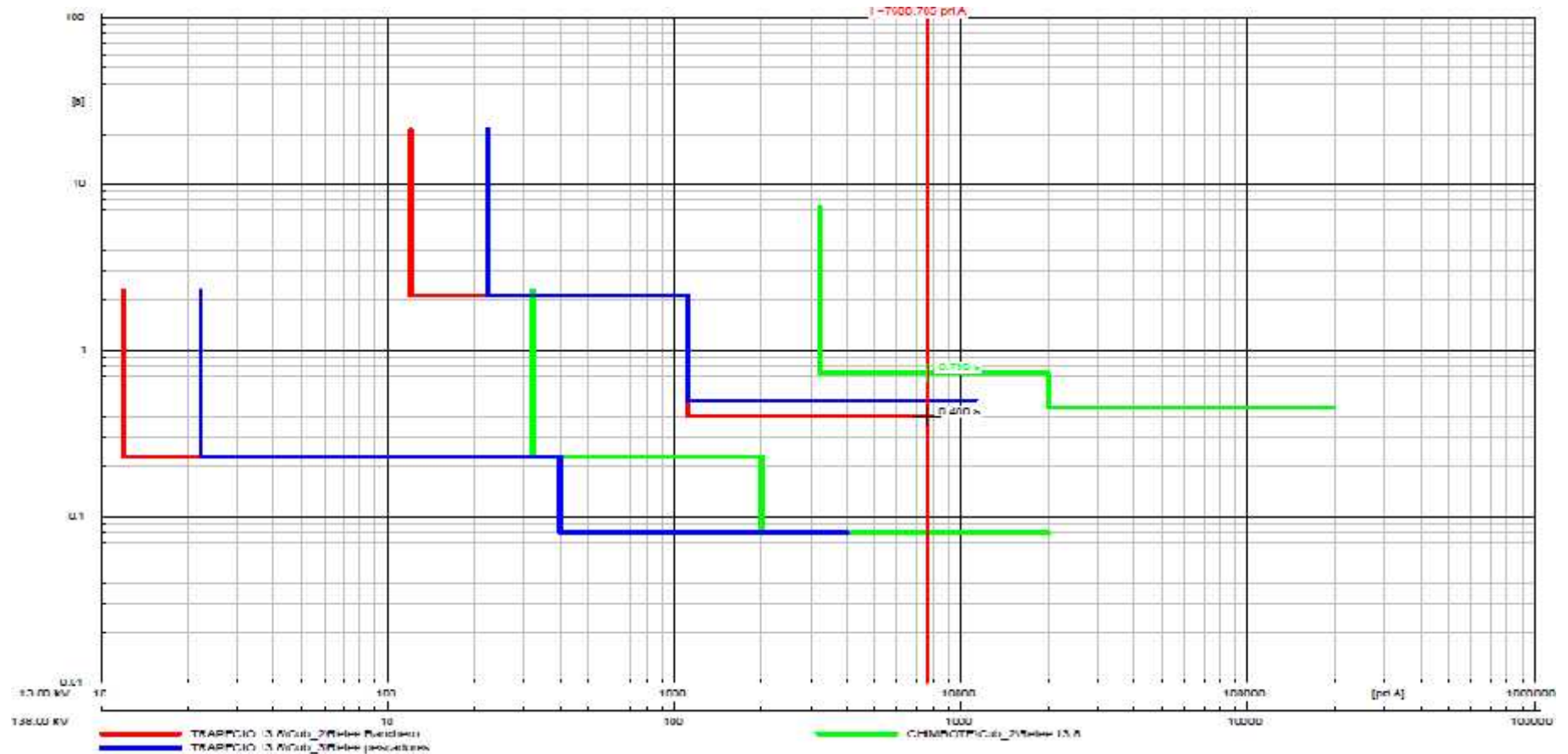


Imagen 20 Cortocircuito en el alimentador "Banchero" ubicado en la barra de 13,8 kV

Fuente Elaboración propia

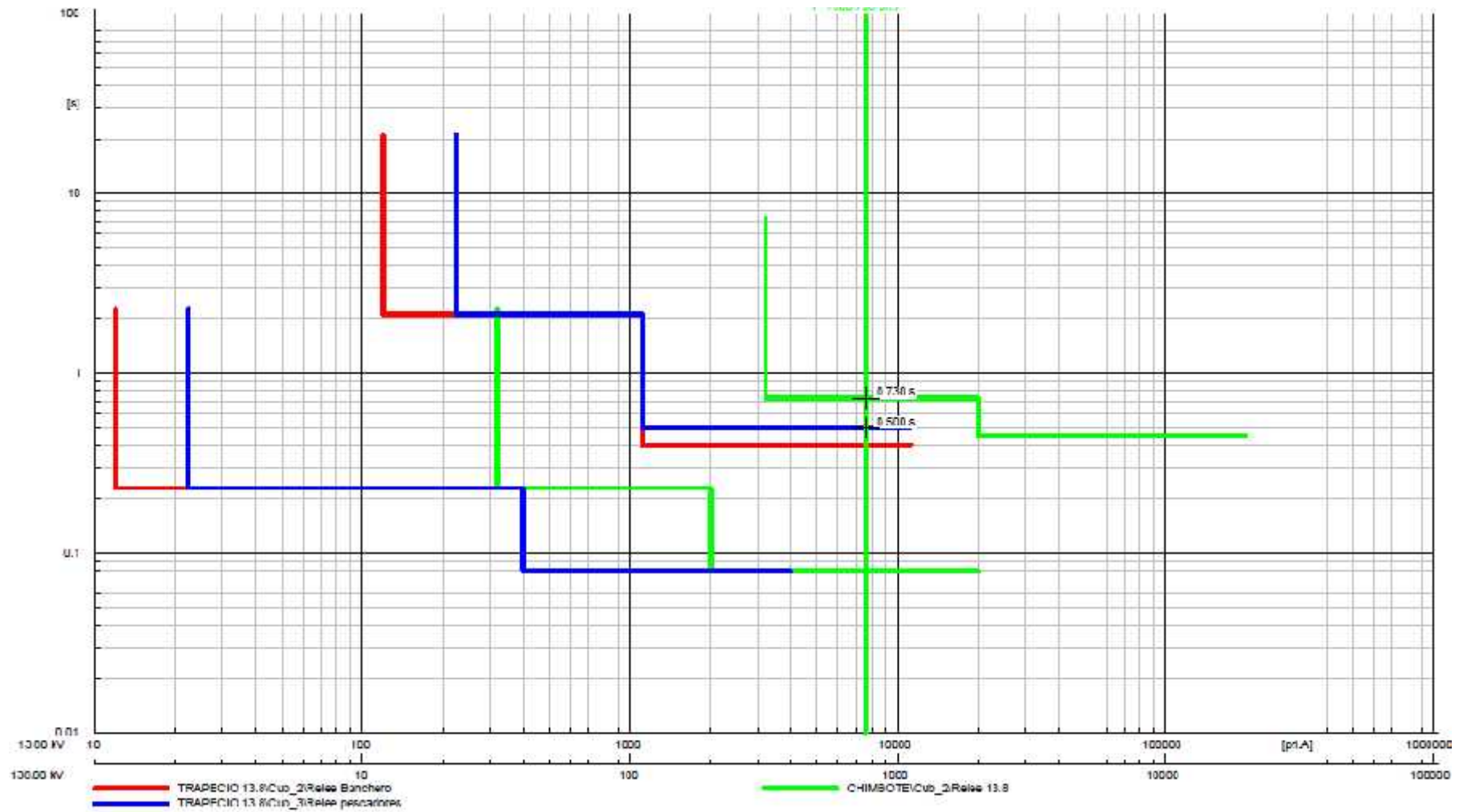


Imagen 21 Cortocircuito en el alimentador "Pescadores" ubicado en la barra de 13,8kV

Fuente Elaboración propia



En la imagen 19 podemos observar el comportamiento del equipo de protección en caso de que ocurra una falla en el alimentador “Banchero”, el relé instalado en el alimentador actuará 400 ms después de detectada la falla, el relé ubicado en el transformador actuará 730 ms después de detectada la falla, con esto se cumple la coordinación del alimentador “Banchero” con la protección del transformador, ya que dicha protección solo actuará 330 ms después de la protección ubicada en el alimentador, dándole tiempo a esta protección a aislar la carga, la protección del transformador solo actuará en caso de que la protección del alimentador no pueda aislar la carga debido a un error en los equipos de protección de este alimentador.

Finalmente en la imagen 20 observamos el comportamiento del equipo de protección en caso de que ocurra una falla en el alimentador “Pescadores”, el relé instalado en el alimentador actuará 500 ms después de detectada la falla y el relé ubicado en el transformador actuará 730 ms después de detectada la falla, cumpliendo con la coordinación de los equipos de protección del alimentador “Pescadores” y el transformador. La protección del transformador solo actuará 230 ms después del tiempo establecido en la protección del alimentador, solo actuará en caso de que la protección del alimentador no pueda aislar la carga debido a un error en los equipos de protección de este alimentador.

## **5.6. Evaluación económica**

### **5.6.1. Costos de inversión**

Se realizará el análisis económico considerando 2 situaciones: “sin proyecto” y “con proyecto”, en la primera situación se considera el no implementar el nuevo transformador y en la segunda situación se considera la implementación de dicho transformador.

#### **Costos en la situación “sin proyecto”**

Los costos en la situación actual o situación "sin proyecto" es cero ya que en la actualidad los sectores en estudio cuentan con instalaciones eléctricas y corresponde lo siguientes:

- Los costos de compra de energía para atender los clientes existentes.
- Costos de operación y mantenimiento del alimentador existente.

En conclusión, si se eligiera mantener las mismas redes de media tensión; entonces los costos anuales por operación y mantenimientos serán altos y los

clientes y la empresa concesionaria serán los más perjudicados por la mala calidad y confiabilidad en el servicio de energía eléctrica.

### **Costos en la situación “con proyecto”**

Los costos diferenciales en la situación "con proyecto" corresponden a los costos que demandará la intervención a realizar, en la cual están comprendidos los costos de inversión, operación y mantenimiento, incorporándose en estos últimos los referidos a operaciones comerciales. En el siguiente cuadro, se aprecian los precios del proyecto:

### **Costos de la inversión a precios privados:**

En el siguiente cuadro, se aprecian los precios privados del proyecto:

*Tabla 17 Costos de inversión a precios privados*

|   |                 |
|---|-----------------|
| <b>COSTOS DE INVERSION ( Miles de Nuevos Soles)</b> | <b>2 876,85</b> |
| <b><u>Costos de estudios previos</u></b>            | <b>139,40</b>   |
| <b><u>Inversión en Equipos y materiales</u></b>     | <b>2 534,67</b> |
| <b>Gastos pre operativos</b>                        | <b>202,77</b>   |

*Fuente Hidrandina*

Costo a precios del mercado, el costo total del proyecto, considerando IGV, asciende a S/. 2 876 850,86 son: Dos millones ochocientos setenta y seis mil ochocientos cincuenta y 86/100 Nuevos Soles. Este costo total abarca la instalación del transformador de potencia y sus celdas asociadas. No incluye el precio del nuevo transformador de 40 MVA, debido a que fue adquirido y será suministrado por Hidrandina S.A. tal y como lo contempla su Plan de Inversiones en Transmisión 2017 - 2021.

Los costos del proyecto estará a cargo de la concesionaria, según Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

### **5.6.2. Costos de operación y mantenimiento**

Se han utilizado los criterios utilizados por Osinergmin en la Resolución N° 147 2015 OS/CD que aprobó los “Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de Instalaciones de Transmisión”, para el periodo mayo 2015 abril 2021.

Tabla 18 Costos de operación y mantenimiento anual

| Código | Para Instalaciones |  | % respecto de Costo de Inversión |
|--------|--------------------|--|----------------------------------|
|        | Ubicadas en        | Nivel de Tensión                         |                                  |
| COMAT  | Costa              | Igual o Mayor que 138 kV                 | 3.33%                            |
| COAT   | Costa              | Mayor que 30 kV y menor que 138 kV       | 3.57%                            |
| COMT   | Costa              | Mayor que 1 kV y menor o igual que 30 kV | 4.91%                            |

Fuente Osinermin

### 5.6.3. Costos de compra de energía

Los precios regulados por OSINERGMIN de compra de energía y potencia en barra se presentan a continuación:

Tabla 19 Tarifas en barra equivalente

| Barra Base | Tensión | PPB        | PEBP    | PEBF    | Potencia   | Energía | Promedio |
|------------|---------|------------|---------|---------|------------|---------|----------|
|            | kV      | S/./kW-mes | S/./kWh | S/./kWh | S/./kW-mes | S/./kWh | S/./kWh  |
| Chimbote   | 138     | 20,00      | 14,48   | 13,62   | 9,05       | 13,82   | 22,84    |

Fuente Osinermin

### 5.6.4. Evaluación

#### Premisas de cálculo

- ) Período de análisis 2018 al 2038
- ) El suministro de energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico, de tal manera que cubra la demanda existente y futura.
- ) El Caso Base de evaluación será considerando las inversiones del proyecto y energía en barra de media tensión y la venta de energía en baja tensión al usuario final con la tarifa regulada por OSINERG-GART.

A continuación se detalla las ganancias económicas que producirá la instalación del nuevo transformador (situación con proyecto) y las ganancias económicas que tendrá la subestación de no instalar el transformador (situación sin proyecto), con esto se podrá determinar el beneficio neto que producirá la subestación al instalar el transformador.

*Tabla 20 Beneficios económicos proyectados (2018 - 2028)*

| Año  | 2018 | 2019            | 2020            | 2021            | 2022            | 2023            | 2024            | 2025            | 2026            | 2027            | 2028            |
|--|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <b>Situación con proyecto (Miles de S/.)</b> |      |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| Recuperación OSINERGMIN                      |      | 3651,001        |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| Venta de energía                             |      | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        |
| <b>Total de ingresos con proyecto</b>        |      | <b>5 646,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> |
| <b>Situación sin proyecto (Miles de S/.)</b> |      |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| Venta de energía                             |      | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         |
| <b>Total de ingresos sin proyecto</b>        |      | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  |
| <b>Beneficios totales</b>                    |      | <b>4 017,94</b> | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   |

*Fuente Elaboración propia*

Tabla 21 Beneficios económicos proyectados (2028 - 2038)

| Año  | 2029            | 2030            | 2031            | 2032            | 2033            | 2034            | 2035            | 2036            | 2037            | 2038            |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <b>Situación con proyecto (Miles de S/.)</b> |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| Recuperación OSINERGMIN                      |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| Venta de energía                             | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        | 1 995,95        |
| <b>Total de ingresos con proyecto</b>        | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> | <b>1 995,95</b> |
| <b>Situación sin proyecto (Miles de S/.)</b> |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| Venta de energía                             | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         | 1629,01         |
| <b>Total de ingresos sin proyecto</b>        | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  | <b>1629,01</b>  |
| <b>Beneficios totales</b>                    | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   | <b>366,94</b>   |

Fuente Elaboración propia

Luego de calculado las ganancias que generará la subestación, se analizará los costos que puede producir la instalación del nuevo transformador (situación con proyecto) y se comparará a los costos que tendrá la subestación sin la instalación del nuevo transformador (situación sin proyecto), con esta comparación tendremos los costos incrementales que habrá al instalar el transformador.

*Tabla 22 Costos de la subestación "Trapezio" (2018 - 2028)*

| AÑO  | 2018           | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          | 2028          |
|--|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Situación con proyecto (Miles de S/.)</b> |                |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Estudios Pre-operativos                      | 118,14         |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Inversión en activos                         | 2148,03        |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Supervisión de obra                          | 171,84         |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| IGV (18%)                                    | 438,84         |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| <b>Total de costos de inversión</b>          | <b>2876,85</b> |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Costos de operación y mantenimiento          |                | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        |
| Depreciación                                 |                | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          |
| Impuesto a la Renta                          |                | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        |
| <b>Total de costos con proyecto</b>          | <b>2876,85</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> |
| <b>Situación sin proyecto (Miles de S/.)</b> |                |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Costos de operación y mantenimiento          |                | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        |
| Impuesto a la Renta                          |                | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        |
| <b>Total de costos sin proyecto</b>          |                | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> |
| <b>Total de costos incrementales</b>         | <b>2876,85</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> |

*Fuente Hidrandina*

Tabla 23 Costos de la subestación "Trapezio" (2028 - 2038)

| AÑO  | 2029          | 2030          | 2031          | 2032          | 2033          | 2034          | 2035          | 2036          | 2037          | 2038          |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Situación con proyecto (Miles de S/.)</b> |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Estudios Pre-operativos                      |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Inversión en activos                         |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Supervisión de obra                          |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| IGV (18%)                                    |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| <b>Total de costos de inversión</b>          |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Costos de operación y mantenimiento          | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        | 452,33        |
| Depreciación                                 | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          | 21,8          |
| Impuesto a la Renta                          | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        | 430,86        |
| <b>Total de costos con proyecto</b>          | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> | <b>904,99</b> |
| <b>Situación sin proyecto (Miles de S/.)</b> |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| Costos de operación y mantenimiento          | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        | 353,87        |
| Impuesto a la Renta                          | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        | 382,54        |
| <b>Total de costos sin proyecto</b>          | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> | <b>736,41</b> |
| <b>Total de costos incrementales</b>         | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> | <b>168,58</b> |

Fuente Hidrandina

Finalmente comparamos los beneficios adicionales que tendrá la subestación luego de la instalación del nuevo transformador, con los costos adicionales que tendrá la subestación luego de la instalación del nuevo transformador, obteniendo así los beneficios netos del proyecto, lo cual se interpretará como la ganancia neta que tendrá “Hidrandina” luego de la instalación del transformador.

*Tabla 24 Beneficios netos producidos por el proyecto*

| Año                      | 2018            | 2019            | 2020          | 2021          | 2022          | 2023          | 2024          | 2025          | 2026          | 2027          | 2028          |
|--------------------------|-----------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Beneficios Incrementales | 0               | 4017,941        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        |
| Costos Incrementales     | 2876,85         | 168,58          | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        |
| <b>Beneficios netos</b>  | <b>-2876,85</b> | <b>3849,361</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> |

| Año                      | 2029          | 2030          | 2031          | 2032          | 2033          | 2034          | 2035          | 2036          | 2037          | 2038          |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Beneficios Incrementales | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        | 366,94        |
| Costos Incrementales     | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        | 168,58        |
| <b>Beneficios netos</b>  | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> | <b>198,36</b> |

*Fuente Elaboración propia*



### Resultados de la evaluación

Se ha efectuado la evaluación económica para la implementación del nuevo transformador, cuyos detalles se presentan en la hoja de cálculo “Evaluación económica” anexada a la presente investigación, obteniéndose los siguientes indicadores económicos:

*Tabla 25 Indicadores económicos a precios privados*

| <b>Indicadores Económicos A Precios Privadas</b> |         |
|--|---------|
| <b>Tasa de Descuento* %</b>                      | 12%     |
| <b>VAN mil S/.</b>                               | 1664,83 |
| <b>TIR (%)</b>                                   | 48%     |

*Fuente Elaboración propia*

\*Valor alcanzado por Hidrandina, tomado como referencia proyectos pasados.

## 6. Conclusiones

- ) El análisis de la filosofía de las protecciones permitió definir las funciones adecuadas para poder brindar una óptima protección a los nuevos equipos que se instalarán en la subestación.
- ) De la evaluación del mercado eléctrico realizada, se justifica la instalación de un transformador nuevo de 40/20/30 MVA 138/22,9/13,8 kV el mismo que ya fue adquirido y será suministrado por Hidrandina S.A. tal y como lo contempla su Plan de Inversiones en Transmisión 2017 – 2021.
- ) Se realiza y verifica el correcto dimensionamiento (capacidad de cortocircuito) de los equipos de maniobra y protección asociados al Proyecto, puesto que los resultados de cortocircuito en barras se encuentran debajo de la capacidad de ruptura de estos equipos.
- ) Se realizó una coordinación entre los equipos de protección de los alimentadores y del transformador, donde estos últimos solo actuarán en caso de que la protección en los alimentadores no pueda aislar la falla.
- ) La instalación del nuevo transformador en “SET TRAPECIO”, de 138/22,9/13,8 KV, 40 MVA, y celdas asociadas cumple económica y técnicamente, asimismo solucionará el problema del insuficiente abastecimiento de energía eléctrica para nuevas cargas en el área del proyecto.

## 7. Recomendaciones

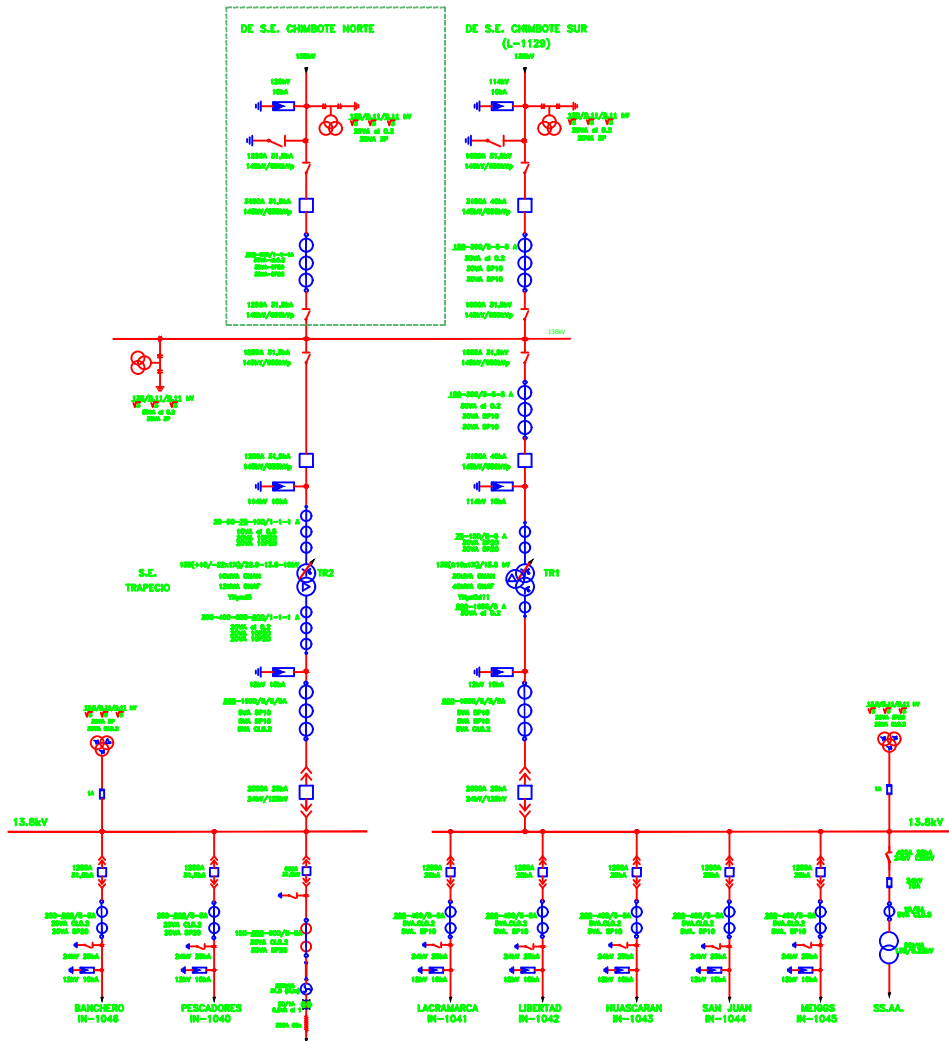
- ) Realizar un análisis de sensibilidad económica para determinar los factores más crítico que podrían generar un cambio en mi evaluación económica.
- ) Se recomienda utilizar datos de mediciones periódicas para una mayor precisión en el comportamiento de la demanda y registro de la misma.
- ) Se recomienda actualizar las corrientes nominales cada año debido a que aumenta en función de la demanda.

## 8. Bibliografía

- [1] C. D. O. E. D. S. I. NACIONAL, « Criterios de ajuste y coordinación,» Lima, 2014.
- [2] E. S. A. Lazo, «ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALTA Y MEDIA SUBESTACIÓN "MACHALA" PROPIEDAD DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A - REGIONAL EL ORO,» Cuenca, 2010.
- [3] A. G. P. & F. F. O. A. Sevilla, «Evolución de las redes eléctricas hacia Smart Grid en países de la Región Andina,» *Educación en Ingeniería*, vol. 8, nº 15, pp. 48-61, 2013.
- [4] V. G. & C. J. M. Garcia, *Diseño de un sistema de protección contra descargas eléctricas atmosféricas: Caso bloque E de la Universidad Tecnológica de Pereira*, Bogotá: (Doctoral dissertation, Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Tecnologías. Tecnología Eléctrica, 2013.
- [5] J. T. Montecelos, Subestaciones eléctrica, Paraninfo SA, 2015.
- [6] A. E. B. V. & V. M. Tapia Arias, *Estudio de la proyección y determinación del crecimiento de la demanda por tipo de usuario, con la inclusión de la cocina de inducción, en el alimentador Picaihua a 13, 8 Kv de la subestación Oriente, perteneciente a la Empresa Ambato Regional Centro Nort*, Quito, 2014.
- [7] J. Nuñez, J. Cepeda y G. Salazar, «Comparación técnica entre los programas de simulación de sistemas de potencia DIGSILENT Power Factory y PSS/E,» *Técnica Energía*, vol. 11, 2015.
- [8] R. Mujal, Protección de sistemas eléctricos de potencia., España: Universidad Politécnica de Catalunya, 2014.
- [9] J. G. Trasancos, Instalaciones eléctricas en media y baja tensión, Ediciones Paraninfo, SA., 2016.
- [10] V. D. A. & S. R. J. F. Pataron, *Diseño e implementación de un módulo didáctico de protecciones y sistemas eléctricos de potencia aplicado a sistemas de generación*, 2017.
- [11] I. J. Yunque, *Mapa de niveles isocerámico*, Chimbote, 2005.

- [12] M. d. E. y. Minas, *Plan referencial de Electricidad 2006-2015*, Lima, 2015.
- [13] M. G. L. E. & D. O. M. Sevilla-Jiménez, *Las energías renovables en España.*, Madrid: Asociación Internacional de Economía Aplicada ASEPELT, 2013.
- [14] P. L. H. R. A. & R. R. A. G. Nuñez, «Metodología para reubicación de transformadores de distribución considerando el sistema de protección,» *COLOMBIANA DE TECNOLOGIAS DE AVANZADA*, vol. 2, n° 20, pp. 28-35, 2013.
- [15] COES, «COES,» COES, 10 Setiembre 2018. [En línea]. Available: <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/MapaSEIN>. [Último acceso: 14 11 2018].
- [16] C. K. & S. M. N. Alexander, *Fundamentos de circuitos eléctricos*, Mexico: McGraw Hill, 2013.
- [17] J. A. Y. Morón, *Sistemas Eléctricos de Distribución*, Reverté, 2009.
- [18] M. d. e. y. minas, *CRITERIOS Y METODOLOGIA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN*, Lima, 2009.

## **9. Anexos**



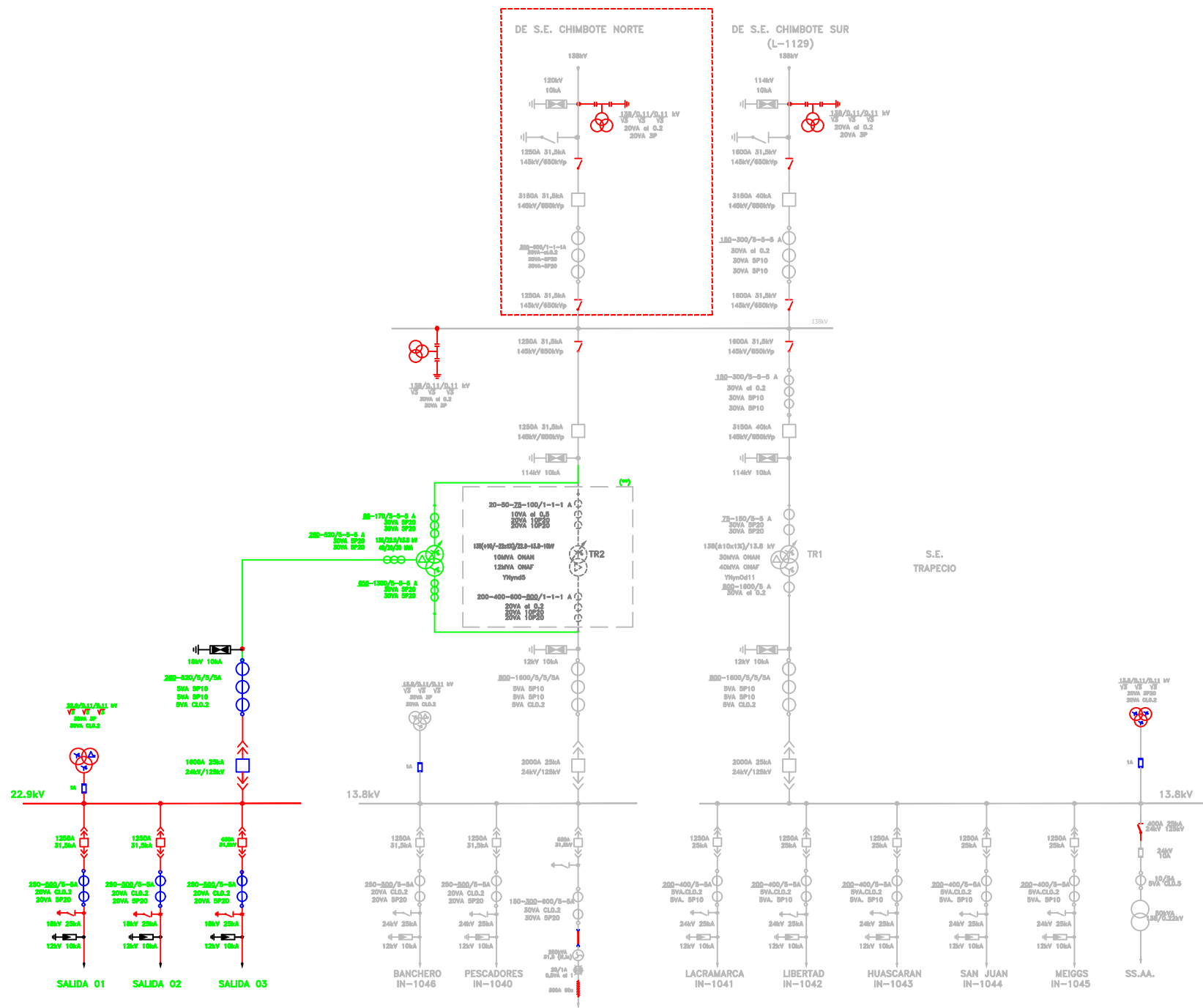
Título:

## Diagrama unffiliar existente

**USAT EIME**

Dibujado  
por:

**Julio Enrique Junior Sánchez  
Alcalde**



Título:

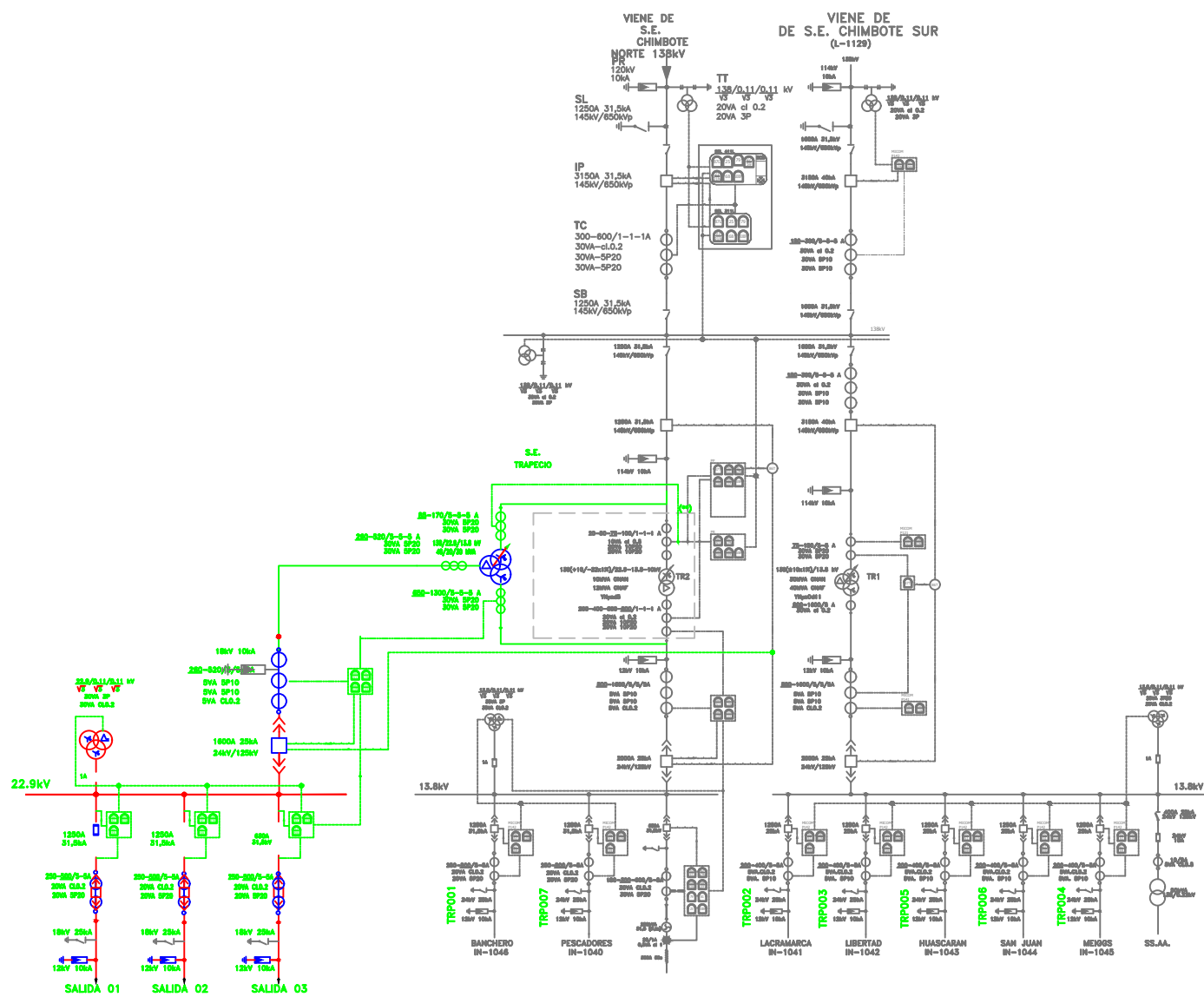
## Diagrama unifilar proyectado

**USAT EIME**

Dibujado por:

**Julio Enrique Junior Sánchez Alcalde**





Título:

### Diagrama unifilar de protección proyectada

**USAT EIME**

Dibujado por:

**Julio Enrique Junior Sánchez Alcalde**