



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

**“MEJORA A LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA LÍNEA DE
SUBTRANSMISIÓN CON DERIVACIÓN PQI-73030-JIL-STU”**

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

Héctor Villa Andrade

Director de tesis:

M. en C. Carlos Moran Ramírez

Co director de tesis:

Dr. Erasmo Saloma Ruíz

Puebla, Pue.

MAYO 2024

Dedicatoria.

A mi esposa Lupita y mi hija Dxuladí´.

Por su gran amor, porque siempre han estado a mi lado en todo momento y sobre todo por brindarme comprensión y compartir de su tiempo.

A mis padres Magdalena y Julián.

Por su gran cariño y apoyarme en toda situación, les doy gracias por haberme permitido estar en esta vida a través de ellos y con ellos.

A mis hermanas Maricruz y Anayeli.

Por su ayuda en todo momento y por su gran apoyo incondicional.

Agradecimientos.

Agradezco a todas aquellas personas que me ayudaron en el desarrollo del presente trabajo, por todo su conocimiento, apoyo y dedicación, a mis asesores de tesis por su gran vocación y aportaciones, profesores, coordinador de la maestría, facultad de ingeniería y posgrado, así como, a mis compañeros que aportaron su conocimiento para discernir las dudas que surgieron en este camino recorrido.

Un agradecimiento especial al M.I. Julio Alberto Alegría Salas que, de no haber sido por él, no habría nacido el interés y las facilidades para concluir esta etapa de preparación profesional de mi vida a buenos términos.

Así mismo, un agradecimiento a los autores de las diferentes fuentes bibliográficas, que sin esa información no hubiese sido posible el presente desarrollo.

Índice general

Dedicatoria	ii
Agradecimientos.....	iii
Índice general.....	iv
Resumen.....	vi
Capítulo 1. Introducción	1
<u>1.1</u> Antecedentes	2
<u>1.2</u> Planteamiento del problema.....	4
<u>1.3</u> Justificación.....	4
<u>1.4</u> Objetivos	5
<u>1.4.1</u> Objetivo general.....	5
<u>1.4.2</u> Objetivos particulares	5
<u>1.5</u> Metodología	6
<u>1.6</u> Alcances o metas	8
Capítulo 2. Marco teórico.....	9
<u>2.1</u> Cálculo de parámetros eléctricos en líneas de subtransmisión.....	9
<u>2.2</u> Modelado de líneas de transmisión.....	11
<u>2.3</u> Medición de parámetros de líneas de transmisión	14
2.3.1 Requisitos para realizar la medición de parámetros de líneas de transmisión.....	16
2.3.2 Estimación del voltaje inducido por líneas adyacentes.	18
<u>2.4</u> Esquemas normalizados para protecciones de líneas de transmisión y subtransmisión	19
2.4.1 Características y condiciones generales	21
2.4.2 Protección diferencial de línea.....	23
2.4.2.1 Relevador diferencial de línea (87L)	24
2.4.2.2 Principio de funcionamiento.....	25
2.4.3 Protección de distancia	27

2.4.3.1 Relevador de distancia (21L).	28
2.4.3.2 Principio de funcionamiento.	29
2.4.3.3 Efectos externos a las protecciones de línea.	32
2.4.4 Configuración de líneas de transmisión en derivación	34
<u>2.5</u> Zonas de protección	36
2.5.1 Definición zonas de protección.....	36
2.5.2 Traslape de zonas de protección	37
2.5.3 Límites de actuación de las zonas de protección	39
<u>2.6</u> Software ASPEN ONE LINER.....	42
2.6.1 Modelado de elementos	46
Capítulo 3. Caso de estudio	49
<u>3.1</u> Descripción general de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU	50
<u>3.2</u> Análisis histórico de fallas en la línea de subtransmisión con derivación PQI-73030-JIL/STU	52
<u>3.3</u> Planteamiento de soluciones.....	55
Capítulo 4. Resultados	53
4.1 Modelado de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU en el software ASPEN ONELINER	62
Capítulo 5. Conclusiones	74
Referencias bibliográficas	76
Anexos	
ANEXO A. Levantamiento de distancias y estructuras de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU.....	79
ANEXO B. Mediciones de impedancias de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU.....	81

Resumen.

En México se cuenta con un sistema eléctrico interconectado nacional (SIN), mismo que está formado por elementos como generadores eléctricos, subestaciones, líneas de transmisión, líneas de subtransmisión, elementos de compensación reactiva, etc., que hacen posible contarnos con energía eléctrica en todos y cada uno de nuestros hogares, así como, en la industria para que sea viable contar con todo lo que conocemos en la actualidad.

Como ya se mencionó las líneas de subtransmisión forman parte del SIN, siendo un medio de transporte de la energía eléctrica, dichos elementos por su configuración y nivel de tensión al que operan; cuentan con distancias de seguridad, las cuales se ven comprometidas ante fenómenos meteorológicos y/o por terceros. Esto implica que se encuentren expuestas siempre a riesgos que pueden ocasionar eventos indeseados como son las fallas, que a su vez provocan un corto circuito en algún punto de su trayectoria.

Derivado a este punto es de suma importancia y relevancia contar con dispositivos de protección que nos ayuden a despejar en el menor tiempo posible los eventos. Aunado a ello, se debe contar con una coordinación de protecciones que cumpla con las características funcionales y los criterios para su correcta operación.

Dado lo anterior, en el presente trabajo nos enfocaremos en la mejora a la coordinación de protecciones de una línea de subtransmisión; que opera en un nivel de voltaje de 115 kV con la trayectoria de la subestación Parque Industrial (PQI) a la subestación Jilotepec (JIL), pero con una particularidad de contar con una derivación hacia la subestación Santiago Tlautla (STU), siendo identificada con la nomenclatura PQI-73030-JIL-STU, de acuerdo a la normatividad de la Comisión Federal de Electricidad.

Capítulo 1

Introducción

Las líneas de subtransmisión son un elemento importante en el sistema eléctrico de potencia, derivado a la energía que transportan. Estos elementos están expuestos a diferentes condiciones externas, de aquí la importancia que cuenten con un esquema de protecciones confiable y que sea capaz de liberar las fallas en la trayectoria de la línea de manera correcta, dando una distancia de localización a la falla lo más certera posible, ya que de esto depende que la línea entre en operación de manera pronta según el tipo de evento presentado; transitorio o permanente.

Llámesese falla transitoria aquella que ocurre de manera momentánea y el restablecimiento del elemento se da de manera pronta ya que se recupera la propiedad del elemento dañado. Mientras que la falla permanente es aquella que ocurre de la misma forma momentánea, sin embargo, el elemento fallado no es capaz de recuperar sus características quedando fuera de operación.

La sección del sistema eléctrico de potencia en la red de 115 kV, en el ámbito de la Zona de Distribución Tula, cuenta con un corredor crítico; que inicia desde la subestación Nochistongo (NOC), Parque Industrial (PQI), Jilotepec (JIL), Santiago Tlautla (STU) y Jilotepec Potencia (JIP), derivado a la indisponibilidad del enlace con la subestación palizada, de aquí la condición de operación delicada para este corredor; que cuenta con una carga industrial conectada en derivación y sensible a cualquier variación de tensión en la red [1].

Dado la condición de operación comprometida por el enlace no disponible, es de suma importancia mantener la continuidad en la operación de esta línea de subtransmisión, ya que es un punto crítico para el transporte de energía cuando ocurren eventos indeseados en este corredor, derivado a esta situación operativa se hace necesaria la mejora en la coordinación de protecciones de distancia de la línea de subtransmisión PQI 73030 JIL STU de 115 kV, siendo un tema de gran relevancia, sumando importancia al restablecimiento rápido de esta parte del sistema eléctrico de potencia.

En el caso específico del presente trabajo, esta línea de subtransmisión cuenta con una carga conectada en derivación, lo que lleva a la motivación de contar con un análisis detallado del comportamiento de los esquemas de protecciones durante la ocurrencia de eventos no deseados en la trayectoria de la línea.

Para poder realizar el análisis completo se contará con el historial de fallas de 8 años a la fecha de la línea de subtransmisión PQI 73030 JIL STU, así como, el modelado y medición de impedancia de este elemento del sistema eléctrico de potencia. Dando como resultado los parámetros eléctricos reales para generar un modelado más exacto y esto nos ayude a mejorar la coordinación de protecciones de distancia, para contar con un sistema confiable que nos ayude a la detección más precisa de los eventos de falla y su localización sea con el mínimo error en cualquier extremo de la línea de subtransmisión. Pero, sobre todo, contar con una solución que sea factible de implementación para contribuir con la rápida identificación del lugar donde ocurrió la falla y su restablecimiento oportuno.

1.1 Antecedentes

Uno de los elementos del sistema eléctrico de potencia, que se encuentra más susceptible a fallas, son las líneas que conducen la energía eléctrica, ya que se encuentran expuestas a la intemperie y deben soportar las condiciones climatológicas, esto por su tipo de construcción.

De acuerdo con estadísticas de la Comisión Federal de Electricidad, el 95% de las fallas que ocurren en estos elementos ocurren de fase a tierra, por diversas causas, siendo una de las principales las descargas atmosféricas, falla de aislamiento, niveles de contaminación, hilos de guarda y agentes externos como vandalismo [8].

El tipo de disturbio más común en este tipo de instalaciones se presenta al fallar o reducirse el aislamiento entre las diferentes partes energizadas con distinto potencial eléctrico. Este tipo de anomalía puede ser de naturaleza permanente o transitoria. Por esta razón las necesidades y requerimientos de las protecciones eléctricas para este

tipo de elementos deben cumplir con las características funcionales:

- Deben ser selectivas, es decir, los relevadores deben ser capaces de seleccionar entre las condiciones en que se requiere una operación rápida y otras en las que debe operar con retraso de tiempo [2], únicamente librando el tramo fallado de línea afectado.
- Deben ser sensibles, todos los equipos de protección han de ser capaces de operar correctamente cuando se requiera.
- Deben ser de operación rápida, de tal forma que salvaguarden la integridad del personal y los daños causados al equipo se reduzcan al mínimo, para evitar problemas de estabilidad. [3]
- Deben ser confiables, este es un requerimiento básico, ya que su aplicación, instalación y mantenimiento debe ser tal que asegure su buen funcionamiento.
- Dependabilidad, que no es más que el grado de certeza de que un relevador o sistema de relevadores opere correctamente cuando se requiera y de manera segura, es decir, la habilidad para evitar operaciones incorrectas en condiciones normales o para fallas fuera de su zona de operación designada [2].
- Debe ser simple y económico, lo que significa tener la máxima protección al mínimo costo.

Por otro lado, la impedancia de una línea de subtransmisión está determinada por sus características particulares como el tipo de conductor, hilo de guarda, su disposición, tipo de estructura y tipo de terreno, todo esto es proporcional a la longitud. Dichos parámetros son la base para obtener un modelado de la línea de subtransmisión con gran exactitud y que el relevador de distancia tenga una aplicación correcta, ya que con este tipo de equipos se tiene un equilibrio entre la tensión y la corriente que se expresa en función de la impedancia, siendo esta última la medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de subtransmisión. [3]

1.2 Planteamiento del problema

Se tiene detectada una problemática en la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL-STU, motivo para el estudio en el presente documento.

Cuando existe la ocurrencia de una falla en la trayectoria de la línea, los esquemas de protecciones de las subestaciones PQI y JIL operan correctamente; liberando la falla en los tiempos establecidos. Sin embargo, la subestación STU se encuentra en derivación, por tanto, no opera ningún esquema de protecciones en dicha instalación. No obstante, la localización que proporcionan los relevadores operados no es suficiente para detectar el tramo donde ocurrió la falla, derivado a los ajustes actuales de distancia para esta línea de subtransmisión, ya que de acuerdo con la cercanía del extremo donde se encuentra la falla, es el esquema de protecciones que proporciona la distancia de localización con menor error, dejando la incertidumbre de donde es la ubicación real a la falla en el otro extremo de la línea.

La situación planteada en el párrafo anterior provoca que los recorridos para detectar la causa del evento sean en tiempos prolongados afectando la continuidad del servicio y poniendo en riesgo el sistema de potencia. Lo que se buscara con este documento, es calcular los parámetros eléctricos para el modelado de la línea y sus ajustes correctos para que los esquemas de protecciones ayuden a brindar una localización más certera de la ubicación de la falla.

1.3 Justificación

El presente documento se enfocará en el análisis de fallas ocurridas en la línea de subtransmisión PQI 73030 JIL STU [4], con la finalidad de mejorar la coordinación de protecciones, estudiando el comportamiento del relevador 21L, derivado a la problemática existente en la operación del esquema de protecciones actual. Mediante el análisis realizado se determinarán las operaciones correctas e incorrectas, así como, identificar los tramos críticos de la línea de subtransmisión y en base a ello, se considerarán los alcances óptimos de las zonas de protección que deben colocarse

en los relevadores de distancia de ambos extremos de la línea de subtransmisión, para ayudar a la localización de las fallas de manera más oportuna con un porcentaje mínimo de error en ambos extremos de la línea.

La condición operativa de esta línea de subtransmisión es diferente a las convencionales, derivado a que cuenta con una derivación para energizar una subestación con dos transformadores de 30 MVA cada uno. Esta circunstancia hace que el modelado y análisis de eventos en esta instalación sea de mayor complejidad. Sin embargo, este trabajo proporcionara una coordinación de protecciones de distancia más certera, para la localización de fallas más rápida y sobre todo contar con operaciones correctas del esquema de protecciones, tomando todas las consideraciones pertinentes para realizar una alternativa de solución e implementación con lo que se tiene operando actualmente.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Garantizar la confiabilidad en la operación de los esquemas de protecciones, realizando la mejora a la coordinación de protecciones en el esquema de distancia 21L asociado a la línea de subtransmisión con derivación PQI 73030 JIL STU.

1.4.2 Objetivos particulares

- Realizar el levantamiento de estructuras totales de la línea de subtransmisión, así como, sus distancias características.
- Calcular los parámetros eléctricos de la línea de subtransmisión obteniendo los datos correctos de acuerdo con la estructura predominante.
- Obtener los parámetros eléctricos reales de la línea de subtransmisión mediante mediciones de impedancia con equipo de prueba CPC-100.

-
- Realizar modelado de la línea de subtransmisión con los valores obtenidos de los cálculos de impedancias y comparativo con las mediciones físicas.
 - Analizar los eventos ocurridos en la línea de subtransmisión a partir de las oscilografías obtenidas en eventos de 8 años anteriores, para visualizar el comportamiento ante fallas.
 - Determinar las operaciones exitosas en zona 1 y zona 2 de los diferentes extremos de la línea.
 - Propuesta de alternativas de solución para mejorar la coordinación de protecciones para la línea PQI-73030-JIL-STU.

1.5 Metodología

De acuerdo con la búsqueda bibliográfica realizada, no se encontró una metodología específica para abordar el problema que se pretende estudiar, sin embargo, existen artículos técnicos como el de American Transmission Co. “Protection Challenges for Transmission Lines with Long Taps” [18] que nos brinda un procedimiento general de cómo abordar una problemática similar.

La línea de trabajo que se seguirá en este trabajo será la siguiente:

Se realizará el modelado de la línea de subtransmisión a través del software ASPEN LC, considerando las características físicas de las estructuras, tipo y calibres de conductores de fase e hilos de guarda, con la finalidad de obtener el modelado de este elemento del sistema eléctrico de potencia.

Se ejecutará la medición de la impedancia de la línea a través del equipo de prueba OMICRON CPC 100, con lo cual obtendremos los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero reales de la impedancia primaria de la línea de subtransmisión.

Una vez obtenidos los valores de parámetros eléctricos calculados y medidos de la

línea de subtransmisión, se procederá a realizar un comparativo del modelado, utilizando las mediciones de impedancia logradas, de esta manera podremos determinar un valor más exacto para modelar la línea de subtransmisión en el software ASPEN ONE LINER [5].

Con el modelado de la línea se podrá realizar un análisis de los eventos de diferentes fallas [5], que han ocurrido en un periodo de 8 años, con la finalidad de determinar el comportamiento del relevador y obtener un comparativo del porcentaje de eventos liberados de manera correcta e incorrecta cuando ocurren eventos no deseados en el trayecto de la línea.

Es de hacer mención que se analizarán eventos de fallas ocurridas por pérdida de aislamiento; ya sea por descargas atmosféricas y/o ramas que rompen la distancia dieléctrica hacia algún punto de la línea, así mismo, eventos por pérdida de distancia dieléctrica entre conductores por vientos e incendios, ya que son las causas a las que está expuesta esta línea de subtransmisión de 115 kV.

Teniendo el análisis de eventos mencionado en el párrafo anterior, se estudiarán los efectos de la derivación con la cual cuenta la línea, ya que alimenta a una subestación radial con carga industrial. Es por esta derivación, que la impedancia de la línea medida por el relevador cuando hay un evento de falla; varía de acuerdo con la localización real, por tanto, este será un factor para considerar durante este trabajo y proponer una mejora a la coordinación de protecciones, que nos ayude a obtener una mejor ubicación de la falla.

Al concluir los análisis y comparativos anteriores; se procederá a proponer una mejora en la coordinación de protecciones, lo cual nos permitirá obtener una liberación de la falla correctamente y nos ayudará a obtener una localización más exacta con un error permisible.

1.6 Alcances o metas

Al término de la investigación se obtendrá una coordinación de protecciones de distancia que cumpla con las condiciones específicas de operación de la línea de subtransmisión, que va de la subestación Parque Industrial a la Subestación Jilotepec contando con una derivación hacia la subestación Santiago Tlautla con la nomenclatura 73030. Así mismo, se espera que, al mejorar la coordinación de protecciones de acuerdo con las características actuales de este elemento, nos permitirá localizar la falla con mayor precisión y un menor margen de error.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1 Cálculo de parámetros eléctricos en líneas de transmisión.

Los parámetros eléctricos de líneas de transmisión son importantes ya que nos sirven para crear un modelo y de esta forma definir su comportamiento durante la realización de estudios del sistema eléctrico de potencia. Como, por ejemplo; para el cálculo de la caída de tensión, flujos de potencia, estudios de corto circuito, estabilidad y coordinación de protecciones, etc.

Los principales parámetros de una línea de transmisión son: resistencia eléctrica, reactancia inductiva y reactancia capacitiva.

Iniciaremos definiendo la resistencia como la propiedad que posee un material conductor para oponerse al paso de una corriente eléctrica. Este parámetro de los conductores varía de acuerdo con la temperatura ambiente, frecuencia de operación y la corriente que circula a través de dicho conductor.

La variación de la resistencia eléctrica de los conductores debido a la temperatura ambiente varía principalmente por la constante de temperatura de cada material conductor y dicha variación se puede calcular con la siguiente expresión [18]:

$$\rho_{T2} = \rho_{T1} \left(\frac{T_2 + T}{T_1 + T} \right) \quad (1)$$

Donde:

ρ_{T1} y ρ_{T2} son resistividades del conductor dadas por los fabricantes a dos diferentes temperaturas, T es la constante de temperatura del conductor en grados centígrados, $T1$ y $T2$ son las temperaturas inicial y final del conductor, expresadas en grados centígrados.

La variación de la frecuencia afecta el valor de la resistencia derivado al efecto piel, causado por la distribución no uniforme de la corriente eléctrica, es decir, a una frecuencia más alta, la corriente tiende a juntarse en la superficie del conductor, con una menor densidad de corriente en su parte central, ocasionando un aumento en la resistencia eléctrica. A diferencia del comportamiento de la resistencia eléctrica en corriente continua donde la densidad de corriente es similar en todo el conductor, por

tanto, no se presenta este efecto piel.

Este parámetro eléctrico de resistencia en las líneas de transmisión es la que produce el mayor efecto de pérdidas de potencia

El siguiente parámetro eléctrico que define el comportamiento de una línea de transmisión es la reactancia inductiva, la cual afecta directamente a la capacidad de la línea. Dicho parámetro está formado por dos componentes principalmente:

1. La inductancia que es debida al flujo dentro del radio de un pie, desde el centro del conductor.
2. La inductancia que es debida al flujo externo al radio de un pie y una distancia finita. Esta reactancia inductiva se puede calcular de acuerdo con las siguientes expresiones [18]:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (2)$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m} \quad (3)$$

$$X = 2\pi f L \quad \Omega \quad (4)$$

Donde:

D_{eq} es la distancia equivalente entre los espaciamientos entre las fases de la línea en metros.

L es la inductancia promedio Henrys por metro.

D_s es el Radio Medio Geométrico del conductor a utilizar expresado en metros.

X es la reactancia inductiva en ohm y

f es la frecuencia a la cual va a estar trabajando el sistema en Hz.

Por último, tenemos el parámetro de la capacitancia en las líneas de transmisión, por lo general este valor es despreciable a voltajes bajos de operación, esto dado en condiciones normales.

No obstante, para aquellas líneas de alto voltaje y considerando la regulación, factor de potencia y la tensión en condiciones normales de operación, es de gran importancia el cálculo de este parámetro. El cual podemos calcular a partir de la ecuación [18]:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln(D/r)} \quad F/m \quad \text{l\u00ednea a neutro} \quad (5)$$

Donde:

C = Capacitancia

r = Radio

ϵ = Constante de permeabilidad del aire ($1e^{-9}/36\pi$)

D = Distancia entre conductores

Para el caso de circuitos trif\u00e1sicos balanceados solo consideraremos una fase, asumiendo que las dem\u00e1s se comportaran de la misma forma.

Si tuvi\u00e9ramos el caso de un circuito desbalanceado tenemos que la distancia entre conductores (D) se debe sustituir por la distancia equivalente media geom\u00e9trica, quedando de la siguiente forma [18]:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln(D_{eq}/r)} \quad F/m \quad \text{l\u00ednea a neutro} \quad (6)$$

Donde:

C = Capacitancia

r = Radio

ϵ = Constante de permeabilidad del aire ($1e^{-9}/36\pi$)

D_{eq} es la distancia equivalente entre los espaciamentos entre las fases de la l\u00ednea en metros.

Una vez realizado el c\u00e1lculo de la capacitancia de l\u00ednea a neutro por unidad de longitud, podemos calcular la admitancia en derivaci\u00f3n mediante la expresi\u00f3n [18]:

$$Y_c = \frac{1}{2\pi f C} \quad \Omega \quad (7)$$

Donde:

Y_c = Admitancia en derivaci\u00f3n

f = Frecuencia

C = Capacitancia

2.2 Modelado de líneas de transmisión.

Existen diferentes modelados de las líneas de transmisión, principalmente se hace referencia a dos de ellos, el modelado de parámetros concentrados constantes como el llamado PI y los modelos de parámetros distribuidos como el de Bergeron.

El modelo PI es aquel que se utiliza para realizar estudios o simulaciones en estado estacionario de las líneas de transmisión cortas y medias a una frecuencia nominal o frecuencia de la red. El circuito PI para la línea de transmisión se representa en la figura 2.1.

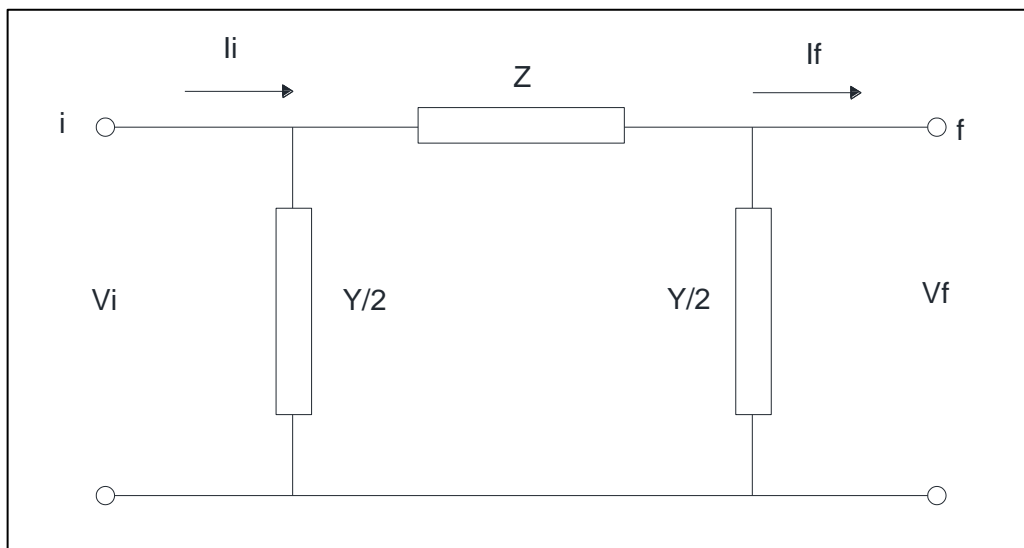


Figura 2.1 Circuito equivalente del modelo PI nominal de la línea de transmisión [15]

Donde:

I = Corriente circulante en la trayectoria de la línea.

Z = Impedancia de la línea de transmisión.

Y = Admitancia de la línea de transmisión.

Mientras que las ecuaciones dadas, para este modelado correspondiente a corrientes y voltajes en cada extremo de la línea se presentan en la siguiente expresión (8).

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (8)$$

Donde:

$$A = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (9)$$

$$B = Z \quad (10)$$

$$C = Y \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) \quad (11)$$

$$D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (12)$$

La desventaja de este modelo es que no tiene tanta exactitud para fenómenos ocasionados por sobrevoltajes por maniobra y descargas atmosféricas. [15].

Por lo general no es el mejor modelo para realizar análisis transitorios, ya que las ondas viajeras no se reproducen en forma precisa, fenómeno que se presenta en cuanto más larga sea la línea. Si se desea analizar una línea larga con este modelo, se debe realizar un cierto número de circuitos PI en serie, para tener una aproximación de naturaleza distribuida.

Por otro lado, tenemos el modelo de Bergeron es un modelo que fue desarrollado por Hermann Dommel, su principio de funcionamiento está enfocado en fenómenos de difusión de ondas viajeras presentes en la línea de transmisión, usando parámetros constantes independientes de la frecuencia y distribuidos a lo largo de la línea L y C. A diferencia del modelo PI, este modelado nos permite contar con análisis de fenómenos transitorios más exactos.

En la Fig. 2.2 se visualiza el diagrama esquemático del modelo mencionado y las ecuaciones que hacen posible la relación de las corrientes y voltajes en cada extremo de la línea [15].

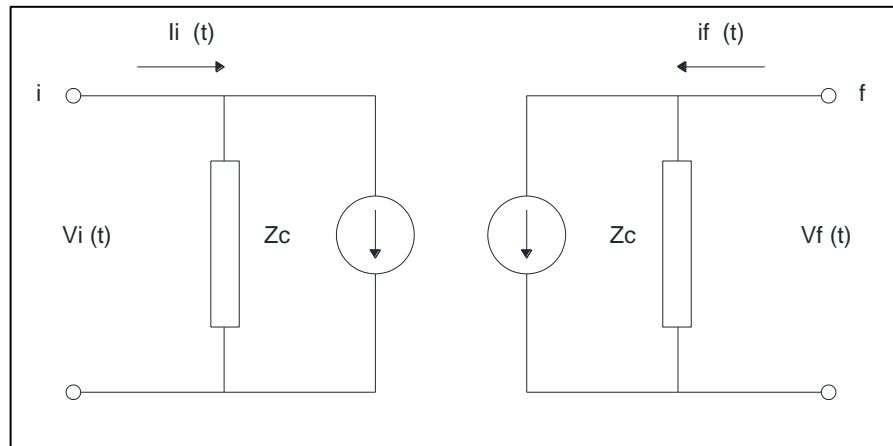


Figura 2.2 Modelo de Bergeron para una línea de transmisión [15]

Donde:

$$i_i(t) = -\frac{1}{Z_c} v_f(t - \tau) - i_f(t - \tau) \quad (13)$$

$$i_f(t) = -\frac{1}{Z_c} v_i(t - \tau) - i_i(t - \tau) \quad (14)$$

τ = Tiempo de desplazamiento de la onda viajera.

t = Paso de tiempo obtenido de históricos

Z_c = Impedancia característica de la línea

$v_i(t)$ = Voltaje inicial

$v_f(t)$ = Voltaje final

$i_i(t)$ = Corriente inicial

$i_m(t)$ = Corriente final

La impedancia característica de la línea Z_c se representa mediante la siguiente expresión:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (15)$$

Donde:

L representa la inductancia de la línea y

C la capacitancia, ambas expresadas en ohms.

Este modelo se utiliza para el cálculo de sobretensiones de tipo maniobra como la energización.

Dado lo mencionado en este subtema, el modelo a utilizar para la coordinación de protecciones, al ser un estudio en estado estable, es adecuado el modelo PI de la línea de transmisión, dado que es una línea corta y un nivel de voltaje de subtransmisión.

2.3 Medición de parámetros de líneas de transmisión.

Dado que los relevadores de distancia reciben señales de corriente y tensión, el equipo de protección de distancia realiza sus cálculos para determinar la impedancia al punto de falla, esto a partir de las mediciones. Al ocurrir una falla en dicha línea la impedancia varía respecto a donde ocurrió y al tipo de evento, ejecutando su algoritmo y enviando un disparo al interruptor de potencia.

De lo anterior surge la necesidad de medir la impedancia de las líneas de transmisión, derivado a que para todos los sistemas de protecciones de distancia consideran este valor y el factor K_0 .

Aunque estos ajustes que se requieren para ajustar un relevador de distancia se pueden calcular, realizar esta prueba es una manera de corroborar los datos y acercarnos lo más posible a la realidad de la operación de las líneas de transmisión. Si contamos con un buen cálculo de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión, tendremos un ajuste correcto en nuestro relevador de distancia, pero si durante el cálculo cometimos un error en el modelado, dichos ajustes estarán erróneos y provocarán libramientos de eventos incorrectos ya sea por sobrealcance o por no operar ante una falla dentro de su zona de protección. Con la medición de la impedancia de la línea aumenta la precisión en su operación al momento de librar una falla, lo que nos reditúa en la estabilidad del sistema, ya que solo afectamos el elemento fallado; cumpliendo de esta manera una de las funcionalidades de las protecciones como lo es la selectividad.

Para el caso de estudio que nos ocupa el presente documento, se utilizó un equipo OMICRON, modelo CPC-100 y su módulo CU1 para llevar a cabo la medición de la impedancia de la línea PQI-73030-JIL-STU, como se muestra en las siguientes figuras.

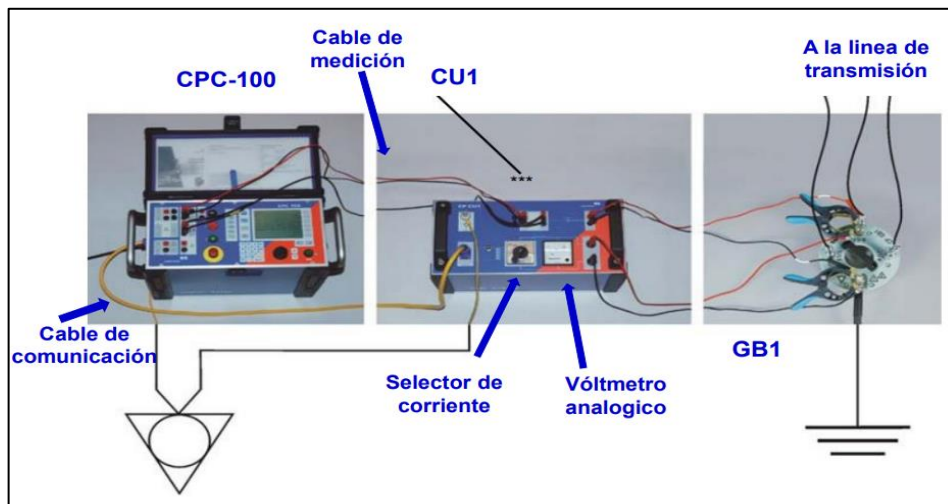


Fig. 2.3 Conexión del equipo de prueba OMICRON CPC-100 y su modulo CU1.

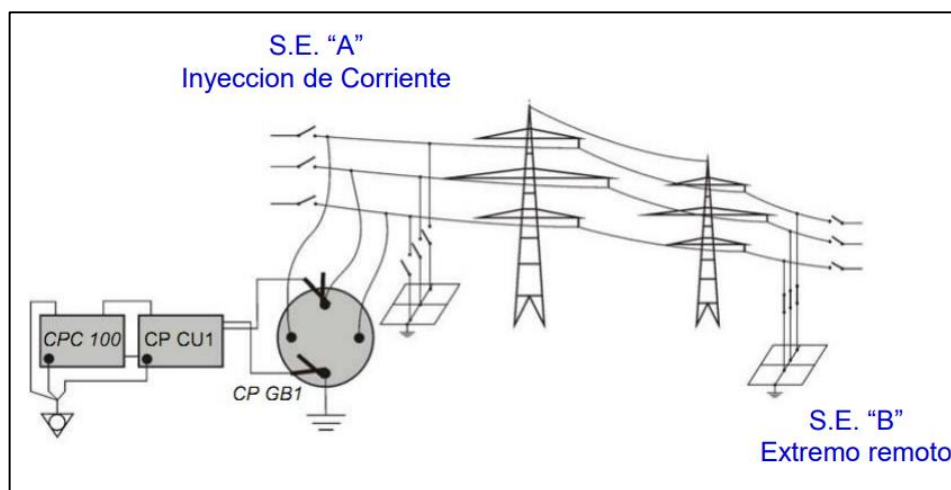


Fig. 2.4 Conexión física del equipo de prueba a la línea de transmisión.

Por la característica de la línea de subtransmisión que se analizara, se tomaron 3 medidas de impedancia por tramos, es decir, de la subestación PQI hacia la derivación, de la subestación PQI hacia la subestación STU y de la subestación PQI hacia a subestación JIL.

Esto con la finalidad de tener las impedancias medidas en las diferentes trayectorias de la línea de subtransmisión.

2.3.1 Requisitos para realizar la medición de parámetros de líneas de transmisión.

Para poder realizar la medición de los parámetros de la línea de transmisión, debemos cumplir con los siguientes puntos:

1.- La línea debe estar desenergizada, interruptor y cuchillas abiertas, para poder tener acceso a la conexión del equipo directamente al conductor de la línea.

2.- Aterrizamiento en ambos extremos de la línea.

3.- En el extremo donde se realizan las pruebas se debe contar con un medio que nos permita poder abrir y cerrar el circuito a tierra (por ejemplo, mediante las cuchillas de tierra o con cables auxiliares de tierra), esto derivado a que durante la prueba se deben realizar diferentes combinaciones de conexiones como lo son:

- L1 – L2
- L1 – L3
- L2 – L3
- L1 – Tierra
- L2 – Tierra
- L3 – Tierra
- L1 – L2 – L3 - Tierra

4.- Contar con 3 Cables de suficiente longitud para poder conectar las tres fases al módulo CP GB1 que se coloca en el piso (de un calibre adecuado para que pueda soportar hasta 100 A). El GB1 es un dispositivo que sirve como protección de sobretensiones inducidas en la línea durante las pruebas, ya sea por cercanía a otras instalaciones o por riesgo de alguna descarga atmosférica que se pudiera dar por un mal tiempo en algún punto de la trayectoria de la línea.

5.- Para poder medir la tensión inducida por líneas paralelas se requiere abrir la conexión a tierra (antes de comenzar la prueba, en el extremo cercano) para hacer circular la corriente a través del circuito.

6.- Al final de las mediciones el software del equipo nos proporcionara las impedancias medidas de secuencia positiva y secuencia cero, así como, el factor K0. Siendo un valor relevante para los ajustes de la protección de distancia de neutro, denominada por la normativa ANSI como 21N (ver anexo B).

También es de suma importancia considerar las características del equipo de prueba, el CPC-100 y CU1 tiene una limitante, el voltaje inducido por otras líneas de transmisión no debe exceder 600 Volts, si se cae en este supuesto, no podrá realizarse la prueba, ya que los valores serian erróneos.

Otra consideración muy importante es que las condiciones atmosféricas para la ejecución de la prueba sean con un cielo despejado, sin nubes o alguna amenaza de descarga atmosférica, si bien el equipo trae un elemento de protección, al estar conectado directamente a la línea se vuelve parte de ella y si incide una descarga en la línea se corre el peligro de algún daño al personal y equipo. [14]

Tomando estas consideraciones del equipo de prueba se realizaron las mediciones con un cielo despejado y con la seguridad que no sobrepasa los 600 Volts por inducción de otras líneas paralelas, ya que esta línea va en un solo circuito con estructuras tipo H, aunado a que no cuenta con cruces con otras líneas de subtransmisión en toda su trayectoria.

2.3.2 Estimación del voltaje inducido por líneas adyacentes.

Como se comentó en el punto anterior, un cuidado muy importante durante la medición de los parámetros de una línea de transmisión, con el equipo CPC-100 y recomendado por el propio fabricante es que se debe considerar el voltaje que podría ser inducido por otras líneas adyacentes, este punto lo podemos estimar de la siguiente manera:

1.- Desenergizar la línea, cortocircuitarla y aterrizarla en ambos extremos usando un interruptor de puesta a tierra, si no existe se deben utilizar cables para puesta a tierra adicionales (será como el interruptor de puesta a tierra).

-
- 2.- Asegurarse que la conexión a tierra en el extremo remoto NUNCA sea abierta durante todo el procedimiento de prueba.
 - 3.- Además del interruptor de puesta a tierra en el extremo cercano de la L.T., utilizar un juego de cables de tierra, que consiste en 3 cables con rango de corriente igual al máximo cortocircuito posible. Esta conexión se llamará “tierra de trabajo”.
 - 4.- Abrir el interruptor de puesta a tierra en el extremo cercano de la L.T., y se mide la corriente que circula por la tierra de trabajo utilizando un amperímetro de gancho en las 3 fases.
 - 5.- Cerrar el interruptor de puesta a tierra.
 - 6.- Calcular el voltaje estimado de la línea abierta después de quitar los cables de tierra con la fórmula: [14]

$$V_{estimado} = I_{medida}(Amp) * 0.4(\Omega/km) * 2 * L_{línea}(km) \quad (15)$$

Lo anterior, cuidando las medidas de seguridad indicadas por el Capítulo 100 de CFE Distribución [19].

Si al término de la verificación y una vez aplicada la fórmula 15, obtenemos un valor de voltaje estimado con la línea abierta de 500 V, hay que suspender la prueba debido al alto voltaje, ante dicha situación se deberá tramitar la libranza de las líneas paralelas, a continuación, se enlistan los rangos que marca el fabricante para poder correr una prueba segura y confiable en cuanto a resultados.

- 250...500 V, la medición es posible solo en el rango de 10 A.
- 100...250 V, la medición es posible en el rango de 10 A ó 20 A.
- 50...100 V, la medición es posible en el rango de 10 A, 20 A ó 50 A.
- < 50 V, la medición es posible en todos los rangos de corriente.

Lo anterior, cuidando los aspectos indicados por el Código de Red [20] y el Manual de Programación de Salidas [21]. Ya que es necesario cuidar la operación en estado estable de la red eléctrica asociada al SIN, es decir, basado en el criterio determinístico o contingencia sencilla más severa ($n - 1$).

2.4 Esquemas Normalizados para Protecciones de Líneas de Transmisión y subtransmisión.

Debido a que los sistemas eléctricos se están volviendo cada día más complejos, la evolución en los esquemas de protección se realizará hacia dispositivos inteligentes adaptativos, los cuales, mediante las condiciones de voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva, flujo de dichas potencias. Adoptarán la máscara de ajustes más adecuada, para proteger al sistema en una forma más eficiente.

Sin embargo, no debemos dejar de lado que los sistemas eléctricos de potencia no se deben a sí mismos; crecen y se desarrollan por la actividad diaria de los Técnicos Especialistas e Ingenieros, ya que, gracias a ellos y a su profesionalismo y capacitación, ha sido posible que sistemas eléctricos como el de la Comisión Federal de Electricidad lleguen a ser uno de los mejores del mundo, impulsando el desarrollo de México.

El objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo con el diseño de este y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema. Pero existe una característica muy especial y hasta cierto punto contradictoria en cuanto a su función, que es conveniente señalar: el relevador se diseña y aplica para detectar fallas; pero siendo indeseables éstas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- Mantenimiento oportuno y efectivo.
- Blindaje.
- Aislamiento.
- Diseño y materiales de alta calidad.

De esta manera, si se logra disminuir el número de fallas, el trabajo encargado a los relevadores es también mínimo, por lo cual permanecerán siempre en reposo y

eventualmente tendrán que operar.

Llegado el momento en que operen, se deberá tener la certeza de que su operación sea efectiva. Para lograr ese objetivo se hace necesario probar periódicamente los relevadores, simulando las condiciones de falla de una forma muy cercana a las condiciones reales. Dichas simulaciones se pueden lograr de diversas maneras:

Utilizando diversos componentes eléctricos (resistencias, capacitancias, inductancias, etc.) para construir un sistema eléctrico que permita provocar los parámetros que se suponen se presentan en una falla.

Empleando equipos de prueba diseñados especialmente para simular condiciones de falla.

Reproduciendo con equipo de prueba eventos de falla obtenidos de registradores de falla o protecciones digitales.

Los requerimientos fundamentales para el diseño y selección de los relevadores son los siguientes [16]:

- Velocidad.
- Reducir daño.
- Evitar riesgo en personal y equipo.
- Reducir esfuerzo y fatiga en equipo.
- Reducir ionización.
- Incrementar la Transferencia de Potencia.
- Aspectos que perjudican la rapidez:
 - Transitorios de Alta frecuencia.
 - Saturación de Transformadores de Corriente.
 - Principio de operación: impedancia, onda viajera, diferencial y comparación direccional.

2.4.1 Características y condiciones generales.

Para líneas de transmisión y subtransmisión que operan con tensiones mayores de 69 kV, la CFE ha establecido tres principales clasificaciones:

- Línea larga > 40 km.
- Línea media >15 km, pero \leq 40 km.
- Línea corta \leq a 15 km.

Sin embargo, para autores como John J. Grainger y William D. Stevenson Jr. consideran la siguiente clasificación: líneas cortas menores de 80 km de longitud, líneas de longitud media de 80 km a 240 km y líneas largas mayores de 240 km, hasta 320 km, ya que superando esta longitud se requiere un cálculo de parámetros distribuidos. [7]

De acuerdo con la clasificación de la CFE los esquemas de protecciones para líneas de subtransmisión con tensiones de 69 a 161 kV deberán contar con las siguientes características:

- P1 protección primaria.
- P2 protección primaria.
- PR protección de respaldo.
- 50 FI protección contra falla de interruptor, con una excepción para aquellas líneas que sean de distribución.

Estos esquemas de protecciones deben cumplir con ciertas características de operación, iniciando por el tiempo de operación medido en su contacto de salida para el disparo. Para la línea bajo análisis y de acuerdo con la especificación CFE G1000-65, tenemos que, para una tensión de operación menor a 161 kV, la protección P1 y P2 deben tener un tiempo de operación de contacto menor de 32 milisegundos. También debe contar con disparo tripolar, con lógica de arranque tripolar para efectuar recierres [16].

En resumen, cada línea de subtransmisión que opere con tensiones de 69 kV hasta 161 kV, debe cumplir con estos esquemas y características mencionados en la tabla 2.1.

Longitud (km)	Medio de comunicación	P1	P2	Figura	Observaciones
L≤15	Fibra óptica	87L/21/67 (FO dedicada)	87L/21/67 (FO Multiplexada)	6	
	Fibra óptica (dedicada)	87L/21/67	87L/21/67	6a	
	Fibra óptica (multiplexada)	85LT	87L/21/67	7	Notas 3, 4. La longitud máxima de aplicación estará definida por una asimetría y retardo máximo.
	Fibra óptica (dedicada)	87L/21/67	85LT POTT (sobe P1)	8	
	-	50/51	50/51	9	Línea radial
L≥15	Fibra óptica (dedicada)	87L/21/67	21/67 POTT	10	Para la 87L con aplicación máxima hasta 100 km utilizando fibra óptica monomodo y 1550 nm.
	Fibra óptica (multiplexada)	87L/21/67	21/67 POTT	11	La longitud máxima de aplicación estará definida por una asimetría y retardo máximo.
	OPLAT	21/67 PUTT	21/67 POTT	12	-
	-	21/67	21/67	13	Sin medio de comunicación.
	-	21	50/51	14	Línea radial

Tabla 2.1 Esquemas de protección para líneas de subtransmisión, con tensiones de 69 kV y hasta 161 kV. [16]

Sin embargo, para nuestro caso de estudio, consideraremos la clasificación de líneas dada por la CFE. Al ser una línea de más de 15 km de longitud se considera una línea media, cuenta con la configuración en anillo y además de no cuenta con medio de comunicación, dadas las características anteriores nuestro esquema de protecciones se adapta al mencionado en la figura No. 13 de la tabla 2.1, la cual es una adaptación de la especificación CFE G1000-65 como se muestra a continuación.

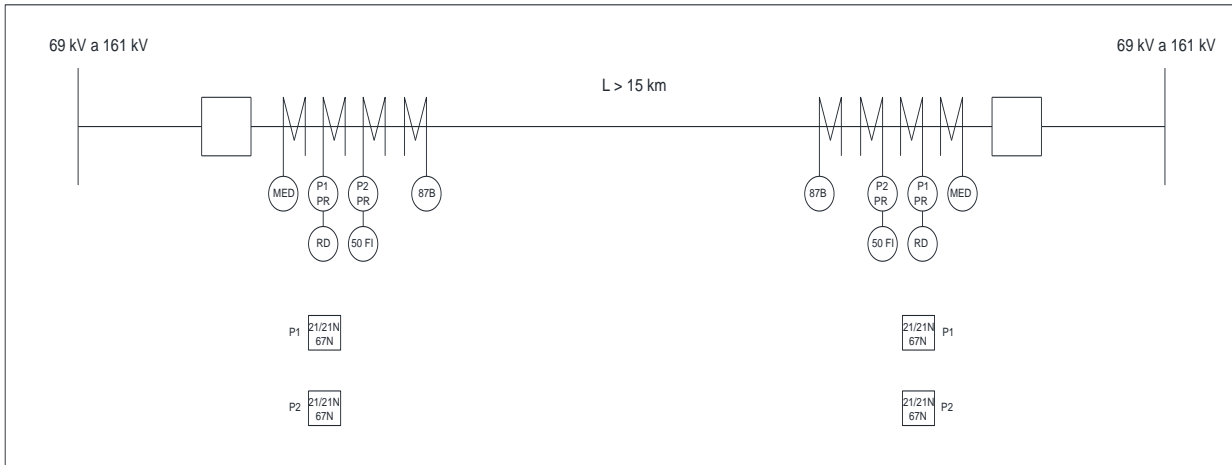


Figura 2.5 Arreglo normalizado para línea de 69 kV a 161 kV y $L > 15$ km, sin medio de comunicación (P1 – 21/67, P2-21/67). [16]

2.4.2 Protección diferencial de línea.

El esquema de protecciones diferencial de línea se basa en la comparación de la corriente de entrada a la línea de transmisión y a la corriente que sale de la línea, esto medido por los transformadores de corriente que alimentan de dichas señales a los relevadores de protección. Para el caso de una línea de dos extremos se tiene que cumplir que la diferencia entre ambas mediciones de los relevadores en los extremos de las subestaciones involucradas debe ser cero. En la operación normal, o bajo condiciones de falla como cortocircuito fuera de su cobertura o zona de protección, las corrientes tendrán una diferencia considerable en ambos extremos, ya que ambos estarán visualizando tanto su medición local como la remota. Este simple hecho de presentarse una diferencia de corrientes, la conocemos como corriente diferencial, la cual nos ayuda a determinar si es una falla interna o externa a la línea que está protegiendo el relevador diferencial de línea. Para poder realizar esta comparación entre dos subestaciones ubicadas en puntos diferentes, se realiza a través de un canal de comunicación mediante fibra óptica. Si por algún evento no deseado, falla o disturbio se pierde este canal de comunicación, el relevador se bloqueará para dar lugar a otras características de operación de la protección, por lo general, entra la

característica de un esquema de protección de distancia. Para dar un respaldo seguro ante cualquier eventualidad presentada en la trayectoria de la línea protegida. La programación de estos relevadores está realizada de tal manera que indiquen siempre de manera visual su correcta operación y los elementos de protección que operaron ante una contingencia.

2.4.2.1 Relevador diferencial de línea (87L).

Los relevadores diferenciales de línea deben ser capaces de liberar todas las fallas ocurridas, ya sean de entre fases o de fase a tierra y de manera selectiva en la línea que están protegiendo, así mismo, la protección de distancia de zona 1, se debe bloquear mientras esté operativa la protección diferencial de línea y se debe habilitar de manera automática cuando este fuera de operación la función 87L del relevador diferencial, que esto sucederá cuando se pierda el canal de comunicación, esta consideración de la operación se le conocen como compromisos de la protección diferencial de línea.

Los relevadores diferenciales de tecnología existente son capaces de proporcionar protección diferencial para circuitos multiterminales, es decir, de 2, 3, 4 y más líneas en diferentes subestaciones. Para contar con mayor confiabilidad en la práctica se opta por contar con canales de comunicación dedicados de fibra óptica, sin embargo, estos también pueden ser multiplexados si la infraestructura existente no es suficiente.

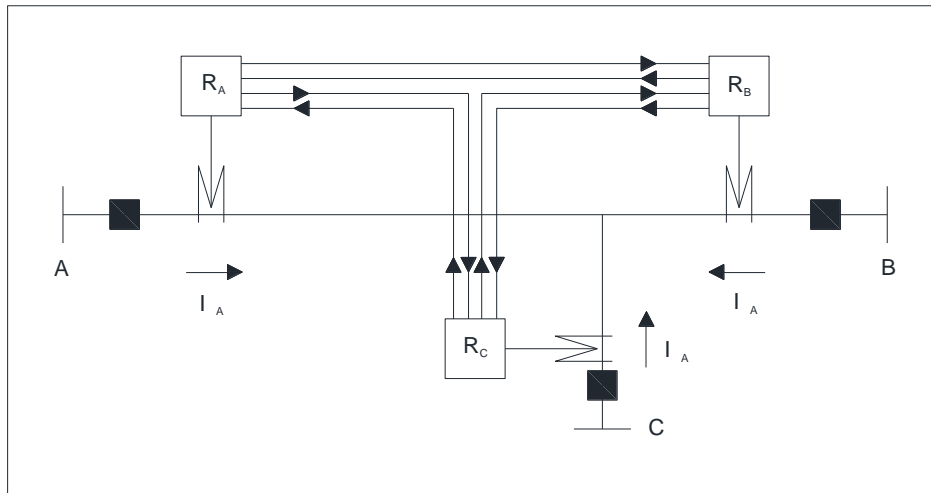


Fig. 2.6 Conexión física del sistema de comunicaciones por fibra óptica de una diferencial de línea de 3 terminales.

Para líneas en voltajes menores de 161 kV debe cumplir con lo siguiente [16]:

- a) El relevador diferencial debe contar con alarmas y bloqueo por falla de canal.
- b) Debe contar con funciones adicionales de protección de distancia con mínimo dos zonas de protección hacia adelante.
- c) Compensación interna mediante ajustes del relevador para cuando se tenga el caso de diferentes relaciones de transformación en transformadores de corriente en las terminales de la línea.
- d) Función de autodiagnóstico.
- e) La comunicación entre relevadores debe ser siempre óptica.
- f) Debe contar con localizador de fallas

2.4.2.2 Principio de funcionamiento.

El principio de funcionamiento de este tipo de relevadores se basa principalmente en la diferencia de la comparación vectorial de dos magnitudes eléctricas en un relevador. Por tanto, el relevador diferencial de línea se encarga de verificar en todo momento que esta condición se cumpla, es decir, la corriente de entrada al nodo local, debe ser igual a la corriente de salida en el nodo remoto, considerando su ángulo de

desfasamiento, de tal manera que la sumatoria de ambas corrientes debe ser cero, de lo contrario se presentara una corriente diferente de cero que es conocida como corriente diferencial, y es la encargada de realizar la operación del esquema diferencial de línea, obviamente al cumplir con los ajustes que solicita el relevador en su configuración según sea el modelo y marca.

Dicho lo anterior, si las corrientes I_A , I_B y I_C son los valores actuales de corriente en el extremo de una subestación cualquiera, tendremos que en un circuito en condiciones normales se tiene:

$$I_A + I_B + I_C = 0$$

Dicho en otras palabras, el principio básico de operación del relevador diferencial de línea consiste en que cada relevador medirá sus tres corrientes de fase en forma local y a su vez, enviará estas mediciones a los otros relevadores mediante el canal de comunicación. Por tanto, cada relevador calculará para cada fase, la corriente diferencial resultante de la comparación de mediciones local y remotas.

Este tipo de relevadores cuenta con una pendiente característica de operación, la cual es necesaria, puesto que las señales de corriente tomadas de transformadores de instrumento están sujetos a errores de relación de transformación y saturación, etc.

De esta manera se presenta a continuación la pendiente característica de estos relevadores.

Donde:

K = ajuste del porcentaje de polarización.

I_s = la corriente diferencial mínima de ajuste

I_{dif} = es la corriente diferencial medida en tiempo real por el relevador.

I_R = Corriente de restricción medida en tiempo real por el relevador.

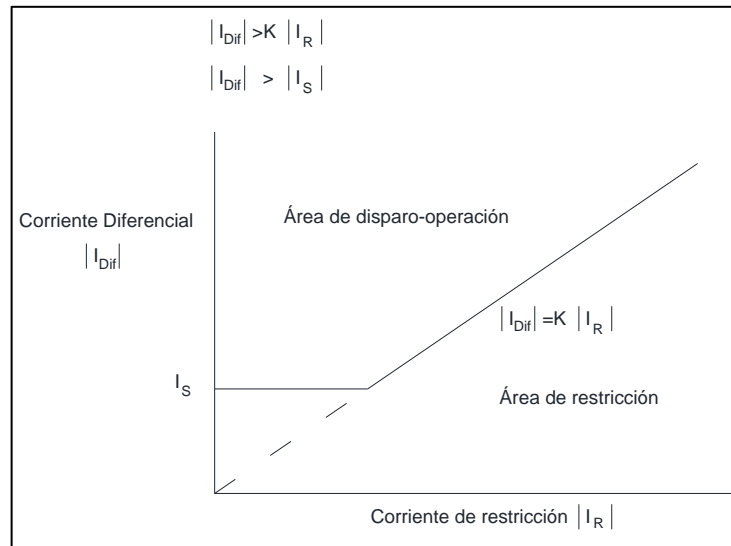


Fig. 2.7 Pendiente característica de operación de relevadores diferenciales de línea.

Si las magnitudes de esas corrientes diferenciales indican que una falla ha ocurrido, entonces el relevador dispara su interruptor local.

Estos relevadores son muy confiables, ya que operan únicamente en la zona de protección dada por la ubicación de los transformadores de corriente, son muy utilizados en aquellas líneas de transmisión donde se tienen comprometidos los tiempos y alcances de protecciones de distancia y direccionales.

2.4.3 Protección de distancia.

Un esquema de protecciones de distancia es la protección con más aceptación y uso en nuestra época para proteger líneas de transmisión y subtransmisión, su principal operación se basa en la medición del voltaje de falla y la corriente que circula en ese momento, para poder realizar la relación de estos dos parámetros eléctricos y de esta manera poder calcular la impedancia correctamente desde su ubicación a la falla, para ello es necesario que la tensión dependa únicamente de su extremo local, esto lo hace susceptible a errores por conexiones intermedias, es decir, derivaciones en líneas de subtransmisión, ya sea con aportaciones a la falla o sin ellas.

2.4.3.1 Relevador de distancia (21L).

Se sabe que el elemento más susceptible a presentar fallas dentro de un sistema de potencia son las líneas de transmisión, debido a que por su longitud presenta mayor exposición a las condiciones climatológicas y ambientales; así también, se sabe que el 95% de las fallas que ocurren son de una de las fases a tierra, bien por descargas atmosféricas, problemas de aislamiento o por fallas francas debido a hilos de guarda caídos o retenidas, etcétera.

Dado lo anterior, los dispositivos aplicados a la tarea de protección de líneas deben cumplir con:

- Ser selectivos, es decir, únicamente deberán librar el tramo de línea afectado por la falla.
- Ser de operación rápida, de tal forma que los daños al equipo se reduzcan al mínimo y evitar problemas de estabilidad del sistema de potencia.
- Tener flexibilidad, para que puedan seguir operando debidamente aún con cambios en las configuraciones del sistema de potencia.

Los relevadores adecuados a las exigencias anteriores son llamados “Relevadores de Distancia”.

La impedancia de una línea de transmisión, con determinadas características y configuración de los conductores, es proporcional a su longitud. Esta realidad ofrece la factibilidad de empleo del relevador de distancia como protección de líneas.

El relevador establece la distancia a un cortocircuito, comparando la corriente en los conductores con el potencial entre los mismos, así como su ángulo de fase. Estos potenciales y corrientes en alta tensión son manejados por los transformadores de instrumentos, a magnitudes adecuadas para ser aplicadas a los relevadores.

2.4.3.2 Principio de funcionamiento.

El principio de funcionamiento sobre el que basa su operación el relevador de distancia es en forma concreta muy simple, y de esa manera lo intentaremos presentar, sin embargo, el análisis de su comportamiento y diseño presenta un mayor número de variables, lo que hace su comprensión un tanto compleja; por ello nos remitiremos a los aspectos básicos de funcionamiento de estos relevadores.

Un relevador de distancia responde en función del voltaje y la corriente, con que es alimentado para determinar la distancia entre su localización y el punto de falla. Obedeciendo a la ecuación que se muestra a continuación:

$$\frac{V_r}{I_r} = \frac{nI_r Z_1}{I_r} = nZ_1 \quad (16)$$

Donde:

n = % de la longitud de línea

I_r = Corriente a través del relevador

V_r = voltaje en el relevador

Existen diferentes clasificaciones para los relevadores de distancia, entre las más comunes tenemos: relevador óhmico, relevador de admitancia (Mho) y relevador de reactancia, los cuales se pueden aplicar bajo diferentes esquemas de protección.

A continuación, describiremos estos tipos de relevadores para su comprensión.

Relevador de óhmico: es aquel que actúa en base a la impedancia que detecta desde su localización al punto de falla. Estos relevadores son accionados por un elemento de corriente, con retención de un elemento de voltaje. [3]

Opera principalmente con tres variables: la corriente, el voltaje, y el ángulo de fase entre estas magnitudes. El elemento de corriente está dispuesto de manera que su par tiende a cerrar los contactos del relevador. Mientras que el elemento de voltaje está dispuesto de manera que su par, en tanto el voltaje permanezca aplicado, tenderá a vencer el par del elemento de corriente impidiendo que cierre los contactos.

Relevador de admitancia (MHO): es un relevador de alta velocidad y también es conocido como el relevador de admisión. En este relevador, el par de operación se obtiene mediante el elemento de voltaje-corriente y el elemento de control se desarrolla debido al elemento de voltaje. Significa que un relevador MHO es un relé direccional controlado por voltaje [3].

Es aplicable en líneas de mayor longitud, ya que, al ajustarse para proteger una sección determinada de línea, su característica de operación abarca el menor espacio en el diagrama R-X, lo que implica que se verá menos afectado por condiciones anormales del sistema; que no sean propiamente una falla en la línea. Este tipo de relevador es el más selectivo de los diferentes relevadores de distancia. Principalmente un enemigo de este tipo es que se ve afectado por la resistencia de arco y por tal razón se aplica principalmente en líneas largas.

Relevador de reactancia: es un relevador de alta velocidad. Este consta de dos elementos, un elemento de sobrecorriente y un elemento direccional de voltaje. El elemento de corriente desarrolla un par positivo, mientras que un elemento direccional desarrollado de corriente y voltaje se opone al elemento de corriente, en función del ángulo de fase entre la corriente y el voltaje. [3]

Las bobinas de corriente producen flujo en los polos frontal, posterior y derecho, el flujo del polo derecho está desfasado con respecto a los otros dos, por un devanado secundario que se cierra a través de una impedancia que desfasa, y la interacción de los dos flujos produce un par de operación proporcional al cuadrado de la corriente y que tiende a cerrar los contactos.

La bobina de voltaje en el polo izquierdo produce flujo que interactúa con el de los polos frontal y posterior; para producir un par de retención (que abre contactos), proporcional a la potencia reactiva inducida ($V I \sin \Phi$).

El elemento de admitancia es similar en construcción al elemento reactancia y sólo difiere en la forma en que se conectan y arreglan las bobinas.

Tradicionalmente siempre ha habido tres zonas en la protección de líneas de transmisión, para dar un respaldo remoto adecuado al relevador que se encuentra al otro lado de la línea. Aunque no existen criterios únicos exactos en la determinación de los valores de impedancia de las zonas de protección en relevadores de distancia, se mencionan unos criterios generales comúnmente empleados, ya que dependen de las condiciones particulares de cada aplicación, el procedimiento que nos hace dichas recomendaciones y muy utilizado es el DR/PROT/LT-REV-2014, de la Comisión Federal de Electricidad, donde nos hace mención de los siguientes criterios que la compañía sigue para sus estudios de coordinación de protecciones:

- El ajuste de la zona 1 cubre el 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida, con una operación instantánea. [2]
- La zona 2 se ajusta al 100% de la impedancia de la línea protegida, más el 50% de la impedancia de línea adyacente más corta; considerando efectos de infeed apropiados, tiempo típico de operación 300 ms. [2]
- La zona 3 se ajusta al 100% de la impedancia de la línea protegida, más el 100% de la impedancia de línea adyacente más larga; considerando efectos de infeed apropiados, tiempo típico de operación 1 seg. [2]

Aunado a lo anterior, este esquema de protecciones debe cumplir con características que permitan su operación confiable, siendo del tipo microprocesado con 3 zonas de protección hacia adelante y una cuarta zona con la opción de seleccionar su direccionalidad, ya sea hacia adelante o hacia atrás. Debe ser capaz de medir fallas entre fases con una característica de operación MHO o poligonal y medición de fallas a tierra con característica poligonal. [16]

2.4.3.3 Efectos externos a las Protecciones De línea.

Dado a la naturaleza del tipo de falla, existen una gran infinidad de agentes externos que nos pueden ocasionar un efecto en la operación del esquema de protecciones, dando como resultado una operación incorrecta y/o la no operación de este, puesto que son circunstancias ajenas a la protección o no se consideraron durante el estudio de coordinación de protecciones.

Un elemento que nos ocasiona estos errores es la resistencia de arco, la cual es un agente que pueden engañar a los relevadores de distancia, es decir, causar un error; sobre todo en líneas cortas protegidas con características mho, teniéndose falla en el área de zona 1 y por la presencia del arco se tiene operación de zona 2, lo mismo puede pasar para fallas cerca del límite de zona 2 operando el esquema de respaldo como zona 3.

Una de las maneras de evitar este tipo de operaciones es reduciendo el tiempo de zona 2, evitando de esta manera que el arco se propague y extienda, otro punto a considerar es operando nuestra protección antes de que nos saque de característica. Desde luego, en líneas cortas no se debe de utilizar este tipo de característica, de acuerdo con lo mencionado en la descripción de la operación del relevador tipo admitancia (mho).

Prácticamente se considera que un arco es puramente resistivo, pero este puede tener componente capacitiva o inductiva y variar dependiendo el tipo de la falla, de acuerdo con los estudios realizados por otros autores se considera que un valor de resistencia de arco oscila entre un mínimo de 13Ω y un máximo de 18Ω para un nivel de tensión de 115 kV. [17]

Otro punto muy importante es el efecto de fuentes de corriente intermedia o mejor conocido como infeed.

A continuación, se verá el efecto que produce las fuentes intermedias en el funcionamiento de la protección de distancia. Se ve la necesidad de describir este

efecto dada la importancia que tiene en el análisis de fallas puesto que en ocasiones se han tenido operaciones en zona 3, estando localizadas las fallas dentro del alcance de zona 2, esto se debe a la presencia de fuentes intermedias entre la localidad de nuestra protección y la falla.

La figura siguiente explicara con mayor detalle este efecto, donde se observa que la protección tendera a subalcance. (Se refiere al ajuste de subalcance y al de sobrealcance por razones obvias).

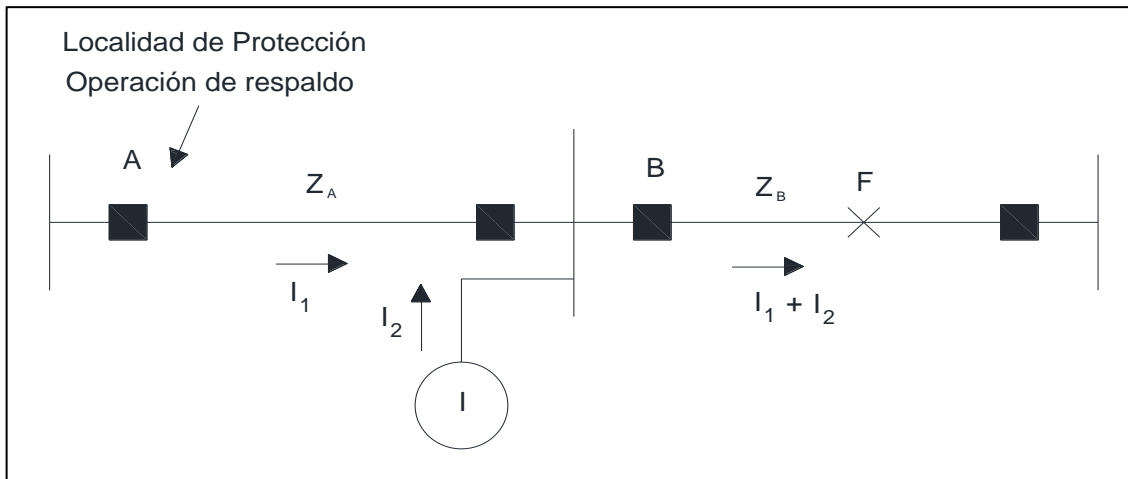


Figura 2.8 Localidad de protección suponiendo que B falla en su operación de apertura en A. [2]

$$Z_A = \left(\frac{V_t}{I_1} \right) = Z_A + Z_B + \left(\frac{I_2}{I_1} \right) \quad (17)$$

El ejemplo mostrado en la figura se observa que se puede tener una operación en zona 3, estando localizada la falla en el área de zona 2 el factor (I_2 / I_1) Z_B determina aumento de impedancia aparente que los relevadores de la localidad "A" observan, también observando el ángulo que lleva I_1 e I_2 , la impedancia podrá estar en un ángulo diferente.

Estas consideraciones se deben tener presentes cuando se ejecuta el estudio de coordinación de protecciones, puesto que son agentes externos que afectan directamente la operación del esquema de protecciones y sobre todo para la localización de la falla de una manera más ágil y correcta.

2.4.4 Configuración de Líneas de Transmisión en derivación.

Las cargas derivadas son una solución económicamente factible, ya que reduce costos de construcción, actualmente complica la transmisión de energía en las líneas y se ve afectado el rendimiento óptimo del relevador de protecciones, lo cual dificulta la operación de los sistemas eléctricos. En el mejor de los casos, transmitir en líneas intervenidas es un compromiso de opciones económicas. Si nos remitimos a la figura 2.9, de una manera óptima para energizar la carga del bus T, tendríamos que dividir la línea del Bus S al Bus R en dos líneas que terminan en el Bus T. Pero esta solución no siempre es económicamente viable porque eso requiere un interruptor adicional y la construcción de una segunda línea de transmisión desde Bus S hasta el tap. Algo ideal para este tipo de configuración deberíamos contemplar una fuente adicional en el bus de carga, para el caso de la imagen es sin fuente. Esto con la finalidad que la carga quede respaldada por otro medio, lo cual encarece los costos y por tanto no es factible.

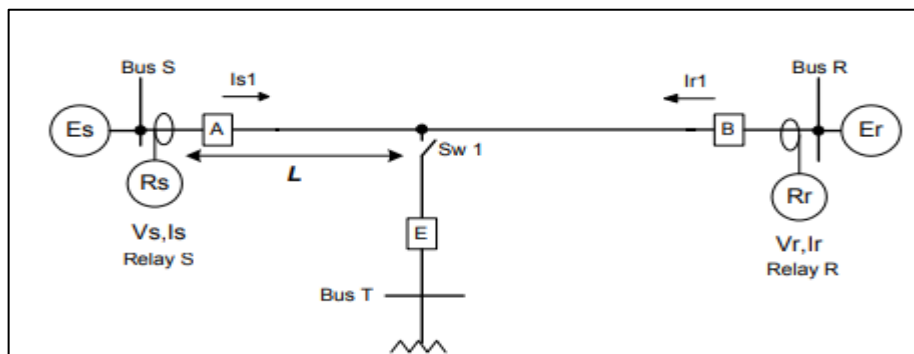


Figura 2.9 Carga en derivación en una línea de transmisión.

Para una configuración como la mostrada anteriormente se debe considerar configurar el alcance de la distancia a tierra de la Zona 1 desde el relevador en el bus S. Idealmente, el alcance debe ser del 80 al 85 por ciento de la distancia hasta el bus R y hasta el bus T. Si el relé en el Bus S o R está configurado para ser demasiado sensible, los relés mirarán más allá del Bus T, más allá del transformador y ocasionalmente hasta la carga que alimenta el transformador. Esto puede hacer que

los relés en Bus S y R funcionen para fallas internas a la instalación del cliente, lo cual es muy indeseable.

Los elementos de la Zona 2 para los Relés A y B deben poder ver el Bus T, para poder proporcionar protección de respaldo al otro bus de origen (Bus S o R en este ejemplo), cada relevador también debe poder ver más allá del otro bus fuente.

Si la distancia a la derivación, que se muestra como L en la Figura 2.9, es demasiado corta, entonces es posible que el elemento de la Zona 1, alcance la carga en el Bus T.

Por tanto, el elemento de la Zona 1 se ve obligado a alcanzar la carga en el Bus T. En este caso, se requiere una decisión de ingeniería. O bien, se permitirá que la zona del relevador A alcance a la carga del Bus T o se puede desactivar por completo. En caso de que la primera opción sea elegida, se espera que el relevador B sea coordinado para que el Bus T permanezca energizado mientras la protección del cliente elimina la falla o el relevador B eventualmente se disparara en la zona 2.

Dependiendo de la conexión del transformador al Bus T, puede surgir otro problema. Para fallas a tierra, aparece el factor k_0 el cual afecta los resultados. Como regla general, la relación entre ZL_0 y ZL_1 para líneas de transmisión es de tres a uno, lo que da como resultado k_0 de 0,67. Si el transformador en Bus T es un banco delta-estrella aterrizada, para el transformador la impedancia de secuencia cero y la impedancia de secuencia positiva es igual. Esto genera un factor k_0 para fallas más allá del cero del relé. [18]

El efecto final es que los relevadores en el Bus S y el Bus R no alcanzarán todas las fallas.

Esto no es deseable para fallas internas ni para fallas externas donde los relés A y B se espera que proporcionen respaldo.

Estas consideraciones plasmadas son criterios que deben ser tomados en cuenta por el ingeniero de protecciones, ya que no todos los casos son iguales y tienen características particulares.

2.5 Zonas de protección.

Las zonas de protección o áreas de cobertura de un dispositivo de protección, según la filosofía general de la aplicación de relevadores; es dividir el sistema de potencia en zonas de protección que puedan ser protegidas adecuadamente.

Las divisiones dependen de los equipos del sistema eléctrico, encontrándose principalmente las siguientes:

- Generadores o grupo de generador - transformador.
- Transformadores
- Barras
- Líneas de Transmisión y Distribución.

2.5.1 Definición zonas de protección.

Las zonas de protección se definen como el área de cobertura de un dispositivo de protección, el cual protege uno o más componentes del sistema eléctrico en cualquier situación anormal o falla que se presente.

Para una adecuada aplicación de dispositivos de protección, es necesario considerar los siguientes factores:

- Configuración del sistema.
- Impedancias del equipo primario y su conexión.
- Tensión del sistema.
- Procedimiento y prácticas operativas.
- Importancia del elemento del sistema a proteger.
- Estudio de cortocircuito.
- Análisis de cargas o flujos de potencia.
- Conexión, localización y relación de transformadores de corriente y potencial.
- Tipo de fallas.
- Crecimiento de la carga y del sistema.

En base al análisis de cada uno de los factores anteriores se pueden definir las zonas de protección necesarias para cada elemento del sistema eléctrico.

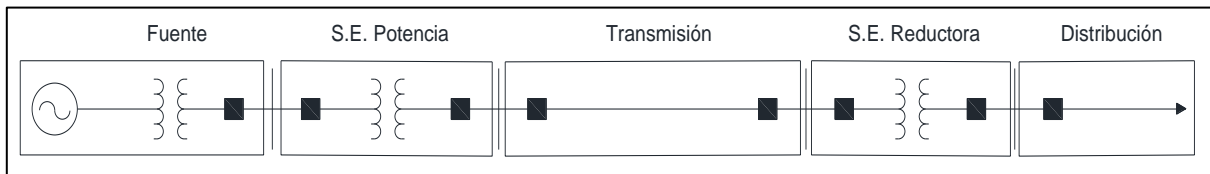


Figura 2.10 Diagrama simplificado del sistema eléctrico de potencia.

2.5.2 Traslape de zonas de protección.

Las Zonas de Protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la figura 2.11 muestra el sistema de distribución con las siguientes zonas de protección traslapadas:

- Zona de protección de líneas de subtransmisión (1).
- Zona de protección de barras de alta tensión (2)
- Zona de protección de transformadores de potencia (3)
- Zona de protección de barras y circuito de media tensión (4)
- Zona de protección de circuitos de distribución (5)
- Zona de protección de transformadores de distribución y circuitos secundarios (6)
- Zona de protección de transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometidas de baja tensión (7).

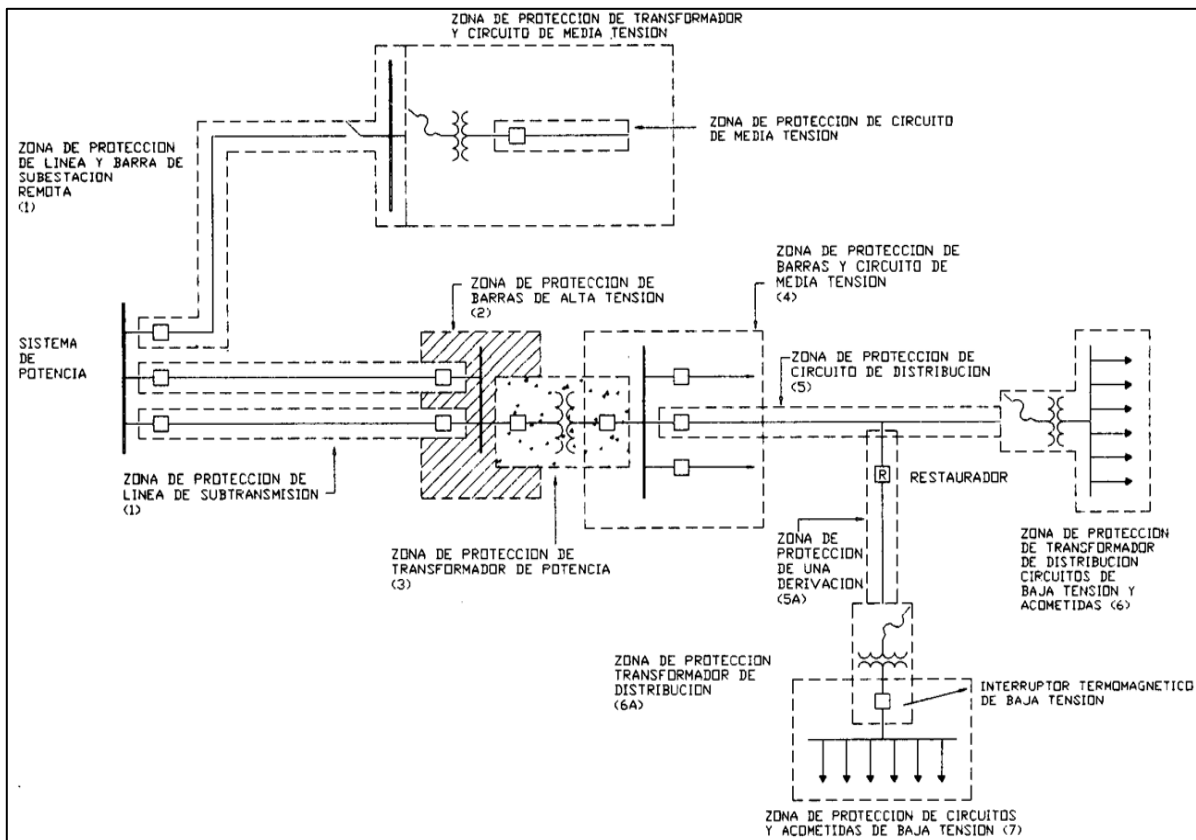


Figura 2.11 El sistema de distribución con las siguientes zonas de protección traslapadas, imagen extraída del procedimiento GOD-3539 [22]

La figura 2.11 muestra los equipos de seccionamiento localizados en las interconexiones entre elementos del sistema eléctrico, esta previsión hace posible desconectar solo el elemento fallado, a veces al omitirse un dispositivo de seccionamiento entre dos elementos adyacentes, se tendrá una desconexión de ambos cuando se presente una falla en cualquiera de los dos.

En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde en forma particular a cierto tipo de cambios en las magnitudes eléctricas de un circuito. En los sistemas eléctricos, los equipos comúnmente utilizados son dispositivos que responden rápidamente contra condiciones de cortocircuito. Estos dispositivos están clasificados en: protección primaria y protección de respaldo.

La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo solo actúa cuando falla la protección primaria.

2.5.3 Límites de actuación de las zonas de protección.

En los sistemas eléctricos, las protecciones primarias y de respaldo forman zonas de protección superpuestas y en la figura 2.12 se muestra de forma especial las zonas superpuestas, donde su operación viene definida por el tiempo de operación (t), esto significa que las zonas de protección interiores operan más rápido que las exteriores.

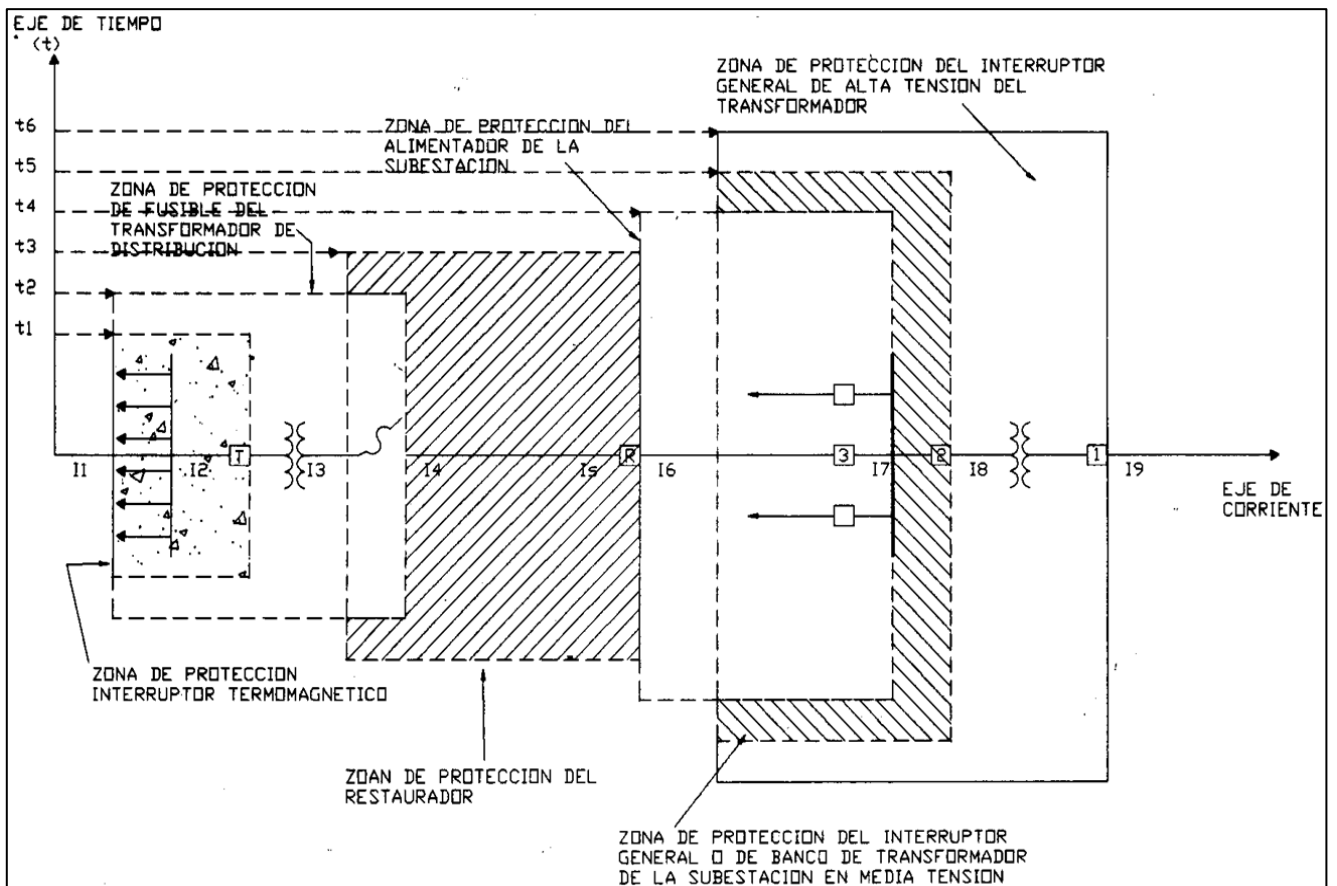


Figura 2.12 El sistema de distribución límites de actuación de las zonas de protección, imagen extraída del procedimiento GOD-3539 [22]

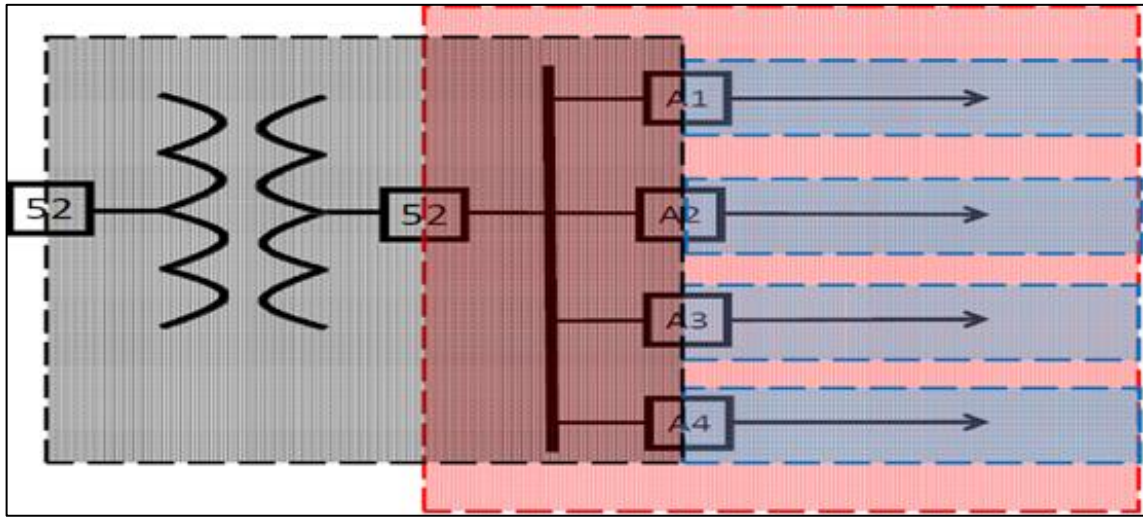


Figura 2.13 Zonas de protección de un Transformador de Potencia.



Figura 2.14 Ejemplo vista lateral de Zonas de protección de Transformador de Potencia.

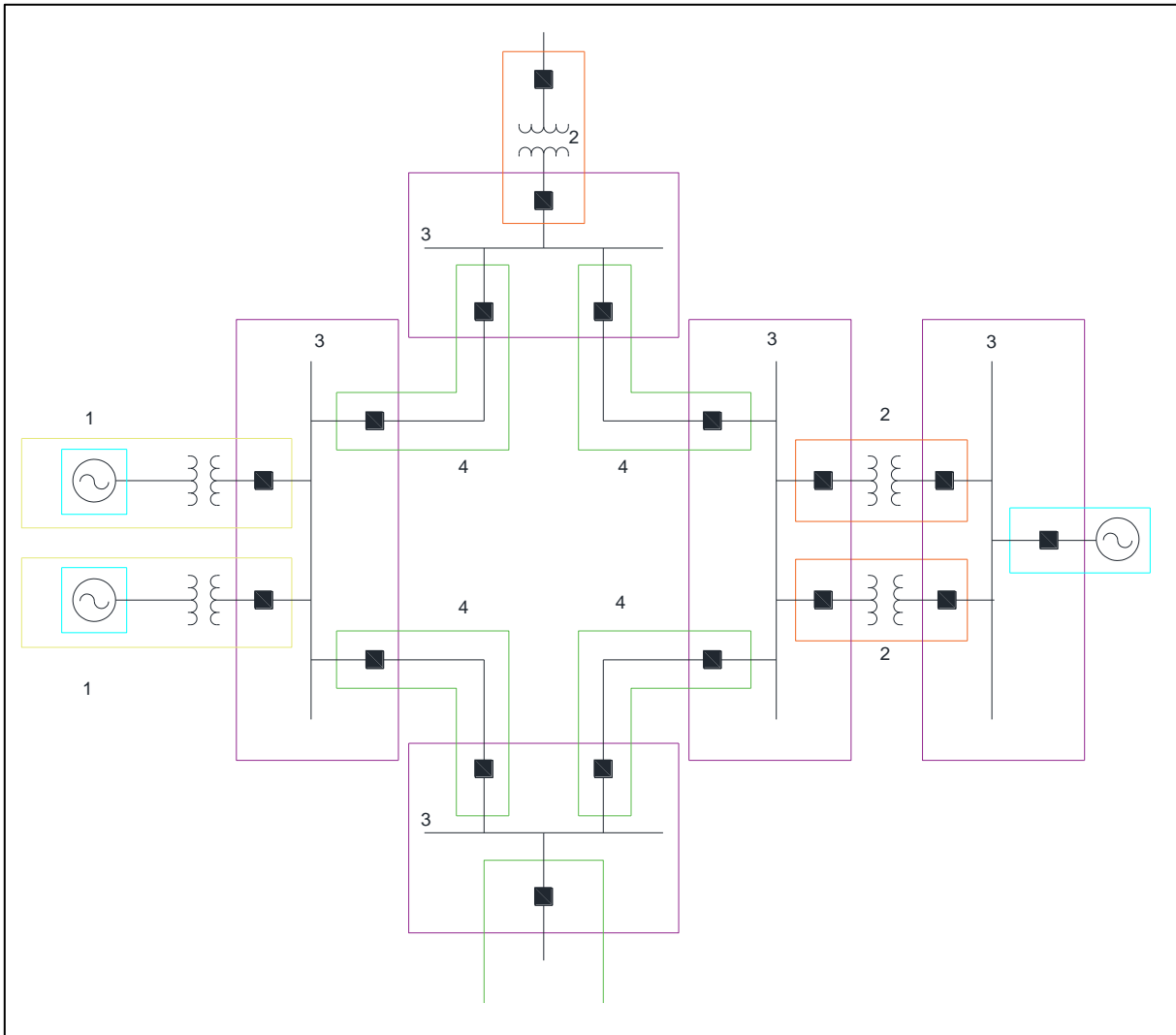


Figura 2.15 Sistema de Potencia Típico que muestra sus zonas de protección de unidades generadoras, barras, subestaciones, Transformadores y Líneas de transmisión.

Finalmente, la protección en cada zona está traslapada para evitar la posibilidad de dejar un área desprotegida; este traslape es hecho conectando los relevadores a transformadores de corriente de acuerdo con como deseamos designar nuestras zonas de protección o bien llamadas áreas de cobertura.

2.6 Software ASPEN ONE LINER.

El software ASPEN ONE LINER es un programa que nos permite realizar el modelado de un sistema eléctrico de potencia, el cual está enfocado para la ejecución de cálculos, principalmente enfocados a corto circuito, permitiendo realizar simulaciones en:

- buses específicos ejecutando diferentes fallas
- en todo el sistema
- en forma simultánea
- en líneas de transmisión en cualquier punto de su trayectoria

Así mismo, permite el ajuste y la verificación de la coordinación de protecciones de distancia y sobrecorriente.

Por todas estas tareas que se pueden realizar, este software está integrado por diferentes módulos con funciones específicas que se complementan entre sí, entre las cuales tenemos.

- One Liner
- Corto circuito
- Editor de relevadores de sobrecorriente
- Editor de relevadores de distancia
- Comparador de archivos
- Programas para importación de datos desde otras bases de datos.

Este software se caracteriza principalmente por ser un ambiente totalmente gráfico para crear, editar y analizar una red eléctrica, así como, mostrar los resultados de una manera sencilla de comprender. Una ventaja y herramienta muy útil es que cuenta con base de datos de dispositivos de protección tanto de sobrecorriente como de distancia, por estas particularidades el software es muy amigable y de fácil entendimiento.

Para poder iniciar como todo programa debemos contar con los parámetros del sistema que se desea modelar, para ello se considera el siguiente flujograma básico para ASPEN ONE LINER.

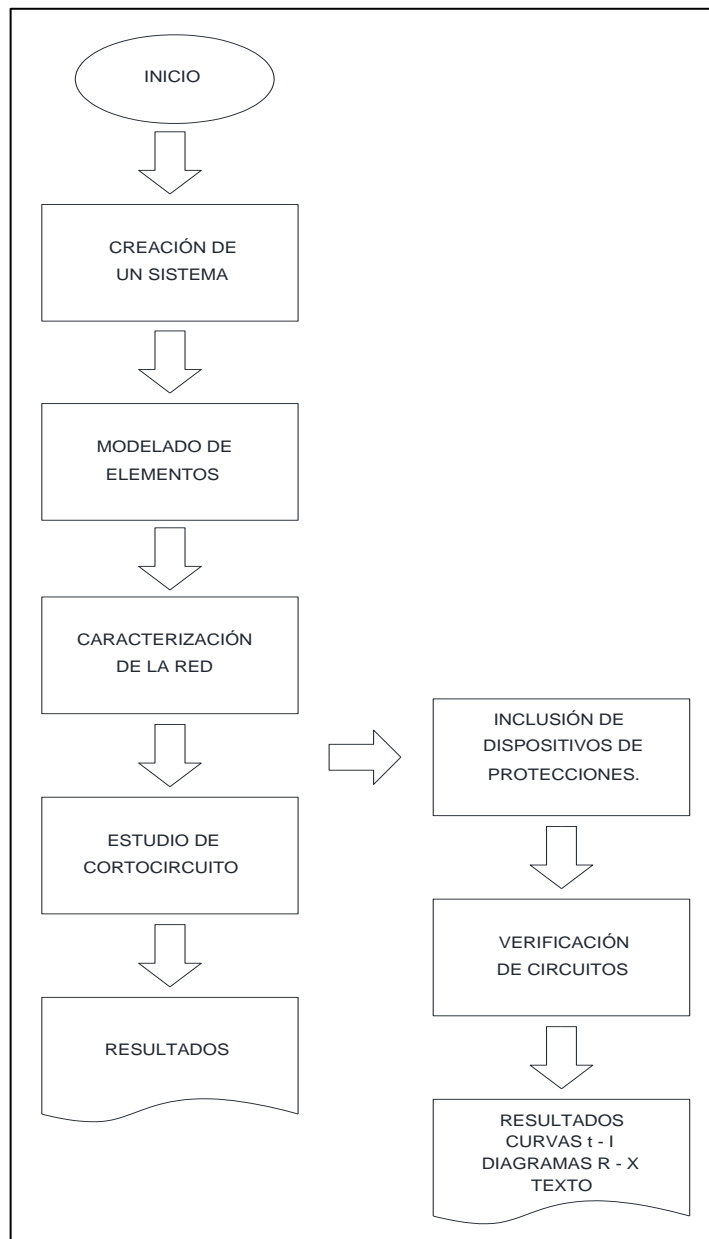


Figura 2.16 Diagrama de flujo básico a seguir para utilizar el software ASPEN ONE LINER.

En sus principales menús tenemos el llamado Network; que nos es útil para editar, modificar o definir las características de los elementos de la red. Y es donde se pueden realizar los trazos de líneas, buses, transformadores, cargas, etc. para el modelado de la red completa.

Está compuesto por diversos comandos, los cuales son descritos a continuación.

Properties: Permite ver las características de cada elemento al ser seleccionado.

Browser: Muestra todos los elementos que componen al sistema, clasificándolos por:

- Su tipo
- Nivel de voltaje
- Área

New: Crea un nuevo elemento en la red, cuando se está iniciando una nueva, lo más conveniente es crear primero los buses.

Delete: Elimina un elemento de la red, cuando se aplica a buses, se borra todo lo que esté conectado a ellos.

Restore: Reestablece algún elemento que haya sido borrado por "error".

Take out of service: Saca de servicio los elementos que sean seleccionados, no los elimina de la base de datos, solamente no los considera para el estudio.

Put in service: Reestablece el equipo para ser considerado en el estudio.

Split bus: Divide el bus en dos partes.

Merge bus: Dos buses pueden ser unidos en uno solo, siempre y cuando los dos tengan el mismo voltaje nominal.

Insert tap bus: Crea un bus que será utilizado en el estudio para dividir la línea en segmentos.

Mutual coupling: Permite editar o bien modificar los parámetros de un grupo mutuamente acoplado de secuencia 0.

Change nominal Voltage: Permite modificar el voltaje nominal de los buses de la red.

Set Generator angle: Se emplea en el programa de corto circuito, ya que ajustar el ángulo de referencia de todos los generadores es básico para emplear los voltajes planos.

También verifica inconsistencias entre ángulos de fase en transformadores.

System statistics: Muestra en forma resumida en la pantalla, el tipo y número de elementos que componen el sistema

Outage List: Crea un listado de todos los elementos que han sido eliminados de la red o bien, sacados de servicio.

Network report: Crea un archivo, el cual muestra la estadística del sistema.

Boundary equivalent: Calcula el equivalente de Thevenin para 1 o más buses y lo guarda en un archivo.

Mediante las opciones mencionadas de este menú; es posible establecer las características particulares de cada elemento que conforman el diagrama unifilar.

Otro menú muy utilizado en el software es el llamado View, el cual establece las características de información que son mostradas en la pantalla, sobre el unifilar.

Algunas de sus opciones son las mostradas a continuación:

Zoom: Permite reducir el tamaño del diagrama unifilar.

Find bus by...: Localiza y posiciona el bus solicitado en el centro de la pantalla

Go to end bus: Permite moverse entre los extremos de una línea de transmisión o transformador.

Plain one line: Muestra sobre el diagrama unifilar solamente los nombres de los buses y su voltaje nominal.

Impedance one line: Sobre el diagrama unifilar muestra los valores de impedancia de las ramas que lo componen.

Mutual group: Muestra los grupos que están acoplados en secuencia cero.

Name branches: Muestra los nombres de las ramas, siempre y cuando estos hayan sido definidos.

Areas, ties one line: Muestra a que área corresponde cada uno de los nodos del sistema y las líneas que enlazan a estas

Solution one line: Una vez que se han efectuado algunos cálculos, son mostrados sobre el unifilar.

TTY: Es una ventana de texto, en la que se pueden ver los mensajes que el programa va emitiendo en su ejecución o bien permite ver los resultados.

Otra bondad que nos ofrece este software es que dentro de las capacidades que ofrece, está el manejo de datos, el cual se puede hacer de varias formas, como son:

- Importar datos desde otro programa
- Elaborar una red desde un archivo de texto
- Elaborar una red en ambiente gráfico
- Exportar datos a PSS/E

Y finalmente para crear o editar un nuevo sistema, la opción más fácil para ello es desde el llamado diagrama unifilar, esto es, conforme se va dibujando el sistema se pueden incluir las características de cada elemento.

Los pasos por seguir para la creación de una red son:

- Definir la potencia base, de origen predeterminados son 100 MVA
- Colocar primero los nodos del sistema
- Posteriormente se colocan las líneas y/o transformadores.
- Los generadores, cargas y/o elementos de compensación reactiva.
- Guardar el archivo.

2.6.1 Modelado de elementos.

En este software se incluyen modelos para:

- Generadores
- Cargas
- Shunts
- Líneas de transmisión
- Transformadores
- Cambiadores de fase
- Acoplamientos mutuos de sec (0)

Para el modelado del generador se requieren los parámetros propios del equipo, como:

- Impedancias ($R+jX$) en cada secuencia y en el neutro
- Regulación de voltaje
 - Potencia programada en MW
 - Voltaje mantenido en P.U.
 - Bus que controlar
- Potencia fija de salida
 - Potencias programadas $P+jQ$

- Límites de P y Q
 - Basados en curva de capacidad.
 - Rango operación en MVA

Para el caso que nos ocupa que son las líneas de transmisión básicamente es un circuito π , donde los shunts en cada extremo pueden tener diferentes valores, estos parámetros principalmente dependen de:

- Longitud
- Calibres de conductores
- Configuración de la línea
 - Posibilidades de modelado
 - En base a la longitud y configuración
 - Especificar manualmente
- Punto de medición: Donde se calcularán las pérdidas y flujos interáreas.

Figura 2.17 Características de línea de subtransmisión modelada en ASPEN ONE LINER.

Para la parametrización de transformadores, el programa tiene la posibilidad de modelar transformadores de N devanados, auto transformadores y varios aterrizamientos, sin embargo, existen algunas recomendaciones a considerar como:

- Evitar el uso de nodos ficticios
- Requiere valores de impedancia de corto circuito de sec (+) y sec (0)

- Diversas configuraciones dependiendo del tipo de transformador
- Datos fieles a las placas de datos de los equipos.

Tiene 5 configuraciones básicas:

- Estrella aterrizada en ambos lados
- Estrella delta (atrasada o adelantada 30°)
- Delta en ambos lados
- Autotransformador en estrella

La configuración estrella en ambos lados es muy útil para representar una diversidad de conexiones

- Zig Zag 0= sólidamente aterrizado
- 1×10^8 = Sin conexión a tierra (neutro flotante)
- x = valor definido por el usuario

2-Winding Transformer Data

STU-T1 23.kV - STU-115 115.kV

Name= STU-T1 Ckt ID= 1 MVA1= 20. MVA2= 25. MVA3= 30.

MVA base for per-unit quantities= 100. Change

Y-D, delta leads (Dy 1)

R= 0.01841 X= 0.46045
B= 0.
R0= 0.01841 X0= 0.80071
Bo= 0.

STU-T1 23. kV STU-115 115. kV

Tap kV= 23 Tap kV= 115

G1*= 0. G2*= 0.
B1*= 0. B2*= 0.
G10*= 0. G20*= 0.
B10*= 0. B20*= 0.

Neutral grounding Z (ohms)
Zg1= 0. +i 1.15

*Based on system MVA Metered at: STU-115 115. kV

Memo:

Date In-service: N/A Out-of-service: N/A
Tags: None

LTC... Swap sides OK Cancel Help

Last changed Jan 11, 2024

Figura 2.18 Características de transformador de potencia de dos devanados modelado en ASPEN ONE LINER.

Capítulo 3

Caso de estudio.

En la actualidad de acuerdo con el criterio INTE – 16 del código de red publicado en el DOF el día 31 de diciembre de 2021, en ningún caso se permitirán Interconexiones en T o TAP en la Red Nacional de Transmisión. La Interconexión a un punto de una línea de Transmisión de la RNT solo podrá realizarse mediante una Subestación Eléctrica de Maniobras y nunca con una derivación solida (TAP) en ese punto [20]. Dada esta normatividad, aunque las líneas con derivaciones son una opción de bajo costo para suministrar energía a subestaciones que se encuentran cercanas a una línea existente ya no es una opción viable, derivado a las restricciones marcadas en el código de red.

Sin embargo, durante el pasar del tiempo se tienen operando algunas líneas de subtransmisión con dicha configuración en todo el sistema eléctrico nacional, dichos elementos en tap implican un reto para los esquemas de protecciones, ya que se debe garantizar la operación de la protección en la línea, con una alta velocidad para liberar fallas en cualquier parte de su trayectoria, incluyendo la derivación.

El caso de estudio nos lleva a realizar una reseña de la línea de subtransmisión analizada y su ubicación, así como, sus características principales de operación y diseño.

Esta línea de subtransmisión forma parte de la red nacional de transmisión, operando a un voltaje fase a fase de 115 kV, su trayectoria principalmente está ubicada entre los municipios de Tepeji del Río estado de Hidalgo y Jilotepec estado de México.

La importancia de la continuidad y confiabilidad de esta línea se basa principalmente en su carga conectada a través de una derivación; la cual, es en un 80% para abastecer un cliente industrial y el otro 20% restante es para servicios domésticos de la población de Santiago Tlautla, por ende se debe brindar un servicio de calidad con el menor número de interrupciones posibles, derivado a la maquinaria sensible con que se cuenta y esto afecta directamente a la continuidad de la instalación, ya que no se cuenta con respaldo para transferir la carga a través de la Red General de

Distribución.

De aquí la necesidad que, en caso de ocurrir eventos indeseables en la línea de subtransmisión, esta afectación sea con el menor tiempo posible y se garantice la seguridad de los equipos y del personal involucrado en la operación de las instalaciones.

Durante un lapso de 8 años a partir de 2015 a 2022 de acuerdo con el sistema de administración de distribución de Comisión Federal de Electricidad, en esta línea de subtransmisión se han tenido 13 afectaciones por fallas, de las cuales se ha tenido un comportamiento similar, no obstante, han sido diferentes las causas detectadas, el número de salidas pareciera un número aceptable para el lapso de tiempo analizado, sin embargo, por políticas de CFE Distribución el número de salida de estas líneas de subtransmisión debe ser lo más cercano a cero.

Las principales causas detectadas durante este tiempo analizado son las siguientes:

No. Fallas	Fecha	Fase operada	Causa
1	24-mar-15	CG	Retenida reventada
1	05-mar-16	AB	Quema de pastizal
1	09-mar-16	BG	Rama sobre la línea
1	09-mar-16	BG	Rama sobre la línea
1	22-may-16	AB	Aislamiento flameado
1	20-jul-17	BG	Puente abierto
1	18-jun-18	BG	Descarga atmosférica
1	06-oct-18	AG	Descarga atmosférica
1	11-dic-18	CG	Objeto ajeno (cinta magnética)
1	18-jun-19	AG	Rompimiento de distancia con red de baja tensión.
1	07-abr-20	BC	Quema de pastizal
1	14-jun-21	CG	Rompimiento de distancia con camión de volteo.
1	27-ago-22	AB	Sin causa reportada.

Tabla 3.1 Causas de eventos de falla en un periodo de 8 años.

3.1 Descripción general de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU.

La línea de subtransmisión cuenta con una longitud total de 29.80 km que va de la subestación Parque Industrial (PQI) a la subestación Jilotepec (JIL) y al 66.91% tomando como referencia la subestación PQI, se encuentra una conexión en derivación para suministrar energía eléctrica a la subestación Santiago Tlautla (STU), esta última subestación cuenta con dos transformadores de potencia de 30 MVA cada uno, en conexión delta - estrella aterrizada (a través de un reactor de neutro de 1.15 Ω).

El primer tramo de la línea de subtransmisión cuenta con 92 estructuras; predominando el tipo de estructura "MS", esto a partir de la subestación PQI hasta el punto de conexión de la derivación, con una longitud de 19,942.94 m. Para el trayecto de la subestación JIL hacia la derivación se tienen 45 estructuras predominantes tipo "MS" con una longitud de 9,858.64 m. Y finalmente de la conexión de la derivación hacia la subestación STU se cuenta con 28 estructuras predominando el tipo "MS" con una longitud total de 4,509.51 m (ver anexo A).

Es de hacer mención que la línea cuenta con interruptores de potencia solo en la subestación PQI y en la subestación JIL, no así en la subestación STU, donde se llega directamente a la bahía de la subestación y a través de las cuchillas con nomenclatura STU-72011 y STU-72022 se energizan los transformadores de potencia, esto hace que el esquema de protecciones actual no este normalizado y este limitado para implementación de un esquema más completo y confiable.

Para mayor comprensión se muestra el siguiente diagrama unifilar de la línea de subtransmisión.

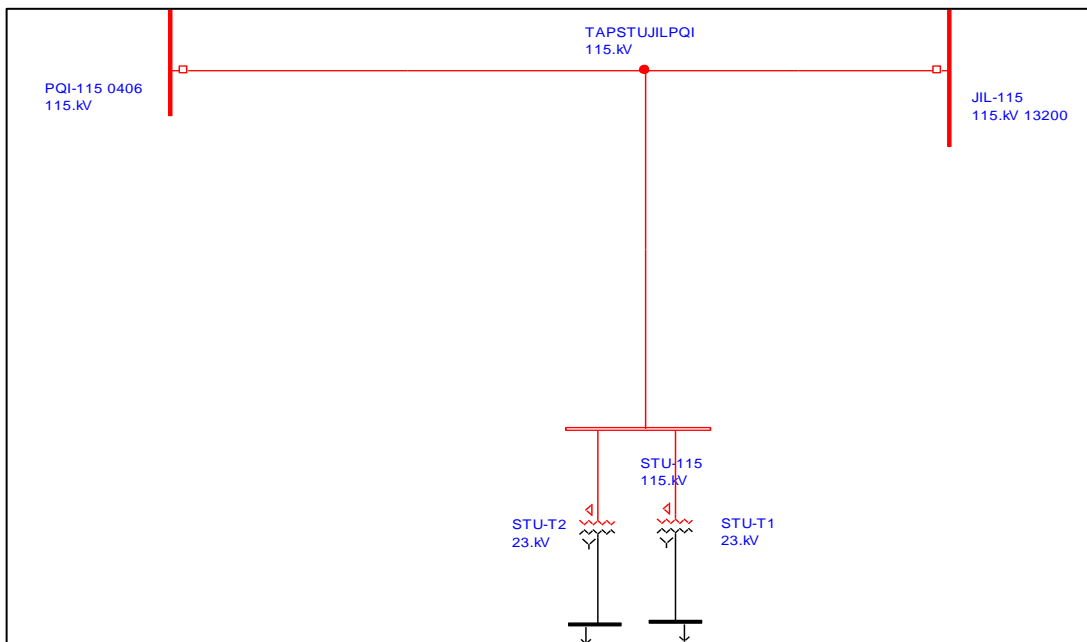


Figura 3.1 Diagrama unifilar de la línea PQI-73030-JIL/STU.

El comportamiento de los esquemas de protecciones ante las diferentes fallas ocurridas en el trayecto de esta línea es variable, sin embargo, sigue el mismo patrón, es decir, cuando tenemos una falla entre la subestación PQI y la conexión de la derivación hacia la subestación STU; el relevador instalado en la S.E. PQI da la distancia más aproximada al punto donde ocurrió la falla, mientras que el esquema de protecciones instalado en el extremo de S.E. JIL nos da un valor de localización con un margen de error superior.

Para una falla en el trayecto de subestación JIL hacia el punto de conexión de la derivación saliente a subestación STU, el esquema de protecciones de la subestación JIL da una localización de falla más certera, mientras que el relevador de la subestación PQI obtiene un valor con mayor margen de error. Por último, cuando tenemos una falla en el trayecto de la conexión de la derivación hacia la subestación STU, ambos esquemas de protecciones arrojan un error considerable en la localización de la falla.

Estos escenarios son los que nos dan la pauta para poder analizar este caso de estudio en específico y proponer una mejora en el esquema de protecciones que permita liberar los eventos de manera correcta y selectiva para coadyuvar a la rápida localización de la falla.

3.2 Análisis histórico de fallas en la línea de subtransmisión con derivación PQI-73030-JIL-STU

El historial recopilado de los eventos ocurridos en la trayectoria de esta línea de subtransmisión se consideró a partir del año 2015, que fue en este año donde se realizó el cambio de relevador 21L por obsolescencia, instalando un nuevo relevador microprocesado modelo SEL-311C.

Derivado de este historial se pudo detectar que el mayor porcentaje de fallas han ocurrido en el tramo de la línea que va de la S.E. PQI hacia la conexión de la derivación en un 38%, en la segunda posición con porcentaje de 31% se han ubicado las fallas entre la conexión de la derivación hacia la subestación STU. De la derivación de la línea hacia la subestación JIL, se ha contado con un 23% de ocurrencia del total de eventos y finalmente en el 8% restante se han presentado en la trayectoria del entronque a la subestación STU (Ver tabla 3).

Con la información anterior podemos asumir; que las fallas más recurrentes por detectar de manera rápida son en aquellos tramos más expuestos a dichos eventos y la manera en que podremos delimitar su ubicación, será mediante la modificación de los alcances de la protección 21L, acotando su zona de operación.

Ubicación falla	Numero de disparos								Fallas	
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total	%
PQI-ENTRONQUE		2		2		1			5	38%
JIL-ENTRONQUE	1				1			1	3	23%
STU-ENTRONQUE		2	1	1					4	31%
STU							1		1	8%
Total	1	4	1	3	1	1	1	1	13	100%

Tabla 3.1 Histórico del número de disparos en la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL- STU.

De este análisis de disparos obtuvimos el porcentaje de libramiento de eventos correctos e incorrectos para la línea bajo estudio, teniendo como resultado la siguiente tabla:

Año	Zona operada		Distancia reportada (km)		Ubicación real (km)	PQI		JIL		TIPO DE FALLA
	PQI	JIL	PQI	JIL		Correcto	Incorrecto	Correcto	Incorrecto	
2015	Z2	Z1	60.73	0.02	0.032		1	1		CG
2016	Z1	Z1	6.16	22.68	9.570		1		1	AB
	Z2	Z1	21.98	13.83	0.373		1	1		BG
	Z2	Z1	24.77	12.62	0.373	1		1		AB
	Z1	Z1	7.94	Libranza	10.132		1	1		AB
2017	Z1	Z1	17.90	8.37	0.133		1		1	BG
2018	Z1	Z1	26.96	12.76	7.525		1		1	BG
	Z1	Z1	20.31	6.15	9.310	1			1	AG
	Z1	Z1	2.33	26.61	2.740	1			1	CG
2019	Z1	Z1	22.80	3.86	25.895		1	1		AG
2020	Z1	Z1	7.81	17.72	19.700	1			1	BC
2021	Z1	Z1	11.07	16.59	13.150		1	1		CG
2022	Z1	Z1	7.70	21.70	-	1		1		AB

Tabla 3.2 Histórico del número de operaciones correctas e incorrectas del esquema de protecciones de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL- STU.

Del total de 13 eventos analizados, se tiene que el esquema de protecciones del extremo de la subestación PQI solo cuenta con 5 libramientos correctos de un total de 13, mientras que el extremo de subestación JIL cuenta con 7 libramientos correctos del total, este grado de error es lo que dificulta la pronta localización del punto de falla, haciendo de gran importancia que los esquemas nos ayuden seleccionando de manera prioritaria el tramo fallado, ya que para cada uno de estos eventos se inspeccionan dos trayectorias de la línea hasta ubicar la causa que provoco la salida de esta.

3.3. Planteamiento de soluciones

Con la tecnología actual, podemos observar que existen diferentes formas de mejorar la coordinación de protecciones; con la implementación de nuevos dispositivos, con la disponibilidad de nuevos métodos de comunicaciones, sin embargo, para este caso se plantean 3 alternativas de solución y se desarrolló la que se puede ejecutar con lo que se tiene actualmente operando.

1. Como primer punto es realizar la reconfiguración de la red de subtransmisión, para contar con una red en configuración anillo, mejorando con esta acción significativamente la confiabilidad de la S.E. STU, sin embargo, esta propuesta resulta más compleja, derivado a la inversión que se requiere para poder contar con líneas independientes para formar el arreglo normalizado en anillo con la subestación STU, que permita operar y garantizar la continuidad del sistema.

Esta propuesta contempla, la instalación de dos bahías, para interruptores de potencia de línea en la subestación STU, esto para poder evitar la derivación de la línea, pero con el inconveniente que también es requerida la construcción de 4.5 kilómetros de línea de subtransmisión para contar con dos líneas de subtransmisión y formar el anillo en S.E. STU.

Esta opción de solución es atractiva para la confiabilidad y la operación del SEN, sin embargo, requiere una fuerte inversión.

Sin embargo, de acuerdo con el catálogo de precios de la CFE a enero de 2024 se tiene un costo por construcción de un alimentador en 115 kV (1A- 115 kV B.P. -B.T.) de \$7,210,927.00 más IVA y para la construcción de 1 km de línea en 115 kV (115kV-1C-1km-795 ACSR-PT (URBANO) TERRENO NORMAL) es de \$6,738,112.00 más IVA, por tanto, la inversión aproximada para la implementación de esta propuesta es de \$44,743,358.00 más IVA [4].

El arreglo propuesto con el cual se normalizaría la subestación STU sería el siguiente:

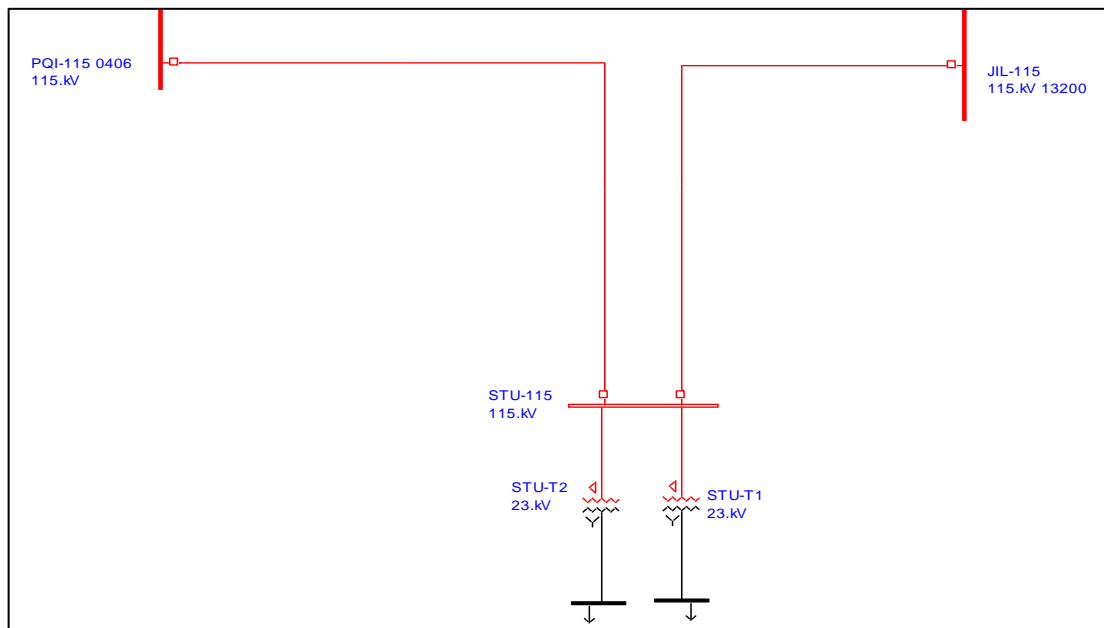


Figura 3.2 Diagrama unifilar con reconfiguración de la red de subtransmisión para mejorar la confiabilidad de S.E. STU.

2. Una segunda alternativa de solución propuesta es la construcción de una nueva bahía de 115 kV en la S.E. STU para instalar un esquema de protecciones diferencial de 3 extremos, así como, la instalación de un medio de comunicación entre las tres subestaciones involucradas; con la finalidad que al estar operando de esa forma sean detectadas las fallas en cualquier extremo de la línea y sea más sencilla la localización de la falla, ya que el medio de comunicación es muy fiable para estos casos.

De igual manera que la opción anterior para esta propuesta se requiere una inversión para la instalación de la nueva bahía de la S.E. STU y para la instalación del medio de comunicación entre las 3 subestaciones, siendo también compleja por esta situación económica.

El costo aproximado para esta propuesta por construcción de un alimentador en 115 kV (1A- 115 kV B.P. -B.T.) de \$7,210,927.00 más IVA y para el tendido del medio de comunicación (fibra óptica monomodo con núcleo de 9 micras de diámetro) con una longitud total de 35 km, siendo que el costo aproximado por cada kilómetro de fibra óptica instalado es de \$307,026.00 más IVA, la inversión aproximada para la implementación de esta propuesta es de \$17,956,837.00 más IVA [4].

El arreglo quedaría de la siguiente manera propuesta:

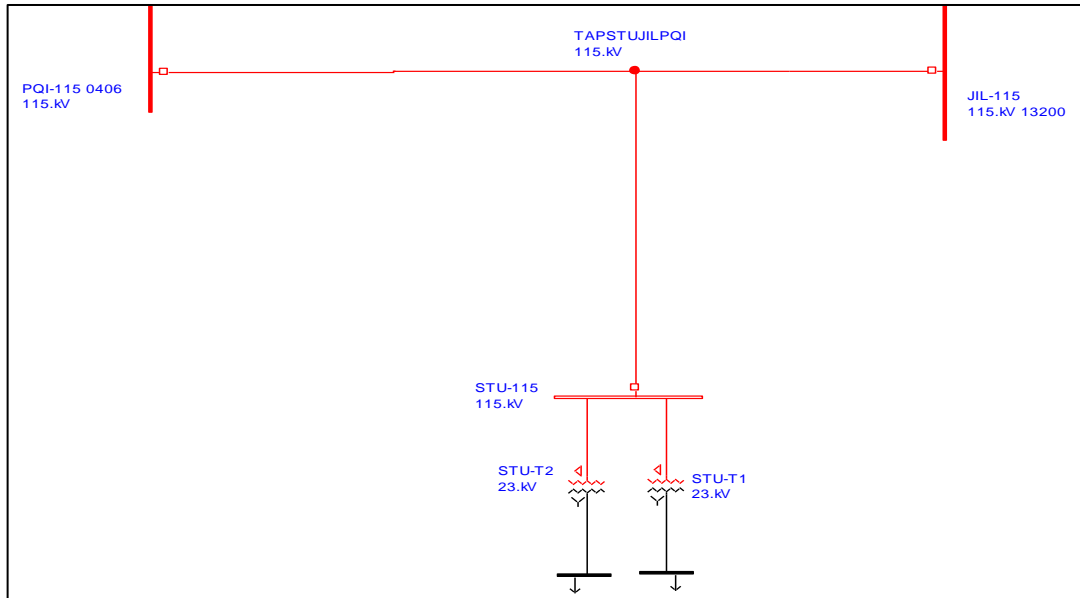


Figura 3.3 Diagrama unifilar adicionando una bahía en S.E. STU con interruptor de línea e instalación de fibra óptica.

3. Y finalmente la última opción de solución es realizar una propuesta de mejora a la coordinación de protecciones; “con lo que se tiene actualmente”, para no incurrir en una fuerte inversión y solucionar la problemática de una manera pronta y funcional para la operación actual. Esta opción principalmente se enfoca en la revisión de los alcances actuales de la protección de distancia 21L y proponer unos nuevos alcances que nos permitan la detección de las fallas de manera más selectiva y precisa, respetando la configuración actual de la red de subtransmisión de 115 kV.

Actualmente se cuenta con una protección primaria de distancia 21L de fase y tierra, marca SEL, modelo 311C, así como, una protección de respaldo también marca SEL, modelo 351 que opera como 67N, en el extremo de la subestación PQI. Mientras que para el extremo de la subestación JIL se tiene un relevador SEL 311L como protección primaria y un SEL 351 como protección de respaldo con la función 67N.

Principalmente con el esquema 21L de ambos extremos trabajaremos para realizar las simulaciones correspondientes y proponer la opción de mejora en la coordinación de protecciones.



Figura 3.4 Relevadores de protección primaria y de respaldo en el extremo de la S.E. PQI de la línea PQI-73030-JIL-STU.

Capítulo 4. Resultados.

De acuerdo con lo descrito en la metodología a utilizar, se realizó el cálculo de la impedancia de la línea, en los tres diferentes tramos que conforman la línea de subtransmisión analizada, ya que cuentan con diferentes características de construcción como se mencionó en el capítulo 3, obteniendo los siguientes resultados de parámetros eléctricos:

Trayectoria		Impedancia primaria calculada	Impedancia PU's calculada
PQI-DERIVACIÓN	Zo	9.12899425531605+30.4472	0.0690283119494597+0.2302246
	Z1	2.45175169946961+9.573404	0.0185387652133808+0.0723888
	Z2	2.45175170276018+9.573404	0.0185387652382622+0.07238869
	Yo	757.5950	0.000005728507
	Y1	1042.490	0.000007882728
	Y2	1042.490	0.00000788272
JIL-DERIVACIÓN	Zo	4.51276829650514+15.0510	0.0341230116938007+0.113807
	Z1	1.21198316384371+4.732455	0.00916433394210745+0.03578416
	Z2	1.21198316547037+4.732455	0.00916433395440733+0.03578416
	Yo	757.5950	0.000005728507
	Y1	1042.490	0.000007882728
	Y2	1042.490	0.00000788272
STU-DERIVACIÓN	Zo	2.37232588217993+6.943042	0.0179381919257462+0.05249937
	Z1	0.862563235690615+2.223356	0.00652221728310484+0.01681176
	Z2	0.8625632363727+2.223356	0.00652221728826238+0.01681176
	Yo	742.0240	0.000005610767
	Y1	1013.121	0.000007660653
	Y2	1013.121	0.000007660653
PQI-JIL	Zo	13.64176255+45.	0.10315132364326+0.3440324
	Z1	3.663734863+14.	0.0277030991554882+0.1081728
	Z2	3.663734868+14.	0.0277030991926695+0.108172
PQI-STU	Zo	11.50132014+37.	0.0869665038752059+0.2827240
	Z1	3.314314935+11.	0.0250609824964856+0.08920046
	Z2	3.314314939+11.	0.0250609825265246+0.08920046

Tabla 4.1 Parámetros eléctricos calculados de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL- STU.

Así mismo, durante el desarrollo y proceso de análisis de la línea con derivación PQI-73030-JIL-STU, se han realizado las mediciones reales de parámetros eléctricos con el equipo de prueba CPC 100 de la marca OMICRON.

Trayectoria		Impedancia primaria medida	Impedancia PU's medida
PQI-JIL	Zo =	11.2580807625+41.9772327375i	0.0851272647448015+0.31740818705104i
	Z1 =	3.62073935916667+14.3286338225i	0.027377991373661+0.108345057258979i
	Z2 =	3.62073935916667+14.3286338225i	0.027377991373661+0.108345057258979i
PQI-STU	Zo =	9.0105793125+33.89982819i	0.0681329248582231+0.256331404083176i
	Z1 =	3.39289746708333+11.7257662525i	0.0256551793352237+0.0886636389603025i
	Z2 =	3.39289746708333+11.7257662525i	0.0256551793352237+0.0886636389603025i

Tabla 4.2 Parámetros eléctricos medidos de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL- STU.

Al contar con dicha información se realizaron los cálculos planteados para obtener la impedancia de la línea de subtransmisión, consiguiendo resultados que han servido para su análisis; siendo satisfactorios para las impedancias de secuencia positiva y secuencia negativa, arrojando un error promedio entre lo calculado y lo medido de 0.225%, sin embargo, para la impedancia de secuencia cero se ha obtenido un error promedio de 10.40% para los diferentes tramos de esta línea, derivado a que en la medición para la impedancia de secuencia cero influyen principalmente las condiciones del ambiente, el aterrizamiento general de todas las estructuras, el hilo de guarda y la resistividad del terreno.

Dado los resultados obtenidos, para este análisis nos enfocamos y utilizaremos las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero calculadas.



Fig. 4.1 Medición de impedancia de línea PQI-73030-JIL-STU con equipo CPC 100.



Overhead Line or Cable Impedance

Template Version 1.43

Acerca de este formato:
 Este formato puede utilizarse para calcular la impedancia de una línea aérea o un cable desde tarjetas de prueba Sequencer.
 Los campos de entrada de datos están en azul.
 Los resultados intermedios están en verde claro.
 Los resultados finales se muestran en verde.
 La ayuda está en amarillo.

Plantilla: Overhead Line or Cable Impedance
 Versión: 1.40

Corrección de temperatura:
 Material: Al
 Temperatura de medida: 25°C
 Temperatura de referencia: 25°C
 Factor de corrección de temperatura: 1.000

Medidas:	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
L1-L2: Z _{L1} + Z _{L2}	5.950	21.343	22.157	74.42°
L2-L3: Z _{L2} + Z _{L3}	5.937	21.328	22.139	74.45°
L3-L1: Z _{L3} + Z _{L1}	5.961	23.685	24.424	75.87°
L1-E: Z _{L1} + Z _E	4.791	18.063	18.687	75.15°
L2-E: Z _{L2} + Z _E	4.828	18.031	18.666	75.01°
L3-E: Z _{L3} + Z _E	4.767	18.044	18.664	75.20°
L1L2L3-E: Z _{L1} /Z _{L2} /Z _{L3} + Z _E	2.815	10.666	11.031	75.21°

Resultados intermedios

Resultados de impedancia:	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Impedancia de secuencia positiva Z ₁	2.975	11.059	11.452	74.95°
Impedancia homopolar Z ₀	8.445	31.998	33.094	75.21°

Resultados de impedancia PU's	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Impedancia de secuencia positiva Z ₁	0.02249	0.08362	0.087	74.95°
Impedancia homopolar Z ₀	0.06386	0.24195	0.250	75.21°

k_L = Z₀ / Z₁
 R_E / R_L y X_E / X_L
 Factor de compensación residual: 0.613, 0.631

Factores individuales para las diferentes fases:
 Valores calculados:
 k₀ = Z₀ / Z₁

- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
- Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

El factor de compensación residual (o compensación de falta a tierra o simplemente factor k) compensa la diferencia entre las impedancias de falta a tierra y las impedancias de falta de fase medidas por el relé. Son varias las formas disponibles de especificar el factor para permitir la introducción del parámetro directamente desde los ajustes del relé:

$$k_L = \frac{Z_0}{Z_1} = \frac{1}{3} \left[\frac{Z_{01}}{Z_{11}} - 1 \right]$$

Z₀ representa la impedancia homopolar, mientras que Z₁ representa la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida. Medida de la impedancia homopolar para cables y líneas aéreas:

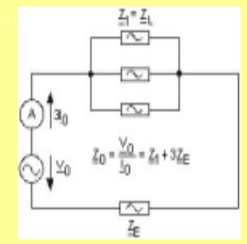


Fig. 4.2 Ejemplo de resultados de la medición de impedancia de línea PQI-73030-JIL-STU con equipo CPC 100.

4.1 Modelado de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU en el software ASPEN ONELINER.

Con los datos ya plasmados en párrafos anteriores se procede a realizar el modelado la línea de subtransmisión en el software ASPEN ONELINER, quedando de la siguiente manera:

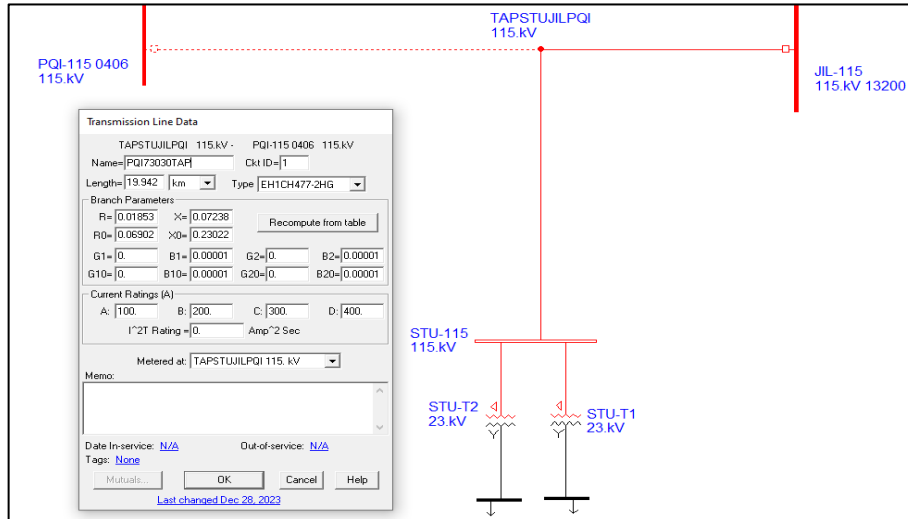


Fig. 4.3 Modelado de línea de subtransmisión de S.E. PQI hacia la conexión con la derivación.

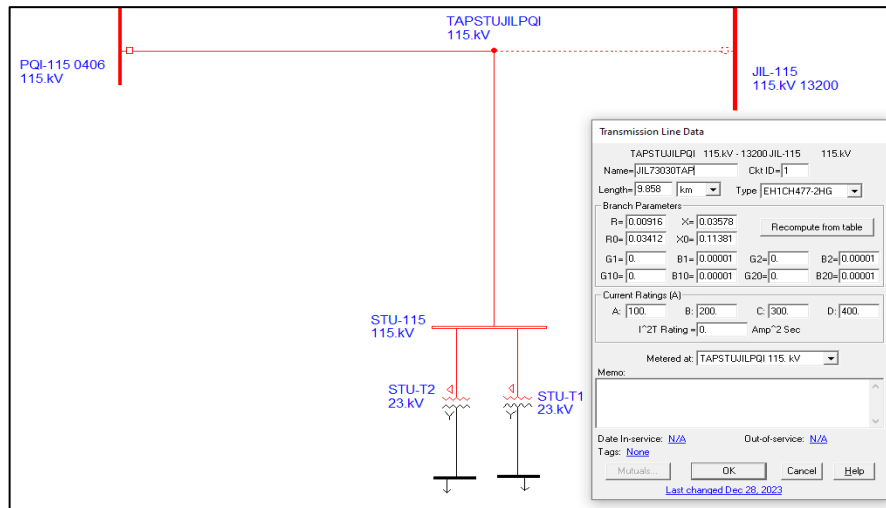


Fig. 4.4 Modelado de línea de subtransmisión de S.E. JIL hacia la conexión de la derivación.

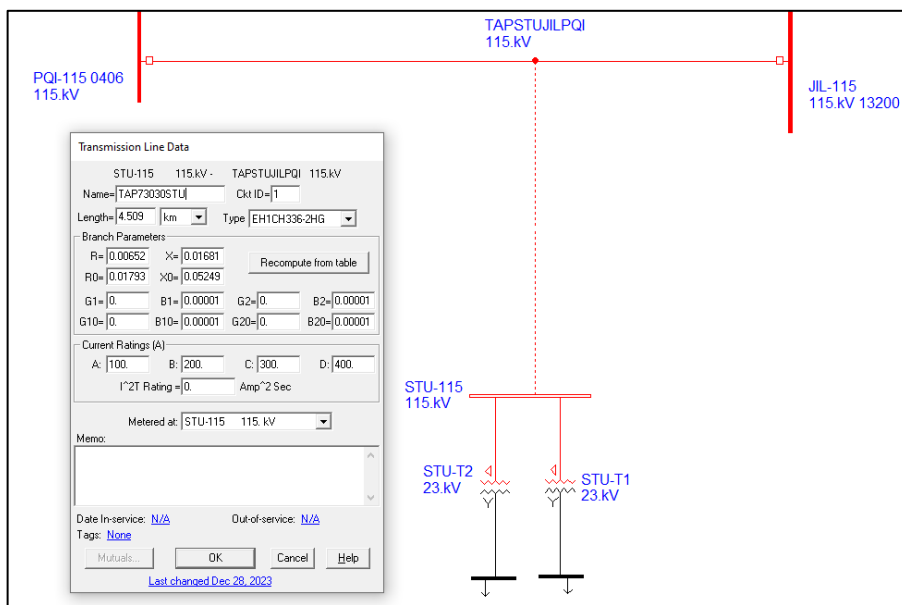


Fig. 4.5 Modelado de línea de subtransmisión de S.E. STU hacia la conexión de la derivación.

Una vez concluido el modelado de la línea de subtransmisión procedemos a realizar los cálculos de alcances que deberá tener cada relevador en el extremo de las subestaciones PQI y JIL, ya considerando el caso especial de la derivación hacia la subestación STU, para proceder a realizar las simulaciones en el software ASPEN ONELINER y determinar el comportamiento del esquema de protecciones de la línea bajo estudio.

De los parámetros eléctricos calculados y modelados en ASPEN para la línea PQI-73030-JIL-STU obtenemos que la impedancia vista desde el extremo de la S.E. PQI sería la siguiente:

$$\begin{aligned} Z_0 & 0.0808252793559955+0.266163550483298i \\ Z_1 & 0.0224823053760506+0.0838664581486274i \\ Z_2 & 0.0224823054046043+0.0838664581147766i \end{aligned}$$

Y para el extremo de S.E. JIL tenemos:

$$\begin{aligned} Z_0 & 0.0483948038415153+0.156568819837255i \\ Z_1 & 0.0141088028710768+0.0494610103961325i \\ Z_2 & 0.014108802887681+0.0494610103757211i \end{aligned}$$

Con los valores obtenidos se procede a realizar los cálculos de alcances para zona 1

y zona 2 de ambos extremos de la línea de subtransmisión, considerando los criterios de coordinación de protecciones del procedimiento DR/PROT/LT-REV-2014 de la Comisión Federal de Electricidad [2].

Extremo S.E. PQI.

* Datos de la línea protegida:

S.E.: **PQI** Línea: **PQI-73030-JIL** Longitud: **29.800** km Nivel de tensión: **115** kV RTC: **120** RTP: **1000**
 Carga máxima de la línea en Amper: **670** A Valor de impedancia de carga de la línea: **99.10** ohms prim
 tiene línea paralela en la misma estructura? **No**
 ¿Se habilitará Zona 1 (disparo)? **Si** ¿Se habilitará Zona 2 (POTT)? **Si** ¿Se habilitará Zona 4 (disparo)? **Si**

$Z(+)$ = 0.02248 + j 0.08387 p.u. = 2.97328 + j 11.09134 ohms prim = 11.48295 < 74.99 ° ohms prim
= 0.35679 + j 1.33096 ohms sec = 1.37795 < 74.99 ° ohms sec
$Z(0)$ = 0.08083 + j 0.26616 p.u. = 10.68914 + j 35.20013 ohms prim = 36.78732 < 73.11 ° ohms prim
= 1.28270 + j 4.22402 ohms sec = 4.41448 < 73.11 ° ohms sec
Factor K0 = 0.73397 + j -0.03513 = 0.73 < -2.74 °

Factor Z0/Z1= 3.204 < -1.89 °

En LTs paralelas, considerar:
 $Z(0M)$ = 0.0671 (+)j 0.1464
 si no se cuenta con el Real

* Datos de la línea eléctricamente más corta que sale del bus remoto:

S.E.: **JIL** Línea: **JIL-73700-JIP** Longitud: **6.440** km

$Z(+)$ = 0.00393 + j 0.02338 p.u. = 0.51974 + j 3.09201 ohms prim = 3.13538 < 80.46 ° ohms prim
= 0.06237 + j 0.37104 ohms sec = 0.37625 < 80.46 ° ohms sec

* Cálculo de ajustes de Zona (zona de disparo)

Dirección de operación =	hacia adelante
Tiempo de operación =	instantáneo
Z1 = 9.19 ohms prim = 1.102 ohms sec	
X1 = 8.87 ohms prim = 1.065 ohms sec	
R1 = 12.97 ohms prim = 1.56 ohms sec	
R1N = 35.49 ohms prim = 4.26 ohms sec	
50_falla 3Ø_Zona1 = 5.58 Asec	
50_falla 1Ø_I fase_Zona1 = 4.23 Asec	
50_falla 1Ø_I residual_Zona1 = 2.89 Asec	

* Cálculo de ajustes de ZSAT (zona de disparo)

Dirección de operación =	hacia adelante
Tiempo de operación =	0.300 seg
Z2 = 16.86 ohms prim = 2.02 ohms sec	
X2 = 16.86 ohms prim = 2.02 ohms sec	
R2 = 70.83 ohms prim = 8.50 ohms sec	
R2N = 70.83 ohms prim = 8.50 ohms sec	
50_falla 3Ø_Zona4 = 4.86 Asec	
50_falla 1Ø_I fase_Zona4 = 3.87 Asec	
50_falla 1Ø_I residual_Zona4 = 2.42 Asec	

* Cálculo de ajustes de Zona (zona de disparo)

Dirección de operación =	hacia adelante
Tiempo de operación =	1 seg
Z4 = 22.24 ohms prim = 2.67 ohms sec	
X4 = 22.24 ohms prim = 2.67 ohms sec	
R4 = 70.83 ohms prim = 8.50 ohms sec	
R4N = 70.83 ohms prim = 8.50 ohms sec	
50_falla 3Ø_Zona4 = 5.26 Asec	
50_falla 1Ø_I fase_Zona4 = 4.23 Asec	
50_falla 1Ø_I residual_Zona4 = 2.89 Asec	

Extremo S.E. JIL.

*** Datos de la línea protegida:**

S.E.: JIL Línea: JIL-73030-PQI Longitud: 29.800 km Nivel de tensión: 115 kV RTC: 120 RTP: 1000
 Carga máxima de la línea en Amper 670 A Valor de impedancia de carga de la línea: 99.10 ohms prim
 tiene línea paralela en la misma estructura? No
 ¿Se habilitará Zona 1 (disparo)? Sí ¿Se habilitará Zona 2 (POTT)? Sí ¿Se habilitará Zona 4 (disparo)? Sí

Z(+)	=	0.01411 + j 0.04946 p.u.	=	1.86589 + j 6.54122 ohms prim	=	6.80214 < 74.08 ° ohms prim	
				=	0.22391 + j 0.78495 ohms sec	=	0.81626 < 74.08 ° ohms sec
Z(0)	=	0.04839 + j 0.15657 p.u.	=	6.40021 + j 20.70623 ohms prim	=	21.67281 < 72.82 ° ohms prim	
				=	0.76803 + j 2.48475 ohms sec	=	2.60074 < 72.82 ° ohms sec

Factor K0 = 0.72847 + j -0.02327 = 0.73 < -1.83 °
 Factor Z0/Z1 = 3.186 < -1.26 °

En LTs paralelas, considerar:
 Z(0M) = 0.0402 (+j 0.0861)
 si no se cuenta con el Real

*** Datos de la línea eléctricamente más corta que sale del bus remoto:**

S.E.: PQI Línea: PQI-73320-NOC Longitud: 6.800 km

Z(+)	=	0.00677 + j 0.02508 p.u.	=	0.89533 + j 3.31683 ohms prim	=	3.43555 < 74.89 ° ohms prim	
				=	0.10744 + j 0.39802 ohms sec	=	0.41227 < 74.89 ° ohms sec

*** Cálculo de ajustes de Zona (zona de disparo)**

Dirección de operación = hacia adelante
 Tiempo de operación = instantáneo

Z1	=	5.44 ohms prim	=	0.653 ohms sec
X1	=	5.23 ohms prim	=	0.628 ohms sec
R1	=	11.87 ohms prim	=	1.42 ohms sec
R1N	=	20.93 ohms prim	=	2.51 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona1	=	5.60 Asec		
50_falla 1Ø_I fase_Zona1	=	4.44 Asec		
50_falla 1Ø_I residual_Zona1	=	3.18 Asec		

*** Cálculo de ajustes de ZSAT (zona de disparo)**

Dirección de operación = hacia adelante
 Tiempo de operación = 0.300 seg

Z2	=	8.52 ohms prim	=	1.02 ohms sec
X2	=	8.52 ohms prim	=	1.02 ohms sec
R2	=	70.83 ohms prim	=	8.50 ohms sec
R2N	=	70.83 ohms prim	=	8.50 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona4	=	5.27 Asec		
50_falla 1Ø_I fase_Zona4	=	4.30 Asec		
50_falla 1Ø_I residual_Zona4	=	2.53 Asec		

*** Cálculo de ajustes de Zona (zona de disparo)**

Dirección de operación = hacia adelante
 Tiempo de operación = 1 seg

Z4	=	10.24 ohms prim	=	1.23 ohms sec
X4	=	10.24 ohms prim	=	1.23 ohms sec
R4	=	70.83 ohms prim	=	8.50 ohms sec
R4N	=	70.83 ohms prim	=	8.50 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona4	=	5.60 Asec		
50_falla 1Ø_I fase_Zona4	=	4.44 Asec		
50_falla 1Ø_I residual_Zona4	=	3.18 Asec		

Una vez obtenidos los resultados del cálculo ejecutado, se realiza la carga de estos en el simulador ASPEN ONE LINER y se procede a ejecutar las simulaciones recortando o aumentando gradualmente los alcances requeridos hasta asegurarse que quede en la cobertura deseada, obteniendo el ajuste final para el comportamiento de las diferentes fallas.

Captura de datos y alcances calculados en simulador ASPEN ONE LINER 21F en S.E. PQI.

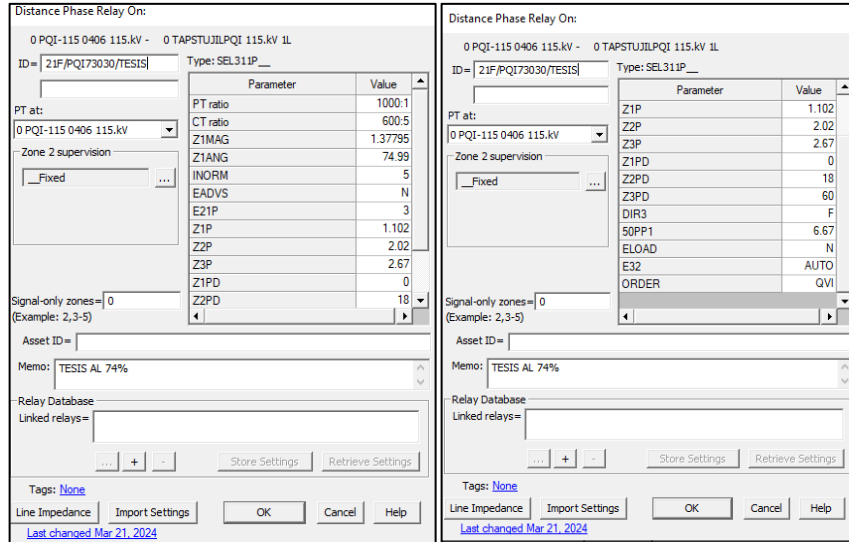


Fig. 4.6 parámetros capturados en ASPEN ONE LINER para 21F de S.E. PQI.

Captura de datos y alcances calculados en simulador ASPEN ONE LINER 21N en S.E. PQI.

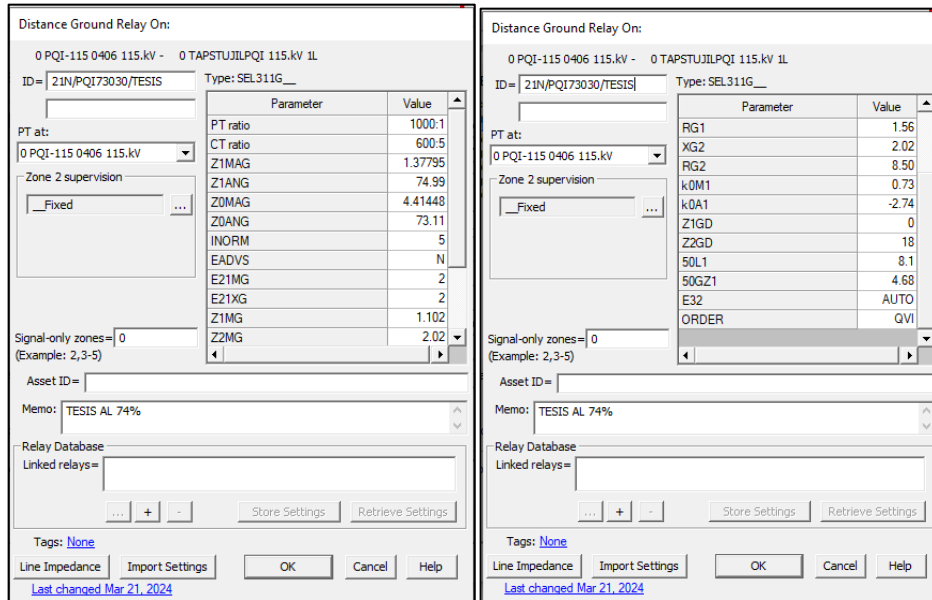


Fig. 4.7 parámetros capturados en ASPEN ONE LINER para 21N de S.E. PQI.

Captura de datos y alcances calculados en simulador ASPEN ONE LINER 21F en S.E. JIL.

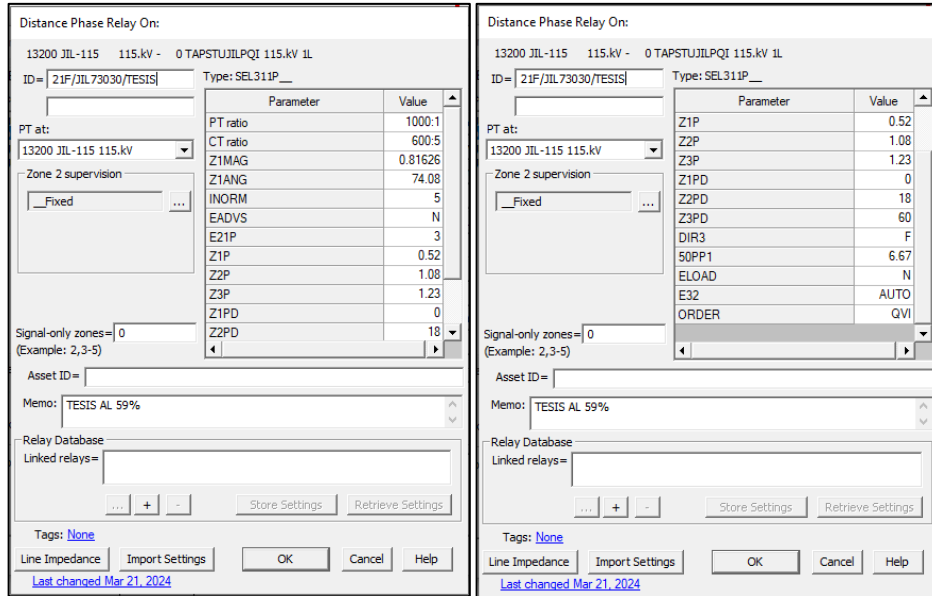


Fig. 4.8 parámetros capturados en ASPEN ONE LINER para 21F de S.E. JIL.

Captura de datos y alcances calculados en simulador ASPEN ONE LINER 21N en S.E. JIL.

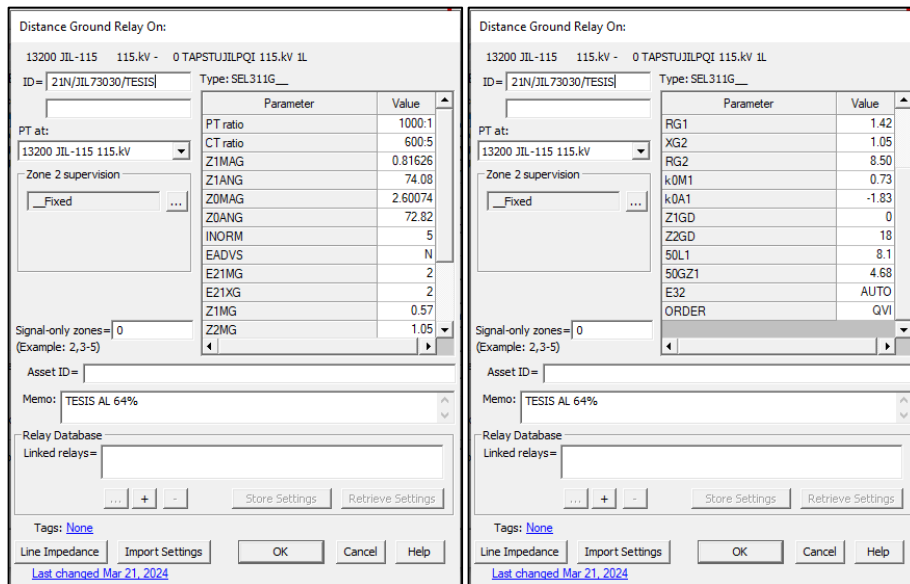


Fig. 4.9 parámetros capturados en ASPEN ONE LINER para 21L de S.E. JIL.

Al concluir las simulaciones y considerando los diferentes escenarios obtenemos los siguientes ajustes finales, ya que nos ayudaran a encontrar de manera más certera las fallas cuando se lleguen a presentar.

Dados los resultados de las simulaciones ya con los ajustes finales para el relevador del extremo en S.E. PQI, tenemos que para el alcance para fallas de fases en zona 1 estaremos cubriendo al 74% de la trayectoria de PQI hacia la conexión de la derivación, para la zona 2 cubre al 30% de la línea adyacente más corta que sale del bus remoto, siendo el de la S.E. JIL y finalmente la zona 3 cubre a partir del 35% de la línea adyacente más corta que sale del bus remoto (S.E. JIL).

Acotando los alcances de la línea bajo estudio, el alcance de zona 1 estará ajustado para liberar eventos no deseados hasta la estructura No. 71, ya que es el límite de los 14.7 km ajustados.

Ajustes finales capturados en ASPEN ONE LINER para el extremo de la S.E PQI después de obtener los alcances requeridos para la protección de distancia para fallas entre fases (21L Fase).

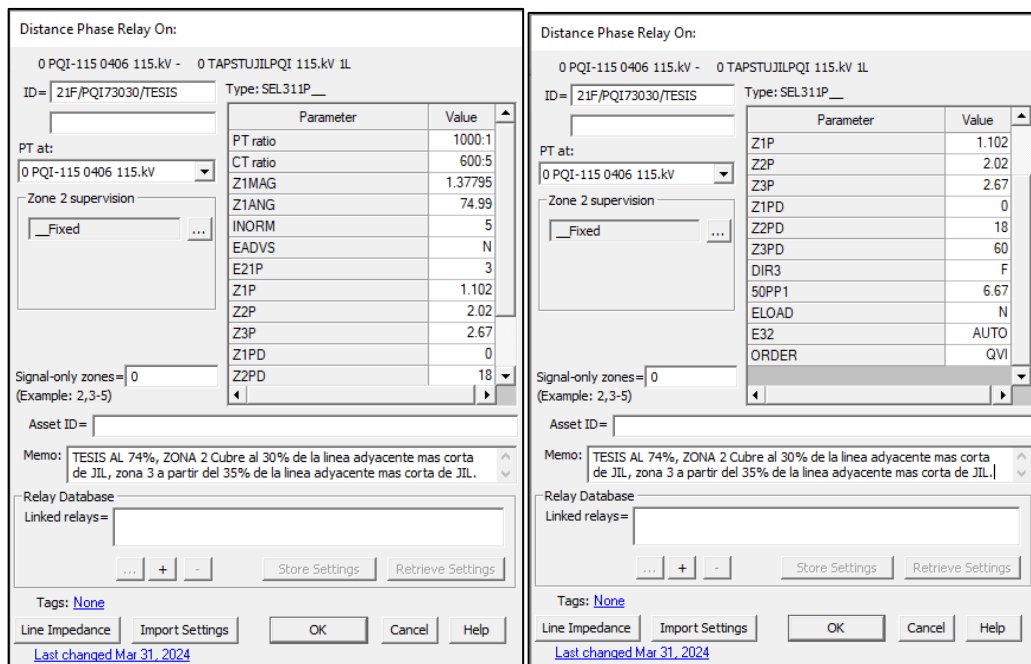


Fig. 4.10 Parámetros finales en ASPEN ONE LINER para 21F de S.E. PQI.

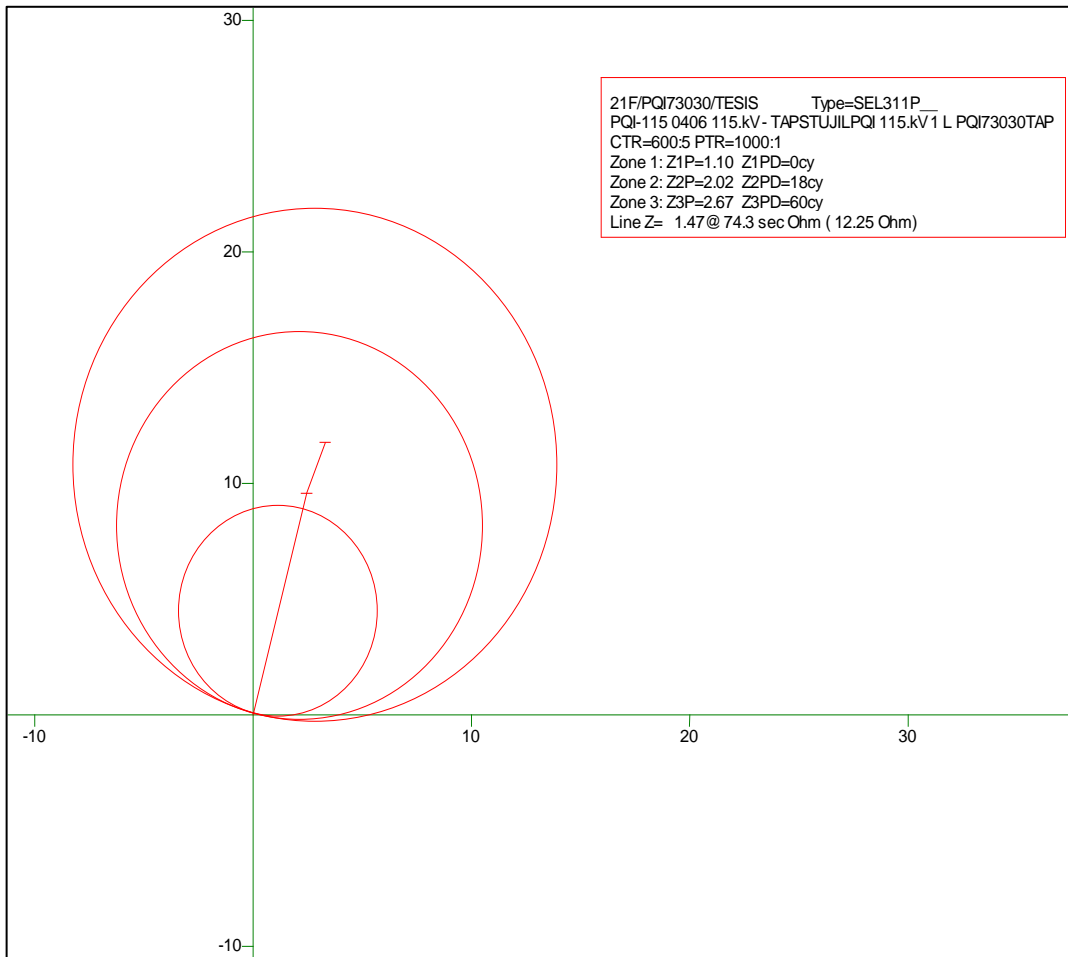


Fig. 4.11. Diagrama R-X 21L de fase para el extremo de la S.E. PQI

Mientras que para el alcance para fallas de fase a tierra en zona 1 estaremos cubriendo al 74% de la trayectoria de PQI hacia la conexión de la derivación, para la zona 2 cubre al 30% de la línea adyacente más corta que sale del bus remoto, siendo el de la S.E. JIL y finalmente la zona 3 cubre a partir del 31% de la línea adyacente más corta que sale del bus remoto (S.E. JIL).

Por tanto, el alcance de zona 1 estará ajustado para liberar eventos no deseados hasta la estructura No. 71, ya que es donde se cumplen los 14.7 km ajustados.

Ajustes finales capturados en ASPEN ONE LINER para el extremo de la S.E PQI después de obtener los alcances requeridos para la protección de distancia para fallas de fase a tierra (21N).

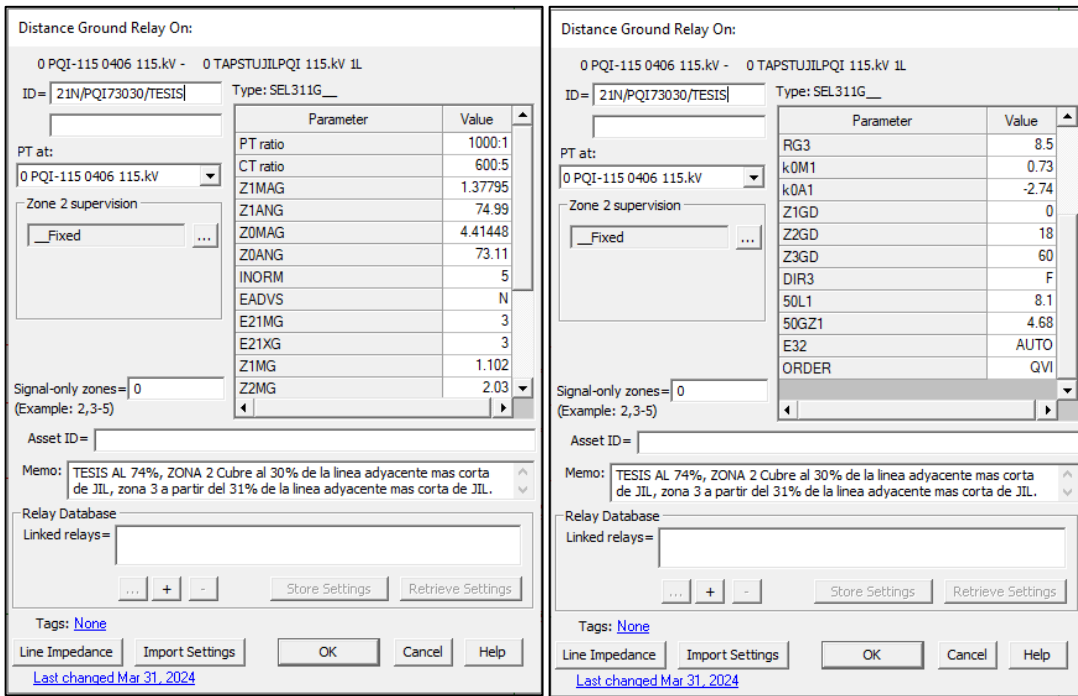


Fig. 4.12 Parámetros finales en ASPEN ONE LINER para 21N de S.E. PQI.

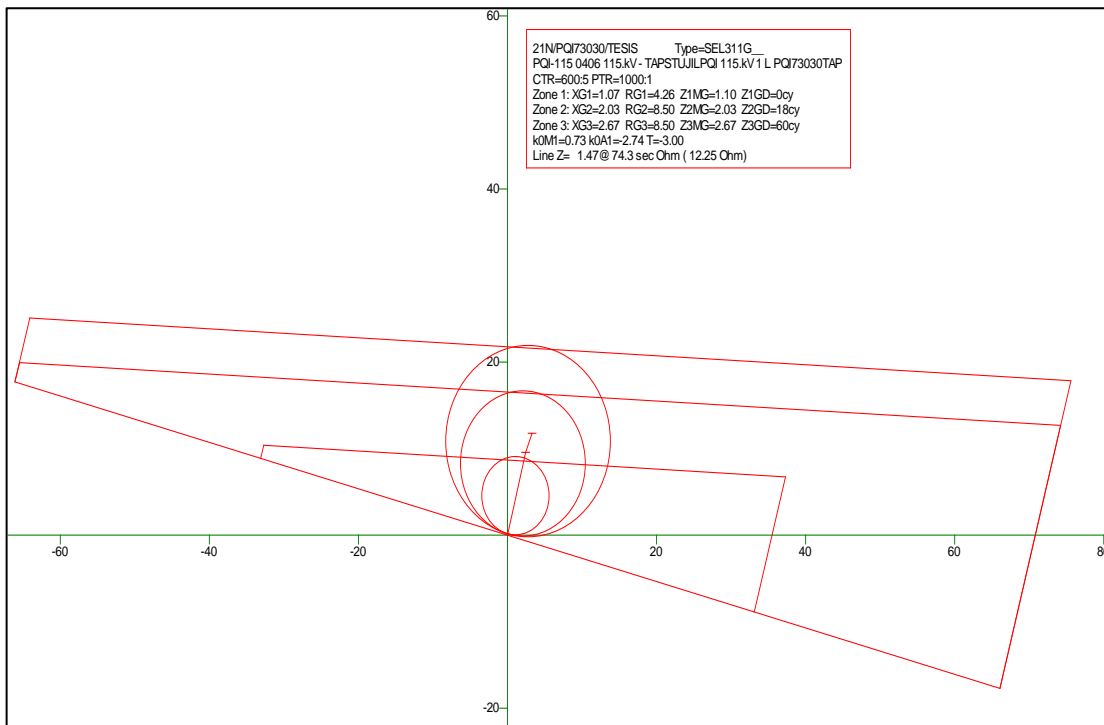


Fig. 4.13. Diagrama R-X 21L de neutro para el extremo de la S.E. PQI

Los ajustes finales para el relevador del extremo en S.E. JIL, tenemos que para el alcance para fallas de fases en zona 1 estaremos cubriendo al 59% de la trayectoria de JIL hacia la conexión de la derivación, para la zona 2 cubre al 50% de la línea adyacente más corta que sale del bus remoto, siendo el de la S.E. PQI su línea 73320 y finalmente la zona 3 cubre a partir del 51% de la línea adyacente más corta que sale del bus remoto (S.E. PQI).

Por tanto, el alcance de zona 1 estará ajustado para liberar eventos no deseados hasta la estructura No. 29, ya que es donde se cumplen los 5.81 km ajustados.

Ajustes finales capturados en ASPEN ONE LINER para el extremo de la S.E JIL después de obtener los alcances requeridos para la protección de distancia para fallas entre fases (21L Fase).

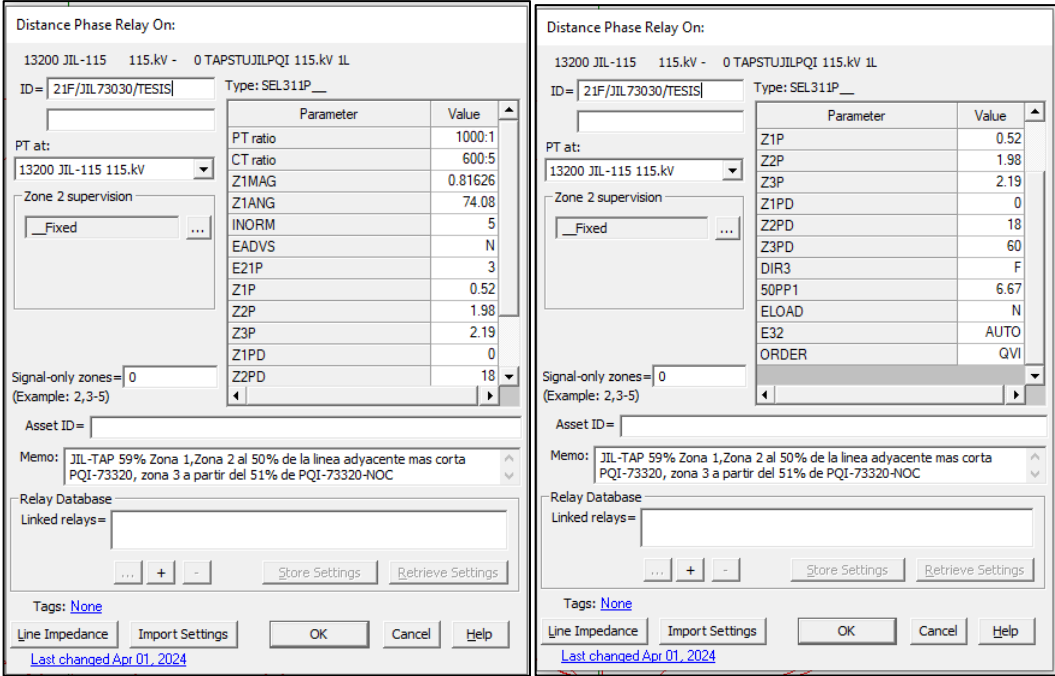


Fig. 4.14 Parámetros finales en ASPEN ONE LINER para 21F de S.E. JIL.

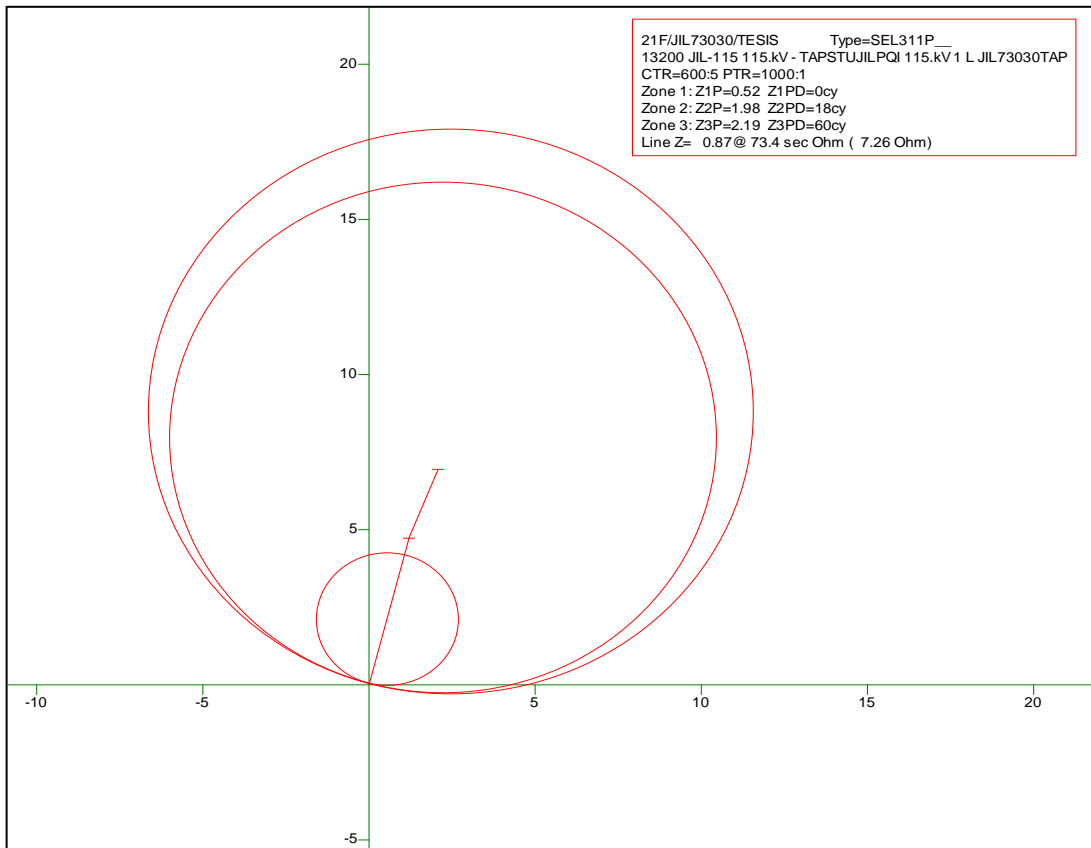


Fig. 4.15. Diagrama R-X 21L de fase para el extremo de la S.E. JIL.

Ahora bien, para el alcance para fallas de fase a tierra en zona 1 estaremos cubriendo al 59% de la trayectoria de JIL hacia la conexión de la derivación, para la zona 2 cubre al 50% de la línea adyacente más corta que sale del bus remoto, siendo el de la S.E. PQI en su línea 73320 y finalmente la zona 3 cubre a partir del 51% de la línea adyacente más corta que sale del bus remoto (S.E. PQI).

Por tanto, el alcance de zona 1 estará ajustado para liberar eventos no deseados hasta la estructura No. 29, ya que es donde se cumplen los 5.81 km ajustados.

Ajustes finales capturados en ASPEN ONE LINER para el extremo de la S.E JIL después de obtener los alcances requeridos para la protección de distancia para fallas de fase a tierra (21N).

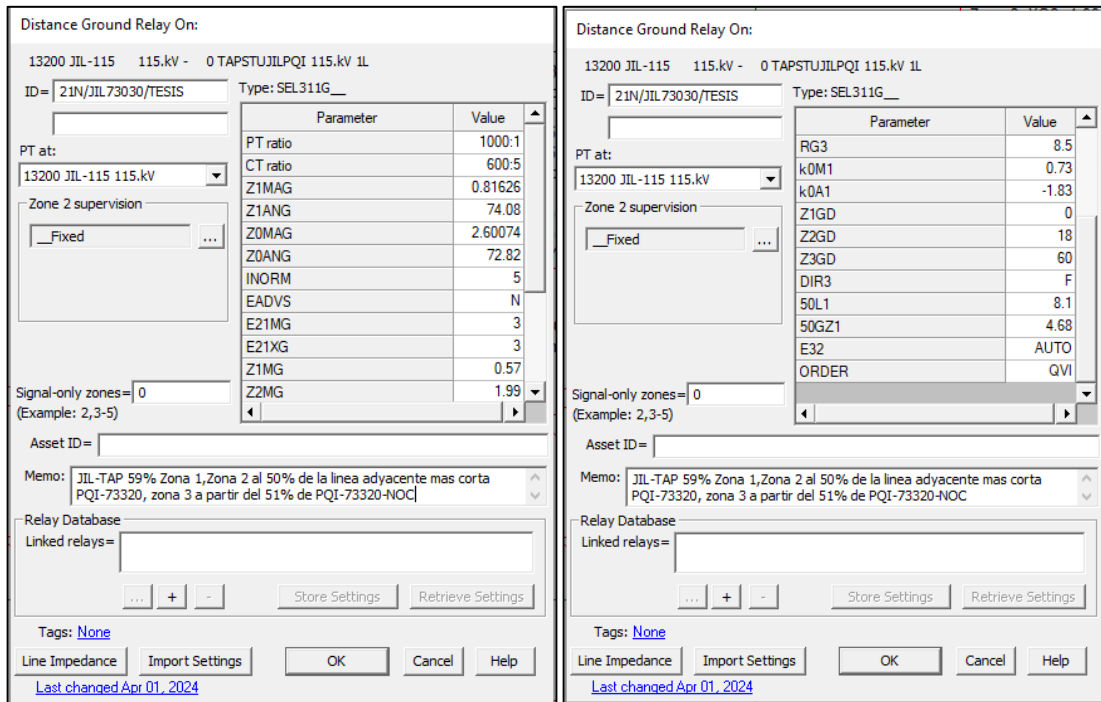


Fig. 4.16 Parámetros finales en ASPEN ONE LINER para 21N de S.E. JIL.

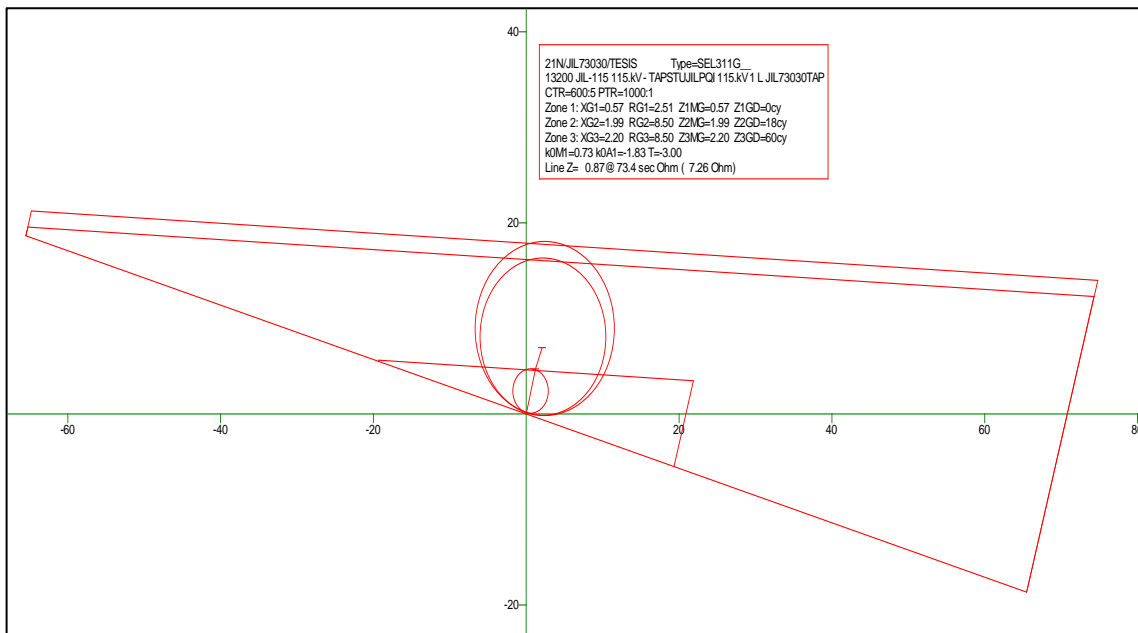


Fig. 4.17. Diagrama R-X 21L de neutro para el extremo de la S.E. JIL.

Capítulo 5. Conclusiones.

Una vez realizados los cálculos de alcances de las diferentes zonas de protección de los relevadores de distancia, se procedió a ejecutar la simulación con los resultados obtenidos basados en los procedimientos que marca la Comisión Federal de Electricidad para líneas de transmisión y subtransmisión, sin embargo, estos cálculos son para líneas convencionales, es decir, no consideran una conexión en derivación para una carga y esto afecta el desempeño del esquema de protecciones.

Dadas estas circunstancias, se realizaron simulaciones que nos permiten obtener los valores de impedancia observados por los relevadores en el punto donde queremos sea el máximo alcance de las diferentes zonas de protección de los relevadores de distancia, en base a dichos valores obtenidos es que se proponen los ya mencionados en el capítulo 4 Resultados. Lo que nos permitirá tener una localización más certera con solo saber que zonas de protección operan en cada extremo de la línea de subtransmisión.

De acuerdo con el historial de fallas y sus localizaciones; realizamos la simulación de dichos eventos y obtenemos que la operación propuesta del esquema de protecciones es satisfactoria para todos los casos que han sucedido en la trayectoria de la línea. Como se observa en la siguiente tabla, con tales resultados estaríamos cumpliendo el objetivo primordial que es detectar la ubicación de la falla a través de las zonas de operación ajustadas:

Resultado de las simulaciones del historial de fallas, realizadas con el software ASPEN ONE LINER, con la propuesta de coordinación.										
Año	Zona Operada en simulación		Distancia simulada		Ubicación real de la falla (Historial)	PQI		JIL		TIPO DE FALLA
	PQI	JIL	PQI	JIL		Correcto	Incorrecto	Correcto	Incorrecto	
2015	Z2	Z1	29.77	0.032	0.032	1		1		CG
2016	Z1	Z2	9.57	20.23	9.570	1		1		AB
	Z2	Z2	24.08	13.99	0.373	1		1		BG
	Z2	Z2	24.08	13.99	0.373	1		1		AB
	Z1	Z2	10.13	Libranza	10.132	1		1		AB
	Z2	Z2	24.32	14.23	0.133	1		1		BG
2018	Z1	Z2	10.13	19.67	7.525	1		1		BG
	Z2	Z2	20.31	9.31	9.310	1		1		AG
	Z1	Z2	2.74	27.06	2.740	1		1		CG
2019	Z2	Z1	25.895	3.91	25.895	1		1		AG
2020	Z1	Z2	10.10	19.70	19.700	1		1		BC
2021	Z1	Z2	13.15	16.65	13.150	1		1		CG
2022	Z1	Z2	7.70	21.70	-	1		1		AB

Tabla 5.1 Resultado de las simulaciones del historial de fallas, realizadas con el software ASPEN ONE LINER, con la propuesta de coordinación.

Con estos datos obtenidos de las simulaciones realizadas con el software ASPEN ONE LINER, la mejora a la coordinación de protecciones es correcta y nos ayudará a localizar con mayor facilidad el tramo fallado de la línea durante un evento indeseado, con dicha acción se optimizará el tiempo de recorrido del personal en toda la trayectoria de la línea de subtransmisión, ayudando a mejorar el tiempo de atención y restablecimiento de las instalaciones

Referencias bibliográficas

- [1] Comisión federal de Electricidad, Gerencia de Transmisión Valle de México, “Solicitud de Licencias Zona de Operación de Transmisión Pachuca”, <http://10.30.84.50/rezo/>
- [2] Comisión Federal de Electricidad. “Criterios De Ajuste Y Coordinación De Protecciones Para Líneas De Transmisión, Subtransmisión Y Cables De Potencia-DR/PROT/LT-REV-2014”. Año 2014.
- [3] García Vázquez, Gustavo. “Análisis De La Protección De Distancia, Criterios De Ajuste Y Prueba Para Líneas de Transmisión De 400 kV”. Tesis de Maestría BUAP. Agosto 2016.
- [4] Comisión federal de Electricidad, Subdirección de Distribución, “Sistema Integral Administración Distribución”, <http://10.4.9.3:5380/siad>
- [5] Comisión Federal de Electricidad. GOD 3546 “Procedimiento de manejo e interpretación del Aspen One Liner”. Año 2008.
- [6] Schweitzer engineering laboratories, inc. Sel-311C-1 “Transmission protection system, Instruction manual”. Año 2011–2021.
- [7] McGraw Hill, Análisis De Sistemas De Potencia, Grainger Stevenson, Año 1996.
- [8] Comisión Federal de Electricidad. GOD 3544 “Procedimiento para el cálculo de corto circuito y análisis de fallas”. Año 2008.
- [9] Comisión Federal de Electricidad. GOD 3561 “Criterios de ajustes y coordinación de protecciones en líneas de 115 kV”. Año 2008.
- [10] Huerta Leija, Ever Benjamin. “Localización de fallas en líneas de transmisión”. Tesis de Maestría UANL. Noviembre 2014.

[11] E.R. M.M. Saha, J. Izykowski, "Fault Location on Power Networks". London: Springer, 2010.

[12] Jimenez Martinez, Saúl Jonathan. "Protección adaptable de sobrecorriente instantánea". Tesis de Maestría UANL. Agosto 2017.

[13] General Cable México, S.A. de C.V., "Cables para Transmisión y distribución de energía". Año 2015.

[14] OMICRON, CPC-100 "Prueba de impedancia en líneas de Transmisión", Manual de usuario, Año 2020.

[15] R.D. Gualotuña¹ J. D. Ramírez¹ M.A. Lucio¹ N.V. Granda¹ F. L. Quilumba "Estimación de los Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión Trifásica a Escala de Laboratorio a Partir de Mediciones de Transitorios de Voltaje", ¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, Año 2020.

[16] Comisión Federal de Electricidad. CFE G1000-65 "Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión". Año 2013.

[17] José Virgilio de Andrade Suárez, Elmer Sorrentino. "Valores típicos esperados de la resistencia de falla en sistemas eléctricos de potencia". Artículo de conferencia, octubre 2010.

[18] Jenny Patten, Majida Malki, Quanta Technology, Matt Jones, American Transmission Co. "Protection Challenges for Transmission Lines with Long Taps". Marzo, 2018.

[19] Comisión Federal de Electricidad. Reglamento de Seguridad e Higiene "Capítulo 100 Distribución". Revisión 2018.

[20] Diario Oficial de la Federación, “RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red”, viernes 31 de diciembre de 2021.

[21] Diario Oficial de la Federación, SENER “ACUERDO por el que se emite el Manual de Programación de Salidas”, lunes 13 de noviembre de 2017.

[22] Comisión Federal de Electricidad. GOD 3539 “Procedimiento Para La Coordinación De Protecciones De Sobrecorriente En Sistemas De Distribución”. Año 2008.

ANEXO A. Levantamiento de distancias y estructuras de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU.

Anexo A. Levantamiento de distancias y estructuras de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU.											
No.	Tipo estructura	Distancia	Dist. Entre estructuras	No.	Tipo estructura	Distancia	Dist. Entre estructuras	No.	Tipo estructura	Distancia	Dist. Entre estructuras
0	BAHIA JIL	0.00		0	BAHIA PQI	0.00		47	Morelos	9417.71	61.30
1	Doble H	31.90	31.90	1	Deflexión H	48.40	48.40	48	Morelos	9641.34	223.63
2	Doble H	215.15	183.25	2	H	179.16	130.76	49	H	9874.43	233.09
3	Doble H	484.88	269.73	3	H	330.93	151.77	50	H	9964.98	90.55
4	H	710.06	225.18	4	Morelos	483.19	152.26	51	Deflexión H	10132.44	167.46
5	H	996.56	286.50	5	Morelos	608.26	125.07	52	H	10290.23	157.79
6	H	1202.89	206.33	6	Deflexión H	768.08	159.82	53	H	10375.13	84.90
7	H	1411.80	208.91	7	H	889.19	121.11	54	H	10636.96	261.83
8	H	1601.90	190.10	8	H	1047.01	157.82	55	H	10886.94	249.98
9	H	1794.65	192.75	9	H	1301.90	254.89	56	H	11201.92	314.98
10	H	1994.19	199.54	10	H	1452.62	150.72	57	Doble H	11294.66	92.74
11	H	2156.57	162.38	11	H	1768.71	316.09	58	H	11508.54	213.88
12	H	2310.07	153.50	12	H	1911.46	142.75	59	H	11704.87	196.33
13	Doble H	2570.20	260.13	13	H	2127.03	215.57	60	H	12030.39	325.52
14	H	2699.24	129.04	14	Doble H	2386.44	259.41	61	H	12240.62	210.23
15	H	2899.90	200.66	15	H	2601.29	214.85	62	H	12577.92	337.30
16	H	3070.07	170.17	16	H	2772.87	171.58	63	H	12698.76	120.84
17	H	3340.09	270.02	17	Doble H	2963.16	190.29	64	H	12889.56	190.80
18	H	3528.86	188.77	18	H	3162.39	199.23	65	Doble H	13169.25	279.69
19	H	3739.52	210.66	19	H	3400.48	238.09	66	H	13337.44	168.19
20	H	3842.54	103.02	20	H	3482.52	82.04	67	H	13861.23	523.79
21	H	4198.95	356.41	21	H	3618.81	136.29	68	Doble H	13956.80	95.57
22	H	4339.58	140.63	22	H	3813.08	194.27	69	H	14073.17	116.37
23	H	4564.20	224.62	23	H	4013.62	200.54	70	H	14552.58	479.41
24	Doble H	4758.18	193.98	24	H	4497.23	483.61	71	H	14768.35	215.77
25	H	4935.94	177.76	25	Doble H	4630.05	132.82	72	H	14890.44	122.09
26	H	5109.28	173.34	26	H	4941.06	311.01	73	H	15519.43	628.99
27	H	5286.20	176.92	27	H	5110.40	169.34	74	H	15600.95	81.52
28	H	5474.98	188.78	28	H	5352.97	242.57	75	Doble H	15973.70	372.75
29	H	5655.64	180.66	29	Doble H	5580.77	227.80	76	H	16265.14	291.44
30	Morelos	6060.68	405.04	30	H	5768.57	187.80	77	H	16326.45	61.31
31	Doble H	6200.23	139.55	31	H	6004.34	235.77	78	Doble H	16955.48	629.03
32	Doble H	6993.00	792.77	32	H	6173.34	169.00	79	H	17136.24	180.76
33	H	7119.79	126.79	33	H	6342.81	169.47	80	H	17294.12	157.88
34	Doble H	7286.39	166.60	34	H	6525.88	183.07	81	H	17454.66	160.54
35	H	7365.46	79.07	35	H	6846.52	320.64	82	H	17812.42	357.76
36	Doble H	7863.89	498.43	36	H	6955.10	108.58	83	H	17983.41	170.99
37	Doble H	8249.32	385.43	37	H	7139.20	184.10	84	H	18130.09	146.68
38	H	8504.24	254.92	38	H	7393.34	254.14	85	H	18320.09	190.00
39	H	8685.10	180.86	39	H	7525.56	132.22	86	Doble H	18722.48	402.39
40	H	8857.55	172.45	40	H	7888.18	362.62	87	H	19088.83	366.35
41	Doble H	9019.62	162.07	41	H	8050.82	162.64	88	H	19242.30	153.47
42	H	9335.74	316.12	42	Doble H	8470.92	420.10	89	H	19585.65	343.35
43	Doble H	9688.01	352.27	43	H	8567.81	96.89	90	Deflexión H	19690.54	104.89
44	Doble H	9760.27	72.26	44	Morelos	9075.89	508.08	91	H	19791.08	100.54
TAP	Doble H	9858.64	98.37	45	Morelos	9209.68	133.79	92	Doble H	19942.94	151.86
				46	Morelos	9356.41	9356.41	93	TAP	19992.94	50.00

ANEXO B. Mediciones de impedancias de la línea de subtransmisión PQI-73030-JIL/STU.

Medición PQI - JIL y STU aterrizada.



Acerca de este formato:
Este formato puede utilizarse para calcular la impedancia de una línea aérea o un cable desde tarjetas de prueba Sequencer.
Los campos de entrada de datos están en azul.
Los resultados intermedios están en verde o gris.
Los resultados finales se muestran en verde.
La ayuda está en amarillo.

Plantilla: Overhead Line or Cable Impedance
Versión: 1.40

Corrección de temperatura:
Material: Al
Temperatura de medida: 25°C
Temperatura de referencia: 25°C
Factor de corrección de temperatura: 1.000

Medidas:

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
L1-L2: $Z_{L1} + Z_{L2}$	5.950	21.343	22.157	74.42°
L2-L3: $Z_{L2} + Z_{L3}$	5.937	21.328	22.139	74.45°
L3-L1: $Z_{L3} + Z_{L1}$	5.961	23.685	24.424	75.87°
L1-E: $Z_{L1} + Z_E$	4.791	18.063	18.687	75.15°
L2-E: $Z_{L2} + Z_E$	4.828	18.031	18.666	75.01°
L3-E: $Z_{L3} + Z_E$	4.767	18.044	18.664	75.20°
L1L2L3-E: $Z_{L1}/Z_{L2}/Z_{L3} + Z_E$	2.815	10.666	11.031	75.21°

Resultados Intermedios

Resultados de impedancia:

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Impedancia de secuencia positiva Z_1	2.975	11.956	11.452	74.95°
Impedancia homopolar Z_0	8.445	31.998	33.094	75.21°

Resultados de impedancia PU's

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Impedancia de secuencia positiva Z_1	0.02249	0.08362	0.087	74.95°
Impedancia homopolar Z_0	0.06368	0.24195	0.250	75.21°

$k_L = Z_E / Z_1$

R_E / R_L y X_E / X_L

Factor de compensación residual

Factores individuales para las diferentes fases:

Valores calculados:

$k_0 = Z_0 / Z_1$

R_E/R_L [1]	X_E/X_L [1]
0.613	0.631

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

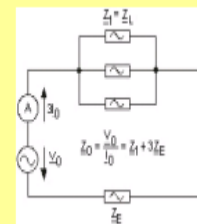
Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

El factor de compensación residual (o compensación de falta a tierra o simplemente factor k) compensa la diferencia entre las impedancias de falta a tierra y las impedancias de falta de fase medidas por el relé. Son varias las formas disponibles de especificar el factor para permitir la introducción del parámetro directamente desde los ajustes del relé:

$$k_L = \frac{Z_E}{Z_1} = \frac{1}{3} \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right)$$

Z_0 representa la impedancia homopolar, mientras que Z_1 representa la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

Medida de la impedancia homopolar para cables y líneas aéreas:



Medición PQI - JIL Aterrizada.



Overhead Line or Cable Impedance Template Version 1.43

Acerca de este formato:
 Este formato puede utilizarse para calcular la impedancia de una línea aérea o un cable desde tarjetas de prueba Sequencer.
 Los campos de entrada de datos están en azul.
 Los resultados intermedios están en verde claro.
 Los resultados finales se muestran en verde.
 La ayuda está en amarillo.

Plantilla: Overhead Line or Cable Impedance
 Versión: 1.40

Corrección de temperatura:
 Material: **Al**
 Temperatura de medida: **25°C**
 Temperatura de referencia: **25°C**
 Factor de corrección de temperatura: **1.000**

Medidas:	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
L1-L2: $Z_{L1} + Z_{L2}$	7.240	27.637	28.569	75.32°
L2-L3: $Z_{L2} + Z_{L3}$	7.236	27.610	28.543	75.31°
L3-L1: $Z_{L3} + Z_{L1}$	7.248	30.725	31.569	76.73°
L1-E: $Z_{L1} + Z_E$	6.148	23.580	24.368	75.39°
L2-E: $Z_{L2} + Z_E$	6.222	23.526	24.335	75.19°
L3-E: $Z_{L3} + Z_E$	6.126	23.551	24.335	75.42°
L1L2L3-E: $Z_{L1}/Z_{L2}/Z_{L3} + Z_E$	3.753	13.992	14.487	74.99°

Resultados intermedios

Resultados de impedancia:	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Impedancia de secuencia positiva Z_1	3.621	14.329	14.779	75.62°
Impedancia homopolar Z_0	11.258	41.977	43.461	74.99°

Resultados de impedancia PU's	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Impedancia de secuencia positiva Z_1	0.02738	0.10835	0.112	75.62°
Impedancia homopolar Z_0	0.08513	0.31741	0.329	74.99°

$k_L = Z_E / Z_L$

R_E / R_L y X_E / X_L

Factor de compensación residual	R_E/R_L [1]	X_E/X_L [1]
	0.703	0.643

Factores individuales para las diferentes fases:
 Valores calculados:

$k_0 = Z_0 / Z_1$

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
 Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
 Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
 Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

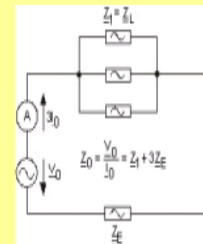
Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

El factor de compensación residual (o compensación de falta a tierra o simplemente factor k) compensa la diferencia entre las impedancias de falta a tierra y las impedancias de falta de fase medidas por el relé.
 Son varias las formas disponibles de especificar el factor para permitir la introducción del parámetro directamente desde los ajustes del relé:

$$k_L = \frac{Z_E}{Z_L} = \frac{1}{3} \left[\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right]$$

Z_0 representa la impedancia homopolar, mientras que Z_1 representa la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
 Medida de la impedancia homopolar para cables y líneas aéreas:



Medición PQI, JIL y STU Aterrizadas.



Acerca de este formato:
 Este formato puede utilizarse para calcular la impedancia de una línea aérea o un cable desde tarjetas de prueba Sequencer.

Los campos de entrada de datos están en azul.
 Los resultados intermedios están en verde claro.
 Los resultados finales se muestran en verde.
 La ayuda está en amarillo.

Plantilla: Overhead Line or Cable Impedance
 Versión: 1.40

Corrección de temperatura:
 Material: **Al**
 Temperatura de medida: **25°C**
 Temperatura de referencia: **25°C**
 Factor de corrección de temperatura: **1.000**

Medidas:

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
L1-L2: $Z_{L1} + Z_{L2}$	5.950	21.343	22.157	74.42°
L2-L3: $Z_{L2} + Z_{L3}$	5.937	21.328	22.139	74.45°
L3-L1: $Z_{L3} + Z_{L1}$	5.961	23.685	24.424	75.87°
L1-E: $Z_{L1} + Z_E$	4.791	18.063	18.687	75.15°
L2-E: $Z_{L2} + Z_E$	4.828	18.031	18.666	75.01°
L3-E: $Z_{L3} + Z_E$	4.767	18.044	18.664	75.20°
L1L2L3-E: $Z_{L1}/Z_{L2}/Z_{L3} + Z_E$	2.815	10.666	11.031	75.21°

Resultados intermedios

Resultados de impedancia:

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Impedancia de secuencia positiva Z_1	2.975	11.050	11.452	74.95°
Impedancia homopolar Z_0	6.445	31.996	33.094	75.21°

Resultados de impedancia PU's

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi (°)
Impedancia de secuencia positiva Z_1	0.02248	0.08362	0.087	74.95°
Impedancia homopolar Z_0	0.06368	0.24195	0.250	75.21°

$k_L = Z_E / Z_L$

R_E / R_L y X_E / X_L

Factor de compensación residual
 Factores individuales para las diferentes fases:
 Valores calculados:

$k_0 = Z_0 / Z_1$

R_E/R_L [1]	X_E/X_L [1]
0.613	0.631

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
 Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
 Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
 Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
 Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

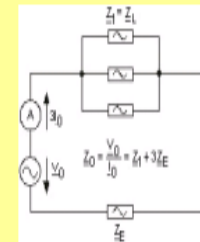
Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

El factor de compensación residual (o compensación de falta a tierra o simplemente factor k) compensa la diferencia entre las impedancias de falta a tierra y las impedancias de falta de fase medidas por el relé.
 Son varias las formas disponibles de especificar el factor para permitir la introducción del parámetro directamente desde los ajustes del relé:

$$k_L = \frac{Z_E}{Z_1} = \frac{1}{3} \left[\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right]$$

Z_0 representa la impedancia homopolar, mientras que Z_1 representa la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
 Medida de la impedancia homopolar para cables y líneas aéreas:



Medición STU aterrizada



Acerca de este formato:
Este formato puede utilizarse para calcular la impedancia de una línea aérea o un cable desde tarjetas de prueba Sequencer.

Los campos de entrada de datos están en azul
Los resultados intermedios están en verde claro
Los resultados finales se muestran en verde
La ayuda está en amarillo

Plantilla: Overhead Line or Cable Impedance
Versión: 1.40

Corrección de temperatura:
Material: A1
Temperatura de medida: 25°C
Temperatura de referencia: 25°C
Factor de corrección de temperatura: 1.000

Medidas:

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi [°]
L1-L2: $Z_{L1} + Z_{L2}$	6.791	22.631	23.628	73.30°
L2-L3: $Z_{L2} + Z_{L3}$	6.771	22.640	23.631	73.35°
L3-L1: $Z_{L3} + Z_{L1}$	6.796	25.083	25.988	74.84°
L1-E: $Z_{L1} + Z_E$	5.265	19.137	19.848	74.62°
L2-E: $Z_{L2} + Z_E$	5.302	19.114	19.836	74.50°
L3-E: $Z_{L3} + Z_E$	5.237	19.128	19.832	74.69°
L1L2L3-E: $Z_{L1}/Z_{L2}/Z_{L3} + Z_E$	3.004	11.300	11.692	75.11°

Resultados intermedios

Resultados de impedancia:

	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Phi [°]
Impedancia de secuencia positiva Z_1	3.393	11.726	12.207	73.86°
Impedancia homopolar Z_0	9.011	33.900	35.077	75.11°

$k_c = Z_E / Z_L$

R_E / R_L y X_E / X_L

Factor de compensación residual
Factores individuales para las diferentes fases:
Valores calculados:

$k_0 = Z_0 / Z_1$

R_E/R_L [1]	X_E/X_L [1]
0.562	0.630

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
Mueva el ratón aquí para obtener ayuda
Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

Mueva el ratón aquí para obtener ayuda

El factor de compensación residual (o compensación de falta a tierra o simplemente factor k) compensa la diferencia entre las impedancias de falta a tierra y las impedancias de falta de fase medidas por el relé. Son varias las formas disponibles de especificar el factor para permitir la introducción del parámetro directamente desde los ajustes del relé:

$$k_L = \frac{Z_E}{Z_L} = \frac{1}{3} \left[\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right]$$

$$\frac{Z_0}{Z_1}$$

Z_0 representa la impedancia homopolar, mientras que Z_1 representa la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida. Medida de la impedancia homopolar para cables y líneas aéreas:

