UNIVERSIDAD DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL PIRHUA

OPTIMIZACIÓN DE LA PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LA SUBESTACIÓN TIERRA COLORADA

Jhon Jara-Noriega

Piura, noviembre de 2015

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

Jara, J. (2015). *Optimización de la protección eléctrica de la subestación Tierra Colorada* (Tesis de pregrado no publicado en Ingeniería Mecánico Eléctrica). Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico Eléctrica. Piura, Perú.

Esta obra está bajo una licencia
Creative Commons Atribución-
NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

U N I V E R S I D A D D E P I U R A

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Optimización de la protección eléctrica de la subestación Tierra Colorada”

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico – Eléctrico

Jhon Anderson Jara Noriega

Asesor: Dr. Ing. Justo Oquelis Cabredo

Piura, Noviembre 2015

A Dios, mis padres
y hermanos.

Prólogo

El constante crecimiento de la demanda en el sistema eléctrico peruano, trae consigo una mayor exigencia en la calidad de servicio. Como un aporte al logro de esta calidad, se presenta esta tesis enfocada en la evaluación de la protección eléctrica en la SE Tierra Colorada y la propuesta para lograr su optimización.

Además de la calidad mencionada, la optimización de la protección es de vital importancia para lograr un funcionamiento confiable y seguro de los sistemas eléctricos y una mayor selectividad ante fallas en la red a proteger, garantizando de esta manera la continuidad del servicio eléctrico en las zonas no falladas e interrumpiendo la menor cantidad de carga.

Quisiera agradecer a todos los que han hecho posible este trabajo. A mis padres por el incondicional aliento hacia mi persona. A mi asesor Dr. Ing. Justo Oquelis Cabredo, por su confianza y apoyo. Y finalmente, a la Universidad de Piura por brindarme el conocimiento técnico y personal, necesarios para la elaboración de esta tesis.

Resumen

La presente tesis tiene como principal objetivo, presentar una propuesta para la optimización de la protección del sistema Eléctrico Tierra Colorada, considerando el sistema de sub-transmisión en 60kV y las redes de distribución en 10.5kV.

La metodología a emplear inicia con el modelo del sistema eléctrico en estudio, el cual se realiza con ayuda del software Digsilent Power Factory. El modelo contempla el transformador de potencia, las redes de distribución, así como las protecciones eléctricas existentes.

Mediante la simulación de fallas a lo largo de la red en estudio y el análisis de fallas reales, se evalúa el desempeño de los ajustes de protección actuales; y se proponen alternativas de mejora, en los casos en los que se identifiquen riesgo de descoordinación entre las protecciones.

De los resultados de la evaluación realizada se verificó la importancia de la protección para el despeje de fallas a tierra en sistemas con neutro aislado. Por tanto, se propuso la implementación de un transformador de aterramiento con el fin de aumentar la sensibilidad para la detección de fallas a tierra. Finalmente se proponen los ajustes de protección considerando la implementación indicada.

Índice general

Prólogo i
Resumen iii
Índice general v
Introducción 1
Capítulo 1 3
Marco teórico 3
1.1. El sistema de distribución: Ubicación y conformación. 3
1.2. El sistema de protección: 4
1.2.1. Características de un sistema de protección. 4
1.2.2. Protección primaria y de respaldo. 5
1.2.3. Elementos de un sistema de protección 7
1.3. Ajuste y coordinación de la protección 9
1.4. Equipos de protección 9
1.4.1. Relés de protección. 9
1.4.1.1. Relé de sobrecorriente de fases y tierra. 10
1.4.1.1.1. Características de operación 10
1.4.1.1.2. Criterios generales para el ajuste de sobrecorriente 13

1.4.1.2. Relé de sobrecorriente de neutro sensible. 13
1.4.1.3. Relé direccional. 16
1.4.1.4. Relé de máxima y mínima tensión. 17
1.4.2. Cortacircuitos fusible de expulsión. 18
1.4.2.1. Principios de operación. 20
1.4.2.2. Tipo de fusbles de expulsión. 20
1.5. Criterios generales de coordinación de las protecciones de sobrecorriente. 20
1.5.1. Coordinación relé – relé. 20
1.5.1.1. Relés ubicados en cascada a una distancia “d”, en el mismo nivel de tensión. 21
1.5.1.2. Relés de barra y de alimentador en el mismo nivel de tensión. 22
1.5.1.3. Ajuste entre relés de barra AT y barra MT, a diferente nivel de tensión 23
1.5.2. Coordinación fusible – fusible. 24
1.5.3. Coordinación relé – fusible 25
1.6. Fallas a tierra y régimen de neutro en sistema de distribución 26
1.6.1. Sistema con neutro aislado. 28
1.6.2. Sistema sólidamente aterrado. 33
1.6.3. Sistema aterrado con impedancia baja. 37
1.6.4. Sistema aterrado con impedancia alta. 40
1.6.5. Sistema con aterramiento resonante. 41
Capítulo 2 43
Obtención del modelo eléctrico del sistema en evaluación 43
2.1. Descripción del sistema eléctrico Tierra Colorada 43
2.2. Desarrollo del modelo del sistema eléctrico en Digsilent Power Factory. 45
2.2.1. Transformador de potencia de SE Tierra Colorada 45
2.2.2. Impedancia equivalente del Sistema interconectado 46
2.2.3. Parámetros de la red de media tensión 47
Capítulo 3 59
Evaluación de la protección actual 59
3.1. Equipos de protección actuales 59
3.2. Análisis de fallas del sistema en estudio. 61
3.2.1. Falla bifásica despejada por fusibles y desconexión del alimentador A1603 61
3.2.2. Falla a tierra no despejada en radial de media tensión 62
3.2.3. Falla a tierra en el alimentado A1026 67

3.2.4. Falla a tierra en las radiales de media tensión 70
3.3. Análisis de protección vía simulación en Digsilent. 74
Capítulo 4 85
Propuesta de mejora al sistema de protección actual 85
4.1. Dimensionamiento de un transformador zigzag 85
4.2. Análisis de falla y simulaciones del sistema propuesto 89
4.3. Ajustes de protección propuestos 96
4.3.1. Propuesta de ajustes de relés de protección 96
4.3.2. Selección de los fusibles para la coordinación 107
Conclusiones 117
Bibliografía 119
Anexos 121
Anexo A: Escenarios de máxima y mínima corriente de falla obtenidas del modelo eléctrico de COES - SINAC 121
Anexo B: Metodología de los relés GE F650 para la protección direccional de neutro sensible 127
Anexo C: Direccionalidad ante fallas a tierra en sistema aislado (Sistema Actual) 130

Introducción

En distribución eléctrica, los requerimientos de la calidad de servicio y confiabilidad del suministro, son cada vez más exigentes. Así mismo, garantizar la seguridad de las personas y preservar la integridad de los componentes eléctricos, constituyen aspectos relevantes para la protección eléctrica, más aun considerando que las redes de distribución operan con riesgo continuo por fallas imprevistas, tales como: hurtos de conductor, vandalismo, animales en contacto con las líneas eléctricas, impacto de vehículos con estructuras de media tensión, etc.

Considerando el acelerado crecimiento de nuestro Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a través del Comité de Operación Económica del SEIN (COES-SINAC), periódicamente se realizan estudios que contemplan la evaluación integral de las protecciones eléctricas en el Sistema Eléctrico Peruano y se implementan mejoras con el fin de salvaguardar la estabilidad del sistema, durante una falla presentada en algún componente de éste. Por su parte, los integrantes del sistema (Empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras) en coordinación con el COES, realizan una verificación constante de su sistema de protecciones eléctricas.

Mediante la optimización de la protección eléctrica en la Subestación Tierra Colorada, la presente tesis pretende contribuir con las acciones que se vienen ejecutando, para garantizar una mayor confiabilidad de nuestro sistema eléctrico Peruano.

En el primer capítulo se presenta el marco teórico, en el cual se detallan brevemente los elementos de protección que participan en el sistema eléctrico en evaluación, los criterios generales para la coordinación de las protecciones y los regímenes de neutro. Estos conceptos permitirán introducirnos posteriormente a la evaluación de la protección.

Los detalles para la obtención del modelo eléctrico en el software Digsilent, serán presentados en el capítulo 2. Éste contempla el transformador de potencia, la red de distribución y los elementos de protección, así mismo, mediante la aplicación del teorema de Thevenin, se incluirá el nivel de cortocircuito que simplificará el efecto del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El desarrollo de la evaluación se realizará en el capítulo 3. En esta se verificará el desempeño de los ajustes de protección actuales, mediante el análisis de fallas reales y simuladas.

En el capítulo 4 se propondrán mejoras al sistema de protección actual, tal como, la implementación de un transformador de aterramiento. Considerando esta implementación, se mostrarán finalmente los ajustes de protección propuestos.

Capítulo 1

Marco teórico

1.1. El sistema de distribución: Ubicación y conformación.

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con niveles de calidad exigidos **[1]**.

En la **Figura 1** se muestran las etapas del proceso productivo de la energía eléctrica.

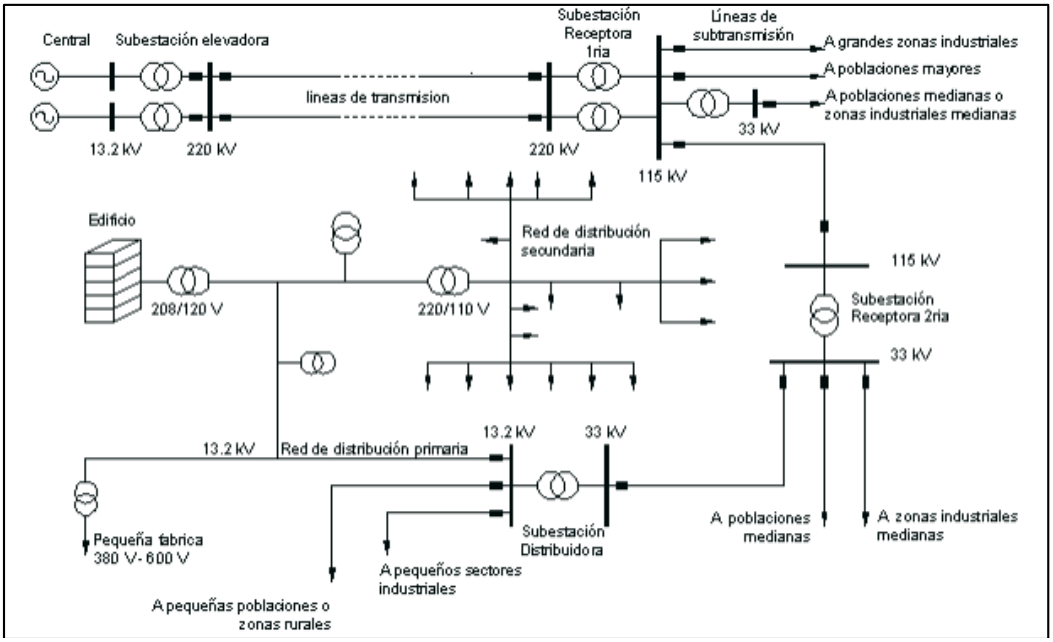


Figura 1. Etapas del proceso productivo de la energía eléctrica.
Fuente: Ramírez, S. (2004).

Dentro de la etapa de distribución se encuentran diversos componentes que permiten transportar la energía eléctrica al usuario final (industrial, residencial o comercial). Entre los principales componentes encontramos:

- Subestaciones reductoras de transformación (SET)

Disminuyen el nivel de tensión por medio del transformador de potencia. El nivel de tensión se transforma de alta a media tensión. Para el caso mostrado en la **Figura 1**, se transforma el nivel de tensión de 33kV a 13.2kV.

- Red primaria

Transporta la energía eléctrica en media tensión, desde la salida de la subestación de transformación hasta las subestaciones de distribución o a usuarios industriales o comerciales.

- Subestaciones reductoras de distribución (SED)

Reducen el nivel de tensión mediante el transformador de distribución. Se pasa de media a baja tensión. Para el caso mostrado en la **Figura 1**, se transforma el nivel de tensión 13.2kV a 380V o 220V.

- Red secundaria

Transporta la energía eléctrica en baja tensión, desde la salida de la subestación de distribución hasta los usuarios residenciales, comerciales o industriales.

1.2. El sistema de protección:

Se define al sistema de protección como una combinación de equipos de protección destinados a la obtención, bajo condiciones predeterminadas, por lo general anormales, de la desconexión de un elemento de un sistema de energía, o para dar una señal de alarma, o ambos **[2]**.

1.2.1. Características de un sistema de protección.

Las características con que cuenta un sistema de protección son:

- Sensibilidad

La protección debe ser capaz de detectar condiciones de operación anormales en los equipos de potencia, por más incipientes que éstas sean.

- Selectividad

La protección debe ser capaz de detectar todas las fallas que ocurran en su zona de operación, sin embargo, requiere una debida coordinación con las protecciones ubicadas en las zonas adyacentes.

- Rapidez

Una vez detectada la falla, ésta debe ser despejada lo más pronto posible, con el fin de reducir los daños que se producirán en los diferentes elementos del sistema de potencia, al disminuir el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas.

- Confiabilidad

Es la probabilidad que la protección responda siempre correctamente.

No se debe confundir respuesta con operación, puesto que una protección al no operar durante condiciones normales significa que está respondiendo correctamente.

La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección, será la total selectividad con la máxima sensibilidad y velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Cuando se incremente una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos **[3]**.

1.2.2. Protección primaria y de respaldo.

Todos los elementos de un sistema de potencia deben estar correctamente protegidos. Si bien es cierto existen protecciones que operan para fallas que ocurren dentro de su zona de protección, las llamadas "protecciones de tipo unitaria"; la mayoría de protecciones son capaces de detectar no solamente en su zona de protección (Protección primaria), sino también en zonas adyacentes, por tanto constituyen el respaldo de la protección primaria en caso ésta no opere cuando ocurra la falla (Protección de respaldo).

- Protección primaria

La protección primaria debe operar cada vez que uno de sus elementos detecte una falla. Ella cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia, tales como máquinas eléctricas, líneas y barras **[1]**.

La **Figura 2** ilustra la protección primaria. Tal como se puede apreciar, los interruptores están localizados en las conexiones a cada elemento de potencia. Esta configuración posibilita desconectar solamente el elemento fallado. Ocasionalmente, se puede omitir un interruptor entre dos elementos adyacentes, sin embargo, en este caso se da la desconexión de los dos elementos ante una falla en uno de ellos. Así mismo, en la figura se muestran zonas de protección separadas por cada elemento, lo cual permite que ante una falla en alguna zona, desconecten solamente los interruptores que se encuentran dentro de esta zona **[4]**.

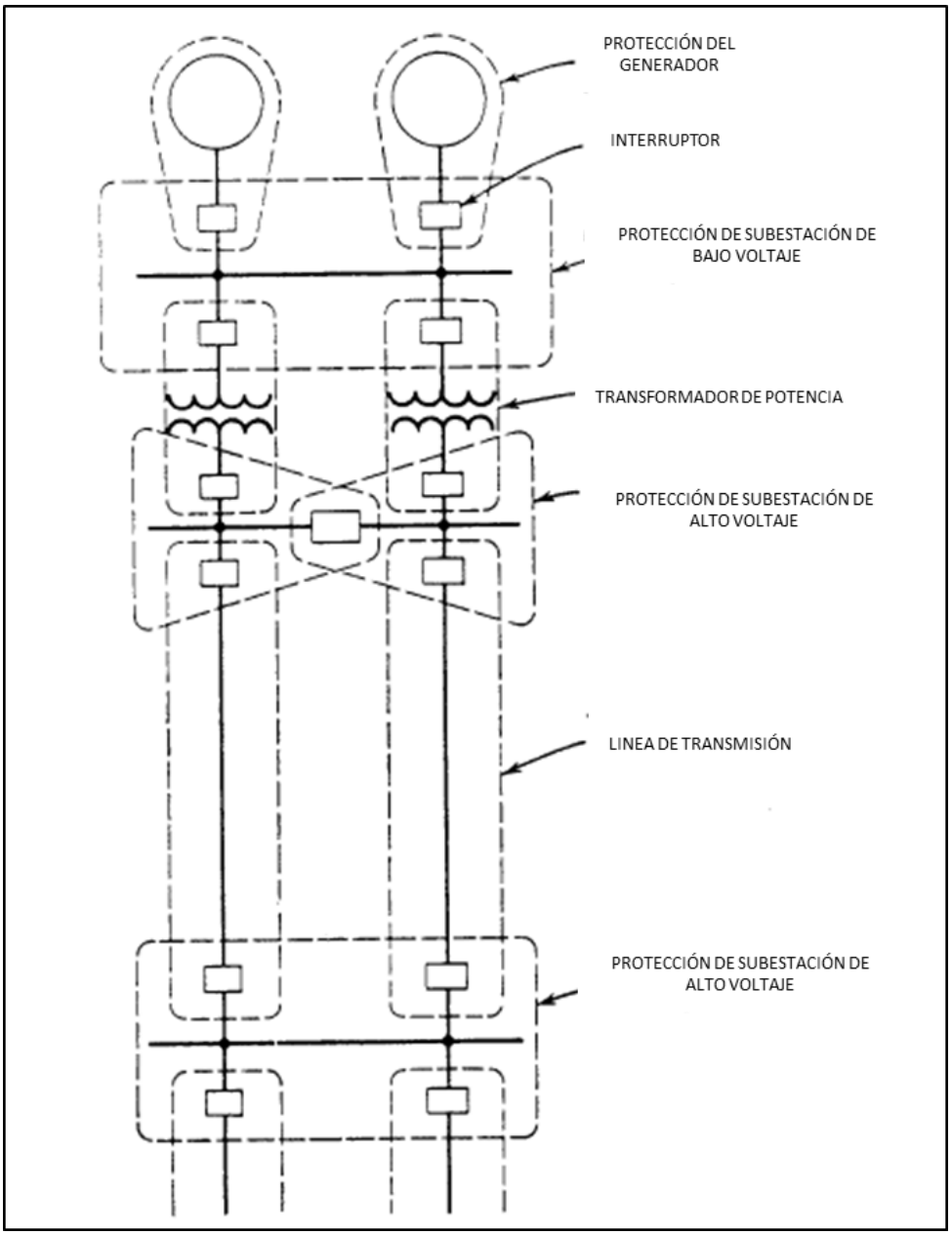


Figura 2. Esquema de la protección primaria.
Fuente: Russell, C. (1982).

- Protección de respaldo

Proporciona protección cuando, por alguna razón, la protección primaria no opera ante una falla en su zona. En este caso, el respaldo posee un elemento de detección de fallas que puede o no ser similar al de la protección primaria, además incluye una temporización necesaria para dar prioridad a la actuación de la protección primaria **[1]**.

Existen diversos motivos por los que la protección primaria pueda fallar, tales como, una falla propia del relé, en su alimentación, en el interruptor de potencia, en la bobina de disparo o el mecanismo del interruptor, en el suministro de tensión continua para la alimentación del circuito de disparo, etc. Lo recomendable es que los motivos que dejen indisponible la protección principal, no causen también la indisponibilidad de la protección de respaldo. Una práctica común es localizar la protección de respaldo en una subestación diferente. En la **Figura 3** se muestra una configuración de la protección de respaldo. Ante una falla en el tramo de línea EF, y la inoperatividad de los interruptores E y F, se tiene como respaldo los interruptores A, B, I y J, los cuales se ubican en otra subestación **[4]**.

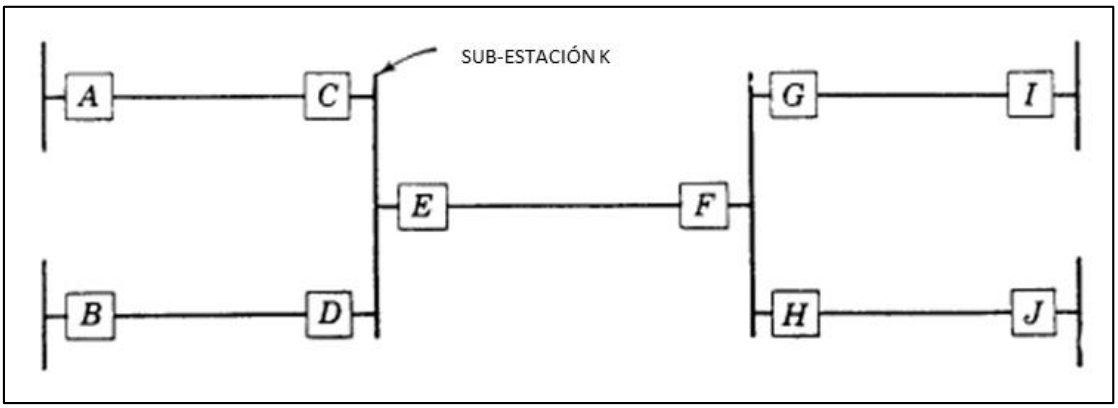


Figura 3. Esquema de protección de respaldo de la línea EF.
Fuente: Russell, C. (1982).

1.2.3. Elementos de un sistema de protección

No basta con el relé para definir un sistema de protección. Existen otros elementos que permiten detectar, analizar y despejar la falla eléctrica. A continuación se detallan los principales elementos que componen un sistema de protección **[5]**:

- Batería de alimentación

Garantiza la continuidad del suministro de la energía necesaria para el funcionamiento de la protección. Por tanto, los requerimientos que se deben asegurar en este elemento, son la confiabilidad y la autonomía, lo cual se logra con baterías permanentemente conectadas a través de un cargador a la línea de corriente alterna de los servicios auxiliares de la subestación.

- Transformadores de medida para protección

Un relevador de protección necesita señales de entrada para evaluar en cada instante el comportamiento del sistema que está protegiendo. Dichas señales pueden ser corrientes y/o tensiones. Sin embargo, teniendo en cuenta las magnitudes elevadas que pueden alcanzar estos parámetros durante fallas en el sistema eléctrico, se utilizan transformadores de medición con el fin de lograr una atenuación de estas señales.

La señal se atenúa en el secundario del transformador de medición, con un determinado error de precisión. Una característica que representa este error, es la clase de precisión del transformador.

- Relé de protección

Es el encargado de recibir la información, procesarla y tomar la decisión de enviar la señal de disparo al interruptor. Independientemente de la tecnología empleada para su construcción, un relé de protección desarrolla internamente tres etapas fundamentales, las cuales se describen a continuación: el acondicionamiento de las señales proporcionadas por los transformadores de medición es la primera etapa, en la cual se adecua la señal de entrada al formato que el relé necesita. Normalmente las entradas al relé, son valores instantáneos de las magnitudes de fases, ya sea tensión o corriente. El relé se encarga de determinar, en función a sus necesidades específicas, valores eficaces, valores máximos, componentes de secuencia, armónicos fundamentales, etc. Luego que el relé dispone de datos, procede a aplicar los criterios de decisión que le hayan sido implementados, los cuales se constituyen mediante las funciones de protección. Finalmente, los resultados proporcionados por las distintas funciones que integran la protección se analizaran conjuntamente mediante la lógica de disparo, que es responsable de tomar la decisión de cómo debe actuar la protección. La orden de actuación se transmite a través de los contactos que energizan el circuito de disparo del interruptor, con el fin de despejar la falla.

- Interruptor automático

Es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito bajo tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de intensidad de corriente. Opera bajo el control de la protección y su apertura, coordinada con la de otros interruptores, permite aislar el punto en que se ha producido la falla. Está conformado por:

- Circuito de control, gobernado por la protección correspondiente.

- Contactos principales, que al separarse o juntarse implican, la apertura o cierre del interruptor, respectivamente.

- Contactos auxiliares, que reflejan el estado en que se encuentra el interruptor. Mediante ellos se realimenta a la protección y a otros equipos con la información de si el interruptor está abierto o cerrado y, por tanto, permiten conocer si el interruptor ha operado correctamente siguiendo la orden dada por la protección.

- Cámara de extinción, en la que se crea un ambiente de alta rigidez dieléctrica, necesaria para la extinción del arco que se genera durante la separación de los contactos del interruptor, los cuales se encuentran inmersos en ella. Actualmente se emplea el aceite, el gas hexafloruro de azufre (SF6) o el vacío, como medios dieléctricos.

La **Figura 4** muestra el esquema de un circuito básico de operación de un sistema de protección contra sobrecorrientes.

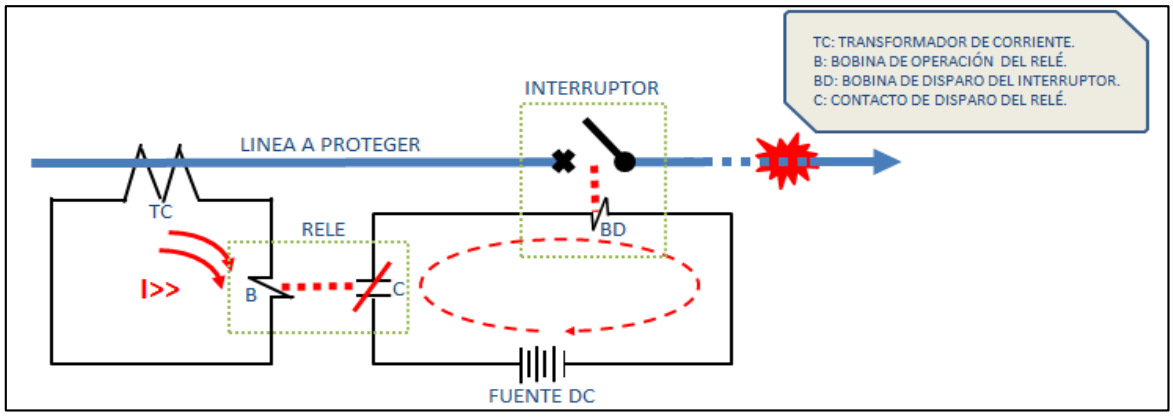


Figura 4.- Circuito básico de operación de un sistema de protección contra sobrecorriente.
Fuente: Elaboración propia.

1.3. Ajuste y coordinación de la protección [3]

La protección eléctrica quedará definida con el ajuste adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico y con la debida coordinación para asegurar que las fallas sean aisladas involucrando la menor cantidad de componentes eléctricos.

Con el ajuste de protección se establecerán los límites o umbrales de la característica de operación para detectar fallas, condiciones anormales del sistema y condiciones indeseadas de los equipos.

Finalmente, la coordinación se refiere a la definición de los tiempos de operación de la protección permitiendo la actuación debidamente priorizada de los relés y minimizando los tiempos de actuación.

1.4. Equipos de protección

1.4.1. Relés de protección.

Los relés son dispositivos que vigilan el sistema eléctrico, comparando constantemente los parámetros de operación con un ajuste establecido. Cada vez que se supere este ajuste, debido a alguna anomalía que exista en su zona de protección, el relé enviará la señal de disparo para la apertura del interruptor y de esta manera el resto del sistema continúe operando con normalidad.

1.4.1.1. Relé de sobrecorriente de fases y tierra.

Cada vez que la corriente medida supera el ajuste de corriente establecido en el relé, ya sea por una sobrecarga o un cortocircuito, éste actúa instantáneamente o de forma temporizada, según las necesidades del sistema a proteger, dando la orden de apertura del interruptor **[6]**.

1.4.1.1.1. Características de operación

Basado en la característica de operación, los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en 03 grupos: de corriente definida, de tiempo definido y de tiempo inverso. Los cuales se detallan en la **Figura 5**.

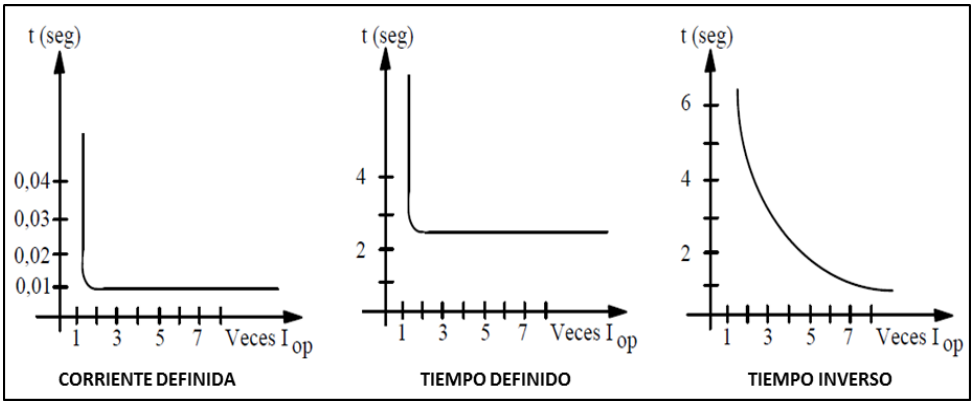


Figura 5. Características de operación de los relés de sobrecorriente.
Fuente: Disponible en
http://grupos.emagister.com/documento/proteccion_de_sobrecorriente/42367-821760

- Relés de corriente definida

Este tipo de relé opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. Aprovechando esta característica, se ajustan las protecciones de tal manera que los relés ubicados en puntos más alejados a la fuente, operarán para una corriente de bajo valor, mientras los más cercanos, operarán para una corriente de alto valor. Tienen el inconveniente de tener una baja selectividad para valores elevados de corrientes de cortocircuito. Otra desventaja es la dificultad de distinguir entre corrientes de falla en un punto u otro cuando la impedancia entre estos puntos es pequeña en comparación con la impedancia de la fuente, llevando a la posibilidad de una pobre discriminación.

- Relés de tiempo definido

La ventaja de estos relés es que pueden ser ajustados de tal manera que el interruptor más cercano a la falla dispare en tiempo más corto y los interruptores más alejados lo hagan en tiempos de retardos mayores, a medida que nos acercamos a la fuente. Por otro lado, la principal desventaja de este método de discriminación es que el mayor tiempo de despeje de falla ocurrirá para fallas ubicadas cerca de la fuente, en donde el nivel de cortocircuito es el mayor **[2]**.

- Relés de tiempo inverso

Este tipo de relés operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. La ventaja frente a los relés de tiempo definido es que, para corrientes de falla elevada, pueden obtenerse tiempos de disparo más cortos sin el riesgo de la selectividad.

Los relés de tiempo inverso son clasificados de acuerdo a una curva que determina el tiempo de operación, denominada curva de operación. Existen familias de curvas estandarizadas, tales como las curvas IEC y las curvas IEEE, las cuales se definen en las **Tablas 1 y 2**, respectivamente.

Tabla 1. Definición de la característica estándar de los relés según norma IEC 60255.

CARACTERÍSTICA DEL RELÉ	ECUACIÓN
"Standard Inverse" (SI)	$t=TMS\ \frac{0.14}{I_r^{0.02}-1}$
"Very Inverse" (VI)	$t=TMS\ \frac{13.5}{I_r-1}$
"Extremely Inverse" (EI)	$t=TMS\ \frac{80}{I_r^2-1}$
"Long time standby earth fault"	$t=TMS\ \frac{120}{I_r-1}$

Fuente: "Network protection & automation guide" (2011).

Tabla 2. Definición de la característica estándar de los relés según norma Americana C37.122-1996-IEEE.

CARACTERÍSTICA DEL RELÉ	ECUACIÓN
"IEE Moderately Inverse"	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02}-1}\right)+0.114\right]$
"IEEE Very Inverse"	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{19.61}{I_r^2-1}\right)+0.491\right]$
"IEE Extremely Inverse"	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{28.2}{I_r^2-1}\right)+0.1217\right]$
"US CO8 Inverse"	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{5.95}{I_r^2-1}\right)+0.18\right]$
"US CO2 Short"	$t=\frac{TD}{7}\left[\left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02}-1}\right)+0.01694\right]$

Fuente: "Network protection & automation guide" (2011).

Donde

Ir=I/Is
I=Corriente medida
Is=Ajuste de corriente en el relé [1]
TMS=Ajuste del multiplicador de tiempo
TD=Ajuste del dial de tiempo

Tal como se verifica en las **Tablas 1 y 2**, el ajuste de sobrecorriente de tiempo inverso queda totalmente definido con la curva característica, el dial, el multiplicador y la corriente de arranque. Cada vez que se supere esta corriente y durante un tiempo mayor al tiempo de operación, el relé enviará la señal de disparo para la apertura del interruptor.

Los relés de tiempo definido o tiempo inverso corresponden a la clasificación de relés de sobrecorriente temporizada (Función ANSI 51), mientras que los relés de corriente definida, corresponden a los de sobrecorriente instantánea (Función ANSI 50).

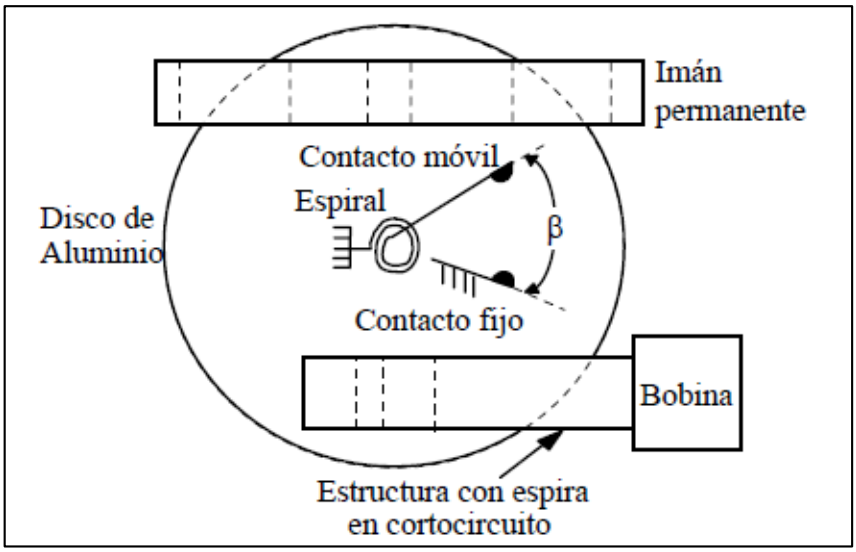


Figura 6. Esquema de un relé tipo disco de inducción con espiras en cortocircuito.
Fuente: Disponible en
http://grupos.emagister.com/documento/proteccion_de_sobrecorriente/42367-821760

El relé que se muestra en la **Figura 6** es de tipo disco de inducción. El disco del relé está montado sobre un eje que es retenido por un resorte espiral cuya tensión puede regularse, permitiendo el ajuste de corriente de arranque. El contacto móvil está sujeto al disco de modo que gira junto con éste y cierra su circuito a través del espiral. El contacto fijo está montado sobre la armazón metálica del relé; el torque de operación es producido por la unidad electromagnética y en frente de ésta se encuentra ubicado un imán permanente que

[1] También denominada corriente de arranque o "Pickup current".

actúa como freno para el disco, una vez que éste se encuentra en movimiento, sustituyendo en cierta forma al resorte espiral, que en estas condiciones prácticamente no tiene ningún efecto. La posición de reposo del disco está definida por un tope movible que permite variar la separación inicial entre los contactos fijo y móvil, los cuales determinan un ángulo β entre sí. El ajuste de la separación de los contactos, es decir del ángulo β, se acostumbra denominarlo "LEVER". Las distintas posiciones dan origen a una familia de curvas de tiempos de operación del relé que pueden ser seleccionadas por medio de una rueda numerada o dial de tiempo (time dial) que va desde 1 ó 0,5 a 10 en los relés Americanos y desde 0,1 (0,05) a 1 en los Europeos. La corriente de operación del relé se ajusta utilizando la toma o tap adecuado de la unidad electromagnética. La posición del imán permanente también es posible de ajustar e influye sobre la curva de operación. **[7]**

1.4.1.1.2. Criterios generales para el ajuste de sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente podrán proteger contra fallas entre fases (ANSI 50/51P) o fallas a tierra (ANSI 50/51N). Las consideraciones generales que se deben tener en cuenta para el ajuste de sobrecorriente son:

- El ajuste temporizado de fases (Ajuste 51P) debe ser mayor a la máxima corriente de operación del circuito a proteger y menor al límite térmico, con el fin de evitar que los equipos operen en condiciones de sobrecarga.

- La característica de operación (Instantánea o temporizada) dependerá de la posibilidad que exista para establecer coordinación con las protecciones colindantes.

- La conexión de la carga no deberá causar la operación del relé por función sobrecorriente temporizada de fases (ANSI 51P). Por tanto, se deberá considerar el efecto de las corrientes de energización de los transformadores.

- Para el caso de la protección de sobrecorriente asociada a un transformador de potencia, la curva de operación del relé deberá estar ubicada debajo de la curva de capacidad térmica del transformador y arriba de la corriente de inserción (Corriente "Inrush").

- Se debe considerar un margen suficiente que tome en cuenta los posibles errores que se pueden tener en las corrientes, tales como: el error en los transformadores de medición, error en relés, etc. **[3]**

1.4.1.2. Relé de sobrecorriente de neutro sensible.

Es una protección contra fallas a tierra que se diferencia de la protección de sobrecorriente de neutro (Función 50/51N), debido a la mayor sensibilidad que posee al detectar la corriente a tierra[2].

[2] También denominada corriente homopolar (3I0=IN). Teorema de Fortescue.

En una protección de sobrecorriente de tierra se calcula la corriente homopolar en base a la suma de las corrientes por fase medidas por 03 transformadores de corriente (uno por cada fase). Para el caso de la corriente sensible, ésta se calcula mediante un transformador tipo toroide. En el primer caso, la corriente medida tiene un mayor error de medición debido a la corriente de excitación de los 03 transformadores de corriente, con lo cual se podría dar una operación incorrecta del relé. En el segundo caso, se calcula la suma de las 03 corrientes dentro de un solo núcleo magnético, por tanto existe un solo error de medición. Otro aspecto que mejora la sensibilidad es la menor relación de transformación que se utiliza en los transformadores tipo toroide, frente a los transformadores para la protección de neutro. En la **Figura 7** se explica matemáticamente la diferencia de errores entre los tipos de medición indicados:

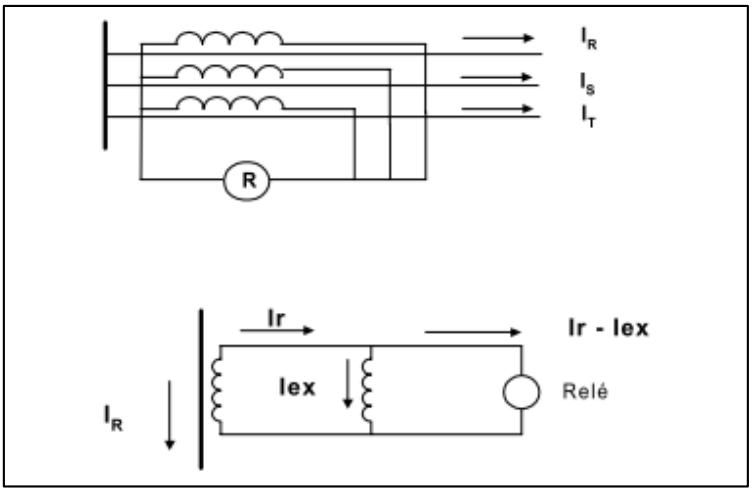


Figura 7. Medición de la corriente homopolar mediante transformadores de corriente convencionales.
Fuente: Arroyo, C. (1998).

Teóricamente la corriente homopolar medida por el relé será la suma vectorial de corrientes por fase. Tal como se indica en la **Ecuación 1**.

$$3I_0 = (I_R + I_S + I_T) \quad \textbf{(1)}$$

Considerando el error de medición debido a la corriente de excitación, la corriente real será

$$I_{relé} = (I_R + I_S + I_T) - (I_{exr} + I_{exs} + I_{ext}) \quad \textbf{(2)}$$

En caso no se presente una falla a tierra, ni algún desbalance de carga; la suma de corrientes por fase será cero, por lo tanto, $I_{relé} = -(I_{exr} + I_{exs} + I_{ext})$

En condiciones normales de operación, el relé puede originar operaciones incorrectas, en caso la corriente medida supere la corriente de ajuste de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N). Este error de medición representa una restricción a la hora de querer obtener la máxima sensibilidad en la detección de fallas a tierra, mediante la disminución de la corriente de ajuste de la función 51N.

Una solución para obtener mayor sensibilidad en la medición de corrientes de falla a tierra, sin perjuicio de una incorrecta actuación del relé, es obtener la corriente homopolar mediante un transformador tipo toroide, tal como se muestra en la **Figura 8**.

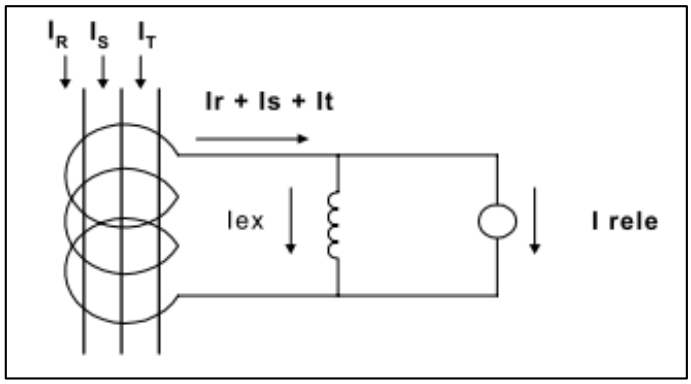


Figura 8. Medición de la corriente homopolar mediante transformador tipo toroide.
Fuente: Arroyo, C. (1998).

Con la utilización de un solo núcleo se obtiene un solo error en la medición.

$$I_{relé} = (I_r + I_s + I_t) - I_{ex} \quad \textbf{(3)}$$

El montaje de los transformadores de corriente tipo toroide debe efectuarse de una forma muy especial (la cual se indica más adelante, en la siguiente párrafo), debido a que los cables con funda de plomo, NKY, normalmente tienen corrientes homopolares en éstas y pueden dar falsas operaciones al relé de neutro sensible **[8]**. En otro caso, por ejemplo si existe una falla a tierra en el cable, el relé no detectaría la corriente si la conexión fuese la indicada en la **Figura 9**.

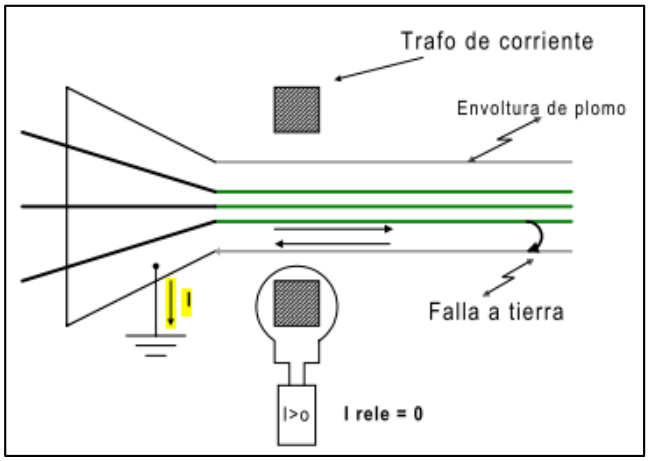


Figura 9. Conexión incorrecta de un transformador tipo toroide.
Fuente: Arroyo, C. (1998).

El montaje correcto para evitar los inconvenientes mencionados, consiste en pasar la puesta a tierra de la cabeza terminal de cable, por el transformador de corriente tipo toroide, tal como se indica en la **Figura 10**.

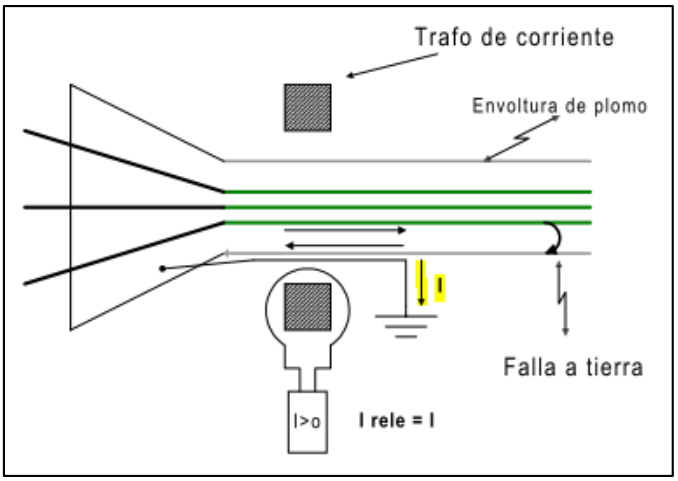


Figura 10. Conexión correcta de un transformador tipo toroide.
Fuente: Arroyo, C. (1998).

La protección de neutro sensible (Función ANSI 51NS o SEF[3]) se utiliza para proteger ante fallas a tierra, tanto en sistemas con neutro aterrado como en sistemas aislados[4], debido a la máxima sensibilidad que se requiere para medir las magnitudes de corrientes homopolares que se pueden experimentar durante este tipo de fallas. En el caso de un sistema aterrado, una protección SEF se utiliza contra las fallas a tierra de alta impedancia, debido a la disminución de la corriente de falla. En tanto, en un sistema aislado se utiliza la protección de neutro sensible de manera conjunta con la protección direccional, resultando la protección direccional de neutro sensible (Función ANSI 67NS), debido a la aparición de corriente homopolar de pequeña magnitud, tanto en el alimentador[5] con falla como en los que no experimentan la falla, propia del efecto capacitivo del sistema.

1.4.1.3. Relé direccional.

La actuación de los relés direccionales (Función ANSI 67) se basa en la evaluación de una zona de operación, la cual se establece a partir del ajuste de un ángulo característico, las señales de polarización (o de referencia) y de la señal de operación.

El relé direccional trabaja en conjunto con un relé de sobrecorriente, permitiendo o bloqueando su actuación, en caso la señal de operación se encuentra dentro de la zona de operación o fuera de ésta, respectivamente.

Para el ajuste de la función direccional, es importante identificar la metodología que se usa para proteger, ya que ésta puede variar según el fabricante del relé. Por lo general, la tensión es usada para polarizar y con la corriente de falla se establece la señal de operación. Dependiendo de la protección de sobrecorriente que se utilice, se establecen distintas funciones de tipo direccional, con sus respectivas aplicaciones.

[3] "Sensitive Earth Fault".
[4] Régimen de neutro.
[5] Todo circuito constituido por red primaria que parte desde la subestación de transformación.

- Función direccional de fases (ANSI 67P)

Es útil para la protección de sistemas anillados, en donde la corriente de falla puede ir en un sentido u otro, debido a la existencia de fuentes en ambos extremos al punto de falla.

- Función direccional de tierra (ANSI 67N)

Una aplicación es la protección contra fallas a tierra en transformadores de potencia con conexión YND, que se ubican en sistema de transmisión multi-aterrado. Puesto que ante una falla a tierra en el sistema de transmisión, el relé de sobrecorriente a tierra que protege al transformador en el devanado de alta tensión, mide una corriente a tierra en una dirección opuesta a la de una falla aguas arriba del transformador. Lo que se logra con la protección direccional de tierra, es bloquear la operación de la protección para fallas vistas en dirección opuesta.

- Función direccional de neutro sensible (ANSI 67NS)

Se aplica para proteger contra fallas a tierra en sistemas con régimen de neutro aislado, cuando éste se encuentra conformado por varios alimentadores. El uso de esta función requiere la participación de los transformadores de corriente tipo toroide, los cuales permiten medir con mayor precisión, las corrientes de tipo capacitivas que se generan durante una falla a tierra en sistemas aislados. Teniendo en cuenta que estas corrientes pasan por todos los alimentadores, con la función direccional se determina el alimentador en falla, mediante la evaluación de la dirección de la corriente capacitiva con respecto a la tensión homopolar.

La protección de sistemas con neutro aislado se explicará con detalle en el apartado 1.6.

1.4.1.4. Relé de máxima y mínima tensión.

En condiciones normales, los equipos de un sistema eléctrico deben operar a tensiones nominales, sin embargo, existen diversos factores que pueden conducir a una operación distinta. Esto trae como consecuencia la disminución de la vida útil de los equipos. De manera que es necesario disminuir el tiempo de esta operación no deseada.

El bajo nivel de tensión se puede deber a los huecos de tensión que se generan durante un cortocircuito o por causa de una deficiente regulación de potencia reactiva. La duración del primer fenómeno dependerá del tiempo que demore la protección de sobrecorriente en despejar el cortocircuito (tiempo en el orden de los milisegundos). En tanto el segundo caso es una situación permanente que podría incluso traer consecuencias mucho más graves, tales como el colapso de tensión. Es por eso que la protección de mínima tensión (Función ANSI 27) está dedicada a proteger contra este último caso.

Por otro lado, se tienen las sobretensiones, las cuales pueden ser: transitorias rápidas, debido a maniobras o fenómenos atmosféricos o permanentes debido a un exceso de potencia reactiva. La duración de las primeras está en el orden de los microsegundos y no podría ser medida por los relés, por lo tanto, la protección de máxima tensión (Función ANSI 59) está dedicada a las sobretensiones permanentes.

La protección de tensión mide permanentemente las tensiones por fase con la finalidad de detectar las tensiones que son mayores o menores al rango de operación normal de operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido actúa la protección de sub-tensión o mínima tensión (Función ANSI 27); en el caso de tensiones mayores se tiene la protección de sobretensión (Función ANSI 59). Al igual que las protecciones de corriente, las protecciones de tensión pueden operar de manera temporizada o instantánea.

Dentro de las protecciones de tensión se encuentra la protección de sobretensión homopolar (Función ANSI 59N), la cual puede ser empleada para protección contra fallas a tierra en sistemas con neutro aislado que poseen un solo alimentador, debido al aumento de tensión en las fases no falladas y la tensión homopolar. En caso existan más alimentadores, la función 59N no es selectiva, puesto que la sobretensión homopolar que aparecerá ante una falla a tierra, se reflejará en toda la red de media tensión, incluyendo los alimentadores que no tienen falla. Por tanto, se dará la desconexión de todos los alimentadores. Sin embargo, puede ser utilizada como una protección de respaldo ante la no actuación de las protecciones de tierra.

1.4.2. Cortacircuitos fusible de expulsión.

Los cortacircuitos fusible de expulsión están diseñados para la protección de transformadores que conforman las subestaciones de distribución y seccionamientos de derivación de redes de hasta 34.5kV y 200A continuos **[1]**. En la **Figura 11** se señalan sus principales componentes **[9]**.

- **Aislador de porcelana:** Alta resistencia mecánica, con características de aislamiento superiores a la norma ANSI, para cortocircuitos de distribución (También disponibles con aislador polimérico de hule Silicón).

- **Muñón:** Fundición de bronce de alta resistencia, plateado. Las caras laterales del muñon se mantienen en un amplio contacto con la percha para permitir la alineación del tubo portafusible durante el cierre.

- **Contactos interiores:** De plata-plata. Proporcionan una trayectoria dual para la corriente independiente del eje del muñón.

- **Perno de giro:** Asegura el tubo portafusible durante el cierre.

- **Conector de ranuras paralelas:** De fundición de bronce estañado para fácil conexión a dos conductores, incluso de diferentes diámetros.

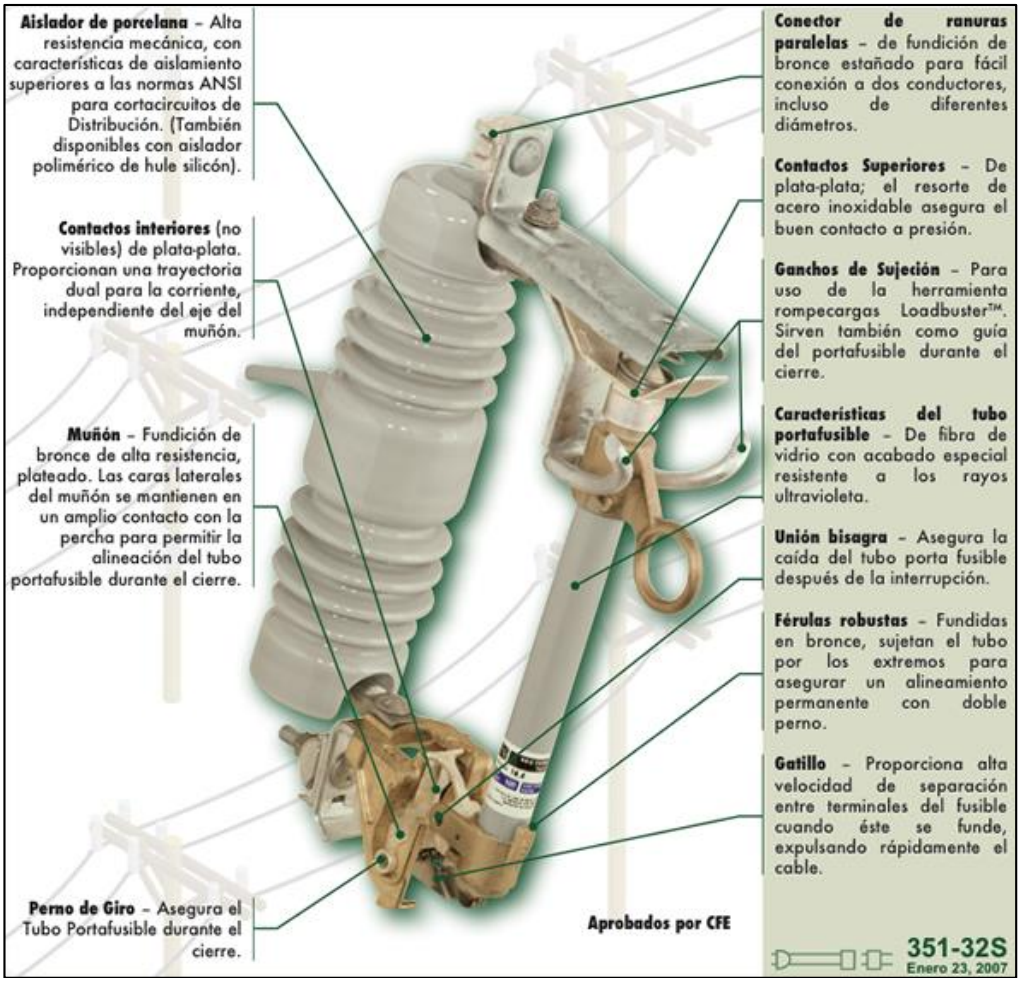


Figura 11. Cortacircuito fusible de expulsión.
Fuente: Disponible en http://cecyt76iv4.blogspot.com/

- **Contactos superiores:** De plata-plata. El buen resorte de acero inoxidable asegura el buen contacto a presión.

- **Ganchos de sujeción:** Para uso de Loadbuster (Herramienta para apertura bajo carga). Sirven también como guía del portafusible durante el cierre.

- **Tubo portafusible:** De fibra de vidrio con acabado especial, resistente a los rayos ultravioleta. En su interior se encuentra instalado el elemento fusible.

- **Unión bisagra:** Asegura la caída del tubo portafusible después de la interrupción.

- **Férulas robustas:** Fundidas en bronce, sujetan al tubo por los extremos para asegurar un alineamiento permanente con doble perno.

- **Gatillo:** Proporciona alta velocidad de separación entre terminales del fusible, cuando éste se funde, expulsando rápidamente el cable.

1.4.2.1. Principio de operación [10]:

Cuando se interrumpe la corriente de falla, el tubo de fibra de vidrio (con recubrimiento de ácido bórico en su interior) se calienta, emitiendo gases desionizantes que se acumulan dentro del tubo, forzando, comprimiendo y refrigerando el arco. Los gases escapan por la parte inferior del tubo.

La presencia de los gases desionizantes impide el restablecimiento del arco eléctrico auxiliándose en esta función por la turbulencia y presión de los gases, haciendo que se aumente la resistencia dieléctrica del aire atrapado dentro del tubo.

La fusión y separación del elemento fusible libera también el mecanismo de enganche del cortacircuito, de modo que el soporte del fusible (portafusible) cae a la posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones.

1.4.2.2. Tipos de fusibles de expulsión [10]:

Las normas EEI-NEMA han dividido a los fusibles de expulsión en dos tipos: rápidos y lentos, los cuales son designados por las letras K y T, respectivamente. Los eslabones K y T del mismo valor nominal tienen puntos idénticos a los 300 segundos. La diferencia entre los dos tipos es la relación de velocidad, la cual es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para los eslabones nominales por debajo de 100 amperios, y de 0.1 segundos y 600 segundos para eslabones nominados por encima de 100 amperios. Por ejemplo, un fusible tipo K nominado en 10 amperios tiene en 0.1 segundos, una corriente de fusión de 120 amperios, y en 300 segundos una corriente de fusión de 18 amperios; la relación de velocidad es, entonces, 120/18 = 6.67.

Los fusibles lentos T tienen relación de velocidad entre 10 y 13, mientras los fusibles rápidos K tienen relación de velocidad entre 6 y 8.1.

Por lo regular el fabricante de fusibles proporciona dos juegos de curvas características tiempo-corriente para cada clase de fusibles: una es la familia de curvas de tiempo mínimo de fusión (Mealting time) y la otra la familia de curvas de tiempo total de interrupción (Clearing time).

1.5. Criterios generales de coordinación de las protecciones de sobrecorriente.

1.5.1. Coordinación relé – relé.

Para lograr una correcta selectividad entre dos relés adyacentes se debe establecer un tiempo de coordinación entre ellos. En caso éste no sea considerado, o sea insuficiente, más de un relé operará ante una falla, generando dificultades a la hora de determinar la localización de la falla y una innecesaria pérdida del suministro eléctrico **[2]**.

La determinación del tiempo de coordinación depende de factores, tales como, el tiempo que le demanda al interruptor de potencia despejar la falla, el error por parte del relé entre el tiempo de su actuación ante una falla y el tiempo teórico establecido por la curva de ajuste, el error de los transformadores de corriente debido a la corriente de excitación necesaria para magnetizar sus núcleos. Finalmente, teniendo en cuenta estos factores, se debe considerar un margen de seguridad adicional, para lograr la correcta actuación de los relés **[2]**.

A continuación se muestran los criterios generales para la coordinación entre relés:

1.5.1.1. Relés ubicados en cascada a una distancia "d", en el mismo nivel de tensión

La elección de la curva de protección del relé R1, debe considerar un tiempo de coordinación con el fin de asegurar selectividad con el relé ubicado aguas abajo (R2). Este tiempo será mayor o igual a 150 ms[6], tal como se muestra en la **Figura 12**.

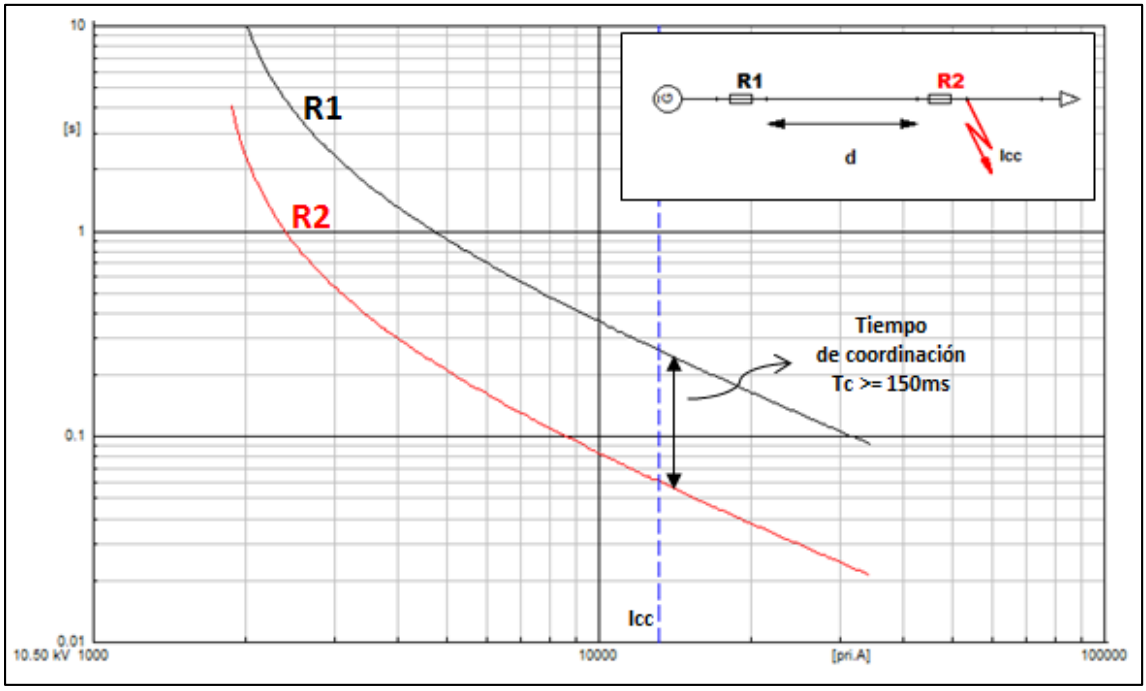


Figura 12. Tiempo de coordinación entre relés de protección.
Fuente: Pinos, M (1992). Elaboración propia.

Para la configuración anterior, se activará la protección instantánea de fases (ANSI 50P) del relé R1, siempre y cuando se cumpla que la corriente de falla en el punto R1 sea mayor o igual a 1.25 veces la corriente de falla en el punto R2. Entonces, el ajuste de la función instantánea de fases del relé R1 será: $I_{50\,R1} = 1.25\, I_{cc2}$. Como consecuencia una falla

[6] Anteriormente con los relés electromecánicos no era posible garantizar una coordinación con tiempos de 150ms. Actualmente esto es viable con la incursión de los relés digitales y la aparición de nuevas tecnologías en los interruptores de potencia, debido a la mayor rapidez con que estos extinguen una falla.

cercana a R1, que no comprometa a la zona protegida por R2, podrá ser despejada de manera instantánea, salvaguardando de esta manera la estabilidad del sistema, al conseguir disminuir el tiempo de permanencia de la corriente de falla. (Se ganará selectividad y velocidad).

Adicionalmente, con el fin de asegurar selectividad en la zona temporizada del relé R2, se respetará un tiempo de coordinación mínimo de 150ms entre las curvas de R1 y R2, a partir de la corriente de ajuste instantáneo de R2, tal como se muestra en la **Figura 13**.

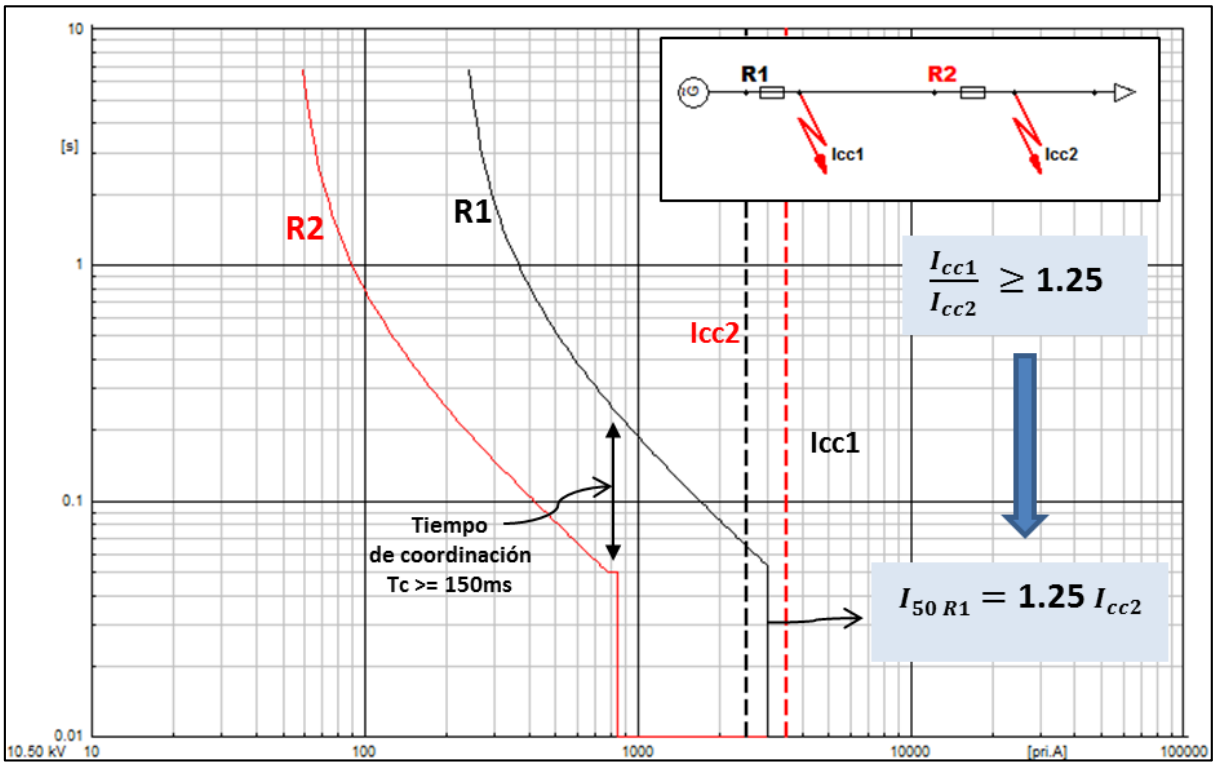


Figura 13. Condición para activación del ajuste de sobrecorriente instantánea de fases.
Fuente: Pinos, M (1992). Elaboración propia.

Se considera el margen del 25%, debido a las ligeras variaciones de corrientes de falla que puedan existir ante cambios en las condiciones de operación del sistema interconectado.

1.5.1.2. Relés de barra y de alimentador en el mismo nivel de tensión

Teniendo en cuenta que el relé de barra se encuentra cerca al relé del alimentador, experimentarán prácticamente el mismo nivel de cortocircuito, por tanto, no se considera la activación de la función de sobrecorriente instantánea (ANSI 50P) para la protección de la barra, puesto que al ser instantánea no existirá selectividad para fallas muy cerca de la barra, ubicadas en la red del alimentador. Adicionalmente, se tendrá en cuenta un tiempo de coordinación mayor o igual a 150ms, para la máxima corriente de falla en la barra (Icc). Así mismo, este tiempo se debe respetar en el punto donde inicia la zona instantánea de la curva de protección del relé del alimentador. Lo indicado se muestra en la **Figura 14**.

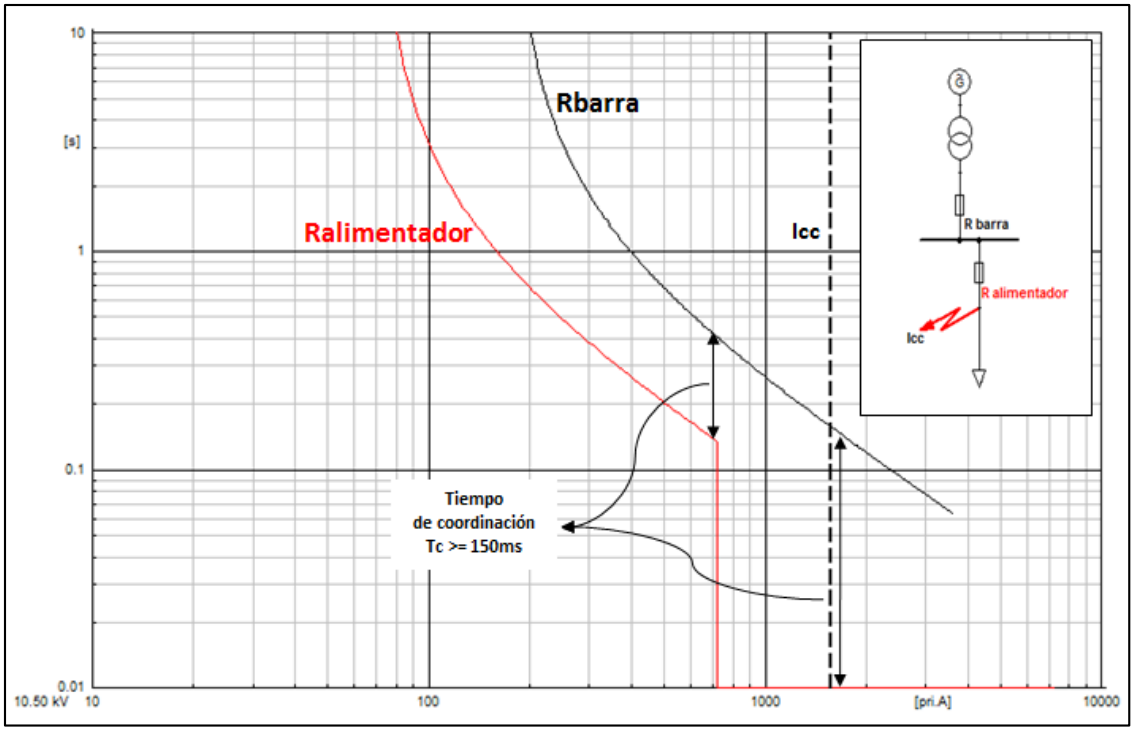


Figura 14. Coordinación entre relés de barra y alimentador en un mismo nivel de tensión
Fuente: Pinos, M (1992). Elaboración propia.

1.5.1.3. Ajuste entre relés de barra AT y barra MT, a diferente nivel de tensión:

Se activará la protección instantánea de sobrecorriente entre fases (ANSI 50P) para el relé correspondiente al lado de alta tensión (AT), teniendo en cuenta el siguiente criterio: $I_{cc-BT} \leq I_{50P-AT} \leq I_{cc-AT}$

Donde,

I_{cc-BT} : Corriente medida en el lado de alta tensión ante un cortocircuito en la barra de baja tensión.

I_{cc-AT} : Corriente medida en el lado de alta tensión ante un cortocircuito en la barra de alta tensión.

I_{50P-AT}: Ajuste de la función sobrecorriente instantánea correspondiente el lado de alta tensión.

Se ajusta la función instantánea, con el fin de despejar fallas en bornes de alta tensión en el menor tiempo posible. Este ajuste será mayor a la corriente medida en el lado de alta tensión ante una falla en media tensión, con el fin de evitar disparo indeseado en alta tensión. La **Figura 15** muestra este criterio.

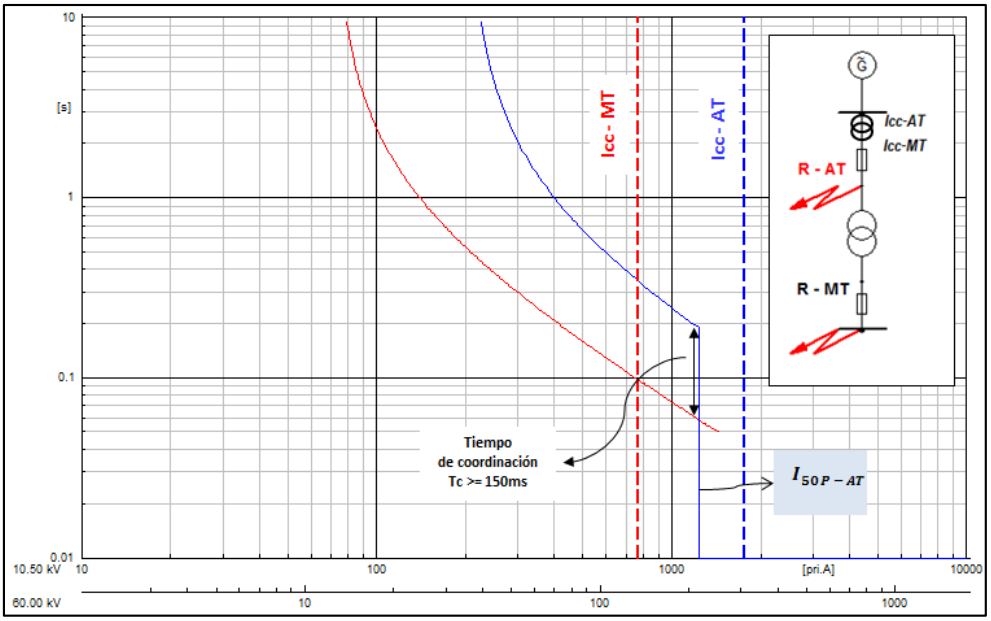


Figura 15. Ajustes entre relé de barra AT y barra MT en diferente nivel de tensión
Fuente: Pinos, M (1992). Elaboración propia.

1.5.2. Coordinación fusible – fusible.

Esta coordinación se establece para aquellos fusibles que operan en serie, en un mismo nivel de tensión. El fusible más cercano a la fuente será el fusible protegido y el más alejado será el fusible protector. En la **Figura 16** se esquematiza lo indicado.

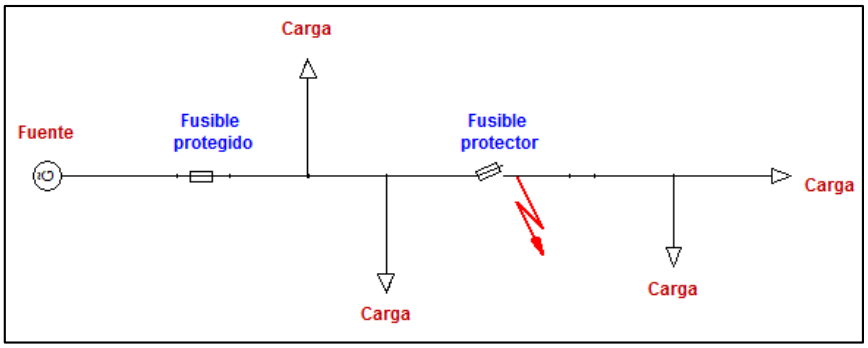


Figura 16. Esquema de coordinación entre fusibles.
Fuente: Pinos, M (1992). Elaboración propia.

Se considerará que existe coordinación entre dos fusibles ubicados en serie, siempre y cuando, el tiempo máximo de despeje (Maximun clearing time) del elemento protector no exceda el 75% del tiempo mínimo de fusión (Mínimum melting time) del elemento protegido. Con esto se logra que el elemento protector interrumpa y despeje la falla antes que sea dañado el elemento protegido. El margen del 25% entre las curvas (denominado margen de coordinación), se justifica por la necesidad de compensar las variables de operación de los fusibles, las cuales son: precalentamiento debido a la corriente de carga, temperatura ambiente posiblemente diferente a la esperada y el calor de fusión **[11]**.

El criterio mencionado, se evalúa en condiciones de una falla trifásica en el punto de ubicación del fusible protector, para el escenario de máxima corriente de cortocircuito; tal como se muestra en la **Figura 17**.

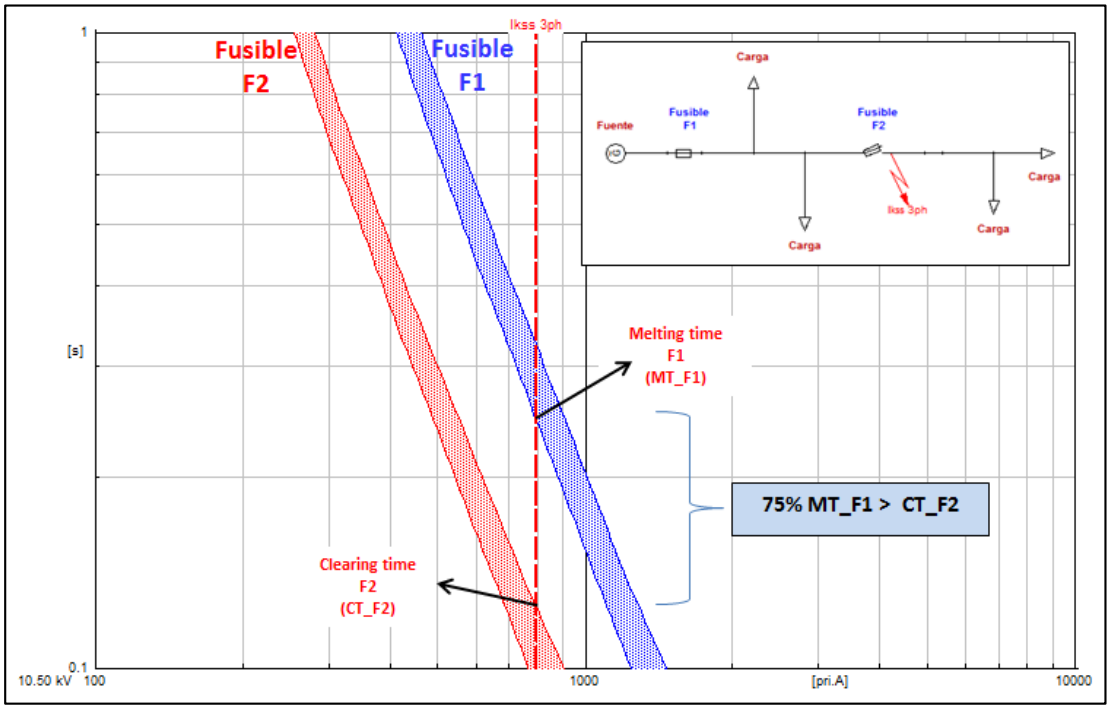


Figura 17. Coordinación entre fusibles de expulsión.
Fuente: Pinos, M (1992). Elaboración propia.

1.5.3. Coordinación relé – fusible

En la **Figura 18** se esquematiza el criterio de coordinación entre el relé y el fusible de expulsión. Tal como se muestra, este caso corresponde a la configuración en la que el fusible se ubica aguas abajo del relé.

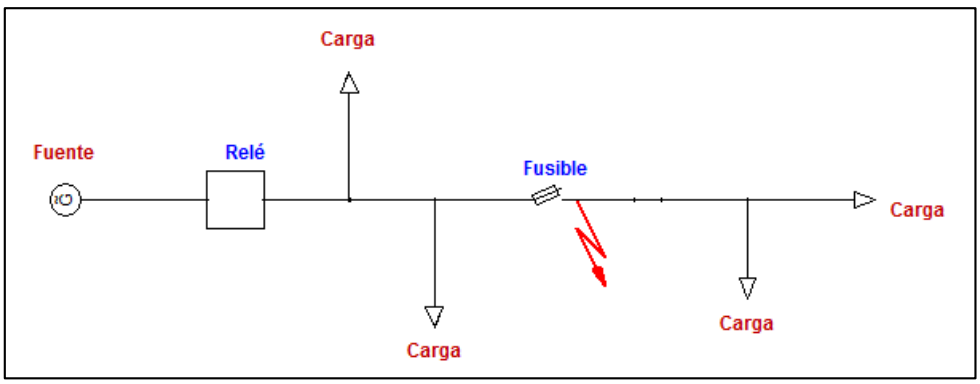


Figura 18. Coordinación entre relé y fusible de expulsión
Fuente: Pinos, M (1992). Elaboración propia.

Se deben tener en cuenta los errores que se presentan en los relés, transformadores de corriente y el error máximo aceptado por los fabricantes para las curvas de los fusible (7.5%) **[11]**. En tal sentido, se considera un tiempo de coordinación de 150 ms, con el fin de asegurar la selectividad entre estos dos equipos de protección. El tiempo de coordinación se evalúa entre la curva de máximo tiempo de despeje del fusible y la curva definida del relé, para la máxima corriente de cortocircuito trifásico en el punto de ubicación del fusible.

Para la coordinación del relé con un fusible, se escogen curvas de coordinación extremadamente inversa, debido a la similitud que tienen éstas con las de las curvas de los fusibles. En la siguiente **Figura 19** se detalla el criterio antes mencionado.

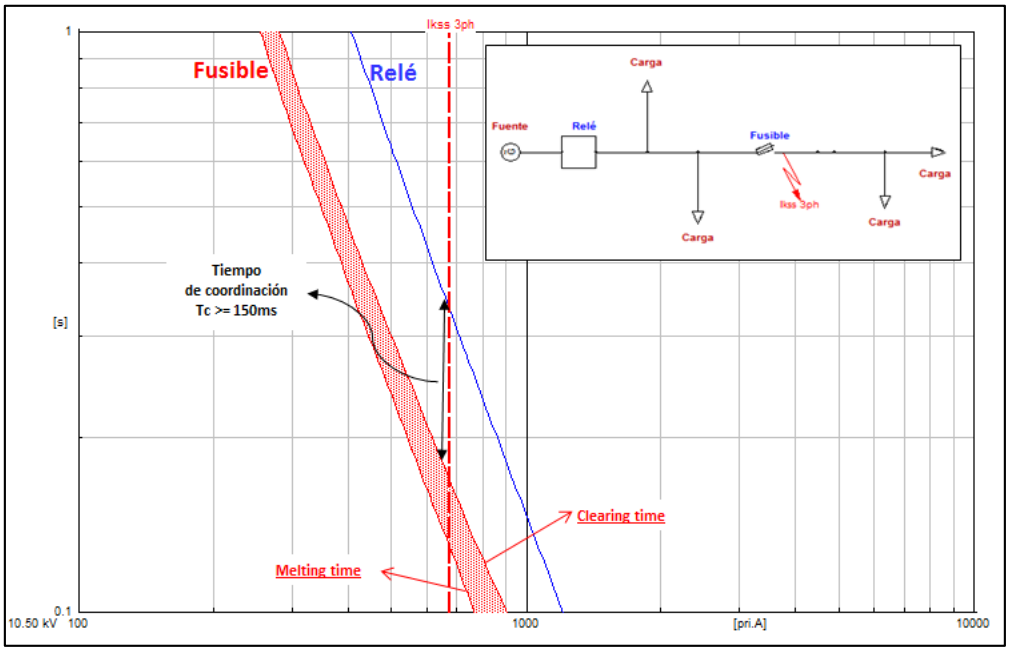


Figura 19. Criterio de coordinación entre relé y fusible de expulsión.
Fuente: Pinos, M (1992). Elaboración propia.

1.6. Fallas a tierra y régimen de neutro en sistema de distribución.

Por la propia naturaleza física de los tipos de cortocircuitos, la ocurrencia de un trifásico es menos probable, en contrapartida, el cortocircuito a tierra es el más común. Los porcentajes medios de ocurrencia de cada tipo de falla, se muestran en la **Tabla 3 [6]**:

Tabla 3. Porcentaje de ocurrencia de cortocircuitos

Tipo de cortocircuito	Ocurrencia en %
Trifásico	6
Bifásico	15
Bifásico a tierra	16
Monofásico	63

Fuente: Kindermann, G. (2005).

La magnitud de corriente de falla durante un cortocircuito bifásico o trifásico, depende de la distancia del punto de falla respecto a la fuente y de la resistencia de falla, la cual por lo general es cero para este tipo de fallas. Sin embargo, en una falla a tierra el régimen del neutro del sistema y la resistencia de falla, son factores muy influyentes para la determinación de la corriente de falla.

La resistencia de falla depende de la naturaleza del terreno donde ocurra la falla a tierra, así como del tiempo que ésta dure. En la **Tabla 4** se muestran los valores que experimenta la resistencia de falla teniendo en cuenta las condiciones mencionadas **[8].**

Tabla 4. Resistencia de falla en función del terreno

TIPO DE SUELO EN PUNTO DE FALLA	INTERVALO DE TIEMPO (ms)	RESISTENCIA DE FALLA (Ω)
Jardín con césped	0 - 280	91.6
	290	137
	550 - 850	40.5
Tierra seca y pocas piedras	85-125	233
	125 - 440	58.8
Tierra seca de cultivo	0 - 220	62.9
	220 - 700	42
Tierra húmeda con hierba	0 - 50	17.6
	50 -260	13.3
	260 - 700	9.6
Tierra de cultivo	0 -110	43.3
	200 - 400	15
Pedregoso con residuos de construcción	0 - 300	253
	310	289
	550 - 1050	98.6
Terreno arenoso con piedras	0 - 150	7619
	150 - 215	1515
	215 - 285	920
	285 - 415	553
	415 - 915	395
Asfalto	0 - 105	141
	105 - 400	203
Vereda húmeda	0 - 450	38.1
	450 -800	31.2
Arena seca	0 - 300	659
Acequia con poca agua	0 - 65	47
	65 - 175	27
	175 - 895	23

Fuente: Arroyo, C. (1998).

Con los valores elevados que puede alcanzar la resistencia de falla, se generan corrientes de pequeña magnitud que obligan a un mayor requerimiento en términos de sensibilidad a la hora de medir estas corrientes. En este caso los transformadores tipo toroide resultan ser más efectivos que los convencionales debido al menor error que éstos inducen a la hora de medir corrientes homopolares.

Un factor que determina el comportamiento del sistema durante una falla a tierra, es el régimen del neutro o también llamado aterramiento, el cual se refiere al esquema de conexión que tiene el neutro respecto a tierra y tiene como objetivos, minimizar las sobretensiones y los esfuerzos térmicos durante fallas a tierra, brindar seguridad a las personas y complementar la función de los equipos de protección en la detección y despeje de fallas a tierra **[12]**. En la **Tabla 5** se muestra una clasificación general de los sistemas de aterramiento: sistemas aislados, efectivamente aterrados, aterrados con baja impedancia, aterrados con alta impedancia y sistemas resonantes.

Tabla 5. Clasificación de los sistemas de aterramiento

Clasificación de aterramiento	Relación de componentes simétricas			$\frac{\dot{I}_{cc1\emptyset-tierra}}{\dot{I}_{cc3\emptyset}}$	$\frac{\dot{V}_{fase\ cc1\emptyset-tierra}}{\dot{V}_{fase\ nominal}}$
	X0/X1	R0/X1	R0/X0		
A. Efectiva					
Efectiva	0-3	0-1	-	>60	≤2
Muy efectiva	0-1	0-0.01	-	>95	<1.5
B. Inefectiva					
Inductancia					
Baja inductancia	3-10	0-1		>25	<2.3
Alta inductancia	>10		<2	<25	≤2.73
Resistencia					
Baja resistencia	0-10		≥2	<25	<2.5
Alta resistencia		>100	≥(-1)	<1	≤2.73
Inductancia y resistencia	>10	-	>2	<10	≤2.73
Resonante				<1	<2.73
Aislado/capacitancia					
Rango A	- ∞ a – 40	-	-	<8	≤3
Rango B	-40 a 0	-	-	>8	>3

Fuente: Kindermann, G. (2005).

1.6.1. Sistema con neutro aislado:

En un sistema con neutro aislado no existe conexión intencional del neutro a tierra **[12]**. Este tipo de sistemas es aterrado a través de la capacitancia línea a tierra distribuida de los conductores, la cual en condiciones normales, representa el camino para las corrientes de fuga a lo largo de la red y en condiciones de falla a tierra, representa el camino de la corriente de falla a tierra. Dentro de esta clasificación se encuentran los sistemas delta y los sistemas estrella sin conexión a tierra. En la **Figura 20** se muestra la representación de un sistema delta.

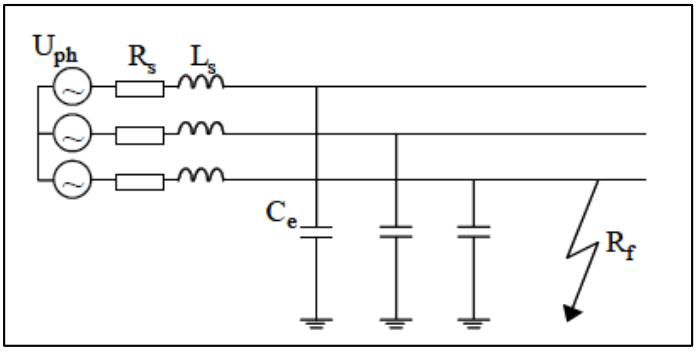


Figura 20. Sistema con neutro aislado. Conexión delta.
Fuente: Guldbrand, A. (2009)

Ante la ocurrencia de una falla a tierra en un sistema aislado, la corriente homopolar es proporcional a la capacitancia fase a tierra del sistema **[13]**; mientras que la tensión en la fase fallada disminuye y en las fases sanas[7] se incrementan. En el caso de una falla a tierra con resistencia de falla igual a cero, el voltaje fase a tierra en las fases sanas se incrementa a un valor de $\sqrt{3}$ veces el voltaje fase a tierra que se tiene en condiciones normales de operación, mientras que en la fase fallada su valor disminuye a cero. En la **Figura 21** se verifica el comportamiento de las corrientes y tensiones durante una falla a tierra en un sistema aislado.

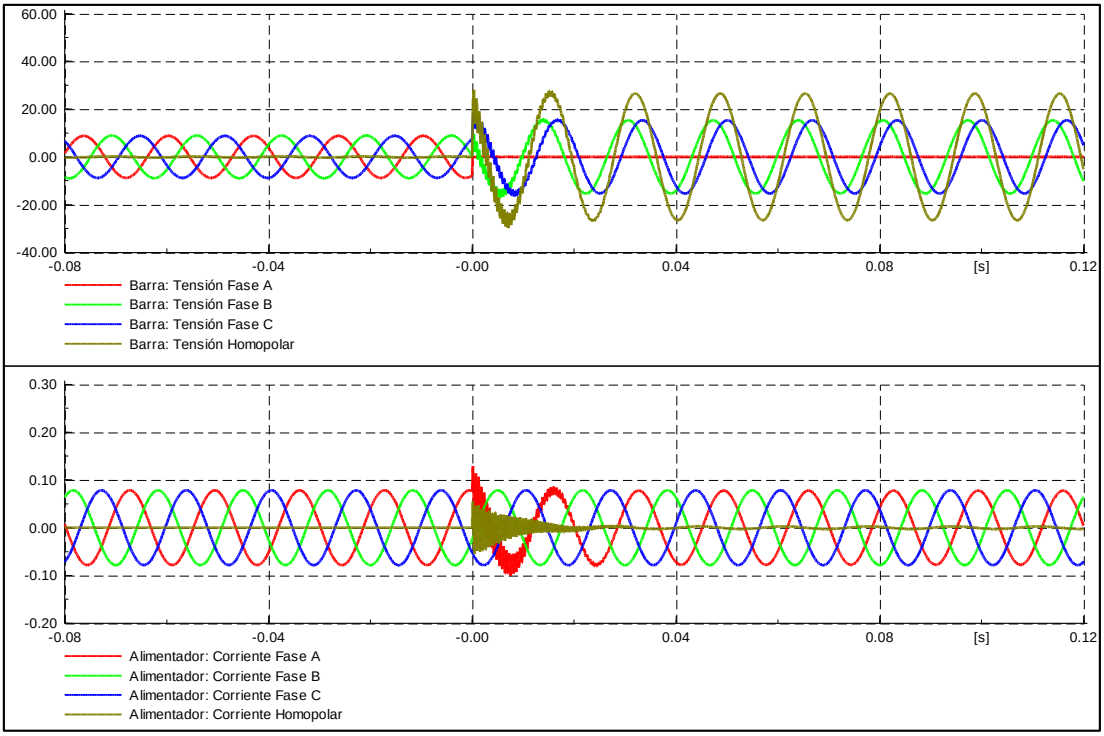


Figura 21. Simulación de una falla a tierra en un sistema aislado.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

[7] Fases en las que no se dio la falla a tierra.

La corriente debida al efecto capacitivo de las líneas, se incrementa a medida que se tienen más alimentadores en la red y sobre todo cuando las redes son subterráneas, debido a la mayor admitancia capacitiva que tienen éstas frente a las redes aéreas **[13]**. La **Figura 22** esquematiza la aparición de esta corriente durante una falla a tierra, en una red con varios alimentadores.

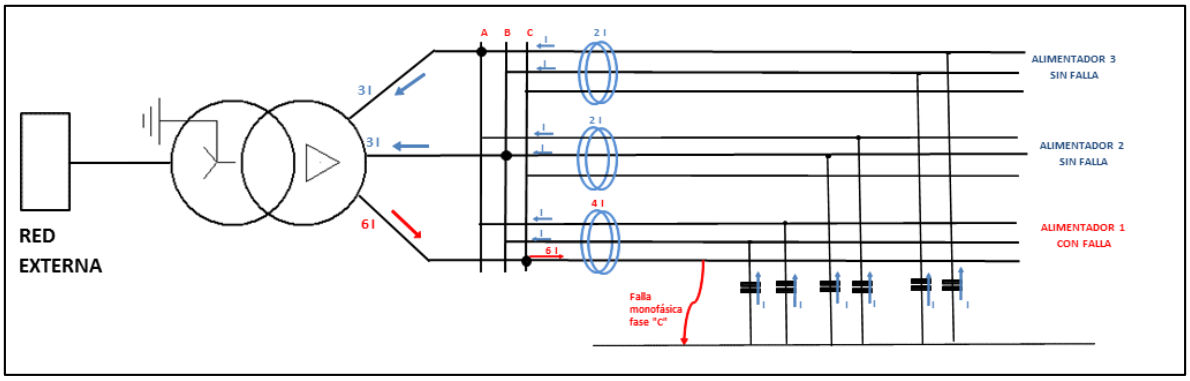


Figura 22. Falla a tierra a tierra en un sistema neutro aislado conformado por varios alimentadores.

Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

Durante una falla a tierra en un sistema aislado existe un aporte de corriente homopolar en cada uno de los alimentadores sin falla. La suma de estos aportes genera una corriente homopolar que es vista por el alimentador con falla. Por otra parte, la particularidad del alimentador fallado es la dirección del vector de corriente homopolar ($3\overline{I0}$) respecto al vector de tensión homopolar ($3\overline{V0}$). Para la evaluación de esta dirección, en la **Figura 23** se muestra el modelo de secuencias para una falla a tierra en sistema.

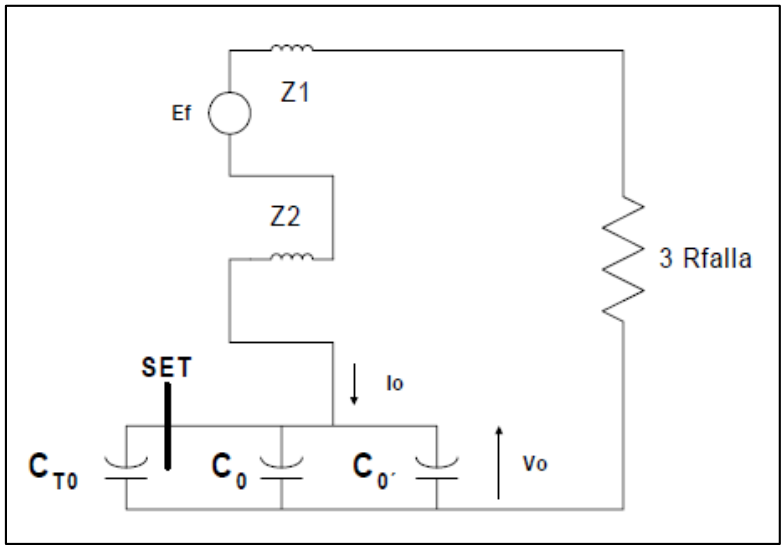


Figura 23. Red de secuencia para una falla a tierra en un sistema aislado con varios alimentadores.

Fuente: Arroyo, C. (1998).

Donde

E_f= El voltaje de pre-falla en el punto de falla, equivalente al voltaje fase-tierra del sistema.

C_{T0} = Capacidad total homopolar de los alimentadores sin falla.

$C_0\ y\ C_0{}'$ = Capacidad homopolar del alimentador fallado.

$Z_1\ y\ Z_2$ = Impedancia de secuencia positiva y negativa del sistema.

R_{Falla} = Resistencia de falla a tierra.

$3I_0{}'$=Corriente homopolar medida por el alimentador con falla.

Debido a que las reactancias de secuencia cero son mucho mayores a las impedancias de secuencia positiva y negativa del sistema, el circuito se reduce tal como se muestra en la F**igura 24**.

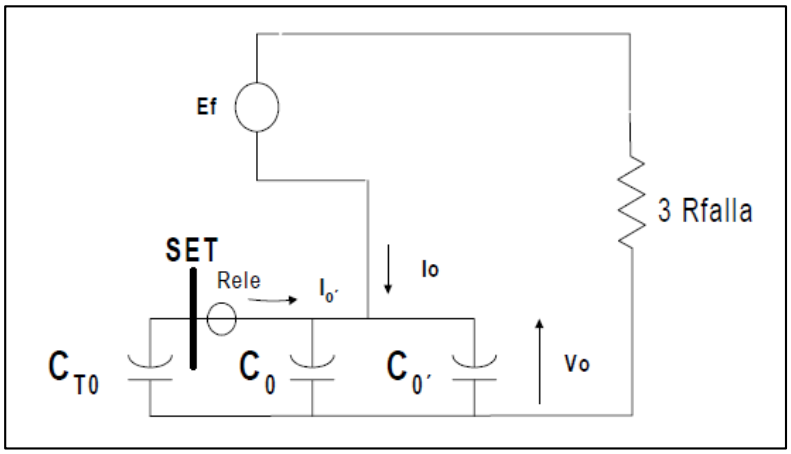


Figura 24. Simplificación de la red de secuencia para una falla a tierra en un sistema aislado con varios alimentadores.
Fuente: Arroyo, C. (1998).

Donde

$$I_0 = \frac{E_f}{\sqrt{(3R_f)^2 + \frac{1}{w^2(C_{T0}+C_0+C_{0\prime})^2}}} \quad \textbf{(4)}$$

La corriente homopolar del relé es:

$$I'_0 = I_0 \frac{C_{T0}}{C_{T0}+C_0+C_{0\prime}} \quad \textbf{(5)}$$

Teniendo en cuenta la existencia de varios alimentadores:

$$C_{T0} \gg C'_0 + C_0 \rightarrow I'_0 \approx I_0$$

$$I'_0 = \frac{E_f}{\sqrt{(3R_f)^2 + \frac{1}{(w\,C_{T0})^2}}} \quad \textbf{(6)}$$

$$V_0 = \frac{I'_0}{w\,C_{T0}} \quad \textbf{(7)}$$

De las dos expresiones se verifica lo siguiente:

- A mayor resistencia de falla se produce una disminución de la corriente homopolar medida en el alimentador fallado y por consiguiente una disminución de la tensión homopolar.
- A mayor capacitancia de las redes no afectadas, aumenta la corriente de homopolar medida en el alimentador con falla.

De manera fasorial podemos determinar la relación entre las magnitudes vectoriales.

$$\overline{V_0} = \frac{\overline{I'_0}}{w\,C_{T0}} j \quad \textbf{(8)}$$

A partir de la expresión fasorial se determina que para el alimentador con falla, la tensión homopolar se encuentra 90° en adelanto a la corriente homopolar. Por otro lado, los alimentadores sin falla medirán un atraso de 90° de la tensión homopolar respecto a su corriente homopolar. La **Figura 25** muestra el comportamiento fasorial de estas variables de secuencia homopolar durante una falla a tierra en sistema aislado compuesto por 03 alimentadores.

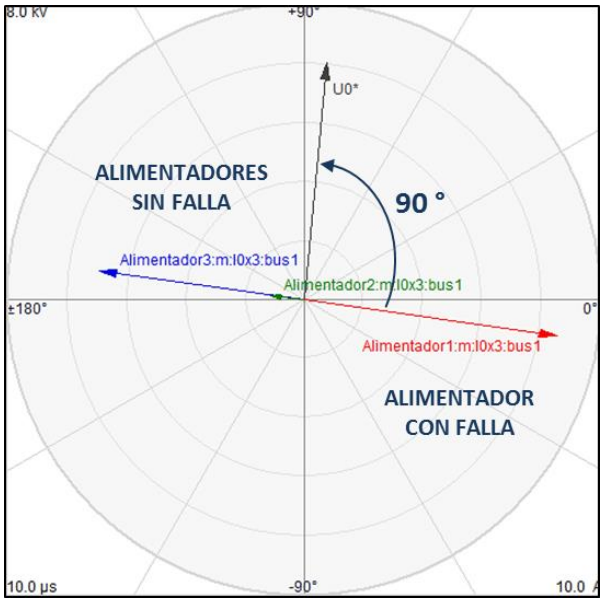


Figura 25. Orientación de la corriente homopolar durante una falla a tierra en un sistema aislado.

Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

Para el caso de una red que posee un solo alimentador, la corriente homopolar que medirá el transformador tipo toroide durante una falla a tierra será cero, debido a que la corriente de efecto capacitivo que se logra en las fases no falladas, es eliminada por el retorno en la fase fallada, tal como se muestra en la **Figura 26**.

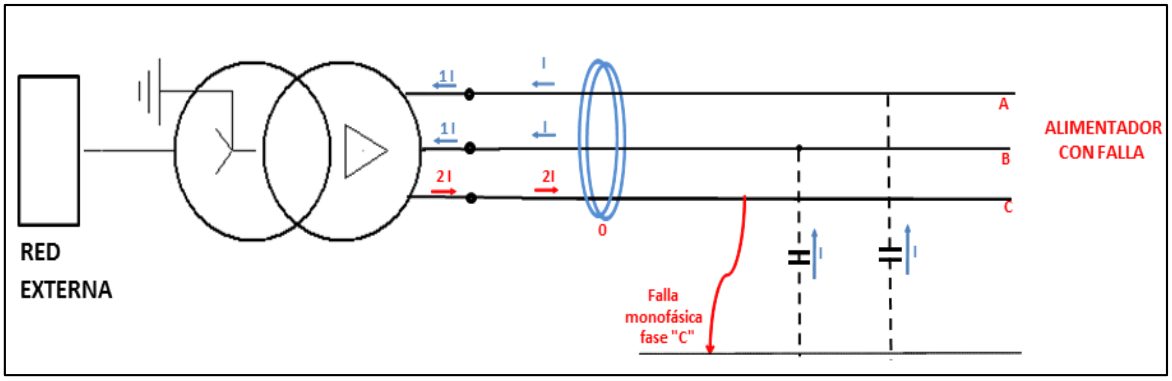


Figura 26. Falla a tierra en un sistema neutro aislado conformado por un alimentador.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

En términos de protección eléctrica, la función de sobretensión homopolar (ANSI 59N) es aprovechada para la detección de fallas a tierra en un sistema aislado. Sin embargo, ésta no es selectiva cuando existen varios alimentadores, ya que la aparición de la tensión homopolar se refleja en toda la red, por lo tanto es imposible identificar el circuito fallado. Por esta razón, se recomienda utilizar esta función como protección principal cuando la red tiene un solo alimentador o como respaldo cuando existen varios alimentadores.

Otra estrategia de protección contra fallas a tierra en sistemas aislados, es la protección de sobrecorriente direccional de neutro sensible (ANSI 67NS). La cual aprovecha la aparición de corriente homopolar y su dirección de ésta con respecto a la tensión homopolar. Sin embargo, por lo indicado anteriormente, no es efectiva cuando existe un solo alimentador.

1.6.2. Sistema sólidamente aterrado:

Un sistema sólidamente aterrado posee una conexión directa del neutro a tierra, sin la presencia de alguna impedancia entre estos puntos ($R \approx 0\ \Omega$). En media tensión existen 02 implementaciones prácticas para este tipo de sistemas: Sistema aterrado y sistema multiaterrado. La red de un sistema aterrado puede estar conformado por tres conductores (01 por cada fase) con todas las cargas conectadas fase a fase, o por 04 conductores (01 por cada fase + 01 neutro que se extiende a lo largo de la red de distribución) con todas las cargas conectadas fase a tierra. Para éste último caso, el desbalance de la corriente de carga retorna por medio del neutro extendido, mientras que la corriente de falla a tierra lo hace desde la tierra hacia el neutro de la subestación de transformación. En el sistema multiaterrado el aterramiento se da en el neutro del transformador de potencia y a lo largo del neutro que recorre la red de distribución. La detección de fallas a tierra de alta impedancia se complica en este tipo de sistemas, puesto que el relé de protección mide la corriente a tierra combinada con la corriente de desbalance debido a las cargas monofásicas [12]. La **Figura 27** muestra las diferentes implementaciones para un sistema aterrado.

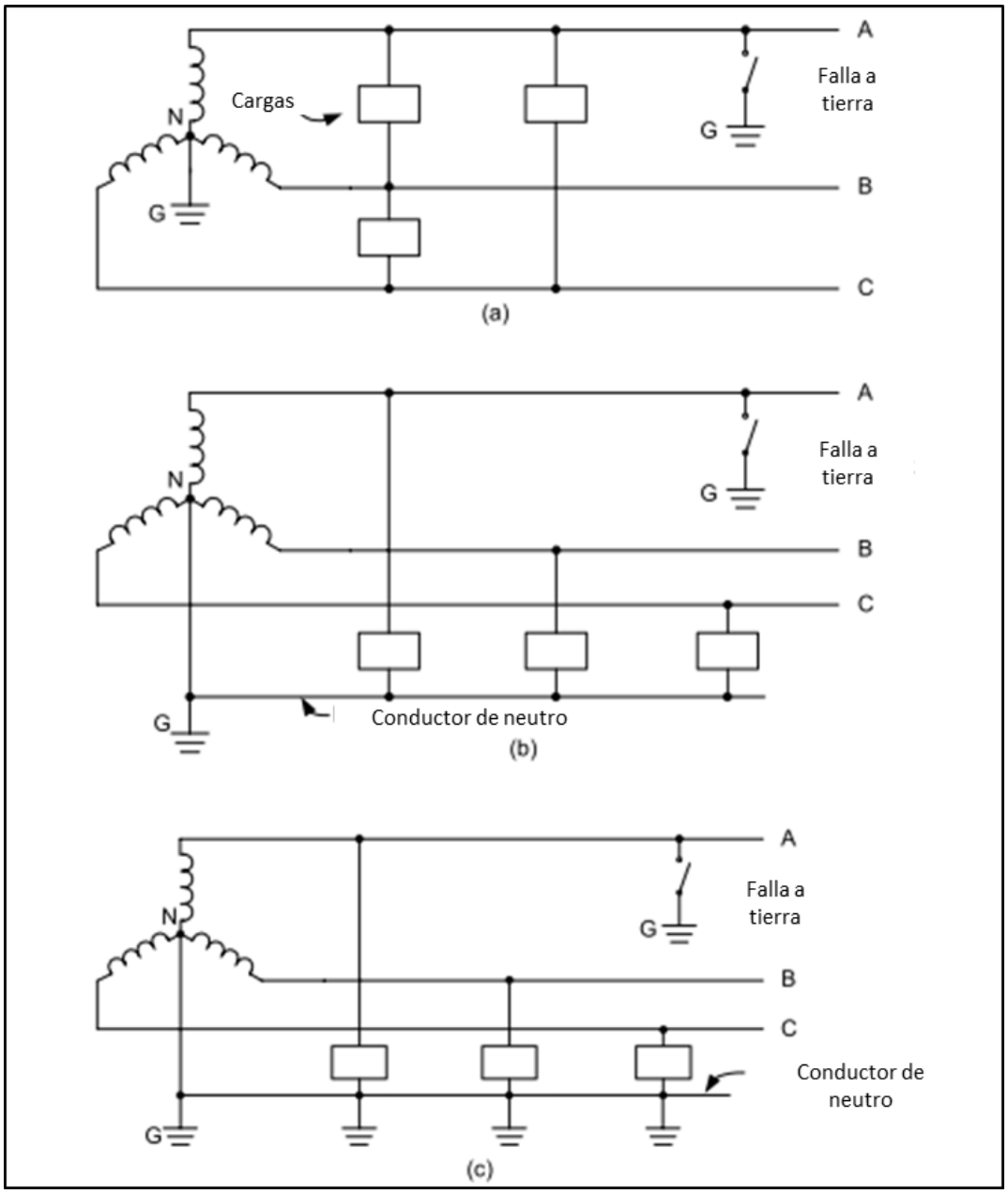


Figura 27. Sistema aterrado de 03 conductores (a). Sistema aterrado de 04 conductores (b). Sistema multiaterrado (c).
Fuente: Roberts, J., Altuve, H., & Hou, D. (2001).

En un sistema aterrado la magnitud de la tensión en las fases sanas no se altera durante una falla a tierra, disminuyendo de esta manera las sobretensiones, sin embargo, ocurre un aumento considerable de la corriente de la fase fallada y de la corriente homopolar. La disminución de las sobretensiones representa una ventaja, puesto que disminuye el requerimiento del nivel aislamiento nominal que deben tener los equipos que operen en este sistema. Por otro lado, el aumento de la corriente a tierra, eleva los esfuerzos térmicos a los que estarán sometidos los equipos de potencia. En la **Figura 28** se muestra la simulación de una falla a tierra en un sistema aterrado.

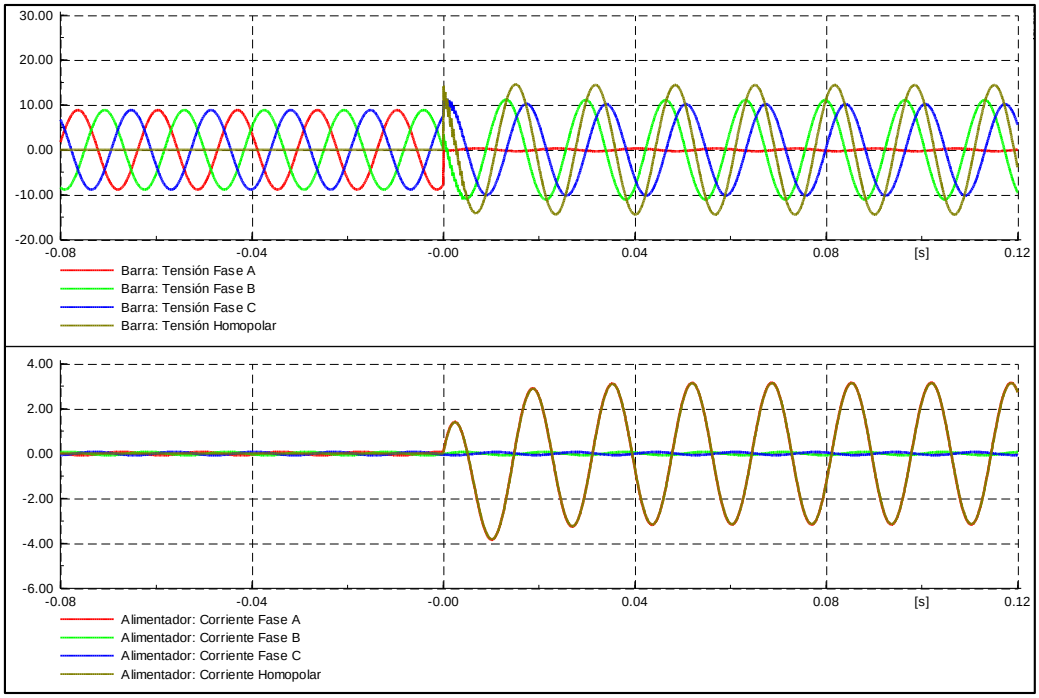


Figura 28. Simulación de una falla a tierra en un sistema sólidamente aterrado.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

Para evaluar el comportamiento de los sistemas aterrados, en la **Figura 29** se muestra la representación de una falla a tierra en los terminales de un generador síncrono, cuyo neutro se encuentra aterrado.

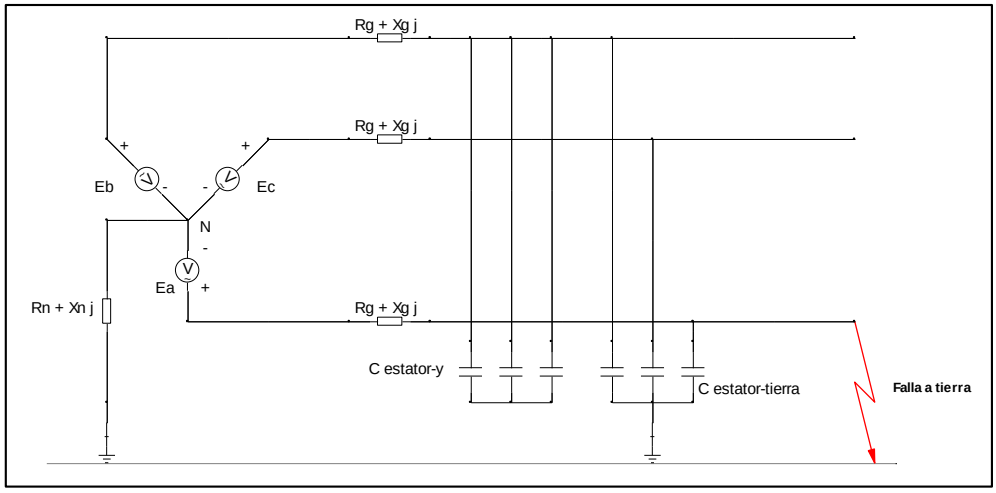


Figura 29. Falla a tierra en los terminales del generador síncrono.
Fuente: Kindermann, G. (2005). Elaboración propia.

Donde,

R_n: Resistencia de aterramiento.

X_n: Reactancia de aterramiento.

R $_g$: Resistencia del generador síncrono.

X $_g$: Reactancia del generador síncrono.

E: Tensión de fase en el terminal del generador síncrono girando en vacío.

C $_{estator-Y}$: Capacitancia por fase, en representación Y de las bobinas de estator del generador síncrono.

C $_{estator-tierra}$: Capacitancia por fase a tierra, entre la bobina del estator y la carcasa.

Aplicando el teorema de componentes Simétricas de Fortescue al esquema de cortocircuito a tierra, los modelos de secuencia son conectados en serie, tal como se muestra en la **Figura 30**.

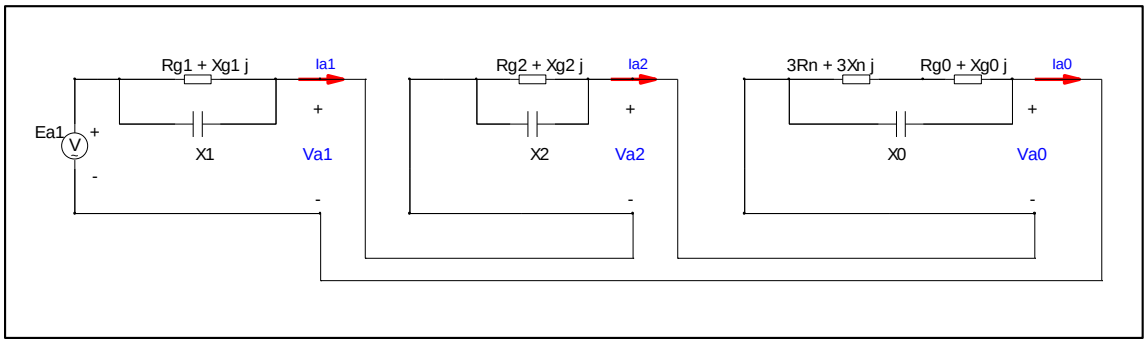


Figura 30. Red de secuencia para una falla a tierra fase A, en los terminales de un generador síncrono.
Fuente: Kindermann, G. (2005). Elaboración propia.

Las capacitancias de secuencia posita y negativa son iguales y son obtenidas por:

$$C_1 = C_2 = C_{estator-Y} + C_{estator-tierra}$$

$$C_0 = C_{estator-tierra}$$

Las reactancias capacitivas son:

$$X_{c1} = X_{c2} = \frac{1}{2\pi f C_1} \quad \textbf{(9)}$$

$$X_{c0} = \frac{1}{2\pi f C_0} \quad \textbf{(10)}$$

Del circuito mostrado en la figura 27 se obtiene:

$$\bar{I}_{a1} = \bar{I}_{a2} = \bar{I}_{a0} = \frac{\bar{E}_{a1}}{2[(R_g + jX_g)//\ (-jX_{C1})] + [R_g + 3R_N + j(X_g + 3X_N)]//\ (-jX_{c0})} \quad \textbf{(11)}$$

La corriente homopolar será: $3\bar{I}_0 = \bar{I}_{a0} + \bar{I}_{a1} + \bar{I}_{a2} = 3\bar{I}_{a1}$ **(12)**

La tensión homopolar será: $3\bar{V}_0 = -3\bar{I}_0\left[R_g + 3R_N + j\left(X_g + 3X_N\right)\right] // \left(-jX_{c0}\right)$ **(13)**

Considerando el valor elevado que presenta la reactancia capacitiva frente a los demás impedancias. Además, teniendo en cuenta que en un sistema aterrado no existe impedancia de aterramiento, los valores de resistencia y reactancia de aterramiento serán cero. De esta manera la expresión anterior se reduce a: $3\bar{V}_0 = -3\bar{I}_0\left[R_g + j\,X_g\right]$ **(14)**

Con la expresión reducida se define una relación vectorial entre la tensión homopolar y la corriente homopolar en un sistema con neutro sólidamente aterrado. Si consideramos la reactancia del generador igual a tres veces su resistencia, se obtiene un adelanto de la corriente homopolar en 108° respecto a la tensión homopolar. Tal como se muestra en la **Figura 31**.

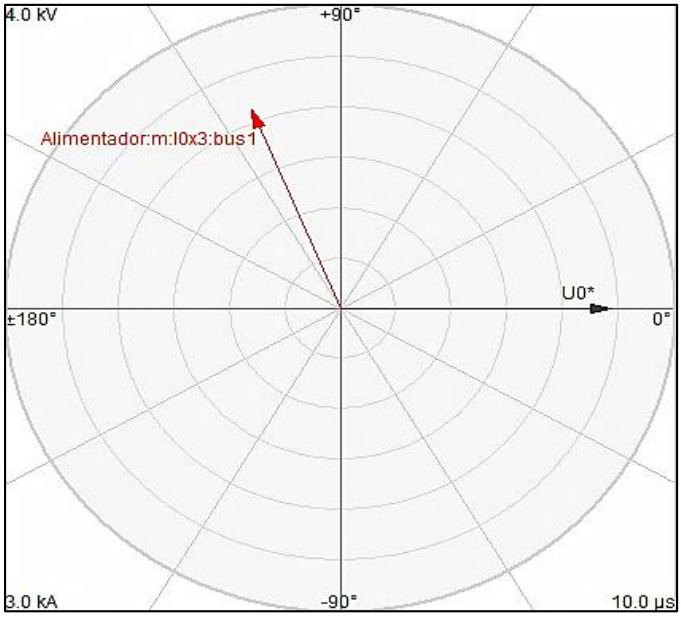


Figura 31. Orientación de la corriente homopolar durante una falla a tierra en un sistema sólidamente aterrado.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

1.6.3. Sistema aterrado con impedancia baja

El objetivo de este tipo de sistemas es limitar la corriente de falla a tierra, mediante una resistencia o un reactor de baja impedancia. De esta manera se reduce el esfuerzo térmico al que serán sometidos los equipos eléctricos que operen en el sistema **[12]**.

El valor de la impedancia dependerá de la máxima corriente de falla que en la etapa de diseño se establezca. Un criterio a tener en cuenta para escoger la corriente máxima, puede ser el siguiente: en un sistema rural la corriente de falla a tierra se tiende limitar a valores comprendidos entre 150 y 300A primarios, y en un red urbana que tiene una alta corriente capacitiva, debido al aporte de las redes subterráneas, la resistencia es seleccionada para limitar la corriente de falla a tierra a un máximo de 1000A **[12]**.

En la **Figura 32** se muestra la simulación de una falla a tierra en la fase A, en un sistema aterrado con baja impedancia (20Ω de resistencia). En este caso, la corriente de falla queda limitada a 300A. Así mismo, se aprecia un aumento de las tensiones en las fases sanas. Este aumento de corrientes y tensiones homopolares, evidencia el comportamiento ante fallas a tierra, que tienen los sistemas aterrados con impedancia. Es decir se combinan los efectos de un sistema aislado con uno aterrado, de manera atenuada.

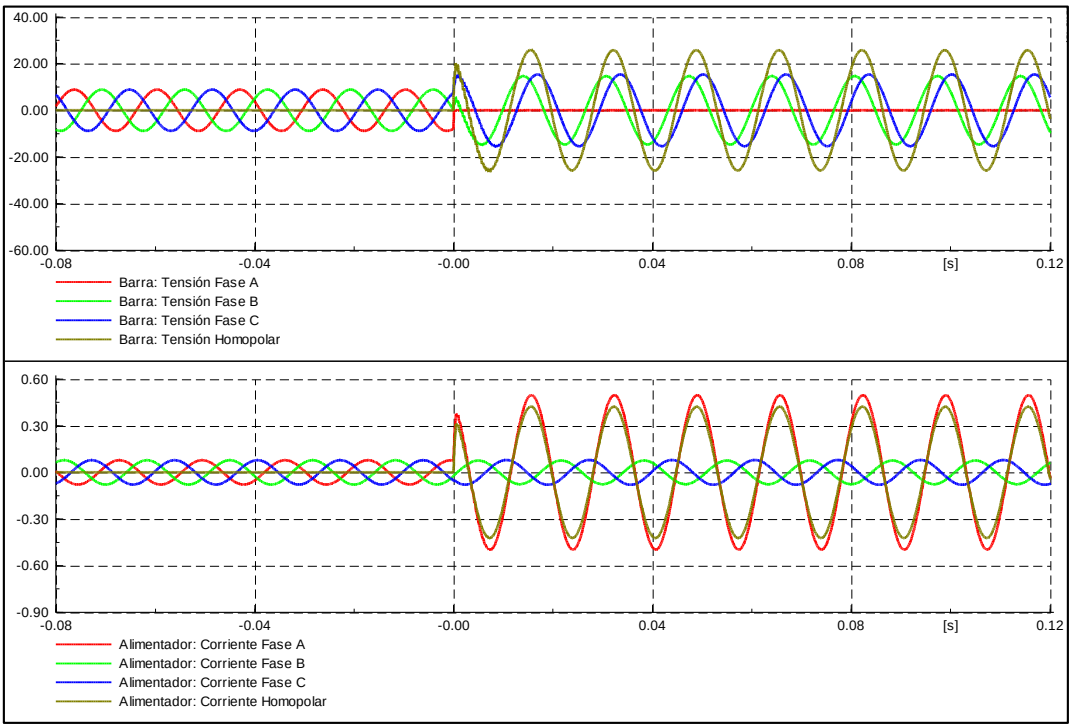


Figura 32. Simulación de una falla a tierra en un sistema aterrado con baja impedancia.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

Al igual que un sistema sólidamente aterrado, en un sistema aterrado con baja resistencia, la reactancia capacitiva es mucho mayor a las demás impedancias de tal manera que se puede eliminar de la expresión indicada en los sistemas sólidamente aterrados.

$$3\bar{V}_0 = -3\bar{I}_0\left[R_g + 3R_N + j\left(X_g + 3X_N\right)\right] \quad \textbf{(15)}$$

Considerando que existe una impedancia de aterramiento, la cual es mucho mayor a la impedancia del generador, la expresión se reduce a:

$$3\bar{V}_0 = -3\bar{I}_0[3R_N + j\ 3X_N] \quad \textbf{(16)}$$

Durante una falla a tierra, la dirección entre la corriente homopolar y la tensión homopolar en un sistema aterrado con baja impedancia, dependerá de la relación entre la resistencia y la inductancia de aterramiento. De tal manera que si el sistema se encuentra aterrado con una resistencia, la corriente se encuentra en oposición a la tensión homopolar (-180°) y si el sistema es aterrado con una inductancia la corriente se encuentra adelantada 90° con respecto a la tensión homopolar. Los casos indicados se muestran en las **Figuras 33** y **34**.

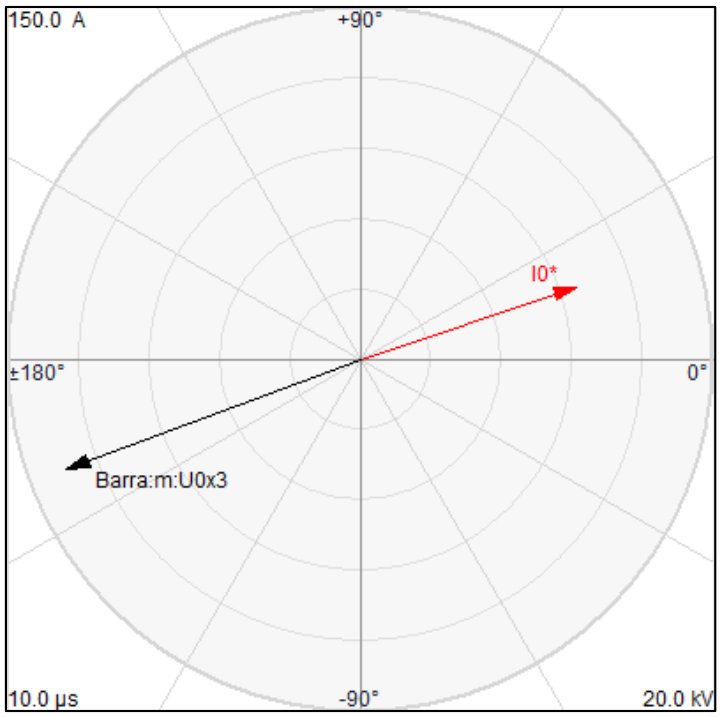


Figura 33. Orientación de la corriente homopolar durante una falla a tierra en un sistema aterrado con resistencia.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

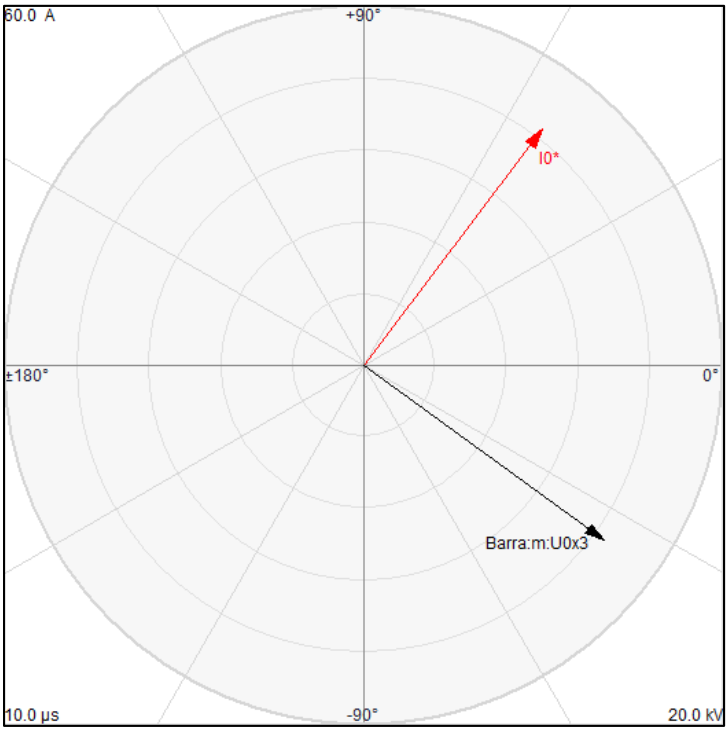


Figura 34. Orientación de la corriente homopolar durante una falla a tierra en un sistema aterrado con inductancia.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

1.6.4. Sistema aterrado con impedancia alta:

En este tipo de sistemas el neutro es conectado a tierra a través de una resistencia o reactor con una impedancia igual o poco menor que la reactancia capacitiva total del sistema. Este aterramiento limita la corriente de falla a 25A o menos **[12]**.

El efecto de haber disminuido la corriente homopolar tiene como desventaja la disminución de sensibilidad por parte de los equipos de protección, para la detección de fallas a tierra; así mismo, incrementa el nivel de sobretensión. La **Figura 35** muestra la simulación de una falla a tierra en un sistema aterrado con alta impedancia.

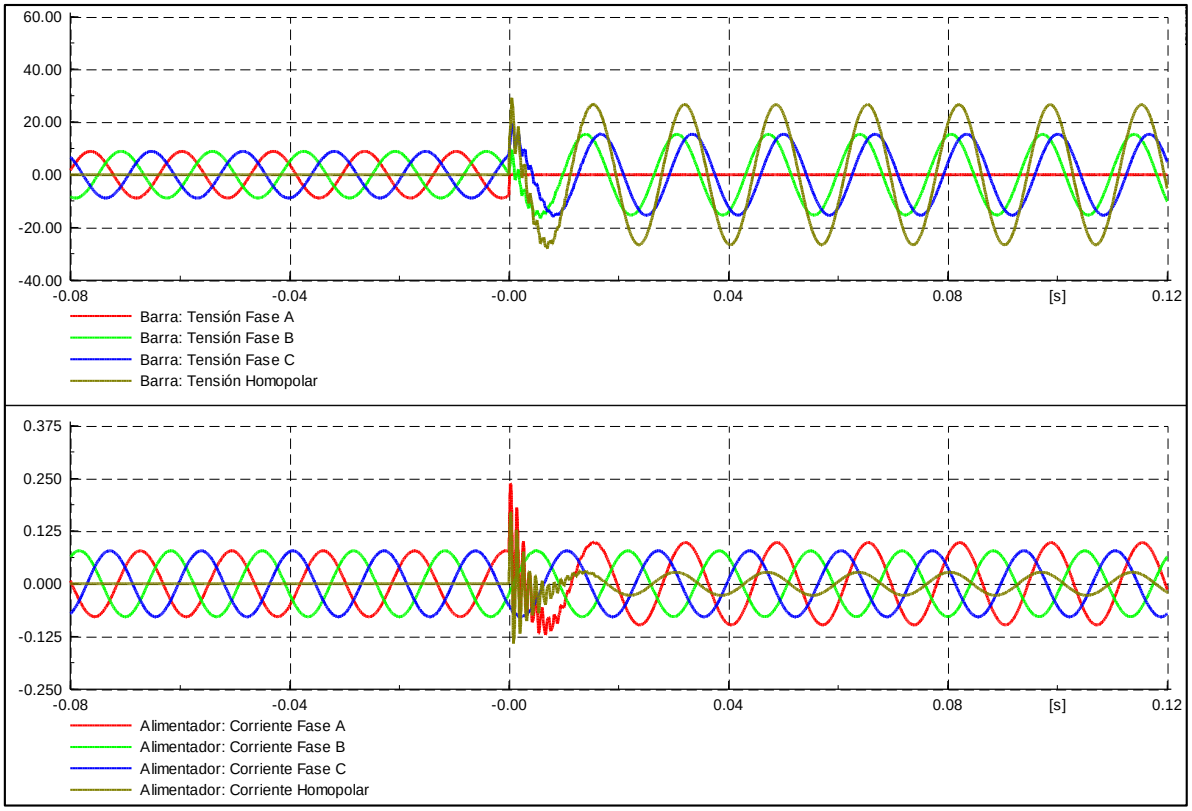


Figura 35. Simulación de transitorios electromagnéticos (EMT) de una falla a tierra en un sistema aterrado con alta impedancia.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

Si consideramos un sistema aterrado con alta resistencia, la impedancia del generador se vuelve despreciable, en tanto la reactancia capacitiva se torna comparable. Finalmente, la expresión que se utilizó en los sistemas sólidamente aterrados, se reduce a:

$$3\bar{V}_0 = 3\bar{I}_0 \frac{(3R_N * jX_{c0})}{(3R_N - jX_{c0})} \qquad \textbf{(17)}$$

De la expresión se desprende que durante una falla a tierra en un sistema aterrado con alta resistencia, la dirección entre los vectores homopolares dependerá de la relación que exista entre la resistencia $(3R_N)$ y la reactancia capacitiva (jX_{c0}). Por tanto, en el caso de tener una igualdad de componentes, la tensión homopolar adelantará 135° a la corriente homopolar tal como se muestra en la **Figura 36**.

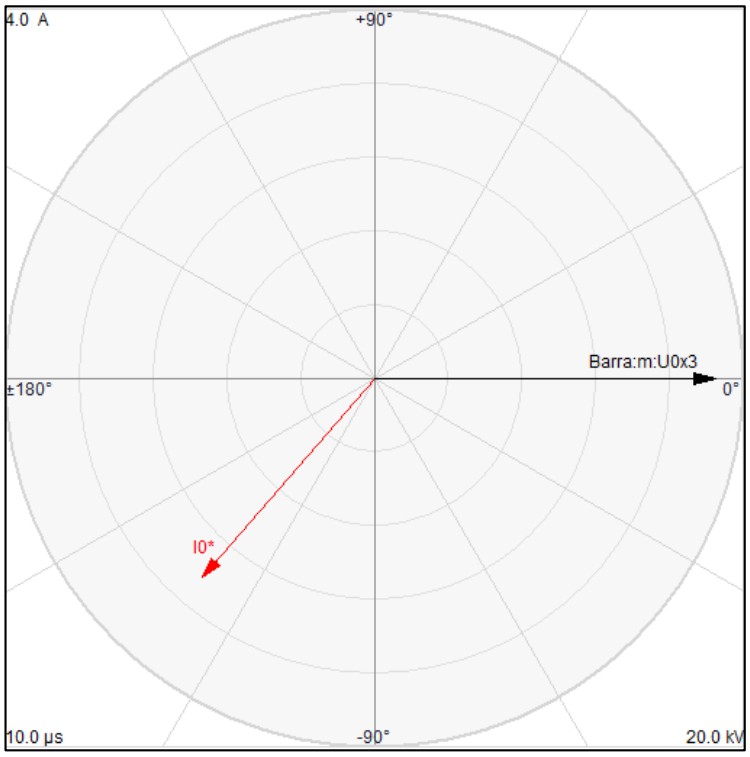


Figura 36. Orientación de la corriente homopolar durante una falla a tierra en un sistema aterrado con alta impedancia.
Fuente: Elaboración propia en base a marco teórico.

A medida que la resistencia se torne mayor que la reactancia capacitiva, el adelanto de la tensión homopolar respecto a la corriente homopolar disminuye hasta llegar a un valor característico de los sistemas con neutro aislado, es decir 90°.

1.6.5. Sistema con aterramiento resonante

En este método de aterramiento, el sistema es aterrado mediante un reactor de alta impedancia, dimensionado idealmente con el fin de eliminar la capacitancia fase a tierra del sistema. La impedancia inductiva es conocida como bobina de Petersen, bobina supresora de arcos o neutralizador de fallas a tierra. Cuando la reactancia capacitiva del sistema, es igual a la reactancia inductiva de la bobina de Petersen, se dice que el sistema es totalmente compensado. En este caso, la corriente de falla a tierra, se puede reducir un valor equivalente entre el 3 y 10% de la corriente que se obtiene en un sistema aislado. La magnitud quedará limitada por las pérdidas en los devanados, armónicos en el sistema y las

pérdidas de corriente [12]. La **Figura 37** muestra el esquema de un sistema aterrado con una bobina de Petersen.

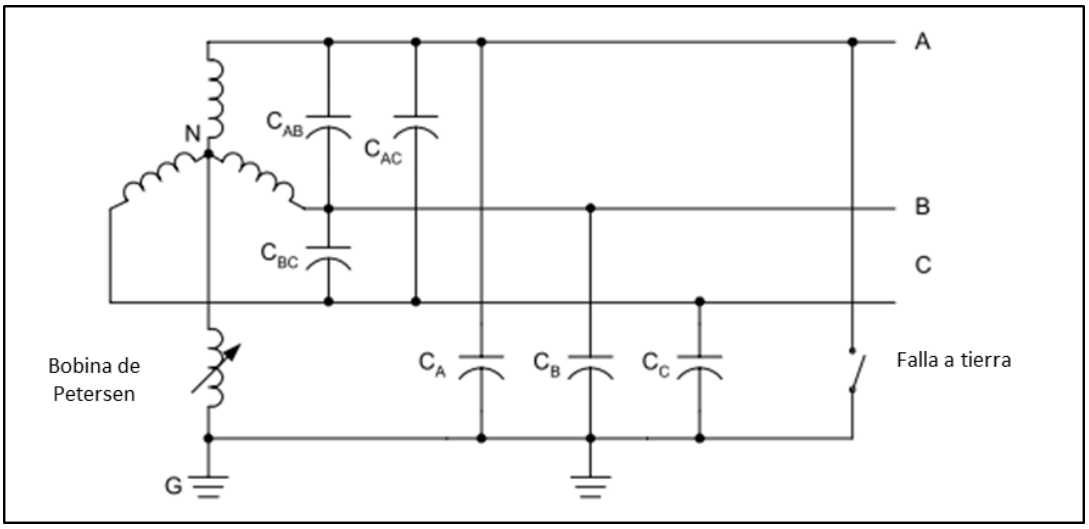


Figura 37. Sistema con aterramiento resonante.
Fuente: Roberts, J., Altuve, H., & Hou, D. (2001).

La efectividad de este método depende de la precisión de sintonizar el valor de reactancia – cambios en la capacitancia del sistema (debido a los cambios de configuración del sistema, por ejemplo) requieren cambios en el valor de reactancia. En la práctica, es difícil de lograr un perfecto ajuste de la reactancia, por tanto fluirá una pequeña corriente a tierra. Los sistemas aterrados mediante una bobina de Petersen son encontrados usualmente en áreas donde el sistema consiste principalmente de redes aéreas rurales, y son particularmente adecuadas en zonas sujetas a fallas transitorias de alta impedancia **[2]**.

Capítulo 2

Obtención del modelo eléctrico del sistema en evaluación

2.1. Descripción del sistema eléctrico Tierra Colorada

La subestación eléctrica Tierra Colorada forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Su interconexión al SEIN se da a través de la Subestación Paita, mediante una línea de sub-transmisión en 60kV de 5.4km de distancia. A su vez, la subestación Paita se encuentra interconectada a la subestación Piura Oeste mediante una línea de sub-transmisión en 60kV de 45.8km de distancia. Piura Oeste es una de las subestaciones que conforman el Área Operativa Norte.

En la **Figura 38** se muestra el diagrama unifilar de la SE Piura Oeste, en el cual se resalta la ubicación de la Subestación Tierra Colorada. Tal como se muestra, la SE Tierra Colorada se encuentra interconectada dentro de un sistema anillado en 60kV (Piura Oeste – Sullana – La Huaca – El Arenal – Tablazo – Paita). En este sistema se tiene la participación de las Centrales Hidroeléctricas de Curumuy y Poechos, propiedad de la empresa SINERSA y la central térmica de Tablazo, propiedad de la empresa Sudamericana de Energía.

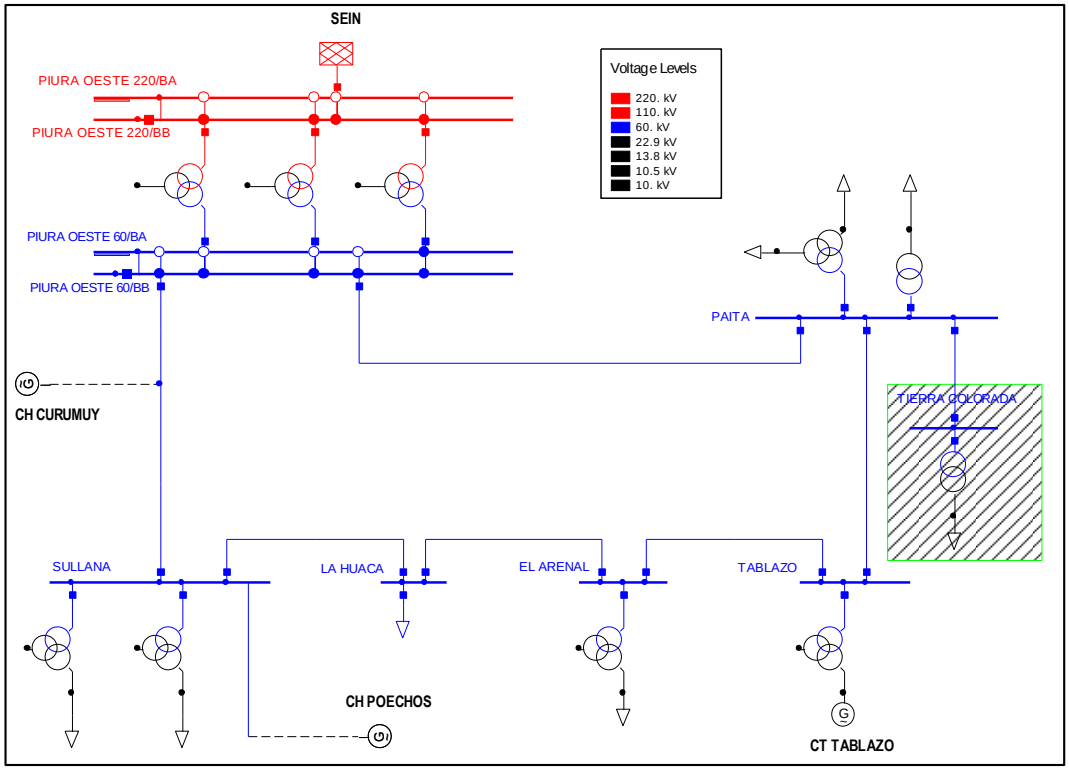


Figura 38. Diagrama unifilar de instalaciones colindantes a la S.E. Tierra Colorada.
Fuente: Base de datos COES SINAC[8]. Elaboración propia.

Geográficamente la subestación Tierra Colorada, se ubica en la provincia de Paita, departamento de Piura. Posee una potencia instalada de 25MVA y una demanda máxima de 11.73MW[9], la cual es distribuida en seis alimentadores de media tensión. En la **Tabla 6** se muestran las principales características eléctricas de cada alimentador:

Tabla 6. Características de los alimentadores de la SE Tierra Colorada

ALIMENTADOR	CAPACIDAD INSTALADA [a] (MVA)	DEMANDA MAXIMA [a] (MW)	FACTOR DE POTENCIA [a]	FACTOR DE CARGA [a]
A-1603	4.15	2.25	0.93	0.65
A-1023	4.80	1.67	0.92	0.57
A-1024	4.15	1.21	0.95	0.30
A-1025	4.38	2.30	0.92	0.61
A-1026	7.45	4.72	0.94	0.47
A-1092	2.50	2.00	0.92	0.44

a Correspondientes al periodo enero – junio 2014.
Fuente: Base de datos de Electronoroeste.

[8] Información publicada por el Comité de la Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) en el sitio web
http://www.coes1.org.pe/caracteristicas-del-sein/WebPages/UnifilarSEIN.aspx
[9] Máxima demanda a diciembre 2014. Fuente: Base de datos de Electronoroeste.

Con el fin de evidenciar el comportamiento de la carga que es asumida por cada alimentador, en la **Figura 39** se muestra el perfil de carga correspondiente al día de máxima demanda.

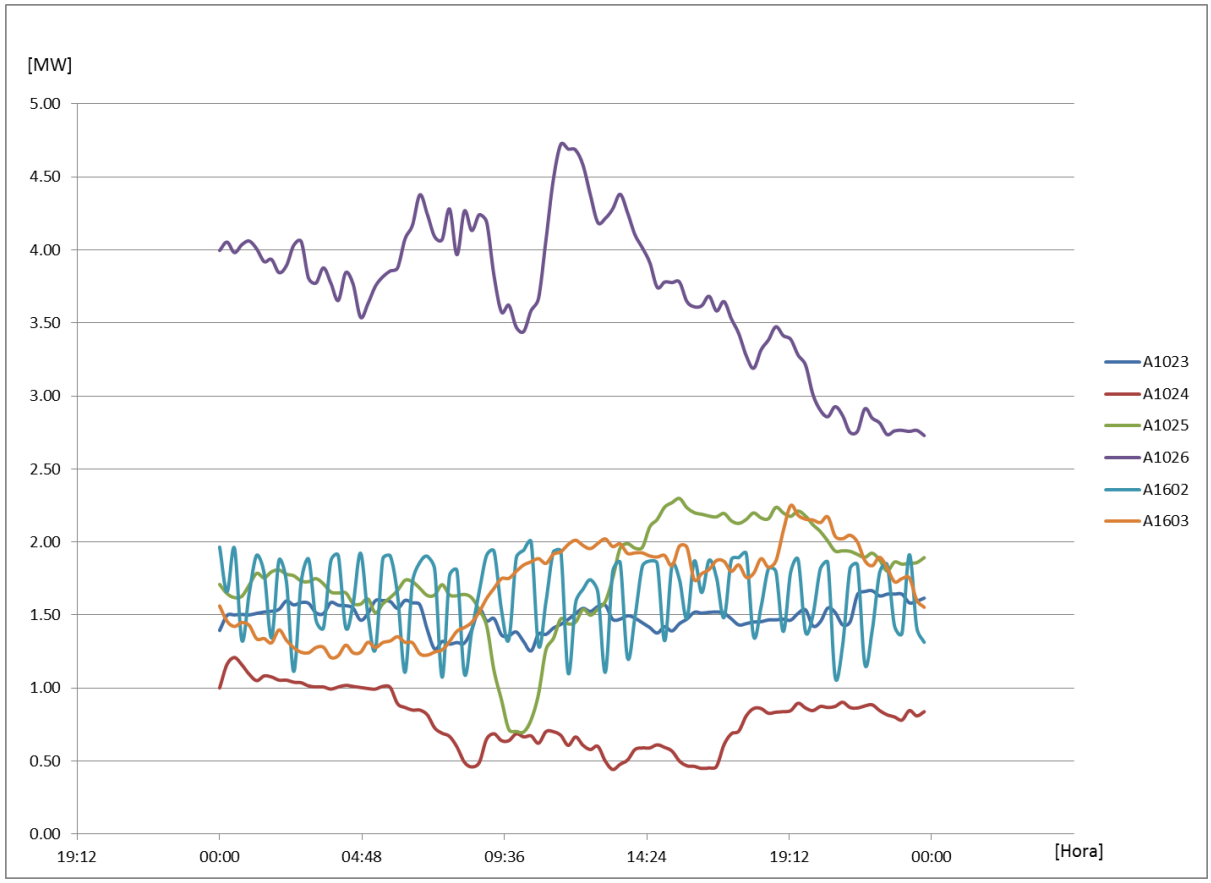


Figura 39. Perfil de carga por alimentador, correspondiente al día de máxima demanda. Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

2.2. Desarrollo del modelo del sistema eléctrico en Digsilent Power Factory.

2.2.1. Transformador de potencia de SE Tierra Colorada

Considerando que la evaluación se realizará a nivel de sub-transmisión (60kV) y distribución (10.5kV), se inicia el modelo con el transformador de potencia ubicado en la SE Tierra Colorada, cuyos datos de placa[10] se muestran a continuación:

- Potencia nominal : 25MVA (ONAF)
- Frecuencia nominal : 60Hz
- Relación de transformación : 58 ± 13x1% /10kV
- Impedancia de secuencia positiva : 9.7%
- Grupo de conexión : YnD5

[10] Fuente: Base de datos de Electronoroeste.

Tal como verifica en los datos de placa, el transformador de potencia se encuentra aterrado en el lado de alta tensión y aislado (conexión delta) en el lado de media tensión.

2.2.2. Impedancia equivalente del Sistema interconectado:

Teniendo en cuenta que la subestación en estudio se encuentra interconectada al sistema eléctrico nacional (SEIN). Existirá una impedancia equivalente vista desde la barra de 60kV de la SE Tierra Colorada hacia el SEIN, la cual no es constante, pues depende de la configuración operativa del sistema interconectado (Escenarios de operación).

Para efectos de análisis del sistema de protección eléctrica, se evalúan los escenarios de máxima y mínima corriente de falla. De esta manera con ayuda del modelo del sistema interconectado elaborado en Digsilent por el comité de Operación Económica del SEIN (COES - SINAC)[11], se identifican los siguientes escenarios: máxima corriente de falla (Escenario de máxima demanda en estiaje- Est14max) y mínima corriente de falla (Escenario de mínima demanda en avenida- Av14min). Estos escenarios se detallan en el anexo A.

Los resultados de las impedancias vistas para cortocircuitos trifásicos y monofásicos, correspondientes a los escenarios mencionado anteriormente, se muestran en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Impedancias vistas desde la SE Tierra Colorada

ESCENARIO	TIPO DE CORTOCIRCUITO	POTENCIA DE CORTOCIRCUITO (MVA)	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (kA)	IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA (Ω)	IMPEDANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA (Ω)	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO (Ω)
Est14max	Trifásico	256.01	2.463	4.984 + 14.643j	-	-
	Monofásico	86.08	2.485	4.984 + 14.643j	5.106 + 14.337j	6.585 + 13.896j
Av14min	Trifásico	174.5	1.679	7.381 + 21.459j	-	-
	Monofásico	64.97	1.875	7.381 + 21.459j	7.492 + 21.695j	6.585 + 13.896j

Fuente: Resultados obtenidos a partir del modelo elaborado en Digsilent por COES-SINAC.

Con los resultados obtenidos en la **Tabla 7**, se calculan los datos de entrada de la red externa y se muestran en la **Tabla 8**. Dicha red representará el efecto del SEIN sobre la SE Tierra Colorada.

[11] Información publicada por el Comité de la Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) en http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/ninstalaciones/inforeferencial.aspx

Tabla 8. Parámetros de entrada para definir la red externa

ESCENARIO	Sk''	Ik''	R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0
Est14max	256.01	2.46	0.340	0.983	0.949	0.474
Av14min	174.50	1.68	0.344	1.011	0.648	0.474

Fuente: Resultados obtenidos a partir del modelo elaborado en Digsilent por COES-SINAC.

Una vez definida la red externa y considerando los datos de placa del transformador de potencia, se desarrolla el modelo de la subestación Tierra Colorada. En la **Figura 40** se muestra este modelo.

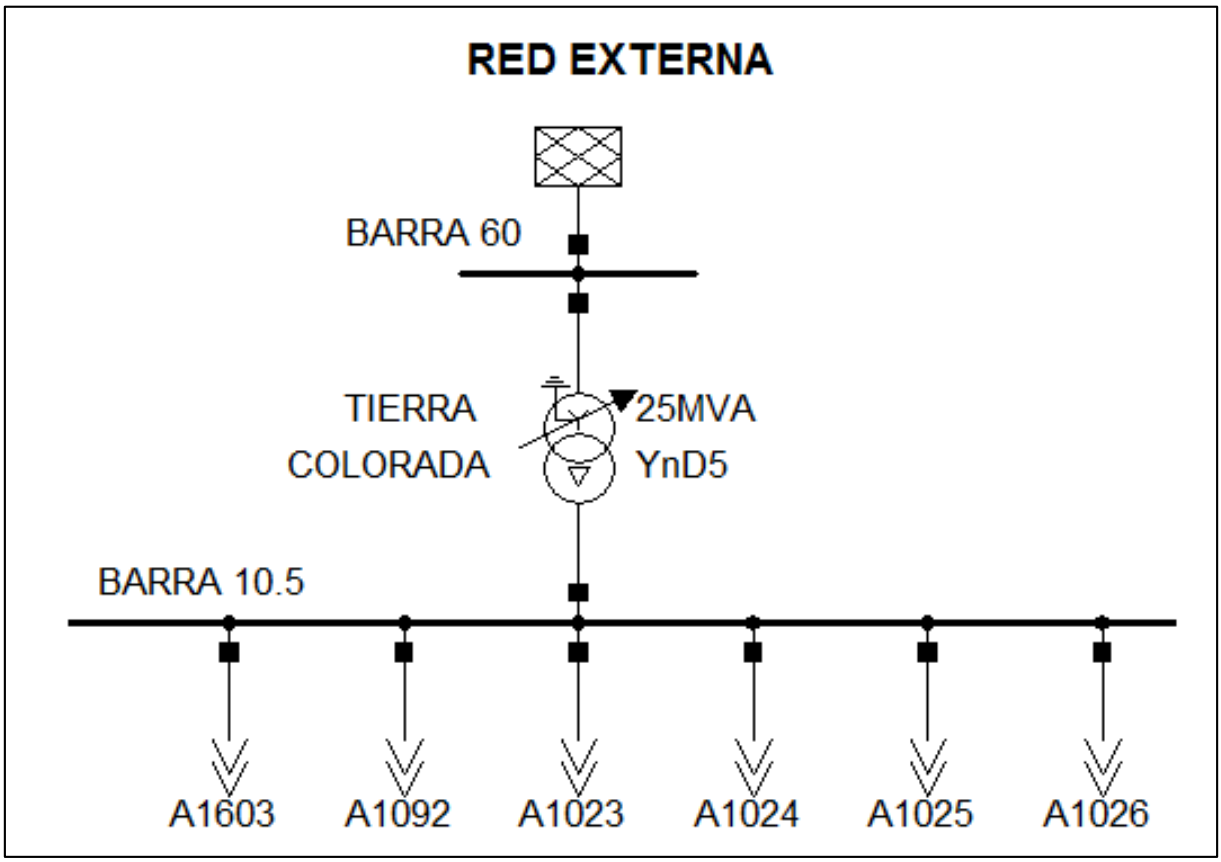


Figura 40. Modelo de la subestación Tierra Colorada. Software Digsilent.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

2.2.3. Parámetros de la red de media tensión

La mayor parte de la red de media tensión en evaluación es aérea, la cual ésta constituida por conductores de aleación de aluminio tipo AAAC y de cobre desnudo; además, existen tramos subterráneos en menor proporción, conformados por cable de cobre de tipo N2XSY y NKY.

En cuanto al calibre de conductor, éste varía de acuerdo al porcentaje de carga que soporten. De esta manera, los tramos troncales están conformados por conductores de mayor calibre a comparación de los tramos de derivación, los cuales soportan menor carga.

En la **Tablas 9 y 10** se muestran los parámetros eléctricos de los diferentes tipos de conductor que se han utilizado para la elaboración de los diagramas unifilares en Digsilent.

Tabla 9. Parámetros eléctricos de los conductores aéreos

CONDUCTOR	CALIBRE DE CONDUCTOR (mm^2)	N° DE HILOS	CORRIENTE NOMINAL (kA)	RESISTENCIA ELECTRICA A 20°C (Ω/km)	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (mm)	DIAMETRO EXTERIOR (mm)
Aleación de aluminio desnudo (AAAC)	120	19	0.34	0.28	5.40	14.25
	95	19	0.29	0.36	4.74	12.50
	70	19	0.24	0.51	4.07	10.75
	50	7	0.20	0.67	3.27	9.00
	35	7	0.15	0.97	2.75	7.57
	25	7	0.13	1.37	2.29	6.30
	16	7	0.09	2.16	1.83	5.04
Cobre desnudo (Cu)	70	19	0.36	0.27	4.05	10.70
	50	19	0.31	0.40	3.35	8.85
	35	7	0.23	0.53	2.72	7.50
	25	7	0.20	0.74	2.31	6.37
	16	7	0.14	1.17	1.84	5.07

Fuente: Catalogo de conductores CENTELSA.

Tabla 10. Parámetros eléctricos de los conductores subterráneos

CONDUCTOR	CALIBRE DE CONDUCTOR (mm^2)	CORRIENTE NOMINAL [a] (kA)	RESISTENCIA A 20°C (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA [a] (Ω/km)	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO (Ω/km)	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO (Ω/km)	CAPACITANCIA (μF/km)
N2XSY	3x120	0.37	0.15	0.13	1.00	1.00	0.32
	3x50	0.21	0.39	0.11	1.00	1.00	0.27
	3x70	0.26	0.27	0.12	1.00	0.48	0.32
NKY	3X120	0.29	0.15	0.11	1.00	0.75	0.35
	3X16	0.09	1.15	0.14	1.00	0.75	0.20
	3X35	0.14	0.52	0.13	1.00	0.75	0.25
	3X50	0.17	0.39	0.12	1.00	0.75	0.27
	3X70	0.21	0.27	0.32	1.00	0.75	0.30

a Considerando 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos, agrupados en triángulo, en contacto.

Fuente: Catalogo de conductores INDECO.

Para el cálculo de los parámetros eléctricos de los conductores aéreos, se ha considerado una disposición triangular. Las coordenadas empleadas se muestran en la **Figura 41**.

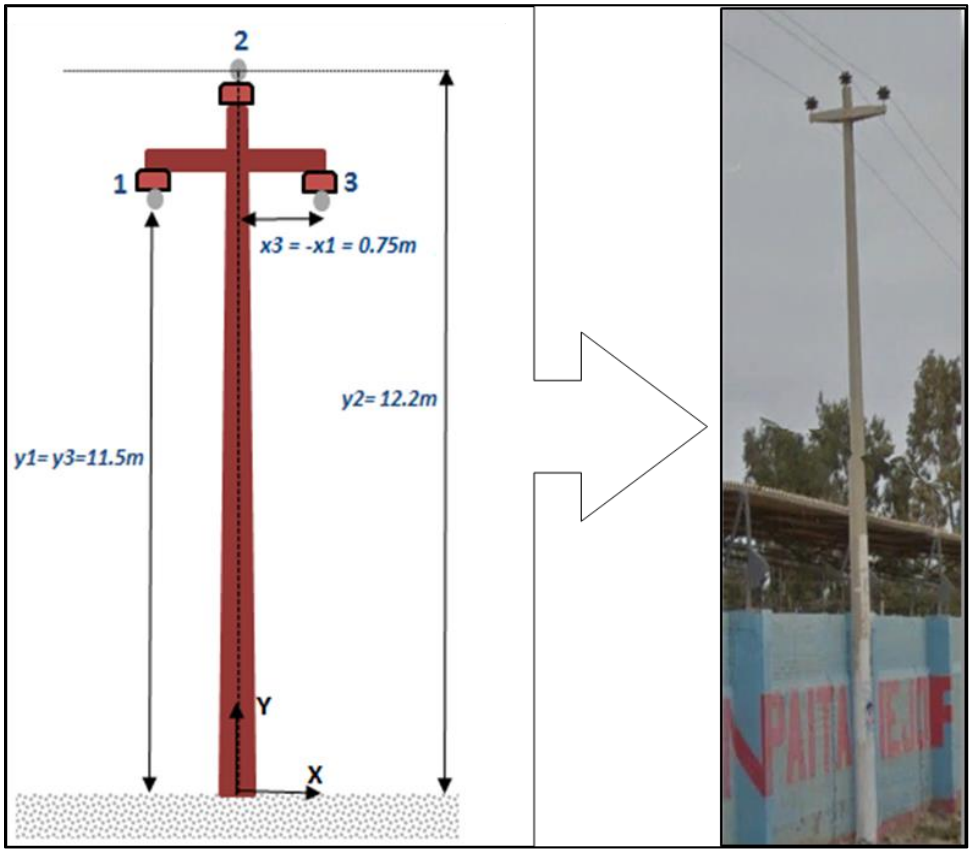


Figura 41. Disposición triangular para los conductores aéreos.
Fuente: Elaboración propia.

Adicional a la red de media tensión, el modelo contemplará los seccionamientos tipo "cut-out" que actualmente se encuentran operando. En la **Tabla 11** se especifica la capacidad nominal de los fusibles tipo K asociados a dichos seccionamientos:

Tabla 11. Capacidad de los fusibles tipo K ubicados en la red de media tensión.

CODIGO DEL SECCIONAMIENTO	CAPACIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE	ALIMENTADOR
I-160051	15K	A1603
I-160067	30K	A1603
I-160065	25K	A1603
I-160085	60K	A1603
I-160006	30K	A1603
I-160079	80K	A1603

Fuente: Base de datos de Electronoroeste

Cabe indicar que los equipos detallados en la **Tabla 11** corresponden a seccionamientos de línea, los cuales en su totalidad se ubican en el alimentador A1603. Adicionalmente, existen seccionamientos ubicados en la subestación de distribución, sin embargo, estos últimos no serán considerados en el análisis, puesto que la coordinación de la protección se establecerá entre los elementos de cabecera (relés de los alimentadores) y los seccionamientos de línea.

Una vez definidos todos los elementos que conforman la red de media tensión, se desarrollaron en el software Digsilent, los diagramas unifilares[12] de todos los alimentadores, los cuales se detallan en las **Figuras** de la **42** a la **47**.

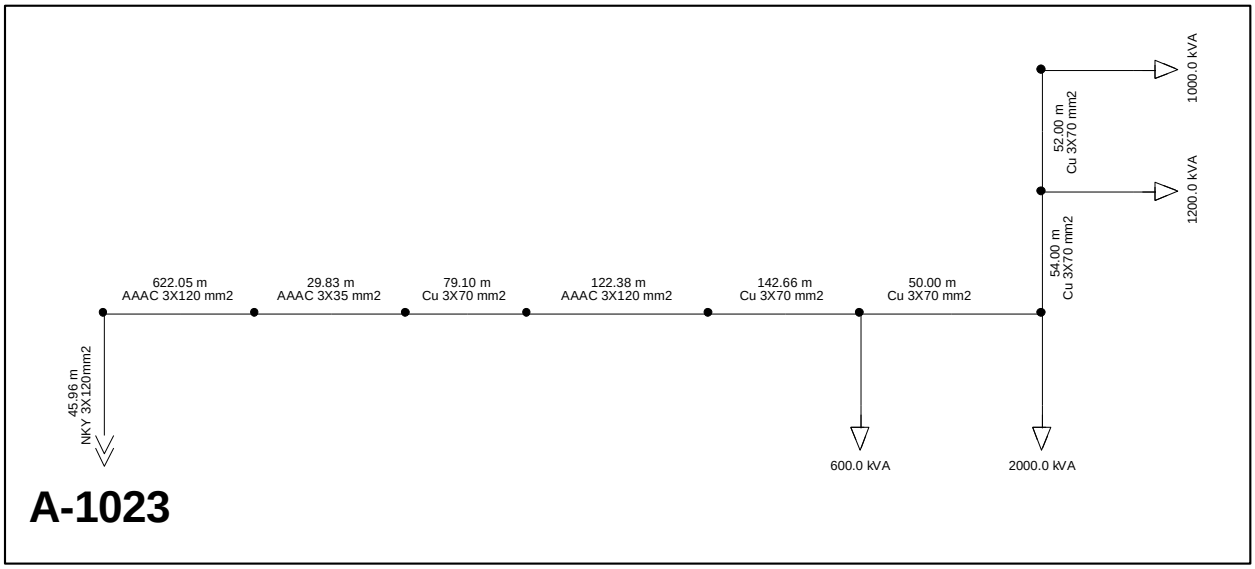


Figura 42. Diagrama unifilar del alimentador A1023. Desarrollado en Digsilent.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

[12] Fuente: Base de datos de Electronoroeste.

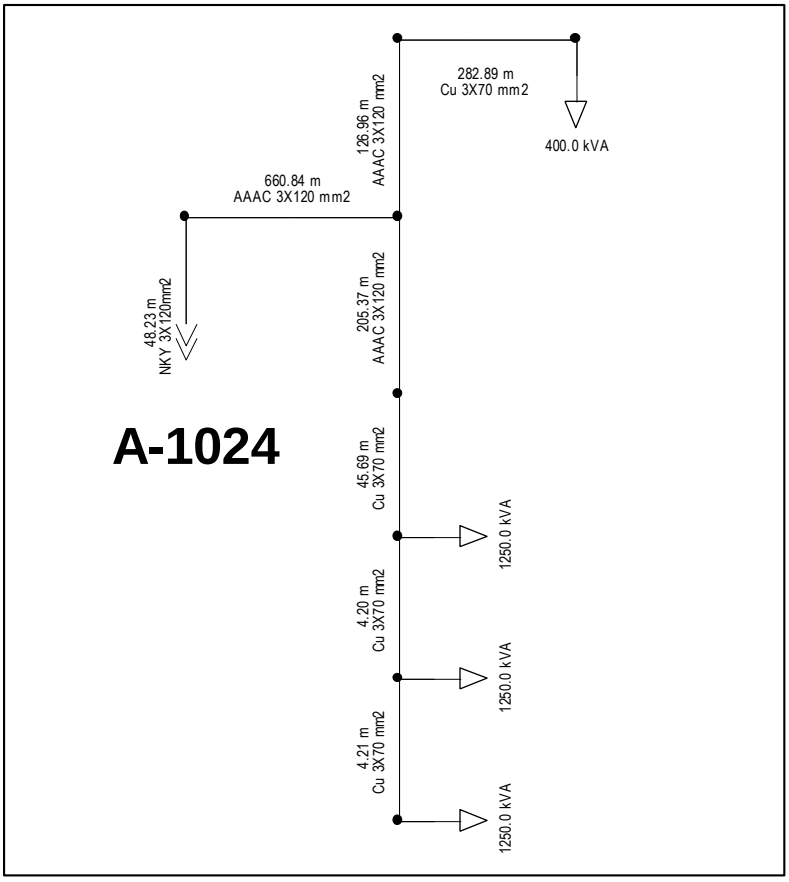


Figura 43. Diagrama unifilar del alimentador A1024. Desarrollado en Digsilent.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

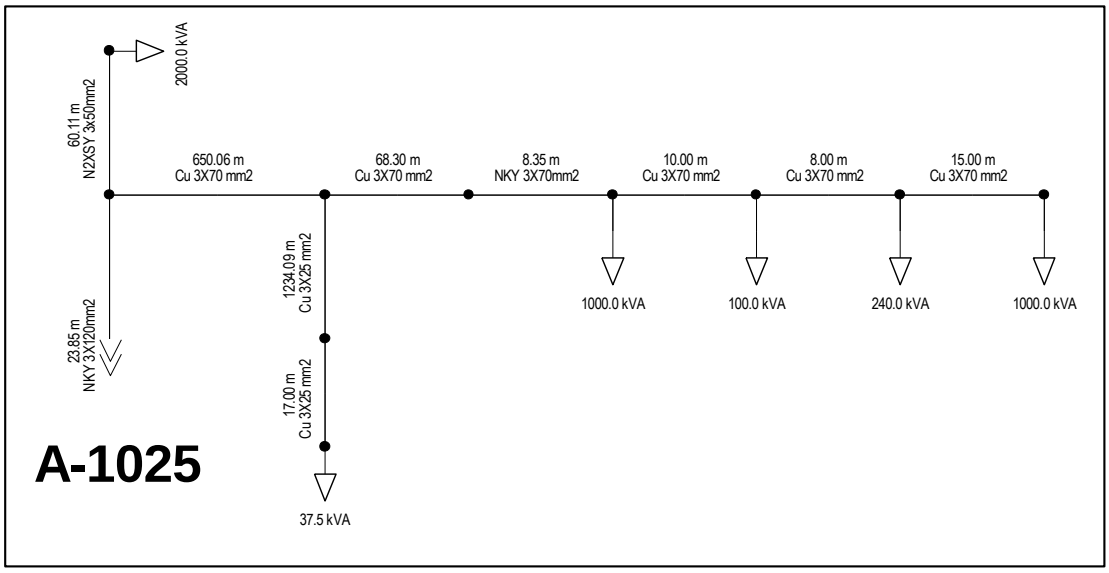


Figura 44. Diagrama unifilar del alimentador A1025. Desarrollado en Digsilent.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

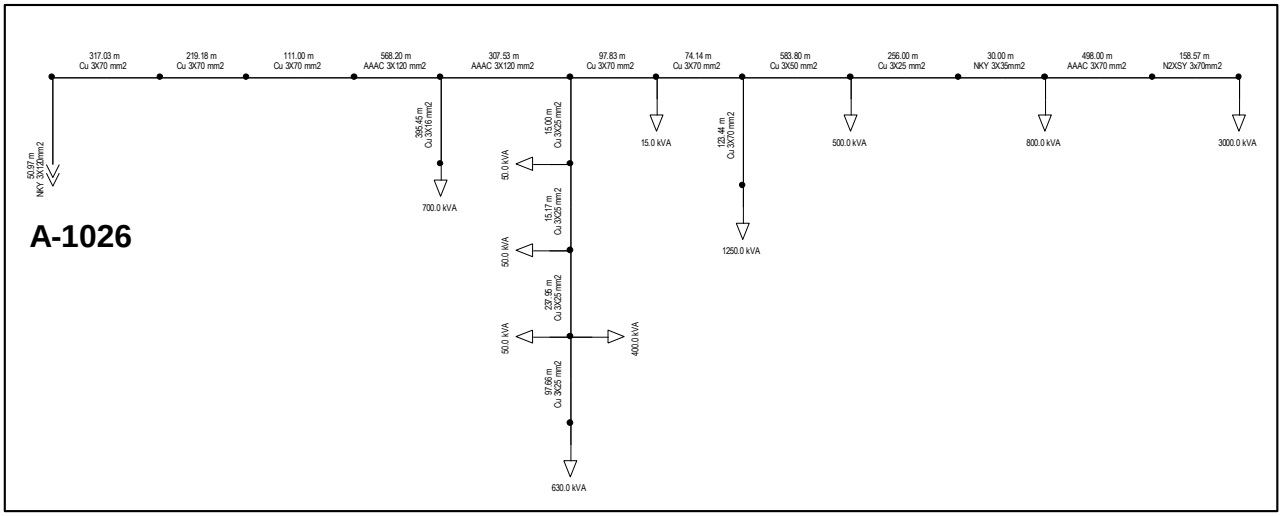


Figura 45. Diagrama unifilar del alimentador A1026. Desarrollado en Digsilent.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

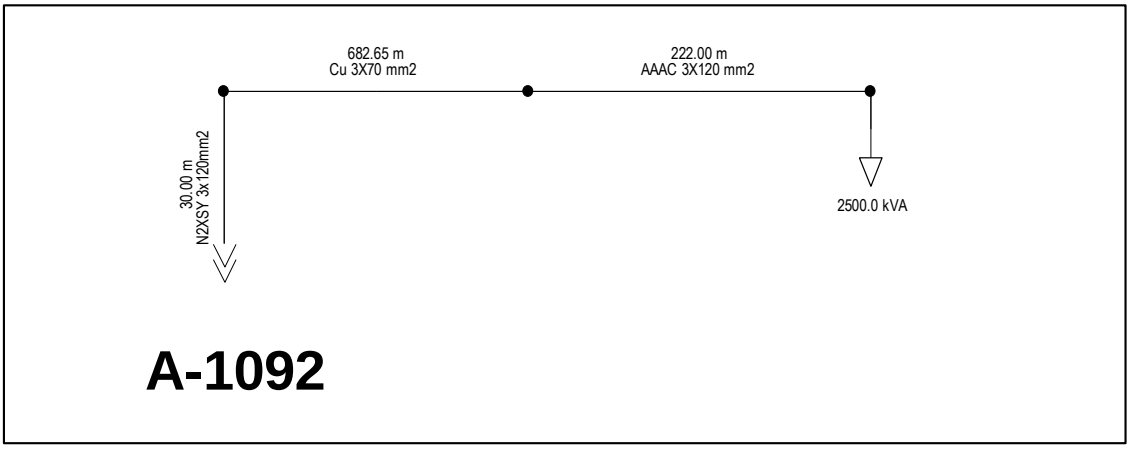


Figura 46. Diagrama unifilar del alimentador A1092. Desarrollado en Digsilent.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

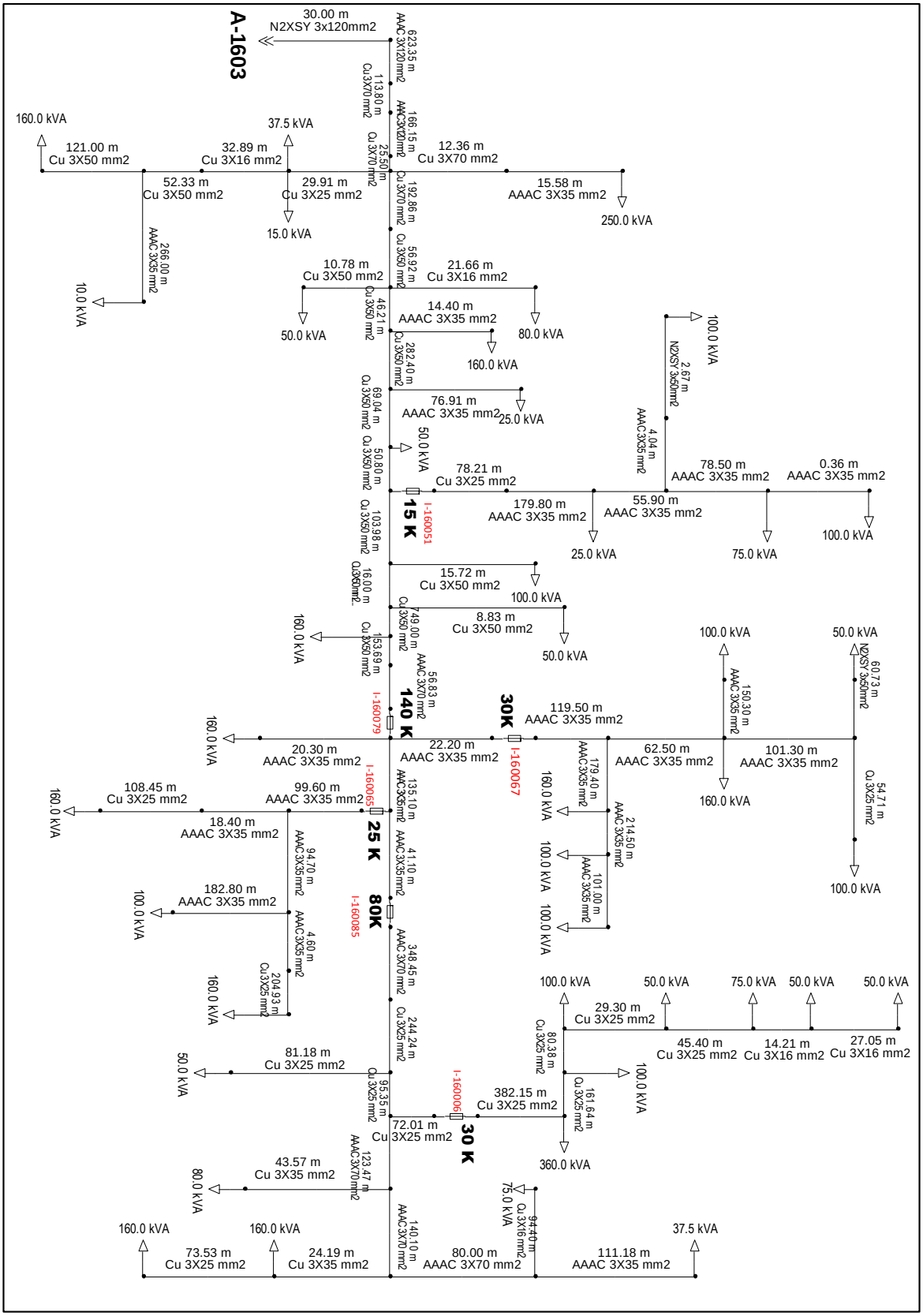


Figura 47. Diagrama unifilar del alimentador A1603. Desarrollado en Digsilent.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenido el modelo eléctrico del sistema eléctrico Tierra Colorada, se realiza el análisis de flujo de carga con el fin de determinar las condiciones más desfavorables durante la operación normal del sistema en evaluación, es decir la mayor caída de tensión y la máxima corriente registradas por alimentador. Para ello se consideran las máximas demandas por alimentador y su factor de potencia asociado, los cuales fueron indicados anteriormente en la **Tabla 6**. Finalmente como consideración adicional, se debe indicar que la demanda del alimentador se distribuirá en todas las subestación de distribución de manera proporcional a la capacidad instalada, expresadas en kVA[13].

En las **Figuras** de la **48** a la **53** se muestran los perfiles de tensión a lo largo de la red que conforma cada alimentador de media tensión.

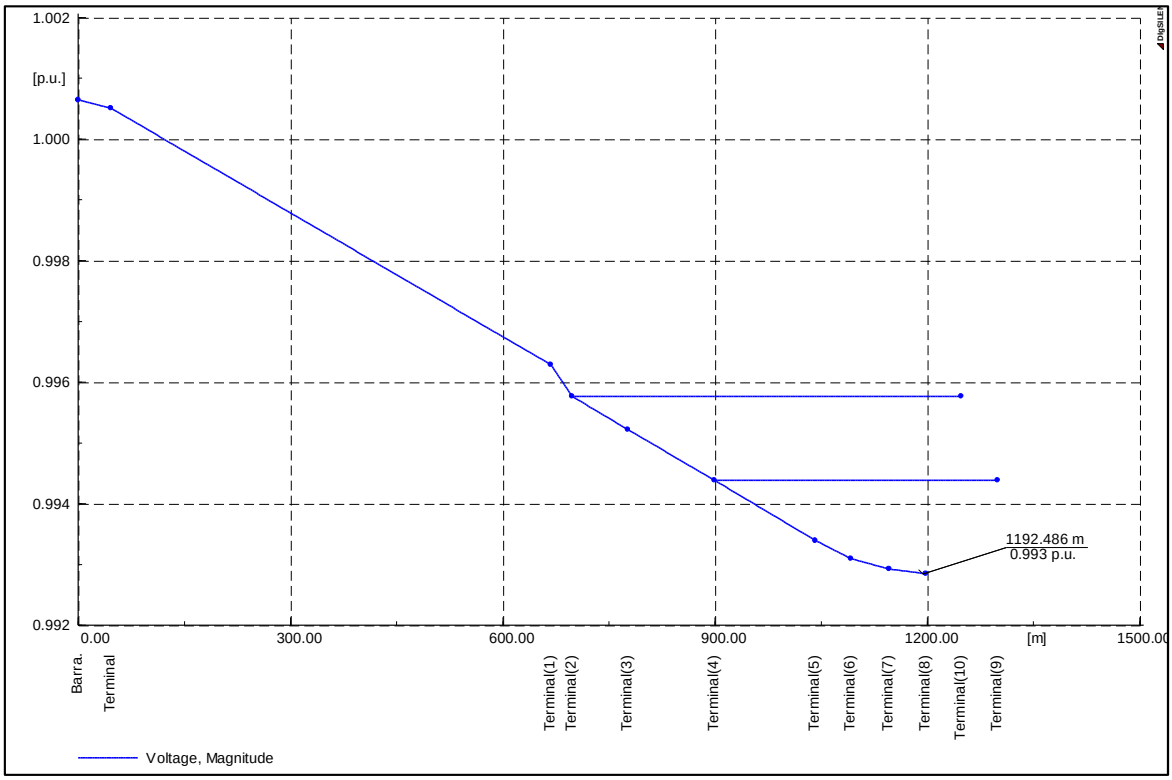


Figura 48. Perfil de tensiones a lo largo del alimentador A1023. Desarrollado en Digsilent. Fuente: Elaboración propia**.**

[13] Se realiza esta consideración ya que no se cuenta con el consumo por subestación de distribución o con su factor de utilización.

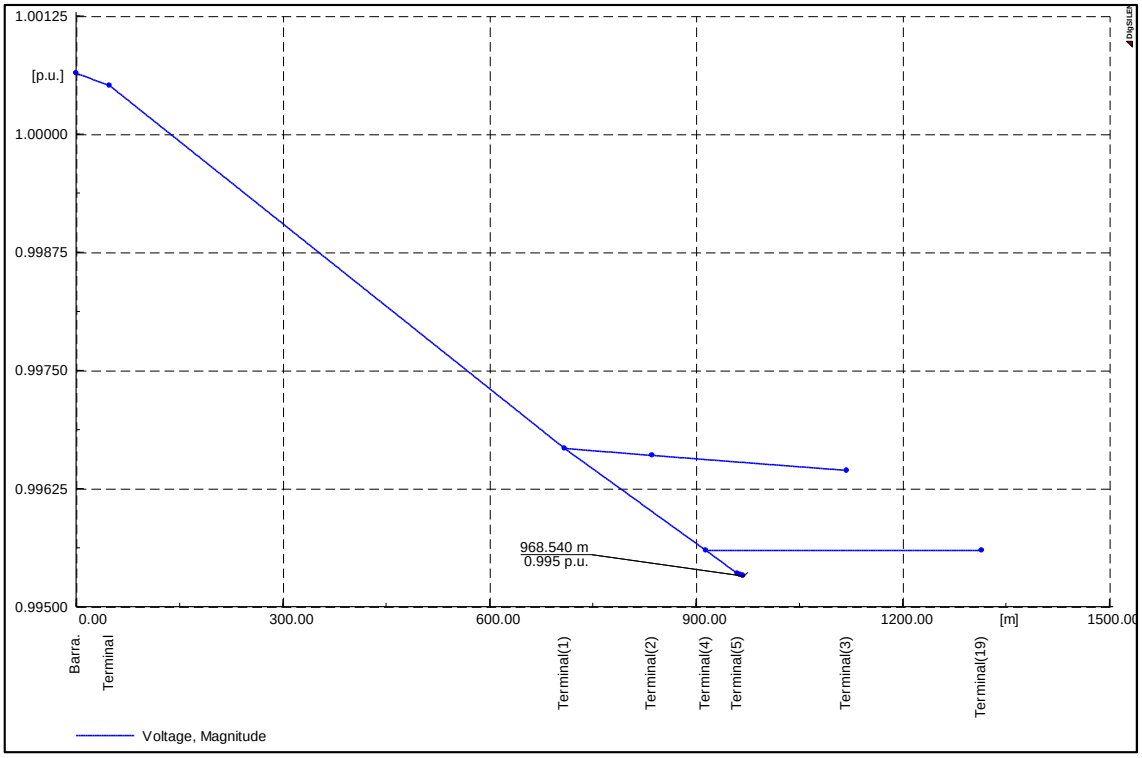


Figura 49. Perfil de tensiones a lo largo del alimentador A1024. Desarrollado en Digsilent. Fuente: Elaboración propia**.**

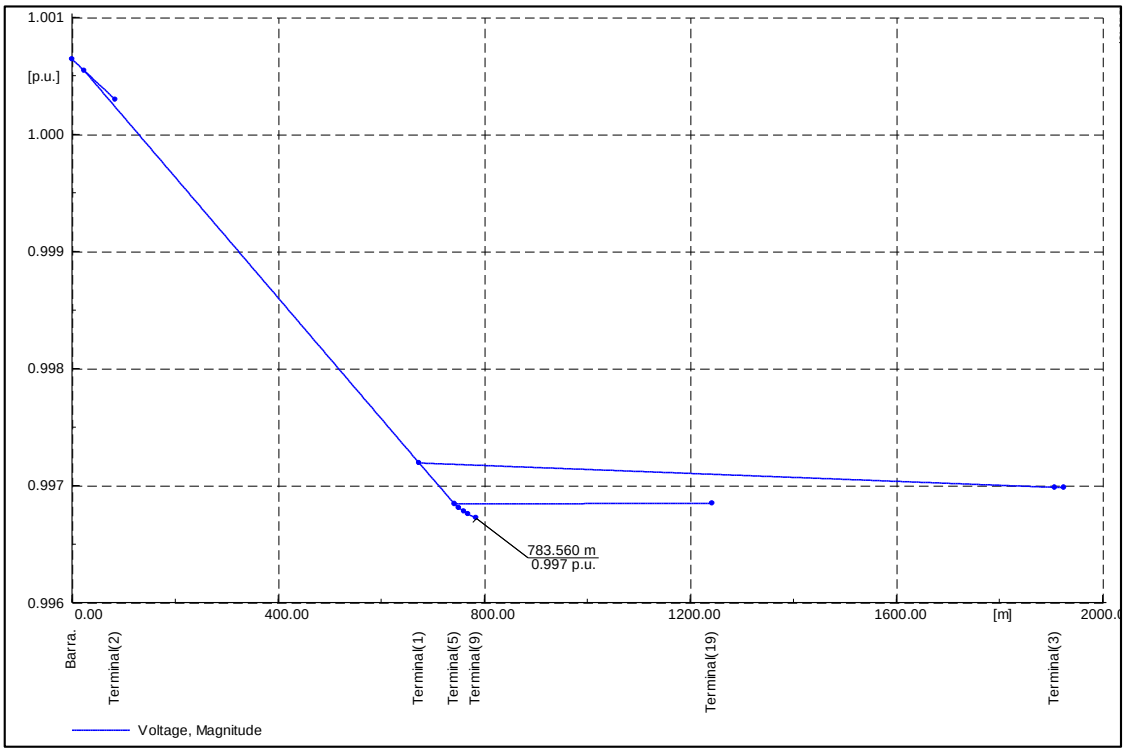


Figura 50. Perfil de tensiones a lo largo del alimentador A1025. Desarrollado en Digsilent. Fuente: Elaboración propia**.**

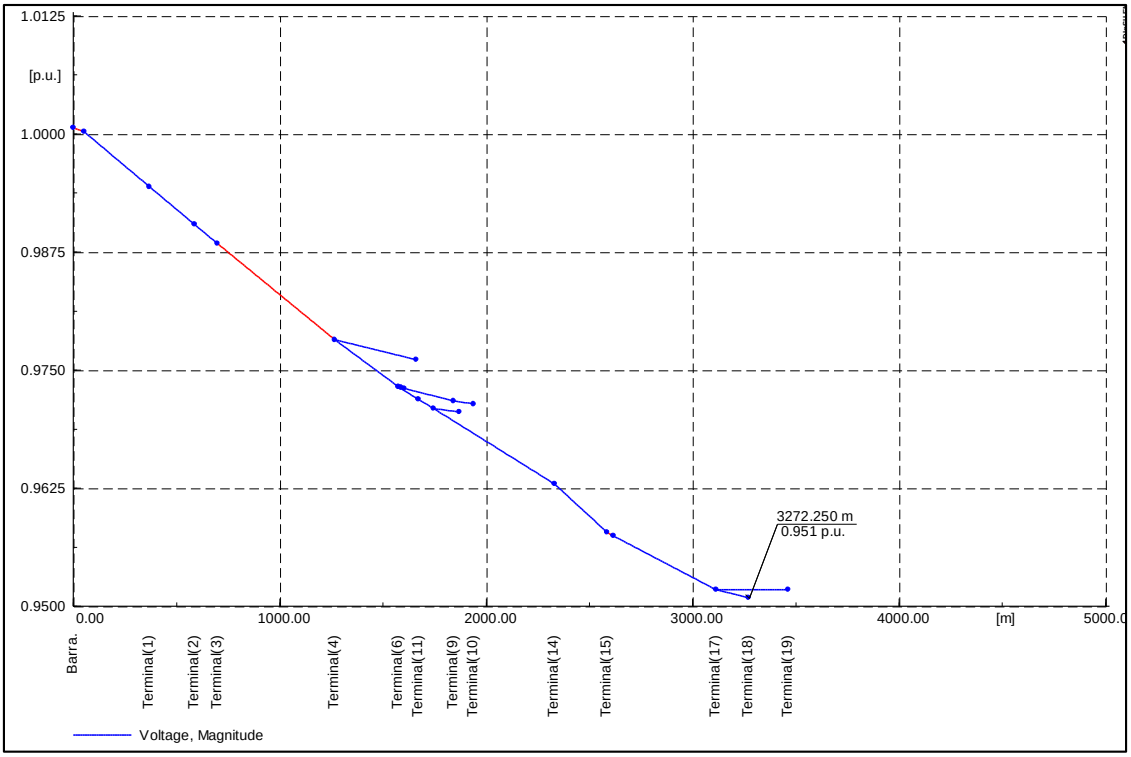


Figura 51. Perfil de tensiones a lo largo del alimentador A1026. Desarrollado en Digsilent. Fuente: Elaboración propia.

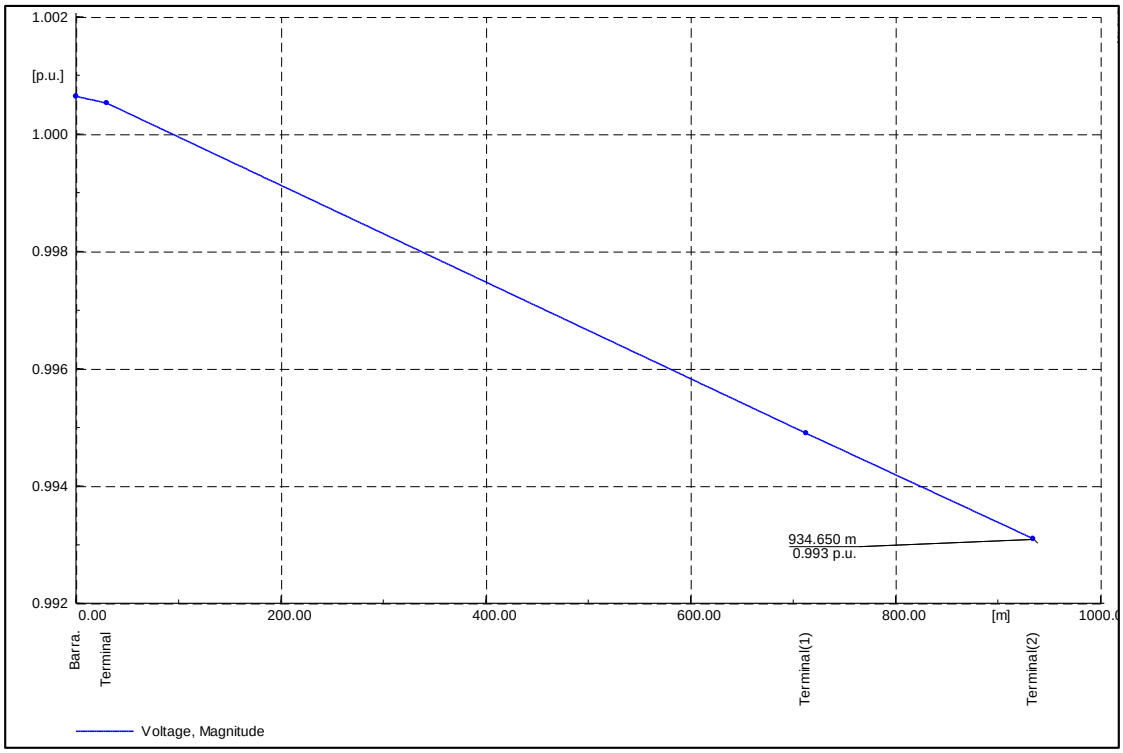


Figura 52. Perfil de tensiones a lo largo del alimentador A1092. Desarrollado en Digsilent. Fuente: Elaboración propia.

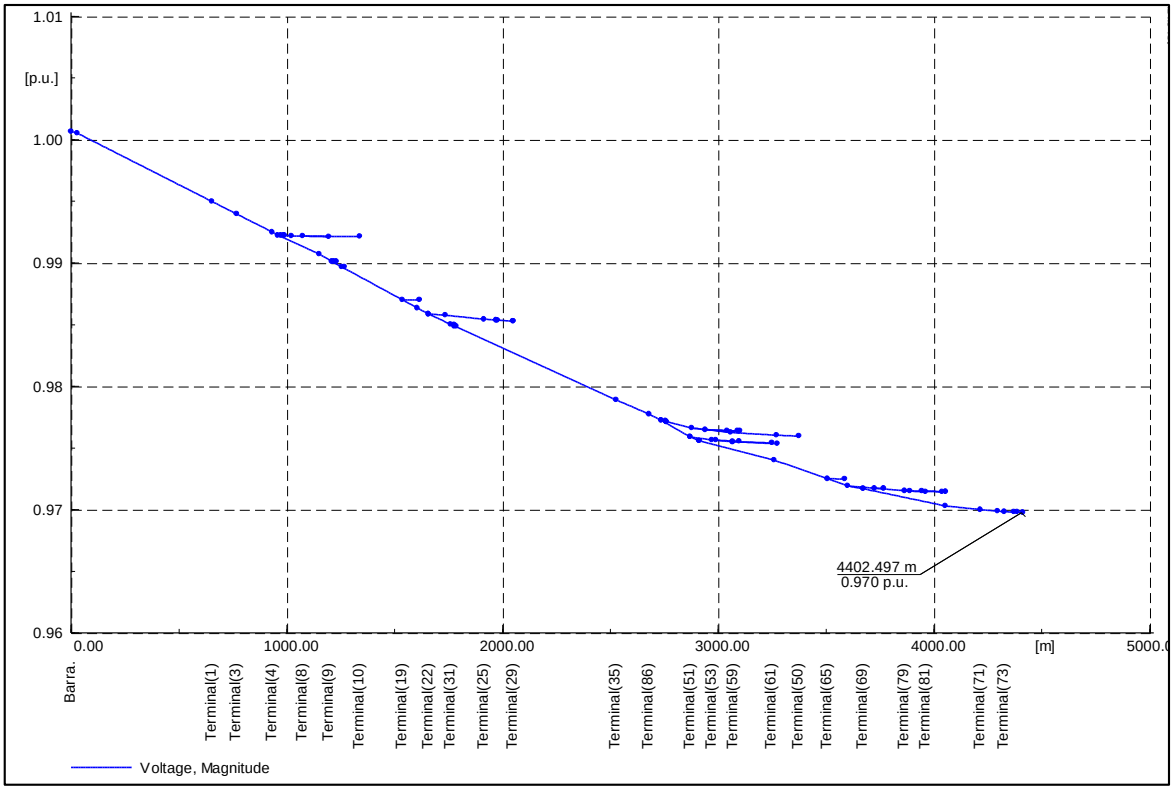


Figura 53. Perfil de tensiones a lo largo del alimentador A1603. Desarrollado en Digsilent.
Fuente: Elaboración propia**.**

Se puede verificar que para el escenario de máxima carga en los alimentadores, la tensión disminuye a valores que se encuentran dentro del rango permisible por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) [14]. La **tabla 12** muestra la mínima tensión que se experimenta en las radiales de media tensión.

Tabla 12. Puntos de mínima tensión por alimentador.

ALIMENTADOR	MÍNIMA TENSIÓN (pu)	UBICACIÓN DEL PUNTO DE MÍNIMA TENSIÓN [a] (km)
A1023	0.993	1.190
A1024	0.995	0.968
A1025	0.997	0.783
A1026	0.951	3.272
A1092	0.993	0.935
A1603	0.970	4.402

a Longitud de red comprendida entre el punto de mínima tensión y la barra de 10.5kV

Fuente: Elaboración propia.

[14] "Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el ± 5% de las tensiones nominales de tales puntos".

En la **Tabla 13** se muestran los resultados de las corrientes de carga en la cabecera de los alimentadores, así como en las derivaciones que conforman los seccionamientos de línea.

Tabla 13. Corrientes de carga en red de media tensión.

PUNTO EVALUADO	CORRIENTE DE CARGA (A)
Cabecera de alimentador A-1603	133
Cabecera de alimentador A-1023	100
Cabecera de alimentador A-1024	70
Cabecera de alimentador A-1025	137
Cabecera de alimentador A-1026	276
Cabecera de alimentador A-1092	119
Seccionamiento I-160051	10
Seccionamiento I-160067	25
Seccionamiento I-160079	87
Seccionamiento I-160065	13
Seccionamiento I-160085	43
Seccionamiento I-160006	25

Fuente: Elaboración propia.

Se debe tener en cuenta que la corriente registrada en cada salida de alimentador será vista por relés de sobrecorriente, mientras que las corrientes en las derivaciones serán soportadas por los seccionamientos conformados por fusibles tipo K. Por tanto, en la evaluación de protecciones que se realice en el capítulo 3, se tendrá en cuenta que estas corrientes no superen el umbral de ajuste de sobrecorriente temporizado en los relés de los alimentador, ni la capacidad nominal de los fusibles tipo K.

Capítulo 3

Evaluación de la protección actual

3.1. Equipos de protección actuales

La subestación eléctrica Tierra Colorada, cuenta con los equipos de protección que se detallan en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Relés de protección actual

TIPO DE PROTECCIÓN	MARCA DEL RELÉ	MODELO DEL RELÉ	ELEMENTO A PROTEGER	FUNCION ANSI
Diferencial	General Electric	T60	Transformador de potencia	87
Sobrecorriente	General Electric	F60	Lado 60kV	50P, 51P, 50N, 51N
Sobrecorriente	General Electric	F650	Lado 10.5kV	50P, 51P, 50N, 51N,59N
Sobrecorriente	General Electric	F650	Alimentadores en 10.5kV	50P, 51P, 50N, 51N, 51NS, 67NS.

Fuente: Base de datos Electronoroeste.

Adicionalmente, existen seccionamientos de línea que protegen las redes de media tensión, los cuales están constituidos por fusibles de expulsión tipo K. En la **Tabla 15** se detallan indicados seccionamientos.

Tabla 15. Seccionamientos de línea en la red de media tensión

ALIMENTADOR	CODIGO DEL SECCIONAMIENTO	CAPACIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE
A1603	I-160051	15K
A1603	I-160067	30K
A1603	I-160065	25K
A1603	I-160085	60K
A1603	I-160006	30K
A1603	I-160079	80K

Fuente: Base de datos Electronoroeste.

En las T**ablas 16, 17 y 18** se muestran los ajustes de sobrecorriente de los relés de protección, de acuerdo al estudio de coordinación vigente. De la **Tabla 16** se puede verificar que los ajustes del umbral de sobrecorriente temporizada se encuentran en 300A (en cada alimentador). Comparando éstos con las máximas corrientes que se indican en la **Tabla 13**, se verifica que el ajuste actual del umbral es adecuado, puesto que se tiene un margen suficiente para evitar desconexiones por incremento de la carga.

Tabla 16. Ajustes actuales en los relés de sobrecorriente de fases

PROTECCIÓN			AJUSTE UMBRAL 1			AJUSTE UMBRAL 2			DIRECCION
UBICACIÓN	RELE	RTC [a]	I >	T >	CURVA 1	I >>	T >>	CURVA 2	
PAITA L-6659 LADO 60kV	ABB REC 670	300/5	324	0.15	IEC VI	---	---	---	HACIA ADELANTE
TRAFO 25 MVA LADO 60kV	GE F60 GE T60	300/5	300	0.07	IEC VI	---	---	---	NO DIRECCIONAL
TRAFO 25 MVA LADO 10.5kV	GE T60 GE F650	1500/5	1710	0.01	IEC VI	---	---	---	NO DIRECCIONAL
ALIMENTADORES 10.5kV	GE F650	300/5	300	0.06	IEC VI	1800	0	DT	NO DIRECCIONAL

a Relación transformación en los transformadores de corriente.

Fuente: Base de datos Electronoroeste.

Tabla 17. Ajustes actuales en los relés de sobrecorriente de tierra

PROTECCIÓN			AJUSTE UMBRAL 1			AJUSTE UMBRAL 2			DIRECCION
UBICACIÓN	RELE	RTC [a]	I0 >	T0 >	CURVA 1	I0 >>	T 0>>	CURVA 2	
PAITA L-6659 60kV	ABB REC 670	300/5	99	0.11	IEC NI	---	---	---	HACIA ADELANTE
TRAFO 25 MVA 60KV	GE T60 GE F60	300/5	60	0.06	IEC NI	1050	0	DT	HACIA ADELANTE
TRAFO 25 MVA 10KV	GE F650	300/5	120	0	DT	---	---	---	NO DIRECCIONAL
ALIMENTADORES 10.5kV	GE F650	300/5	120	0	DT	---	---	---	NO DIRECCIONAL

a Relación transformación en los transformadores de corriente.

Fuente: Base de datos Electronoroeste.

Tabla 18. Ajustes actuales en los relés de sobrecorriente direccional de neutro sensible

PROTECCIÓN			AJUSTE UMBRAL 1			AJUSTE UMBRAL 2			DIRECCION
UBICACIÓN	RELE	RTC [a]	I >	T >	CURVA 1	I >>	T >>	CURVA 2	
ALIMENTADORES 10.5kV	GE F650	20/1	0.75	0.3	DT	---	---	---	FORWARD -45°

a Relación transformación en los transformadores de corriente.

Fuente: Base de datos Electronoroeste.

Teniendo en cuenta los ajustes indicados y la capacidad de los fusibles tipo K, se evaluará la coordinación de la protección mediante análisis de fallas que han ocurrido en el sistema en estudio, así mismo se hará uso de la simulación de fallas aplicadas al modelo eléctrico obtenido en el software Digsilent.

3.2. Análisis de fallas del sistema en estudio.

3.2.1. Falla bifásica despejada por fusibles y desconexión del alimentador A1603.

En la **Figura 54** se muestra el registro oscilográfico de una falla bifásica ocurrida en las redes de media tensión, la cual ocasionó la fusión de fusibles y la desconexión del alimentador.

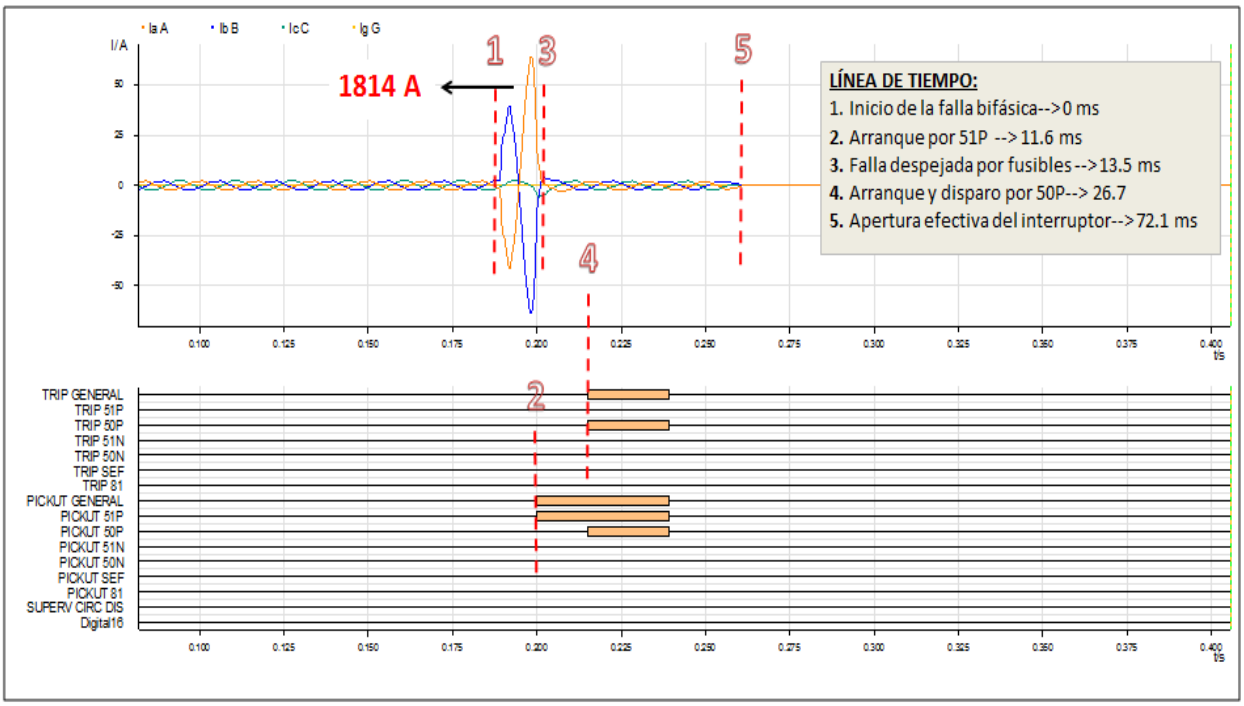


Figura 54. Registro oscilográfico de falla bifásica en A1603.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

Debido al aumento intempestivo de las corrientes en las fases A y B, en un valor de 1814A; se verifica la aparición de una falla bifásica. Luego de 11.6ms de ocurrida ésta, el relé de protección activa el arranque de la función 51P (PICKUP 51P[15]), sin embargo, luego de 13.5ms se aprecia la disminución de corrientes en indicadas fases, sin haber desconectado el interruptor, lo que representa un despeje de falla por el seccionamiento tipo fusibles de expulsión ubicado en la red de distribución.

A pesar que la falla fue despejada por los fusibles, en el punto 4 se inicia el arranque y disparo por función 50P (TRIP 50P[16]). Luego de 45.4ms de enviada la señal de disparo en el punto 5 se verifica la apertura efectiva del interruptor.

Considerando que el nivel de cortocircuito máximo en la barra de Subestación Tierra Colorada es de 7271A, una corriente como la presentada en la falla evaluada (1814A) no debería ser despejada en instantáneo, puesto que el punto de falla está muy alejado de la fuente y existirán equipos de protección ubicados aguas abajo que logren despejar la falla. Por lo indicado, se confirma la necesidad de aumentar el nivel de arranque de la protección instantánea de fases en la protección de la cabecera de los alimentadores (ANSI 50P).

3.2.2. Falla a tierra no despejada en radial de media tensión.

Los registros oscilográficos que se muestra en las **Figuras 55 y 56**, evidencian la aparición de una falla monofásica ocurrida en la red de media tensión, la cual ocasionó la desconexión de 02 alimentadores por actuación de la protección direccional de neutro sensible (Función 67NS).

Dado que la Subestación Tierra Colorada posee un régimen de neutro aislado en media tensión (Sistema delta), una falla a tierra en cualquier alimentador provocará la disminución de la tensión en la fase fallada y el aumento de tensión en las fases no falladas. Cabe mencionar que este desbalance de las tensiones en las fases, se reflejará en todo la red de media tensión y generará la aparición de una tensión homopolar hasta que la falla a tierra sea despejada, es decir hasta que el alimentador fallado desconecte.

Por lo indicado anteriormente y con ayuda de los registros oscilográficos de las **Figuras 55 y 56**, se aprecia una falla a tierra en la fase C. Las fases A y B han llegado a 10.5kV (Tensión fase-fase) y la tensión en la fase C se encuentra en 0. Así mismo, se descarta que la falla a tierra se haya dado en alguno de estos alimentadores, puesto que luego de su desconexión por activación de la función de sobrecorriente direccional de neutro sensible (TRIP SEF[17]) la fase C continúa en 0kV, es decir la falla no ha sido despejada.

---

[15] Señal digital del relé que indica la activación del arranque de protección por función de sobrecorriente temporizada de fases.

[16] Señal digital del relé que indica la activación del disparo de protección por función de sobrecorriente instantánea de fases.

[17] Señal digital del relé que indica la activación del disparo de protección por función de sobrecorriente sensitiva.

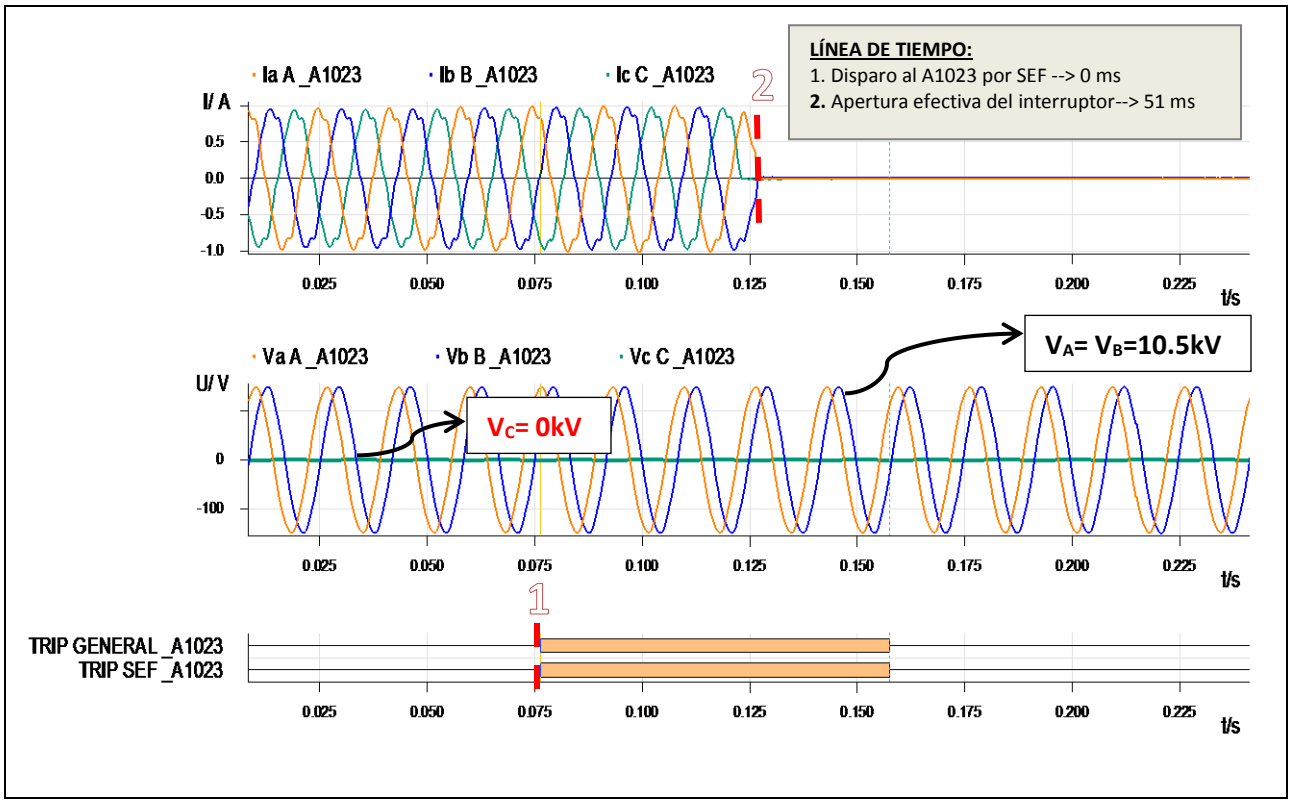


Figura 55. Registro oscilográfico de falla a tierra fase C y desconexión de A1023.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

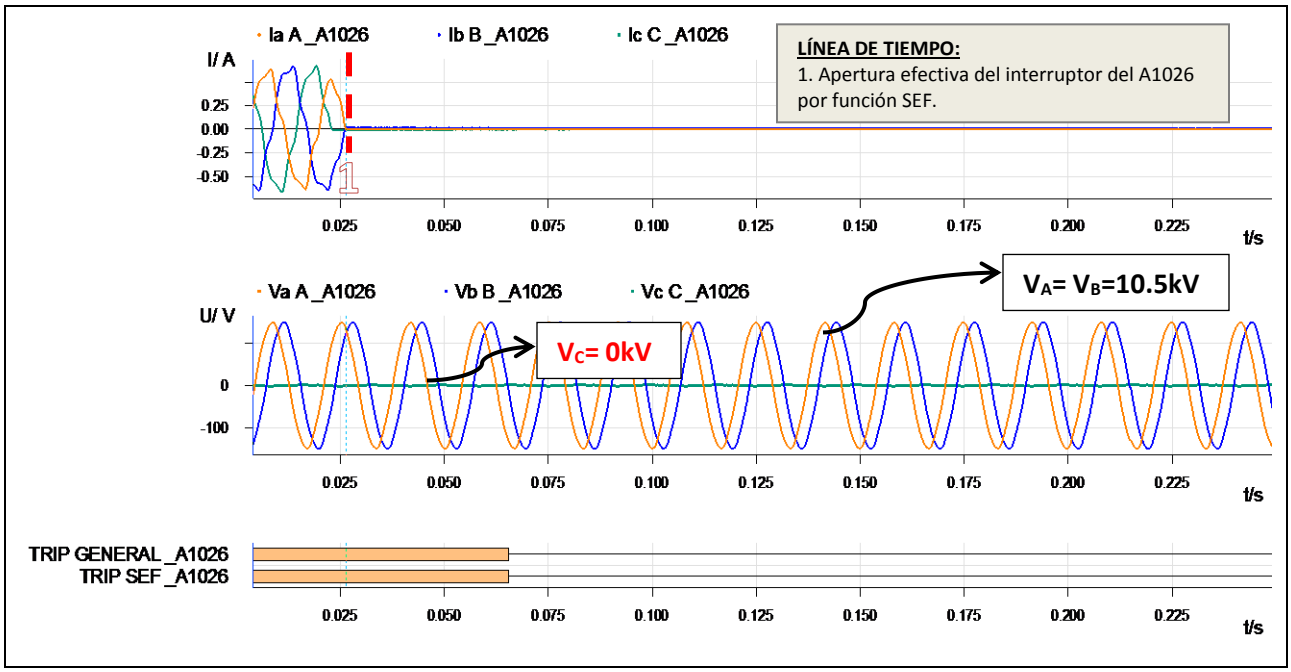


Figura 56. Registro oscilográfico de falla a tierra fase C y desconexión de A1026.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

En la **Figura 57**, se muestra el diagrama fasorial de las corrientes y tensiones homopolares en los alimentadores de la SE Tierra Colorada, antes y durante la falla a tierra (Periodo de pre-falla y falla respectivamente).

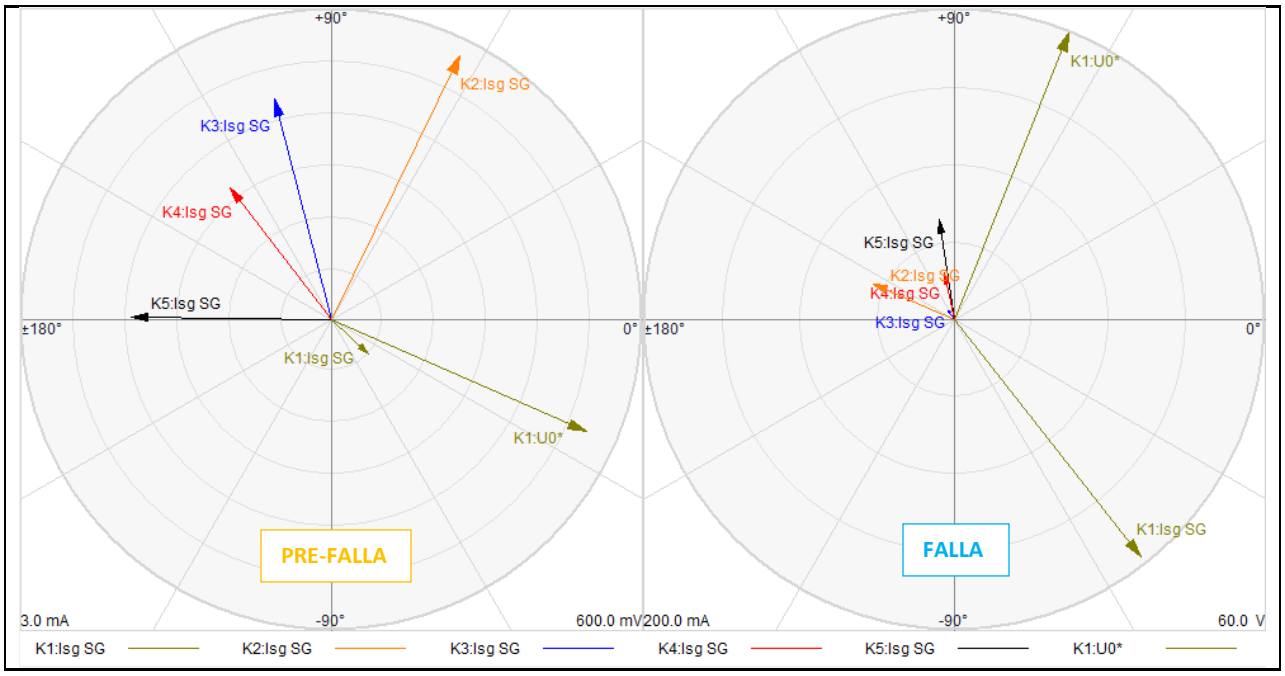


Figura 57. Registro vectorial de magnitudes homopolares durante falla en A1603.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

Si bien es cierto durante la pre-falla aparecen corriente y tensión homopolares, éstas son insignificantes respecto a las que se tienen durante la falla. En la **Tabla 19** se muestran los valores de corrientes y tensiones homopolares.

Tabla 19. Magnitud de corriente y tensión homopolares durante una falla a tierra en A1603

Alimentador	Señal	VALORES SECUNDARIOS				VALORES PRIMARIOS			
		PRE-FALLA		FALLA		PRE-FALLA		FALLA	
		V_0 (V)	Isg (mA)	V_0 (V)	Isg (mA)	V_0 (V)	Isg (mA)	V_0 (V)	Isg (mA)
A1603	K1	0.54	0.49	59.83	194.9	54	12.25	5983	**4872.5**
A1023	K2		2.84		57.78		71		1444.5
A1024	K3		2.21		7.78		55.25		194.5
A1025	K4		1.62		31.35		40.5		783.75
A1026	K5		1.95		65.53		48.75		1638.25
A1602	-		-		-		-		-

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, con ayuda del diagrama fasorial se puede evaluar la dirección de las corrientes homopolares de cada alimentador con respecto a la tensión homopolar del sistema. En la **Tabla 20** se muestra indicada evaluación.

Tabla 20. Dirección de corrientes homopolares respecto a la tensión homopolar durante una falla a tierra en A1603.

Señal	Alimentador	Ángulo relativo entre la tensión y corriente homopolar	
K1	A1603	Corriente en atraso respecto a la tensión	-120.1
K2	A1023	Corriente en adelanto respecto a la tensión	87.9
K3	A1024		56.7
K4	A1025		34
K5	A1026		30.9

Fuente: Elaboración propia.

La identificación del alimentador con falla a tierra se realizará mediante el análisis de la magnitud y la dirección de las corrientes homopolares. Considerando, durante una falla a tierra en un sistema aislado, la corriente homopolar del alimentador con falla estará en atraso respecto a la tensión homopolar y en adelanto para el caso del alimentador sin falla. Además, la corriente homopolar medida en el alimentador con falla, es mayor a las que se miden en los alimentadores sin falla.

Tal como se puede verificar en la **Tabla 20**, el alimentador A1603 cumple con las condiciones de un alimentador con falla a tierra, puesto que la corriente homopolar se encuentra en atraso respecto a la tensión homopolar.

Para la evaluación de la magnitud de las corrientes homopolares, en la **Figura 58** se muestra las corrientes detectadas en todos los alimentadores durante la falla a tierra. De igual forma se verifica que el A1603 (Señal K1) cumple con las condiciones de una falla a tierra, puesto que su magnitud de corriente homopolar es mayor que las demás (4.87A primarios).

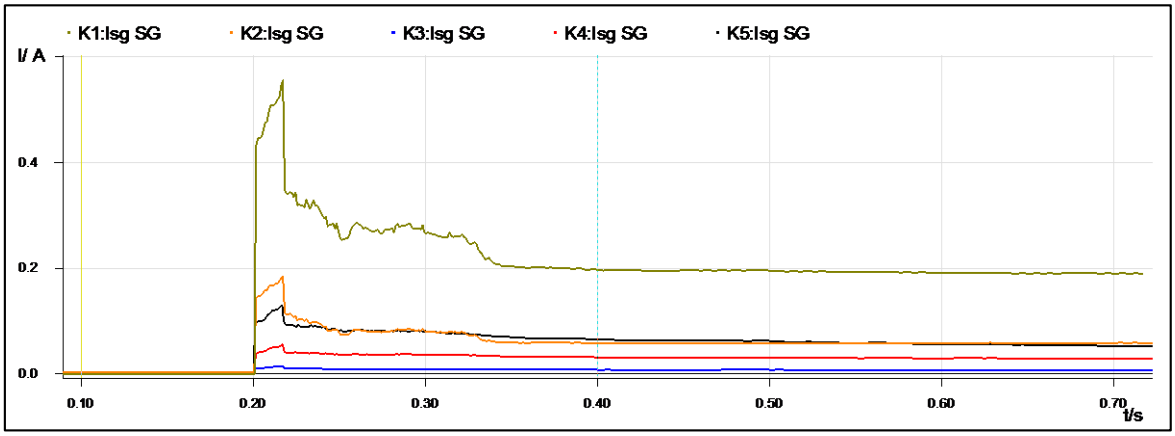


Figura 58. Corrientes capacitivas durante falla a tierra en A1603.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

Por los resultados de la evaluación realizada, se concluye que la falla a tierra registrada en el sistema de media tensión de la Subestación Tierra Colorada, se originó en el A1603. La cual no fue despejada por la protección direccional de neutro sensible (Función 67NS).

Como se mencionó en el marco teórico, la función 67NS actúa siempre y cua ndo se cumplan dos condiciones: que la magnitud de la corriente de neutro sensible (Isg) supere el ajuste de la función sensitiva (SEF) y que la dirección de esta corriente respecto a la tensión homopolar se encuentre en la zona de operación. Considerando que el valor de la corriente de neutro sensible del A1603 fue de 4.87A y al ajuste de la función SEF es de 0.75A, se verifica el cumplimiento de la primera condición. Para verificar la segunda condición, se tiene en cuenta la metodología de los relés General Electric F650 para la protección 67NS[18]. En la **Figura 59** se muestran la zona de operación para la falla a tierra en el A1603, teniendo en cuenta que el ajuste actual de la dirección es de -45° hacia adelante (FORWARD), indicado en la **Tabla 18**.

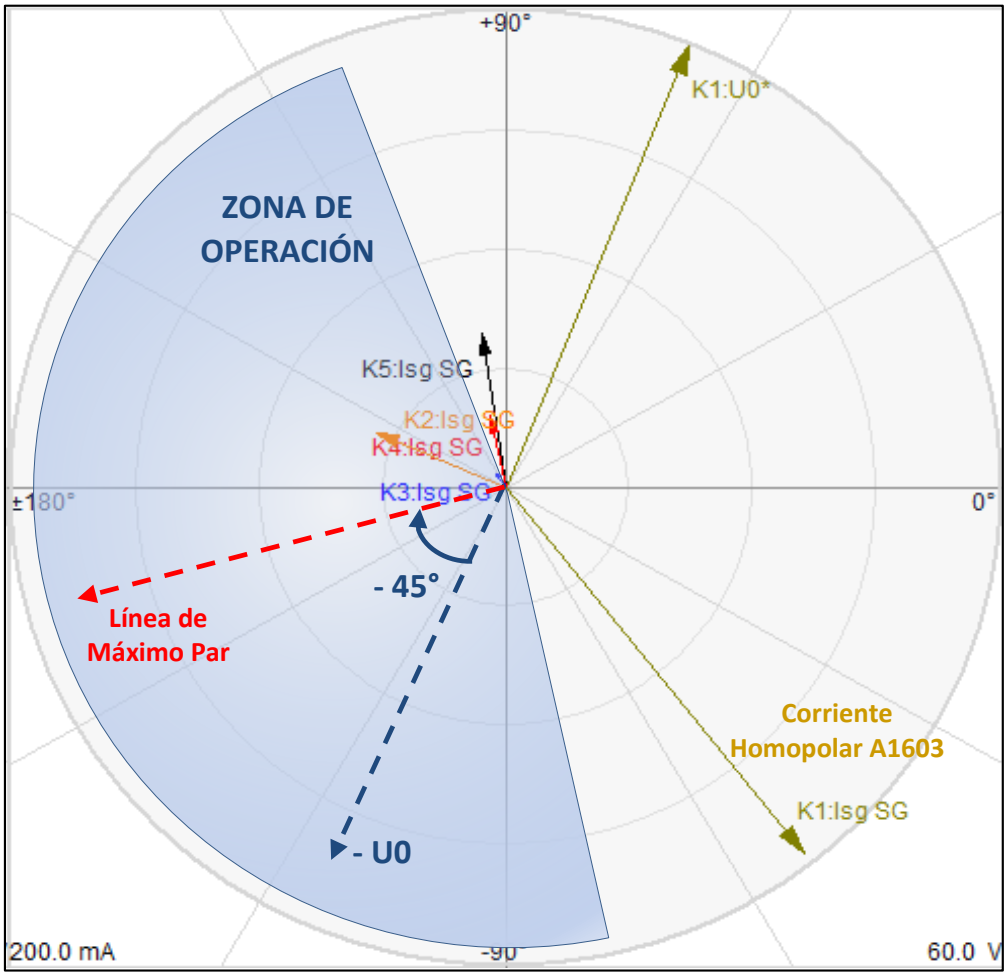


Figura 59. Evaluación de la operación de la función 67NS durante falla a tierra en A1603. Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

[18] En el anexo B se detalla esta metodología.

Como se muestra en el diagrama fasorial, la corriente homopolar del alimentador con falla (A1603) no se encuentra dentro de la zona de protección, por tanto no se cumple la segunda condición para la actuación de la función 67NS. Más adelante, vía simulación de fallas a tierra en el sistema se analizará el comportamiento de la direccionalidad de las corrientes homopolares.

3.2.3. Falla a tierra en el alimentador A1026.

En la **Figura 60** se muestra el registro oscilográfico de una falla a tierra ocurrida en la red de media tensión, el cual contiene las corrientes homopolares en todos los alimentadores de media tensión y tensiones por fase, durante la falla.

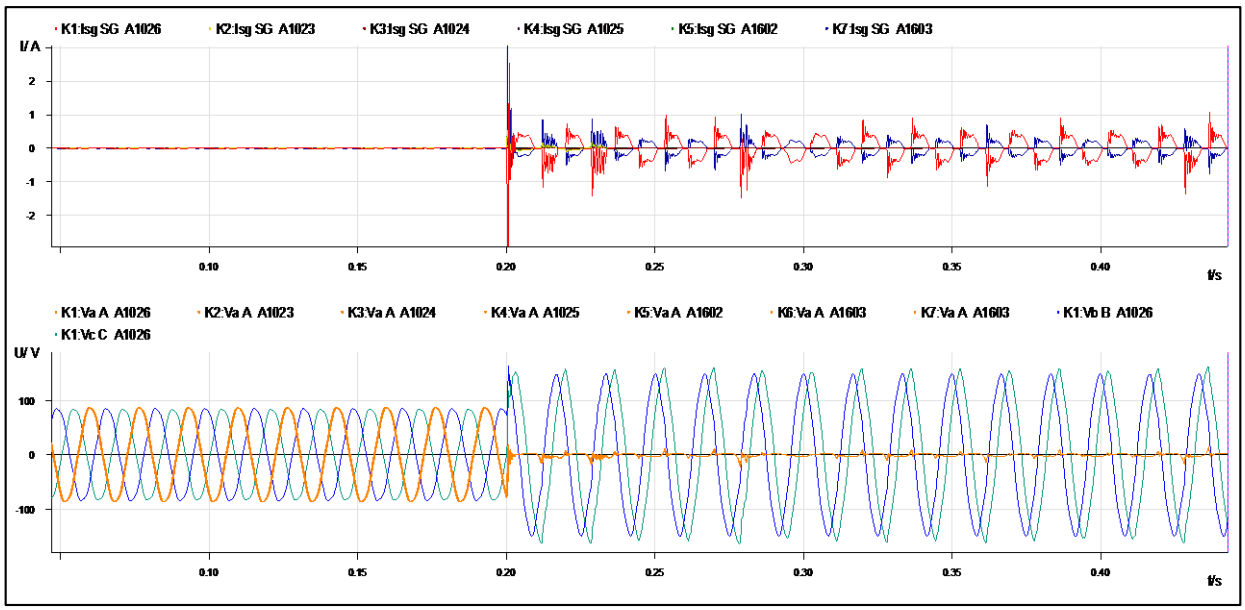


Figura 60. Corrientes sensitivas y tensiones fase-tierra durante falla a tierra en A1026. Valores Instantáneos.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

En la **Figura 61** se muestra los valores RMS de los parámetros indicados en la **Figura 60**. Del registro de tensiones se aprecia que la tensión en la fase A disminuye a 0 kV y las tensiones en las fases C y B aumentan a un valor igual a la tensión fase-fase (10.3kV primarios), con lo cual se verifica que la falla a tierra se dio en la fase A.

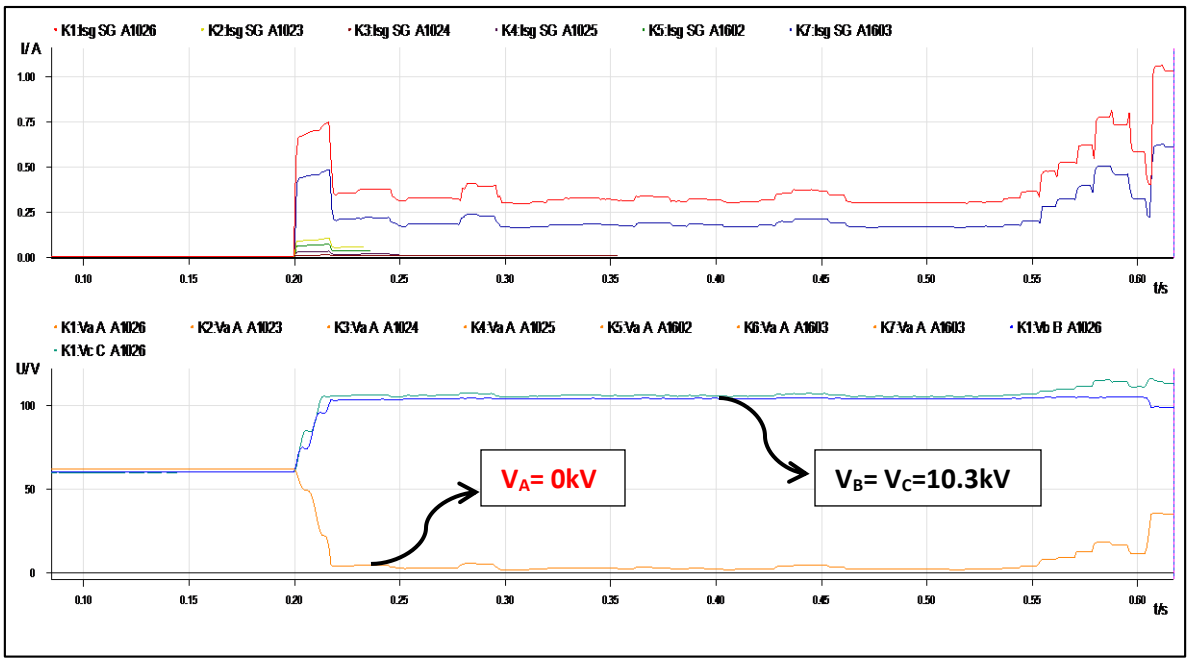


Figura 61. Corrientes sensitivas y tensiones fase-tierra durante falla a tierra en A1026. Valores RMS.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

Del registro de corrientes homopolares se aprecia un aumento de estas durante la falla a tierra. En la **Tabla 21** se muestran las magnitudes de las corrientes sensitivas y las tensiones por fase, antes y durante la falla a tierra.

Tabla 21. Magnitud de corriente y tensión homopolares durante una falla a tierra en A1026

Alimentador	Señal	VALORES SECUNDARIOS				VALORES PRIMARIOS			
		PRE-FALLA		FALLA		PRE-FALLA		FALLA	
		V_0 (V)	Isg (mA)	V_0 (V)	Isg (mA)	V_0 (V)	Isg (mA)	V_0 (V)	Isg (mA)
A1603	K7	1.29	3.21	60.07	210.5	129	80.25	60007	5262.5
A1023	K2		2.94		55.33		73.5		1383.25
A1024	K3		4.53		8.17		113.25		204.25
A1025	K4		1.90		16.48		47.5		412
A1026	K1		5.39		**353.9**		134.75		**8847.5**
A1602	K5		2.07		35.50		51.75		887.5

Fuente: Elaboración propia.

Considerando que el alimentador A1026 llega alcanzar la mayor de las corrientes sensitivas (8.8A primarios) se concluye que se trata del alimentador fallado, puesto que éste ha recibido el aporte de las demás corrientes de tipo capacitivas. Esta conclusión se refuerza con la evaluación de la dirección de su corriente sensitiva respecto a la tensión homopolar. En la **Figura 62** se muestra el diagrama fasorial de estas señales.

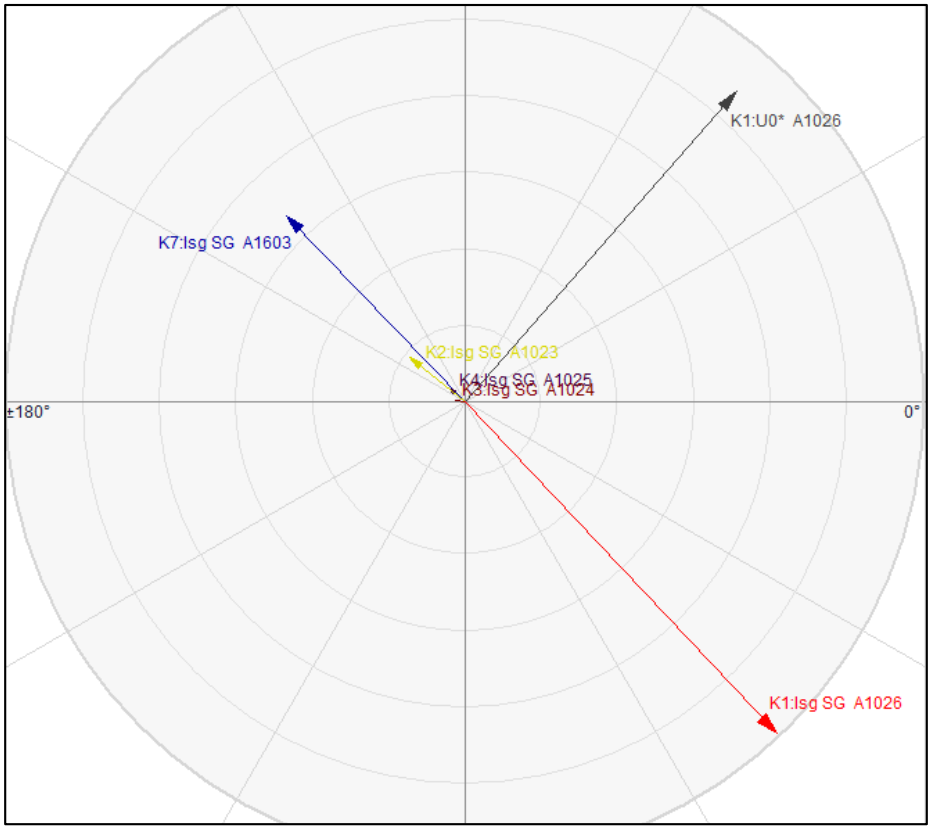


Figura 62. Registro vectorial de magnitudes homopolares durante falla en A1026.
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

Del registro fasorial se aprecia un atraso de la corriente homopolar del A1026 (Isg) respecto a la tensión homopolar (U0) y un adelanto de las corrientes en los demás alimentadores. Con lo cual se confirma que el alimentador con falla es el A1026. La **Tabla 22** muestra la dirección de las corrientes homopolares respecto a la tensión homopolar, durante la falla a tierra.

Tabla 22. Dirección de corrientes homopolares respecto a la tensión homopolar durante una falla a tierra en A1026.

Señal	Alimentador	Ángulo relativo entre la tensión y corriente homopolar	
K1	A1026	Corriente en atraso respecto a la tensión	-91.82
K2	A1023	Corriente en adelanto respecto a la tensión	98.95
K3	A1024		125.68
K4	A1025		89.35
K5	A1602		102.75
K7	A1603		91.37

Fuente: Elaboración propia.

En la **Figura 63** se muestra la zona de operación de la función direccional de neutro sensible, durante una falla en el alimentador A1026, considerando el ajuste actual de la dirección (-45° hacia adelante). Se verifica que el alimentador con falla no se encuentra dentro de la zona de operación. El ajuste de esta dirección se evaluará en la siguiente sesión, mediante la información obtenida de las fallas a tierra ocurridas en el sistema de distribución de la Subestación Tierra Colorada.

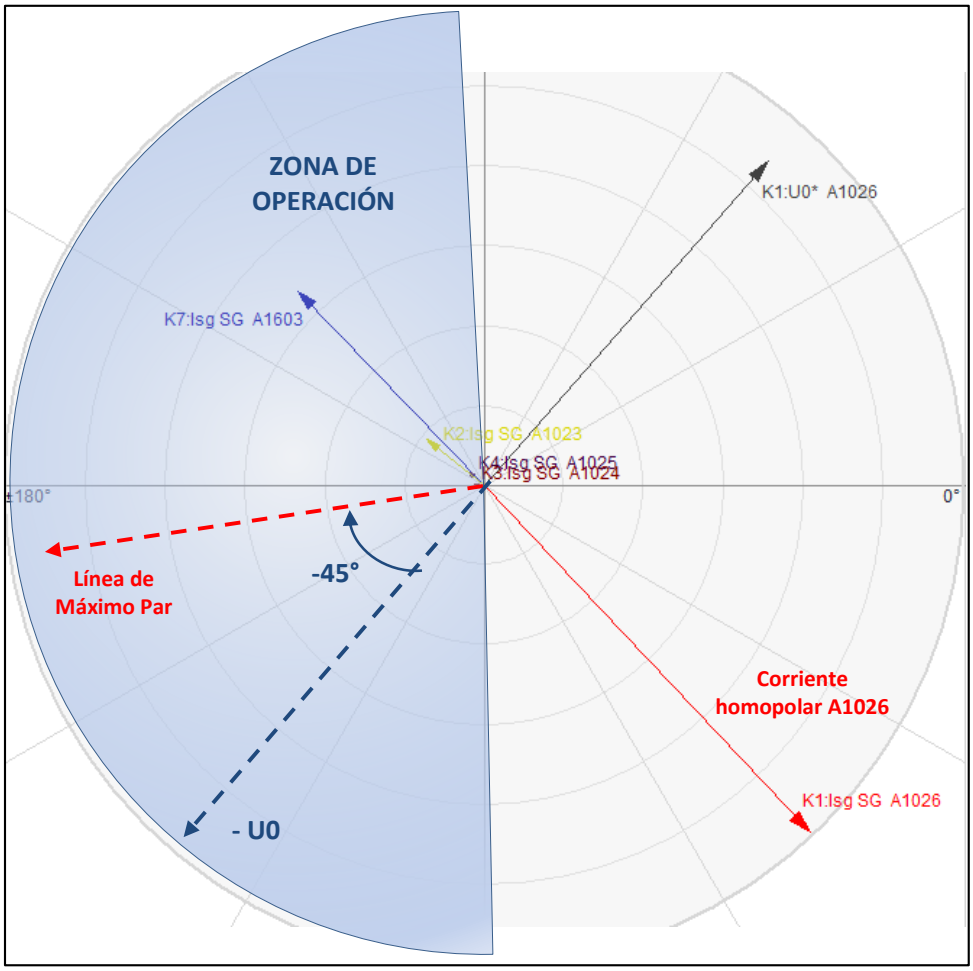


Figura 63. Evaluación de la operación de la función 67NS durante falla a tierra en A1026. Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

3.2.4. Fallas a tierra en las radiales de media tensión

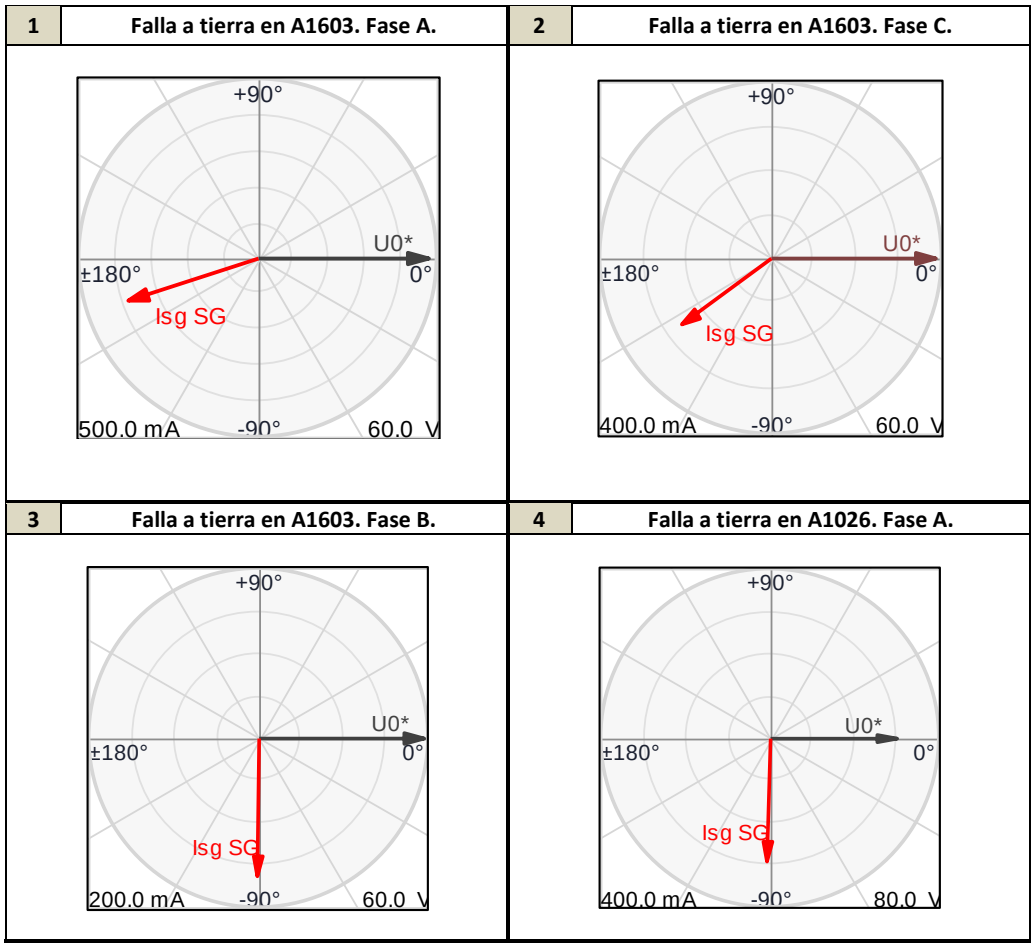
En la **Tabla 23** se muestra la información de algunas fallas a tierra presentadas en la red de media tensión del sistema Tierra Colorada. Se muestra la dirección que adoptó la corriente homopolar del alimentador fallado respecto a la tensión homopolar, durante el periodo de falla. En las fallas mostradas, se incluyen los casos de los alimentadores A1603 y A1026, vistos en el apartado 3.2 del presente capítulo.

Tabla 23. Historial de fallas a tierra en la SE Tierra Colorada.

REGISTRO DE FALLA	ALIMENTADOR CON FALLA A TIERRA	FASE FALLADA	CORRIENTE HOMOPOLAR Isg (A)	TENSIÓN HOMOPOLAR U0 (kV)	DIRECCIÓN DE Isg RESPECTO A U0
1	A1603	A	11.4	5.7	-161.7
2	A1603	C	6.6	5.8	-143.8
3	A1603	B	4.4	5.8	-91.0
4	A1026	A	7.9	6.0	-91.8
5	A1603	C	6.3	5.4	-147.5
6	A1603	C	5.1	4.7	-143.7
7	A1603	A	5.6	5.5	-140.6
8	A1603	C	4.9	6.0	-117.7

Fuente: Base de datos Electronoroeste.

En la **Figura 64** se muestra el registro fasorial de estas fallas, en la que se verifica la dirección de la corriente homopolar (Isg) respecto a la tensión homopolar (U0).



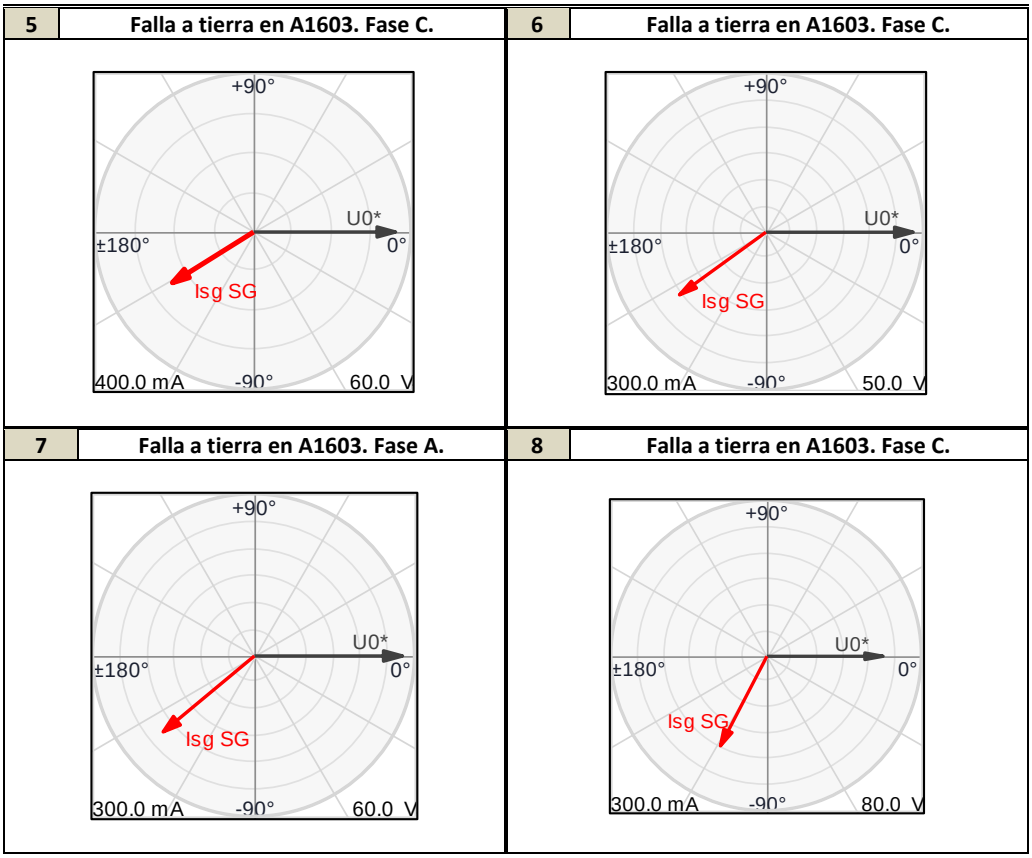


Figura 64. Registro vectorial de fallas a tierra en de la SE Tierra Colorada
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

De acuerdo a lo visto en el marco teórico, durante una falla a tierra en un sistema aislado, la dirección de la corriente homopolar en el alimentador fallado se encuentra 90° en atraso respecto a la tensión homopolar y en 90° adelanto en el caso de los alimentadores no fallados. Para reforzar este concepto, en el anexo C se muestra la representación fasorial de fallas a tierra simuladas a lo largo del alimentador A1603, bajo diferentes escenarios de resistencia de falla. Dicha representación contiene las corrientes homopolares de todos los alimentadores y la tensión homopolar en la barra de 10kV de la SE Tierra Colorada, para cada falla simulada.

En la **Tabla 24** se muestran de manera consolidada los resultados de las fallas simuladas. En ésta se indican las magnitudes de corriente y tensión homopolares, así como la dirección de las corrientes respecto a la tensión. En todos los casos simulados, se verifica que el vector de corriente homopolar en el alimentador fallado, mantiene un atraso de aproximadamente 90° respecto a la tensión homopolar. Si este resultado, lo comparamos con las fallas mostradas en la **Figura 64**, podemos ver que existe una diferencia en algunas fallas que se alejan de la concepción de los sistemas aislados. En estas fallas la corriente homopolar tiene un máximo de atraso de 162° respecto a la tensión homopolar.

Tabla 24. Simulación de fallas a tierra a lo largo del alimentador A1603.

UBICACIÓN DE LA FALLA	RESISTENCIA DE FALLA (Ω)	CORRIENTE HOMOPOLAR Isg (A)						TENSIÓN HOMOPOLAR U0 (kV)	DIRECCIÓN DE Isg RESPECTO A U0					
		A1603	A1092	A1023	A1024	A1025	A1026		A1603	A1092	A1023	A1024	A1025	A1026
Zona inicial del alimentador	0	5	0	2	1	1	1	6.2	-89.9	90.4	90.0	90.1	90.1	90.1
	100	5	0	2	1	1	1	6.2	-89.9	90.4	90.0	90.1	90.1	90.1
	200	5	0	2	1	1	1	6.1	-89.9	90.1	90.0	90.1	90.1	90.1
	300	5	0	2	1	1	1	5.9	-89.9	90.3	90.0	90.1	90.1	90.1
	400	5	0	2	1	1	1	5.7	-89.9	90.3	90.0	90.0	90.0	90.1
	500	5	0	2	1	1	1	5.5	-90.0	90.3	90.0	90.0	90.0	90.0
	600	5	0	2	1	1	1	5.3	-90.0	90.3	90.0	90.0	90.0	90.0
	700	4	0	2	1	1	1	5.0	-90.0	90.3	90.0	90.0	90.1	90.0
	800	4	0	1	1	1	1	4.8	-90.0	90.2	90.0	90.0	90.0	90.0
	900	4	0	1	1	1	1	4.5	-90.0	90.2	90.0	90.0	90.0	90.0
	1000	4	0	1	1	1	1	4.3	-90.0	90.2	90.0	90.0	89.9	90.0
Zona intermedia del alimentador	0	5	0	2	1	1	1	6.1	-89.4	89.6	90.0	89.9	89.9	89.8
	100	5	0	2	1	1	1	6.1	-90.7	89.6	90.0	89.9	89.9	87.5
	200	5	0	2	1	1	1	6.0	-91.2	89.5	90.0	89.9	89.9	85.2
	300	5	0	2	1	1	1	5.9	-91.8	89.5	90.0	89.9	89.9	82.9
	400	5	0	2	1	1	1	5.7	-92.3	89.5	90.0	89.9	89.9	80.7
	500	5	0	2	1	1	1	5.5	-93.1	89.5	90.0	89.9	89.9	78.4
	600	5	0	2	1	1	1	5.2	-93.4	89.4	90.0	89.9	89.9	78.1
	700	4	0	2	1	1	1	5.0	-94.3	89.1	89.7	89.6	89.6	73.7
	800	4	0	1	1	1	1	4.7	-94.5	89.4	90.0	89.9	89.9	71.0
	900	4	0	1	1	1	1	4.5	-95.1	89.4	90.0	89.9	89.9	72.8
	1000	4	0	1	1	1	1	4.3	-95.6	89.3	89.3	89.9	89.9	69.5
Zona final del alimentador	0	5	0	2	1	1	1	6.1	-89.3	89.6	90.0	89.9	89.9	89.6
	100	5	0	2	1	1	1	6.0	-90.7	89.5	90.0	89.9	89.9	87.3
	200	5	0	2	1	1	1	6.0	-91.3	89.5	90.0	89.9	89.9	85.0
	300	5	0	2	1	1	1	5.8	-91.8	89.5	90.0	89.9	89.9	82.0
	400	5	0	2	1	1	1	5.6	-92.4	89.5	90.0	89.9	89.9	80.4
	500	5	0	2	1	1	1	5.4	-92.6	89.5	90.0	89.9	89.9	78.1
	600	4	0	2	1	1	1	5.2	-93.5	89.4	90.0	89.9	89.9	75.8
	700	4	0	2	1	1	1	4.9	-94.1	89.4	90.0	89.9	89.9	73.6
	800	4	0	1	1	1	1	4.7	-89.0	89.4	90.0	89.9	89.9	71.4
	900	4	0	1	1	1	1	4.5	-95.2	89.3	90.0	89.7	89.7	69.2

Fuente: Elaboración propia.

Determinar el motivo de la diferencia en ángulo indicada en el párrafo anterior, no forma parte de los objetivos de la presente tesis. Sin embargo, con las resultados de las simulaciones de fallas a tierra mostradas en la **Tabla 24**, se puede indicar que esta diferencia no depende del punto de falla, ni de la magnitud de la resistencia de falla, debido a que ante cambios de estas variables, se verifica invariabilidad en los 90° de atraso de la corriente homopolar respecto a la tensión homopolar.

Con ayuda de la información histórica de fallas a tierra presentada en la **Tabla 23**, se puede definir la banda de desplazamiento del ángulo de la corriente homopolar respecto a la tensión homopolar y a partir de ésta determinar el ajuste óptimo de la dirección que requiere la protección direccional de neutro sensible (ANSI 67NS). En la **Figura 65**, se muestra el límite máximo y el mínimo de desplazamiento.

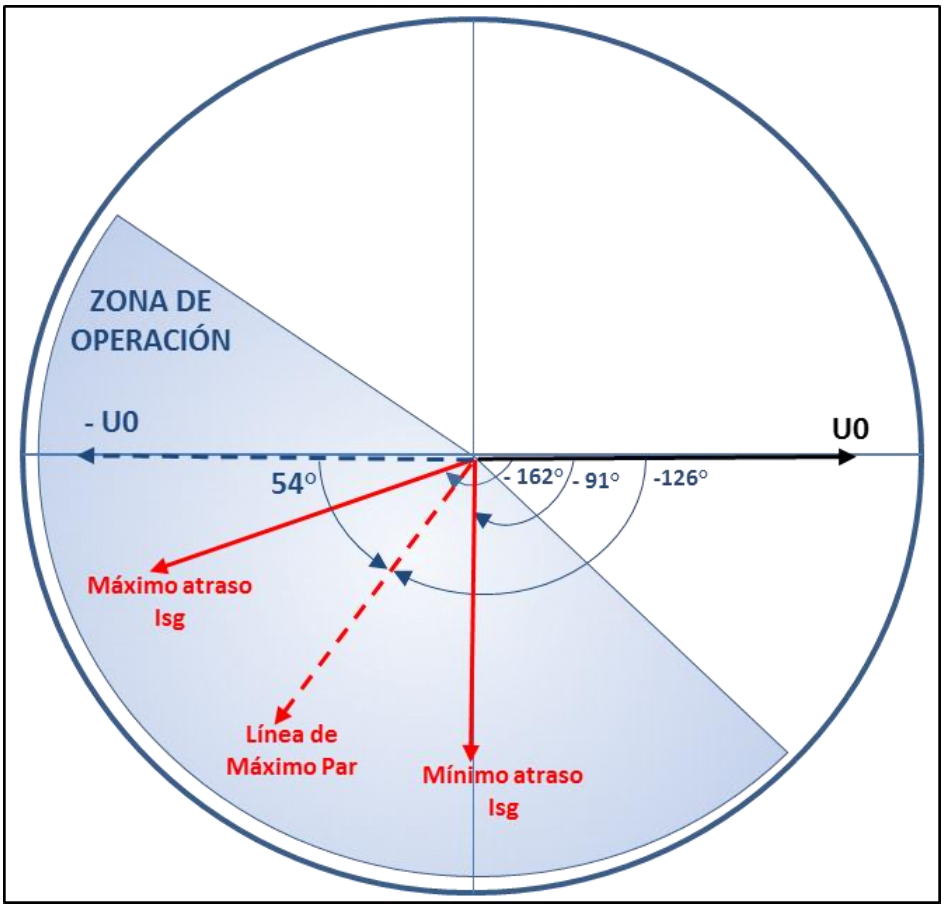


Figura 65. Evaluación del ángulo de operación durante fallas a tierra en alimentadores de la SE Tierra Colorada
Fuente: Base de datos Electronoroeste. Elaboración propia.

Tal como se muestra en la **Figura 65**, un ajuste de 54° hacia adelante sería óptimo, puesto que abarcaría el máximo y mínimo atraso de la corriente homopolar y por lo tanto permitiría la actuación de la protección contra fallas a tierra.

3.3. Análisis de protección vía simulación en Digsilent.

- **Coordinación entre el relé de alimentador A1603 y los fusibles tipo K del seccionamiento I-160079.**

Para esta evaluación se simulará una falla bifásica remota, y se verificará la coordinación entre los fusibles y el relé de cabecera. En la **Figura 66** se muestra las curvas de coordinación actuales.

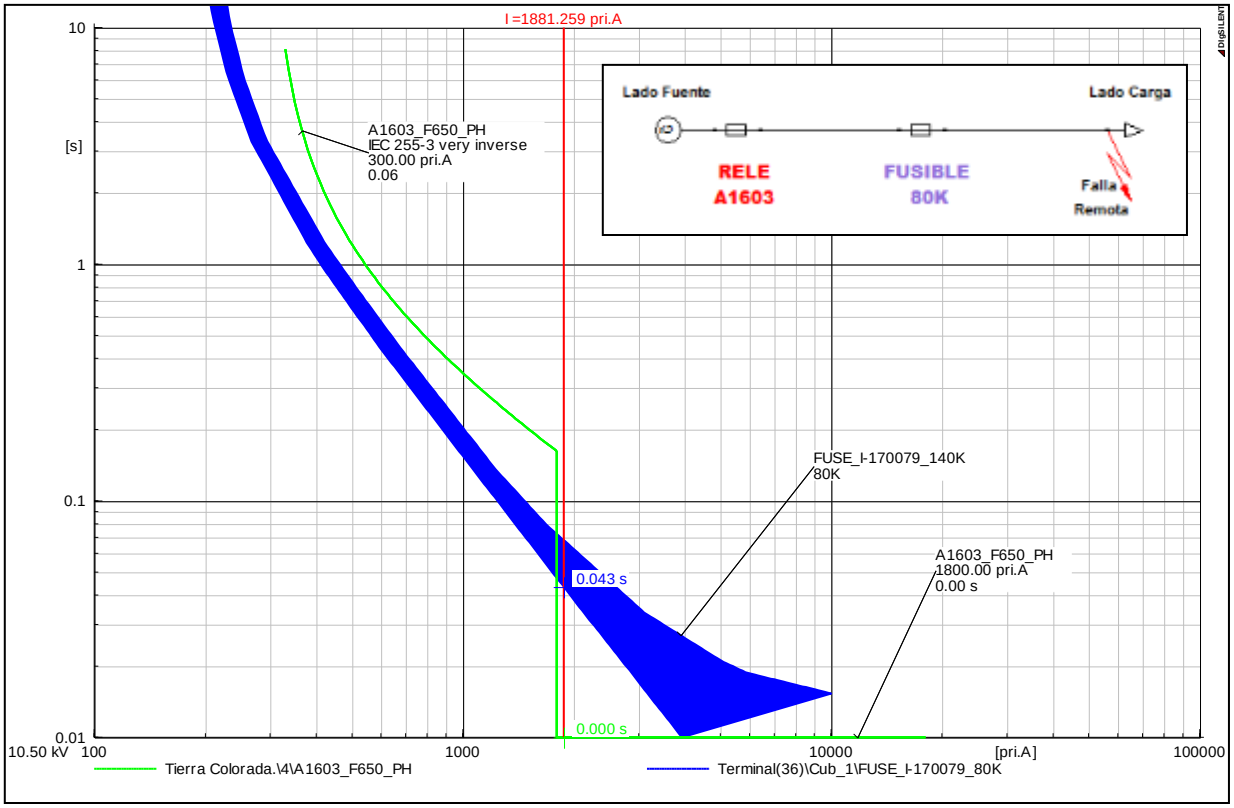


Figura 66. Evaluación de coordinación actual entre relé A1603 y seccionamiento I160079
Fuente: Elaboración propia**.**

Para la falla simulada, la corriente vista por los fusibles y el relé de protección es de 1881A. Con esta corriente, existirá actuación de los relés, antes que los fusibles, puesto que su ajuste de sobrecorriente instantánea se encuentra establecido en 1800A. Por tanto, no existirá coordinación.

Para subsanar el problema de coordinación detectado, se debe aumentar el ajuste del umbral de la función de sobrecorriente instantánea para los alimentadores en 10.5kV, puesto que actualmente indicada función protege de manera instantánea ante fallas remotas, sin permitir la coordinación con los fusibles ubicados a lo largo de la red.

- **Coordinación entre el relé de la barra de 10.5kV y el relé del A1603:**

Se evalúa la coordinación entre la protección de sobrecorriente entre fases, para la barra de 10.5kV y el alimentador de media tensión. Para esto, se ha simulado una falla trifásica cercana a la barra de 10.5kV, aguas abajo de estos dos elementos. La **Figura 67** muestra las curvas y los tiempos de coordinación correspondientes a la falla indicada.

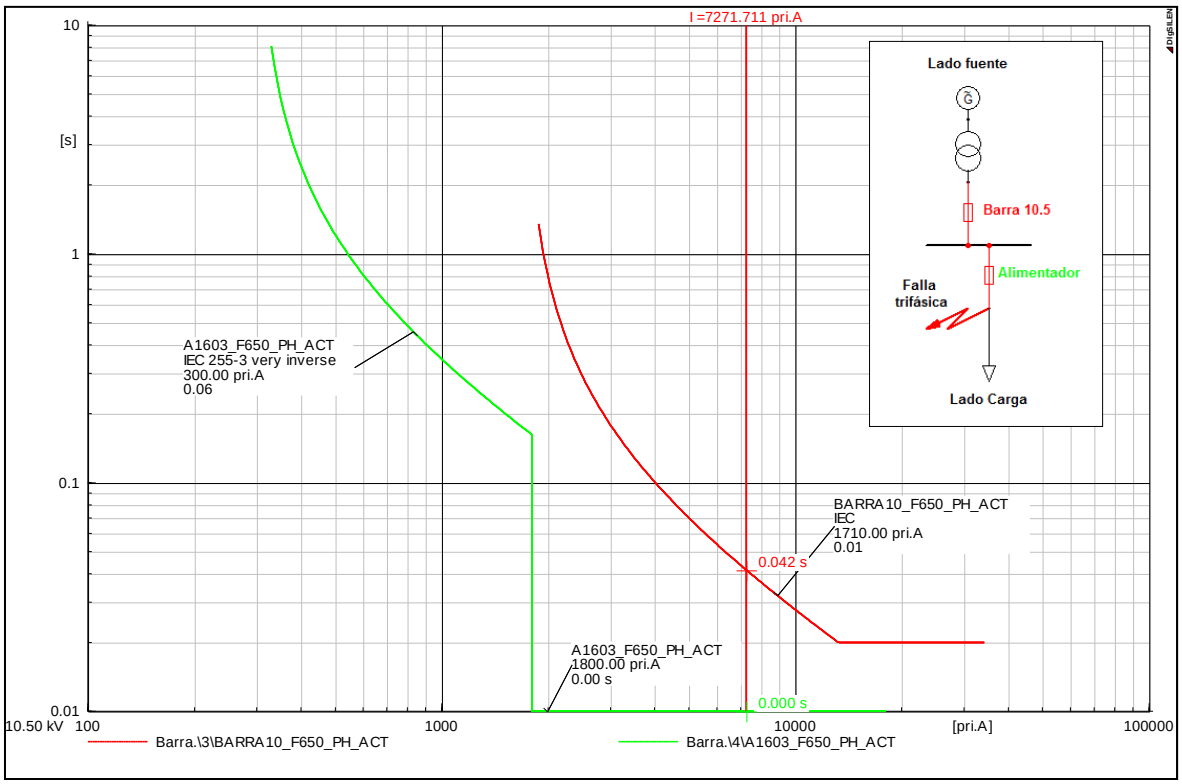


Figura 67. Evaluación de coordinación actual entre relé barra 10.5kV y alimentador A1603
Fuente: Elaboración propia.

Tal como se puede apreciar, se ha obtenido una corriente de falla de 7272A vista por los relés. Para esta corriente, se tienen tiempos de actuación entre una protección y otra de 0 y 42ms. Con lo cual, se evidencia un tiempo de coordinación insuficiente para para lograr la debida selectividad entre las dos protecciones mencionadas.

Para asegurar una coordinación entre las protecciones de la barra de 10.5kV y los alimentadores, se debe aumentar el dial de la función de sobrecorriente temporizada en la protección de la barra de 10.5kV, sin perjudicar las protecciones existentes aguas arriba.

- **Coordinación entre los fusibles tipo K de los seccionamientos I-160079 y I-160067.**

Para evaluar la coordinación entre los seccionamientos I-160079 y I-160067 se simula una falla local. En la **Figura 68** se muestra la curva de coordinación entre estos dos elementos, así como los tiempos de actuación.

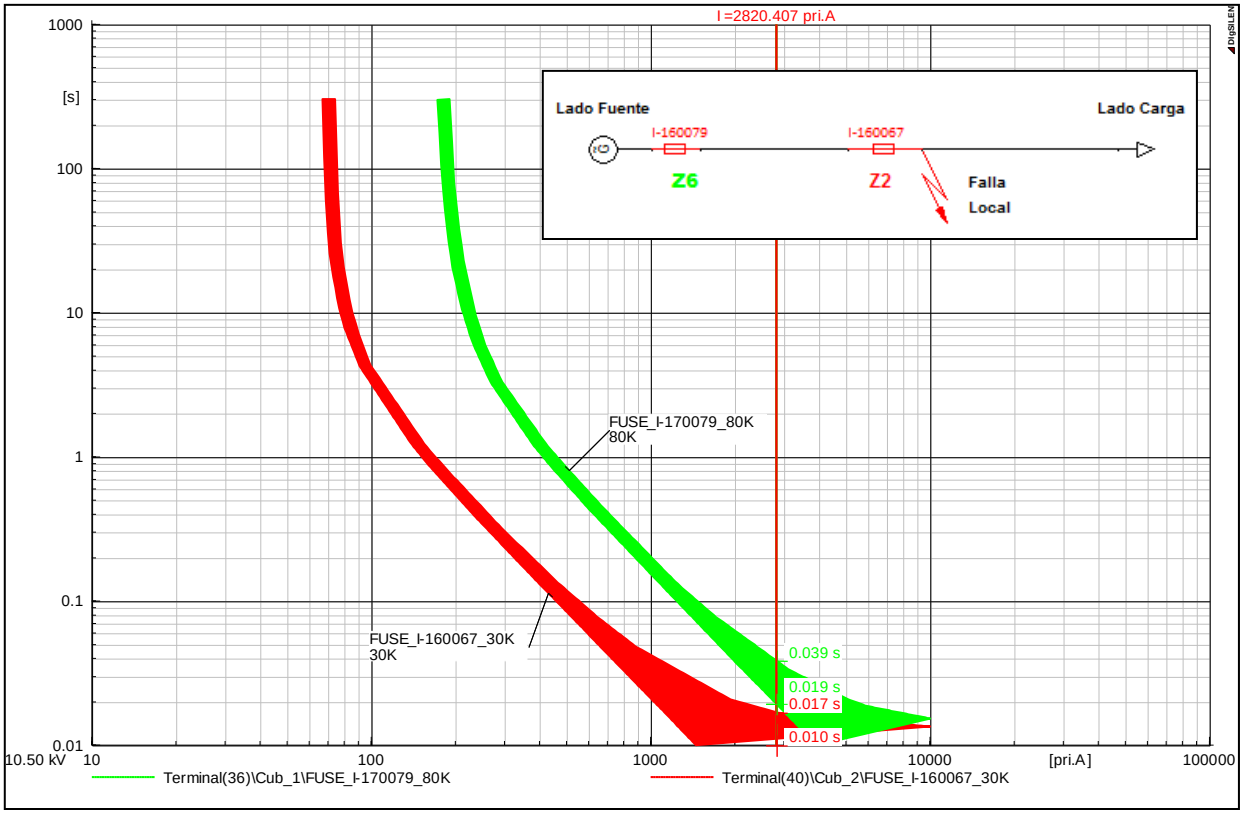


Figura 68. Evaluación de coordinación actual entre seccionamientos I-160079 y I-160067
Fuente: Elaboración propia.

De la simulación se obtiene una corriente de 2820A, con la cual se aprecia que no existe coordinación entre estos 02 equipos, puesto que el tiempo máximo de despeje de falla de los fusibles del seccionamiento I160067 (clearing time) es prácticamente igual a el tiempo mínimo de despeje de falla de los fusibles del seccionamiento I170079 (melting time), 17ms y 19ms, respectivamente.

Para asegurar la coordinación entre los fusibles tipo K que se encuentran instalados a lo largo de la red de media tensión, es necesario un nuevo dimensionamiento, el cual no sólo debe contemplar la carga nominal de estos equipos, sino también la coordinación entre uno y otro, de acuerdo a los criterios indicados en el marco teórico.

- **Fallas a tierra a nivel de sub-transmisión (60kV).**

Como un paso previo a la simulación, se debe considerar que durante una falla a tierra existe un aporte de corriente homopolar proveniente de los transformadores que se encuentren con conexión estrella aterrada (Yn) y que poseen un devanado delta (D). Dicho aporte es independiente a si el transformador se encuentra con carga o en vacío y es adicional al aporte proveniente de la de la generación del sistema. La **Figura 69** esquematiza lo indicado.

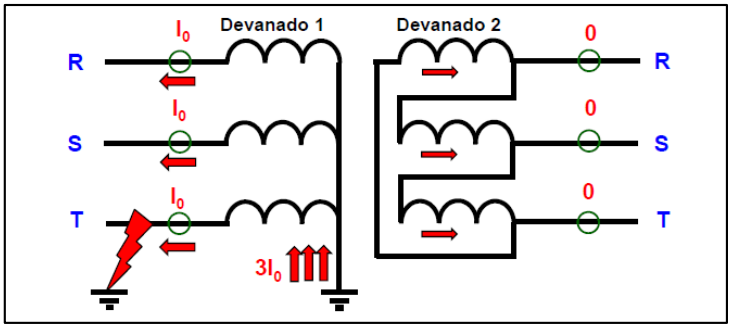


Figura 69. Aporte de corriente homopolar de un transformador con conexión YnD
Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta que el transformador de potencia de la Subestación Tierra Colorada posee una conexión YnD5; existirá un aporte de corriente homopolar por parte del mismo, ante la aparición de una falla a tierra en el lado de 60kV. Dependiendo de la ubicación de los transformadores de corriente (CT's) en 60kV y del punto de falla, el relé que protege el lado de 60kV medirá un determinado valor de esta corriente homopolar. Esta dependencia en la medición del relé se debe a la presencia de las dos corrientes homopolares mencionados anteriormente, la de los transformadores con conexión DYN5 y la de la generación del sistema.

Si consideramos la ubicación de los CT's en la SE Tierra Colorada, se define lo siguiente: Si la falla se ubica entre la fuente y los transformadores de corriente, se medirá el aporte de corriente homopolar proveniente del transformador de potencia. En caso, la falla se ubique entre los transformadores de corriente y los bushing del transformador, se medirá el aporte de la fuente. Las **figuras 70 y 71** muestran los 02 casos indicados.

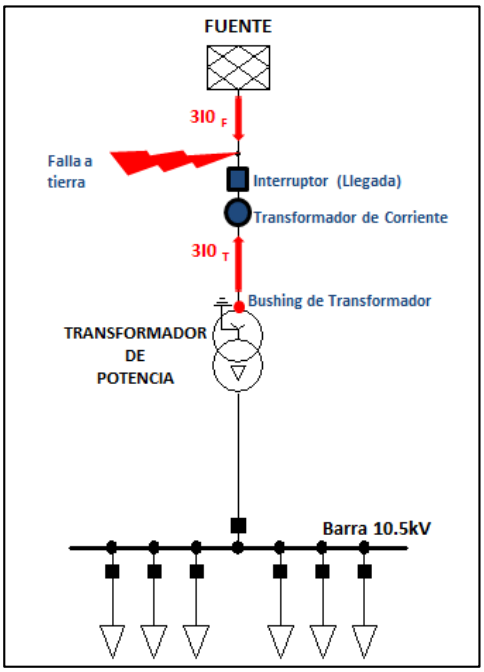


Figura 70. Esquema de falla a tierra en la llegada de 60kV de la SE Tierra Colorada
Fuente: Elaboración propia.

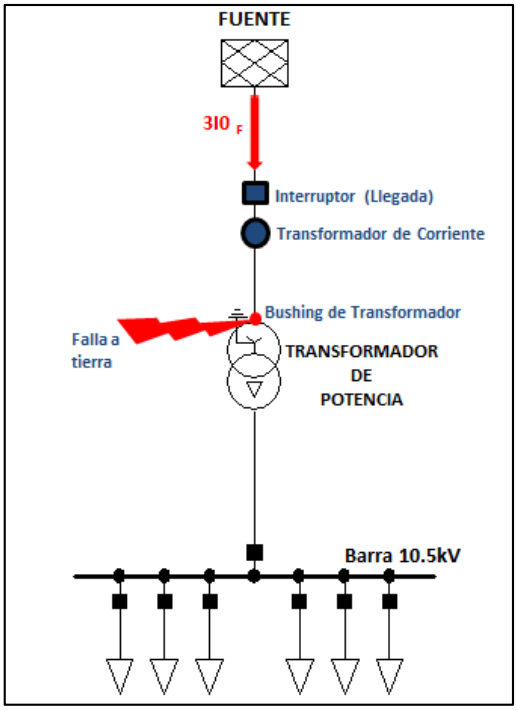


Figura 71. Falla a tierra en bushing 60kV del transformador de potencia
Fuente: Elaboración propia.

Con la simulación de fallas a tierra franca a nivel de 60kV, se determina el máximo aporte de corriente homopolar proveniente del transformador de potencia (aporte trafo), así como el aporte del lado de generación (aporte Fuente). Estos aportes se verifican en la **Figura 72**.

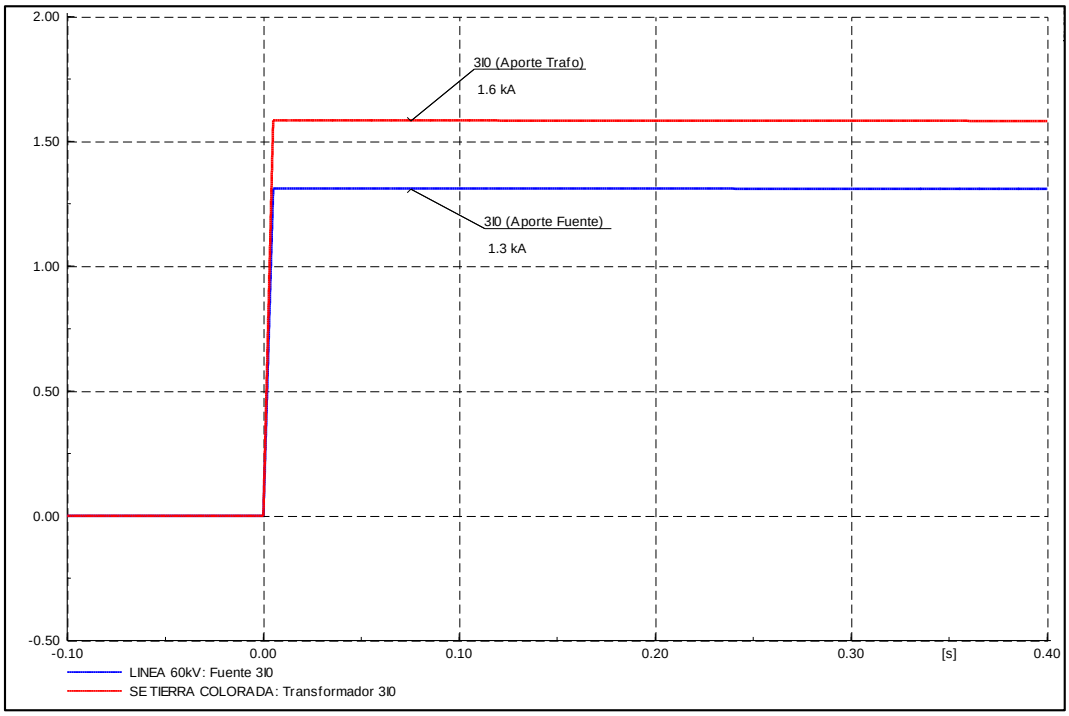


Figura 72. Simulación RMS de falla a tierra en la llegada de 60kV de la SE Tierra Colorada
Fuente: Elaboración propia.

De la simulación se obtiene un aporte del transformador de 1.6kA y 1.3kA por el lado de la generación. Lo que equivale a decir que el relé que protege en 60kV medirá una corriente homopolar de 1.6kA cuando la falla a tierra se de en un punto ubicado entre la fuente y los transformadores de corriente; por otro lado medirá una corriente homopolar de 1.3kA cuando la falla se ubique entre los transformadores de corriente y los bushing del transformador.

Una vez realizada la simulación, a continuación se evalúa si los ajustes actuales de sobrecorriente a tierra a nivel de 60kV son los adecuados. Los ajustes se muestran en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Ajustes actuales de sobrecorriente de neutro en nivel de 60kV.

PROTECCIÓN			AJUSTE UMBRAL 1			AJUSTE UMBRAL 2			DIRECCION
UBICACIÓN	RELE	RTC	I 0>	T0 >	CURVA 1	I0 >>	T 0>>	CURVA 2	
PAITA L-6659 60Kv	ABB REC 670	300/5	99	0.11	IEC NI	---	---	---	FORWARD
TRAFO 25 MVA 60KV	GE T60 GE F60	300/5	60	0.06	IEC NI	1050	0	DT	FORWARD

Fuente: Base de datos Electronoroeste.

Para la evaluación de los ajustes actuales en 60kV, la protección debe cumplir con los siguientes requerimientos:

a. Despejar en tiempo instantáneo una falla a tierra con resistencia 0, ubicada entre los transformadores de corriente y los bushing del transformador.

Para una falla a tierra en los bushing del transformador, la corriente homopolar medida por el relé que protege el lado de 60kV es de 1.3kA, la cual es proporcionada por la fuente. Por otra parte, el relé ubicado en la SE Paita que protege la línea L6659 medirá la misma corriente, puesto que se trata de una línea que solamente va hacia la SE Tierra Colorada. Superponiendo esta corriente en las curvas de coordinación de los dos relés en mención, en la **Figura 73** se puede verificar la actuación instantánea del relé del transformador de potencia y un tiempo de coordinación adecuado con el relé de la línea L6659 (289 ms):

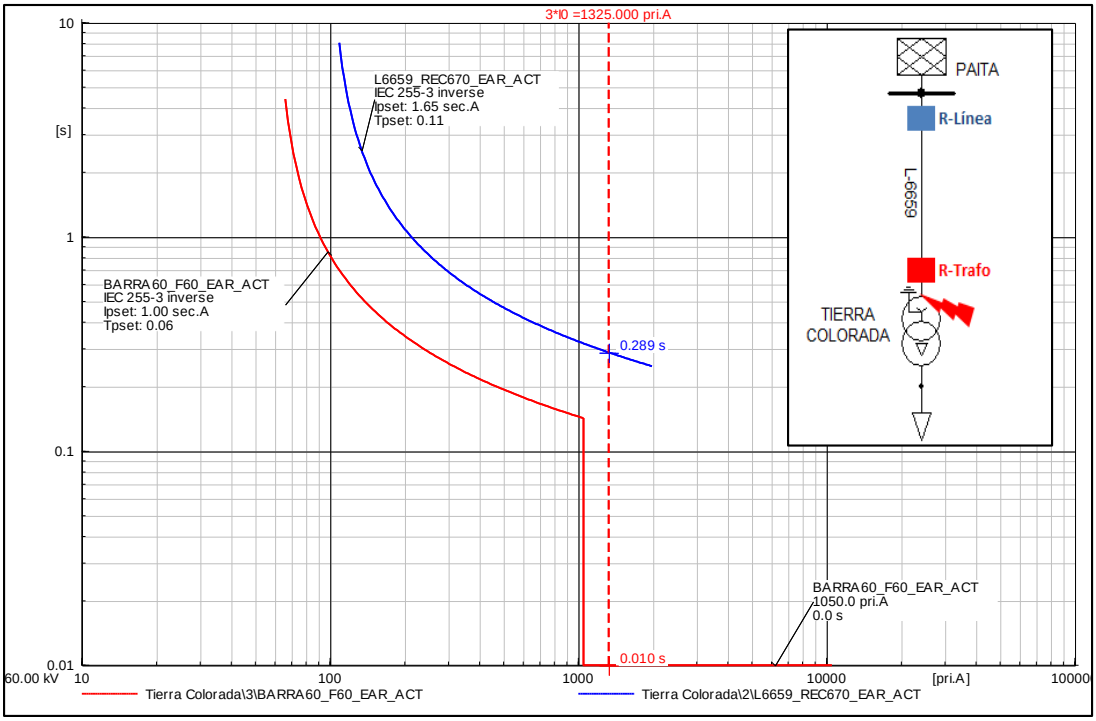


Figura 73. Evaluación de coordinación durante falla a tierra franca en bushing 60kV del transformador de potencia.
Fuente: Elaboración propia.

b. Mantener coordinación adecuada entre la protección de tierra del transformador y la protección de la línea L6659, para una falla ubicada entre los transformadores de corriente y los bushing del transformador, con resistencia de falla distinta a 0 Ω.

Como se indicó en la **Figura 73**, para una falla a tierra con resistencia 0 Ω, ubicada en los bushing en 60kV del transformador, se obtiene una corriente de 1.3kA, la cual se localiza en la zona instantánea de la protección en 60kV del transformador de potencia. Esta corriente de falla irá disminuyendo hasta acercarse a la zona temporizada, a medida que aumente la resistencia de falla, en consecuencia los tiempos de coordinación entre la protección de la línea L6659 y el lado de 60kV del transformador de potencia, serán mayores debido a la escala logarítmica en la que se encuentran las curvas de coordinación (curvas de tipo inverso). Por tanto, si se verifica la coordinación a partir del límite de la zona temporizada e instantánea, se podrá concluir que existe coordinación para fallas a tierra con resistencias distintas a 0 Ω.

En la **Figura 74** se realiza la evaluación indicada en el párrafo anterior. Se puede verificar que el límite indicado corresponde a una corriente de falla de 1010A, en la cual se obtiene un tiempo de coordinación de 179ms (324ms -145ms), el cual se considera adecuado para lograr selectividad. Por tanto, la protección cumple con el requerimiento.

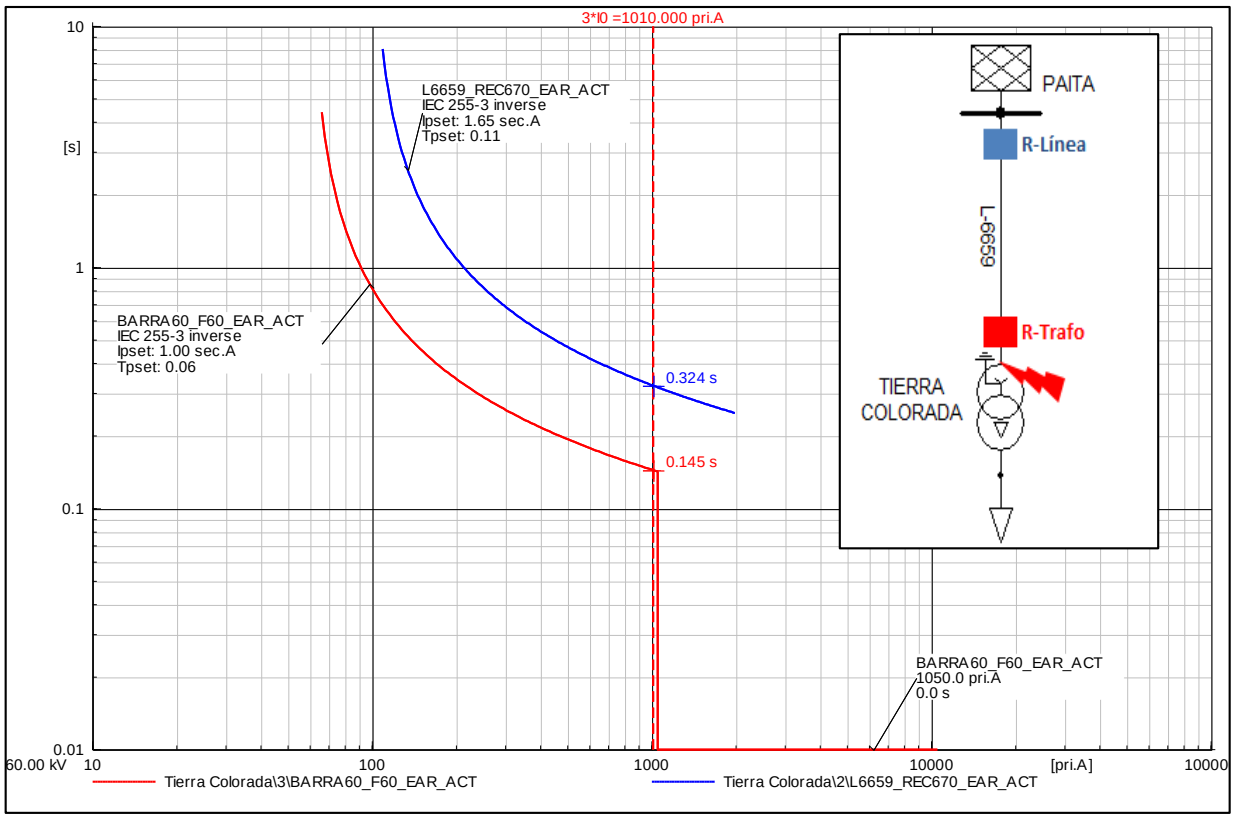


Figura 74. Evaluación de coordinación durante falla a tierra franca en bushing 60kV del transformador de potencia
Fuente: Elaboración propia.

c. No provocar la desconexión indebida del transformador de potencia, ante una falla a la llegada en 60kV, debido al disparo por función de sobrecorriente a tierra.

Tal como se indicó anteriormente, durante una falla a tierra en la llegada de la subestación a nivel de 60kV, el relé que protege el lado de alta tensión del transformador de potencia, medirá una corriente homopolar de 1.6kA (aporte del transformador), mientras que la protección del relé de la línea L6659 medirá 1.3kA. Estos valores se verifican en la **Figura 75**, la cual muestra las curvas de coordinación de los relés en mención.

Bajo las condiciones mostradas en las curvas de coordinación, no existiría selectividad para la falla simulada, puesto que una falla que no compromete al transformador de potencia, activaría su protección instantánea de tierra (Función ANSI 50N), ocasionando la desconexión de éste sin aún despejar la falla.

Con el fin de evitar la desconexión indebida del transformador de potencia se activa la protección direccional de tierra en el lado de 60kV (Función ANSI 67N), la cual trabajará en conjunto con la función de sobrecorriente a tierra (Función ANSI 50/51N). La función direccional deberá proteger en dirección hacia adelante (FORWARD), de esta manera una falla ubicada aguas arriba, tal como la simulada, no sea vista por la protección del lado de 60kV del transformador de potencia.

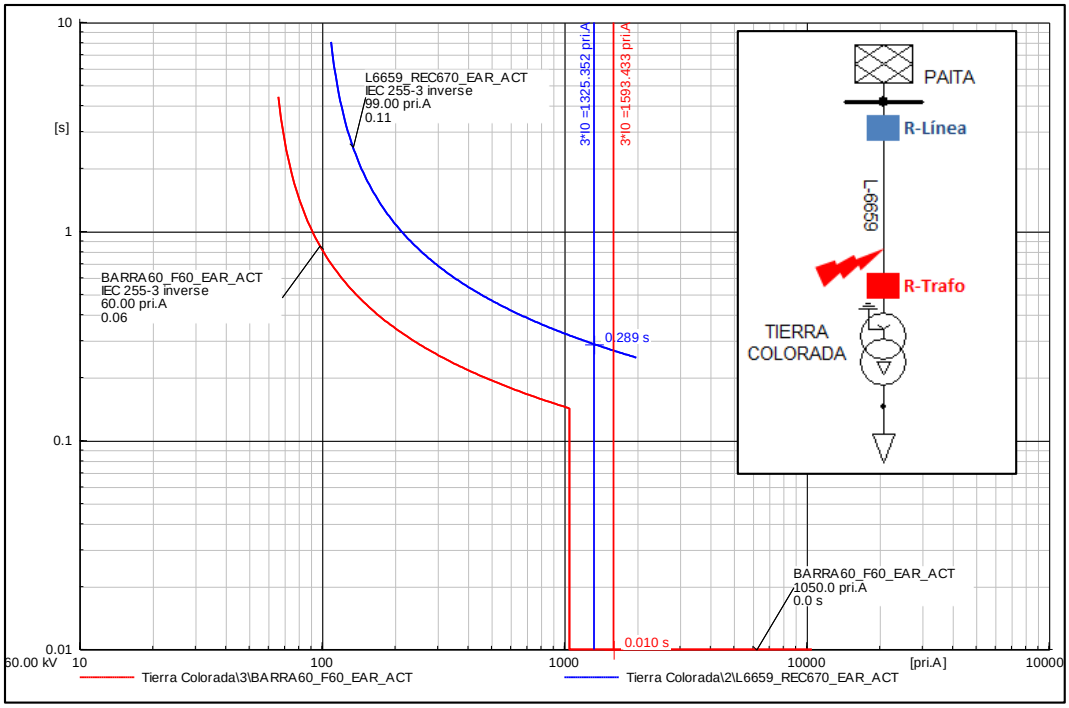


Figura 75. Evaluación de coordinación durante falla a tierra franca en la llegada de 60kV de la SE Tierra Colorada

Fuente: Elaboración propia.

Considerando que dentro de los ajustes actuales se encuentra activada la función direccional de tierra en el lado de 60kV, ajustada en dirección hacia adelante; y debido al cumplimiento de los requerimientos indicados en los apartados a y b, no hay necesidad de realizar algún cambio en las protecciones de tierra, indicadas en la **Tabla 25**.

Capítulo 4

Propuesta de mejora al sistema de protección actual

Considerando la poca sensibilidad que se tiene en un sistema aislado, para la detección de corrientes de falla a tierra. Se propone mejorar estas condiciones mediante la inclusión de un transformador zigzag en la barra de 10.5kV (Sistema delta).

4.1. Dimensionamiento de un transformador zigzag

El dimensionamiento de un transformador de aterramiento tendrá en cuenta las siguientes consideraciones.

- Para el cálculo de la impedancia del transformador zigzag se considerarán los máximos niveles de cortocircuito registrados en la SE Tierra Colorada. Dicho escenario es la máxima demanda del SEIN en época de estiaje (Est14max).
- La corriente a tierra ante un cortocircuito monofásico en la barra de 10.5kV se limitará en un 10% de la máxima corriente de cortocircuito trifásico en indicada barra, con el fin de evitar la actuación indebida de la protección sobrecorriente entre fases de la barra y los alimentadores. Por tanto, considerando que la máxima corriente de cortocircuito en la barra de 10.5kV es de 7.26kA, la corriente a tierra quedará limitada a 726A ($\approx 10\%\ Icc_{3f}$).
- Se dimensionará el transformador zigzag de tal manera que soporte una condición de falla a tierra en un tiempo máximo de 10 segundos. (Factor K= 0.064). **[14]**

El dimensionamiento del transformador zigzag se podrá determinar mediante el modelo de secuencia de una falla a tierra en el sistema aterrado con transformador zigzag. La **Figura 76** muestra el modelo indicado, referido al lado de 60kV.

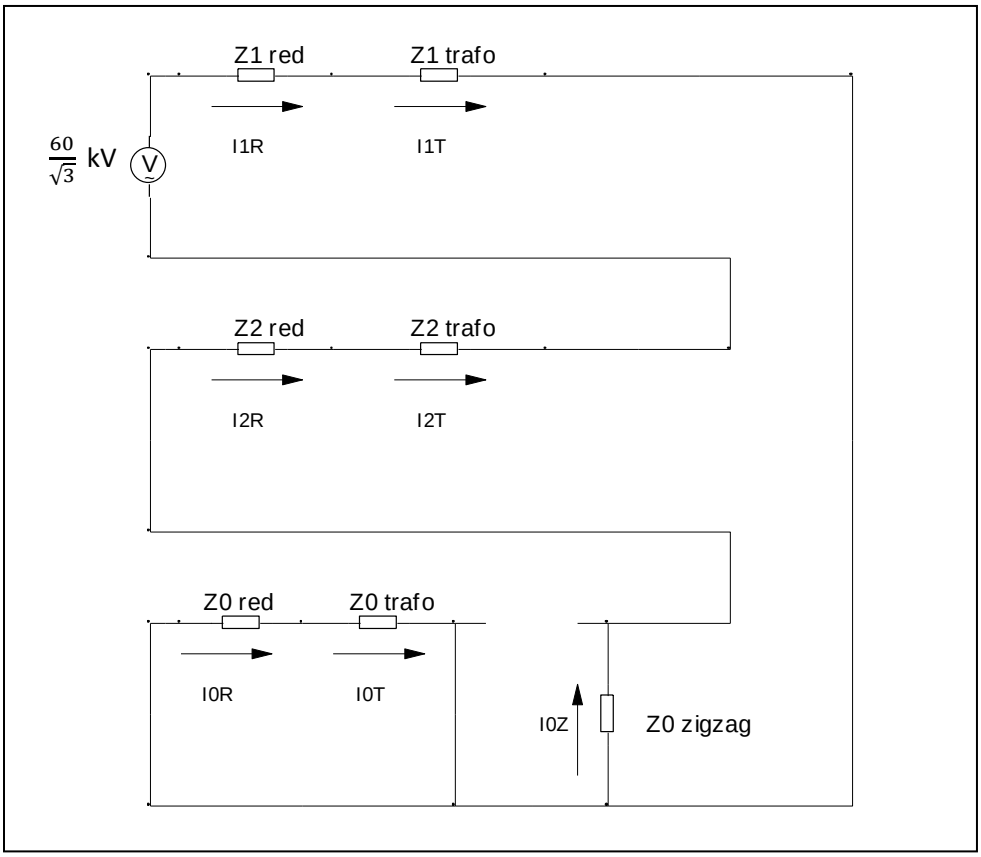


Figura 76. Modelo de secuencia para el cortocircuito monofásico a tierra en la barra de 10.5kV de la SE Tierra Colorada con el transformador zigzag en servicio
Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en el modelo de secuencia, las impedancias de secuencia cero de la red y del transformador de potencia, no participan en el cortocircuito monofásico en la barra de 10.5kV, esto se debe la conexión delta en el lado de baja tensión del transformador.

Teniendo en cuenta que el voltaje nominal de la red es $V_n = 60\text{kV}$ y la corriente de cortocircuito trifásico en barra de 60kV es $Icc_{3f} = 2460\ A$. La correspondiente potencia de cortocircuito será $Scc_{3f} = \sqrt{3}\ Icc_{3f}\ V_n = 255.65\ MVA$

Las impedancias de secuencia positiva y negativa de la red serán:

$$Z1_{red} = Z2_{red} = \frac{Vn^2}{Scc_{3f}} \quad \textbf{(18)}$$

$$Z1_{red} = Z2_{red} = \frac{60^2}{255.65} = 14.08\ \Omega$$

Considerando los datos de placa del transformador de potencia de la Subestación Tierra Colorada, se calcula la impedancia base y sus impedancias de secuencia positiva y negativa.

Tensión nominal lado AT: $V_n(AT) = 58kV$

Tensión nominal lado BT: $V_n(BT) = 10.5kV$

Potencia nominal: $S_n = 25MVA$

Impedancias de secuencia positiva y negativa por unidad: $Z_{1,2} = 0.097\ pu$

Calculo de la impedancia base:

$$Z_B = \frac{V_n^2}{S_n}$$

$$Z_B = \frac{58^2}{25} = 134.56\ \Omega$$

Las impedancias de secuencia positiva y negativa del transformador de potencia serán:

$$Z_{1trafo} = Z_{2trafo} = Z_{pu} Z_B \quad \textbf{(19)}$$

$$Z1_{trafo} = Z2_{trafo} = 0.097 * 134.56 = 13.05\ \Omega$$

Para el cálculo de la impedancia de secuencia cero del transformador zigzag, se parte de la ecuación que deriva del modelo de secuencia presentado en la **Figura 76**.

$$Z0_{zigzag} = \frac{60000}{\sqrt{3} * I_{0Z}} - (Z1_{red} + Z1_{trafo} + Z2_{red} + Z2_{trafo}) \quad \textbf{(20)}$$

Considerando que a nivel de 10.5kV la máxima corriente de falla a tierra se limitó en 726A. La componente homopolar queda establecida en $I_{0Z} = \frac{726}{3} = 242A$.

Refiriendo esta corriente al lado 60kV se tiene: $I_{0Z} = 242 * \frac{10.5}{60} = 42.35A @\ 60\ kV$

Reemplazando los parámetros calculados en la ecuación, se obtiene la impedancia de secuencia cero.

$$Z0_{zigzag} = \frac{60000}{\sqrt{3} * 42.35} - (14.08 + 13.05 + 14.08 + 13.05)$$

$$Z0_{zigzag} = 763.71\Omega\ @\ 60kV$$

Refiriendo la impedancia al lado de 10.5kV, se obtiene:

$$Z0_{zigzag} = 763.71 * \frac{10.5^2}{60^2} = 23.39\Omega\ @\ 10.5kV$$

Teniendo en cuenta que se dimensionará el transformador zigzag para soportar una falla a tierra en un tiempo máximo de 10 segundos, se tendrá un factor K de 0.064. **[14]**

$$I_{nominal\,zigzag} = 3I0_Z * K$$

$$I_{nominal\,zigzag} = 726 * 0.064 = 46.46\,A$$

La potencia nominal de transformador zigzag será.

$$S_{zigzag} = \frac{Vn}{\sqrt{3}} * 3I0_Z * K$$

$$S_{zigzag} = \frac{10.5}{\sqrt{3}} * 726 * 0.064$$

$$S_{zigzag} = 281.67\,kVA$$

A continuación se verificara vía simulación, las características de diseño del transformador zigzag que han sido calculadas. En la **Figura 77**, se muestran los datos de entrada al software Digsilent.

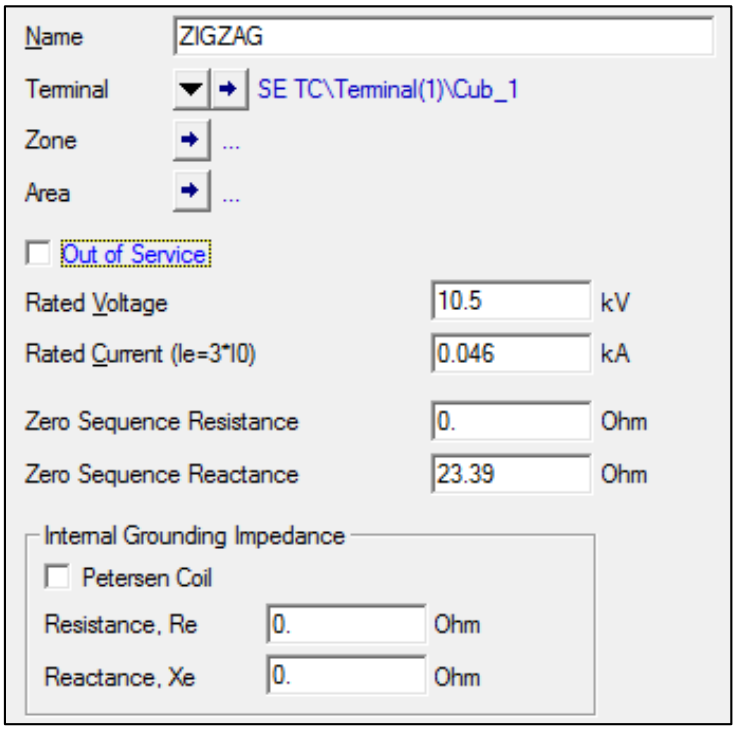


Figura 77. Ingreso de datos del transformador zigzag al software Digsilent.
Fuente: Elaboración propia.

En la **Figura 78** se muestran los resultados de una simulación de falla a tierra con resistencia de falla de 0 Ω, en la barra de 10.5kV, considerando el zigzag en operación.

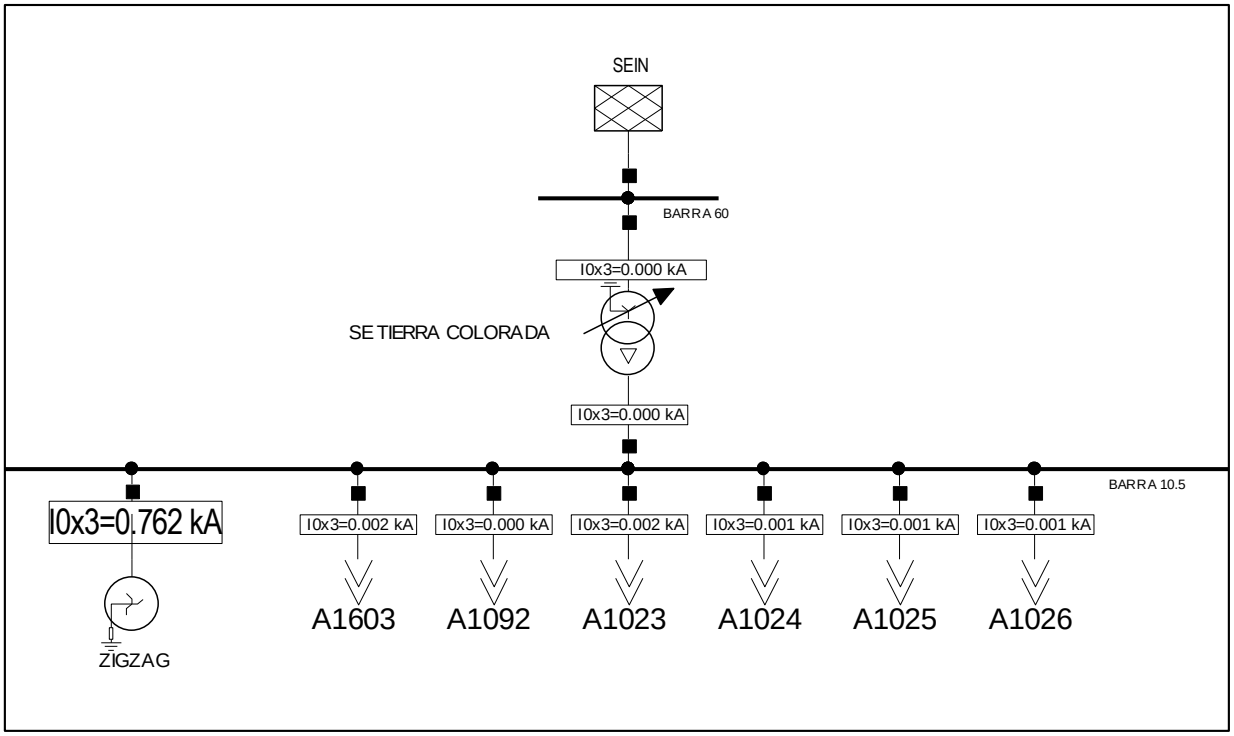


Figura 78. Simulación de falla a tierra en barra 10.5kV con transformador zigzag en operación
Fuente: Elaboración propia.

De la simulación realizada se obtiene una corriente a tierra de 3I0=762A. Con lo cual se comprueba que indicada corriente queda limitada al 10% de la corriente máxima de cortocircuito en la barra de 10kV, con la operación de un transformador zigzag de 280kVA de potencia nominal y 23.39 Ω de impedancia de secuencia cero.

4.2. Análisis de falla y simulaciones del sistema propuesto.

Uno de los objetivos del transformador zigzag, es aumentar la sensibilidad ante fallas a tierra en el sistema aislado, debido al aumento de corriente homopolar que se experimenta. Sin embargo, este aumento se ve contrarrestado por la resistencia de falla, puesto que ante el aumento de ésta, existirá una disminución de la corriente de falla, siendo un caso extremo, una falla a tierra de alta impedancia.

Con el fin de evaluar la sensibilidad para la detección de fallas a tierra, en el sistema aterrado con transformador zigzag; en la **Tabla 26** se muestran los resultados de simulaciones realizadas en el sistema propuesto, correspondientes a fallas a tierra ubicadas al inicio, en una zona intermedia y al final los alimentadores de la SE Tierra Colorada, considerando variaciones de resistencia de falla que van desde 0 hasta 700 Ω (Alta impedancia).

Tabla 26. Corriente homopolar obtenida mediante simulación de fallas a tierra en el sistema aterrado con transformador zigzag.

ALIMENTADOR	UBICACIÓN DEL PUNTO DE FALLA	RESISTENCIA DE FALLA (Ω)							
		0	100	200	300	400	500	600	700
		Corriente homopolar (A)							
A1603	Inicio	739.5	62	31.1	20.7	15.6	12.5	10.4	8.9
	Intermedio	612.1	60.6	30.5	20.4	15.3	12.2	10.2	8.8
	Fin	494.9	58.9	29.9	20	15.1	12.1	10.1	8.6
A1092	Inicio	739.5	62	31.1	20.7	15.6	12.5	10.4	8.9
	Intermedio	705	61.7	31	20.7	15.5	12.4	10.3	8.9
	Fin	668.5	61.3	30.8	20.6	15.4	12.4	10.3	8.8
A1023	Inicio	739.5	62	31.1	20.7	15.6	12.5	10.4	8.9
	Intermedio	691.3	62	31	20.7	15.5	12.4	10.4	8.9
	Fin	654.2	61.4	30.9	20.6	15.5	12.4	10.3	8.8
A1024	Inicio	739.5	62	31.1	20.7	15.6	12.5	10.4	8.9
	Intermedio	688.2	61.7	31	20.7	15.5	12.4	10.4	8.9
	Fin	660.6	61.6	31	20.7	15.5	12.4	10.3	8.9
A1025	Inicio	739.5	62	31.1	20.7	15.6	12.5	10.4	8.9
	Intermedio	708.9	61.8	31	20.7	15.5	12.4	10.4	8.9
	Fin	682.1	61.6	31	20.7	15.5	12.4	10.3	8.8
A1026	Inicio	739.5	62	31.1	20.7	15.6	12.5	10.4	8.9
	Intermedio	641.7	60.4	30.4	20.3	15.2	12.2	10.2	8.9
	Fin	528.5	58.1	29.4	19.7	14.8	11.8	9.9	8.5

Fuente: Elaboración propia.

Con los resultados mostrados en la **Tabla 26**, a continuación en las **Figuras 79 a la 84** se muestra de manera gráfica, la influencia que tiene la resistencia de falla en la corriente homopolar, por cada alimentador.

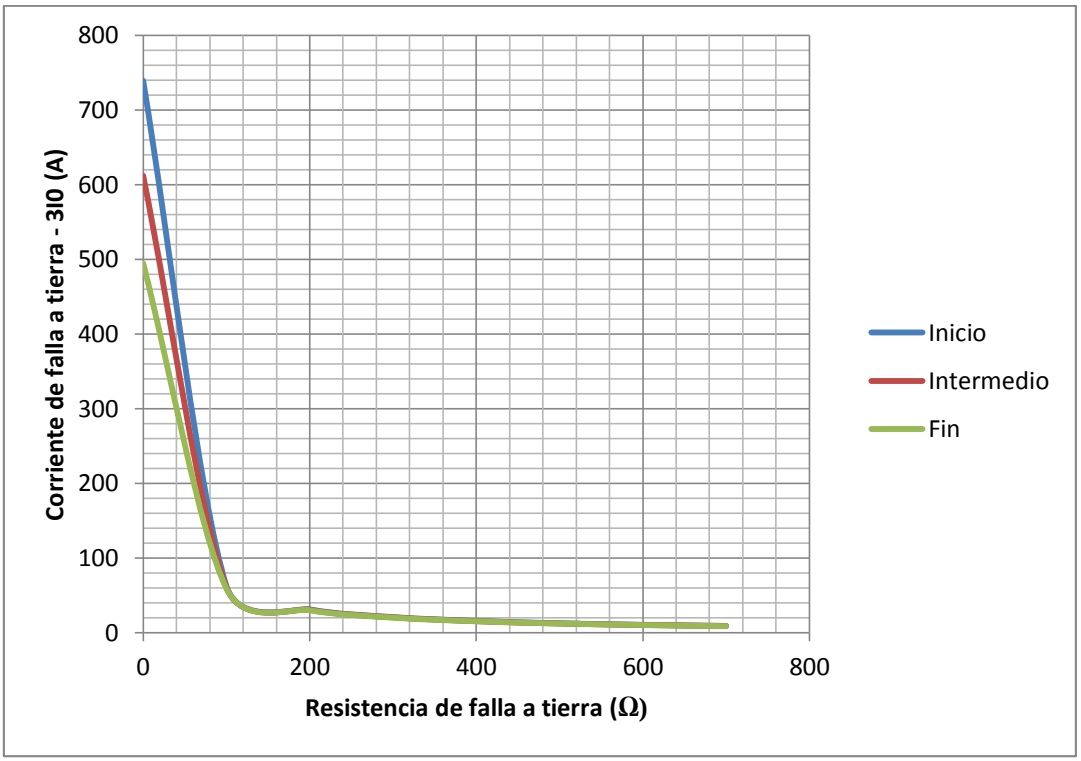


Figura 79. Influencia de la resistencia de falla en la corriente homopolar, en el A1603.
Fuente: Elaboración propia.

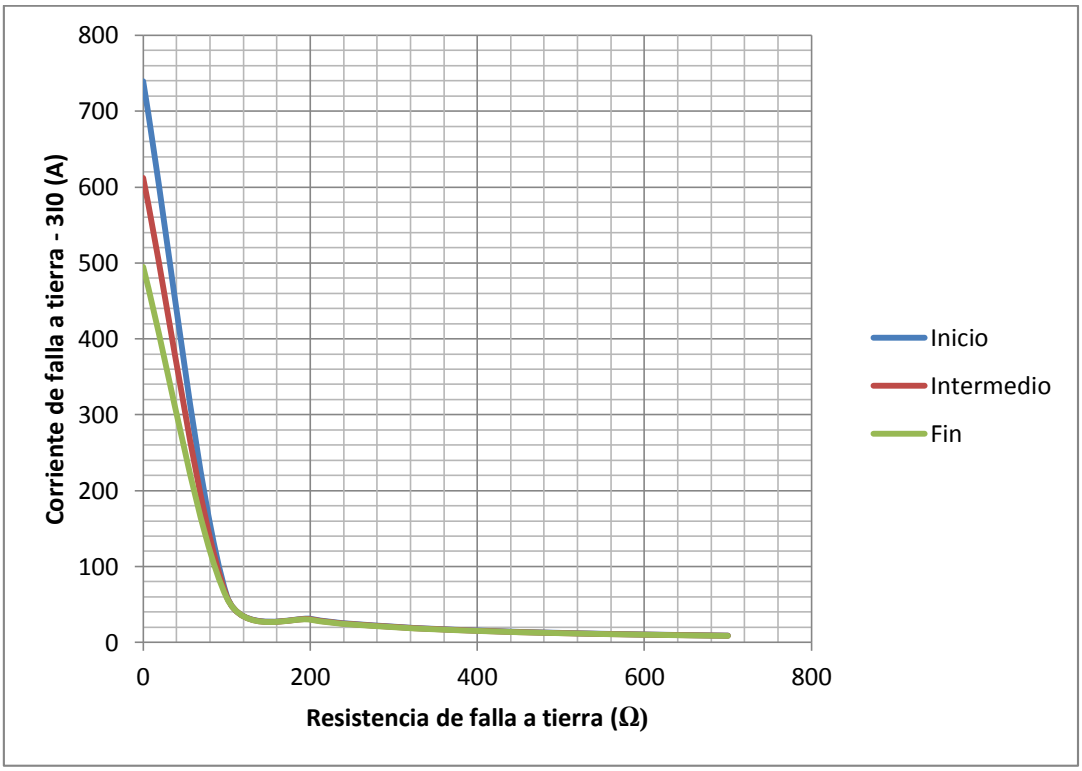


Figura 80. Influencia de la resistencia de falla en la corriente homopolar, en el A1092.
Fuente: Elaboración propia.

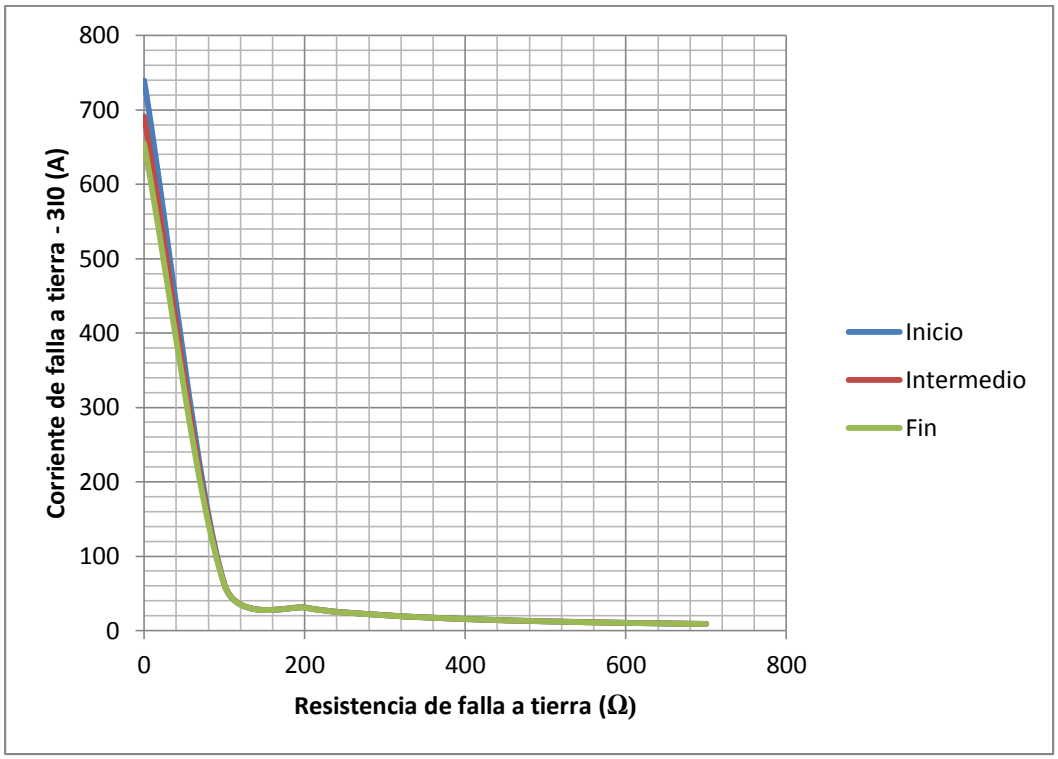


Figura 81. Influencia de la resistencia de falla en la corriente homopolar, en el A1023.
Fuente: Elaboración propia.

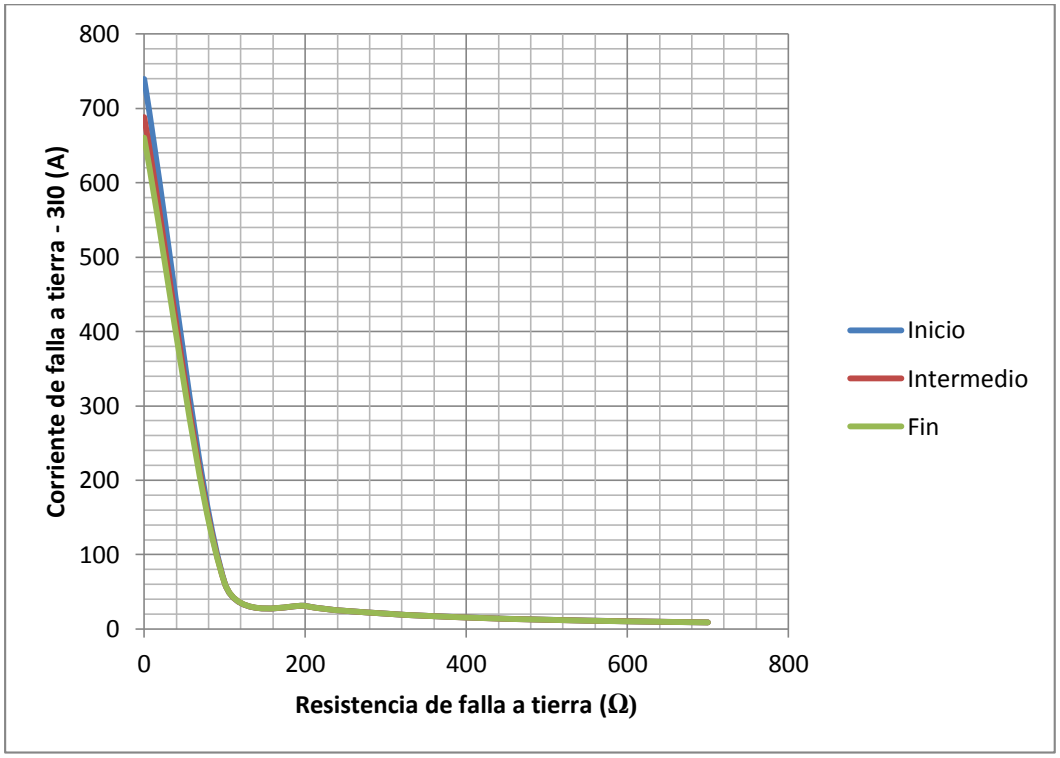


Figura 82. Influencia de la resistencia de falla en la corriente homopolar, en el A1024.
Fuente: Elaboración propia.

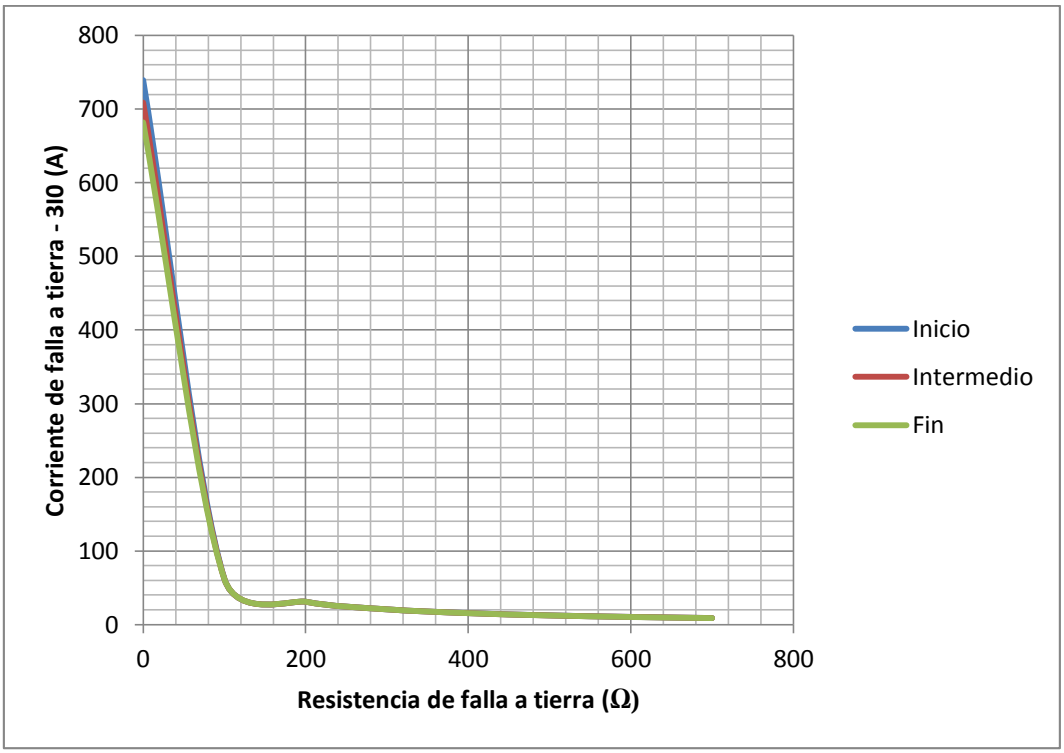


Figura 83. Influencia de la resistencia de falla en la corriente homopolar, en el A1025.
Fuente: Elaboración propia.

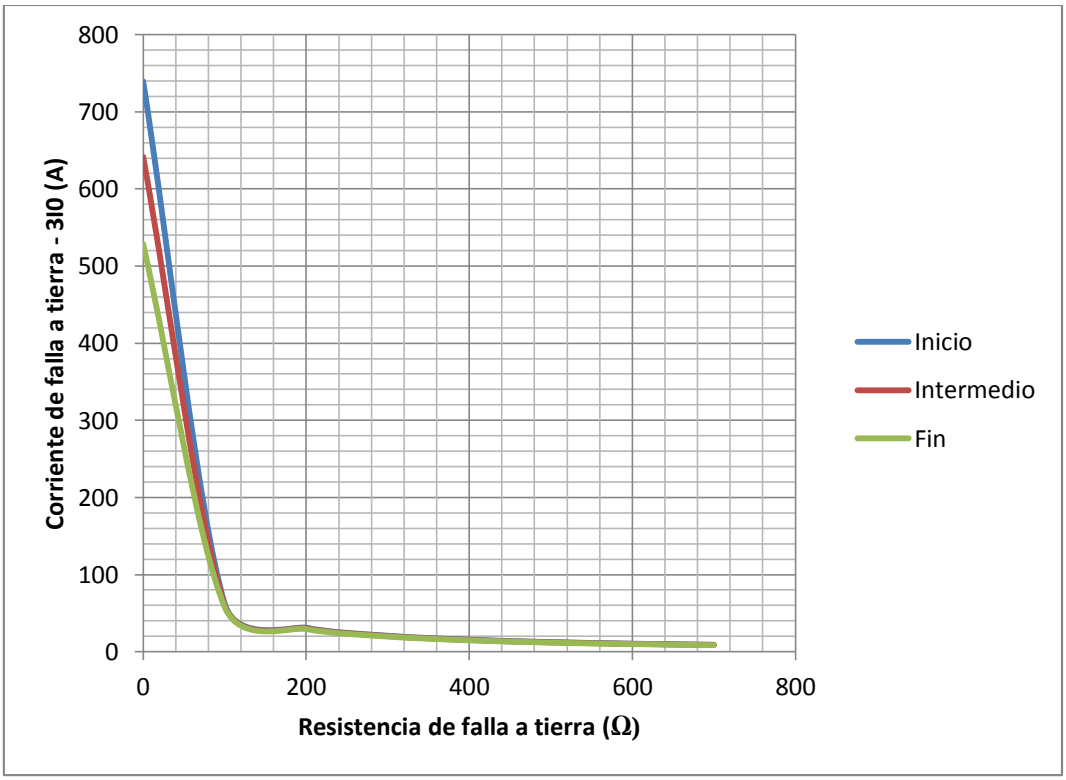


Figura 84. Influencia de la resistencia de falla en la corriente homopolar, en el A1026.
Fuente: Elaboración propia.

De las simulaciones realizadas se puede determinar lo siguiente:

- La corriente homopolar obtenida durante una falla a tierra, tiene un comportamiento inversamente proporcional a la resistencia de falla. A diferencia del sistema aislado en el que la resistencia de falla no tiene mucha influencia en la magnitud de corriente homopolar.

- A partir de una resistencia de falla a tierra de 100 Ω, la corriente homopolar se torna independiente del punto de falla. En el caso extremo, en una falla de alta impedancia (700 Ω), se obtiene una corriente de falla de 8.5 A. Éste valor permitirá establecer el ajuste mínimo de corriente para la protección a tierra.

Mediante simulaciones de fallas a tierra realizadas al modelo eléctrico del alimentador A1603, en la **Tabla 27** se muestran los resultados de tensión homopolar que se obtienen a partir de aumentos progresivos de resistencia de falla a lo largo del alimentador, considerando los casos en que el alimentador trabaje en un sistema aislado o aterrado con zigzag.

Tabla 27. Tensión homopolar obtenida mediante simulación de fallas a tierra en los sistemas aislado y aterrado con transformador zigzag.

REGIMEN DE NEUTRO	UBICACIÓN DEL PUNTO DE FALLA	RESISTENCIA DE FALLA (Ω)							
		0	100	200	300	400	500	600	700
		Tensión homopolar 3U0 (kV)							
ATERRADO CON ZIGZAG	Inicio	18.56	1.56	0.78	0.52	0.39	0.31	0.26	0.22
	Intermedio	15.76	1.55	0.78	0.52	0.39	0.31	0.26	0.22
	Fin	12.74	1.53	0.78	0.52	0.39	0.31	0.26	0.22
AISLADO	Inicio	20.02	19.95	19.74	19.41	18.97	18.45	17.86	17.24
	Intermedio	20.04	19.97	19.76	19.43	18.99	18.46	17.88	17.25
	Fin	20.08	20.00	19.79	19.45	19.01	18.48	17.90	17.26

Fuente: Elaboración propia.

Con los resultados de la **Tabla 27**, en la **Figura 85** se grafica la influencia de la resistencia de falla a tierra, en la tensión homopolar (3U0) medida en la barra de 10.5kV.

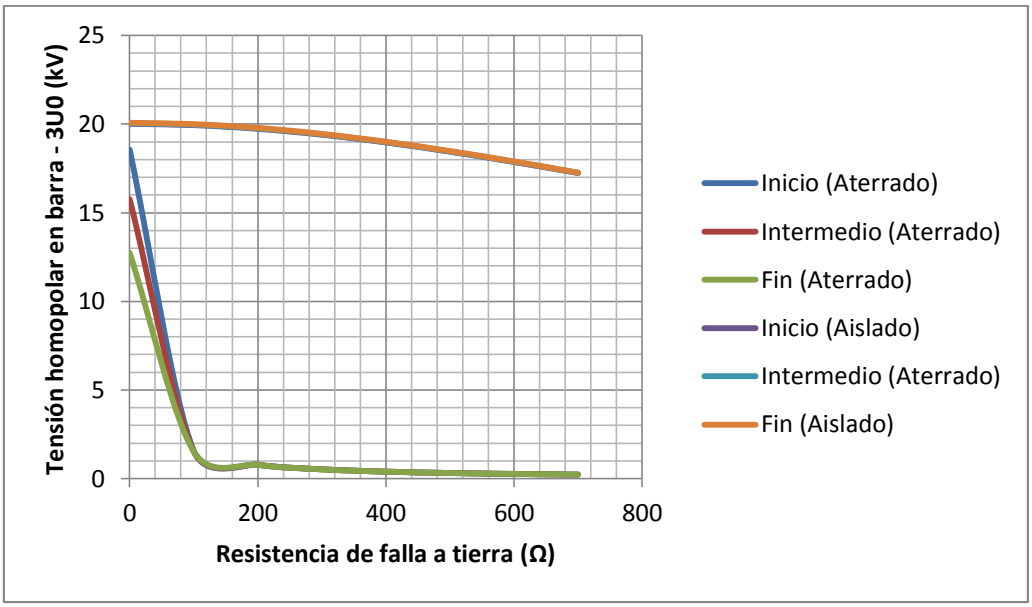


Figura 85. Influencia de la resistencia de falla en la tensión homopolar para el sistema aislado y el sistema aterrado con zigzag.
Fuente: Elaboración propia.

Al igual que sucede con la corriente homopolar, para fallas a tierra en el sistema aterrado con zigzag, con resistencias de falla mayores que 100 Ω, se verifica que la tensión homopolar adopta valores que se vuelven independientes del punto de falla. Mientras que al considerar el sistema aislado, esta independencia del punto de falla, prácticamente se da para todo el rango de resistencias de falla, debido a la gran magnitud que experimenta la tensión homopolar.

Otro aspecto relevante es la acelerada disminución de tensión homopolar que se da en el sistema aterrado con zigzag, cada vez que aumenta la resistencia de falla a tierra. Por otro lado, en el sistema aislado, si bien sucede una disminución, la tensión homopolar sigue siendo elevada. Para una resistencia de falla de 700 Ω se tiene una tensión homopolar de 0.2kV en el sistema aterrado con zigzag y 17kV en un sistema aislado (aproximadamente igual al triple de la tensión fase-tierra).

Los elevados valores de tensión homopolar que alcanzan los sistemas aislados, se traducen en una sobretensión que experimentan las fases sanas, durante una falla a tierra y por consiguiente una mayor exigencia en el nivel de aislamiento de los componentes de la red. Sin embargo, en términos de protección eléctrica, el valor de tensión homopolar puede ser aprovechado por la protección de sobretensión homopolar (ANSI 59N) explicada en el marco teórico. De los resultados de las simulaciones, se puede confirmar que esta protección sería un respaldo confiable frente a fallas a tierra en el sistema aislado, incluso aquellas de alta impedancia.

4.3. Ajustes de protección propuestos.

4.3.1. Propuesta de ajustes de relés de protección.

A partir del análisis de fallas realizado en el capítulo 03, se pueden determinar propuestas de mejora con las cuales se optimice el sistema de protección.

- En la protección de los alimentadores: El aumento del umbral de sobrecorriente instantánea (Función 50P) y del dial de la sobrecorriente temporizada (Función 51P), que permita la coordinación entre el relé del alimentador y los fusibles ubicados aguas abajo.

- En la protección de la barra de 10.5kV: El aumento del dial que permita una adecuada coordinación con la protección de los alimentadores.

- En la protección de la barra de 60kV: El aumento del dial que permita una adecuada coordinación con la protección de la barra de 10.5kV, sin perjuicio de la coordinación con la línea L6659.

Considerando los cambios mencionados, en la **Tabla 28** se muestran los ajustes recomendados para las protecciones de sobrecorriente de fases.

Tabla 28. Ajustes propuestos para las protecciones de sobrecorriente de fases.

PROTECCIÓN			AJUSTE UMBRAL 1			AJUSTE UMBRAL 2			DIRECCION
UBICACIÓN	RELE	RTC	I >	T >	CURVA 1	I >>	T >>	CURVA 2	
PAITA L-6659 LADO 60kV	ABB REC 670	300/5	324	0.15	IEC VI	---	---	---	HACIA ADELANTE
TRAFO 25 MVA LADO 60kV	GE F60 GE T60	300/5	300	0.08	IEC VI	---	---	---	NO DIRECCIONAL
TRAFO 25 MVA LADO 10.5kV	GE T60 GE F650	1500/5	1710	0.04	IEC VI	---	---	---	NO DIRECCIONAL
ALIMENTADORES 10.5kV	GE F650	300/5	300	0.34	IEC EI	4100	0	DT	NO DIRECCIONAL

Fuente: Elaboración propia.

Con los ajustes propuestos en la **Tabla 28**, se evalúa la coordinación de las protecciones de sobrecorriente entre fases. La **Figura 86** muestra la coordinación que existiría entre la protección de barra de 10.5kV y el alimentador A1603.

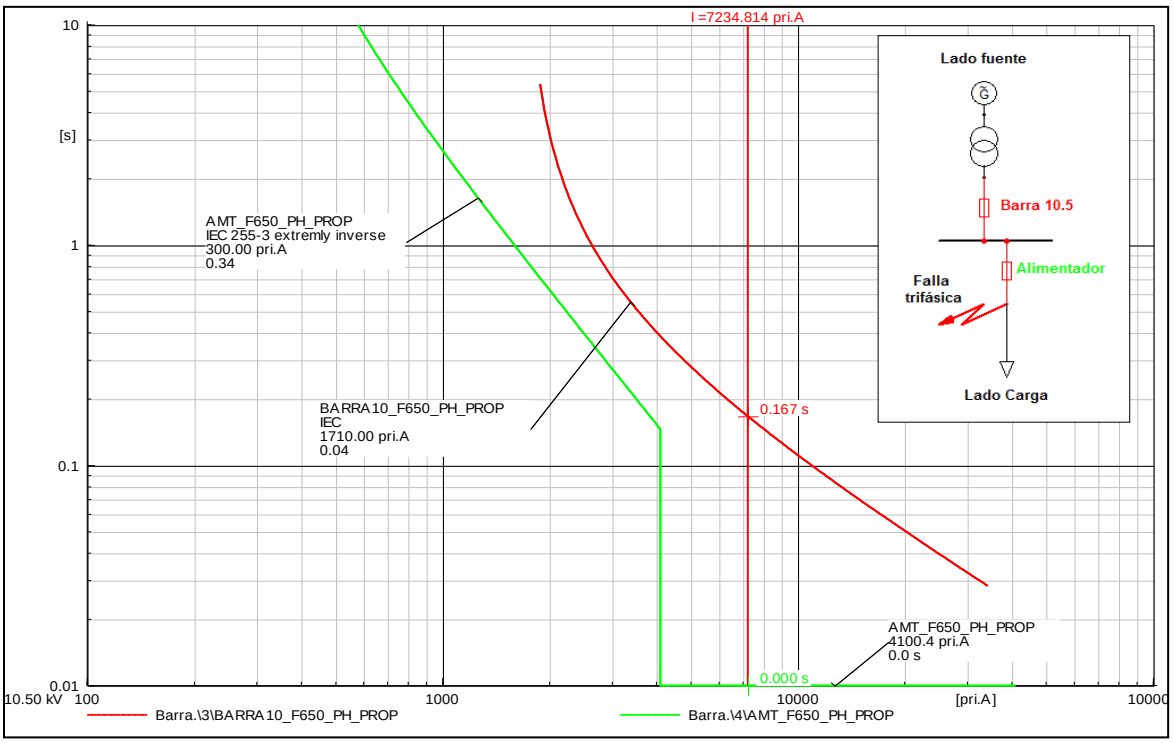


Figura 86. Evaluación de coordinación propuesta entre relés de barra 10.5kV y A1603 para fallas entre fases.
Fuente: Elaboración propia.

Para una falla trifásica cerca de la barra de 10.5kV se verifica una adecuada coordinación entre las dos protecciones en evaluación. El alimentador A1603 despejaría la falla en tiempo instantáneo, mientras que la protección de la barra de 10.5kV esperaría 167ms como respaldo de la falla indicada. A medida que la corriente disminuye, los tiempos de coordinación aumentan, lo cual favorece la selectividad.

En la **Figura 87** se muestra la coordinación que se obtendría, entre las protecciones de barra de 10.5kV y el lado de 60kV del transformador de potencia, mientras que en la **Figura 88** se verifica la coordinación entre las protecciones del lado de 60kV del transformador de potencia y la línea L6659 ubicada en la Subestación Paita.

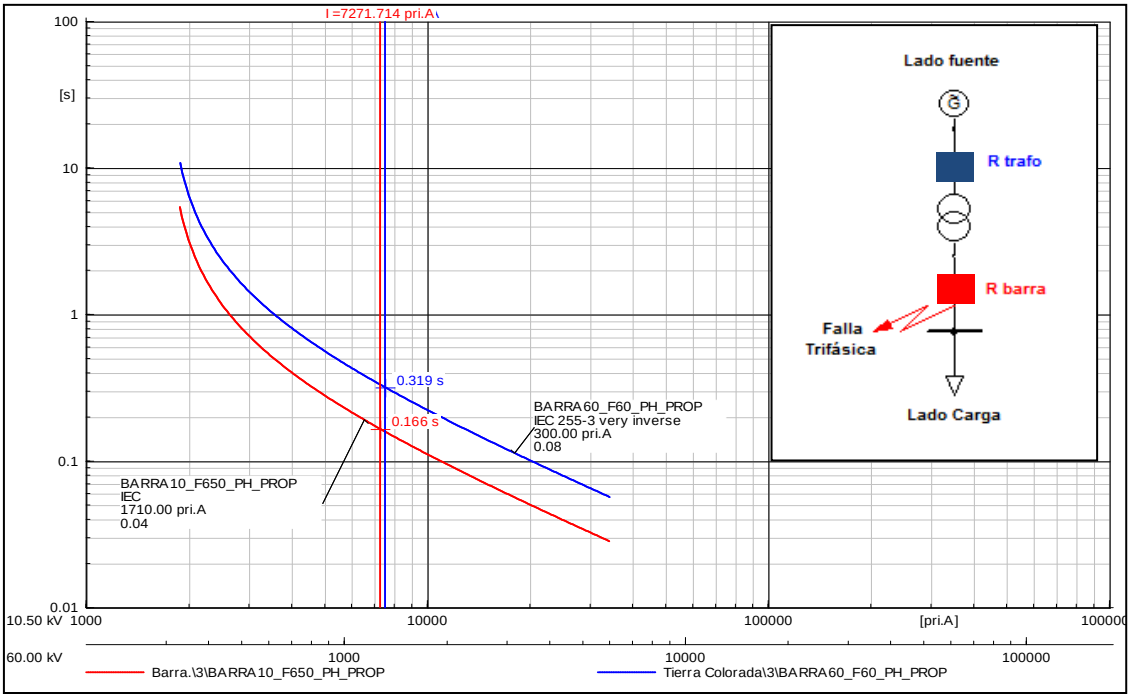


Figura 87. Evaluación de coordinación propuesta entre relé de barra 10.5kV y transformador de potencia lado 60kV para fallas entre fases.
Fuente: Elaboración propia.

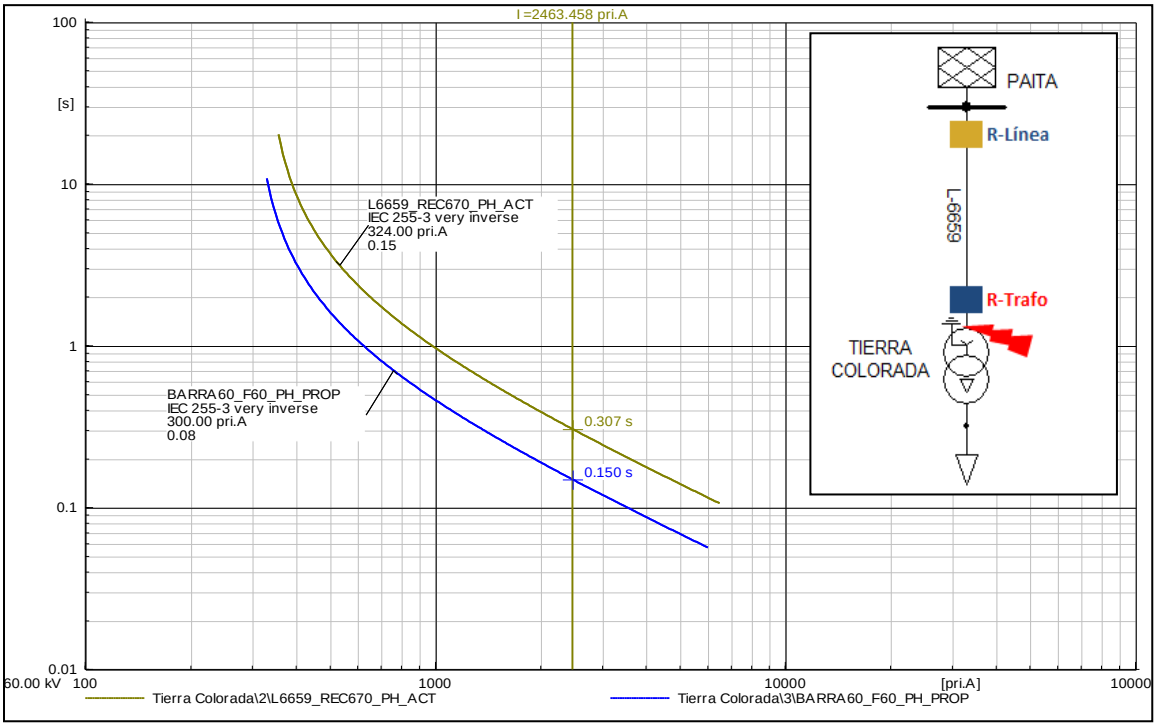


Figura 88. Evaluación de coordinación propuesta entre transformador de potencia lado 60kV y línea L6659 para fallas entre fases.
Fuente: Elaboración propia.

Para la evaluación de la primera coordinación se simuló una falla trifásica en la barra de 10.5kV, verificando que existe un tiempo de coordinación adecuado entre la protección de barra de 10.5kV y lado de 60kV del transformador de potencia (153ms). Mientras que en el segundo caso, se simula una falla trifásica en los bushing del transformador de potencia en el lado de 60kV, comprobando que también existe un tiempo de coordinación adecuado entre la protección de 60kV en el transformador de potencia y la L6659 (157ms).

Una vez establecidos los ajustes de sobrecorriente de fases, se procede a definir los ajustes para fallas a tierra. Cabe indicar que en este caso no se considera la participación de los fusibles de expulsión, debido a los siguientes motivos:

- Durante una falla monofásica, la corriente a tierra medida por el relé de protección difiere de la corriente que soporta el fusible de expulsión en la fase fallada. Mientras que un relé mide la componente homopolar (IN=3I0), el fusible experimenta la suma de la componente homopolar más la corriente de carga que tenía antes de la falla, siendo esta última una variable en el tiempo[19]. Por tanto, para una misma corriente a tierra, no es posible evaluar coordinación con las curvas del relé y del fusible. (Cuanto más sea la carga que soporte el fusible durante la operación, el efecto mencionado se presentará en mayor grado).

- Al querer coordinar el relé con los fusibles ubicados aguas abajo, para corrientes de fallas pequeñas (Fallas de alta impedancia) se tendrán tiempos de despeje de falla del orden de los segundos, debido a la curva extremadamente inversa que tienen los fusibles de expulsión. Por tanto, se perderá velocidad en términos de protección eléctrica. Cabe indicar que esto no sucede en la coordinación para fallas entre fases, pues una corriente pequeña implica que la falla se ubica en un punto alejado al relé de cabecera, por tanto existirán protecciones ubicadas aguas abajo del relé que despejarán la falla en tiempos menores. La diferencia radica en que la corriente de falla a tierra resulta ser independiente del punto de falla a partir de determinadas resistencias de falla, mientras que para fallas entre fases existe una gran influencia de la ubicación del punto de falla. Esto se logró demostrar en la sección 4.2 del presente capítulo.

- Considerando que los fusibles operan para una corriente mayor a la corriente de carga, no sería conveniente emplearlos para protección contra fallas a tierra, puesto que se pueden presentar corrientes de falla menores a la corriente de carga, las cuales no podrán ser despejadas por los fusibles.

Una vez indicados los motivos por los cuales no se considera la participación de los fusibles en la protección de fallas a tierra, se definen las coordinaciones existentes considerando la operación del transformador zigzag en el modelo propuesto.

- Coordinación entre las protecciones de sobrecorriente a tierra del transformador zigzag y de los alimentadores.

[19] Variabilidad debida a la naturaleza de la demanda.

Se debe indicar que en esta coordinación, no se da la participación de la protección de la barra de 10.5kV, puesto que ante una falla a tierra en la red de media tensión se obtiene una corriente homopolar de 0 A medidos en la barra. Tal como se muestra en la **Figura 89**.

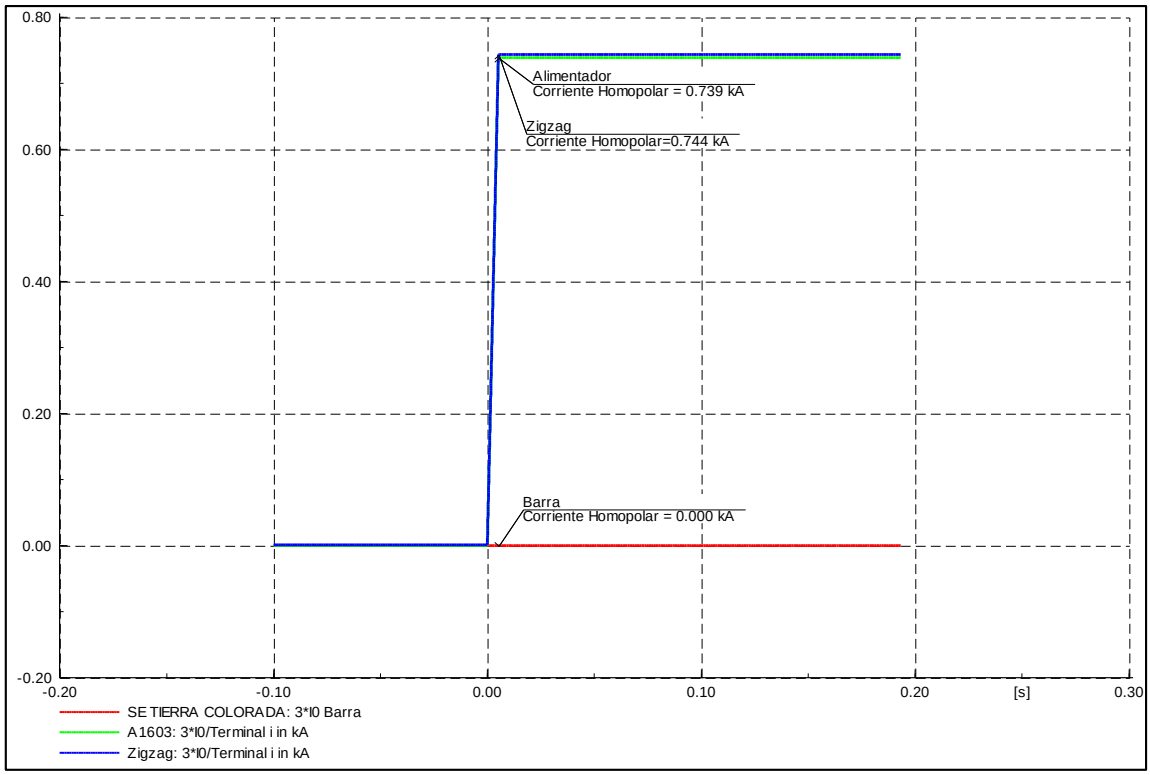


Figura 89. Corriente homopolar medida por zigzag, barra de 10.5kV y alimentador ante una falla a tierra

Fuente: Elaboración propia.

- Coordinación entre la protección de sobrecorriente de fases del transformador zigzag y la protección de la barra de 10.5kV.

Una vez definidas las coordinaciones, se establecen los ajustes de protección de acuerdo a las siguientes consideraciones.

- Teniendo en cuenta que la corriente de falla a tierra se torna independiente de la ubicación de la falla a partir de determinadas resistencias de falla, se aplicará una temporización definida para los ajustes de las protecciones a tierra. Para la protección de los alimentadores, la temporización se realizará en dos niveles establecidos a partir de las corrientes de falla a tierra obtenidas en las simulaciones. El primer nivel de temporización será de 400ms y protegerá para corrientes de falla obtenidas con resistencia de falla a partir de 100 Ω hacia adelante, mientras que la segunda temporización será de 200ms y protegerá para corrientes de falla obtenidas a partir de resistencias de falla de 0 Ω a 100Ω. Es decir existirá mayor velocidad en despejar fallas a tierra de mayor corriente homopolar.

- Tal como se indicó en el marco teórico, la resistencia de falla disminuye a medida que aumenta el tiempo de falla[20], por tanto asignar un tiempo de 400ms para el despeje de fallas con resistencias de falla mayores a 100Ω resulta ser una ventaja en términos de protección a tierra de alta impedancia, puesto que se logrará un aumento de corriente homopolar que permitirá ser detectada por la protección.

- Los ajustes de umbral de corriente a tierra, para las dos zonas de temporización establecidas, se determinarán a partir de las menores corrientes de falla obtenidas con resistencias de falla de 100 Ω y 700 Ω. Considerando que estas corrientes son 58.1 A y 8.5 A respectivamente[21], se ajusta la primera zona en 50A a 400ms y 6A a 200ms. El umbral de 6A se ajustará en la protección de neutro sensible (SEF) y el ajuste de 50A en la protección de sobrecorriente de neutro (51N), debido al menor error presentado en la medición de corrientes homopolares de pequeña magnitud, cuando se trabaja con la protección sensible[22].

- Considerando que la protección de tierra del transformador zigzag deberá coordinar con la protección de los alimentadores. Se establecerá un tiempo de coordinación de 200ms entre estas dos protecciones.

- Teniendo en cuenta el error en la medición que puede existir a la hora de detectar la corriente de falla a tierra, se establece un ajuste de 70A en la protección del transformador zigzag con el fin de asegurar coordinación en el límite de las dos zonas de temporización.

En base a las consideraciones mencionadas, en la **Tabla 29** se muestran los ajustes de sobrecorriente de tierra propuestos.

Tabla 29. Ajustes propuestos para las protecciones de sobrecorriente de tierra.

PROTECCIÓN			AJUSTE UMBRAL 1			AJUSTE UMBRAL 2			DIRECCION
UBICACIÓN	RELE	RTC	I0>	T >	CURVA 1	I0 >>	T >>	CURVA 2	
PAITA L-6659 60kV	ABB REC 670	300/5	99	0.11	IEC NI	-	-	-	FORWARD
TRAFO 25 MVA 60KV	GE T60 GE F60	300/5	60	0.06	IEC NI	1050	0	DT	FORWARD
TRAFO 25 MVA 10KV	GE F650	300/5	-	-	-	-	-	-	NO DIRECCIONAL
ALIMENTADORES 10.5kV	GE F650	300/5	6 (SEF)	0.4	DT	50 (51N)	0.2	DT	NO DIRECCIONAL
TRANSFORMADOR ZIGZAG	-	-	6	0.6	DT	70	0.4	DT	NO DIRECCIONAL

Fuente: Elaboración propia.

[20] Tabla 4.

[21] Datos obtenidos de la tabla 26.

[22] Al recibir la señal de los transformadores tipo toroide, presenta mayor precisión a la hora de medir corrientes homopolares.

En la **Figura 90** se evalúa la coordinación que se obtendría entre la protección del alimentador y la del transformador zigzag, para el caso de fallas a tierra.

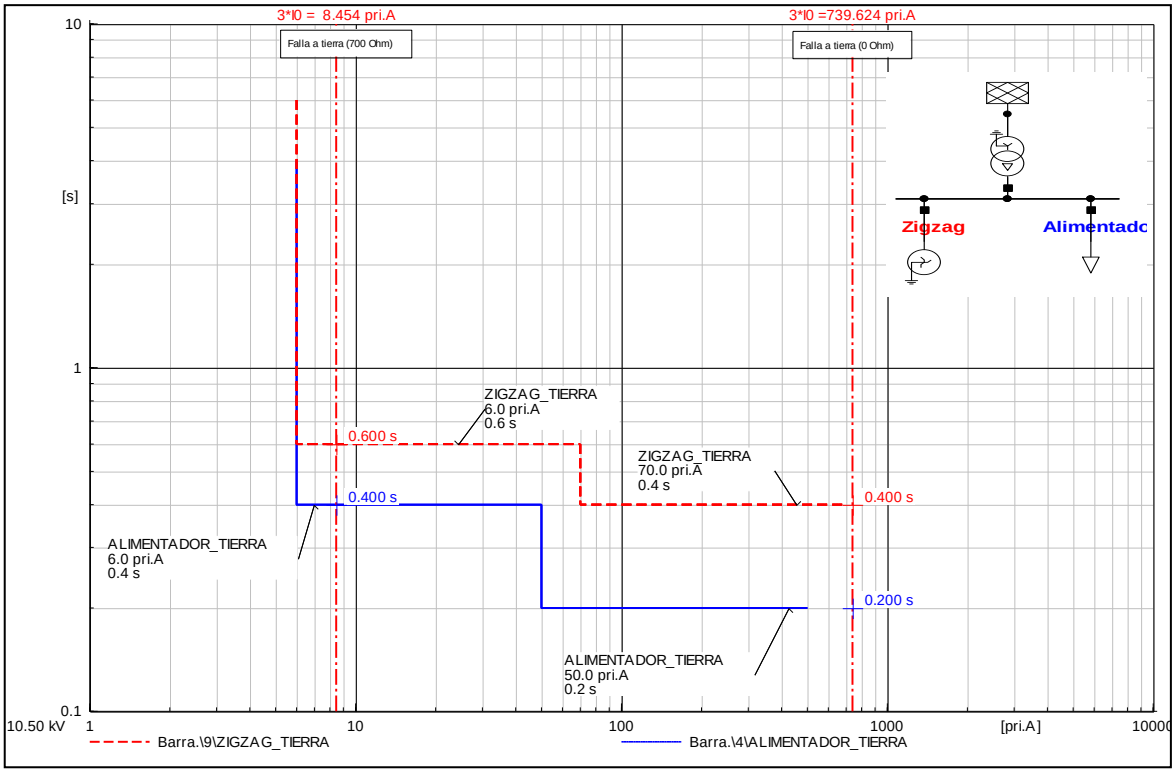


Figura 90. Evaluación de coordinación propuesta entre transformador zigzag y alimentador para fallas a tierra
Fuente: Elaboración propia.

Se simula la coordinación en los dos extremos, es decir para una falla a tierra con 0 Ω de resistencia de falla y una falla de 700 Ω. Se verifica que existe coordinación suficiente para lograr la selectividad entre estas dos protecciones.

Ante una falla a tierra que no sea despejada por la protección del alimentador, la protección del transformador zigzag actuará como respaldo, sin embargo, para el despeje efectivo de la falla es obligatorio que el disparo generado por la protección del transformador zigzag, sea dirigido al interruptor de potencia de la barra de 10.5kV, con el fin de despejar efectivamente la falla. En la **Figura 91** se muestra mediante una simulación, lo que sucede cuando el transformador zigzag desconecta al detectar una falla a tierra que no ha sido despejada por el alimentador.

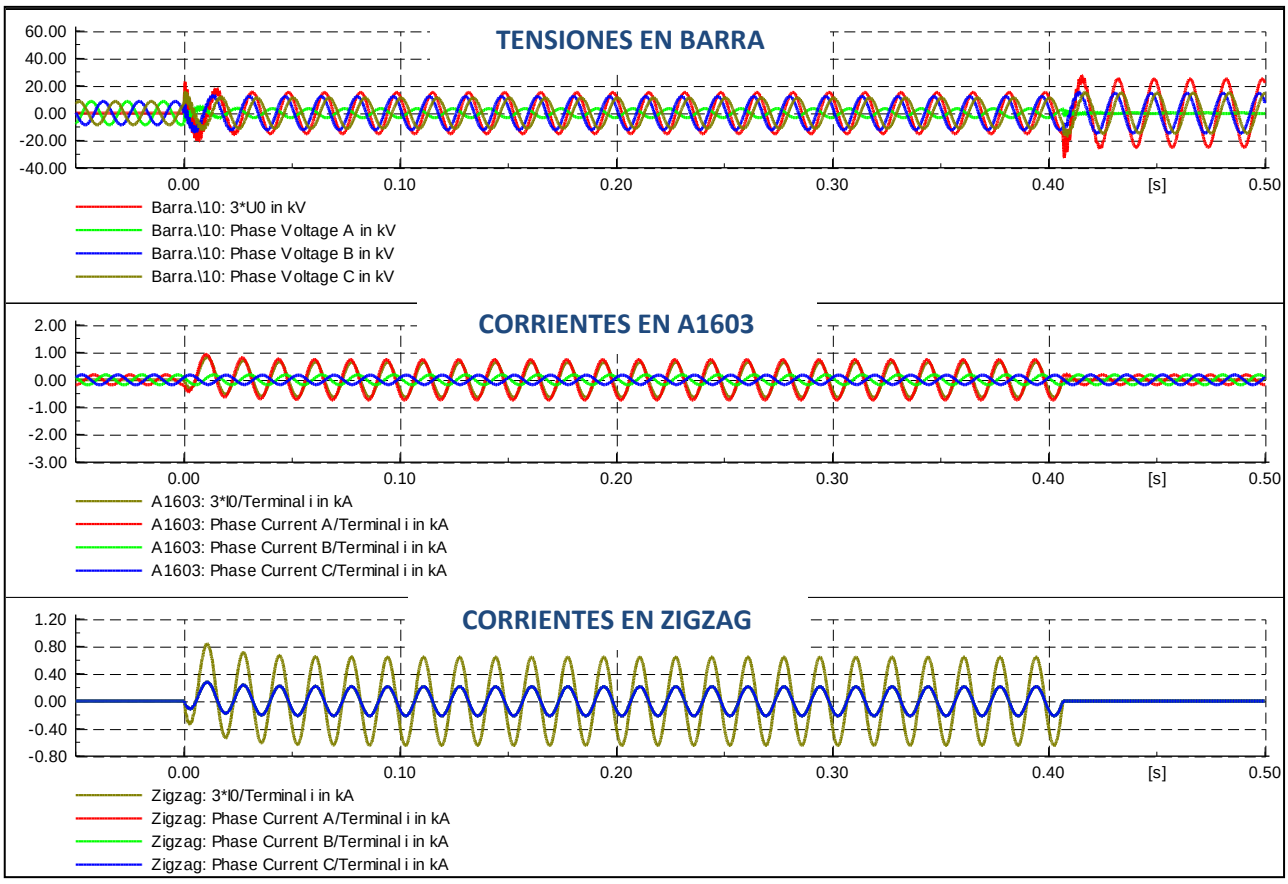


Figura 91. Simulación de la desconexión del transformador zigzag, ante una falla a tierra no despejada por el alimentador A1603.
Fuente: Elaboración propia.

Tal como se muestra en la **Figura 91,** con la desconexión del transformador zigzag como respaldo ante la no actuación de la protección del alimentador, no se logra despejar la falla a tierra. Si bien es cierto, se da la disminución de la corriente homopolar, ésta disminuye debido a que el sistema comienza a operar con un régimen de neutro aislado, desencadenando una sobretensión en las fases no falladas y perjudicando la sensibilidad para la detección de fallas a tierra. En la **Figura 92** se muestra la misma falla simulada, a diferencia que en este caso se da la desconexión efectiva de la barra de 10.5kV.

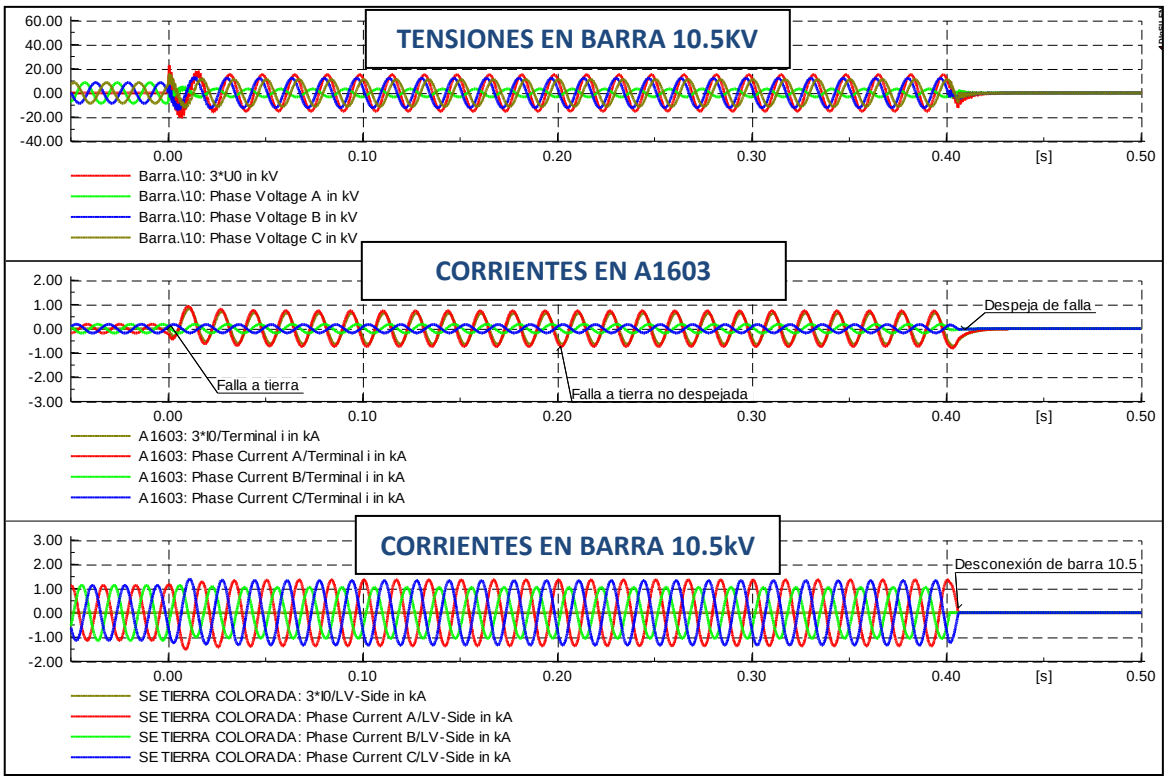


Figura 92. Simulación de la desconexión de la barra de 10.5kV, ante una falla a tierra no despejada por el alimentador A1603.
Fuente: Elaboración propia.

Tal como lo demuestra la **Figura 92**, en el caso no se dé la actuación de la protección del alimentador durante una falla a tierra, ésta será despejada cuando desconecte la barra de 10.5kV. Teniendo en cuenta que la protección de la barra no detectará corriente de falla a tierra, es imprescindible que la señal de disparo provenga de la protección del transformador zigzag, la cual sí podrá detectar la falla. La desventaja de esta protección de respaldo es la inevitable interrupción generada en los demás alimentadores.

Finalmente, para la coordinación de sobrecorriente de fases entre la protección de transformador zigzag y la barra de 10.5kV, se considerarán los siguientes criterios:

- Teniendo en cuenta que no existen elementos de protección que deberán coordinar aguas abajo con la protección del transformador zigzag. Una falla trifásica en los bushing del transformador zigzag será despejada en tiempo instantáneo, con el fin de generar la máxima velocidad posible en términos de protección.

- Tal como se muestra en la **Figura 93**, una falla a tierra con resistencia de falla de 0 Ω al inicio del alimentador, generará una corriente de 248A en la fase fallada, vista por la protección del transformador zigzag, la cual no deberá activar su protección de sobrecorriente temporizada entre fases. Por tanto, se ajusta esta protección a 300A con una temporización de tiempo inverso con curva IEC Very Inverse y un dial de 0.05.

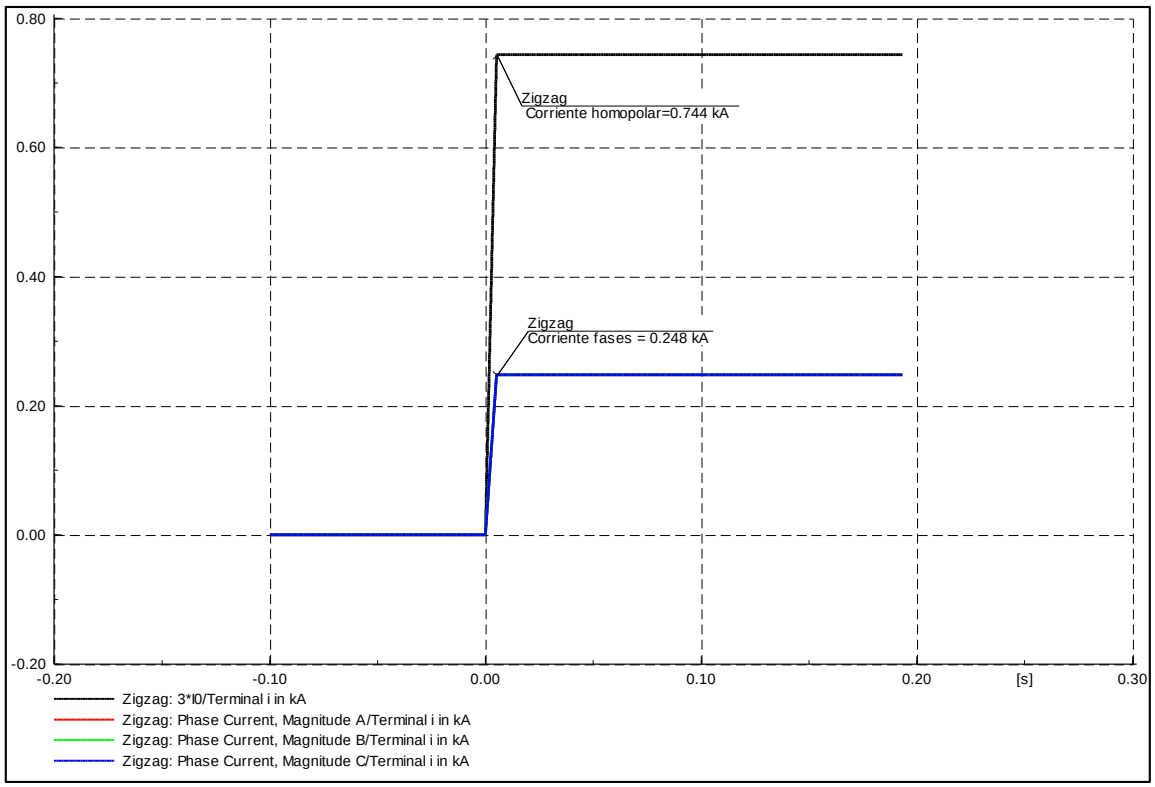


Figura 93. Corrientes medidas por transformador zigzag ante falla a tierra en alimentador
Fuente: Elaboración propia.

La **Figura 94** muestra la coordinación entre las protecciones de sobrecorriente de fases del transformador zigzag y de la barra de 10.5kV. Se evidencia un tiempo de coordinación suficiente para la selectividad ante una falla a trifásica en bushing del transformador zigzag (166ms), por otra parte se verifica la no actuación de la protección del transformador zigzag, ante una falla a tierra en un alimentador.

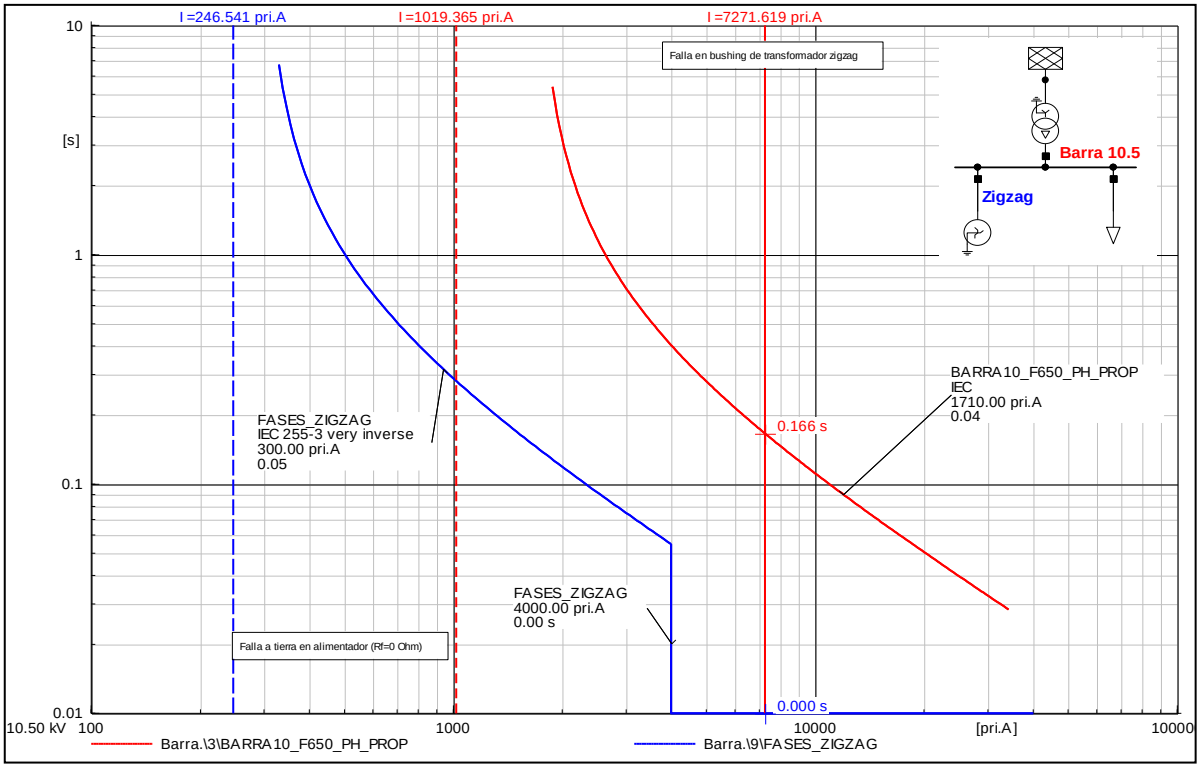


Figura 94. Evaluación de coordinación propuesta entre transformador zigzag y barra de 10.5kV para fallas entre fases
Fuente: Elaboración propia.

Con la **Tabla 30** se completan los ajustes de sobrecorriente de fases correspondientes a la protección del transformador zigzag.

Tabla 30. Ajuste propuesto para la protección de sobrecorriente de fase en transformador zigzag.

PROTECCIÓN	AJUSTE UMBRAL 1			AJUSTE UMBRAL 2			DIRECCION
UBICACIÓN	I >	T >	CURVA 1	I >>	T >>	CURVA 2	
TRANSORMADOR ZIGZAG	300	0.05	IEC VI	4000	0	DT	NO DIRECCIONAL

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la protección eléctrica para el sistema en evaluación, debe contemplar la indisponibilidad del transformador zigzag propuesto. Esta indisponibilidad genera que el sistema opere con un régimen de neutro aislado.

De los resultados visto en la simulación de fallas a tierra en el sistema aislado[23], con una resistencia de falla de 700Ω se obtuvo una tensión homopolar de 17kV, por tanto, se propone activar la protección de sobretensión homopolar (Función ANSI 59N) en un umbral de 15kV con una temporización de 2 segundos. Con el fin de que ésta actúe, en caso el transformador zigzag se encuentre indisponible y el sistema opere con neutro aislado.

[23] Figura 80.

4.3.2. Selección de los fusibles para la coordinación.

Los ajustes propuestos hasta el momento, corresponden a los relés de protección. En esta sección se realizará el dimensionamiento de los fusibles de expulsión ubicados a lo largo del alimentador A1603. Actualmente los fusibles instalados en la red de este alimentador, poseen una capacidad nominal superior a la carga que soportan en operación continua, con el fin de asegurar que no fundan por sobrecarga. Sin embargo, este dimensionamiento no asegura la selectividad entre los fusibles que se encuentran en cascada. Por tanto, se propondrá un nuevo dimensionamiento, el cual contemplará la coordinación entre estos elementos y la protección del alimentador, para fallas entre fases[24].

Para la evaluación del dimensionamiento, se han definido 6 zonas limitadas por los fusibles de expulsión tipo K, 04 de estas son secciones de derivación y 02 pertenecen a la red troncal. En la **Tabla 31** se detalla la delimitación de estas zonas, así como su potencia instalada en kVA y la capacidad nominal de cada fusible.

Tabla 31. Definición de las zonas protegidas por fusibles tipo K.

ZONA PROTEGIDA	CODIGO DEL SECCIONAMIENTO	POTENCIA INSTALADA (KVA)	CAPACIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE
1	I-160051	300	15K
2	I-160067	770	30K
3	I-160065	420	25K
4	I-160085	1348	60K
5	I-160006	785	30K
6	I-160079	2538	80K

Fuente: Elaboración propia.

En la **Figura 95** se muestra el diagrama unifilar del alimentador A1603, en el cual se especifican las zonas de protección definidas en la **Tabla 31**.

El principal criterio que se debe tener en cuenta para la selección de fusibles, es asegurar que éstos no operan en la región de sobrecarga. Para esto se considera que un fusible puede operar de manera continua y sin llegar a fundirse, con un flujo de corriente igual a 1.5 veces su corriente nominal[25].

[24] Los criterios para la selección de los fusibles no considerarán las fallas a tierra en el sistema en evaluación.

[25] Las curvas de fusión de un fusible tipo K, indican que su corriente máxima es 2 veces la corriente nominal.

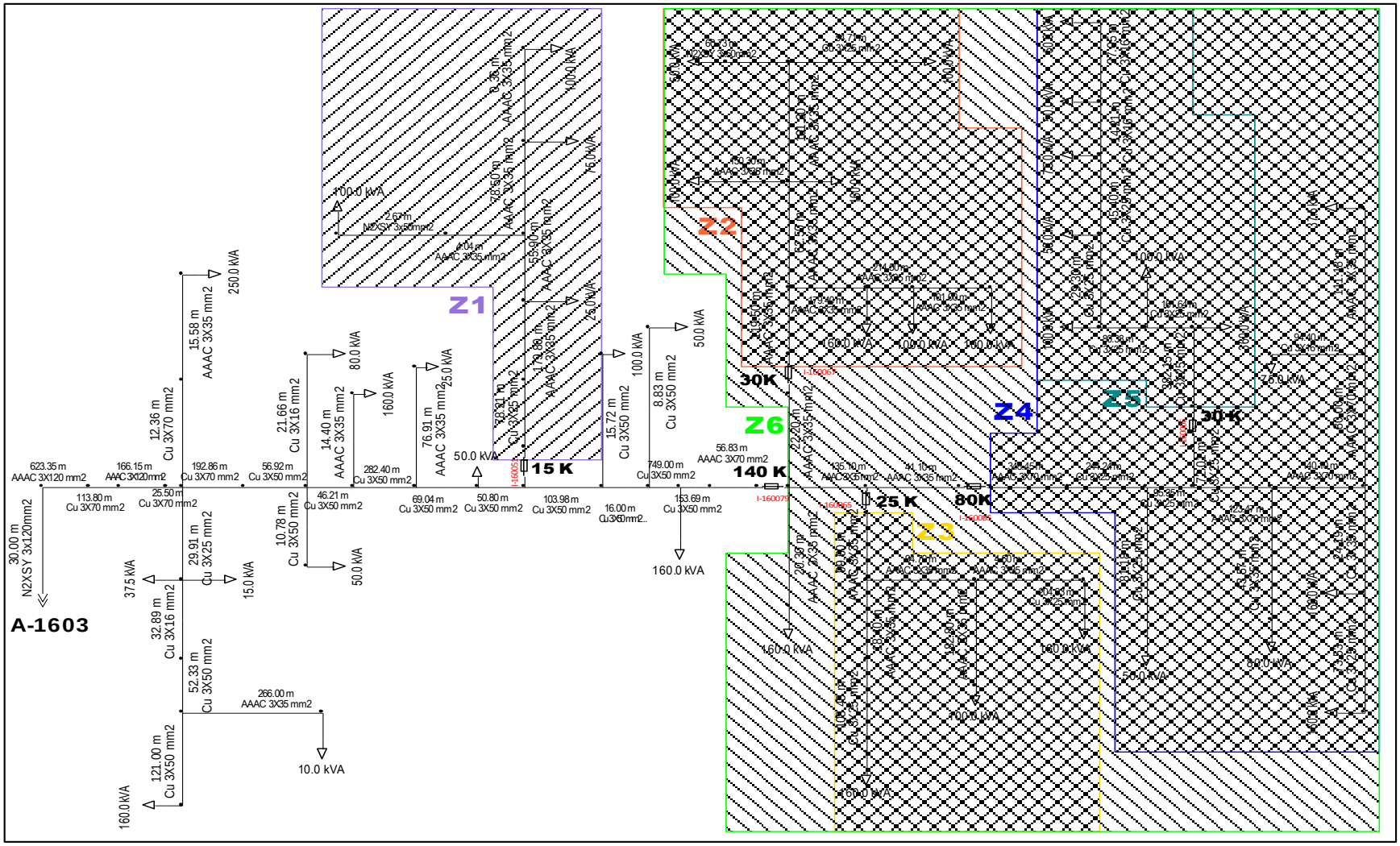


Figura 95. Definición de zonas de protección en alimentador A1603.

Fuente: Elaboración propia.

De las simulaciones de flujo de potencia realizadas se obtuvo la máxima corriente de carga vista por los seccionadores[26], considerando un margen de seguridad de 1.5, se calcula la máxima carga que deberán soportar los fusibles y se escogen los fusibles de tal manera que la corriente máxima permisible sea mayor a la corriente máxima de carga. En la **Tabla 32** se detalla el dimensionamiento propuesto para los fusibles tipo K.

Tabla 32. Dimensionamiento propuesto de fusibles tipo K.

ZONA PROTEGIDA	CODIGO DEL SECCIONAMIENTO	MAXIMA CORRIENTE (A)	MAXIMA CORRIENTE CON FACTOR DE SEGURIDAD (A)	CAPACIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE ACTUAL	CAPACIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE ESCOGIDO	CORRIENTE MÁXIMA DEL FUSIBLE ESCOGIDO (A)
1	I-160051	10	15	15K	15K	22.5
2	I-160067	25	37.5	30K	30K	45
3	I-160065	13	19.5	25K	25K	37.5
4	I-160085	43	64.5	60K	80K	120
5	I-160006	25	37.5	30K	30K	45
6	I-160079	87	130.5	80K	140K	210

Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenida la capacidad para los fusibles, se realiza la evaluación de su coordinación, mediante la simulación de fallas entre fases, aplicadas al modelo obtenido. Para esto, se define un par de elementos: el protector y el protegido. De esta manera, teniendo en cuenta el diagrama unifilar presentado en la **Figura 95**, se determinan los siguientes pares de elementos, presentados en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Pares de elementos fusibles para la coordinación.

PAR	ELEMENTO PROTECTOR	ELEMENTO PROTEGIDO
1	RELE A1603	FUSIBLE Z1
2	RELE A1603	FUSIBLE Z6
3	FUSIBLE Z6	FUSIBLE Z2
4	FUSIBLE Z6	FUSIBLE Z3
5	FUSIBLE Z6	FUSIBLE Z4
6	FUSIBLE Z4	FUSIBLE Z5

Fuente: Elaboración propia.

La coordinación entre los elementos protector y protegido, se evalúa para fallas locales y remotas. Una falla local corresponde a un cortocircuito trifásico en el punto de ubicación del elemento protector, para el escenario de máxima corriente de cortocircuito (Estiaje 2014 máxima demanda), mientras que una falla remota representará un cortocircuito bifásico en el punto más alejado del elemento protector, sin llegar a involucrar otra zona, para el escenario de mínima corriente de cortocircuito (Avenida 2014 mínima demanda).

[26] Tabla 13.

En las **Figuras** de la **96** a la **107** se muestran las curvas de coordinación para los pares mencionados, considerando los ajustes y dimensionamientos propuestos. En estas curvas se indican los tiempos de actuación de las protecciones involucradas para las fallas locales y remotas.

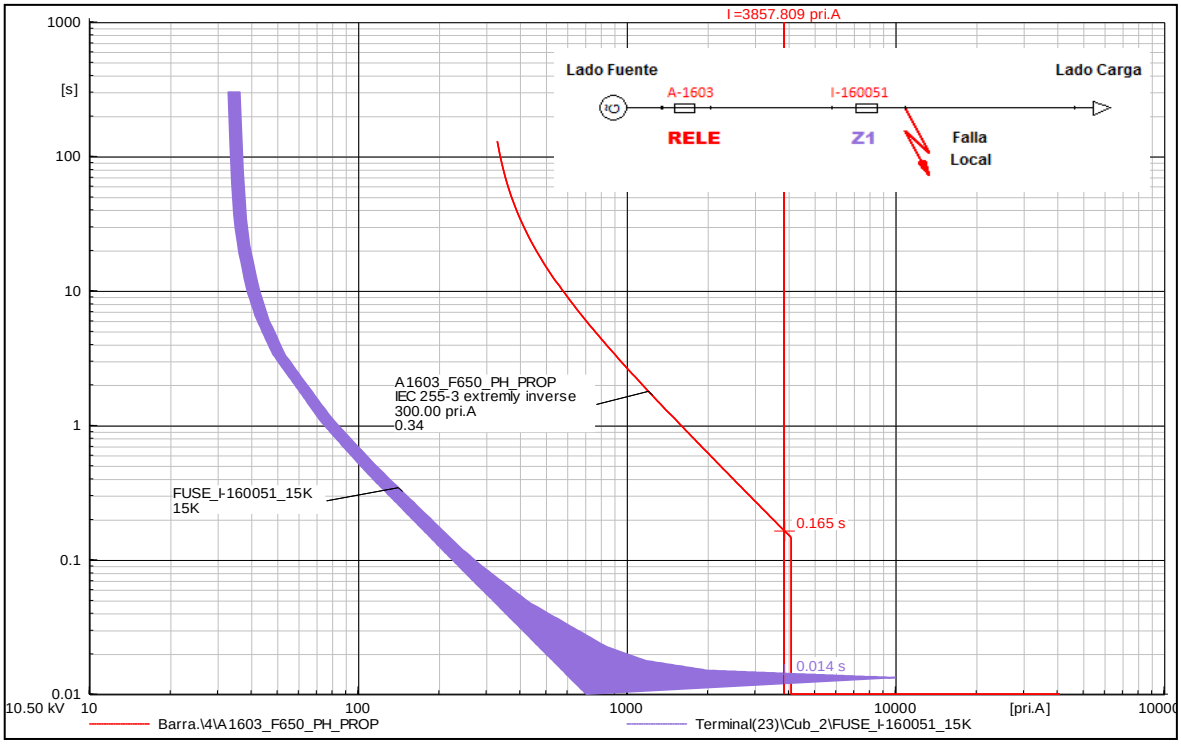


Figura 96. Evaluación de coordinación propuesta entre relé de A1603 y seccionamiento I-160051 para falla local.
Fuente: Elaboración propia.

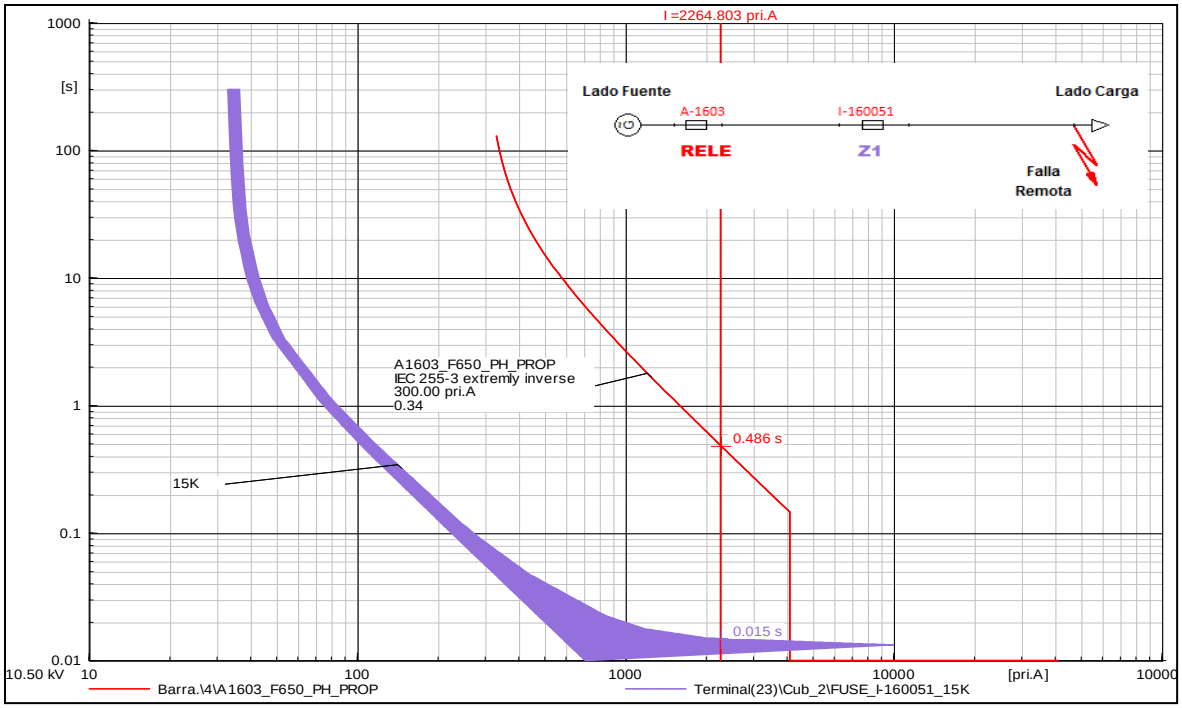


Figura 97. Evaluación de coordinación propuesta entre relé de A1603 y seccionamiento I-160051 para falla remota.
Fuente: Elaboración propia.

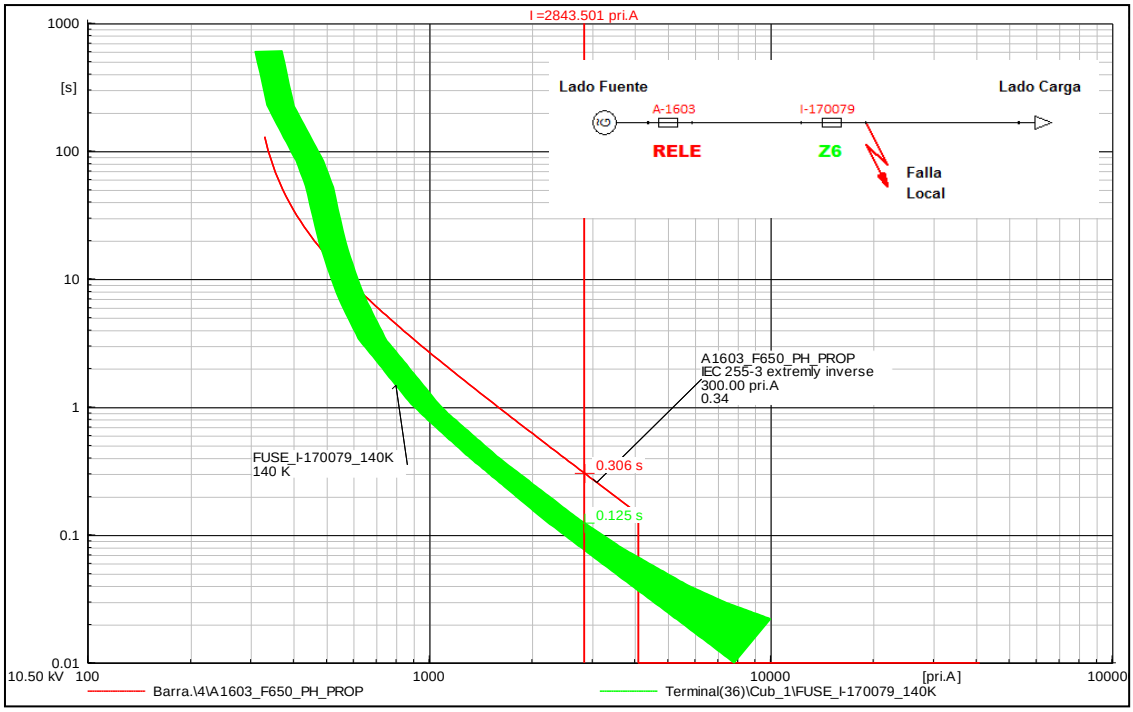


Figura 98. Evaluación de coordinación propuesta entre relé de A1603 y seccionamiento I-160079 para falla local entre fases
Fuente: Elaboración propia.

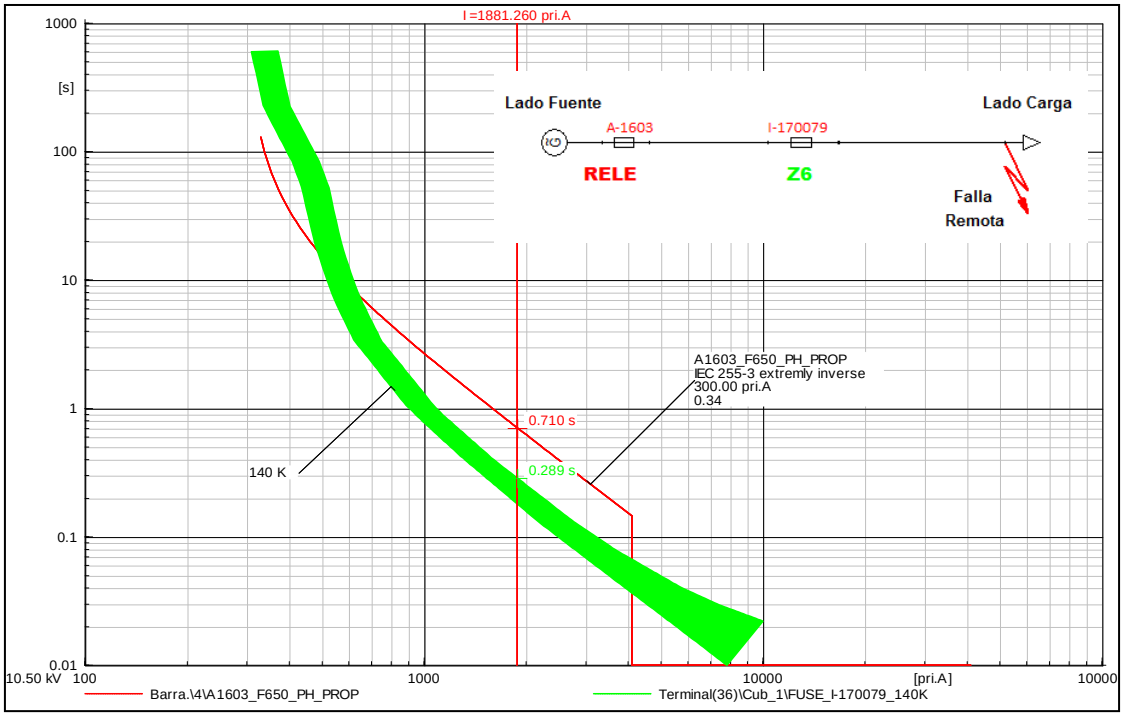


Figura 99. Evaluación de coordinación propuesta entre relé de A1603 y seccionamiento I-160079 para falla remota entre fases

Fuente: Elaboración propia.

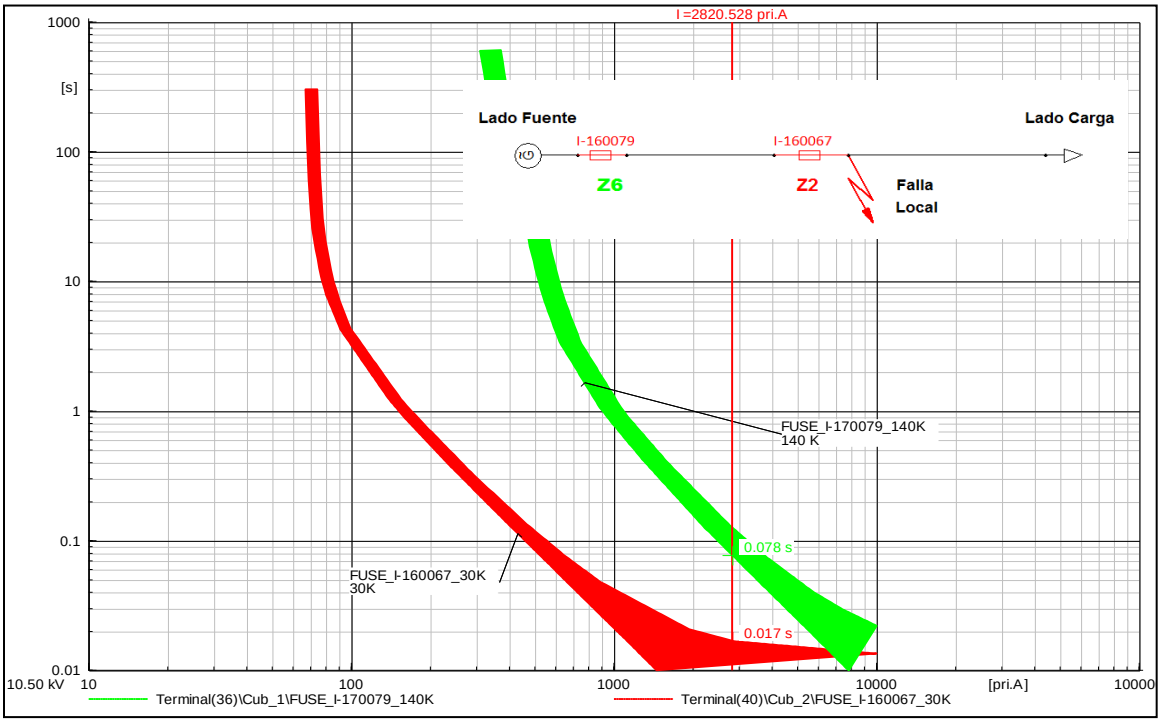


Figura 100. Evaluación de coordinación propuesta entre seccionamientos I-160067 y I-160079 para falla local entre fases

Fuente: Elaboración propia.

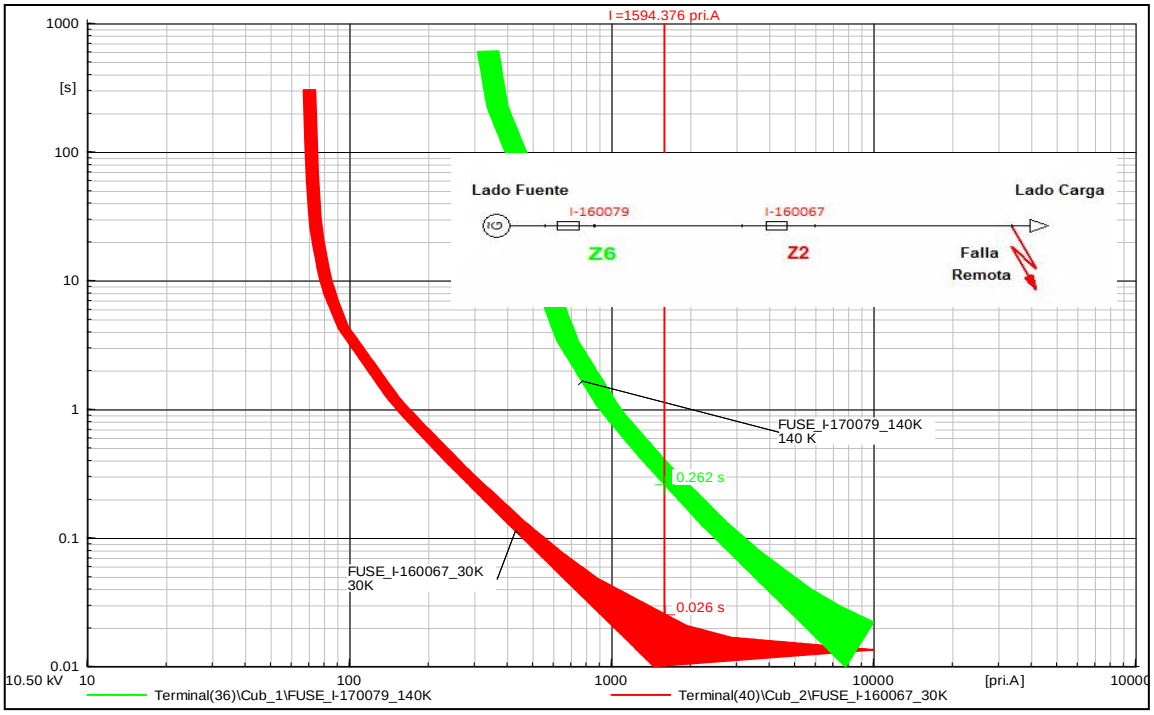


Figura 101. Evaluación de coordinación propuesta entre seccionamientos I-160067 y I-160079 para falla remota entre fases.
Fuente: Elaboración propia.

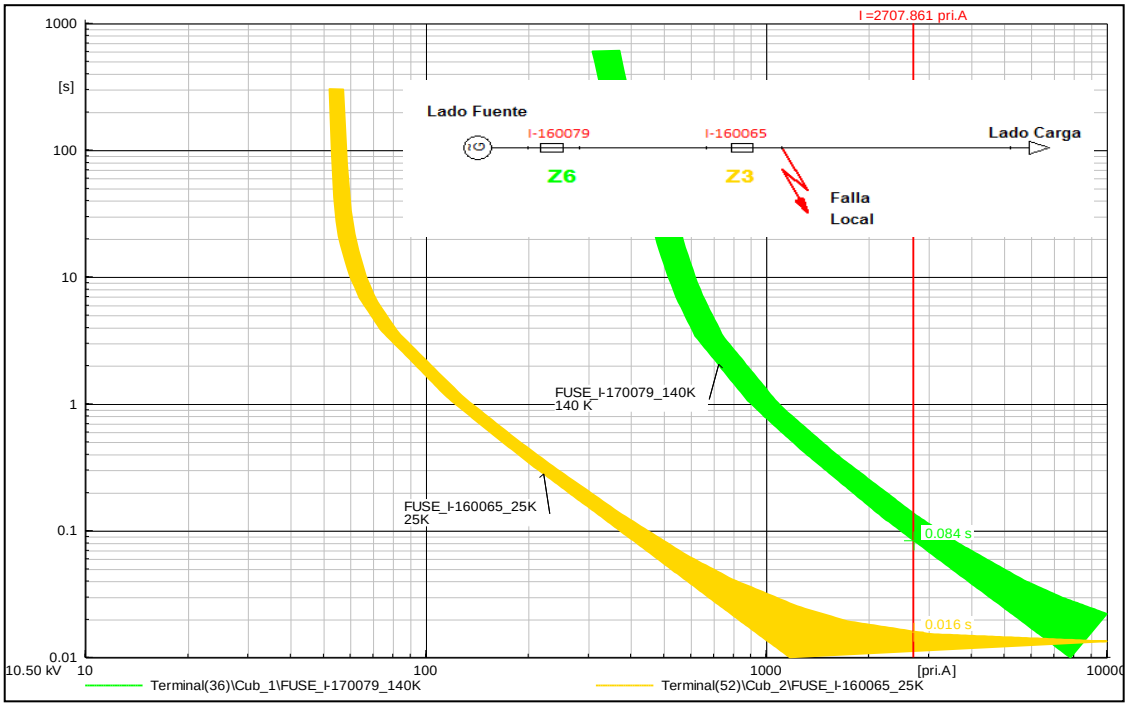


Figura 102. Evaluación de coordinación propuesta entre seccionamientos I-160065 y I-160079 para falla local entre fases
Fuente: Elaboración propia.

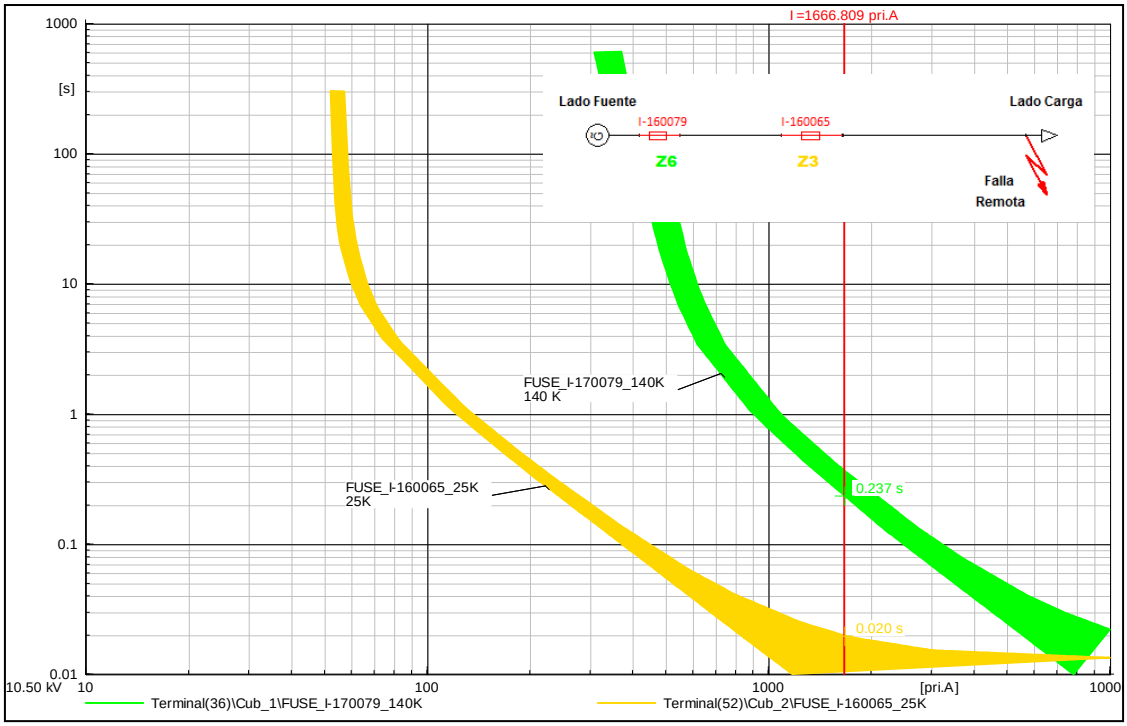


Figura 103. Evaluación de coordinación propuesta entre seccionamientos I-160065 y I-160079 para falla remota entre fases

Fuente: Elaboración propia.

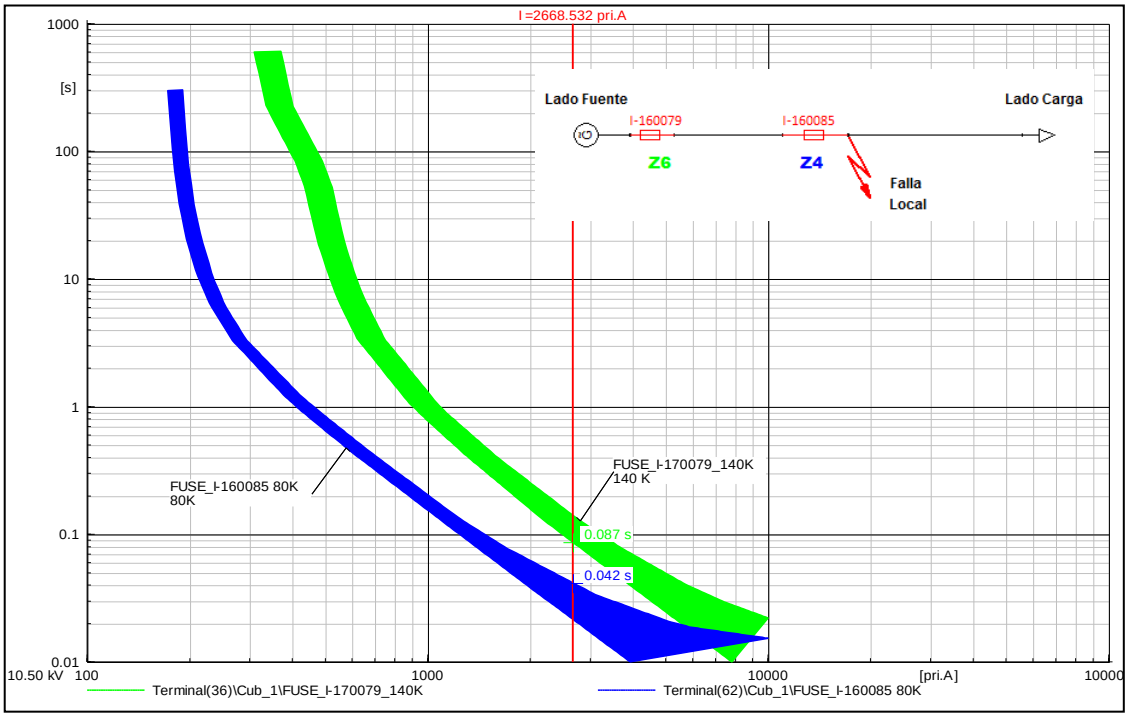


Figura 104. Evaluación de coordinación propuesta entre seccionamientos I-160085 y I-160079 para falla local entre fases

Fuente: Elaboración propia.

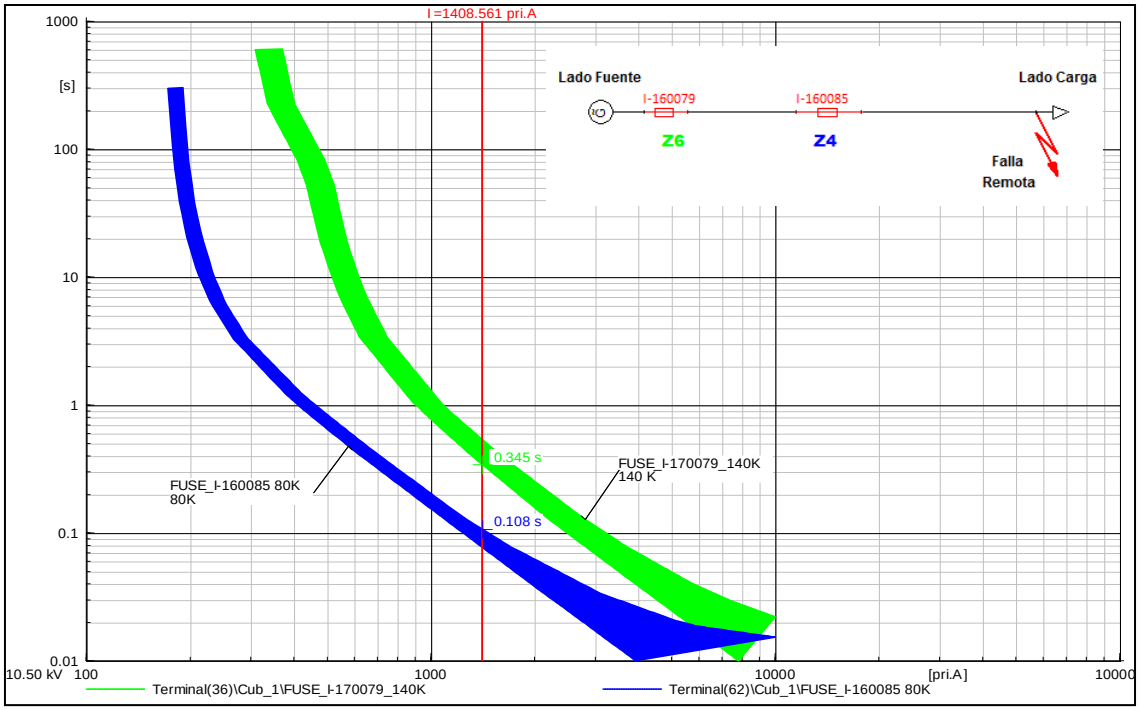


Figura 105. Evaluación de coordinación propuesta entre seccionamientos I-160085 y I-160079 para falla remota entre fases

Fuente: Elaboración propia.

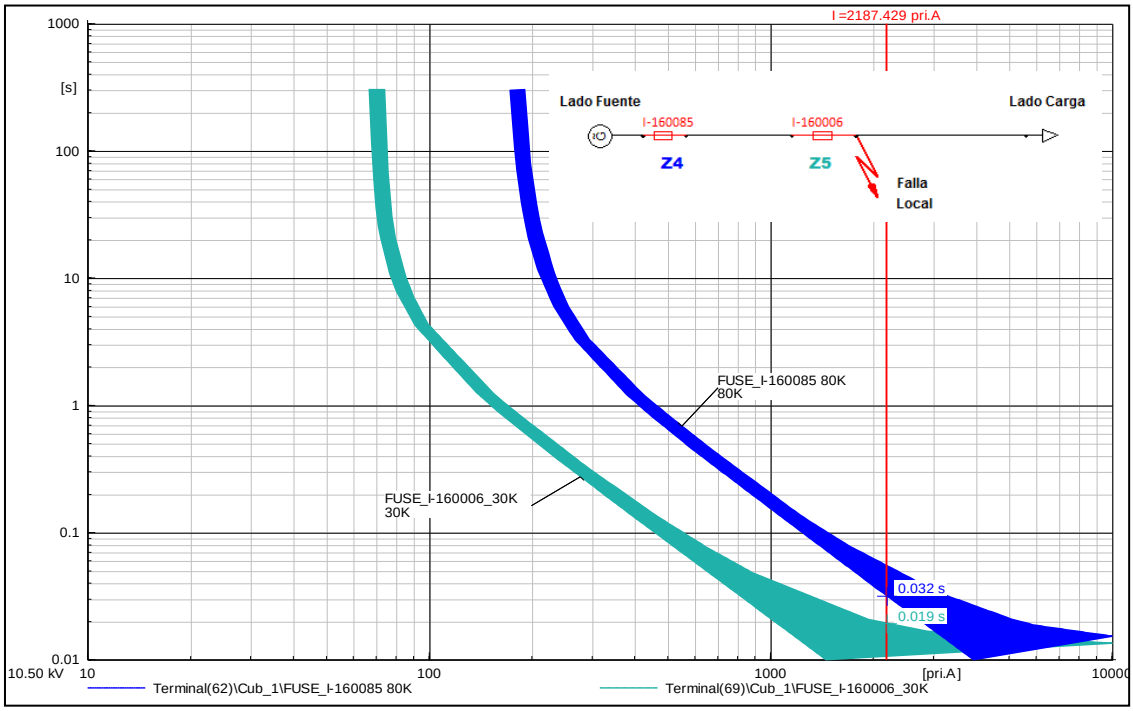


Figura 106. Evaluación de coordinación propuesta entre seccionamientos I-160085 y I-160006 para falla local entre fases

Fuente: Elaboración propia.

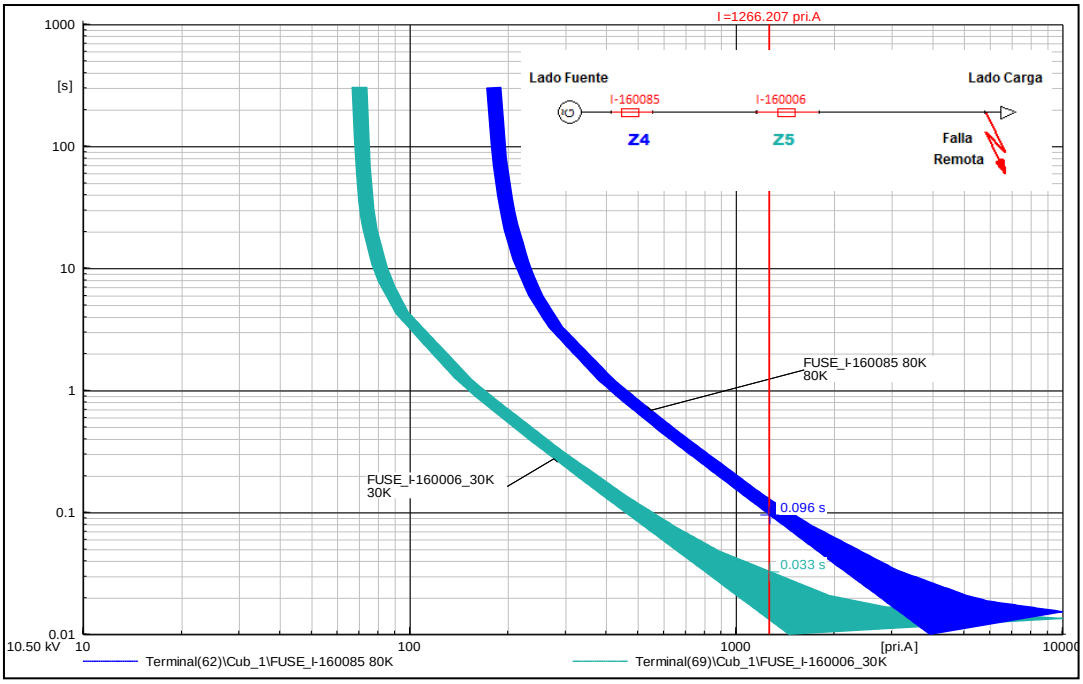


Figura 107. Evaluación de coordinación propuesta entre seccionamientos I-160085 y I-160006 para falla remota entre fases.
Fuente: Elaboración propia.

A partir de las curvas de coordinación mostradas y los tiempos de actuación de las protecciones, se elabora la **Tabla 34** en la que confirma la existencia de la coordinación, considerando los dimensionamientos de fusibles propuestos en la **Tabla 32**. Para la evaluación de la coordinación se ha tomado en cuenta los criterios de coordinación indicados en el apartado 1.5.2 del marco teórico.

Tabla 34. Pares de elementos fusibles para la coordinación.

PAR EVALUADO	ESCENARIO DE EVALUACIÓN	CORRIENTE DE FALLA (kA)	TIEMPO DE ACTUACIÓN DEL ELEMENTO PROTECTOR (ms)	TIEMPO DE ACTUACIÓN DEL ELEMENTO PROTEGIDO (ms)	EVALUACIÓN DEL CRITERIO DE COORDINACIÓN	RESULTADO DE LA EVALUACIÓN
Relé A1603 Fusible Z1	Falla local	3857.8	165	14	165 - 14 > 150	Existe coordinación.
	Falla remota	2264.8	486	15	486 - 15 > 150	Existe coordinación.
Relé A1603 Fusible Z6	Falla local	2843.5	306	125	306 - 125 > 150	Existe coordinación.
	Falla remota	1881.3	710	289	710 - 289 > 150	Existe coordinación.
Fusible Z6 Fusible Z2	Falla local	2820.4	78	17	75%(78) > 17	Existe coordinación.
	Falla remota	1594.4	262	26	75%(262) > 26	Existe coordinación.
Fusible Z6 Fusible Z3	Falla local	2707.8	84	16	75%(84) > 16	Existe coordinación.
	Falla remota	1666.8	237	20	75%(237) > 20	Existe coordinación.
Fusible Z6 Fusible Z4	Falla local	2668.5	87	42	75%(87) > 42	Existe coordinación.
	Falla remota	1408.6	345	108	75%(345) > 108	Existe coordinación.
Fusible Z4 Fusible Z5	Falla local	2187.4	32	19	75%(32) > 19	Existe coordinación.
	Falla remota	1266.2	96	33	75%(96) > 33	Existe coordinación.

Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones

- De la evaluación realizada se verificó la necesidad de aumentar el umbral de sobrecorriente instantánea en las protecciones asociadas a los alimentadores de media tensión, con el fin de permitir la actuación de las protecciones ubicadas aguas abajo (Fusibles tipo K) y evitar la desconexión del alimentador para fallas ubicadas lejos de la subestación de transformación.

- Para la protección contra cortocircuitos entre fases en el alimentador A1603, se pudo establecer 06 zonas de protección, lo cual contribuirá a mejorar la selectividad entre los relés ubicados en la cabecera del alimentador y los fusibles de expulsión que se encuentra en la red troncal y de derivación.

- Los fusibles de expulsión tipo K en comparación a los relés, carecen de sensibilidad para la detección de fallas a tierra. La dependencia que la corriente de falla a tierra tiene con la resistencia de falla, obliga a proteger contra corrientes muchas veces menores a la capacidad nominal de fusibles. Por otra parte, a pesar de contar con fusibles de baja capacidad, un problema adicional de estos elementos, es la falta de rapidez para proteger contra corrientes de baja magnitud. Tratar de coordinar con los relés en este último caso, traería consigo un aumento de tiempo de despeje de falla, debido al comportamiento extremadamente inverso en la protección del fusible.

- En un sistema aislado la protección direccional de neutro sensible resulta ser una buena alternativa para la protección contra fallas a tierra, sin embargo, ésta exige un correcto ajuste de la direccionalidad de la corriente homopolar, para poder identificar el alimentador fallado y aquellos que no presentan falla. La determinación de este ajuste debe ir acompañada del análisis de registros de fallas a tierra, que permitan contrastar si el comportamiento del sistema ante este tipo de fallas se aleja mucho de lo teórico. Para el caso visto en la presente tesis, se pudo

comprobar que en algunas fallas a tierra, el ángulo de la corriente homopolar respecto a la tensión, se alejaba en cierta medida de lo que indica el marco teórico (Una variación en el ángulo que va desde los -126° hasta los -162°, frente a los -90°que indica la teoría de sistemas aislados).

- Una de las ventajas que presenta un sistema aterrado con transformador zigzag, frente a los sistemas aislado, es la disminución de sobretensiones durante fallas a tierra y por consiguiente un menor requerimiento en el aislamiento de la red; por otra parte, la ventaja de tener una mayor corriente homopolar, genera una mayor sensibilidad a los equipos de protección contra fallas a tierra, sin la necesidad que éstos sean direccionales, lo que se traduce en un menor costo y la posibilidad de instalar otros equipos de protección en la red de distribución, con el fin de coordinarlos con la protección de cabecera.

- Con la instalación de un transformador zigzag en la barra de 10.5kV de la subestación Tierra Colorada, fallas de hasta 700Ω de resistencia de falla podrán ser despejadas por la protección de sobrecorriente de neutro sensible en un tiempo de 400 ms. Por otra parte, considerando que durante el desarrollo de una falla a tierra, existe una disminución de la resistencia de falla; una temporización de 400 ms resulta ser suficiente para conseguir esta disminución y por consiguiente poder proteger contra fallas con resistencias mayores a 700 Ω. En este caso, al disminuir la resistencia de falla, existirá un aumento de corriente a tierra, la cual podrá superar el umbral establecido y permitir la operación de la protección de tierra.

- Considerando el sistema aterrado con transformador zigzag, la alternativa de contar con una protección de respaldo, tal como la protección de sobretensión homopolar (ANSI 59N), genera aún más seguridad contra las fallas a tierra. Sin embargo, se debe indicar que esta protección será respaldo cuando el sistema deja de ser aterrado, debido a la indisponibilidad del transformador zigzag. La protección de sobretensión homopolar no podrá proteger ante fallas de muy alta impedancia, en las que la protección de neutro sensible no pueda proteger, ya que para este tipo de fallas la tensión homopolar no es suficiente para polarizar la función 59N. De la simulación realizada al sistema eléctrico, se pudo determinar que una falla a tierra de 700 Ω, genera una tensión homopolar de 0.22kV en un sistema aterrado con zigzag, mientras que para el sistema aterrado, se experimenta una tensión de 17.2kV. Siendo esta última suficiente para operar la protección de sobretensión homopolar (59N).

- De los resultados obtenidos en la presente tesis, se puede indicar que el software Digsilent, constituye una valiosa herramienta para el desarrollo del análisis de protecciones eléctricas. Por tanto, con el fin de asegurar una mayor confiabilidad en nuestro Sistema Eléctrico, se recomienda la implementación de estudios de protecciones con el apoyo de esta herramienta, aplicado a las instalaciones de las empresas distribuidoras y sistemas eléctricos de cargas industriales que se encuentran en nuestra región, tales como, Alicorp, Cementos Pacasmayo, Textil Piura, Agrícola del Chira, etc.

Bibliografía

[1] Ramírez, S. (2003). *Protección de sistemas eléctricos*. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

[2] Bamber, M., Bergstrom, M., Darby, A., Darby, S., Elliott, G., Harding, P., Lloyd, G., Marshall, A., Millard, A., Myatt, A., Newman, P., Perks, A., Pickering, S., Potts, S., Richards, S., Royle, J., Rush, P., Smith, B., Stockton, M., Wilkinson, P., Wixon, A., & Wright, J. (2011). *Network protection & automation guide* (2ª ed.). Standford: Alstom Grid.

[3] Comité de operación económica del sistema interconectado Nacional. (2014). Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN: http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/estudios/operacion/default.aspx

[4] Russell, C. (1982). *El arte y la ciencia de la protección por reveladores.* Ciudad de México: Continental.

[5] Ramírez, M. (2005). *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. Estado Nuevo León, Mexico. Recuperado de http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf

[6] Kindermann, G. (2005). *Protección de sistemas eléctricos de potencia* (2ª ed.). Santa Catarina, Brasil: Geraldo Kindermann.

[7] Protecciones de sobrecorriente. (s/f). Recuperado 13 de marzo, 2015, de http://grupos.emagister.com/documento/proteccion_de_sobrecorriente/42367-821760

[8] Arroyo, C. (1998). *Protección de fallas a tierra en sistemas de distribución*. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.

[9] Ortiz, A. (2011, 22 de mayo). Información publicada en http://cecyt76iv4.blogspot.com/

[10] Ramírez, S. (2004). *Red de distribución de energía* (3ª ed.). Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

[11] Pinos, M (1992). Coordinación gráfica de protecciones de sobrecorriente en sistemas radiales de distribución. (Tesis para obtener el grado de Ingeniero, Escuela Politécnica Nacional, Colombia, 1992). Recuperado de http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7166/1/T476.pdf

[12] Roberts, J., Altuve, H., & Hou, D. (2001). *Review of ground protection Methods for grounded, ungrounded, and compensated distribution systems.* Washington, USA. Recuperado de http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.22.2439&rep=rep1&type=pdf7

[13] Guldbrand, A. (2009). *Earth faults in extensive cable networks*. Licentiate Thesis Department of Measurement Technology and Industrial Electrical Engineering, Lund University, Lund, Sweden.

[14] Hobson, J.E., & Witzke, R.L. (1964). *Electrical transmission and distribution reference book* (4ª ed.). Pennsylvania, USA. Westinghouse Electrical Corporation.

Anexos

Anexo A: Escenarios de máxima y mínima corriente de falla obtenidas del modelo eléctrico de COES-SINAC

En las siguientes figuras se muestran el nivel máximo y mínimo de cortocircuito, obtenido del modelo eléctrico que elaboró el comité de Operación Económica del SEIN (COES - SINAC) en el software Digsilent, correspondiente al año 2014.

A.1. Escenario de máxima corriente de falla (Escenario de estiaje máxima demanda - Est14max)

- **Cortocircuito trifásico:**

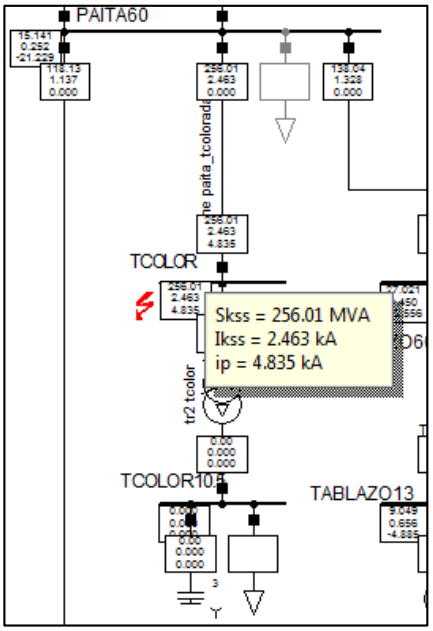


Figura A1. Cortocircuito trifásico en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de máxima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES – SINAC

- **Cortocircuito monofásico:**

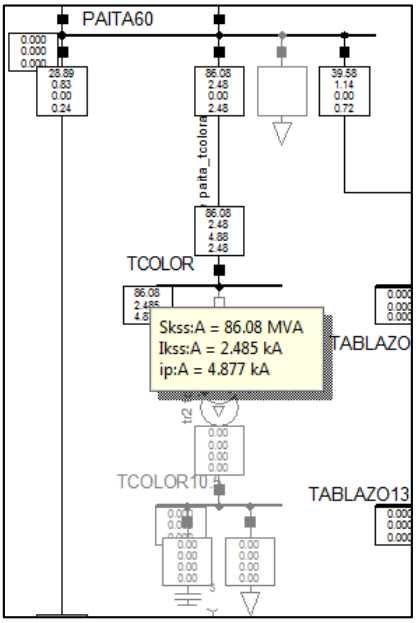


Figura A2. Cortocircuito monofásico en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de máxima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES - SINAC

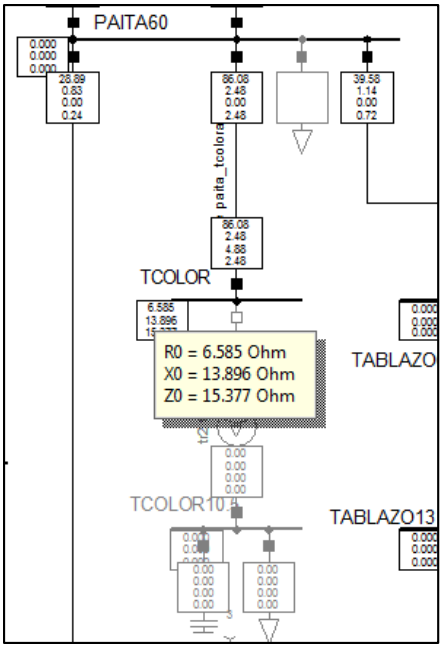


Figura A3. Impedancia de secuencia cero vista en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de máxima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES - SINAC

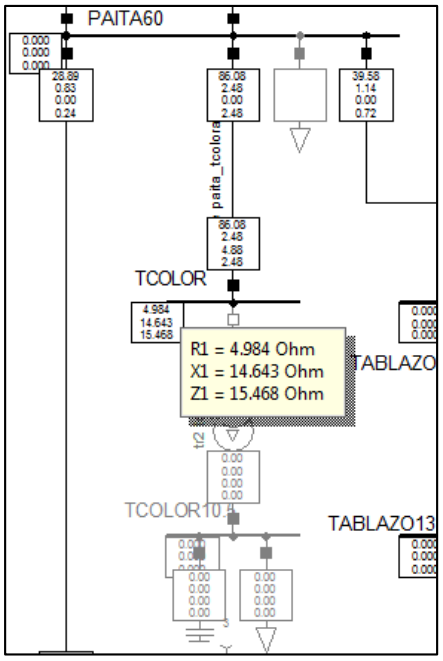


Figura A4. Impedancia de secuencia positiva vista en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de máxima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES - SINAC

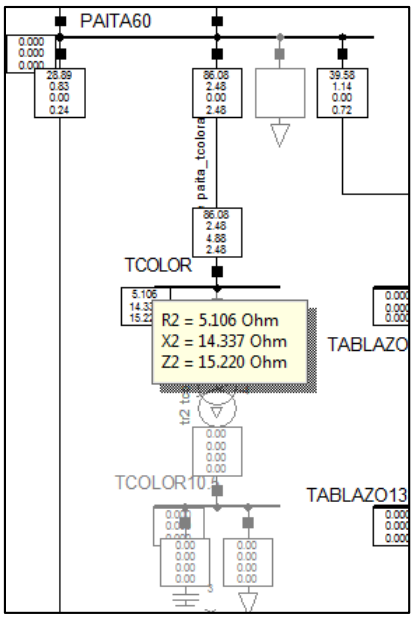


Figura A5. Impedancia de secuencia negativa vista en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de máxima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES – SINAC

A.2. Escenario de mínima corriente de falla (Escenario avenida mínima demanda - Av14min)

- **Cortocircuito trifásico:**

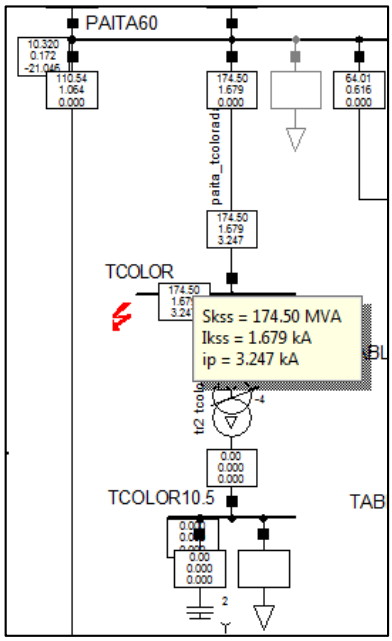


Figura A6. Cortocircuito trifásico en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de mínima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES - SINAC

- **Cortocircuito monofásico:**

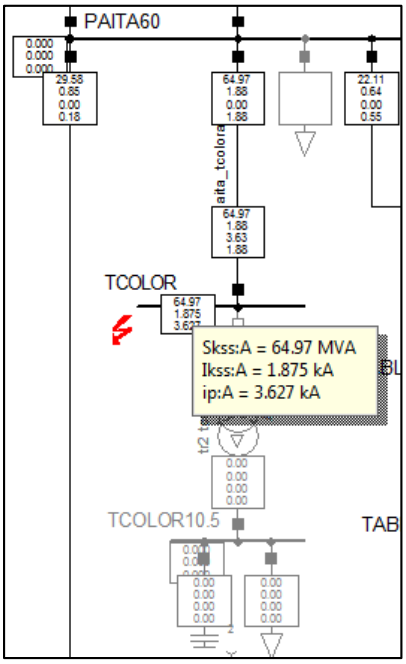


Figura A7. Cortocircuito monofásico en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de mínima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES - SINAC

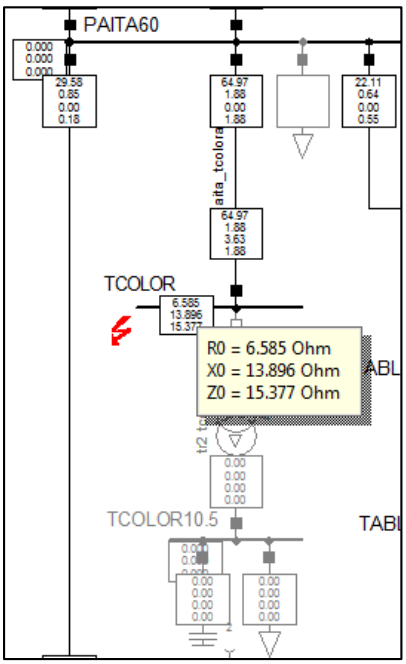


Figura A8. Impedancia de secuencia cero vista en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de mínima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES - SINAC

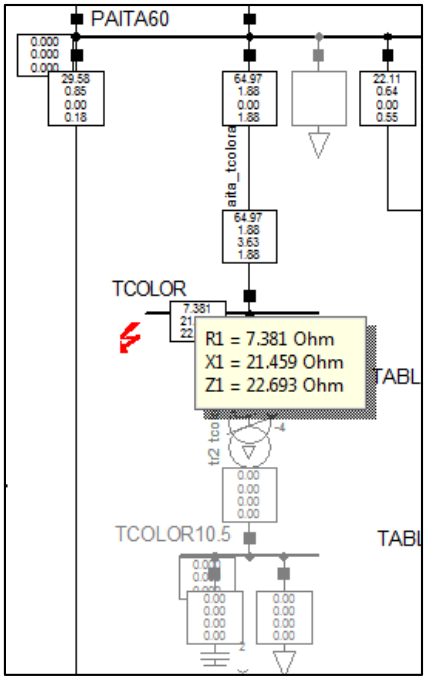


Figura A9. Impedancia de secuencia positiva vista en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de mínima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES - SINAC

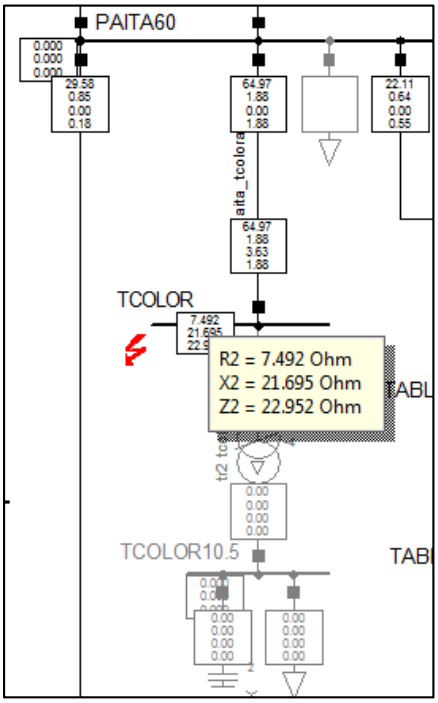


Figura A10. Impedancia de secuencia negativa vista en 60kV SE Tierra Colorada.
Para el escenario de mínima corriente de falla.
Fuente: Base de datos en Digsilent. COES - SINAC

Anexo B: Metodología de los relés GE F650 para la protección direccional de neutro sensible

Ante una falla a tierra en un sistema aislado, se generan corrientes homopolares debido al efecto capacitivo de las redes. Las señales de corriente son medidas por los transformadores tipo toroide ubicados en la salida de los alimentadores y enviadas al relé General Electric Modelo F650, el cual las utiliza como entradas para las funciones de sobrecorriente de neutro sensible (ANSI 51NS) y direccional de neutro sensible (ANSI 67NS). Esta última función utiliza la tensión homopolar de la barra de media tensión, proporcionada por un transformador de tensión. La cual puede ser calculada por el relé, mediante la suma vectorial de las tensiones por fase o proporcionada directamente por un transformador de tensión con conexión delta abierto.

Para definir la función 51NS solo basta con establecer el umbral mínimo de corriente homopolar, y el tipo de curva de operación, la cual puede ser de tiempo definido o de tiempo inverso. La **figura B1** muestra el ajuste de la función 51NS en un relé F650.

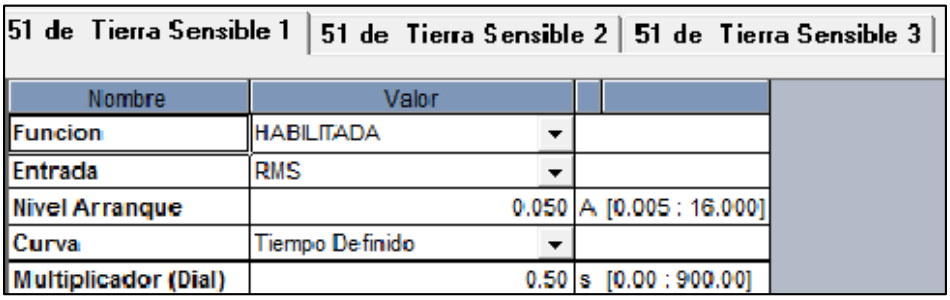


Figura B1. Ajuste de la función sobrecorriente de neutro sensible.
Fuente: Manual de relés General Electric. Modelo F650.

Para la operación de la protección direccional de neutro sensible, se requiere de una magnitud de operación y una de polarización. La corriente homopolar (Isg), representa la magnitud de operación y el negativo de la tensión homopolar (-3V0) es la magnitud de polarización. Los siguientes parámetros definen la protección direccional de neutro sensible, en los relés General Electric, modelo F650.

- **Función permisiva (FUNCTION):** Este ajuste determina si la función 67SG está habilitada (ENABLED) o deshabilitada (DISABLED).

- **Ángulo de toque (MTA):** Este ángulo es usado para rotar el voltaje de polarización (-3V0=-Vn) medido por el relé. Ángulos positivos giran en contra de las manecillas del reloj, y ángulos negativos van en la dirección de las manecillas del reloj. Una vez que se rota el voltaje de polarización un ángulo MTA, se define la línea de máximo par, la cual apuntará al semiplano correspondiente a la zona Forward (Hacia adelante), mientras que

la línea en dirección opuesta apuntará al semiplano de la zona Reverse (Hacia atrás). El semiplano Forward se delimita a +/- 85° del máximo línea de par.

- **Dirección (DIRECTION):** Indica la dirección con la que el relé operará la función direccional (NEUTRAL DIR OP). Dependiendo del ajuste, la unidad será activada en una dirección u otra. Los posibles ajustes son Forward (Hacia adelante) o Reverse (Hacia atrás), haciendo mención a las zonas que quedan definidas con el ángulo de torque.

- **Umbral del voltaje de polarización (POL V THRESHOLD):** Es el umbral mínimo del voltaje de polarización, para un voltaje menor que el ajuste la unidad direccional bloqueará (No operará).

En los relés F650 la función direccional de neutro sensible (ANSI 67NS) se utiliza para supervisar la función de neutro sensible (ANSI 51NS). Si durante una falla a tierra, la corriente homopolar supera el umbral ajustado en la función 51NS y vectorialmente se ubica en la zona de operación definida en la función 67NS, el relé enviará una señal de disparo al interruptor del alimentador, con el fin de despejar la falla.

En la **figura B2** se muestra el ajuste de la función 67NS en un relé F650.

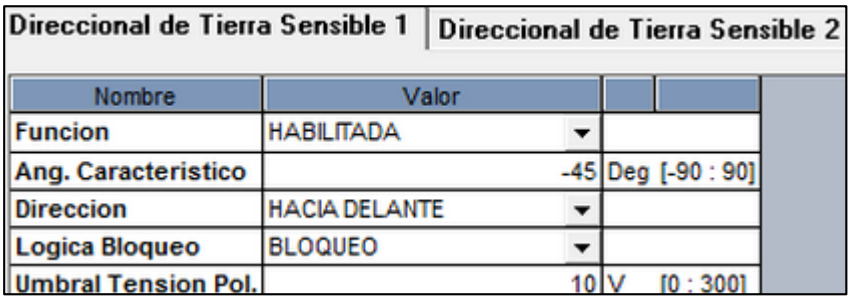


Figura B2. Ajuste de la función direccional de neutro sensible.
Fuente: Manual de relés General Electric. Modelo F650.

En la **figura B3** se muestra la operación de la función 67NS, considerando un ajuste de ángulo de torque de -45° y una dirección hacia adelante (FORWARD).

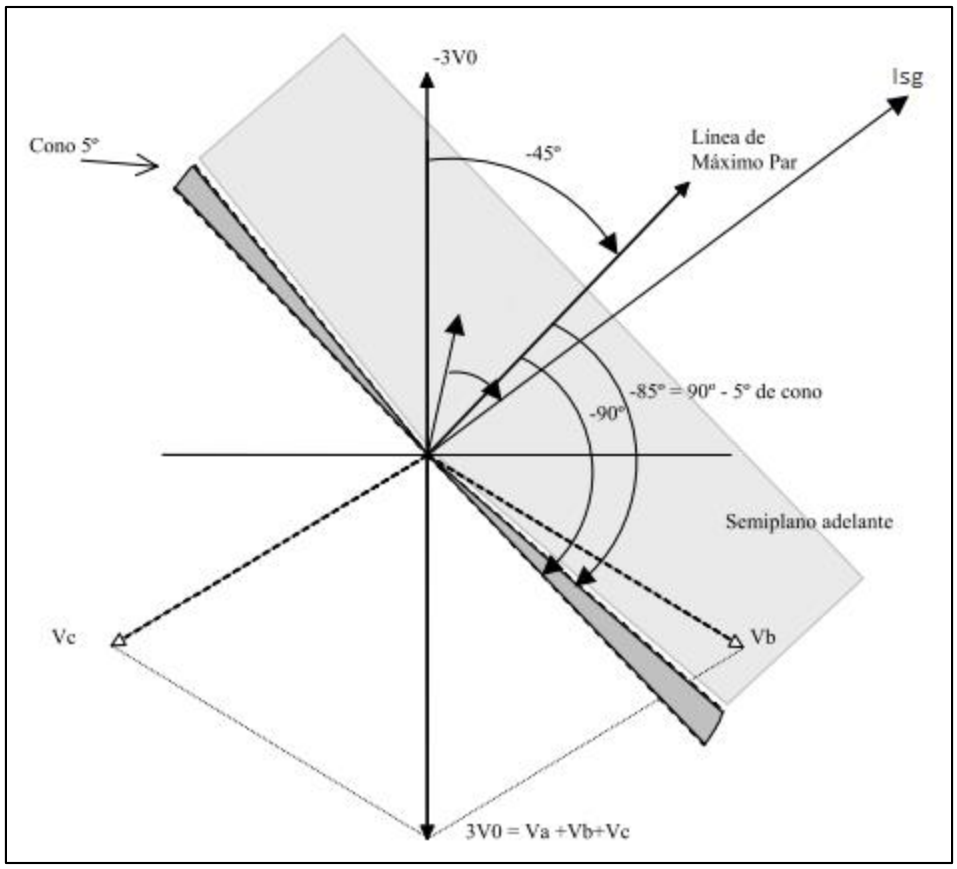


Figura B3. Operación de la función direccional de neutro sensible, con ajuste de -45° hacia adelante.

Fuente: Manual de relés General Electric. Modelo F650.

De la **figura B3** se aprecia que la línea de máximo par queda definida a partir de rotar el voltaje de polarización (-3V0) un ángulo igual al ángulo de torque (-45°). Luego se define el semiplano de operación Forward (Hacia adelante) delimitado a +/- 85° del máximo línea de par. Teniendo en cuenta que el ajuste de la dirección es hacia adelante (FORWARD), cada vez que la magnitud de operación (Isg) se ubique dentro del plano de operación Forward el relé operará la función direccional (NEUTRAL DIR OP). En caso el ajuste de la dirección hubiese sido hacia atrás (Reverse), el relé no operará la función direccional, puesto que la magnitud de operación se ubica en el semiplano hacia adelante (Forward).

Tal como se mencionó inicialmente, la función direccional supervisa a la función de neutro sensible (SEF). Por tanto, para que el relé envíe la señal de disparo por función SEF, se tiene que activar la señal de operación direccional (NEUTRAL DIR OP), y superar el umbral de corriente de neutro sensible (Isg) definido en la función de neutros sensible.

Anexo C: Direccionalidad ante fallas a tierra en sistema aislado (Sistema Actual)

De las simulaciones de fallas a tierra realizadas en el sistema aislado (Sistema actual), se muestran los resultados de la direccionalidad de la corriente homopolar respecto a la tensión homopolar.

C.1. Fallas a tierra ubicadas al final del alimentador A1603

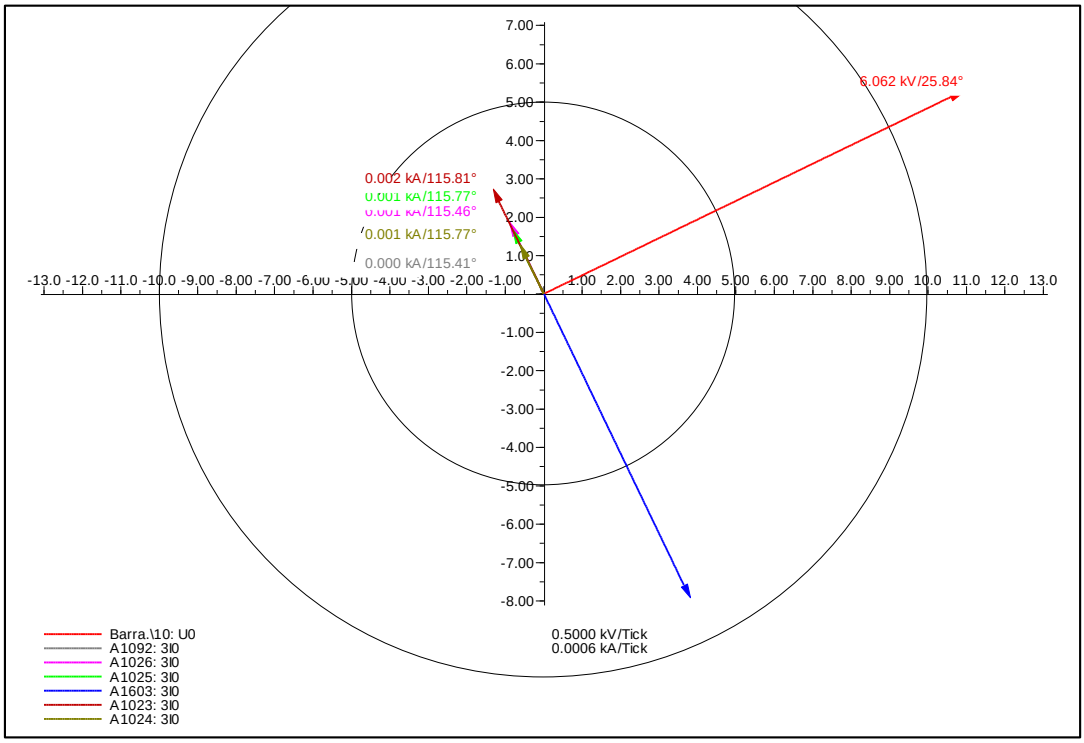


Figura C1. Falla a tierra con resistencia de falla 0 Ω, al final del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

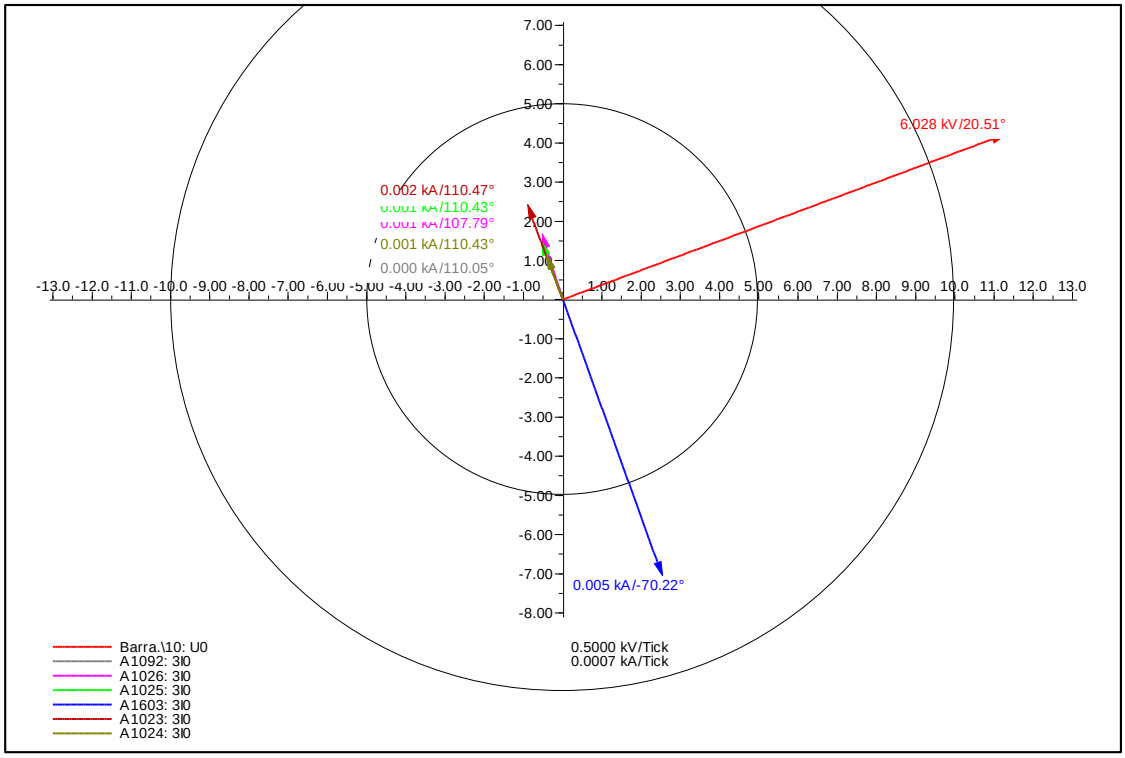


Figura C2. Falla a tierra con resistencia de falla 100 Ω, al final del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

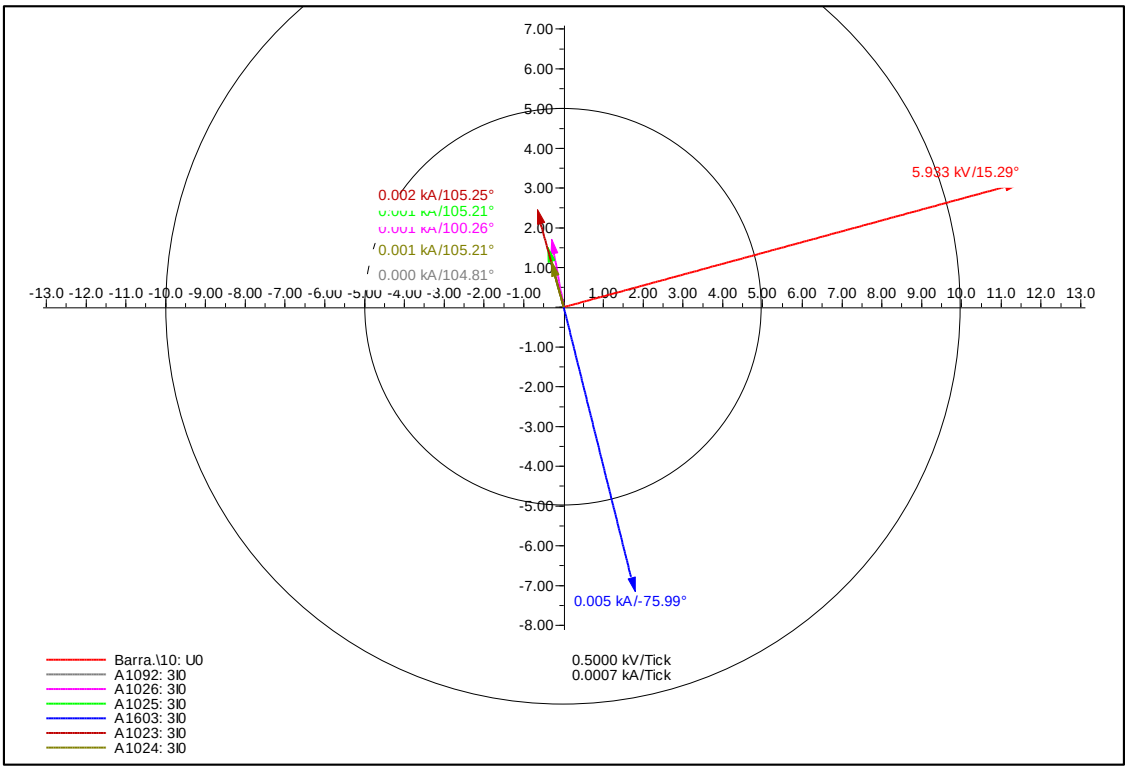


Figura C3. Falla a tierra con resistencia de falla 200 Ω, al final del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

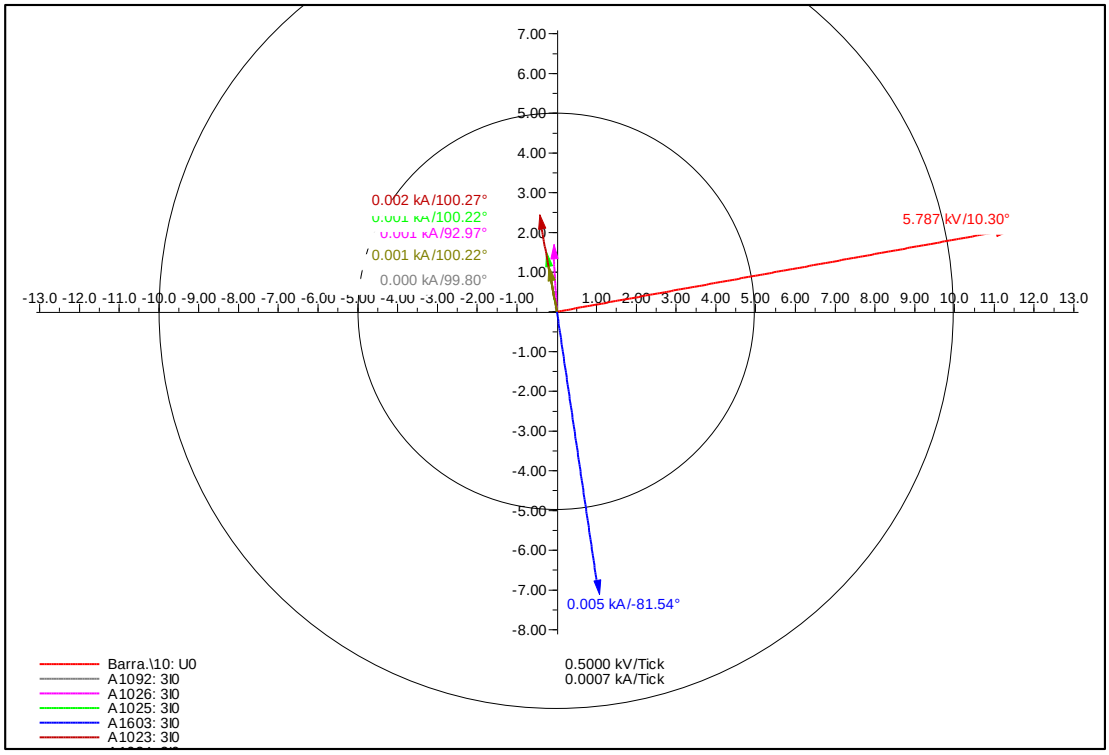


Figura C4. Falla a tierra con resistencia de falla 300 Ω, al final del A1603.

Fuente: Elaboración propia.

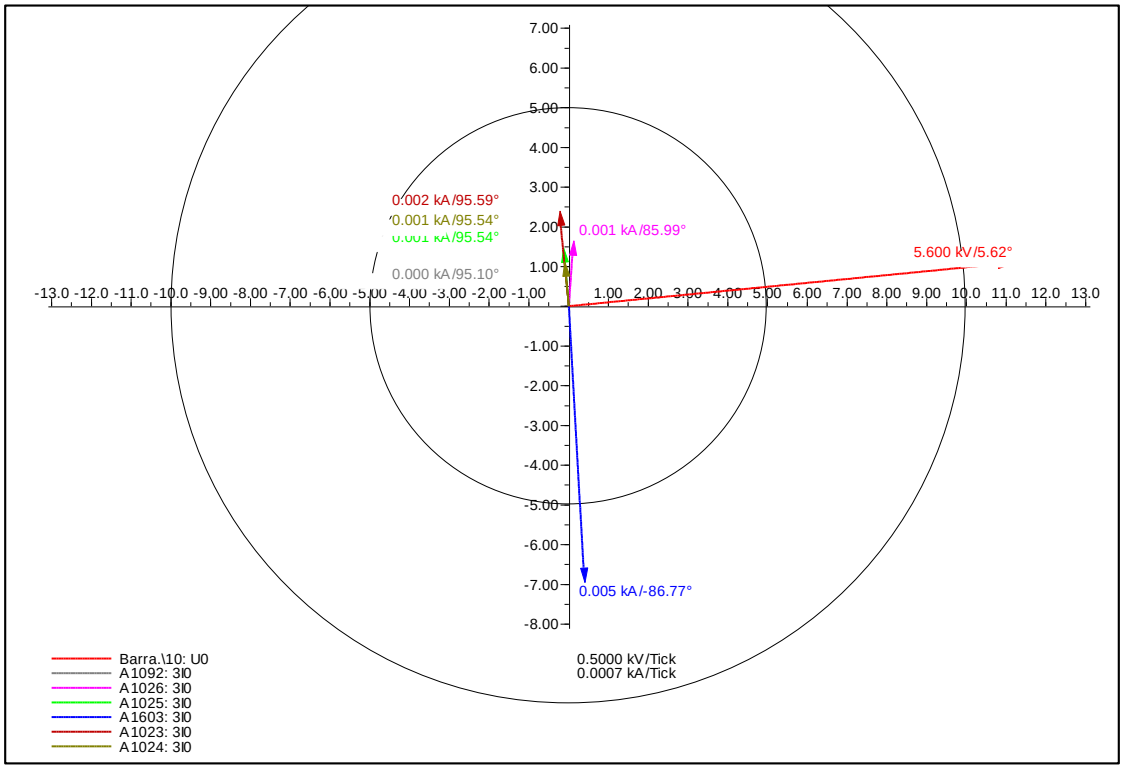


Figura C5. Falla a tierra con resistencia de falla 400 Ω, al final del A1603.

Fuente: Elaboración propia.

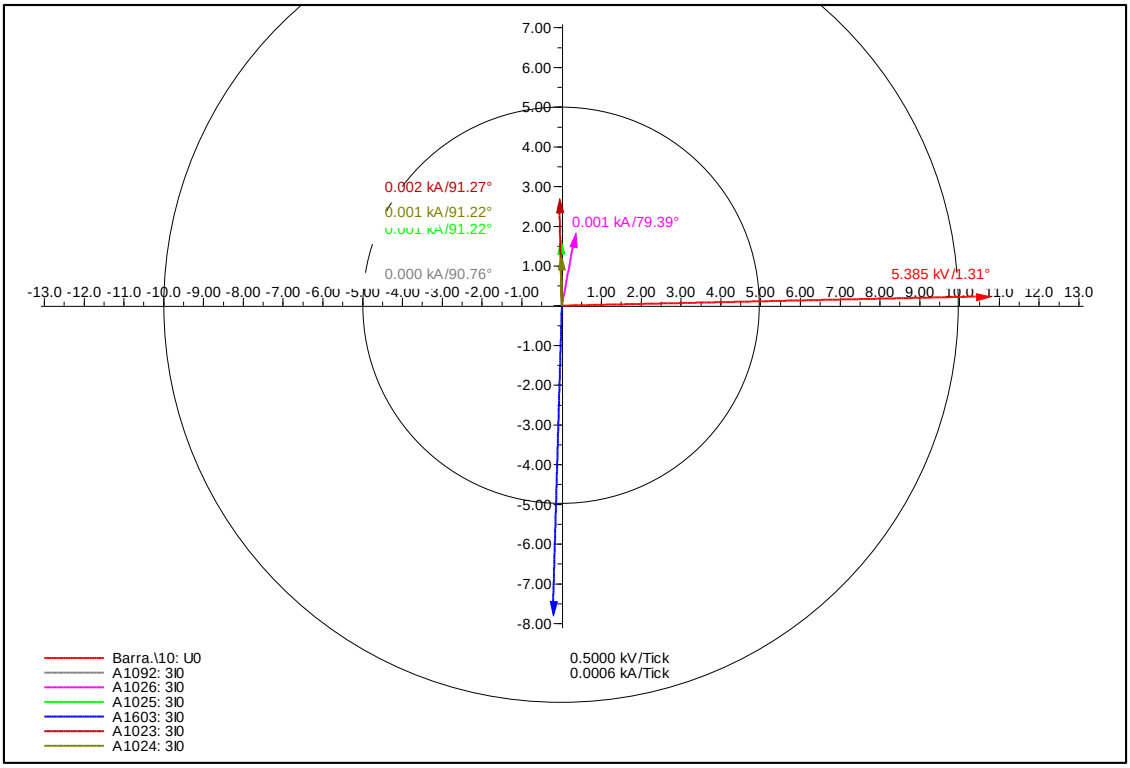


Figura C6. Falla a tierra con resistencia de falla 500 Ω, al final del A1603.

Fuente: Elaboración propia.

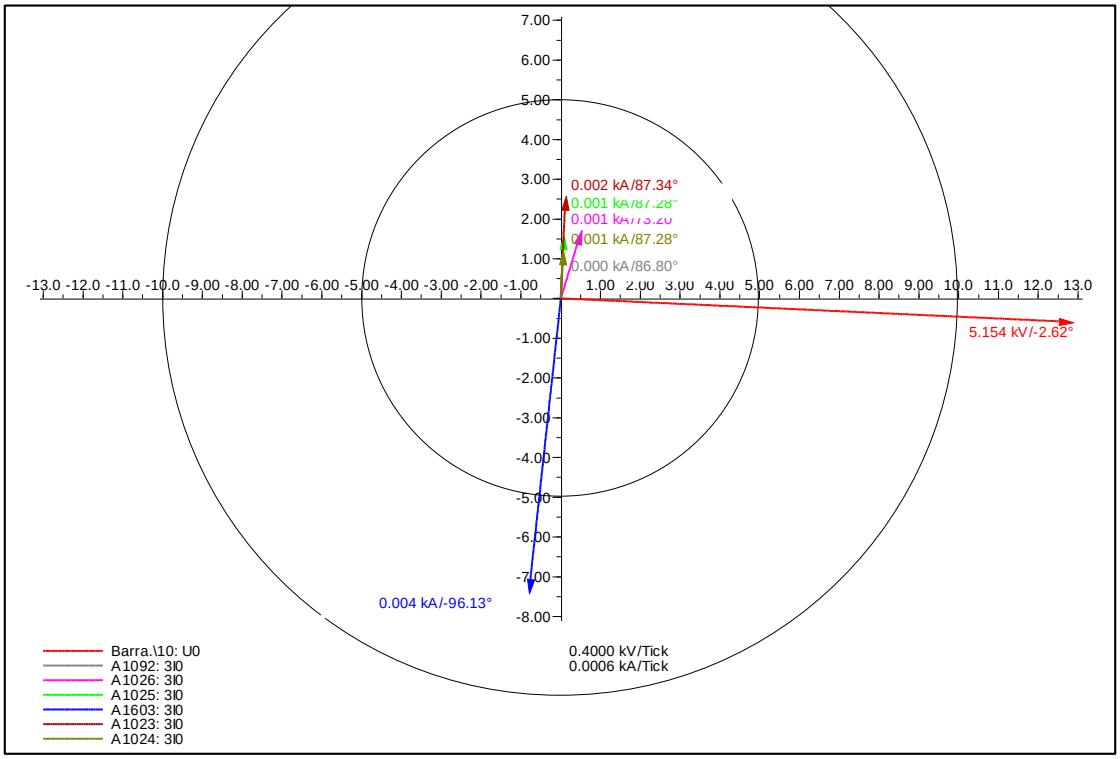


Figura C7. Falla a tierra con resistencia de falla 600 Ω, al final del A1603.

Fuente: Elaboración propia.

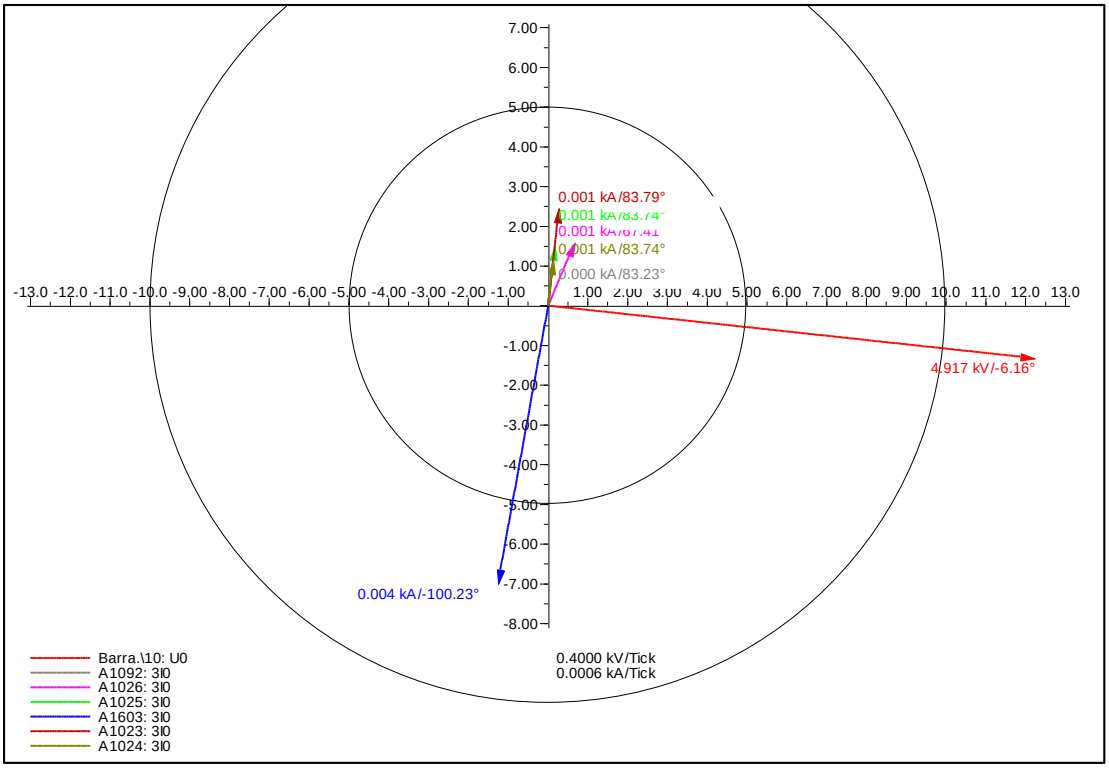


Figura C8. Falla a tierra con resistencia de falla 700 Ω, al final del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

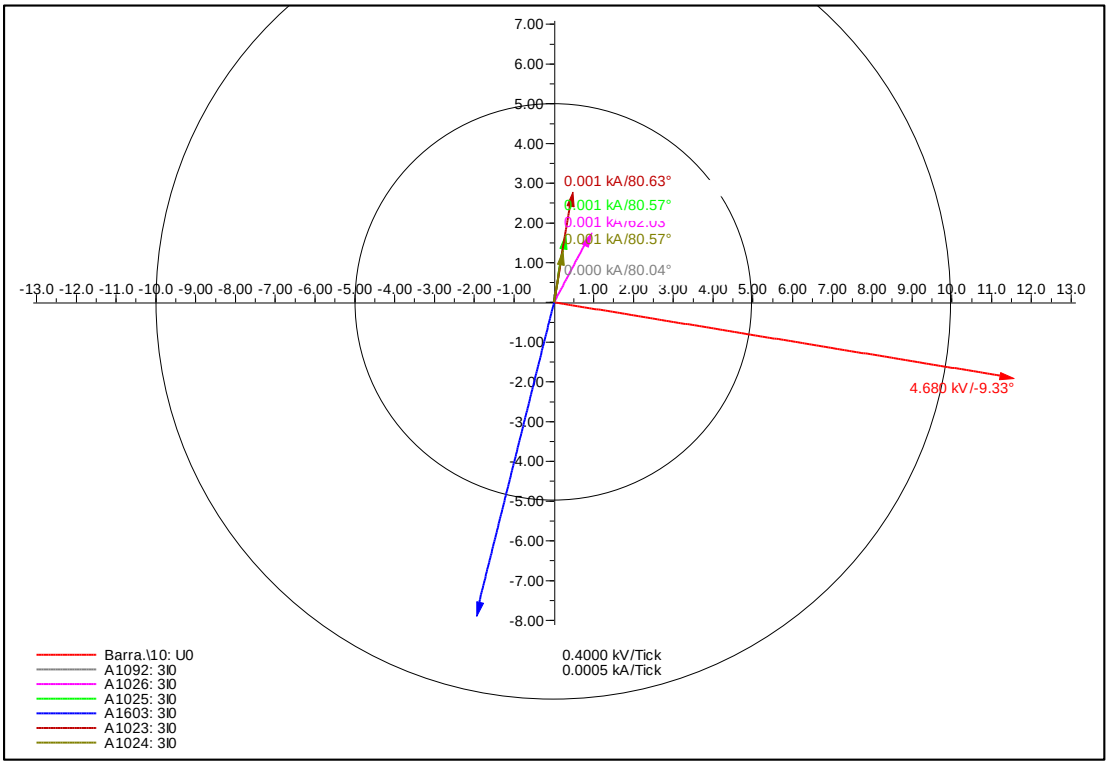


Figura C9. Falla a tierra con resistencia de falla 800 Ω, al final del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

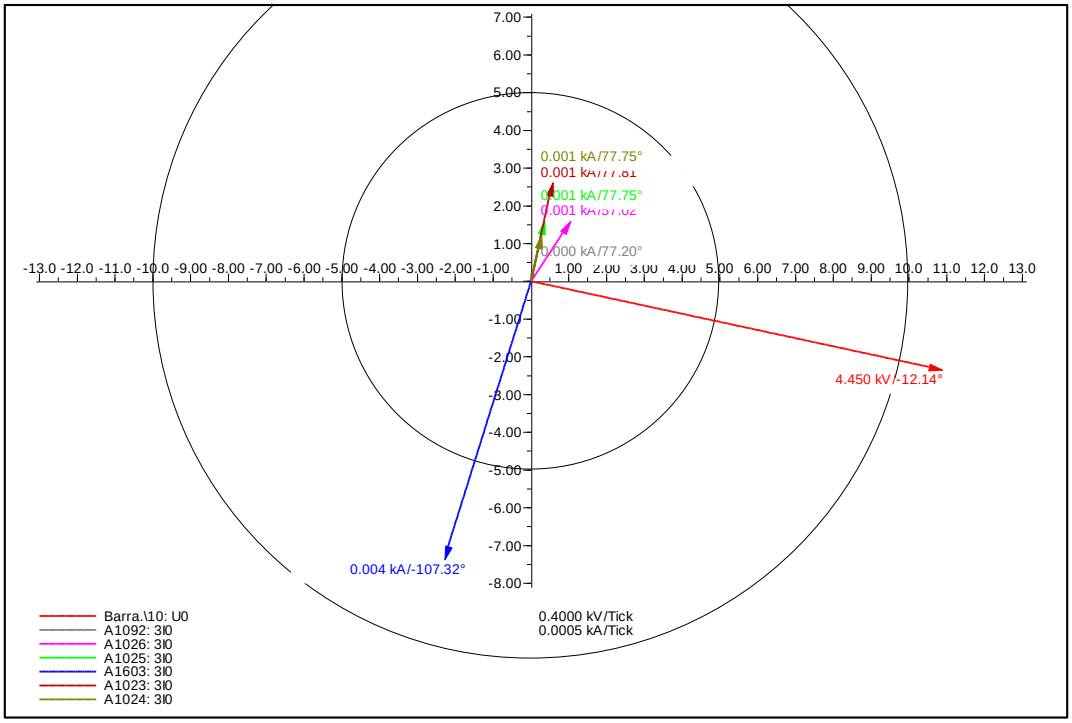


Figura C10. Falla a tierra con resistencia de falla 900 Ω, al final del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

C.2. Fallas a tierra ubicadas al intermedio del alimentador A1603

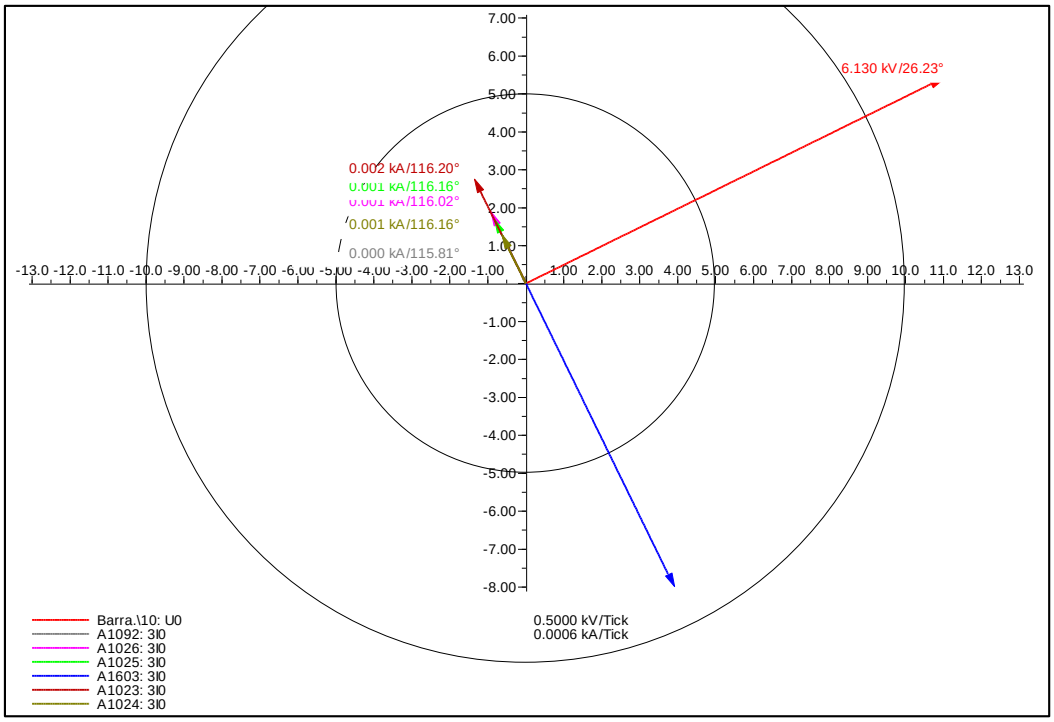


Figura C11. Falla a tierra con resistencia de falla 0 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

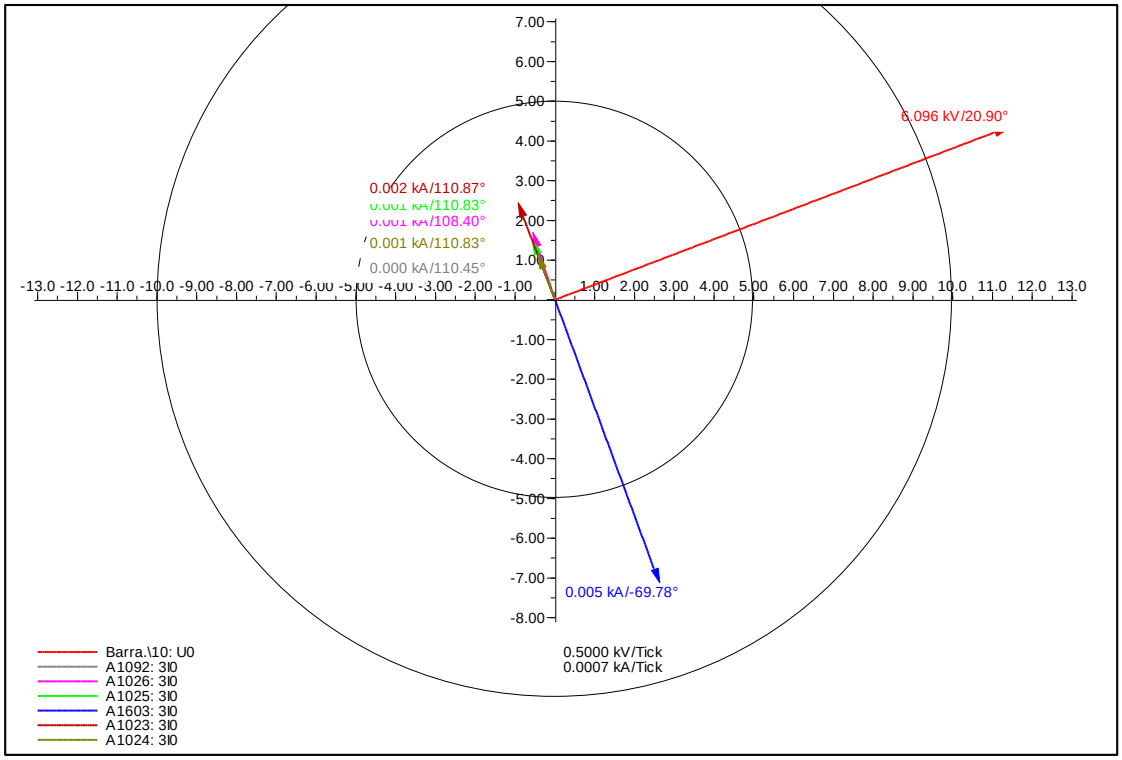


Figura C12. Falla a tierra con resistencia de falla 100 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

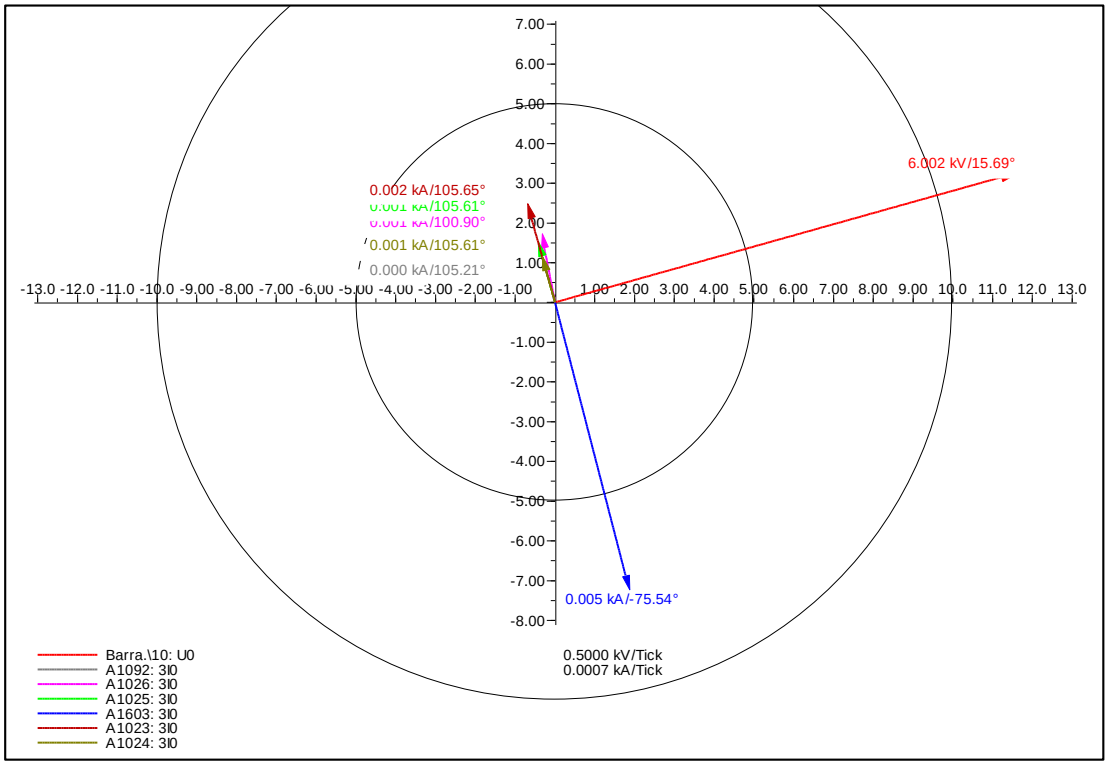


Figura C13. Falla a tierra con resistencia de falla 200 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

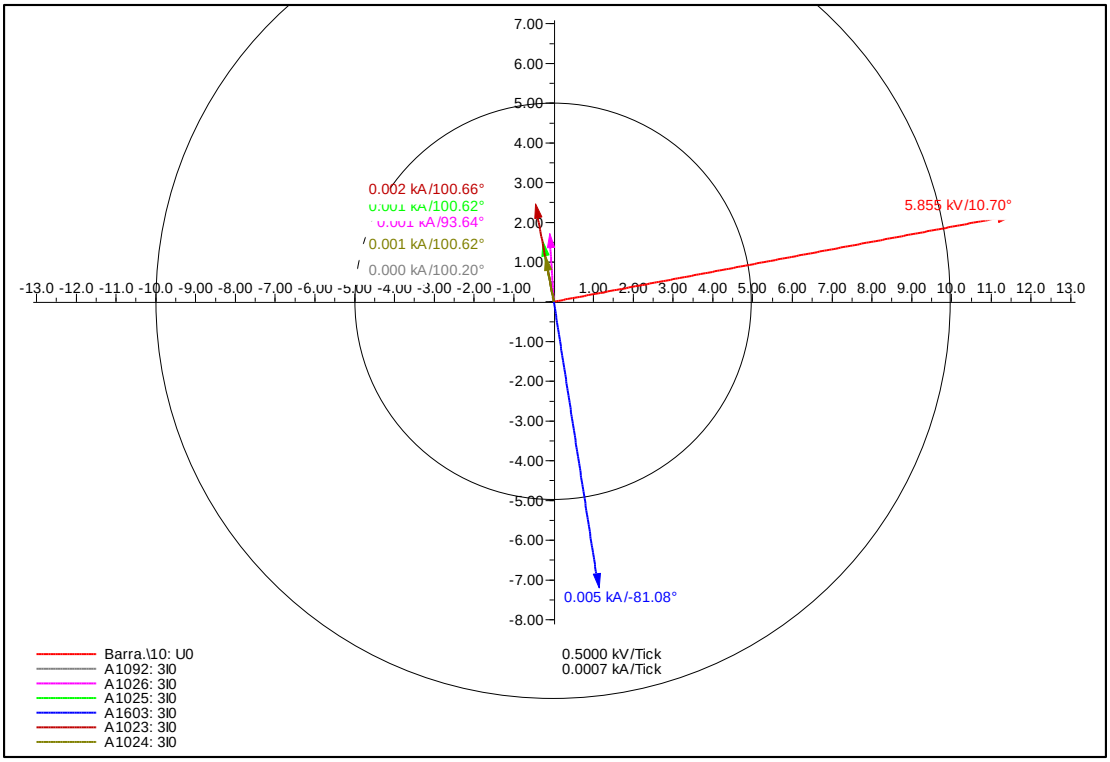


Figura C14. Falla a tierra con resistencia de falla 300 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

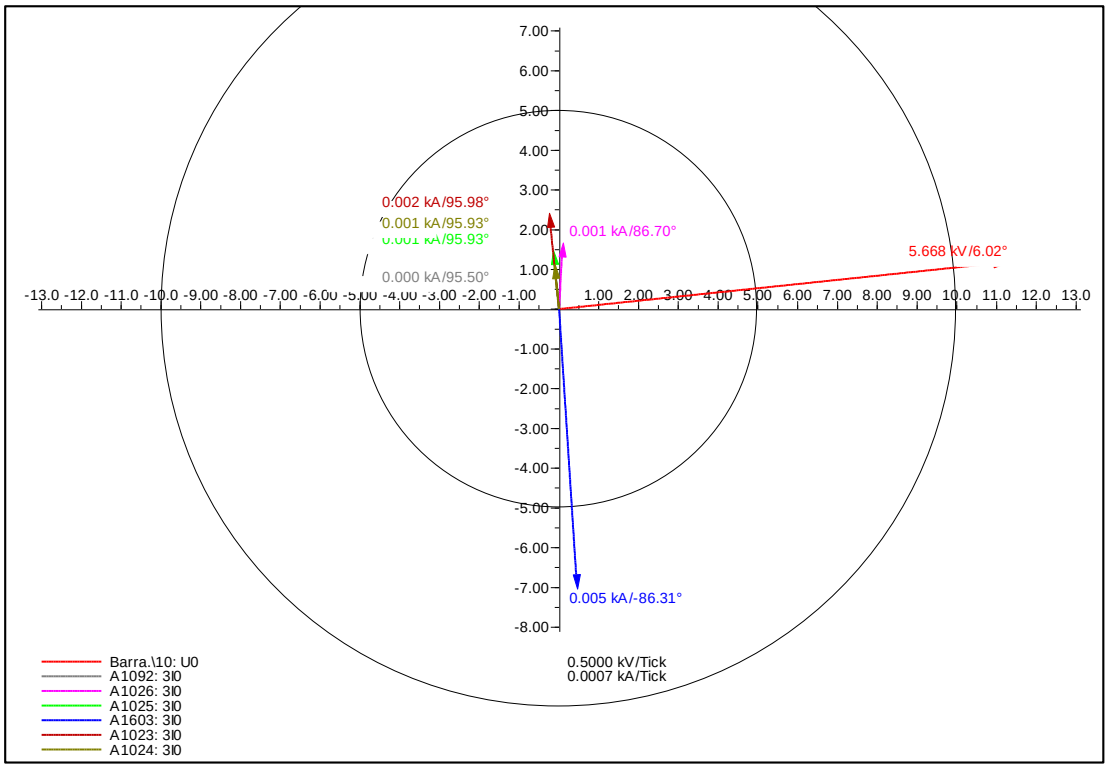


Figura C15. Falla a tierra con resistencia de falla 400 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

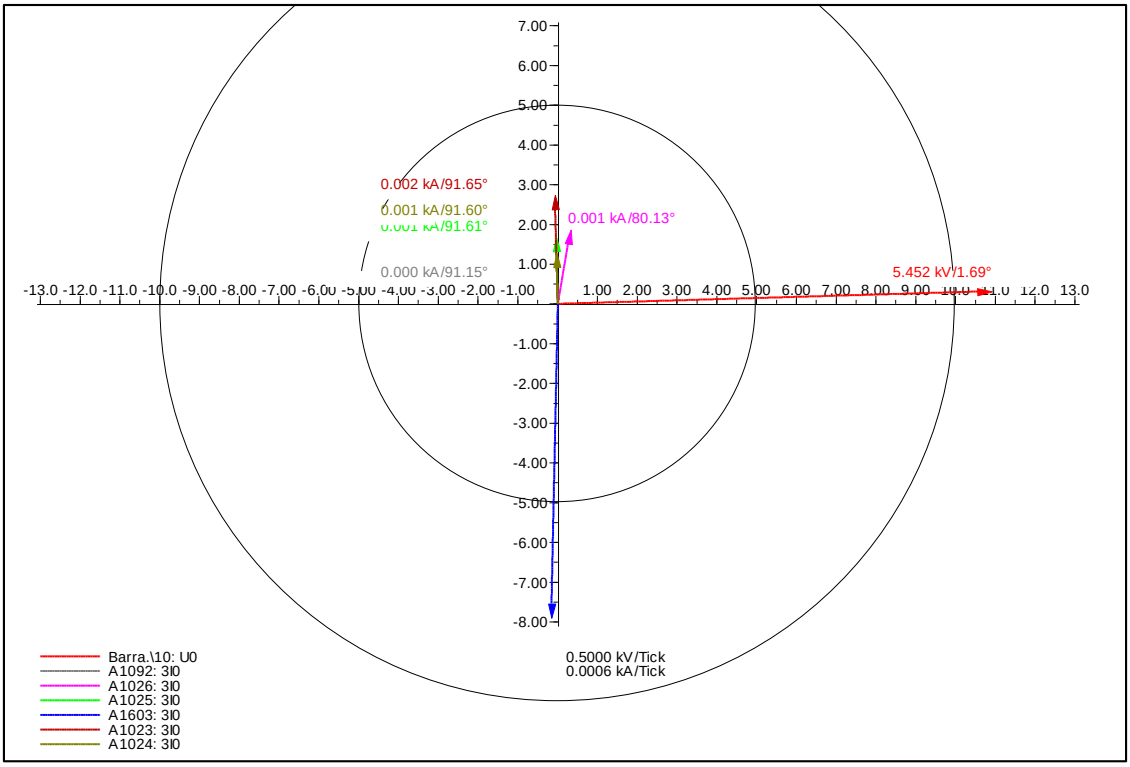


Figura C16. Falla a tierra con resistencia de falla 500 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

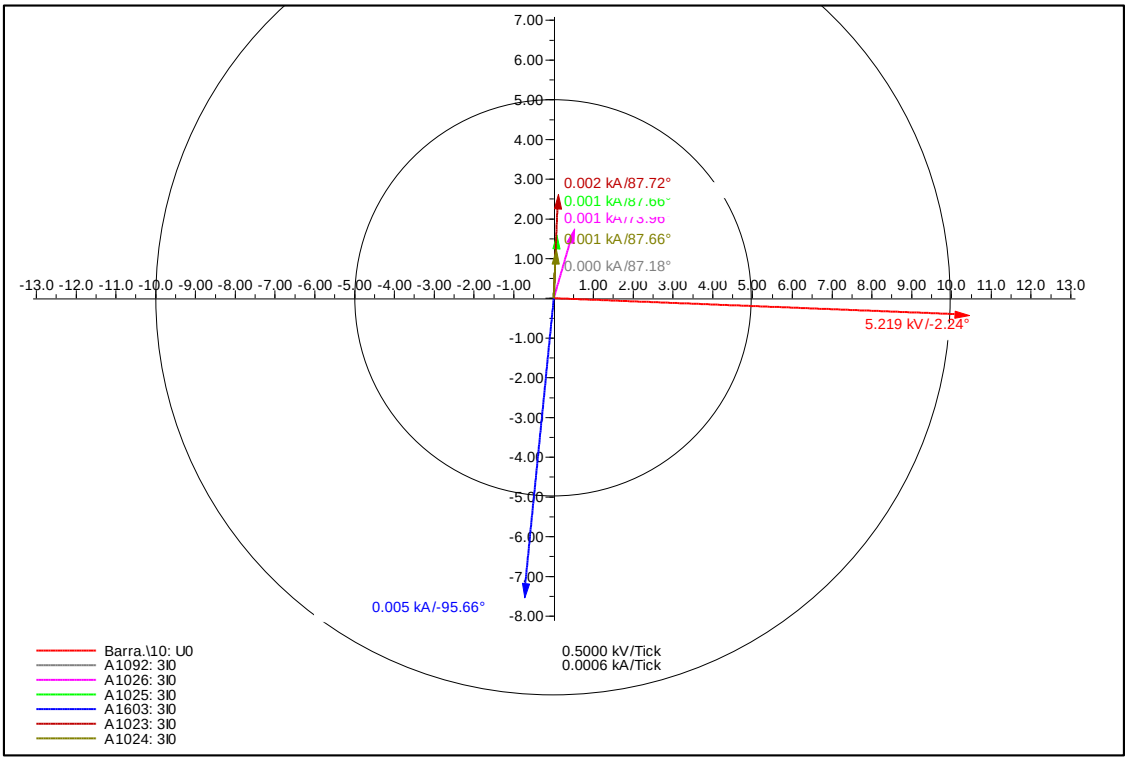


Figura C17. Falla a tierra con resistencia de falla 600 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

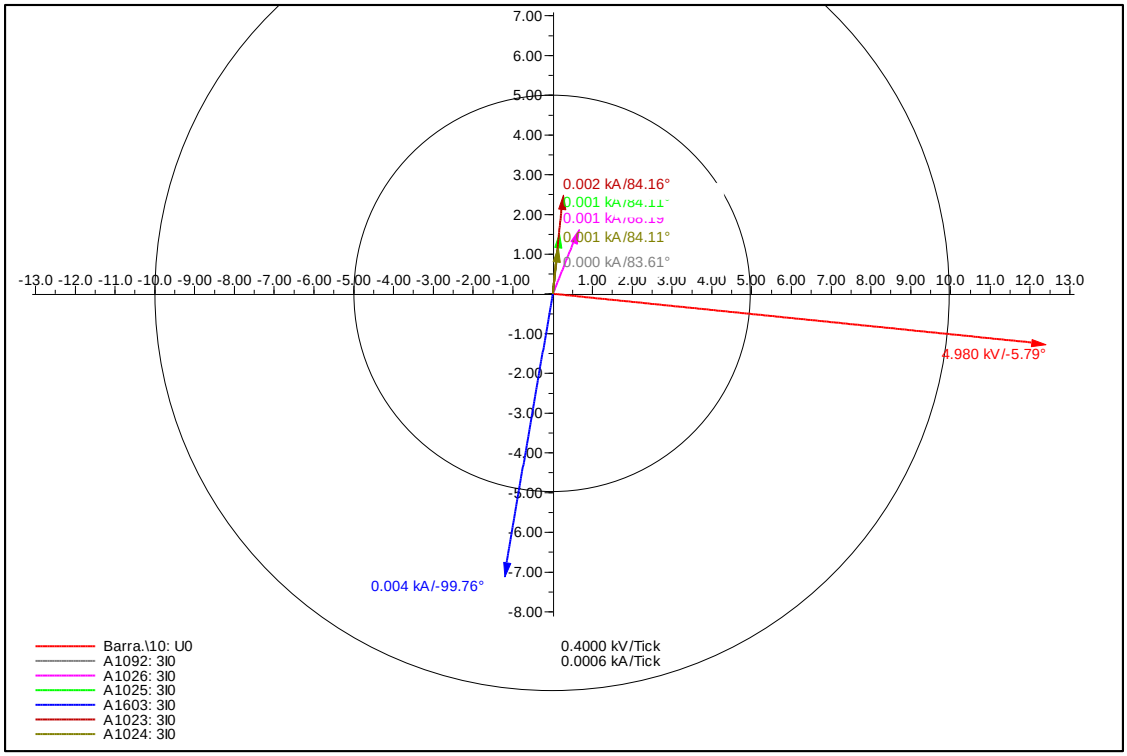


Figura C18. Falla a tierra con resistencia de falla 700 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

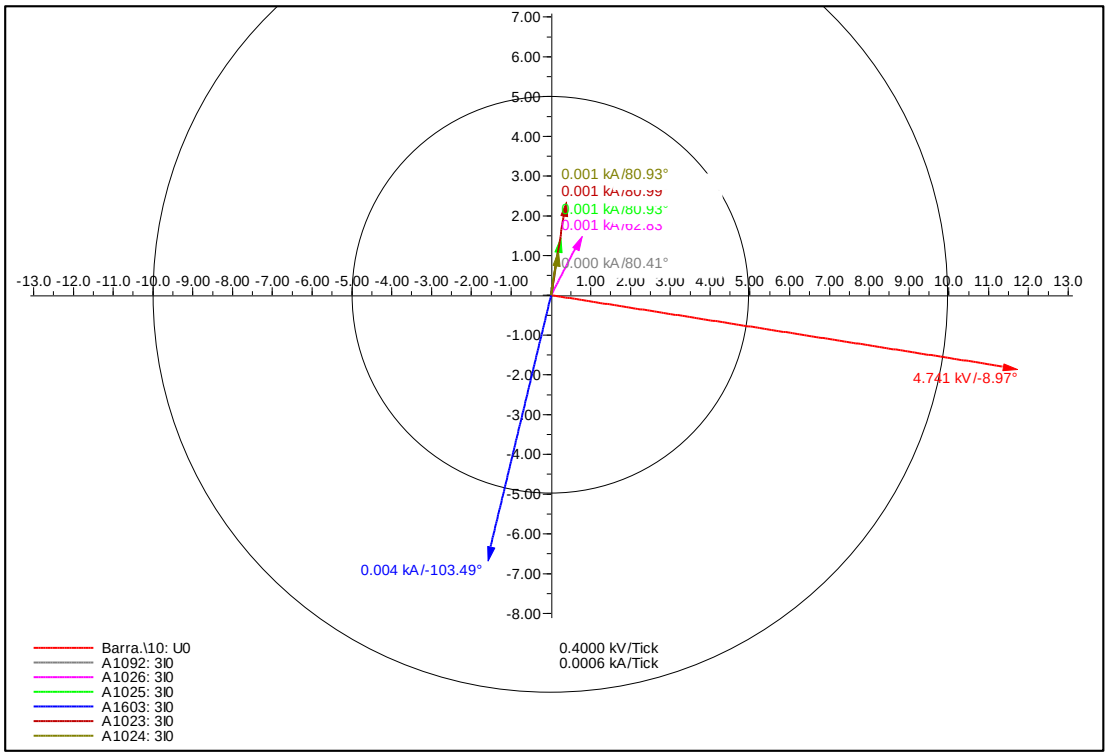


Figura C19. Falla a tierra con resistencia de falla 800 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

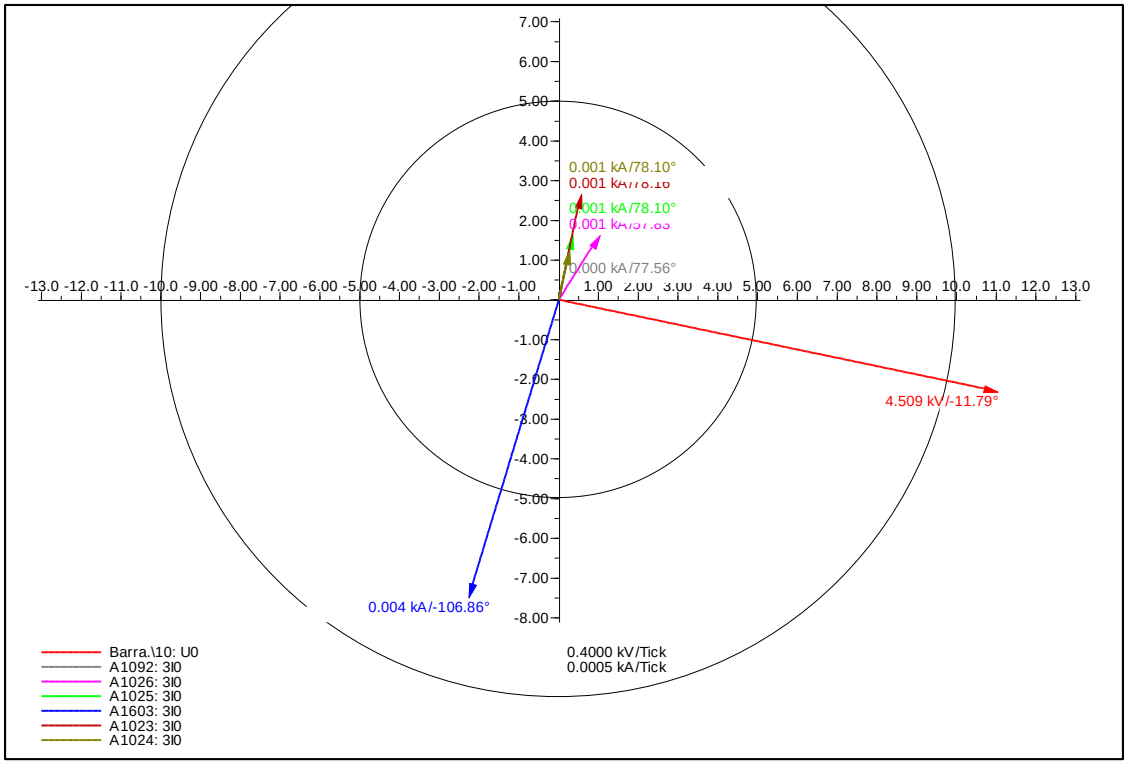


Figura C20. Falla a tierra con resistencia de falla 900 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

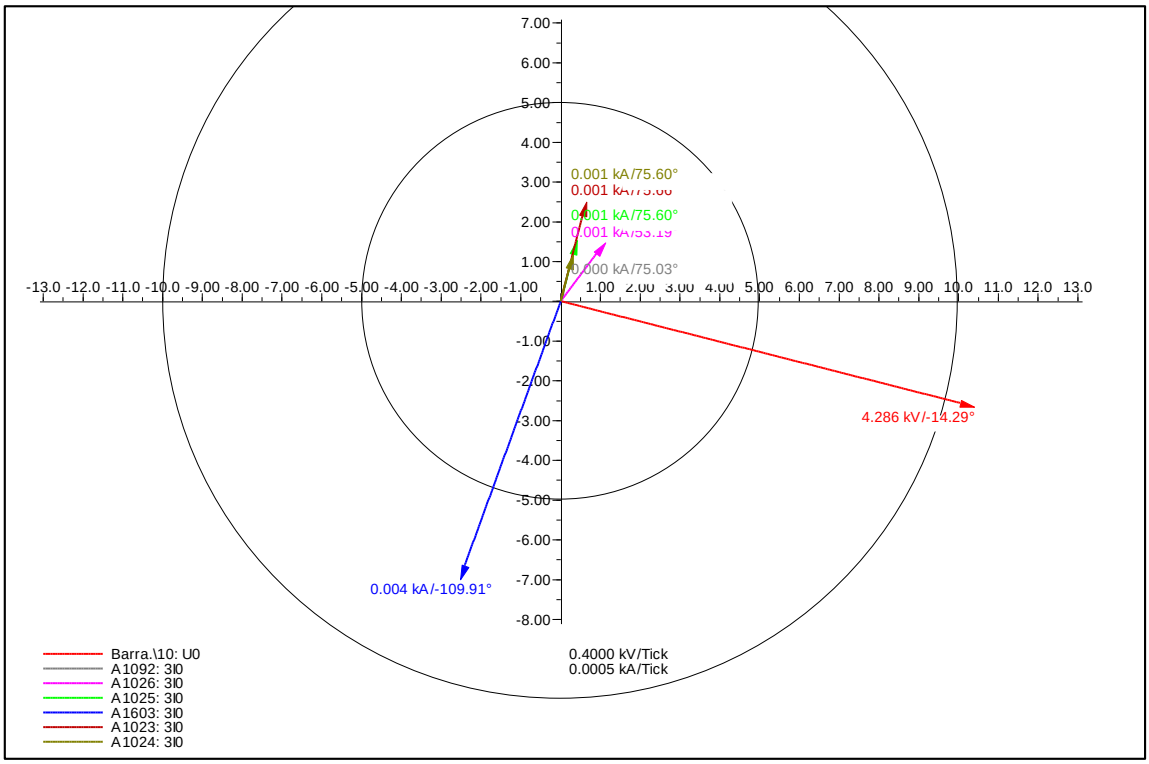


Figura C21. Falla a tierra con resistencia de falla 1000 Ω, al intermedio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

C.3. Fallas a tierra ubicadas al inicio del alimentador A1603

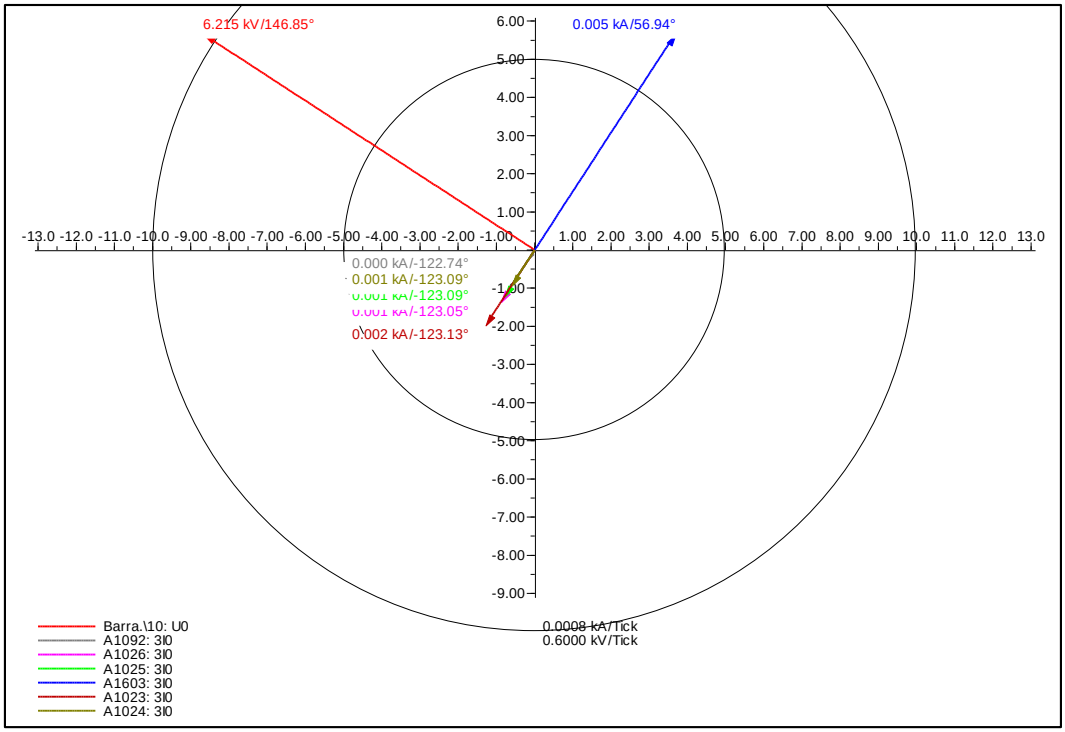


Figura C22. Falla a tierra con resistencia de falla 0 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

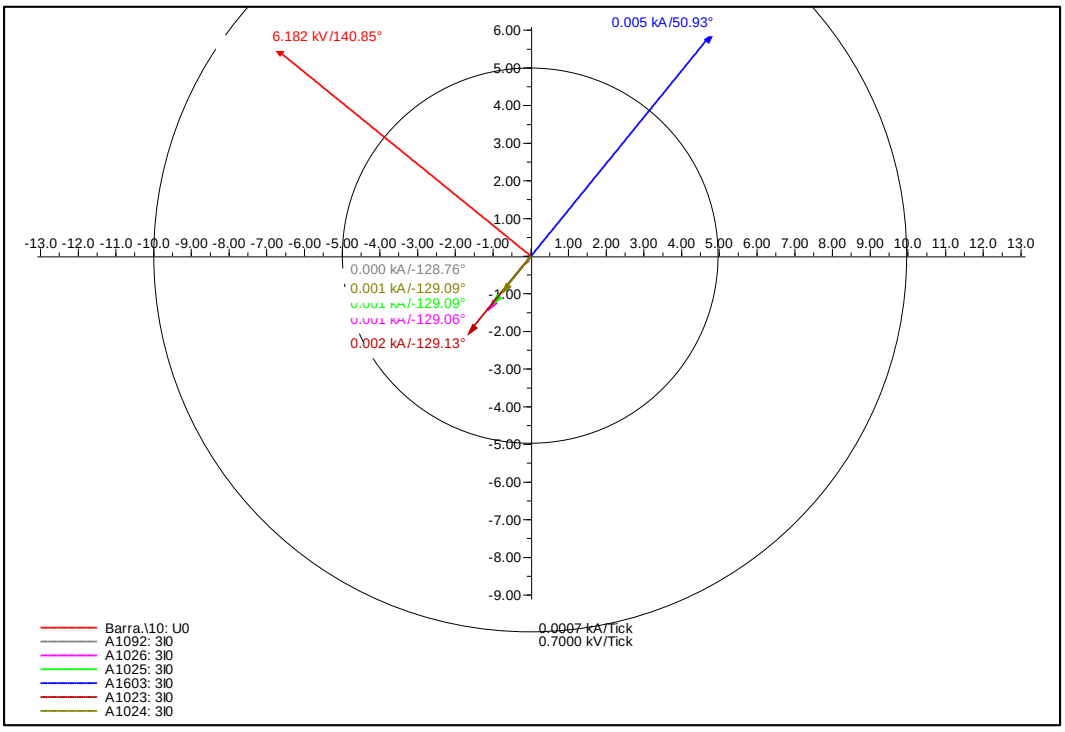


Figura C23. Falla a tierra con resistencia de falla 100 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

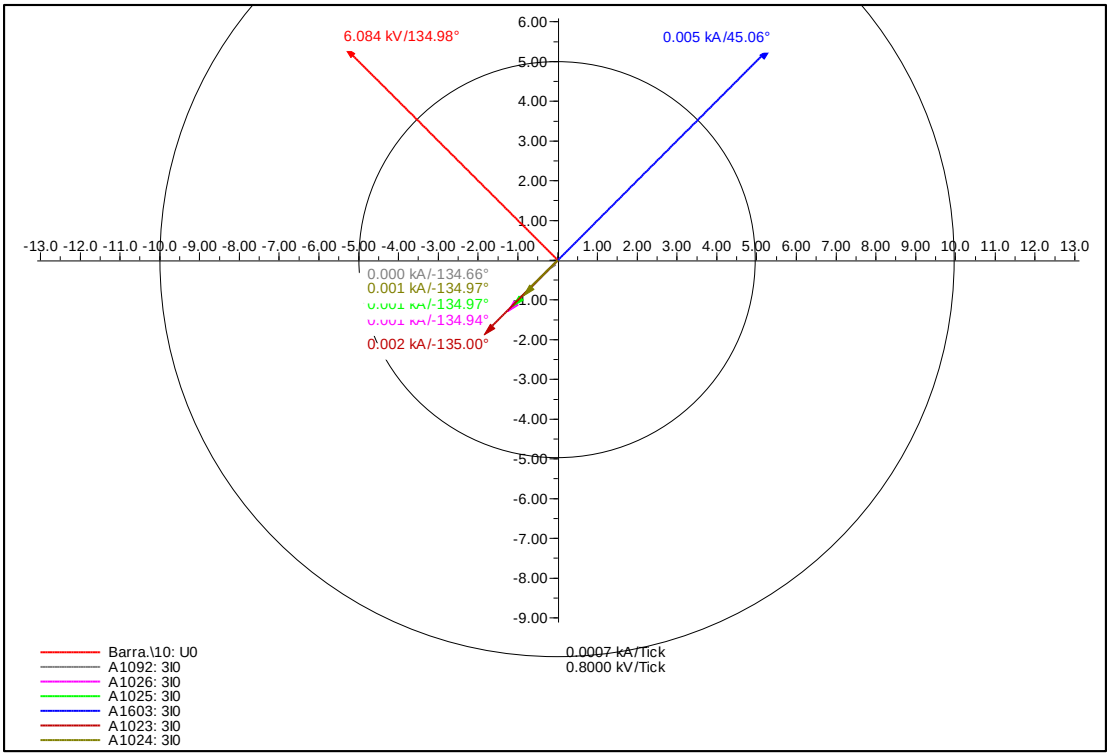


Figura C24. Falla a tierra con resistencia de falla 200 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

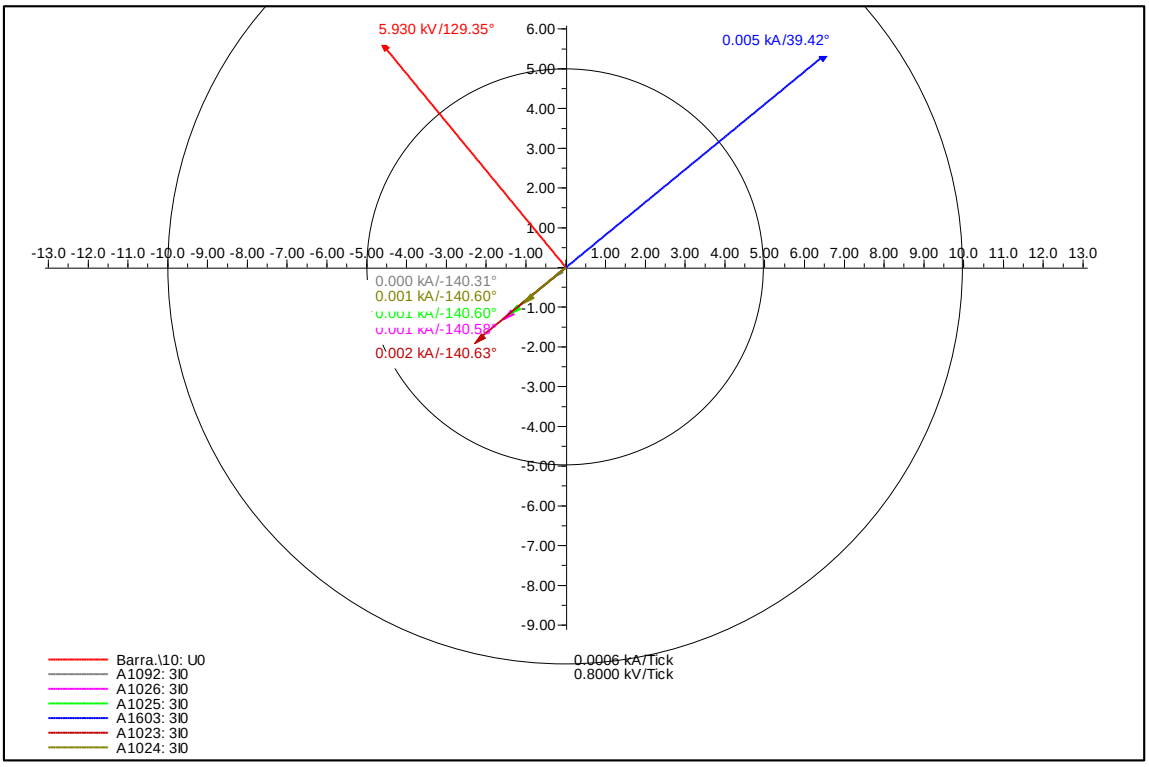


Figura C25. Falla a tierra con resistencia de falla 300 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

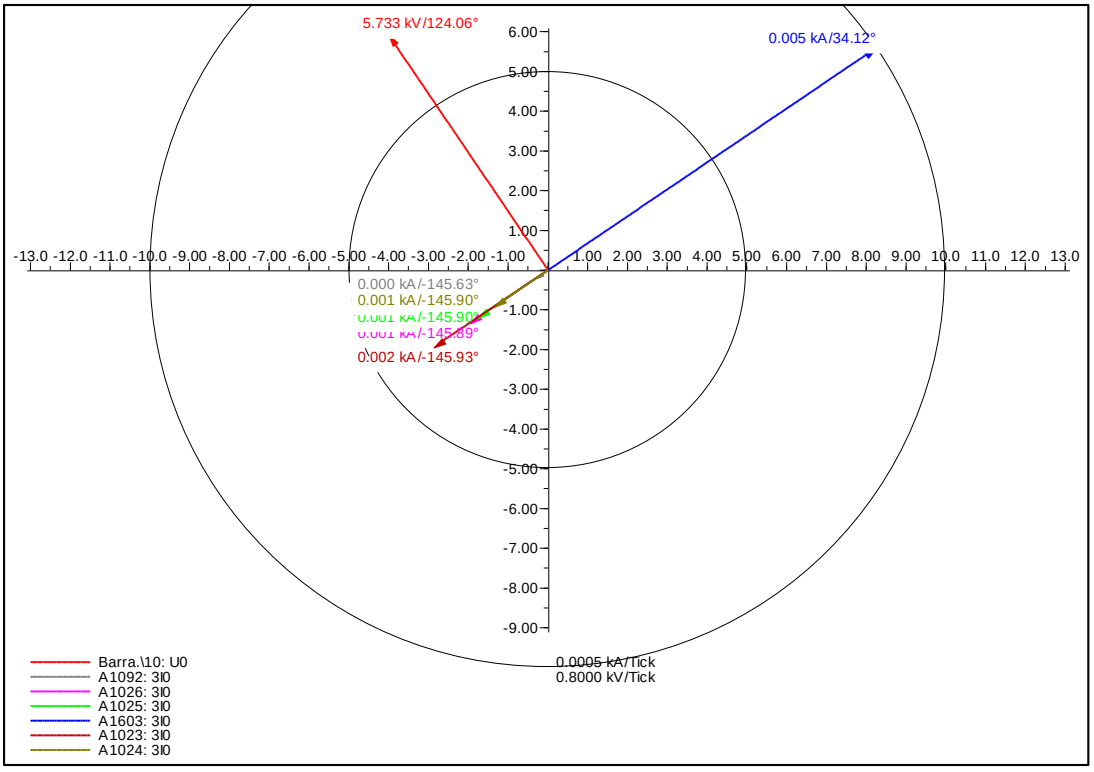


Figura C26. Falla a tierra con resistencia de falla 400 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

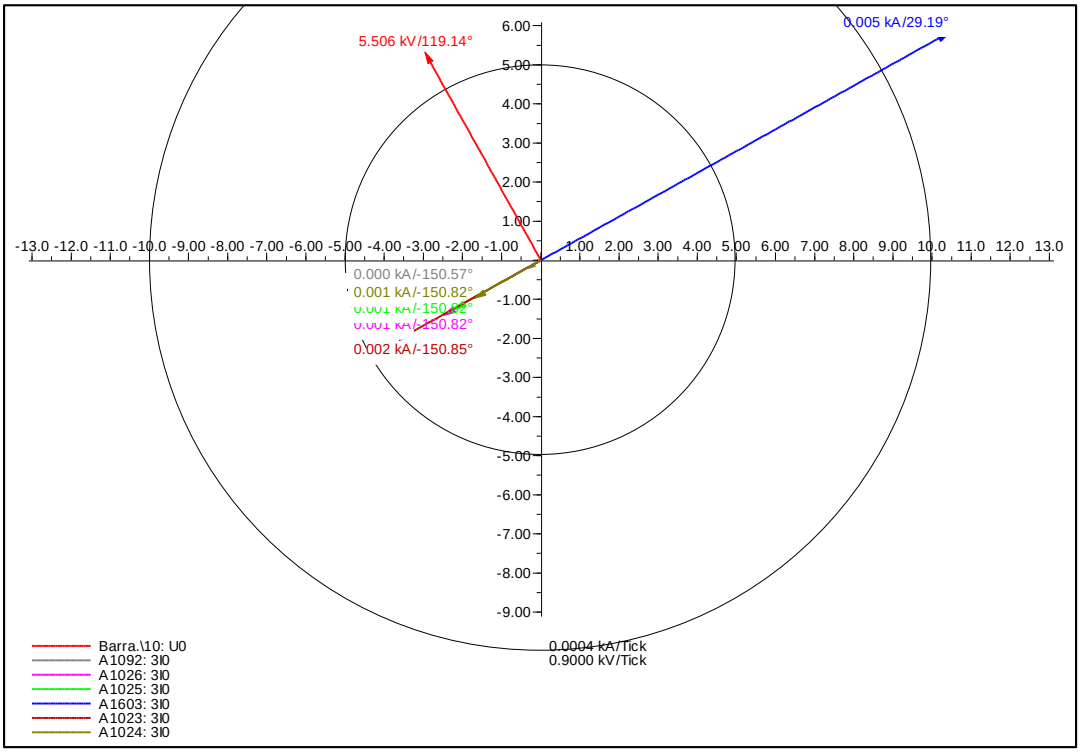


Figura C27. Falla a tierra con resistencia de falla 500 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

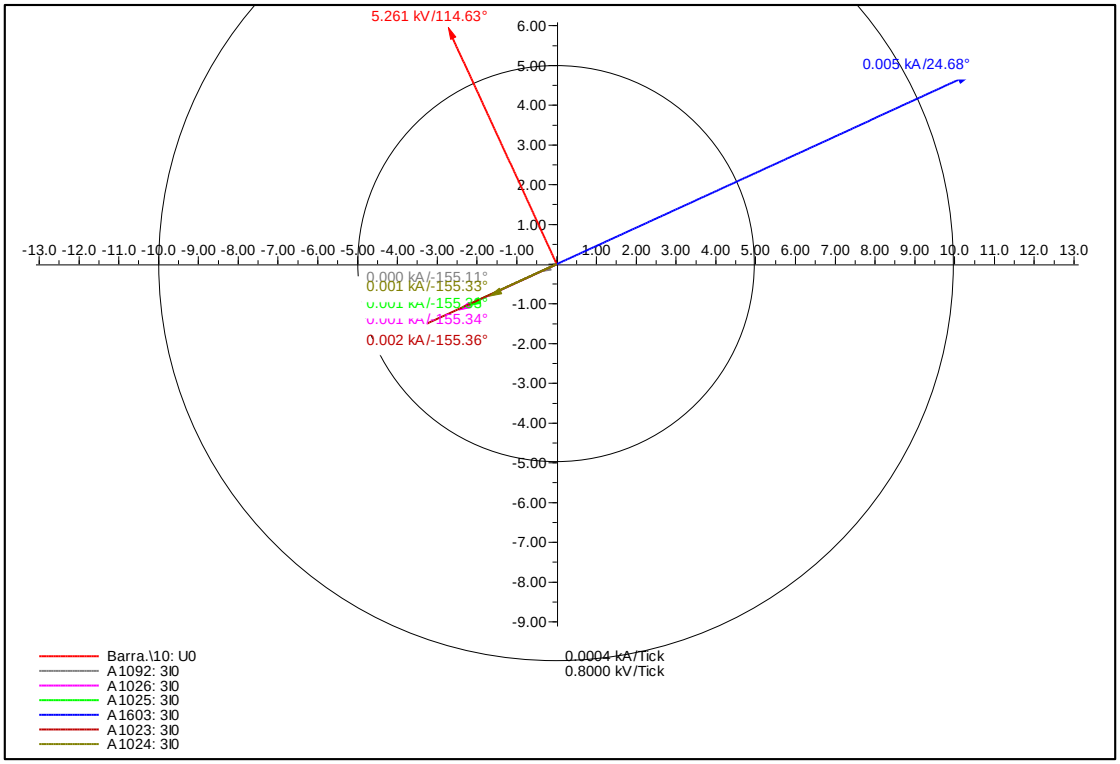


Figura C28. Falla a tierra con resistencia de falla 600 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

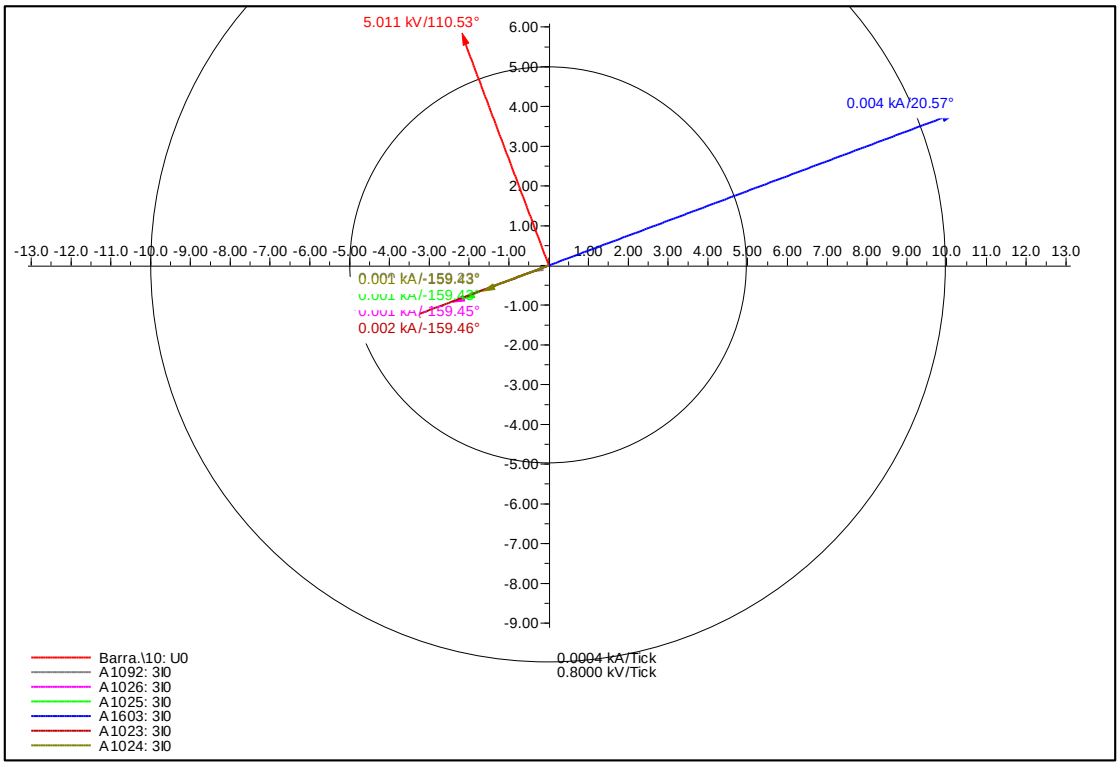


Figura C29. Falla a tierra con resistencia de falla 700 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

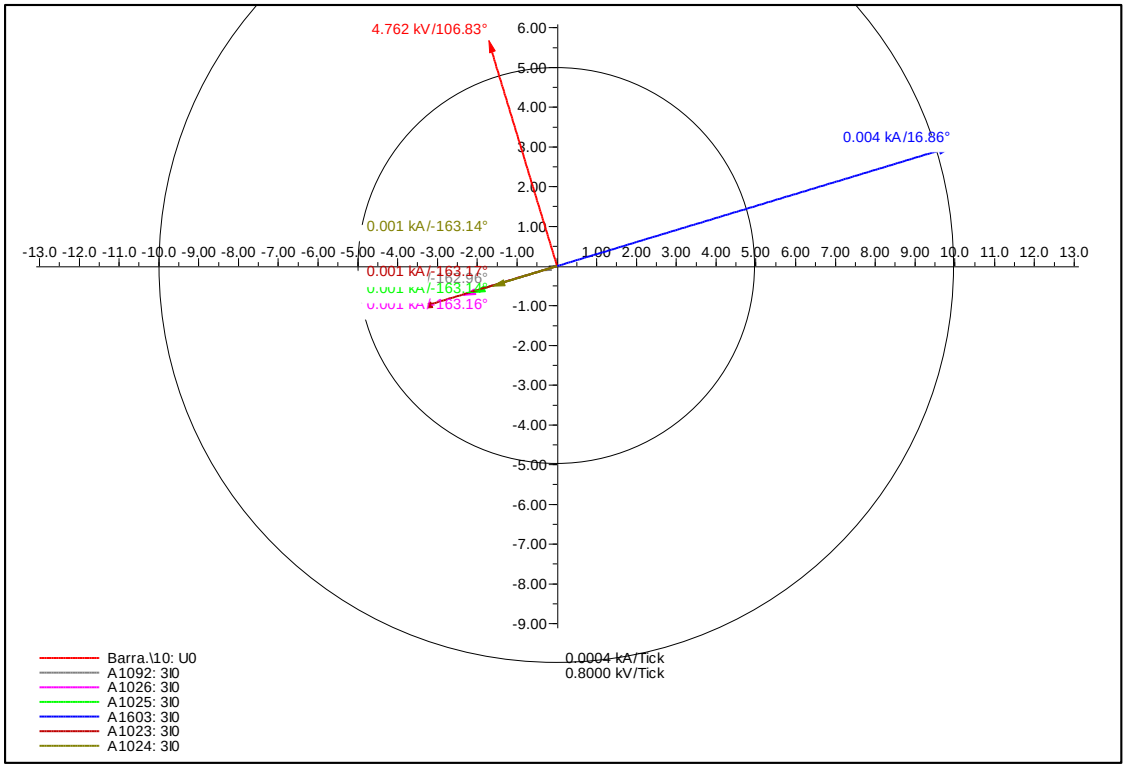


Figura C30. Falla a tierra con resistencia de falla 800 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

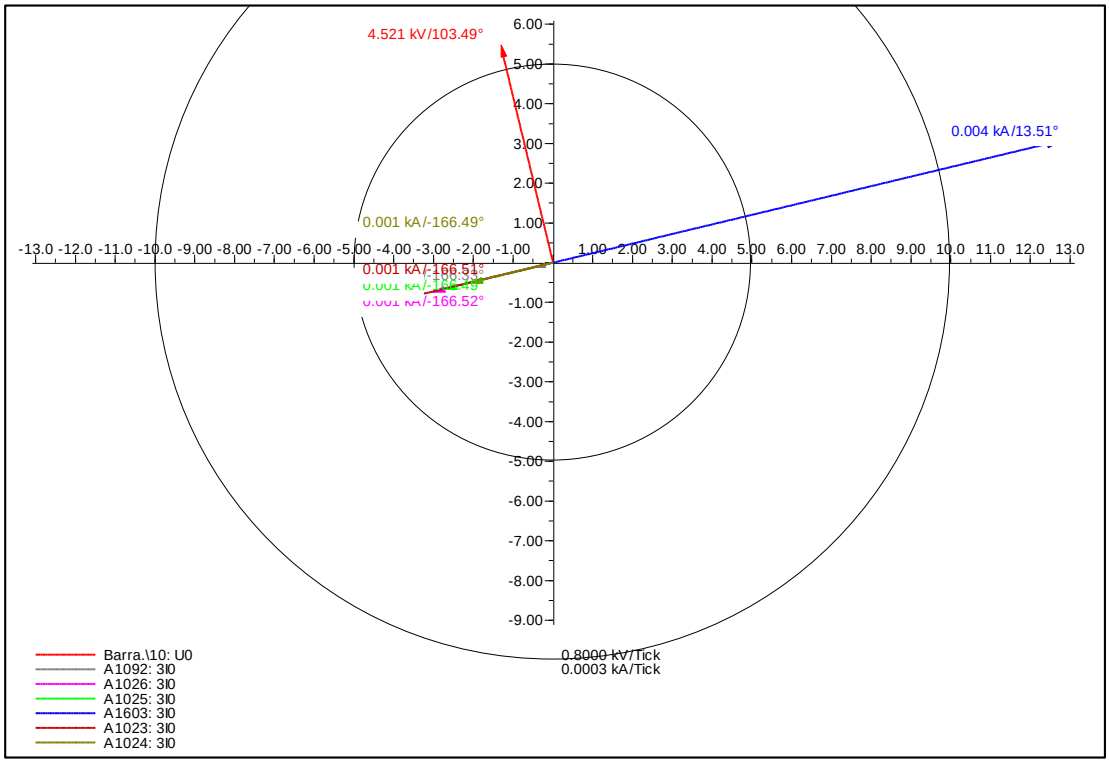


Figura C31. Falla a tierra con resistencia de falla 900 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.

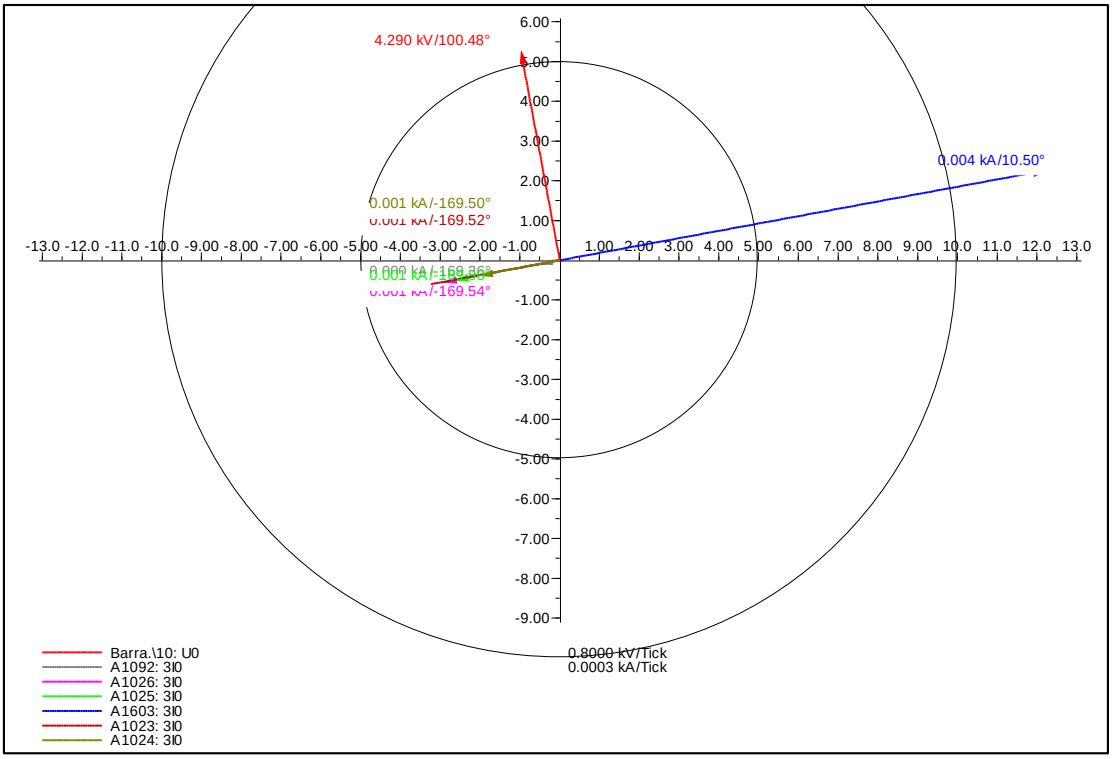


Figura C32. Falla a tierra con resistencia de falla 1000 Ω, al inicio del A1603.
Fuente: Elaboración propia.