

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN

**“APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-421 COMO PROTECCIÓN  
85L / 21/21N PARA LA LINEA DE TRANSMISIÓN A3410 (TOP-CRU)  
DE 400kV DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD”**

TESIS

PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA

PRESENTA:

JORGE GUTIÉRREZ MEJÍA

ASESOR:

ING. OSCAR CERVANTES TORRES

CUAUTITLÁN IZCALLI, ESTADO DE MÉXICO, 2017



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



## INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN

OBJETIVO

RESUMEN

### CAPITULO I FUNDAMENTOS TEÓRICOS

#### 1.1 Líneas De Transmisión

- 1.1.1 Definición de líneas de transmisión
- 1.1.2 Parámetros de las líneas de transmisión
  - 1.1.2.1 Resistencia
  - 1.1.2.2 Reactancia inductiva
  - 1.1.2.3 Conductancia
  - 1.1.2.4 Susceptancia
  - 1.1.2.5 Reactancias inductiva y capacitiva en líneas de transmisión de doble circuito
- 1.1.3 Aspectos técnicos de las líneas de transmisión
  - 1.1.3.1 Cálculo de líneas de transmisión dependiendo su distancia
    - Líneas cortas
    - Líneas medias
    - Líneas largas
  - 1.1.3.2 Elementos constitutivos de las líneas de transmisión
    - Estructuras
    - Aisladores
    - Herrajes
    - Conductores
    - Hilo de guarda
    - Derecho de vía

#### 1.2 Sistemas De Protección

- 1.2.1 Definición de sistemas de protección
- 1.2.2 Características de los sistemas de protección
- 1.2.3 Componentes de los sistemas de protección
  - 1.2.3.1 Clasificación de protecciones por relevadores
  - 1.2.3.2 Descripción de relevadores de protección según normas aplicables
- 1.2.4 Aspectos técnicos de los sistemas de protección
  - 1.2.4.1 Zonas de protección
  - 1.2.4.2 Protección primaria y protección de respaldo
  - 1.2.4.3 Coordinación de protecciones



### 1.3 Protección De Líneas De Transmisión

- 1.3.1 Principio de operación de las protecciones de distancia (21)
  - Zonas de protección
- 1.3.2 Relevador de distancia con característica tipo admitancia (mho)
- 1.3.3 Relevador de distancia tipo admitancia desplazada (offset-mho)
- 1.3.4 Relevador de distancia con característica tipo reactancia
- 1.3.5 Relevador de distancia con característica poligonal
- 1.3.6 Esquema de protección por comparación de fase
- 1.3.7 Esquema de protección por comparación direccional
  - 1.3.7.1 Esquema de comparación direccional de bloqueo
  - 1.3.7.2 Esquema de comparación direccional de disparo
- 1.3.8 Esquemas de Teleprotección
  - OPLAT
  - Microondas
  - Fibra óptica
  - PUTT
  - POTT
  - DTT

## **CAPITULO II CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR SEL-421**

### 2.1 Introducción

### 2.2 Funciones De Protección

- 2.2.1 Elementos de Distancia
  - 2.2.1.1 Elemento mho de fase
  - 2.2.1.2 Elemento mho de distancia de tierra
  - 2.2.1.3 Elemento cuadrilateral de distancia de tierra
- 2.2.2 Elementos Direccionales
  - 2.2.2.1 Elemento direccional de fase y secuencia negativa
  - 2.2.2.2 Elemento direccional de tierra
- 2.2.3 Elementos de Sobrecorriente
  - 2.2.3.1 Elemento de sobrecorriente instantánea
  - 2.2.3.2 Elemento de sobrecorriente temporizada
- 2.2.4 Esquemas de disparo
  - 2.2.4.1 Lógica de disparo por cierre bajo falla
  - 2.2.4.2 Lógica de disparo incondicional vía ecuación TR
  - 2.2.4.3 Lógica de disparo asistido por comunicaciones
    - Esquema POTT
    - Esquema DCB
    - Esquema DCUB

### 2.3 Lógicas Y Recierre

- 2.3.1 Localizador de falla
- 2.3.2 Lógica de detección de polo abierto
- 2.3.3 Recierre automático



### **CAPITULO III**

## **LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN EN LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

- 3.1 La red de transmisión de la CFE en el Valle de México
- 3.2 Esquemas de protección normalizados para líneas de transmisión de 400Kv
- 3.3 Características de los relevadores aprobados por LAPEM para esquemas de protección
- 3.4 Criterios para la determinación de ajustes para Líneas de Transmisión de 400kV y 230kV.
  - 3.4.1 Esquema de protección típico
  - 3.4.2 Funciones de protección
  - 3.4.3 Generalidades
- 3.5 Protección 85L/21 para líneas de transmisión extra largas (L $\geq$ 150km)
- 3.6 Protección 85L/21 para líneas de transmisión largas (40km $\leq$ L $\leq$ 150km)
- 3.7 Protección 85L/21 para líneas de transmisión medianas (15km $\leq$ L $\leq$ 40km)

### **CAPITULO 4**

## **APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-421 PARA LA LINEA DE TRANSMISIÓN A3410 DE 400kV**

- 4.1 Cálculo de parámetros eléctricos de la Línea de Transmisión A3410 de 400kV
- 4.2 Cálculo de corto circuito de la Línea de Transmisión A3410
- 4.3 Cálculo de ajustes para los relevadores SEL-421 de la Línea de Transmisión A3410
- 4.4 Simulación de fallas en la Línea de Transmisión A3410

CONCLUSIONES

ANEXOS



## BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

1. “Diseño y Lógica del relevador SEL-421” Tesis IPN-ESIME Zacatenco, México 2008
2. DR/PROT/LT-2011 “Criterios de ajuste para esquemas de protección de líneas de transmisión y cables de potencia”, Comisión Federal de Electricidad, México 2011
3. Enríquez Harper, Gilberto “Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica” Ed. LIMUSA, México 2005
4. Enríquez Harper, Gilberto “Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores” 2ª edición, Ed. LIMUSA, México 2002
5. Especificación de referencia NRF-041-CFE-2005, Comisión Federal de Electricidad, 2005
6. “Manual de Técnico en protecciones eléctricas”, Centro de capacitación Celaya Comisión Federal de Electricidad, México 2004
7. “Manual de diseño de subestaciones eléctricas”, Luz y Fuerza del Centro, Subdirección de Planeación Estratégica, 2003
8. Jiménez Meza, Obed Renato “Líneas de Transmisión y Distribución de energía eléctrica” Departamento de Iluminación y Alta Tensión, UANL, México 2006
9. Ramírez Alanís, Margil S. “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia” Departamento de Iluminación y Alta Tensión, UANL, México 2005
10. Russell Mason C., “El arte y la ciencia de la protección por relevadores” 3ª edición Ed. CECSA, México 1999

## INDICE DE FIGURAS

- |             |  |
|-------------|--|
| Figura 1.1  | Circuito representativo de la línea corta  |
| Figura 1.2  | Circuito T y Circuito $\pi$ representativo de la línea media                             |
| Figura 1.3  | Circuito representativo de la línea larga  |
| Figura 1.4  | Estructura autosoportada de celosía  |
| Figura 1.5  | Estructura autosoportada tubular   |
| Figura 1.6  | Zonas de protección de un Sistema Eléctrico de Potencia                                  |
| Figura 1.7  | Proceso de ajuste y coordinación de protección   |
| Figura 1.8  | Representación de una impedancia en el plano R-X   |
| Figura 1.9  | Diagrama fasorial Voltaje-Corriente  |
| Figura 1.10 | Representación de la potencia compleja en el plano P-Q                                   |
| Figura 1.11 | Sistema de Transmisión   |
| Figura 1.12 | Representación de la línea en el diagrama R-X  |
| Figura 1.13 | Esquema de las zonas de protección de los relevadores de distancia                       |
| Figura 1.14 | Característica del relevador de distancia tipo admitancia (mho)                          |
| Figura 1.15 | Característica del relevador de distancia tipo admitancia (offset mho)                   |
| Figura 1.16 | Característica del relevador de distancia tipo reactancia                                |
| Figura 1.17 | Característica del relevador de distancia tipo poligonal                                 |
| Figura 1.18 | Elementos básicos de la protección por comparación de fase con onda portadora            |
| Figura 1.19 | Relación entre las tensiones de salida de la red y las señales de la corriente portadora |
| Figura 1.20 | Lógica simplificada de un esquema de bloqueo de la comparación direccional               |
| Figura 1.21 | Esquema Disparo transferido permisivo con bajo alcance (PUTT)                            |



Figura 1.22	Esquema Disparo transferido permisivo con sobre alcance (POTT)
Figura 1.23	Esquema Disparo transferido directo con bajo alcance (DTT)
Figura 2.1	Relevador SEL-421
Figura 2.2	Lógica de disparo
Figura 3.1	Diagrama unifilar de la red de 400kV
Figura 3.2	Diagrama unifilar de la red de 230kV
Figura 3.3	Protecciones típicas para una línea de transmisión de 400kV y 230kV
Figura 3.4	Unidades de distancia que se aplican en la protección 85L/21, zonas 1,2 y 4 con dirección hacia adelante y zona 3 con dirección hacia atrás
Figura 3.5	Lógica de esquema de comparación direccional tipo híbrido
Figura 3.6	Alcance inductivo de la zona de bloqueo para una línea extra larga, Se muestra la característica de zona 2 y zona de bloqueo para el relevador local (rojo) y lo correspondiente para el relevador del extremo remoto (azul)
Figura 3.7	Alcance resistivo de la zona de bloque local para una línea extra larga. Se observa que tiene el mismo valor que el alcance resistivo de la zona 2 del extremo remoto (azul)
Figura 3.8	Alcance inductivo de la zona de bloqueo para una línea larga, Se muestra la característica de zona 2 y zona de bloqueo para el relevador local (rojo) y lo correspondiente para el relevador del extremo remoto (azul)
Figura 3.9	Alcance resistivo de la zona de bloque local para una línea larga. Se observa que tiene el mismo valor que el alcance resistivo de la zona 2 del extremo remoto (azul)
Figura 3.10	Alcance inductivo de la zona de bloqueo para una línea mediana, Se muestra la característica de zona 2 y zona de bloqueo para el relevador local (rojo) y lo correspondiente para el relevador del extremo remoto (azul)
Figura 3.11	Alcance resistivo de la zona de bloque local para una línea mediana. Se observa que tiene el mismo valor que el alcance resistivo de la zona 2 del extremo remoto (azul)
Figura 4.1	Características constructivas para la línea A3410 en software Aspen Construction Editor
Figura 4.2	Características constructivas para la línea A3420 en software Aspen Construction Editor
Figura 4.3	Resultados obtenidos para las líneas A3410 y A3420 en software Aspen Construction Editor
Figura 4.4	Ingreso de datos finales para la línea A3410 de 400kV
Figura 4.5	Ingreso de datos finales para la línea A3410 de 400kV
Figura 4.6	Resultados finales para la línea A3410 de 400kV
Figura 4.7	Ingreso de parámetros eléctricos de la línea A3410 a software ASPEN
Figura 4.8	Generación de fallas trifásicas y monofásicas en S.E. CRU 400kV
Figura 4.9	Nivel de cortocircuito monofásico S.E. CRU 400kV
Figura 4.10	Nivel de cortocircuito trifásico S.E. CRU 400kV
Figura 4.11	Generación de fallas trifásicas y monofásicas en S.E. TOP 400kV
Figura 4.12	Nivel de cortocircuito monofásico S.E. TOP 400kV
Figura 4.13	Nivel de cortocircuito trifásico S.E. TOP 400kV
Figura 4.14	Generación de fallas trifásicas y monofásicas S.E. BRN 400kV
Figura 4.15	Nivel de cortocircuito monofásico S.E. BRN 400kV
Figura 4.16	Nivel de cortocircuito trifásico S.E. BRN 400kV
Figura 4.17	Generación de fallas trifásicas y monofásicas S.E. LAP 400kV
Figura 4.18	Nivel de cortocircuito monofásico S.E. LAP 400kV
Figura 4.19	Nivel de cortocircuito trifásico S.E. LAP 400kV
Figura 4.20	Portada de macro de Microsoft Excel para cálculo de ajustes



- Figura 4.21 Selección de protección a ajustar
- Figura 4.22 Ingreso y cálculo de parámetros eléctricos de la LT A3410
- Figura 4.23 Ingreso y cálculo de parámetros eléctricos de la LT A3410
- Figura 4.24 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica en bus de S.E. TOP
- Figura 4.25 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica en bus de S.E. TOP
- Figura 4.26 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual en bus de S.E. TOP
- Figura 4.27 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 1
- Figura 4.28 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica al 50% de la LT A3510
- Figura 4.29 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica al 50% de la LT A3510
- Figura 4.30 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual al 50% de LT A3510
- Figura 4.31 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 2
- Figura 4.32 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica en bus de S.E. LAP
- Figura 4.33 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica en bus de S.E. LAP
- Figura 4.34 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual en bus de S.E. LAP
- Figura 4.35 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 3
- Figura 4.36 Nivel de cortocircuito en LT A3510 con extremo abierto en S.E. BRN
- Figura 4.37 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica al 50% de la LT A3510 con extremo abierto
- Figura 4.38 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 4
- Figura 4.39 Aportación de la LT A3410 a falla entre fases en secuencia negativa en bus de S.E. TOP 400kV
- Figura 4.40 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 5
- Figura 4.41 Resultados obtenidos calculando el Infeed según punto 6
- Figura 4.42 Ajustes de zonas de operación para relevador SEL-421 en S.E. Santa Cruz
- Figura 4.43 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica en bus de S.E. CRU
- Figura 4.44 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica en bus de S.E. CRU
- Figura 4.45 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual en bus de S.E. CRU
- Figura 4.46 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 1
- Figura 4.47 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica al 50% de la LT A3Z10
- Figura 4.48 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica al 50% de la LT A3Z10
- Figura 4.49 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual al 50% de LT A3Z10
- Figura 4.50 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 2
- Figura 4.51 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica en bus de S.E. BRN
- Figura 4.52 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica en bus de S.E. BRN
- Figura 4.53 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual en bus de S.E. BRN
- Figura 4.54 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 3
- Figura 4.55 Nivel de cortocircuito en LT A3Z10 con extremo abierto en S.E. LAP
- Figura 4.56 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica al 50% de la LT A3Z10 con extremo abierto.
- Figura 4.57 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 4
- Figura 4.58 Aportación de la LT A3410 a falla entre fases en secuencia negativa en bus de S.E TOP
- Figura 4.59 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 5
- Figura 4.60 Resultados obtenidos calculando el Infeed según punto 6
- Figura 4.61 Ajustes de zonas de operación para relevador SEL-421 en S.E. Topilejo
- Figura 4.62 Relevadores de protección de LT A3410 en S.E. CRU
- Figura 4.63 Ajustes del relevador SEL-421 para la protección 21 en S.E. CRU
- Figura 4.64 Ajustes del relevador SEL-421 para la protección 21N en S.E. CRU
- Figura 4.65 Ajustes del relevador SEL-421 para la protección 21 en S.E. TOP
- Figura 4.66 Ajustes del relevador SEL-421 para la protección 21N en S.E. TOP
- Figura 4.67 Curva característica de la protección 21 en S.E. CRU



Figura 4.68	Curva característica de la protección 21N en S.E. CRU
Figura 4.69	Curva característica de la protección 21 en S.E. TOP
Figura 4.70	Curva característica de la protección 21N en S.E. TOP
Figura 4.71	Falla trifásica al 60% de la LT A3410 (S.E. CRU)
Figura 4.72	Falla trifásica al 10% de la LT A3510 (S.E. CRU)
Figura 4.73	Falla trifásica al 50% de la LT A3Z10 (S.E. CRU)
Figura 4.74	Falla trifásica al 45% de la LT A3510 (S.E. CRU)
Figura 4.75	Falla monofásica al 60% de la LT A3410 (S.E. CRU)
Figura 4.76	Falla monofásica al 95% de la LT A3410 (S.E. CRU)
Figura 4.77	Falla monofásica al 50% de la LT A3Z10 (S.E. CRU)
Figura 4.78	Falla monofásica al 25% de la LT A3510 (S.E. CRU)
Figura 4.79	Falla trifásica al 50% de la LT A3410 (S.E. TOP)
Figura 4.80	Falla trifásica al 20% de la LT A3Z10 (S.E. TOP)
Figura 4.81	Falla trifásica al 35% de la LT A3510 (S.E. TOP)
Figura 4.82	Falla trifásica al 65% de la LT A3Z10 (S.E. TOP)
Figura 4.83	Falla monofásica al 50% de la LT A3410 (S.E. TOP)
Figura 4.84	Falla monofásica al 95% de la LT A3410 (S.E. TOP)
Figura 4.85	Falla monofásica al 25% de la LT A3510 (S.E. TOP)
Figura 4.86	Falla monofásica al 10% de la LT A3Z10 (S.E. TOP)

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Conductores utilizados en líneas de transmisión en México
Tabla 1.2	Números de dispositivos y descripción de relevadores según norma IEEE C37.2-2008
Tabla 2.1	Elementos de distancia mho de fase
Tabla 2.2	Elementos de distancia mho de tierra
Tabla 2.3	Elementos de distancia cuadrilateral de tierra
Tabla 2.4	Elementos direccionales de supervisión
Tabla 2.5	Elementos direccionales de tierra
Tabla 2.6	Elementos de sobrecorriente instantánea
Tabla 2.7	Ajuste de fuente de corriente
Tabla 2.8	Elementos de sobrecorriente temporizada
Tabla 2.9	Elementos de disparo asistido por comunicaciones
Tabla 2.10	Elementos de ajuste del esquema DCB
Tabla 2.11	Elementos de ajuste del esquema DCUB
Tabla 2.12	Selección de ajuste para lógica de detección de polo abierto
Tabla 3.1	Esquemas de protección para líneas de transmisión de 400kV
Tabla 4.1	Parámetros eléctricos de la LT A3410 de 400kV
Tabla 4.2	Niveles de cortocircuito para S.E. Santa Cruz 400kV
Tabla 4.3	Niveles de cortocircuito para S.E. Topilejo 400kV



## INTRODUCCIÓN

Hoy en día dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), más específicamente en la zona del Valle de México se hace más indispensable el servicio de transmisión de energía eléctrica de calidad y cantidad, ya que con el crecimiento demográfico de la región se requiere cubrir las necesidades de los usuarios con seguridad y confiabilidad por parte de la empresa suministradora de este servicio.

La mayoría de los esquemas de protección de las líneas de transmisión en los distintos voltajes manejados por Luz y Fuerza del Centro (LyFC) contaban con más de 20 años de operación, pero gracias a los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo por parte del Departamento de Laboratorio Protección, Comunicaciones y Control permanecían en buen estado de operación, con la limitante de que la mayoría de estos equipos eran de tecnología electromecánica o de estado sólido, las cuales actualmente ya son obsoletas por su tiempo en servicio y falta de refacciones para su mantenimiento.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) al tomar el control del área de influencia de LyFC se enfrentó con el problema de seguir dando mantenimiento a estos esquemas de protección, así que, se elaboraron programas de reconocimiento del estado actual de los equipos, desde los transformadores de instrumento, interruptores y relevadores de protección, dando por resultado que estos últimos ya habían cumplido con su vida útil.

Con una visión de este problema la CFE implementó la modernización de los esquemas de protección de todas las líneas de transmisión ubicadas dentro de la zona que a partir de octubre del 2009 se encuentran a su cargo.

La modernización de los esquemas de protección de las líneas de transmisión de 230kV y 400kV, estuvo a cargo del Departamento de Protección y Medición de la Zona de Transmisión Metropolitana, perteneciente a la Gerencia Regional de Transmisión Central, abarcando desde el cambio de los tableros CPM, conllevando un cambio en los relevadores de protección, revisión y cambio de los ajustes por circuito guiados en la normativa de la CFE para la homogenización de la zona con el resto del país.



## RESUMEN

Este trabajo se divide en las siguientes partes:

En el primer capítulo se hablará sobre los fundamentos teóricos del trabajo, definiendo a la línea de transmisión, las protecciones eléctricas y a la protección de las líneas de transmisión, necesarios para la comprensión de los principios y características propias de cada esquema de protección.

Así mismo, en el segundo capítulo se abordan las características del relevador SEL-421, especificando las funciones integradas en el equipo, junto con un listado de los elementos que conforman la configuración de los ajustes.

En el tercer capítulo se mostrará la red de transmisión de la CFE en el Valle de México, que abarca los voltajes de 400kV y 230kV, indicando subestaciones involucradas, así como la norma de referencia de la CFE que rige todos los esquemas de protección para cada caso en particular de la transmisión de energía eléctrica.

Posteriormente, en el cuarto capítulo se desarrollará la aplicación del relevador SEL-421 como función 85L (Comparación de fase) y 21/21N (Protección de distancia) para la línea de transmisión A3410 de 400kV que interconecta a las subestaciones Santa Cruz y Topilejo, calculando todos los parámetros eléctricos de la línea necesarios para conocer su nivel de corto circuito, para que de esta manera se generen los ajustes del relevador.

## OBJETIVO

Analizar la implementación del relevador SEL-421 como esquema 85L / 21/21N en el cual se cumple la función de la protección de distancia junto con la integración de la onda superpuesta para la línea de transmisión A3410 de 400kV perteneciente a la Comisión Federal de Electricidad, mostrando la forma en que se lleva a cabo desde el cálculo de sus parámetros eléctricos de la línea de transmisión hasta la determinación de los ajustes del relevador.



## CAPITULO 1

### FUNDAMENTOS TEÓRICOS

#### 1.1 Líneas De Transmisión

##### 1.1.1 Definición de líneas de transmisión

Las líneas eléctricas de transmisión son el conjunto de elementos físicos que sirven para la transferencia de energía en grandes cantidades de un lugar a otro ya sea cercano o distante, enlazando a las centrales productoras de dicha energía con los consumidores, esta red de transporte consiste de miles de kilómetros de líneas de transmisión, subestaciones y otros equipos dispersos en una gran área geográfica e interconectados

##### 1.1.2 Parámetros de las líneas de transmisión

Los parámetros de una línea de transmisión o de una red de distribución que influyen sobre los valores de la tensión y de la corriente, al principio y al final de la propia línea, y en parte de la red en la cual se encuentra conectada son:

- La resistencia  $R$  y la reactancia  $X$  de los conductores por los que circula la corriente, que determina la caída de tensión, de manera que la tensión varía de un punto a otro de la línea, constituyen lo que se conoce como la impedancia serie de la línea:

$$Z = R + jX.$$

- La conductancia  $G$  y la susceptancia  $B$  en derivación entre los conductores de la línea, que bajo la acción de la tensión existente entre los conductores mismos absorben una corriente transversal, de manera que la corriente principal en los conductores varía de un punto a otro de la línea; constituyen lo que se conoce como la admitancia transversal de la línea:

$$\gamma = G + jB$$

Estos parámetros se encuentran uniformemente distribuidos a lo largo de la línea. Los valores de estos parámetros se refieren, por lo general, a 1 km de línea y se les denomina “Constantes fundamentales de la línea”.



### 1.1.2.1 Resistencia

La resistencia por kilómetro de un conductor, si se indica por la resistividad en Ohm-mm<sup>2</sup>/km del material constituyente del conductor por  $\rho$ , su sección en mm<sup>2</sup> está dada para el caso de los conductores cilíndricos, por medio de la expresión:

$$r = \frac{\rho}{A} \text{ Ohms / Km}$$

Para los conductores formados por varios hilos, la resistencia por kilómetro se puede expresar como:

$$r = K \frac{\rho}{A} \text{ Ohms / Km}$$

Donde K es un coeficiente, que varía de 1.01 a 1.04, pasando de las pequeñas secciones a las grandes, y que toma también en cuenta la longitud efectiva de los conductores elementales que forman el cableado; el valor de esta resistencia, se da normalmente en tablas características de conductores.

La resistencia de un conductor por kilómetro de desarrollo topográfico de la línea es ligeramente superior a aquella que se da en tablas, ya que la longitud efectiva del conductor es mayor por efecto de la catenaria, uniones, etcétera.

### 1.1.2.2 Reactancia inductiva

La reactancia inductiva X de un circuito eléctrico, se puede definir como el voltaje de autoinducción, que se genera en el circuito cuando circula una corriente unitaria. Si por el conductor circula una corriente I, el voltaje de autoinducción será:

$$E = j X_L I = j\omega LI$$

Siendo L, la inductancia propia.

En el caso de una línea de transmisión trifásica, al voltaje de autoinducción se le agregan los voltajes de inducción mutua al conductor considerado; este efecto es debido a la corriente que circula por los otros conductores. Refiriéndose a 1 kilómetro de conductor de línea.



Para el conductor de la fase A, se tiene:

$$E = j\omega m_{aa}I_a + j\omega m_{ab}I_b + j\omega m_{ac}I_c$$

Donde:

$m_{aa}$ ,  $m_{ab}$ ,  $m_{ac}$  son los coeficientes de autoinducción e inducción mutua por kilómetro de línea. Para los otros conductores, se puede escribir una expresión análoga. En un cálculo aproximado:

$$m_{ab} = m_{ac} = m_{bc} = m$$

$$m_{aa} = m_{bb} = m_{cc} = L'$$

Si las corrientes de fase están balanceadas:

$$I_b = I_c = I_a$$

Por lo tanto:

$$E_a = j\omega (L' - 2m) I_a = j\omega L I_a = X_L I_a$$

$L' - m = L =$  Inductancia de servicio del conductor

El valor de esta inductancia se calcula como:

$$L = 4.606 \times 10^{-7} \text{ LOG } \frac{DMG}{RMG} \quad \text{Henry / metro}$$

Donde:

$$DMG = \text{Distancia Media Geométrica}$$

El valor de la DMG se calcula como se indica a continuación:

$$DMG = \sqrt[n]{D_{12} D_{13} D_{23}}$$



Siendo:

$n$  = Número de conductores de la línea;  $D_{12}$ ,  $D_{13}$ ,  $D_{23}$ , etc. Las distancias entre los conductores

A RMG se le conoce como el Radio Medio Geométrico del conductor, y es aplicable a los conductores eléctricos formados por varios hilos trenzados; y por lo mismo, no son perfectamente cilíndricos, por lo que el “radio” del conductor no es exacto.

Por otra parte, el flujo interno o inducción interna, se presenta en cada uno de los hilos del conductor, por lo que se calcula como la media geométrica de los flujos instantáneos, por cada hilo del conductor.

El valor de RMG depende principalmente de los siguientes factores:

- El número de materiales de los cuales está hecho el conductor.
- Del número de hilos que forma el conductor.
- Del número de capas en que se encuentran distribuidos los hilos del conductor.

La reactancia inductiva de la línea se calcula a partir de la expresión general para los circuitos eléctricos:

$$X_L = 2\pi fL$$

$$X_L = 0.00289 f \text{ LOG } \frac{DMG}{RMG} \quad \text{Ohms / Km}$$

Para la frecuencia de 60Hz:

$$X_L = 0.1736 \text{ LOG } \frac{DMG}{RMG} \quad \text{Ohms / Km}$$

Cuando por alguna razón no se dispone del valor de RMG, se puede tomar en su lugar el radio ( $r$ ) del conductor.



### 1.1.2.3 Conductancia

A lo largo de todo el conductor de la línea de transmisión, se irradia al espacio circundante una corriente, cuya componente activa se debe a las pérdidas en el dieléctrico.

El parámetro que tiene en cuenta estas pérdidas transversales es la conductancia por kilómetro, cuyo valor se calcula con la expresión:

$$g = \frac{P}{E^2} \times 10^{-3} \quad \text{SIEMENS / Km}$$

Donde:

P = Pérdidas en Kilowatts, por kilómetro de conductor.

E = Tensión de fase a tierra en kV.

Las pérdidas de dispersión en las líneas aéreas, son de dos tipos: pérdidas en la superficie de los aisladores y pérdidas por efecto corona.

Como se sabe, las pérdidas en la superficie de los aisladores dependen de las condiciones meteorológicas y de la tensión, y pueden variar de 3 watts por aislador con tiempo seco, hasta 5 a 20 watts por aislador en tiempo lluvioso. En conjunto, se pueden tener un máximo de 1kW/Km de pérdidas.

Las pérdidas por efecto corona se presentan cuando el campo eléctrico en la superficie del conductor (cuando alcanza su valor máximo), supera la rigidez dieléctrica del aire, la cual, en condiciones atmosféricas normales, es del orden de 30kV/cm (21.21kV/cm de valor eficaz).

### 1.1.2.4 Susceptancia

Para calcular la susceptancia de una línea trifásica es necesario introducir el concepto de capacitancia de operación de un conductor, de la misma forma; que como en el caso de la reactancia, se introdujo el concepto de inductancia. La capacitancia de operación es aquella cantidad que multiplicada por  $E$  da en valor un número. La corriente total capacitiva a lo largo de un conductor, con respecto a tierra o con respecto a los otros conductores, se compone de tres términos:



- Un primer término  $j\omega C_{aa} E_a$ , que representa la corriente capacitiva, debida a la capacitancia del conductor respecto a tierra.
- Los otros dos términos  $j\omega C_{ab} V_{ab}$ , y  $j\omega C_{ac} V_{ac}$ , representan la corriente derivada del conductor “A” por efecto de su capacidad, con respecto a los conductores “Y” respectivamente.

En forma análoga, se tienen tres términos para los otros dos conductores, y si estos se encuentran dispuestos en forma simétrica:

$$C^l = C_{ab} = C_{bc} = C_{ca}$$

$$C_0 = C_{aa} = C_{bb} = C_{cc}$$

Si los voltajes de fase a neutro son balanceados:

$$V_{ab} + V_{ac} = 3E_a$$

De donde:

$$I_a = j\omega (C_{aa} E_a + C_{ab} V_{ab} + C_{ac} V_{ac})$$

$$I_a = j\omega (C_0 + 3C^l) E_a = j\omega C E_a$$

La capacitancia de operación es, por lo tanto:

$$C = (C_0 + 3C^l)$$

La correspondiente susceptancia de operación:

$$b = \omega c = \omega (C_0 + 3C^l)$$

Para una línea de transmisión trifásica, la capacitancia al neutro es:

$$C_n = \frac{0.0241}{\text{LOG} \frac{DMG}{RMG}} \quad \mu F / Km / fase$$



La susceptancia al neutro es:

$$b_n = \frac{9.085 \times 10^{-6}}{\text{LOG} \frac{DMG}{RMG}} \quad \text{SIEMENS} - \text{Km} / \text{fase}$$

### 1.1.2.5 Reactancias inductiva y capacitiva en líneas de transmisión de doble circuito

El uso de líneas de transmisión de doble circuito en una misma estructura, se aplica en casos donde se desea tener un índice de confiabilidad aceptable, para una cierta capacidad de transmisión de energía eléctrica; o bien, en zonas donde la densidad de población impone restricciones del derecho de vía para el uso de líneas de transmisión, y entonces, resulta conveniente usar dos circuitos por estructura.

Tanto la reactancia inductiva como la capacitancia se calculan en forma semejante para el caso de las líneas de transmisión, con un solo circuito, aunque la geometría del arreglo es diferente.

Se supone que los conductores para los dos circuitos de la línea de transmisión son del mismo calibre; en consecuencia, tienen el mismo radio, es decir:

$$r_a = r_b = r_c = r_{a1} = r_{b1} = r_{c1} = r_l$$

Como cada circuito está constituido por parejas de conductores, es decir  $a-a'$  forman una fase del doble circuito,  $b-b'$  y  $c-c'$  las otras fases, entonces el radio medio geométrico (RMG) no es el de un conductor aislado; se toma como el del conductor equivalente para la fase del doble circuito. Es decir, los radios medios geométricos se calculan de la siguiente forma:

$$RMG_A = \sqrt{r_1 daa1}$$

$$RMG_B = \sqrt{r_1 dbb1}$$

$$RMG_C = \sqrt{r_1 daa1}$$

De manera que, el radio medio geométrico para el circuito trifásico equivalente es:



$$RMG = \sqrt[3]{RMG_A RMG_B RMG_C}$$

Con respecto a las distancias medias geométricas, se puede proceder en la misma forma, es decir, calculando distancias equivalentes para los dos circuitos.

Cuando se trata de líneas con un solo circuito y un conductor por fase, la distancia media geométrica (DMG) se calcula como la raíz enésima de los productos, de las distancias entre los conductores.

Tratándose de doble circuito por estructura, se sigue el mismo razonamiento, solo que ahora las distancias entre los conductores son equivalentes y se calculan como las distancias medias geométricas, entre cada par de conductores.

$$DMG_{AB} = \sqrt[4]{dab dab1 da1b da1b1}$$

$$DMG_{BC} = \sqrt[4]{dbc dbc1 db1c db1c1}$$

$$DMG_{CA} = \sqrt[4]{dca dca1 dc1a dc1a1}$$

De manera que la distancia media geométrica de la línea de doble circuito, entonces es:

$$DMG = \sqrt[3]{DMG_{AB} DMG_{BC} DMG_{CA}}$$

De modo que, la expresión para calcular la reactancia inductiva es:

$$X_L = 0.1736 \text{ LOG } \frac{DMG \sqrt[3]{DMG_{AB} DMG_{BC} DMG_{CA}}}{RMG \sqrt[3]{RMG_A RMG_B RMG_C}} \quad \text{Ohms / Km / Fase}$$

La admitancia capacitiva es también:

$$Y_C = b_C = \frac{9.085 \times 10^{-6}}{\text{LOG } \frac{DMG \sqrt[3]{DMG_{AB} DMG_{BC} DMG_{CA}}}{RMG \sqrt[3]{RMG_A RMG_B RMG_C}}} \quad \text{SIEMENS / Km / fase}$$



### 1.1.3 Aspectos técnicos de las líneas de transmisión

#### 1.1.3.1 Cálculo de líneas de transmisión dependiendo su distancia

##### - Líneas cortas

Dentro de esta categoría caen las líneas de transmisión y subtransmisión con tensiones de operación, con longitudes no mayores o iguales a 10km; con estos parámetros, se puede considerar que el efecto de campo eléctrico es pequeño, por lo tanto despreciable. Esto se traduce en las siguientes simplificaciones:

- No se considera el efecto capacitivo de la línea, es decir, se desprecia el valor de la susceptancia a tierra ( $Y_c$ ), y por lo tanto, la línea se representa como una impedancia serie de la forma:

$$Z = R + jX.$$

- El nivel de ruido audible y radio interferencia es bajo, por lo general se considera despreciable, y por lo mismo ocurre con las pérdidas por efecto corona.

El circuito representativo de la línea corta es el que se muestra a continuación:

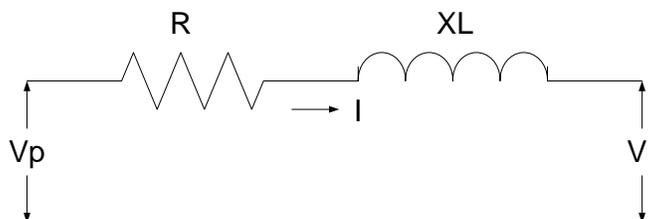


Figura 1.1 Circuito representativo de la línea corta

Donde:

- $V_P$  = Voltaje al principio de la línea
- $V_R$  = Voltaje al final o de recepción de la línea
- $I$  = Corriente de carga
- $R$  = Resistencia total de la línea  $R = r \times l$
- $r$  = Resistencia del conductor en  $\Omega/\text{km}$  a  $60^\circ\text{C}$  en Corriente Alterna
- $X_L$  = Reactancia inductiva total del conductor
- $$X_L = 0.1736 \text{ LOG } \frac{DMG}{RMG} \times l \text{ Ohms}$$
- $l$  = Longitud total de la línea en kilómetros



### - Líneas medias

Se denominan líneas medias a las que tienen una longitud de entre 10km y no mayor o igual a 40km, teniendo como característica que la capacitancia a tierra no es despreciable; pero se puede presentar como un parámetro concentrado.

Existen principalmente, dos métodos de cálculo para estas líneas; dependiendo del grado de precisión deseado, en cuando a la representación del efecto capacitivo; estos métodos de cálculo reciben el nombre de la representación geométrica y se conocen como circuitos  $T$  y  $\pi$ .

#### *El circuito T*

En el circuito T, se considera el efecto capacitivo, concentrado en el punto medio de la línea, es decir, se supone que la impedancia serie  $Z = R + jX$ , se encuentra dividida en dos partes, por la rama de susceptancia capacitiva, se encuentra dividida en dos partes, por la rama de susceptancia capacitiva  $Y_c$ .

La solución de este circuito, como en el caso de la línea corta, consiste en establecer la relación entre las cantidades de los extremos de recepción y envío. Normalmente, se conocen las cantidades ( $V_R$ ,  $I_R$ ), en el extremo receptor o de la carga, y a partir de éstas, se determinan las cantidades en el extremo de envío o al principio de la línea.

#### *El circuito $\pi$*

El otro circuito representativo de las líneas medias es el conocido como circuito  $\pi$ , que recibe este nombre por la forma que adopta. La diferencia entre este circuito y el circuito  $T$ , es que se considera que la capacitancia no está concentrada al centro, sino que se encuentra distribuida en su efecto, y otra en extremo receptor, como muestra la siguiente figura:

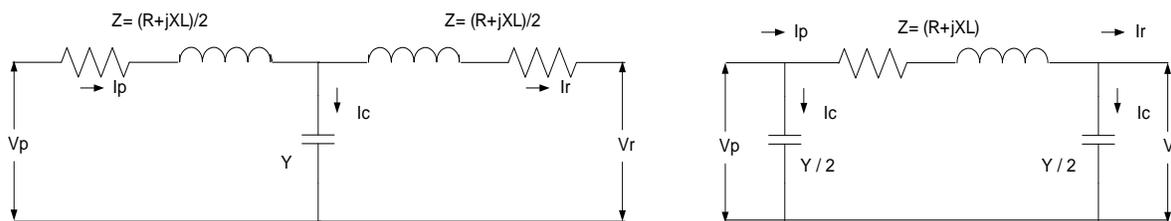


Figura 1.2 Circuito T y Circuito  $\pi$  representativo de la línea media

### - Líneas largas



El caso más general, para el cálculo de líneas de transmisión es el de las llamadas líneas largas, que corresponde a la consideración de la capacitancia; que tiene un efecto superior a cualquiera de los otros tipos de cálculo. Dentro de esta categoría, caen las que operan con longitudes no menores a 40km.

El método de cálculo es más exacto que el usado para las líneas cortas y medias, ya que se toman elementos diferenciales de longitud, con lo cual el circuito  $\pi$ , representativo de la línea larga, se descompone en muchos circuitos  $\pi$ , que representa a los elementos diferenciales.

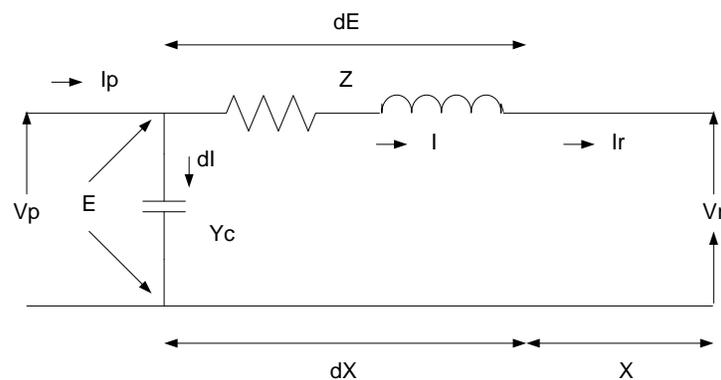


Figura 1.3 Circuito representativo de la línea larga

Los valores  $Z$ ,  $E$ ,  $Yc$ , están dados por elementos diferenciales de longitud:

$$dE = IZ dx$$

$$dI = E Yc dx$$

La solución de este sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias de segundo orden, da el voltaje al principio de la línea, como función de la distancia  $E(x)$ ; y la corriente al principio de la línea, como una función de la distancia también.

### 1.1.3.2 Elementos constitutivos de las líneas de transmisión

#### - Estructuras

Las torres o estructuras, constituyen en soporte mecánico de las líneas de transmisión, representando la mayor inversión económica. En México, se constituyen principalmente de acero o cemento armado para distribución y subtransmisión.

Por su tipo, las torres pueden ser principalmente:



- Autoportadas con celosía (estructurales).
- Autoportadas tubulares.
- Con retenidas.

### *Autoportadas con celosía*

En México, las torres autoportadas constituyen la mayoría de las estructuras usadas en líneas de transmisión en alta tensión, Su nombre se debe a que, mecánicamente, no requieren de apoyos adicionales para trabajar, como elementos sujetos a los esfuerzos de tensión y compresión debidos a cargas en conductores, aisladores y elementos externos como: presión del viento, carga por hielo, el tensionado normal para el montaje, tal como se muestra en la figura 1.4.

Las dimensiones de estas torres son variables y dependen de varios factores como son:

- Tipo de terreno
- Distancia interpostal
- Función de la torre
  - Tipo suspensión
  - Tipo tensión
  - Tipo remate
  - Tipo transposición.

### *Autoportadas tubulares*

Estas torres también son autoportadas, en el mismo concepto de la tipo celosía; la diferencia está en que no se construyen con ángulos o perfiles, sino que se usa tubo de acero, lo que hace que sean más compactas, pero también su costo es superior a igualdad de condiciones de operación, también se diseñan para trabajar en suspensión o a tensión.

Debido a su alto costo, su uso está restringido a zonas donde se tienen problemas de disponibilidad de terreno para construir la línea, y también de estética; es decir, se aplican preferentemente en zonas urbanas con diseños compactos, donde se pueden usar también aislamientos sintéticos, tal como se muestra en la figura 1.5.

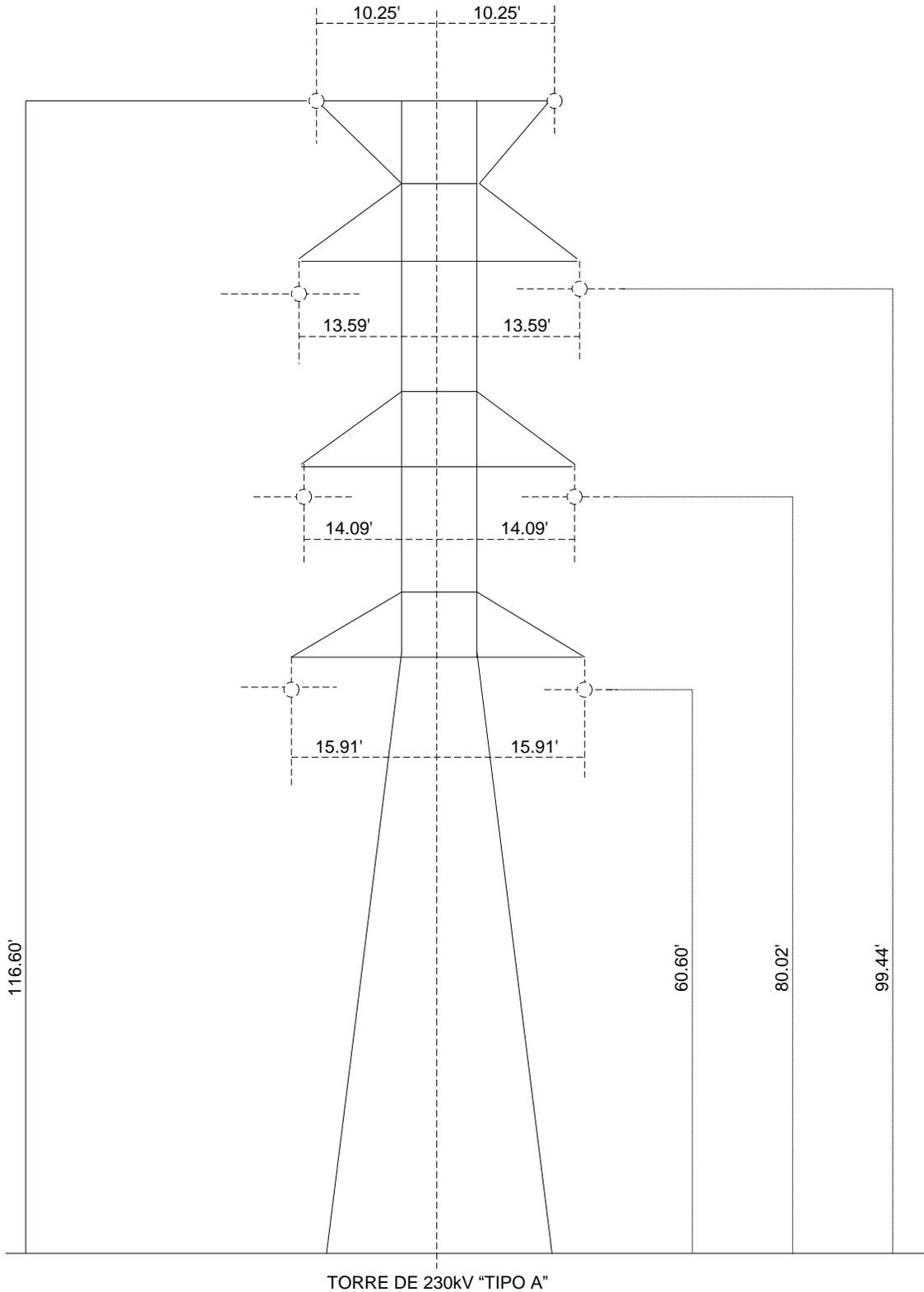
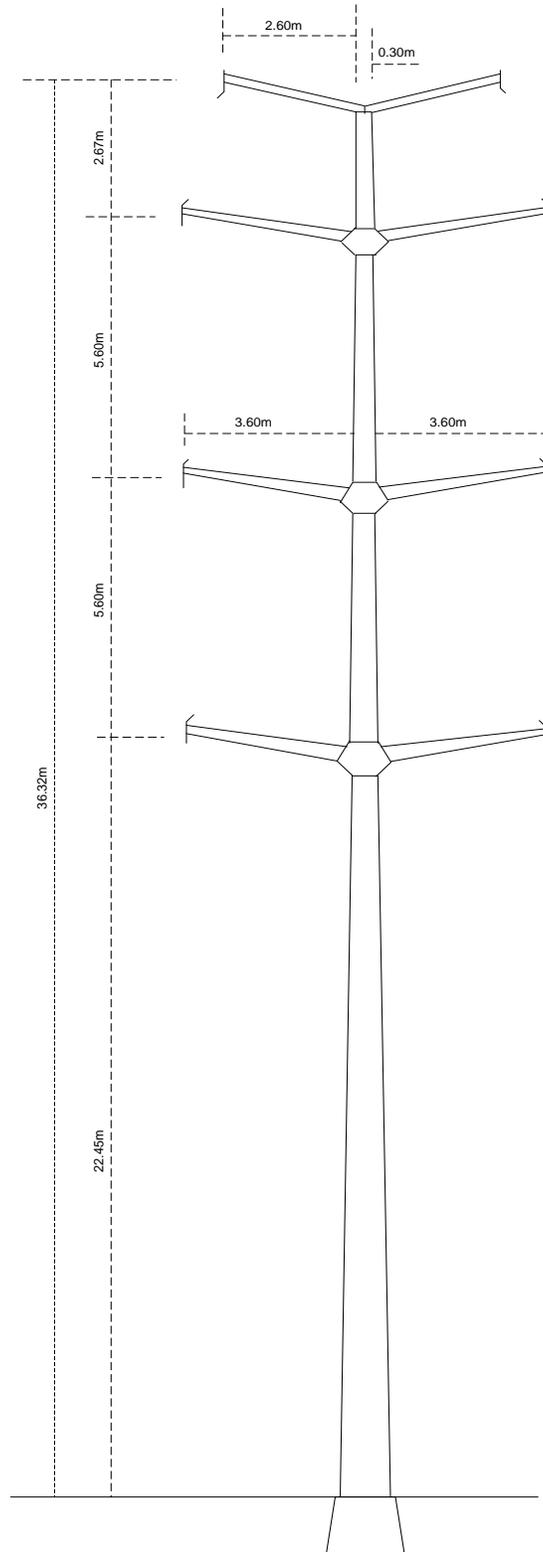


Figura 1.4 Estructura autosoportada con celosía



POSTE DE SUSPENSIÓN 230kV  
TIPO "36-S"

*Figura 1.5 Estructura autoportada tubular*



### *Torres con retenidas*

Se usan en México con una trabe horizontal sostenida con uno a dos puntos, que trabajan exclusivamente a compresión, en estas torres la estabilidad mecánica se asegura por medio de tirantes (retenidas) con la disposición apropiada.

### **- Aisladores**

Los aisladores constituyen el punto mecánico de soporte de los conductores en las torres, cumpliendo además con la función de proporcionar el aislamiento requerido entre conductores y estructura; proporcionando para esto, la distancia dieléctrica en aire.

Normalmente, los aisladores para las líneas de transmisión son de vidrio o de porcelana, en forma de discos para formar cadenas. Las principales características que influyen en la selección de los aisladores, para una aplicación específica son:

- Geométricas
- Eléctricas
  - Tensión de prueba a baja frecuencia
  - Tensión máxima de radio interferencia a 1000kHz (expresada en  $\mu V$ )
- Mecánicas
  - Resistencia combinada electromecánica
  - Resistencia de carga sostenida-tiempo

### **- Herrajes**

Los herrajes son los elementos de unión de los conductores con los aisladores, y de estos con la estructura o torre. La confiabilidad de estos elementos es parte importante en la línea de transmisión en su conjunto, especialmente en líneas de transmisión largas, con distancias entre torres grandes, considerando también el uso de más de un conductor por fase.

La experiencia de operación y construcción de líneas de transmisión, han permitido la fabricación de distintos tipos de herrajes y accesorios, necesarios para la construcción de las líneas eléctricas como lo son:

- Herrajes para unión de cables
- Separadores
- Amortiguadores de vibraciones tipo Stockbrigde



**- Conductores**

En México, para la transmisión de energía eléctrica normalmente se usan conductores de tipo ACSR, que están compuestos de un alma de acero, la cual tiene principalmente funciones mecánicas, y externamente una o más capas de hilos de aluminio, devanadas en forma de espiral.

Los calibres de conductores, usados normalmente en las líneas de transmisión en México son los siguientes:

En 400kV	2 x 1113kCM o 3 x 1113kCM
En 230kV	1 x 900 kCM
	1 x 795 kCM
	1 x 1113 kCM o 2 x 1113kCM

*Tabla 1.1. Conductores utilizados en líneas de transmisión en México*

Los calibres de conductores se seleccionan por la capacidad de conducción de corriente, limitados por las pérdidas y caída de voltaje; es decir, entre los principales elementos que se toman en consideración para la selección de determinado tipo de conductor, son los siguientes:

- Capacidad de conducción de corriente del conductor a la temperatura de operación considerada
- Máxima caída de tensión permisible
- Limite económico de pérdidas
- Límite de pérdidas por efecto Joule
- Nivel máximo permisible de ruido
- Características mecánicas:
  - Resistencia a la ruptura
  - Módulos de elasticidad inicial y final
  - Coeficientes de dilatación lineal, inicial y final
  - Peso aproximado

**- Hilo de guarda**

Los hijos de guarda se ubican arriba de los conductores de fases protegiéndolos contra descargas atmosféricas. Suelen ser de acero de alta o extra alta resistencia mecánica, son conductores Alumoweld o ACSR con sección transversal mucho menor a la de los conductores de fase.



El número y ubicación de los hilos de guarda se selecciona de modo que casi todas las caídas de rayos terminen sobre ellos en lugar de sobre los conductores de fase. Los hilos de guarda se conectan a tierra a través de la torre, de este modo, cuando un rayo choca contra un hilo de guarda, fluye hacia tierra sin causar daños, siempre que la impedancia de la torre y la resistencia eléctrica de la cimentación de esta sean pequeñas.

#### **- Derecho de vía**

El derecho de vía es la zona de seguridad en las líneas de transmisión de alta y extra alta tensión; es una franja de terreno que se debe de dejar a lo largo de la línea de transmisión, para de esta manera garantizar que no se presenten accidentes con personas o animales por contactos directos o indirectos.

Por otra parte, el campo electromagnético que producen a su alrededor las líneas de transmisión no debe producir perturbaciones al medio circundante, y en particular a las personas que habitan en las cercanías. Dentro del derecho de vía se debe evitar la siembra de árboles o arbustos, que al paso del tiempo, por su crecimiento, pueda alcanzar a las líneas y constituyan un peligro.

Es muy importante también considerar que bajo ninguna circunstancia se deba permitir la construcción de edificaciones o estructuras en el derecho de vía, ya que representan un alto riesgo tanto para las edificaciones como para sus ocupantes, de acuerdo con la especificación de la CFE (NRF-014-CFE-2001).



## **1.2 Sistemas De Protección**

### **1.2.1 Definición de sistemas de protección**

La función de los sistemas de protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un Sistema Eléctrico de Potencia, cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

Los relevadores no solo deben de operar en forma rápida, también tienen que ser precisos en su operación, ya que deben distinguir entre cortocircuitos y algunas otras anomalías de corriente momentáneas. Igualmente deben de ser selectivos en su operación, es decir que solo deben aislar aquellas partes del sistema que así se requiera minimizando el número de elementos que se desconectan de la red.

### **1.2.2 Características de los sistemas de protección**

Cualquier sistema de protección empleado para el aislamiento de fallas debe satisfacer ciertos requerimientos de calidad que son:

- Confiabilidad
- Selectividad
- Velocidad
- Discriminación

#### **- Confiabilidad**

La confiabilidad es un término cualitativo y se puede expresar cuantitativamente como la probabilidad de falla, que no solo puede ocurrir por defectos de la protección, sino también por defectos en los transformadores de instrumentos o hasta en el interruptor mismo, de tal manera que la confiabilidad se logra con las debidas pruebas de diseño, prototipo, control de calidad y aceptación en campo de estos equipos involucrados, reduciendo así la probabilidad de falla.

#### **- Selectividad**

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su zona de operación y, en consecuencia, dar orden de apertura a los interruptores de potencia que controla, cuando así sea necesario para despejar la falla.



Tan importante es que una protección actúe cuando tiene que actuar como que no actúe cuando no tiene que hacerlo. Si la falla se ha producido dentro del área vigilada por la protección esta debe de dar la orden de disparo a los interruptores para aislar el circuito que se encuentra en falla. Si por el contrario, la falla se ha producido fuera de su zona de operación, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que operen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y, consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.

Existen diversas formas de dotar a las protecciones de la característica de selectividad. En algunos casos, la propia configuración de la protección hace que solamente sea sensible ante fallas ocurridas en su zona de operación y, por tanto, la selectividad resulta ser una cualidad inherente al propio funcionamiento de la protección. En los casos en que las protecciones sí son sensibles a fallas ocurridas fuera de su zona de operación la selectividad puede lograrse, por ejemplo, mediante un adecuado ajuste de condiciones y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas.

#### **- Velocidad**

Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible, cuanto menos tiempo se tarde en aislar una falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Todo ello redunda en una disminución de los costos y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como la reparación o reposición de los equipos dañados, y, por tanto, en un menor tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por la falla, lo que posibilita un mayor y mejor aprovechamiento de los recursos ofrecidos por el SEP.

La rapidez con la que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores de potencia asociados a la misma.

Sin embargo, un despeje óptimo de falla no exige que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata ya que dentro de la clasificación de relevadores se encuentran los de tipo de operación instantánea y las de tipo de operación de tiempo definido o con retraso en el tiempo.



### **- Sensibilidad**

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son, para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falla las situaciones normales de operación.

Las *condiciones límite* son un concepto más amplio que el de *valores límite* ya que, en muchas ocasiones, el solo conocimiento del valor de un magnitud no basta para determinar si ha sido alcanzado como consecuencia de una situación anómala de funcionamiento o es el resultado de una incidencia normal dentro de la explotación del sistema.

### **1.2.3 Componentes de los sistemas de protección**

Los diferentes elementos que forman parte de un sistema de protección, son los siguientes:

#### **- Batería de la subestación (120VCD)**

Las baterías son el equipo que, en un sistema de protección, tienen la función de proporcionar alimentación al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. La alimentación al circuito de disparo se prefiere de corriente directa en vez de corriente alterna debido a que esta alimentación puede no ser de la adecuada magnitud durante un cortocircuito; por ejemplo, cuando ocurre una falla trifásica puede resultar una tensión de corriente alterna igual a cero para la alimentación de los servicios, por lo que en estas circunstancias la potencia requerida para el disparo no puede ser obtenida del sistema de corriente alterna, con lo cual fallaría el disparo.

La batería está conectada permanentemente a través de un cargador-rectificador al servicio de estación de corriente alterna. El cargador tiene capacidad suficiente de potencia aparente (VA) para proporcionar toda la carga en estado estable suministrada por la batería.

#### **- Interruptores de potencia**

El interruptor es el equipo en campo que recibe la señal de disparo de los relevadores de protección, para desenergizar a un elemento que está en cortocircuito o en condición de sobrecarga, de tal manera que al quedar este elemento aislado, el resto del sistema puede continuar en operación normal.



Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito, que circule a través de ellos y adicionalmente interrumpir esta corriente. Este equipo además de desconectar a un elemento del sistema en cortocircuito, tiene la función de cerrar o abrir un circuito de potencia en condiciones normales de operación o en vacío.

#### **- Transformadores de corriente**

La principal función de los transformadores de corriente, es reducir la corriente de un circuito primario a un valor normalizado que sea aplicable a los diversos instrumentos de medición y protección.

Estos transformadores de corriente están diseñados para suministrar la magnitud de la corriente adecuada en aparatos de medición, protección o ambos, de tal manera que la corriente secundaria en las condiciones normales de uso, es proporcional a la corriente primaria y desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

#### **- Transformadores de potencial**

Los transformadores de potencial permiten transformar las tensiones de distribución, subtransmisión y transmisión, en valores de baja tensión que permitan realizar mediciones eléctricas y funciones de protección.

En estos transformadores la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria de acuerdo con la relación de transformación y considerando una diferencia de fase con un ángulo de aproximadamente cero grados.

Las tensiones normalizadas en el primario para un transformador de potencial conectado entre una línea de un sistema trifásico y tierra, debe ser  $1/\sqrt{3}$  veces el valor de la tensión nominal del sistema. Asimismo, los valores de tensión normalizados en el secundario deben dividirse entre  $\sqrt{3}$  para conservar la relación de transformación nominal. Estos valores normalizados de tensión en el secundario son: 100, 110, 115, 120, 200 y 230 V.



### - Relevadores de protección

Un relevador de protección es un equipo que responde a condiciones anormales en un sistema eléctrico de potencia, para controlar a un interruptor de potencia y así aislar la sección con falla del sistema, con la mínima interrupción al servicio.

Los relevadores de protección permanecen inoperativos, aunque estén energizados por un periodo muy largo cuando el sistema eléctrico está sano, sin embargo deben operar de manera decisiva cuando se requieran que lo hagan.

Una vez que en el sistema se ha presentado una falla (cortocircuito), es necesario tomar acciones correctivas en forma inmediata para identificar y desconectar la parte fallada del sistema para evitar una desestabilización del mismo.

El tiempo de respuesta puede variar de 0 a 0.3 segundos para protecciones primarias o hasta 2 segundos tratándose de protecciones de respaldo.

Los tiempos pueden variar dependiendo de lo siguiente:

- La gravedad de la contingencia
- Las condiciones del sistema
- El nivel del voltaje de operación
- Las características de la protección

Para cada tipo de falla o condición anormal del sistema existen uno o varios relevadores específicos para detectarlos, que tomarán las acciones exactas para eliminar o corregir esta condición.

#### 1.2.3.1 Clasificación de protecciones por relevadores

Las protecciones por relevadores según la función que realizan se clasifican genéricamente en:

- Sobrecorriente
- Direccional
- Diferencial
- Distancia
- Piloto



### **- Relevador de sobrecorriente**

El relevador de protección de sobrecorriente es el que responde con selectividad relativa a la corriente que circula por el elemento protegido y que opera cuando esa corriente excede un valor preestablecido.

Los relevadores de sobrecorriente por su característica de tiempo de operación se clasifican en instantáneos y con retardo de tiempo. Los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo están divididos en relevadores de tiempo definido y relevadores de tiempo inverso.

Los relevadores de sobrecorriente con tiempo definido tienen un tiempo de operación constante independientemente de la magnitud de la corriente. Este tipo de característica se aplica normalmente en donde la magnitud de corriente de cortocircuito no varía para condiciones de generación máxima o mínima, así como para una falla en las barras colectoras locales o remotas.

Para los relevadores de sobrecorriente con característica de tiempo inverso, su tiempo de operación es función inversa de la magnitud de corriente, de tal modo que el tiempo decrece conforme aumenta la corriente.

### **- Protección de sobrecorriente direccional**

La protección de sobrecorriente direccional es aquella que responde al valor de la corriente de falla y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. Esta protección se compone de una unidad de sobrecorriente con selectividad relativa, en combinación con una unidad de medición de dos señales de entrada que responde al sentido de circulación de la potencia aparente y que opera cuando esa potencia fluye por el elemento protegido por efecto de un cortocircuito, a esta unidad se le denomina direccional.

El relevador direccional trabaja con señales de corriente y de tensión las cuales interactúan entre sí proporcionando un torque positivo o negativo dependiendo del ángulo de fase entre la corriente y la tensión, de acuerdo a la característica de operación del relevador.

### **- Protección diferencial**

La protección diferencial es uno de los métodos más sensitivos y efectivos para proporcionar protección contra fallas por cortocircuito. La protección diferencial compara la corriente que entra al elemento protegido con la que sale de él. Si las dos corrientes son iguales el elemento está sano, si las



corrientes son diferentes el elemento presenta falla. Basándose en esta comparación, la protección diferencial discrimina entre los cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos. Es decir la corriente en la unidad de operación del relevador diferencial es proporcional a la diferencia vectorial entre la corriente que entra y la que sale del elemento protegido y si la corriente diferencial excede el valor de la corriente de arranque, el relevador opera.

La corriente que circula por la unidad de operación del relevador  $i_{op}$  tiene el valor de la corriente de cortocircuito referida al secundario de los TC's.

Para evitar la posibilidad de que opere la protección diferencial al presentarse una falla fuera de la zona de protección, debido al error de precisión o por saturación de los TC's, se utilizan comúnmente los relevadores diferenciales de porcentaje. En este tipo de relevadores la corriente de arranque crece automáticamente con el incremento de la corriente que circula por el relevador. De esta forma es posible garantizar que la protección no opere incorrectamente para grandes corrientes fluyendo hacia el exterior ya sea por fallas externas o por oscilación de potencia.

#### **- Relevador de distancia**

Un relevador de distancia responde a la relación de tensión medida entre corriente medida, dada por la siguiente expresión:

$$Z = \frac{V}{I}$$

La impedancia  $Z$  medida por el relevador, también conocida como impedancia aparente, es la distancia a lo largo del elemento protegido, o sea, está impedancia es proporcional a la distancia eléctrica desde el sitio donde se localiza el relevador hasta el punto en donde se presenta la falla, por lo que el relevador es conocido como relevador de distancia.

Al ocurrir un cortocircuito la corriente aumenta y la tensión disminuye, por lo que la impedancia aparente  $Z$ , o medida por el relevador, tiende a disminuir y si esta llega a ser menor que la impedancia de operación o característica  $r Z$  del relevador de distancia, este opera.

Los relevadores de distancia se conectan a los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial, por lo que además de la impedancia  $Z$  aparente o medida por el relevador tenemos la impedancia  $Z_p$ , que es la impedancia medida por el relevador referida al primario de los transformadores de instrumento.



**- Protección piloto**

La protección piloto utiliza relevadores de protección en ambas terminales de la línea de transmisión y un canal de comunicación entre ellas, para lograr disparos simultáneos de alta velocidad en los interruptores de ambos extremos de la línea protegida. Los relevadores de este tipo de protección determinan si una falla es interna o externa a la línea protegida y el canal de comunicaciones, llamado piloto, se usa para transportar esta información entre ambas terminales de la línea.

Existen diferentes canales de comunicación siendo los más usuales los siguientes:

- hilo piloto
- fibra óptica
- onda portadora por línea de alta tensión (OPLAT)

**1.2.3.2 Descripción de relevadores de protección según normas aplicables**

Según la norma C37.2-2008 de la IEEE a los relevadores de protección se les asigna un número de dispositivo siendo listados en la siguiente tabla, este número de dispositivo es utilizado en las subestaciones de potencia y plantas de generación para una rápida identificación del equipo, relevador y/o protección.

<b>ANSI</b>	<b>DESCRIPCION</b>
1	Elemento maestro
<b>2</b>	<b>Relevador de arranque o cierre, con retardo</b>
3	Relevador de comprobación o de bloqueo condicionado
4	Contactor maestro
5	Dispositivo de paro
6	Interruptor de arranque
7	Interruptor de ánodo
8	Interruptor del circuito de control
9	Dispositivo de inversor
10	Selector de secuencia de unidades
11	Dispositivo multifunción
12	Dispositivo de sobre velocidad
13	Dispositivo de velocidad sincrónica
14	Dispositivo de baja velocidad



15	Dispositivo para comparar y conservar velocidad o frecuencia
16	Dispositivo de comunicación de datos
17	Dispositivo de descarga
18	Dispositivo acelerador o desacelerador
19	Contacto o relevador de transición de arranque a marcha
20	Válvula operada eléctricamente
<b>21</b>	<b>Relevador de distancia</b>
22	Interruptor igualador
23	Dispositivo regulador de temperatura
<b>24</b>	<b>Relevador Volts/Hertz</b>
<b>25</b>	<b>Dispositivo de sincronización o de verificación de sincronismo</b>
26	Dispositivo térmico de aparatos
<b>27</b>	<b>Relevador de bajo voltaje</b>
28	Detector de flama
29	Contactador de desconexión
<b>30</b>	<b>Relevador indicador o alarma visual</b>
31	Dispositivo para excitación independiente
<b>32</b>	<b>Relevador direccional de potencia, (potencia inversa)</b>
33	Conmutador de posición
34	Dispositivo de secuencia accionado por motor
35	Dispositivo para operar escobillas o para poner en cortocircuito anillos colectores
36	Dispositivo de polaridad
37	Relevador de baja corriente o baja potencia
38	Dispositivo de protección de chumacera
39	Monitor de condición mecánica
<b>40</b>	<b>Relevador del campo de excitación</b>
<b>41</b>	<b>Interruptor del campo de excitación</b>
42	Interruptor de marcha normal
<b>43</b>	<b>Dispositivo manual de transferencia o selector</b>
44	Relevador de secuencia de arranque de una unidad
45	Monitor de condiciones ambientales anormales
<b>46</b>	<b>Relevador de corriente para secuencia negativa o desequilibrio de fases</b>
<b>47</b>	<b>Relevador de voltaje de secuencia de fases</b>



48	Relevador de secuencia incompleta
<b>49</b>	<b>Relevador térmico de máquinas o transformadores</b>
<b>50</b>	<b>Relevador instantáneo de sobrecorriente</b>
<b>51</b>	<b>Relevador de sobrecorriente alterna con retardo de tiempo</b>
<b>52</b>	<b>Interruptor de potencia de corriente alterna</b>
53	Relevador excitador o de generador de corriente directa
54	Interruptor de alta velocidad para corriente directa
55	Relevador de factor de potencia
56	Relevador de aplicación de campo
57	Dispositivo para poner en cortocircuito o a tierra
58	Relevador de falla de encendido de rectificador
<b>59</b>	<b>Relevador de sobrevoltaje</b>
<b>60</b>	<b>Relevador de equilibrio de voltajes</b>
<b>61</b>	<b>Relevador de equilibrio de corrientes</b>
<b>62</b>	<b>Relevador de paro o apertura, con retardo</b>
<b>63</b>	<b>Relevador de presión o flujo de líquidos o gases</b>
<b>64</b>	<b>Relevador para protección a tierra de un equipo</b>
<b>65</b>	<b>Regulador de velocidad</b>
66	Dispositivo contador o espaciador de operaciones para ajuste de posición
<b>67</b>	<b>Relevador direccional de sobrecorriente alterna</b>
<b>68</b>	<b>Relevador de bloqueo de disparo o recierre</b>
69	Dispositivo de control permisivo
70	Reóstato accionado mecánicamente
71	Conmutador de nivel
72	Interruptor de corriente directa
73	Contactador de resistencia de carga
<b>74</b>	<b>Relevador de alarma</b>
75	Mecanismo de cambio de posición
76	Relevador de sobrecorriente de corriente directa
77	Transmisor de pulsos
78	Relevador que mide el ángulo de fase entre corrientes o entre voltajes
<b>79</b>	<b>Relevador de recierre de corriente alterna</b>
80	Conmutador de flujo



<b>81</b>	<b>Relevador de frecuencia</b>
82	Relevador de recierre de corriente directa
83	Relevador automático de control selectivo o de transferencia
84	Mecanismo de operación
<b>85</b>	<b>Relevador receptor de un sistema de ondas portadoras o de hilo piloto</b>
<b>86</b>	<b>Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual</b>
<b>87</b>	<b>Relevador de protección diferencial</b>
88	Motor o grupo motor –generador auxiliar-
<b>89</b>	<b>Cuchillas operadas eléctricamente</b>
90	Dispositivos de regulación
91	Relevador direccional de voltaje y de potencia
92	Relevador direccional de voltaje
93	Contacto cambiador de campo
<b>94</b>	<b>Relevador de disparo libre</b>
95-99	Se usará únicamente para aplicaciones específicas de instalaciones donde ninguno de los números asignados del 1 al 94 resulten adecuados

Tabla 1.2. Números de dispositivos y descripción de relevadores según la norma IEEE C37.2-2008

#### 1.2.4 Aspectos técnicos de los sistemas de protección

Un sistema de protección por relevadores puede clasificarse en varios subsistemas, uno de estos es el sistema primario que es la primera línea de defensa contra las fallas en el sistema de potencia. Este sistema primario de protección se puede representar como un conjunto de zonas traslapadas que encierra completamente al sistema de potencia, por lo general estas zonas de traslape incluyen a los interruptores dado que estos son los que separan al sistema en segmentos.

##### 1.2.4.1 Zonas de protección

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

- Configuración del sistema
- Impedancias del equipo primario y su conexión
- Tensión del sistema
- Procedimiento y prácticas operativas
- Importancia del elemento del sistema a proteger
- Estudio de cortocircuito



- Análisis de cargas o flujos de potencia
- Conexión, localización y relación de transformadores de instrumentos
- Tipo de falla
- Crecimiento de la carga y del sistema

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

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

Las zonas de protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la figura 1.6 muestra un sistema eléctrico de potencia con las siguientes zonas de protección traslapadas:

- Zona de protección de generador-transformador (1)
- Zona de protección de barras de alta tensión (2)
- Zona de protección de línea de transmisión (3)
- Zona de protección de autotransformador (4)
- Zona de protección de línea de subtransmisión (5)
- Zona de protección de transformador de potencia (6)
- Zona de protección de circuitos de distribución (7)

La figura 1.6 muestra los equipos de seccionamiento localizados en las interconexiones entre elementos del sistema eléctrico, esta previsión hace posible desconectar solo el elemento fallado, a veces al omitirse un dispositivo de seccionamiento entre elementos adyacentes, se tendrá una desconexión de ambos cuando se presente una falla en cualquiera de los dos.

En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde en forma particular a cierto tipo de cambios en las magnitudes eléctricas de un circuito.

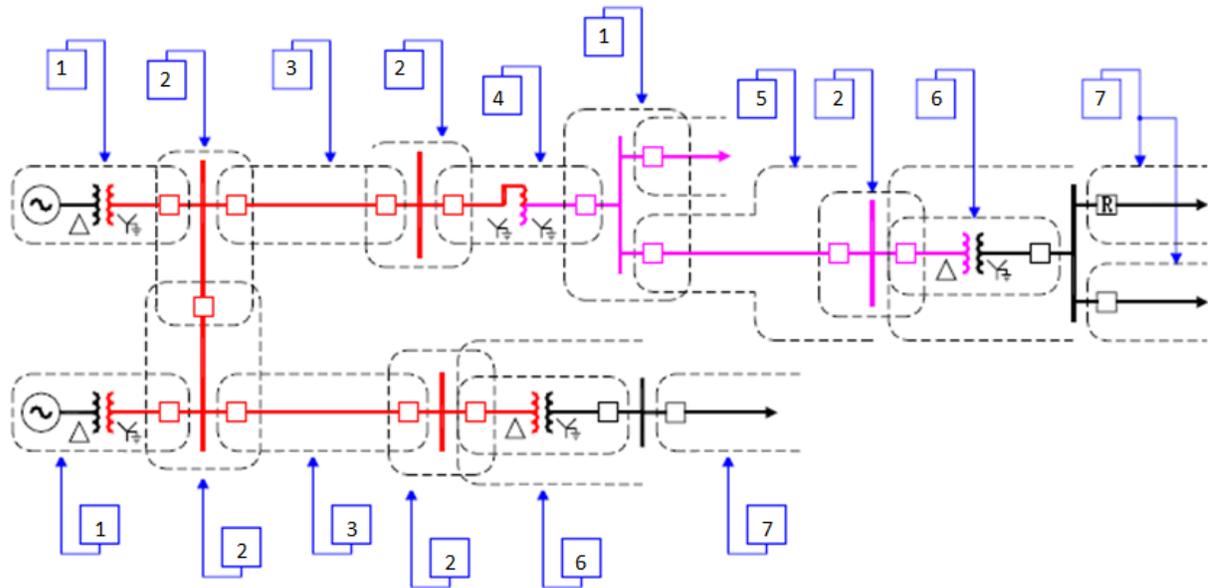


Figura 1.6 Zonas de protección de un Sistema Eléctrico de Potencia

#### 1.2.4.2 Protección primaria y protección respaldo

Para obtener una selectividad adecuada de los sistemas de protección, cada zona debe estar protegida por dos juegos de protecciones, que deben ser lo más independientes posibles, con objeto de cubrir la falla de alguno de los dos juegos. Estas protecciones son:

##### - Protección primaria

Esta protección debe actuar con la mayor rapidez posible y en primer lugar; la protección de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la protección primaria y como es más lenta, solo operará en caso de que la primaria no respondiera. En el remoto caso de que fallarán la primaria y la de respaldo, deben operar las protecciones de las subestaciones alimentadoras, que haciendo las veces de una tercera protección mucho más lenta, desconecta la energía que incide sobre la zona de falla.

La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un SEP, de manera que aisle el elemento fallado, tomando las siguientes consideraciones:

- Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.
- Se debe considerar zonas de traslapo, los puntos de unión de zonas contiguas, por lo general son interruptores que alimentan las dos zonas.



- Los transformadores de corriente son los elementos que delimitan físicamente las zonas de protección.

La protección primaria puede fallar por las siguientes causas:

- Falla de interruptor, ya sea del mecanismo de operación o del circuito de disparo.
- Falla de la alimentación de C.D. para el accionamiento del interruptor.
- Falla de algún relevador
- Fallo de los transformadores de protección.
- Falla del canal de comunicaciones.

#### **- Protección de respaldo**

Es la protección que debe operar cuando la protección primaria falle o esté fuera de servicio (en mantenimiento); opera mediante elementos independientes de los utilizados en la protección primaria. La protección de respaldo generalmente abarca una mayor porción del sistema, que la protección primaria, la protección secundaria debe tener un retraso de tiempo en el ajuste de operación.

#### **1.2.4.3 Coordinación de protecciones**

Un estudio de coordinación de protecciones es el proceso de determinar las características y ajustes óptimos de los elementos de protección de un sistema eléctrico; los ajustes son elegidos para obtener interrupciones de la mínima parte del sistema durante condiciones de falla.

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos:

- Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos.
- Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema.

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble, es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relevador-Interruptor.

Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

- Las protecciones primarias, que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección deben tener una actuación lo más rápida posible.



- Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección deberán tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuación de la protección primaria en primera instancia.

### **Alcance de los criterios de ajuste y coordinación de la protección**

Para definir la operación del sistema de protección, se debe considerar un ajuste que sea totalmente adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico, y además, se requiere una coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento anormal del sistema, así como las condiciones indeseadas de los equipos sean aisladas afectando al mínimo a las partes no afectadas.

#### *Ajuste de la protección*

Ajustar la protección significa definir los límites y/o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Es decir, ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada (o de un algoritmo de ellas), los cuales determinarán la operación de la protección.

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes.

#### *Coordinación de la protección*

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relevadores de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las primarias como las de respaldo.

La coordinación de la protección está determinada por la necesaria graduación de tiempos para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones.

### **Criterios de ajuste y coordinación de la protección**

Para establecer los criterios de ajuste y coordinación de la protección se debe considerar lo siguiente:

- Las protecciones primarias y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requieren ajustes con respecto a las características y condiciones de operación de los correspondientes equipos.



## Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección

El ajuste y la coordinación de la protección tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección primaria y de respaldo que funciona de la siguiente manera:

- La protección primaria debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms. Este tiempo equivale a una protección de 2 ciclos y un interruptor de 4 ciclos.
- La protección de respaldo está constituida por relevadores físicamente diferentes a los de la protección primaria. La protección de respaldo debe proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo máximo de 500 ms.

## Proceso de ajuste y coordinación de la protección

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la figura 1.7 se muestra una esquematización simplificada del proceso.

Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se deben considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de la generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones primarias.

Los ajustes obtenidos para las protecciones primarias deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo. Esto significa que las protecciones unitarias no requieren ninguna coordinación puesto que solamente operan en una zona de protección, mientras que las protecciones graduadas deben ser coordinadas para verificar su actuación como protecciones de respaldo en las zonas de protección vecinas.

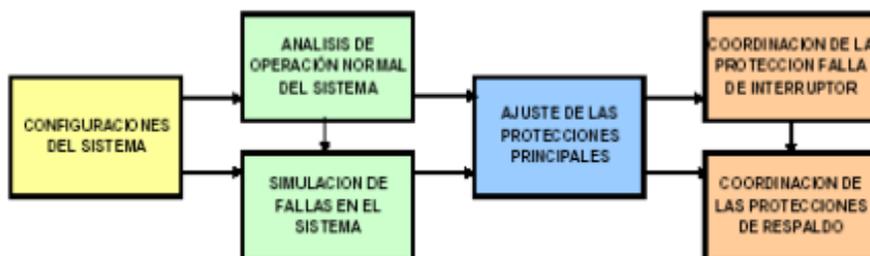


Figura 1.7 Proceso de ajuste y coordinación de la protección



### 1.3 Protección De Líneas De Transmisión

#### 1.3.1 Principio de operación de las protecciones de distancia (21)

Una de las formas de detectar una anomalía en un sistema eléctrico de potencia es medir su impedancia o reactancia, en un punto dado. Para este fin, la información de voltajes y corrientes se entregan a los relevadores de protección que miden en todo instante la impedancia o reactancia por fase en el sentido de operación y que actúan cuando sus magnitudes bajan de un cierto valor.

A las protecciones que operan bajo este principio se les denomina: "Direccionales de distancia" y se emplean principalmente en la protección de líneas de transmisión. Puesto que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, para medir "distancias" se utiliza un relevador capaz de medir la impedancia de la línea hasta un cierto punto; este tipo de protección se diseña para operar solamente con fallas que ocurran entre el punto de ubicación de los relevadores y un punto dado de la línea, de modo que puedan discriminar entre fallas que ocurran en diferentes secciones de ella.

Para comprender en mejor forma el funcionamiento de las protecciones de distancia se requiere poder representar en forma gráfica las características de operación de sus unidades de medida. Dicha representación requiere la utilización de planos complejos adecuados tales como, los planos R-X y P-Q. Previamente es conveniente recordar que por convención, se define la potencia compleja  $S$ , según la expresión que considera positiva la potencia reactiva  $Q$ , cuando la corriente atrasa al voltaje un ángulo  $\phi$ ; es decir:

$$S = VI = P + jQ = VI \cos \phi + jVI \sin \phi$$

#### Diagrama R-X

En este diagrama, compuesto por un par de ejes ortogonales, se lleva en la abscisa, la resistencia  $R$  y en la ordenada, la reactancia  $X$ , de modo que cada punto del plano así formado representa una impedancia que queda determinada por su distancia al origen (módulo  $Z$ ) y por el ángulo  $\phi$  que forma con la abscisa, tal como se muestra en la figura 1.8.

La figura 1.9 muestra el diagrama fasorial voltaje-corriente, donde se ha situado a la corriente como fasor de referencia, es decir, en el eje horizontal, con el fasor voltaje desfasado un ángulo  $\phi$ . De esta forma, ambos diagramas son absolutamente compatibles.

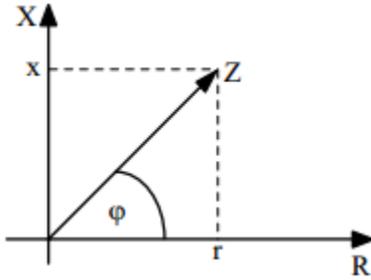


Figura. 1.8 Representación de una impedancia en el plano R-X

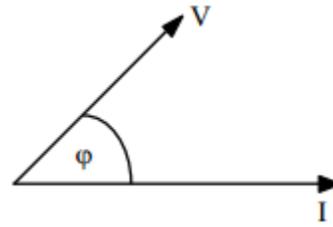


Figura.1.9 Diagrama fasorial Voltaje-Corriente

Si se considera la Resistencia R, la Reactancia X y la Impedancia Z como operadores complejos y la corriente y el voltaje como fasores, se puede ver que hay compatibilidad de modo que se cumplen en forma correcta todas las relaciones fasoriales.

$$Z = Z \angle \phi \quad V = V \angle \phi \quad I = I \angle 0^\circ \Rightarrow V = ZI = ZI \angle (\phi + 0^\circ) = ZI \angle \phi$$

Puede observarse, comparando ambas figuras, que el ángulo  $\phi$  representa exactamente lo mismo en todas ellas. El diagrama R-X permite superponer en un mismo gráfico los parámetros R, X y Z de las líneas, máquinas, transformadores, etc., así como los valores de voltaje, corriente y ángulo de cualquier punto de sistema, de acuerdo con las relaciones siguientes:

$$r = \frac{V}{I} \cos \phi \quad x = \frac{V}{I} \sen \phi$$

O bien:

$$r = Z \cos \phi \quad x = Z \sen \phi$$

### Diagrama P-Q

Este diagrama hace uso de un plano complejo para representar la expresión compleja de la potencia  $S = P + jQ$ . La abscisa muestra la parte real, es decir, la potencia activa P y la ordenada, la parte imaginaria, o sea, la potencia reactiva Q.

De la figura 1.10 se puede escribir:

$$P = S \cos \phi = VI \cos \phi$$

$$Q = S \sen \phi = VI \sen \phi$$

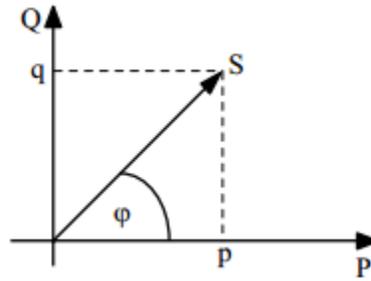


Figura 1.10 Representación de la potencia compleja en el plano P-Q

### Impedancia y ángulo característico de las líneas

Las líneas de transmisión se diseñan de modo tal que, hasta donde sea posible, se logre equilibrar sus parámetros, por lo cual, su impedancia equivalente por fase resulta ser más o menos igual para cada fase. Por tanto, si no hay cambios ni en la sección del conductor ni en el material empleado, la impedancia por fase es proporcional a la longitud de la línea entre el punto de medida y el punto considerado (punto de falla, por ejemplo).

La expresión para una impedancia homogénea a lo largo de la línea es del tipo:

$$Z_L = R_L + jX_L$$

Así entonces, cualquiera que sea el tramo considerado, dará como resultado el mismo ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente, en condiciones de cortocircuito. La figura 1.11 muestra un sistema formado por una línea de transmisión, un transformador y las cargas respectivas. En la figura 1.12 se representa la línea en el diagrama R-X.

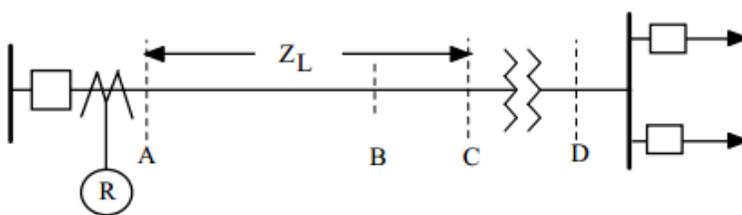


Figura 1.11 Sistema de Transmisión

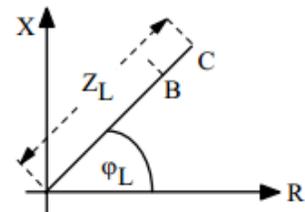


Figura 1.12 Representación de la línea en el diagrama R-X



En la figura 1.11, el trazo AC representa la impedancia de la línea  $Z_L \angle \phi_L$ . Si se produce un cortocircuito en el punto B, la impedancia queda representada por el trazo AB, con el mismo ángulo. Luego, el ajuste de los relevadores puede hacerse de modo que proteja la línea por completo, pero que no vea una falla en D, es decir, más allá del transformador.

En términos prácticos, los relés cuentan con zonas de protección lo cual permite dar ajustes que abarquen un porcentaje de la línea (80%, por ejemplo), la línea completa más el primario del transformador (110%, por ejemplo) y, finalmente, el transformador completo más una parte de la línea siguiente o de la carga, según sea el caso.

### Zonas de protección

Como estas protecciones se aplican fundamentalmente en líneas de transmisión, que tienen fuentes de cortocircuito en ambos extremos, ya que interconectan sistemas y además se requiere que en lo posible, las fallas se despejen simultáneamente para no afectar su estabilidad, se explota la particularidad que tienen para operar hasta distancias bien determinadas o zonas de alcance. Si en ambos extremos de una línea, se aplican protecciones direccionales de distancia cuyo alcance corresponde a su longitud total, se les podría hacer operar en forma instantánea, sin tener problemas de coordinación, logrando una perfecta selectividad; sin embargo, esto no siempre es posible en la práctica, por los siguientes motivos:

- Errores de medida, provenientes de todos los componentes que intervienen en la determinación de la impedancia tales como: Insuficiente transposición o ausencia de transposición de los conductores de la línea, errores de los transformadores de medida en régimen transitorio (durante las fallas), influencia de la temperatura en la resistencia de los conductores, errores propios de los relés, etc.
- Influencia de la resistencia de falla, la que se agrega a la impedancia del tramo de línea afectado.
- Variación del tipo de cortocircuito durante la falla: Un cortocircuito monofásico o bifásico, por ejemplo, puede transformarse en uno trifásico o en uno bifásico a tierra, por ionización del aire circundante.
- Cortocircuito entre fases de líneas en doble circuito: Cuando por las mismas estructuras se montan dos circuitos paralelos, pueden ocurrir cortocircuitos entre fases de circuitos diferentes, lo que es imposible manejar por la protección.
- Variación de la configuración del sistema.



- La pequeña impedancia que ofrece el sistema de barras de una subestación, lo que se traduce en una imprecisión del punto límite de operación de la protección a menos que se eleve la precisión a límites tales que hagan este tipo de relé absolutamente antieconómico.

La selección adecuada del alcance y los tiempos de disparo para las distintas zonas de protección, permite una coordinación correcta entre los relevadores de distancia en un sistema de potencia, así como con los relevadores de sobrecorriente. La protección de distancia básica considera a la zona 1 instantánea, direccional y una o más zonas con retardo de tiempo. Los relevadores a distancia digitales y numéricos pueden llegar a tener hasta 5 zonas, algunas para medir en sentido opuesto.

### 1.3.2 Relevador de distancia con característica tipo admitancia (mho)

La característica del relevador tipo admitancia es un círculo que pasa por el origen del diagrama R-X como se indica en la figura 1.14. La característica tipo mho es inherentemente direccional, es decir detecta fallas en una sola dirección. Por lo que en el diagrama R-X este tipo de relevador no detecta fallas en el tercer cuadrante.

Los parámetros de ajuste de los relevadores tipo mho son el diámetro o magnitud de la impedancia característica  $r Z$  y su ángulo  $\phi$  con respecto al eje R del diagrama de impedancias. Este tipo de característica se utiliza principalmente para la protección de líneas de transmisión de 115 y 230 kV.

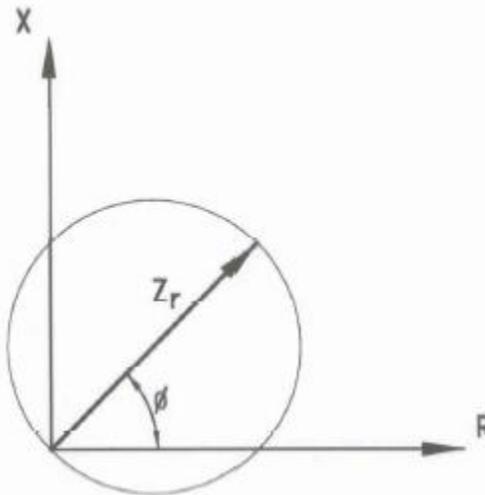


Figura 1.14 Característica del relevador de distancia tipo admitancia (mho)



### 1.3.3 Relevador de distancia tipo admitancia desplazada (offset-mho)

Para proporcionar protección a una pequeña sección de la línea que se encuentra atrás del relevador de distancia tipo mho, se puede desplazar esta característica con respecto al origen del diagrama de impedancias hacia el tercer cuadrante, obteniéndose la característica de tipo admitancia desplazada (offset mho). Este tipo de característica se muestra en la figura 1.15.

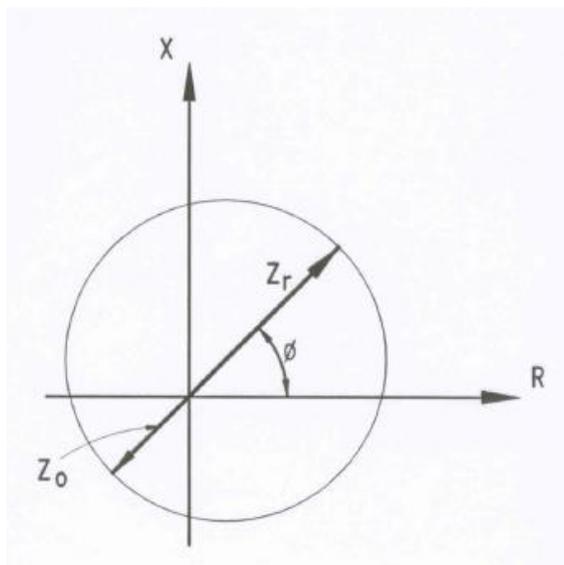


Figura 1.15 Característica del relevador de distancia tipo admitancia desplazada (offset-mho)

### 1.3.4 Relevador de distancia con característica tipo reactancia

El relevador de distancia tipo reactancia tiene como característica una línea recta paralela al eje R del diagrama de impedancia, como se muestra en la figura 1.16. Su condición de operación está dada por:

$$X \leq X_r$$

La reactancia de arranque o característica  $X_r$  es el ajuste del relevador. Como la protección de distancia tipo reactancia responde solamente a la componente reactiva de la impedancia aparente, esta protección no es afectada por la resistencia de falla por lo que se emplea normalmente para la protección de líneas cortas y para la protección de distancia contra cortocircuitos a tierra, en la que la resistencia de falla puede ser grande comparada con la impedancia de la línea.

Como los relevadores de distancia tipo reactancia no son inherentemente direccionales y además son muy sensibles a las impedancias de carga normales con factor de potencia cercano a la unidad y a las oscilaciones de potencia, esta protección requiere de una unidad de distancia que sea inherentemente



direccional como unidad de arranque, para limitar el alcance de la unidad de tipo reactancia sobre el eje R del diagrama de impedancia. Normalmente la función de arranque se realiza con una unidad tipo mho, que además se puede utilizar como protección de tercera zona.

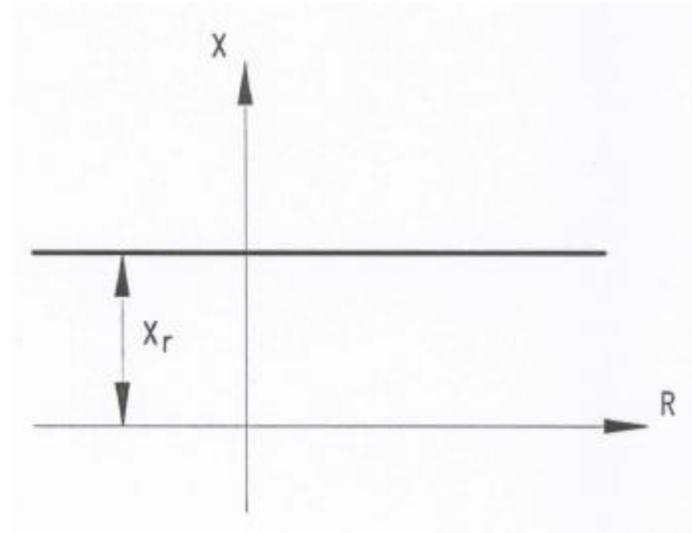


Figura 1.16 Característica del relevador de distancia tipo reactancia

### 1.3.5 Relevador de distancia con característica poligonal

La característica tipo poligonal, también conocida como cuadrilateral, es una combinación de características tipo reactancia y direccional como se muestra en la figura 1.17.

El lado superior de la característica tipo poligonal es similar al relevador tipo reactancia con respecto a la resistencia de falla, este lado fija con precisión el alcance de cada zona de protección. Los costados izquierdo y derecho previene la operación incorrecta de la protección durante oscilaciones de potencia o periodos severos de carga. El lado inferior, que parte del origen con cierta inclinación hacia el cuarto cuadrante, proporciona la direccional y la operación correcta del relevador para fallas cercanas, provocadas por flameo o por arqueo en aisladores.

Un requerimiento importante de la característica tipo poligonal es que exista la posibilidad de ajustar cada uno de sus lados en forma independiente, Los relevadores de distancia con característica tipo poligonal se aplican por lo general para la protección de líneas de transmisión de 230 kV y de tensiones superiores.

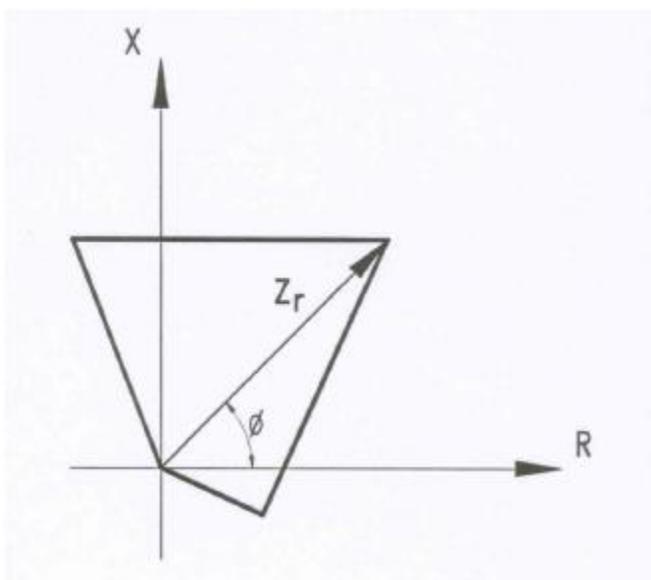


Figura 1.17 Característica del relevador de distancia tipo poligonal

### 1.3.6 Esquema de protección por comparación de fase

El equipo de protección por comparación de fases utiliza su piloto para comparar la relación de fase entre la corriente que entra en una terminal de la línea de transmisión y la que sale por su otro extremo. Las magnitudes de corriente no se comparan. La protección por comparación de fases utiliza como canal de comunicación piloto al equipo de onda portadora.

La onda portadora es el equipo de comunicación por el cual las bajas frecuencias de radio se propagan sobre conductores metálicos. En los sistemas de potencia se utilizan las líneas de alta tensión como medio de propagación de la onda portadora para la comunicación, por lo que normalmente se le conoce como equipo de onda portadora por línea de alta tensión (OPLAT). El rango de frecuencia utilizado en la onda portadora es de 30 a 300kHz. Este rango de frecuencia es suficientemente alto para que quede aislado de la frecuencia del sistema de potencia que es de 60Hz y del ruido que este produce, sin embargo no es tan alto como para tener una atenuación excesiva.

Para acoplar el equipo de comunicación de onda portadora a la línea de alta tensión se requiere de un condensador de acoplamiento conectado a la línea de transmisión en derivación. Este presenta una baja impedancia a las señales de alta frecuencia de comunicación permitiendo el paso al equipo de onda portadora y por otra parte una alta impedancia a las señales de 60 Hz del sistema de potencia, impidiendo el paso a dicho equipo.



También se emplea una trampa de onda que esencialmente es un circuito resonante en paralelo conectado en serie con la línea de transmisión. La trampa de onda tiene una impedancia despreciable para las señales con frecuencia de 60 Hz del sistema de potencia y una impedancia muy elevada para las señales de alta frecuencia del equipo de comunicación de onda portadora. Por lo que la señal del equipo de onda portadora solo puede fluir entre los extremos de la línea de transmisión.

En la figura 1.18 se muestra el esquema funcional simplificado para la protección por comparación de fases en ambos extremos de la línea de transmisión protegida. De la misma forma que la protección diferencial por hilo piloto, los transformadores de corriente de la línea de transmisión alimentan a un filtro de secuencia que transforma a las corrientes de salida de los TC's en una tensión de salida monofásica senoidal. La señal de tensión monofásica se transforma en una onda cuadrada mediante un amplificador de onda cuadrada. La parte positiva de la onda cuadrada de tensión corresponde al medio ciclo positivo de la onda senoidal de tensión y la parte de tensión cero de la onda cuadrada corresponde al medio ciclo negativo de la onda senoidal de tensión.

La onda cuadrada de tensión se aplica al transmisor del equipo piloto por corriente portadora y a un comparador. El comparador discrimina si la falla es interna o externa y en función de esta discriminación controla la operación de un relevador auxiliar para el disparo de interruptores de la línea de transmisión, en caso de que la falla sea interna. Estos elementos proporcionan medios para la transmisión o recepción de las señales de la corriente portadora para comparar en cada extremo las relaciones de fase de las corrientes de la línea de transmisión en los extremos.

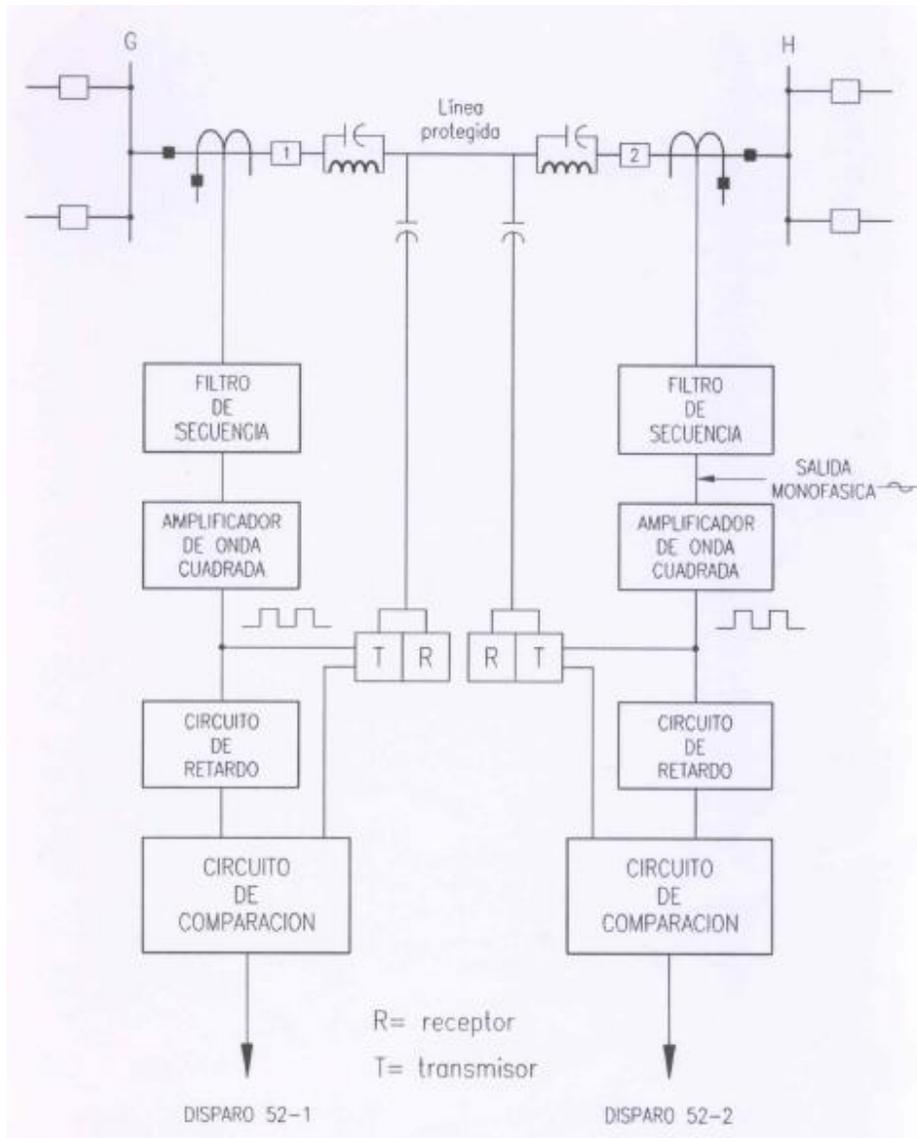


Figura 1.18 Elementos básicos de la protección por comparación de fase con onda portadora

Las relaciones entre las tensiones de salida del amplificador de onda cuadrada en ambos extremos de la línea transmisión y también de las señales de la corriente portadora que se transmiten durante condiciones de falla, se muestran en la figura 1.19.

Como se puede observar en la figura para una falla en *D*, las tensiones de salida del amplificador de onda cuadrada en las subestaciones *A* y *B* (ondas *a* y *c*) están 180° fuera de fase, esto se debe a que las conexiones de los transformadores de corriente en las dos subestaciones están invertidas. Como la onda cuadrada de tensión controla el transmisor del equipo de comunicación, la corriente portadora solo se transmite en el semiciclo positivo de la onda cuadrada de tensión.

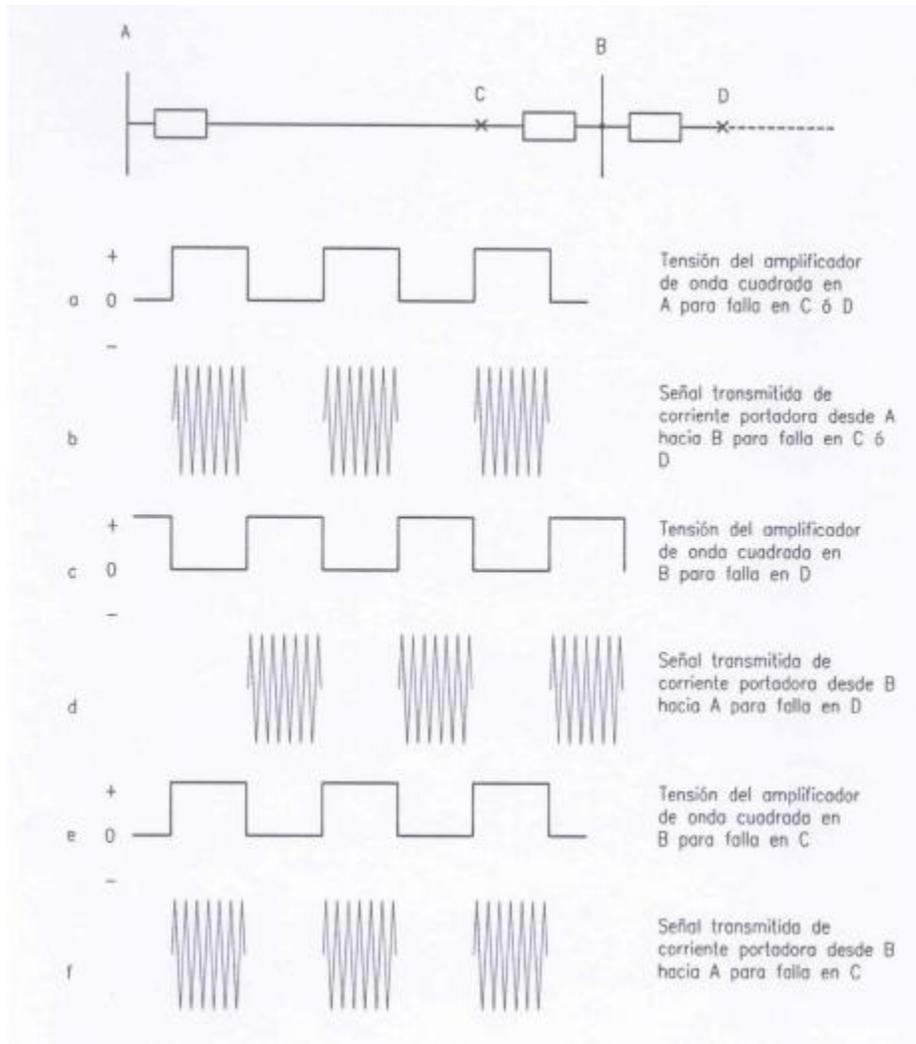


Figura 1.19 Relación entre las tensiones de salida de la red y las señales de la corriente portadora

Las señales de la corriente portadora transmitida desde A a B (ondas *b* y *d*) están desplazadas en tiempo, de tal manera que siempre hay una señal de corriente portadora que se envía de un extremo a otro.

Para una falla interna en C, debido a la inversión de la tensión de salida del amplificador de onda cuadrada en la subestación B, originada por la inversión de las corrientes de la línea de potencia, las señales de la corriente portadora (ondas *b* y *f*) son concurrentes y no hay señal en ninguna de las subestaciones para cada otro semiciclo.

La protección por comparación de fases actúa para bloquear el disparo en ambas terminales siempre que las señales de la corriente portadora estén desplazadas en tiempo, de tal manera que solo hay un pequeño o ningún intervalo de tiempo cuando no está siendo transmitida alguna señal desde un



extremo o desde el otro. Cuando las señales de la corriente portadora son aproximadamente concurrentes, se manda disparo si hay suficiente flujo de corriente de cortocircuito.

### 1.3.7 Esquema de protección por comparación direccional

En los esquemas de comparación direccional se usan relevadores de distancia y/o relevadores direccionales de sobrecorriente con un canal piloto para determinar la posición de la falla. Hay dos tipos de esquemas de comparación direccional:

- Esquema de comparación direccional de bloqueo
- Esquema de comparación direccional de disparo

#### 1.3.7.1 Esquema de comparación direccional de bloqueo

Los esquemas de comparación direccional de bloqueo utilizan tanto relevadores de disparo como de bloqueo. Los relevadores de disparo se ajustan en cada terminal para sobrealcanzar el extremo remoto a fin de detectar todas las fallas que puedan presentarse en cualquier punto de la línea.

Los relevadores de bloqueo son ajustados para detectar las fallas externas. La lógica simplificada del esquema de comparación direccional de bloqueo se ilustra en la figura 1.20.

En este esquema, la operación de un relevador de bloqueo inicia o arranca una señal para bloquear el disparo en la terminal remota de la línea protegida. Por ejemplo, para una falla en  $F_1$ , el relevador de bloqueo en  $B$  ( $MBB$ ) transmitirá una señal para bloquear el disparo en la terminal  $A$ . Cuando operen los relevadores de disparo, producirán un disparo si no está presente la señal de bloqueo. Los relevadores de disparo tienen preferencia sobre los de bloqueo en el control del transmisor local.

Para la falla interna  $F_2$ , los relevadores de disparo en  $A$  y en  $B$  dispararán sus interruptores ya que los relevadores de bloqueo no transmitirán la señal de bloqueo. El disparo de cada terminal es independiente de la operación de los relevadores de disparo en la otra terminal y no requiere la recepción de una señal piloto. Un pequeño retardo para coordinación se inserta en la cadena de disparo a fin de dar tiempo para recibir una señal de bloqueo de la terminal remota durante fallas externas. El esquema de bloqueo de comparación direccional se usa generalmente con un canal de comunicación on-off. El canal de comunicación es encendido únicamente durante fallas externas que están dentro de las funciones de bloqueo. No se requiere operación del canal durante fallas internas. La pérdida del canal no afecta el disparo durante fallas internas, pero puede causar un disparo incorrecto si una falla externa está dentro del alcance de un relevador de disparo. Por lo tanto, el esquema de bloqueo es considerado como altamente confiable para fallas internas, pero menos confiable para fallas



externas. Cuando se usa un canal de desplazamiento de frecuencia, el esquema se diseña de tal manera, que el disparo es bloqueado cuando se pierde el canal. Esto reduce la confiabilidad para fallas internas, pero aumenta su seguridad para fallas externas.

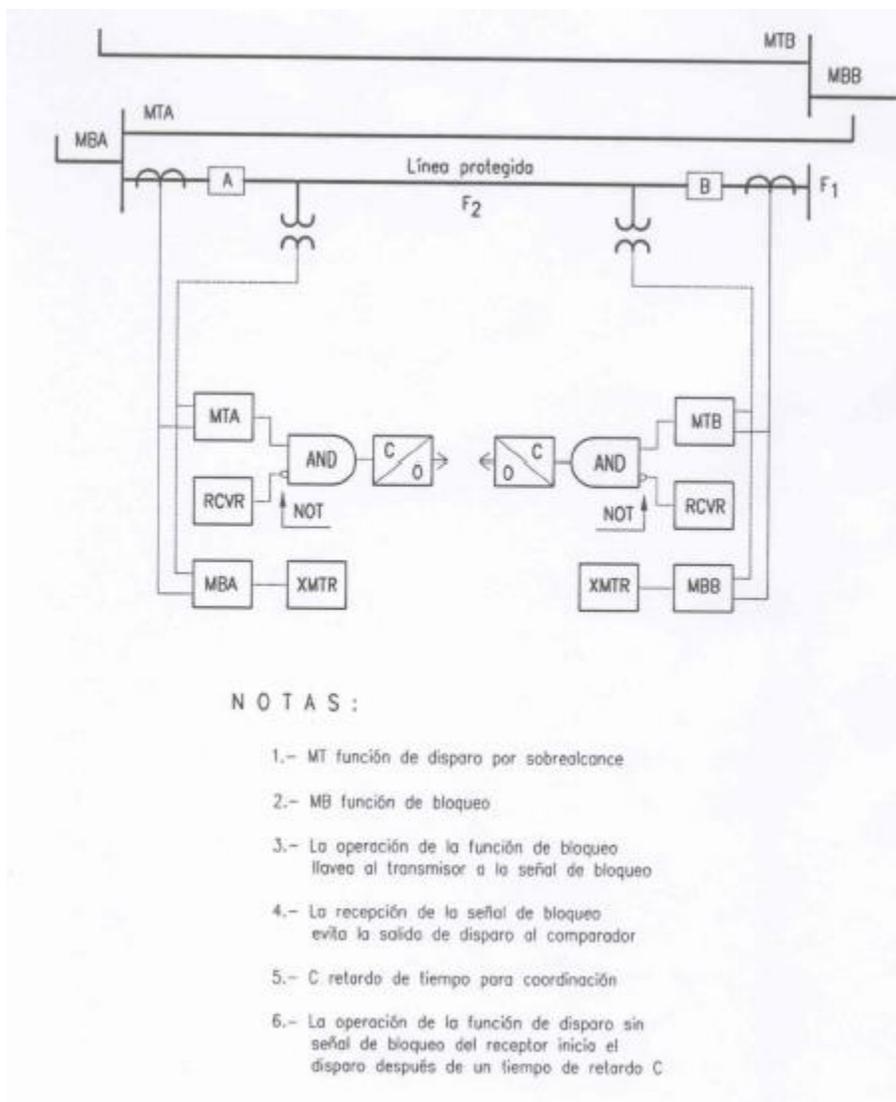


Figura 1.20 Lógica simplificada de un esquema de bloqueo de la comparación direccional

### 1.3.7.2 Esquema de comparación direccional de disparo

Existen diferentes esquemas de disparo usados en la protección de líneas de transmisión que son:

- Disparo transferido directo con bajo alcance (DTT)
- Disparo transferido permisivo con bajo alcance (PUTT)
- Disparo transferido permisivo con sobre alcance (POTT)



Todos los esquemas operan sobre el mismo principio en el cual se requiere una señal de comunicación para que se dispare una terminal. Estos esquemas utilizan una señal con desplazamiento de frecuencia, ya sea, la fibra óptica, la onda portadora, etcétera.

En el caso de la onda portadora, la señal puede ser transmitida a través de la falla y por lo tanto, existe la posibilidad de que la señal no se reciba en el otro extremo. Para asegurar el disparo bajo estas circunstancias, se puede emplear un canal de desbloqueo en esquemas permisivos de disparo con onda portadora. El receptor en un canal de desbloqueo detecta la pérdida de canal debida a la atenuación causada por la falla y produce un disparo permisivo local durante un tiempo suficiente para librar la falla.

### 1.3.8 Esquemas de Teleprotección

#### - OPLAT

Onda portadora por la línea de Alta Tensión (por la propia línea protegida), con la utilización de trampas de onda, dispositivos de potencial capacitivo, cable de radiofrecuencia, unidad de acoplamiento, con acoplamiento a una fase o a dos fases, emitiendo una frecuencia de guarda, y con un llaveo por corrimiento de frecuencia para transmitir señal de disparo al otro extremo.

#### - Microondas

Independientemente de la L.T., a través de frecuencias UHF, emitiendo la señal con antenas comunicadas a línea de vista, tiene la ventaja de no verse afectada por transitorios comunes en las líneas de transmisión, ni contaminarse con la fase fallada, como en el caso de OPLAT.

#### - Fibra óptica

Se ha generalizado el uso de este medio para protección, pero sobre todo en la aplicación de protección diferencial de línea. Esto no cancela la posibilidad de usarla como canal para Teleprotección, tiene la ventaja de ser un medio sumamente rápido y seguro.

#### - PUTT

Cada terminal requiere de un transmisor y un receptor.

Las frecuencias de estos equipos se seleccionan de manera que no haya interacción entre los canales. Así, una señal de disparo transferido enviada por el transmisor *F1*, es recibida solo por el receptor *F1*; lo mismo para el juego transmisor-receptor *F2*.



Los relevadores  $Z1/A$  y  $Z1/B$  representan dispositivos direccionales de fase y neutro, de primera zona, cuyos alcances traslapan, pero no cubren más allá de la terminal remota.

Estos relevadores son los que inician el disparo transferido llavean al transmisor, que enviará la señal.

Los relevadores de sobre alcance,  $Z2/A$  y  $Z2/B$ , son los dispositivos permisivos, porque deben operar para que cuando sea recibida la señal de disparo transferido se dispare el interruptor asociado.

Para una falla a la salida del interruptor  $A$ . los relevadores de bajo alcance en la terminal  $B$ , no ven la falla, pero si los de sobre alcance; los relevadores de bajo alcance en la terminal  $A$ . también la ven y disparan a su interruptor; asimismo llavean al transmisor  $F1$ , el cual envía una señal al receptor  $F1$ .

El relé de guarda  $G1$  se repone cerrando su contacto y el relé de disparo  $T1$  opera, cerrando también su contacto. Cuando están cerrados  $G1$  y  $T1$  se dispara el interruptor  $B$ . porque los dispositivos permisivos  $Z2/B$  ya estaban operados.

Una secuencia de eventos similar tendría lugar si la falla ocurre a la salida del interruptor  $B$ .

Si la falla ocurre en la zona de traslape, operan los relevadores de bajo alcance.  $Z1/A$  y  $Z1/B$ , disparando a sus interruptores; al mismo tiempo son enviadas señales de disparo transferido en ambos sentidos.

La recepción de estas señales; más la operación de los relés de sobre alcance.  $Z2/A$  y  $Z2/B$ . energizaran las bobinas de disparo de ambos interruptores, si éstos aún no hubieren disparado

#### - POTT

Cada terminal requiere de un transmisor y un receptor.

Las frecuencias de estos equipos se seleccionan de manera que no haya interacción entre los canales.

Así, una señal de disparo transferido enviada por el transmisor  $F1$ , es recibida solo por el receptor  $F1$ ; lo mismo para el juego transmisor-receptor  $F2$ .

Los relevadores  $Z2/A$  y  $Z2/B$  representan dispositivos direccionales de fase y neutro, de alta velocidad, cuyo alcance cubre más allá de las terminales remotas.

En este esquema, los relevadores de sobre alcance realizan dos funciones.

Actúan como dispositivos de disparo transferido porque llamean a los transmisores que enviarán la señal.

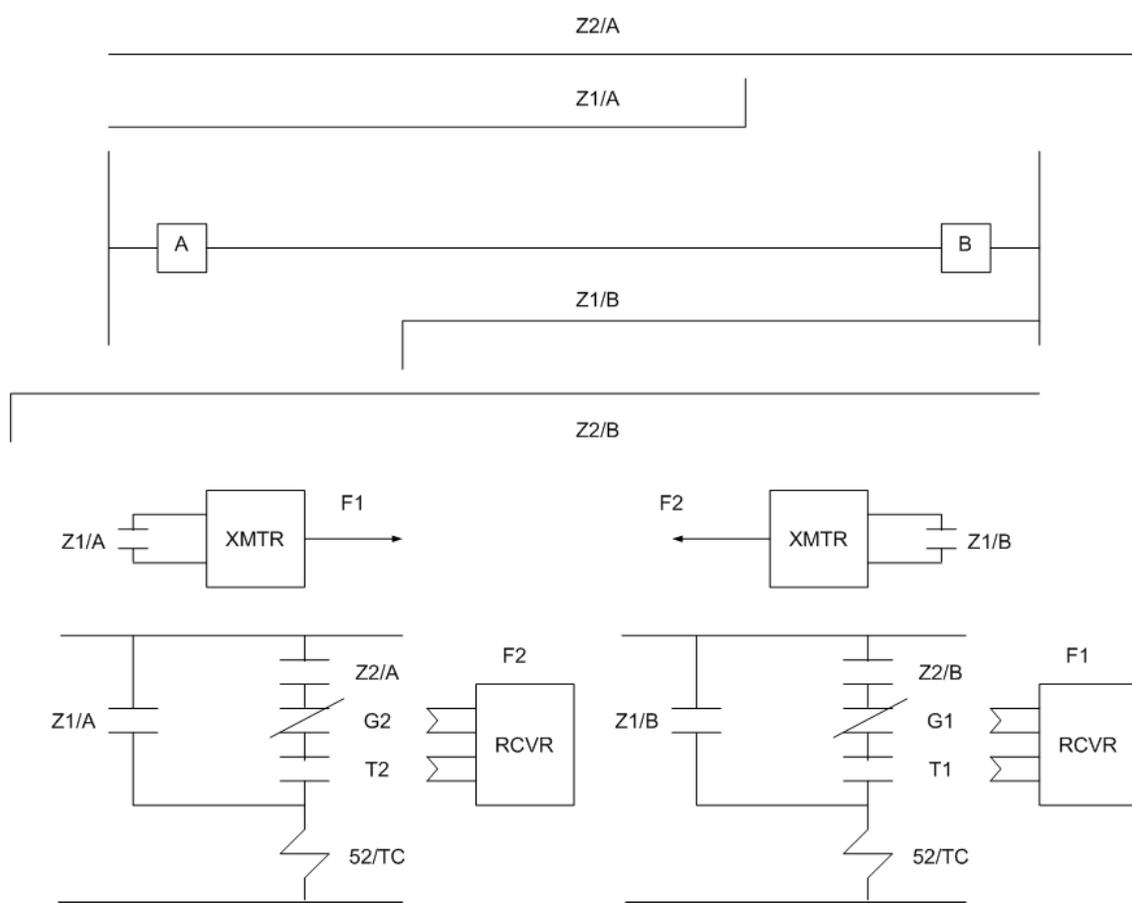


Figura 1.21 Esquema Disparo transferido permisivo con bajo alcance (PUTT)

También son los dispositivos permisivos, porque deben operar con objeto de que al recibirse la señal de disparo transferido, sea disparado el interruptor asociado.

Para una falla en cualquier punto de la sección de la línea protegida, operaran los relevadores de sobre alcance, Z2A y Z2B, para llavear a sus respectivos transmisores, cuyas señales serán recibidas en ambas terminales.

Al ocurrir esto, los relés de guarda G1 y G2 se reponen, cerrando sus contactos; los relés de disparo T1 y T2 operaran, cerrando también sus contactos.

Como los relevadores de sobre alcance, Z2/A y Z2/B, ya operaron, serán disparados los interruptores respectivos.

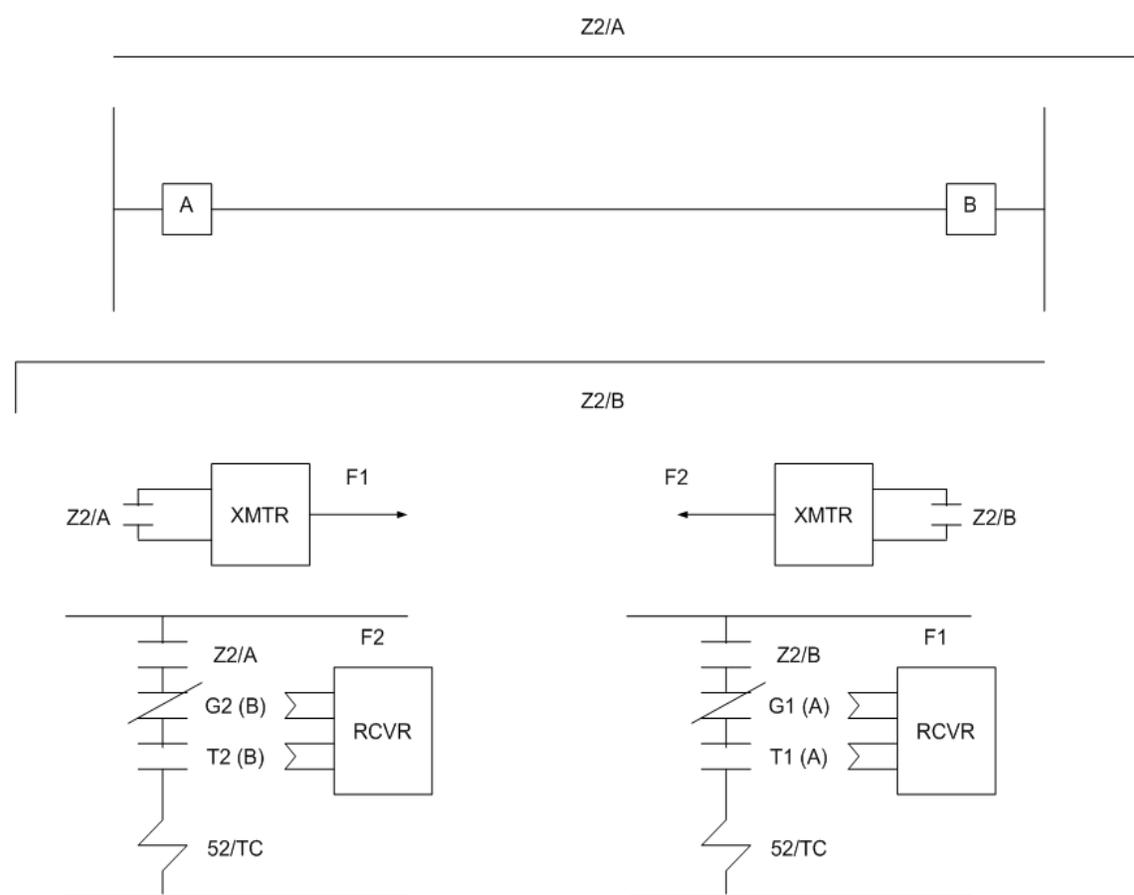


Figura 1.22 Esquema Disparo transferido permisivo con sobre alcance (POTT)

### - DTT

En el Sistema Eléctrico que nos compete, específicamente en la Red de 230 KV este DTT está asociado a la operación de los esquemas de 50 FI's, sin embargo en Sistemas de 400 KV aparte de los 50 FI's, también se asocia a disparos por la protección de respaldo 67N. Para el caso que se expresará referido a un Sistema de 230 KV.

Cada terminal requiere de un transmisor y un receptor. Las frecuencias de los transmisores y receptores se seleccionan de manera que no haya interacción entre los canales.

Así, una señal de disparo transferido enviada por el transmisor *F1* es recibida solo por el receptor *F1*.; lo mismo para el juego de transmisor-receptor *F2*.

Para una falla en donde tenga que actuar la protección de línea, está la liberará normalmente, pero en el caso de que por alguna causa el interruptor no abriera por diversos motivos (falta de VCD en el circuito de disparo, daño en la bobina de disparo del interruptor de potencia, interruptor bloqueado por baja presión de SF6 o aire, resorte descargado por falta de VCA, etc.), la protección de línea



enviaría disparo hacia este interruptor que como se mencionó no abriría, por tanto el contacto auxiliar de posición de interruptor no cambiaría (contacto “a”) y como debido a la falla existe incremento considerable de corriente, con estas condiciones se activa el relevador 50 FI, que con su temporización T1 (redisparo) enviará disparo a la segunda bobina del interruptor para liberar la falla, si aún el interruptor no abre, sigue contando el temporizador T2, que para liberar la falla envía señal a un relevador de bloqueo sostenido 86 FI, el que manda disparo a todos los interruptores asociados a ese Bus y de este Relé de bloqueo o directamente del 50 FI se envía señal por teleprotección al otro extremo para eliminar las fuentes que aporten hacia la falla.

Los relevadores 50FI son dispositivos de fase y de neutro.

El relevador 50FI de la terminal A, llavea al transmisor FI cuya señal es recibida por el receptor FI, al ser recibidas, energizaran la bobina de disparo del interruptor de la terminal B, si éstos aún no hubieren disparado.

Como este esquema sólo requiere de la recepción de una señal para iniciar el disparo no ofrece mucha seguridad, ya que pueden haber interferencias en el canal, que produzcan una salida del receptor.

Para evitar esto, puede utilizarse un canal dual, el cual requiere que la señal de disparo sea recibida por ambos canales.

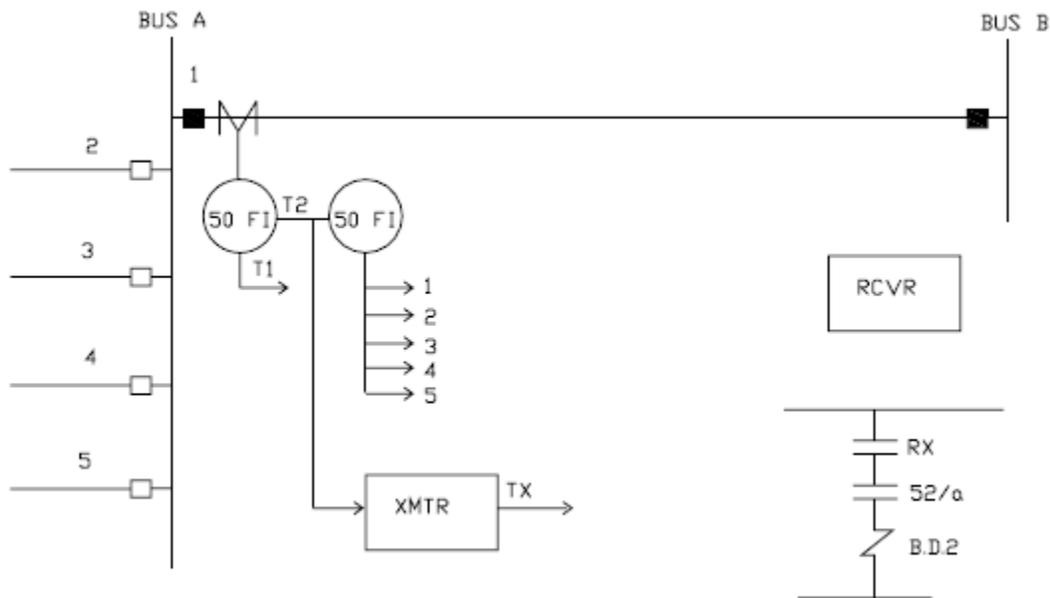


Figura 1.23 Esquema Disparo transferido directo con bajo alcance (DTT)



## CAPITULO II CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR SEL-421

### 2.1 Introducción

Al paso de los años los relevadores de protección han evolucionado conforme a las necesidades de cubrir con mayor efectividad el servicio de energía eléctrica, la aparición de los relevadores de tipo microprocesado han permitido que un solo equipo cumpla con diferentes funciones de protección, medición y control, permitiendo una reducción de espacio al disminuir los dispositivos en los tableros de control, protección y medición (CPM) en las subestaciones.

El relevador SEL-421 es un equipo de alta velocidad, diseñado para la protección de líneas de transmisión, es considerado un equipo multifuncional ya que cuenta con las siguientes funciones de protección y control:

- Protección de distancia
- Protección de sobrecorriente direccional
- Bloqueo por falla fuera de su zona
- Protección por falla del interruptor
- Protección por sobrecorriente instantáneo
- Protección por sobrecorriente con retardo de tiempo
- Esquema de recierre automático y manual
- Supervisión de sincronismo
- Protección de líneas con compensación serie



Figura 2.1 Relevador SEL-421



## 2.2 Funciones De Protección

### 2.2.1 Elementos de Distancia

#### 2.2.1.1 Elemento mho (Admitancia) de fase

El relevador SEL-421 cuenta con 5 zonas independientes para la protección de línea con característica mho de fase, este tipo de protección opera para fallas de fase a fase, dos fases a tierra y fallas trifásicas.

Los elementos de distancia para las zonas 1 y 2 operan únicamente en fallas hacia adelante, mientras que las zona 3 y 5 pueden ajustarse para fallas hacia adelante o hacia atrás; además de contar con tres zonas independientes de alta velocidad con operación para fallas de fase a fase, dos fases a tierra y fallas trifásicas con un tiempo típico de detección menor a un ciclo.

Los elementos mho de distancia de fases por seguridad en la operación hacen uso de la tensión de secuencia positiva, además de generar una expansión dinámica de las características mho que provee de un alcance adicional para fallas resistivas.

En la tabla 2.1 se muestran los ajustes de los elementos de distancia mho de fase.

Nombre	Descripción	Rango
E21P	Elemento distancia mho de fase	N, 1-5
Z1P	Alcance de zona 1 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
Z2P	Alcance de zona 2 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
Z3P	Alcance de zona 3 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
Z4P	Alcance de zona 4 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
Z5P	Alcance de zona 5 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$

Tabla 2.1 Elementos de distancia mho de fase

#### 2.2.1.2 Elemento mho (Admitancia) de distancia de tierra

El relevador SEL-421 tiene 5 zonas independientes para la protección de línea con característica mho de tierra, que solo opera para fallas de una fase a tierra.

Se pueden definir el alcance por zonas, considerando que las zonas 1 y 2 operan únicamente para fallas hacia adelante, mientras que las zonas 3 y 5 pueden ajustarse para fallas hacia adelante o hacia



atrás, tomando en cuenta que las primeras tres zonas son de alta velocidad con un tiempo típico de detección menor a un ciclo.

Los elementos mho de distancia de tierra por seguridad en la operación hacen uso de la tensión de secuencia positiva, además de generar una expansión dinámica de las características mho.

En la tabla 2.2 se muestran los ajustes de los elementos de distancia mho de tierra.

Nombre	Descripción	Rango
E21MG	Elemento distancia mho de tierra	N, 1-5
Z1MG	Alcance de zona 1 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
Z2MG	Alcance de zona 2 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
Z3MG	Alcance de zona 3 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
Z4MG	Alcance de zona 4 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
Z5MG	Alcance de zona 5 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$

Tabla 2.2 Elementos de distancia mho de tierra

### 2.2.1.3 Elemento cuadrilateral de distancia de tierra

El relevador SEL-421 cuenta con 5 zonas independientes para la protección de línea con característica cuadrilateral de tierra, operando únicamente para fallas de fase a tierra.

Igualmente se puede ajustar la reactancia y el alcance resistivo de cada zona de forma independiente, considerando que las zonas 1 y 2 son para fallas hacia adelante y las zonas 3 y 5 pueden ajustarse para fallas hacia adelante o hacia atrás.

Este elemento cuadrilateral puede utilizar una corriente de secuencia negativa o de secuencia cero para el monitoreo de la reactancia de la línea cuando el ajuste avanzado este activado, o de lo contrario utilizar la corriente de secuencia negativa como predeterminada.

En la tabla 2.3 se muestran los ajustes de los elementos de distancia cuadrilateral de tierra.



Nombre	Descripción	Rango
E21XG	Elemento distancia cuadrilateral de tierra	N, 1-5
XG1	Reactancia de zona 1 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
RG1	Resistencia de zona 1 ( $\Omega$ )	(0.25-320) / $I_{nom}$
XG2	Reactancia de zona 2 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
RG2	Resistencia de zona 2 ( $\Omega$ )	(0.25-320) / $I_{nom}$
XG3	Reactancia de zona 3 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
RG3	Resistencia de zona 3 ( $\Omega$ )	(0.25-320) / $I_{nom}$
XG4	Reactancia de zona 4 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
RG4	Resistencia de zona 4 ( $\Omega$ )	(0.25-320) / $I_{nom}$
XG5	Reactancia de zona 5 ( $\Omega$ )	OFF, (0.25-320) / $I_{nom}$
RG5	Resistencia de zona 5 ( $\Omega$ )	(0.25-320) / $I_{nom}$
XGPOL <sup>a</sup>	Elemento polarizante cuadrilateral de tierra	I2, IG
TANG <sup>a</sup>	Ángulo de corrección de no homogeneidad	-40.0 a +40.0

<sup>a</sup> Ajustes avanzados si EADVS=1

Tabla 2.3 Elementos de distancia cuadrilateral de tierra

## 2.2.2 Elementos Direccionales

### 2.2.2.1 Elemento direccional de fase y secuencia negativa

El elemento direccional de fase (32P) y tensión polarizada de secuencia negativa (32Q) supervisan los elementos de distancia de fase, teniendo el 32Q prioridad sobre el 32P, ya que funciona para todas las fallas desbalanceadas.

Cuando E32=AUTO, no es necesario configurar los elementos 32P y 32Q, sin embargo, si se establece E32=Y, los valores de los ajustes 50FP, 50RP, Z2F, Z2R y a2 afectan al elemento 32Q.

### 2.2.2.2 Elemento direccional de tierra

El relevador ofrece una selección de tres elementos direccionales independientes para supervisar los elementos de distancia de tierra y los elementos de sobrecorriente direccional de tierra residual (67Gn) durante las fallas a tierra.

La tabla 2.4 muestra los elementos direccionales que se ajustan para tomar las decisiones direccionales a tierra.



Elemento Direccional	Descripción
32QG	Voltaje de polarización de secuencia negativa
32V	Voltaje de secuencia cero
32I	Corriente de secuencia cero

Tabla 2.4 Elementos direccionales de supervisión

La lógica interna del relevador selecciona la mejor opción para la supervisión direccional de tierra (32G) de acuerdo con las condiciones del sistema de potencia durante la falla a tierra, determinando de entre el elemento de voltaje de secuencia negativa (32QG), el elemento de voltaje de secuencia cero (32V) y el elemento de corriente de secuencia cero (32I), supervisando igualmente las unidades de distancia cuadrilateral de tierra.

En la tabla 2.5 se listan los ajustes de elemento direccional de tierra.

Nombre	Descripción	Rango
E32	Control direccional	Y, AUTO
ORDER	Elemento prioritario de tierra direccional	Combine Q,V,I
50FP	Arranque sobrecorriente direccional (Adelante)	$(0.05-1) \cdot I_{nom}$
50RP	Arranque sobrecorriente direccional (Atrás)	$(0.05-1) \cdot I_{nom}$
Z2F	Umbral direccional zona 2 (Adelante) ( $\Omega$ )	$\pm 320 / I_{nom}$
Z2R	Umbral direccional zona 2 (Atrás) ( $\Omega$ )	$\pm 320 / I_{nom}$
a2	Factor de restricción de secuencia positiva $I2/I1$	0.02-0.5
k2	Factor de restricción de secuencia cero $I2/I0$	0.1-1.2
Z0F	Umbral direccional zona 0 (Adelante) ( $\Omega$ )	$\pm 320 / I_{nom}$
Z0R	Umbral direccional zona 0 (Atrás) ( $\Omega$ )	$\pm 320 / I_{nom}$
a0	Factor de restricción de secuencia positiva $I0/I1$	0.02-0.5
E32IV	Habilitación de voltaje y corriente de secuencia cero	SELogic Equation

Tabla 2.5 Elementos direccionales de tierra



## 2.2.3 Elementos de Sobrecorriente

### 2.2.3.1 Elemento de sobrecorriente instantánea

El relevador calcula los elementos de sobrecorriente instantánea de fases (P), de tierra residual (G, que es la suma vectorial de IA, IB, IC), y de secuencia negativa (Q), con cuatro niveles disponibles mostrados en la tabla 2.6.

Nombre	Descripción	Rango
E50P	Elemento de sobrecorriente instantánea de fase	N,1-4
50P1P	Arranque de nivel 1 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50P2P	Arranque de nivel 2 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50P3P	Arranque de nivel 3 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50P4P	Arranque de nivel 4 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
E50Q	Elemento de sobrecorriente instantánea de sec. negativa	N,1-4
50Q1P	Arranque de nivel 1 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50Q2P	Arranque de nivel 2 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50Q3P	Arranque de nivel 3 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50Q4P	Arranque de nivel 4 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
E50G	Elemento de sobrecorriente instantánea de tierra residual	N,1-4
50G1P	Arranque de nivel 1 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50G2P	Arranque de nivel 2 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50G3P	Arranque de nivel 3 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>
50G4P	Arranque de nivel 4 (A)	OFF, (0.05-20)* I <sub>nom</sub>

Tabla 2.6 Elementos de sobrecorriente instantánea

### 2.2.3.2 Elemento de sobrecorriente temporizada

El relevador SEL-421 provee de tres elementos seleccionables de sobrecorriente temporizada de tiempo inverso de fases, con diez diferentes características de operación tiempo-corriente (5 curvas ANSI y 5 curvas IEC).

Cada elemento de sobrecorriente puede ser configurado para operar la línea actual en función del ajuste LINEI (Fuente de corriente) o cantidad de interruptores de potencia, la tabla 2.7 muestra las opciones de configuración para el funcionamiento del relevador, mientras que en la tabla 2.8 se listan los ajustes disponibles.



Nombre	Descripción	Cantidad analógica
IAn	Fase A	LIAFIM, B1AFIM, B2AFIM
IBn	Fase B	LIBFIM, B1BFIM, B2BFIM
ICn	Fase C	LICFIM, B1CFIM, B2CFIM
IMAXn	Fase máxima	-
I1L	Corriente de línea de secuencia positiva	L11FIM
3I2L	Corriente de línea de secuencia negativa	L3I2FIM
3I0n	Corriente de secuencia cero	LIGFIM, B1IGFIM, B2IGFIM

Tabla 2.7 Ajuste de fuente de corriente

Nombre	Descripción	Rango
E51S	Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso	N,1-3
51S1O	Elemento de operación	IAn, IBn, ICn, IMAXn, I1L, 3I2L, 3I0n
51S1P	Arranque de elemento 1 (A)	OFF, (0.05-3.2)* I <sub>nom</sub>
51S1C	Curva de operación del elemento 1	U1-U5, C1-C5
51S1TD	Time Dial del elemento 1	0.50-15.00 (U <sub>x</sub> ) <sup>b</sup> 0.05-1.00 (C <sub>x</sub> ) <sup>b</sup>
51S1RS	Reset electromecánico del elemento 1	Y,N
51S1TC	Control de toque del elemento 1	SELogic Equation
51S2O	Elemento de operación	IAn, IBn, ICn, IMAXn, I1L, 3I2L, 3I0n
51S2P	Arranque de elemento 2 (A)	OFF, (0.05-3.2)* I <sub>nom</sub>
51S2C	Curva de operación del elemento 2	U1-U5, C1-C5
51S2TD	Time Dial del elemento 2	0.50-15.00 (U <sub>x</sub> ) <sup>b</sup> 0.05-1.00 (C <sub>x</sub> ) <sup>b</sup>
51S2RS	Reset electromecánico del elemento 2	Y,N
51S2TC	Control de toque del elemento 2	SELogic Equation
51S3O	Elemento de operación	IAn, IBn, ICn, IMAXn, I1L, 3I2L, 3I0n
51S3P	Arranque de elemento 3 (A)	OFF, (0.05-3.2)* I <sub>nom</sub>
51S3C	Curva de operación del elemento 3	U1-U5, C1-C5



51S3TD	Time Dial del elemento 3	0.50-15.00 (U <sub>x</sub> ) <sup>b</sup> 0.05-1.00 (C <sub>x</sub> ) <sup>b</sup>
51S3RS	Reset electromecánico del elemento 3	Y,N
51S3TC	Control de toque del elemento 3	SELogic Equation

Tabla 2.8 Elementos de sobrecorriente temporizada

### 2.2.4 Esquemas de disparo

Considerando que la función principal del relevador es realizar un disparo ante la presencia de una falla para evitar daños al sistema. El SEL-421 cuenta con distintas formas para efectuar este disparo, los cuales se muestran a continuación:

- Disparo por cierre bajo falla (SOTFT)
- Disparo incondicional vía ecuación TR
- Disparo asistido por comunicación

La figura 2.2 muestra el diagrama a bloques para tales esquemas de disparo.

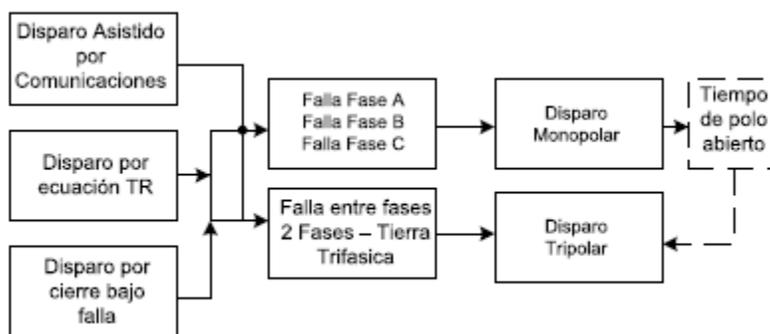


Figura 2.2 Lógica de disparo

#### 2.2.4.1 Lógica de disparo por cierre bajo falla

En muchos casos cuando se intenta restablecer el sistema y la falla aún persiste, el relevador dispara nuevamente de forma instantánea, a este evento se le conoce como disparo por cierre bajo falla (SOTF), ya que esta lógica permite a ciertos elementos de protección el envío de un disparo al momento del cierre del interruptor del circuito que aún se encuentra en falla.

Analizando únicamente esta condición, se observa que para habilitar el disparo por cierre bajo falla (SOTFT), deberán de cumplir las condiciones para que las lógicas TRSOTF (Ecuación de condiciones



de falla) y SOTFE (Habilitación de la lógica de cierre bajo falla) sean activados, cumpliendo con la condición de la apertura de los tres polos del interruptor y un tiempo definido de cierre del mismo.

#### 2.2.4.2 Lógica de disparo incondicional vía ecuación TR

El relevador SEL-421 ofrece la configuración del disparo para uno o dos interruptores, en aplicaciones de disparos monopolares o tripolares, además de configurarlo para disparos incondicionales o disparos asistidos por comunicaciones.

La ecuación de control TR en las lógicas SELogic permite determinar qué elementos de protección serán los que tengan un disparo incondicional, se pueden establecer en esta ecuación los elementos de disparo instantáneo o temporizados como son la protección de distancia y la protección de sobrecorriente.

#### 2.2.4.3 Lógica de disparo asistido por comunicaciones

Los esquemas de disparo asistido por comunicaciones proporcionan la protección de la línea de transmisión sin necesidad de dispositivos de coordinación externos, incluyendo en su lógica los cinco esquemas siguientes:

- POTT (Esquema de disparo permisivo transferido)
- POTT2 (Esquema de disparo permisivo transferido con 2 canales de comunicación)
- POTT3 (Esquema de disparo permisivo transferido con 3 canales de comunicación)
- DCB (Esquema de bloqueo por comparación direccional)
- DCUB (Esquema de desbloqueo por comparación direccional)

La tabla 2.9 muestra los esquemas de configuración para el elemento del disparo asistido por comunicaciones

Nombre	Descripción	Rango
ECOMM	Elemento de disparo asistido por comunicaciones	N,DCB, POTT, POTT2, POTT3, DCUB1, DCUB2

Tabla 2.9 Elementos de disparo asistido por comunicaciones



### - Esquema POTT

El esquema de disparo permisivo transferido con sobre alcance (POTT), hace uso de una comunicación por reflejo para implementar su eficiencia y economía en la coordinación de protecciones. Si el canal de comunicaciones es confiable y libre de ruidos (por ejemplo el uso de fibra óptica), el POTT provee seguridad y confiabilidad. El POTT puede implementarse con otros canales de comunicación convencionales tales como líneas telefónicas y microondas.

El SEL-421 ofrece tres esquemas de POTT. El tipo de canal de comunicación determinará que esquema implementar.

- POTT Es aplicado cuando solo se tiene un canal de comunicación.
- POTT2 Es aplicado cuando se tiene dos canales de comunicación, uno para identificación de fallas monofásicas y otro para identificación de fallas entre fases.
- POTT3 es un esquema en el cual se emplea un canal de comunicación para cada fase, cada canal indica un disparo permisivo para una falla monofásica, para una falla entre fases se enviará la señal de disparo con los canales correspondientes a cada fase en el que se presenta la falla.

La lógica para el esquema POTT cuenta con las siguientes características.

- Lógica de seguridad contra corriente inversa.
  - Esta lógica hace uso del bit Z3RB para bloquear el relevador cuando existen corrientes inversas evitando que opere por fallas externas.
- Eco.
  - Si el interruptor local es abierto o existe una condición de fuente débil, la señal enviada por el relevador remoto puede llegar a al relevador local, regresar a la central remota y emitir un disparo cuando se presentan fallas más allá del alcance de la zona 1 del relevador remoto, permitiendo hacer un disparo instantáneo.
- Lógica de disparo por baja tensión (Weak infeed).
  - El SEL-421 provee lógica para detección de una fuente débil, para emitir un disparo de alta velocidad en ambas líneas por fallas internas cerca de la terminal débil. La terminal débil acepta la señal de permiso, posteriormente la regresa a la terminal de la fuente más fuerte y admite el disparo en esta terminal. Después de satisfacer las condiciones específicas, la terminal débil realiza un disparo, ya que convierte la señal de permiso en señal de disparo.



**- Esquema DCB**

El esquema de bloqueo por comparación direccional lleva a cabo las siguientes tareas:

- Proporciona temporizadores para la coordinación, que permite que la señal de bloqueo llegue de la terminal remota.
- Instantáneamente asegura el equipo de comunicación para transmitir el bloqueo del disparo para fallas hacia atrás, extendiendo esta señal durante un tiempo ajustable tras la deserción de la zona 3 y los elementos de sobrecorriente direccional de nivel 3.
- Fija el envío del bloqueo de disparo por los elementos de distancia de fase después de una falla trifásica cercana al voltaje cero cuando expira la memoria de la tensión polarizante, al retorno de este voltaje o a la interrupción de la corriente de falla remueve el bloqueo.
- Extiende la señal de bloqueo de disparo por un tiempo ajustable.

La tabla 2.10 muestra los ajustes del esquema DCB.

Nombre	Descripción	Rango
Z3XPU	Temporizador del arranque de la zona 3 en reversa (cy)	0.000-16000
Z3XD	Tiempo de reposición de la zona 3 en reversa (cy)	0.000-16000
BTXD	Tiempo de extensión del bloqueo de disparo (cy)	0.000-16000
21SD	Temporizador de elementos de distancia de zona 2(cy)	0.000-16000
67SD	Temporizador de sobrecorriente en nivel 2 (cy)	0.000-16000
BT	Recepción de bloqueo de disparo	SELogic equation

*Tabla 2.10 Elementos de ajuste del esquema DCB*

**- Esquema DCUB**

El esquema de desbloqueo por comparación direccional ofrece una buena combinación de seguridad y fiabilidad, incluso cuando el canal de comunicación es menos que perfecto. Las fallas del canal de comunicación no son probables durante las fallas externas a la línea de transmisión, pudiéndose usar con canales de comunicación convencionales, tales como el PLC (Power Line Carrier).

A través de una entrada de control programada para la función LOG (Loss of guard), el relevador controla la salida del registro desde el receptor de comunicaciones, si esta entrada esta acertada y no se recibe el permiso de disparo, el relevador puede disparar durante una breve ventana usando elementos de extralimitación seleccionados.



La aplicación típica del esquema DCUB es un esquema POTT con la adición de la modulación por desplazamiento de frecuencia (FSK) como medio de comunicación. Habilitando la lógica DCUB se deben de proporcionar al relevador todos los ajustes POTT más los ajustes exclusivos para el esquema DCUB, en la tabla 2.11 muestra los ajustes y rangos del esquema DCUB.

Nombre	Descripción	Rango
Z3RBD	Tiempo de retardo en bloqueo de la zona 3 en reversa (cy)	0.000-16000
EBLKD	Temporizador del bloqueo por Eco (cy)	0.000-16000
ETDPU	Arranque de temporizador de Eco (cy)	0.000-16000
EDURD	Duración del retardo de Eco (cy)	0.000-16000
EWFC	Disparo por Weak infeed	Y, N, SP
27PWI <sup>a</sup>	Arranque por bajo voltaje de fase por Weak infeed (V)	1.0-200
27PPW <sup>b</sup>	Arranque por bajo voltaje de fase-fase Weak infeed (V)	1.0-300
59NW <sup>b</sup>	Arranque por sobrevoltaje de sec. cero por Weak infeed	1.0-200
PT1	Recepción de permiso de disparo general	SELogic equation
GUARD1D	Retraso de guardia de seguridad actual	0.000-16000
UBDURD	Desactivación del tiempo de retraso del DCUB	0.000-16000
UBEND	Temporizador del DCUB	0.000-16000
PT2 <sup>c</sup>	Recepción de permiso de disparo general por canal 2	SELogic equation
LOG1	Pérdida de guardia de canal 1	SELogic equation
LOG2 <sup>c</sup>	Pérdida de guarda de canal 2	SELogic equation

*Tabla 2.11 Elementos de ajuste del esquema DCUB*

## 2.3. Lógicas y Recierre

### 2.3.1 Localizador de falla

El relevador calcula la distancia de la falla en por unidad de la impedancia de secuencia positiva de la línea, a partir de las de los datos almacenados en la memoria del evento y mientras se cumplan las siguientes condiciones:

- La lógica de la localización de la falla esta activa mientras el ajuste EPLOC=1.
- Que no exista una condición de un polo abierto.



- Los arranques de los elementos de distancia de fase, distancia de tierra, sobrecorriente de tierra residual, secuencia negativa, o el elemento de sobrecorriente de sobrecorriente temporizada no superen los 15 ciclos después del arranque del reporte de eventos.
- La duración de la falla sea mayor a 1 ciclo.

### 2.3.2 Lógica de detección de polo abierto

La lógica de polo abierto del relevador detecta las condiciones de un polo, dos polos y tres polos abiertos, supervisando varios elementos de protección y distintas funciones que utilizan las entradas analógicas del sistema de potencia, por ejemplo, los elementos de distancia y los elementos de dirección.

El ajuste de detección de polo abierto (EPO) ofrece dos opciones para decidir qué condiciones signifiquen un polo abierto, listándose en la tabla 2.12.

Nombre	Descripción
52	Baja corriente y estado de la entrada de contacto auxiliar del interruptor de potencia
V	Baja corriente de fase y bajo voltaje de fase

*Tabla 2.12 Selección de ajuste para lógica de detección de polo abierto*

### 2.3.3 Recierre automático

La función del recierre automático del relevador SEL-421 proporciona un control completo para un circuito de uno o dos interruptores, adaptándose a recierres monopolares o tripolares, pudiendo configurar al relevador para tener un total de dos recierres monopolares con un tiempo muerto en común y cuatro recierres tripolares con tiempos muertos individuales.

Dentro de esta lógica se puede asignar la prioridad de los interruptores involucrados en una configuración de dos interruptores basado en los ajustes y condiciones de operación, teniendo dos modos de recierre:

- Modo de dos interruptores combinados (E79=Y): Ambos interruptores deben de estar abiertos antes de la operación del recierre.
- Modo de dos interruptores independientes (E79=Y1): El segundo interruptor puede abrir y cerrar incluso cuando el primer interruptor no se encuentre abierto, este modo es muy útil en los bus en anillo y en esquemas de interruptor y medio, en el cual el segundo interruptor es el de enlace.



## **CAPITULO III**

### **LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN EN LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

#### **3.1 La Red De Transmisión De La CFE En El Valle De México**

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, que tiene por objeto la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, así como la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica para la prestación del servicio público, de conformidad con lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que desde octubre de 2009 se hace cargo de la zona de influencia del extinto organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LyFC), tomando así el control de 20,539km<sup>2</sup> del territorio nacional (aproximadamente el 2%), 180 subestaciones (en diferentes tensiones de operación, tipo de aislamiento y tipo de control) , 33 plantas generadoras (15 de tipo hidráulica y 18 de tipo térmica) , y aproximadamente 5.7 millones de usuarios que representan a una población de 20 millones de habitantes distribuidos en el Distrito Federal, Estado de México, Hidalgo, Morelos y Puebla.

Dentro de esta zona territorial se manejan distintos voltajes de operación, siendo 400kV y 230kV los denominados voltajes de transmisión y 85kV como voltaje de subtransmisión; conformando una red de transmisión compuesta por 94 subestaciones de potencia, de las cuales 88 son de 230kV y 6 de 400kV y 86 subestaciones de distribución con la tensión de subtransmisión, estas subestaciones están interconectadas por medio de líneas de transmisión, sumando una distancia total de 3320 km, mostrándose en las figuras 3.1 y 3.2 los diagramas unifilares de la red de 400kV y 230kV respectivamente.

#### **3.2 Esquemas De Protección Normalizados Para Líneas De Transmisión De 400kV**

Para establecer los esquemas normalizados para la protección de líneas de transmisión y subtransmisión con las tensiones de operación dentro de la CFE en la norma referencia NRF-041-CFE se han considerado los casos siguientes:

- Líneas de Transmisión largas                    ( $\geq 40\text{km}$ )
- Líneas de Transmisión medias                ( $10\text{km} \geq \text{LT} \leq 40\text{km}$ )
- Líneas de Transmisión cortas                ( $\leq 10\text{km}$ )



Todos los esquemas normalizados deben de contar con lo siguiente:

- PP1 Protección Primaria 1 (Líneas de Transmisión)
- PP2 Protección Primaria 2 (Líneas de Transmisión)
- PP Protección Primaria (Líneas de Subtransmisión)
- PR Protección Respaldo (Excepto Líneas de Distribución)
- 50FI Protección contra falla de interruptor (Excepto Líneas de Distribución)

En la tabla 3.1 se proporcionan las aplicaciones de los esquemas normalizados para Líneas de Transmisión de 400kV, dependiendo de sus condiciones como lo son la longitud y medios de comunicación disponibles.

### **Características generales para los esquemas de protección de Líneas de Transmisión**

Los esquemas de protección para las líneas de este voltaje, deben cumplir las siguientes características:

- Disparo monopolar, con salidas independientes de disparo por polo y para disparo tripolar.
- Lógica de arranque monopolar y tripolar del relevador de falla de interruptor.
- Lógica de arranque monopolar y tripolar del relevador de recierre.
- Tiempo de operación de los relevadores PP1 y PP2 menor a 25ms.

### **Protección de comparación direccional de onda superpuesta (85L)**

El relevador que cumpla con esta función debe contar con lo siguiente:

- Esquema de comparación direccional basada en la polaridad relativa a los incrementos de tensión y corriente, para utilizarse con el canal tipo (FSK), microondas o fibra óptica.
- Lógica seleccionable:
  - POTT
  - Híbrido con la opción de habilitar y deshabilitar la lógica de eco y/o baja aportación.
- Aplicable a líneas paralelas con inversión de corrientes.
- Lógica de línea muerta
- Detector de falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo.
- Función de auto diagnóstico
- Preparado para operar en líneas con compensación serie y adyacentes.

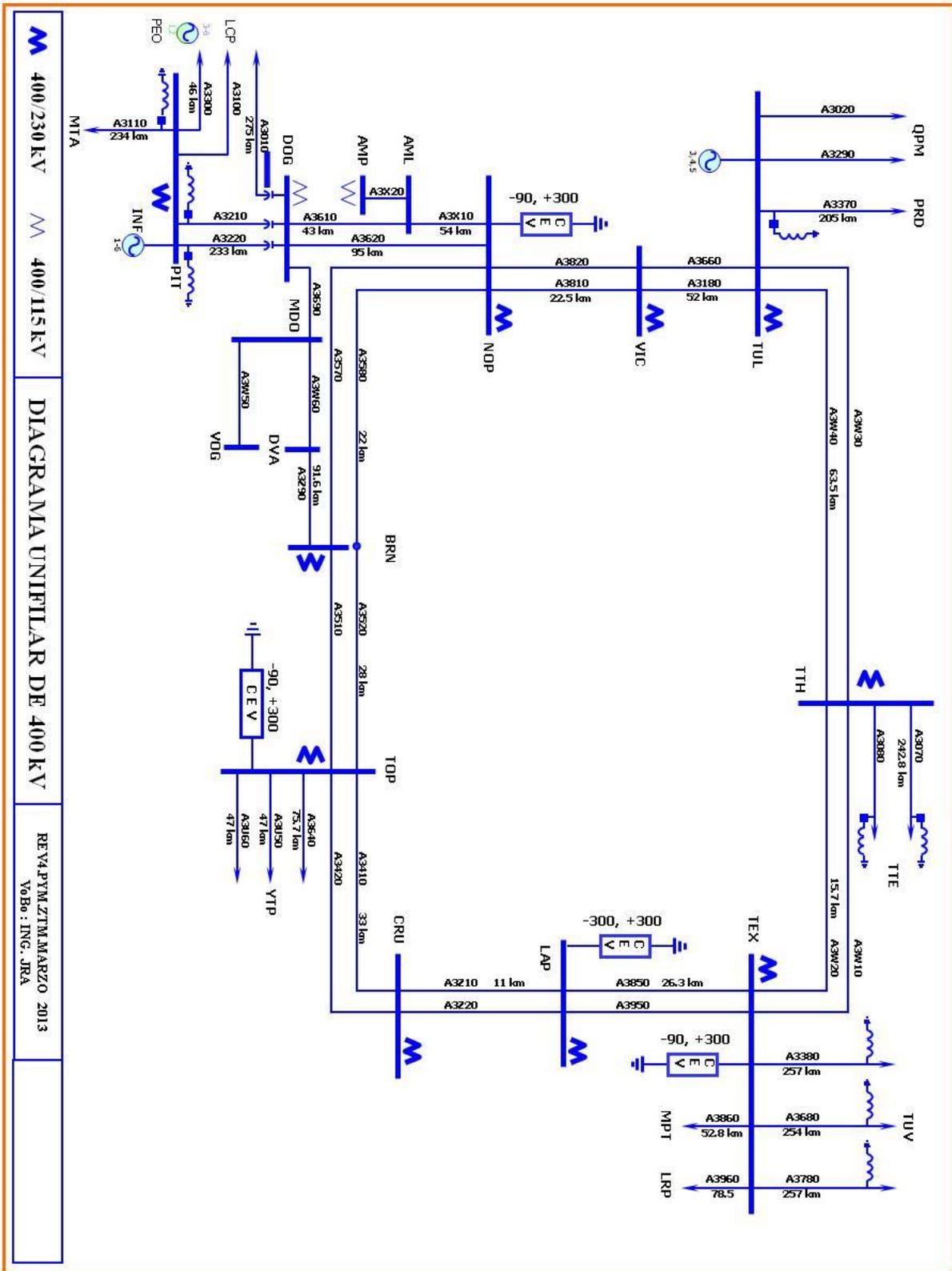


Figura 3.1. Diagrama unifilar de la red de 400kV

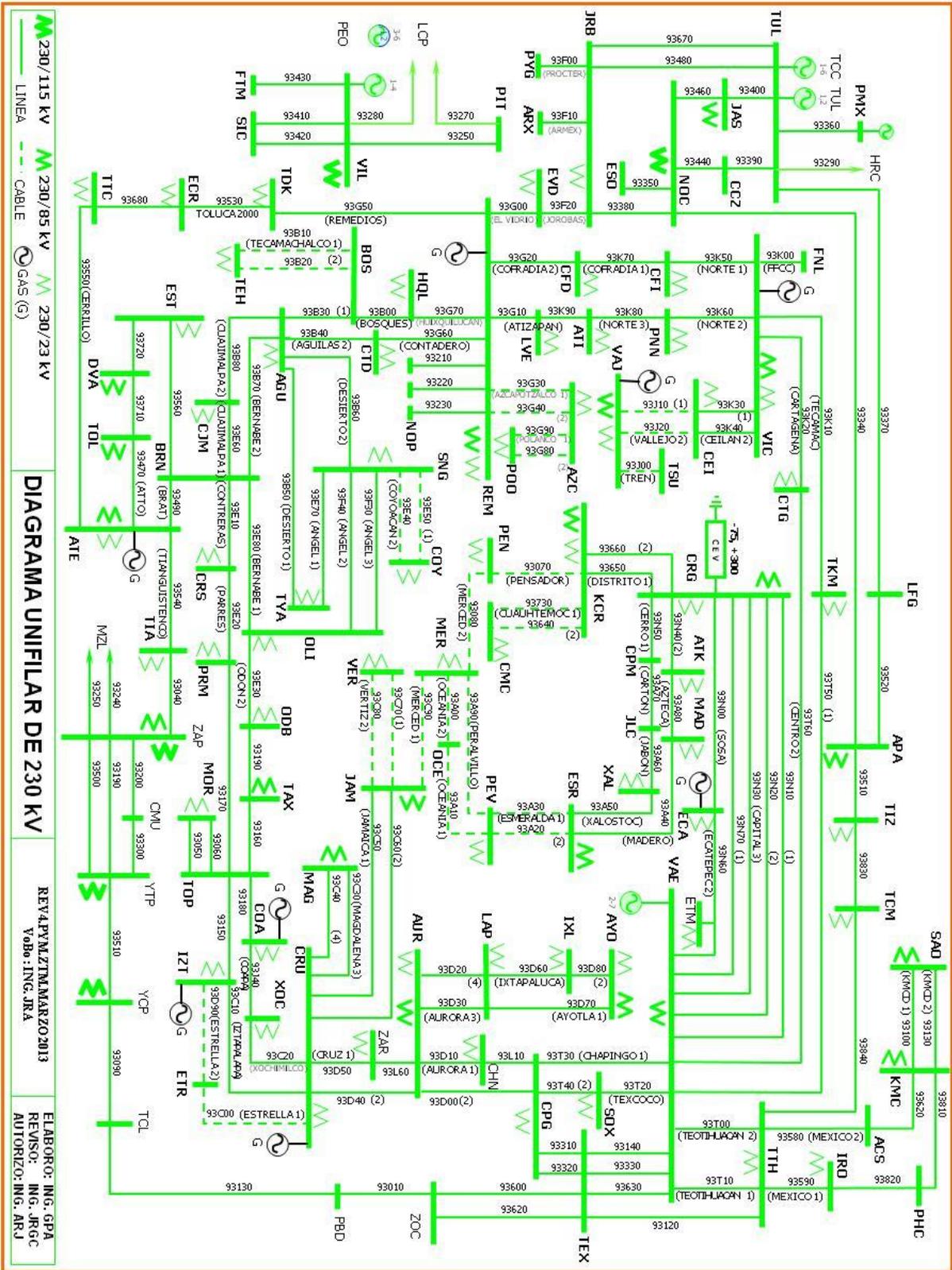


Figura 3.2. Diagrama unifilar de la red de 230kV



Longitud (km)	Medio de Comunicación Principal	Medio de Comunicación Respaldo	PP1	PP2	PR
L≤10	Fibra Óptica (dedicada)	Fibra Óptica	87L / 21/21N	87L / 21/21N	67N
	Fibra Óptica (dedicada)	OPLAT	87L / 21/21N	87L / 21/21N	67N
	Fibra Óptica (dedicada)	Microondas Digital	87L / 21/21N	87L / 21/21N	67N
10≤L≤40	Fibra Óptica (dedicada)	Fibra Óptica	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica	OPLAT	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica (dedicada)	OPLAT	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica (dedicada)	Microondas Digital	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Microondas Digital	OPLAT	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
L≥40	Fibra Óptica	Fibra Óptica	85L (POTT)	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica	OPLAT	85L (POTT)	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica	Microondas Digital	85L (POTT)	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica (dedicada)	Fibra Óptica	87L	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica	Fibra Óptica	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica	OPLAT	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica (dedicada)	OPLAT	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica (dedicada)	Microondas	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Fibra Óptica	Microondas	87L / 21/21N	21/21N POTT/PUTT	67N
	Microondas	OPLAT	85L (POTT)	21/21N POTT/PUTT	67N

Tabla 3.1. Esquemas de protección para líneas de transmisión de 400kV



### **Protección diferencial de línea (87L)**

Este relevador debe cumplir con lo siguiente:

- El relevador diferencial debe contar con alarma y bloqueo por falla de canal.
- Debe contar con una función adicional de distancia con al menos una zona de protección, con medición para fallas entre fases y medición para fallas de fase a tierra, cuando así se requiera con base en la aplicación del esquema de protección mostrado en la tabla 3.1.
- Compensación interna mediante ajustes del relevador para diferentes relaciones de TC's en las terminales de la línea.
- Operación monopolar.
- La salida del relevador para comunicación con su extremo remoto, siempre debe ser óptica.

### **Protección de distancia (21/21N)**

El relevador que cumpla con esta función debe contar con lo siguiente:

- Esquema microprocesado de distancia con 3 zonas de protección hace adelante y debe de contar con una cuarta zona con la opción de seleccionar su direccionalidad hacia atrás o adelante.
- Esquema de comparación direccional con lógica programable PUTT/POTT.
  - Fallas entre fases con característica MHO o poligonal.
  - Unidades de medición de impedancias:
    - Para fallas A-B.
    - Para fallas B-C.
    - Para fallas C-A.
  - Fallas de fase a tierra con característica poligonal
  - Unidades de medición de impedancias:
    - Para fallas A-T.
    - Para fallas B-T.
    - Para fallas C-T.
- Lógica de línea muerta
- Unidad de bloqueo del disparo por oscilaciones, con opción de selección de zonas a bloquear.
- Detector de falla de fusible en señales de potencial para alarma y bloqueo.
- Lógica de inversión de corriente
- Función de auto diagnóstico
- Preparado para operar en líneas con compensación serie y adyacentes.



### **Protección de respaldo (67N)**

Este relevador debe de cumplir con lo siguiente:

- Unidades de medición de corriente para fallas de fase a tierra
  - Con curvas características de operación de corriente contra tiempo seleccionable (inversa, moderadamente inversa, muy inversa y extremadamente inversa).
  - Debe de contar con unidades de corriente instantáneas.
- Debe de contar con salidas de disparo independientes para unidades de tiempo e instantáneas.
- Polarización seleccionable con corriente y tensión de secuencia cero, y tensión de secuencia negativa.

### **3.3 Características De Los Relevadores Aprobados Por LAPEM Para Esquemas De Protección**

Los relevadores de protección a utilizarse en las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución de la CFE, deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Pruebas tecnológicas y pruebas funcionales de prototipo en estado estable.
  - Estas pruebas deben ser evaluadas y aprobadas por un Laboratorio reconocido por el Sistema Nacional de Laboratorios de Pruebas y se deben de realizar de acuerdo a lo indicado en la tabla 5 de la norma de referencia NRF-041-CFE-2005.
- Pruebas dinámicas funcionales en simulador
  - Estas pruebas deben realizarse a todos los relevadores de protección de línea y de respaldo, por la CFE y tienen como finalidad, verificar el funcionamiento del relevador bajo, condiciones críticas similares a las que pudiera estar sometido durante su utilización. El procedimiento para la realización de estas pruebas debe cumplir con lo indicado en el Apéndice A de la norma de referencia NRF-041-CFE-2005.

### **3.4 Criterios Para La Determinación De Ajustes Para Líneas De Transmisión De 400kV Y 230kV.**

La CFE por medio del Comité Nacional de Análisis de Redes y el Comité de Especialistas de Protecciones de la Subdirección de Transmisión emitió el documento DR/PROT\_/LT-2011, en el cual se detallan los criterios de ajuste para los esquemas normalizados de protección de las Líneas de Transmisión.



### 3.4.1 Esquema de protección típico

La figura 3.3 muestra en forma de un diagrama unifilar el esquema de protección típico para líneas de transmisión con estos niveles de tensión, en él se muestran las localizaciones de los Transformadores de Corriente (TC's) y Transformadores de Potencial (TP's) que aportaran tanto a las funciones típicas de la protección de línea como a la medición y al sincronismo.

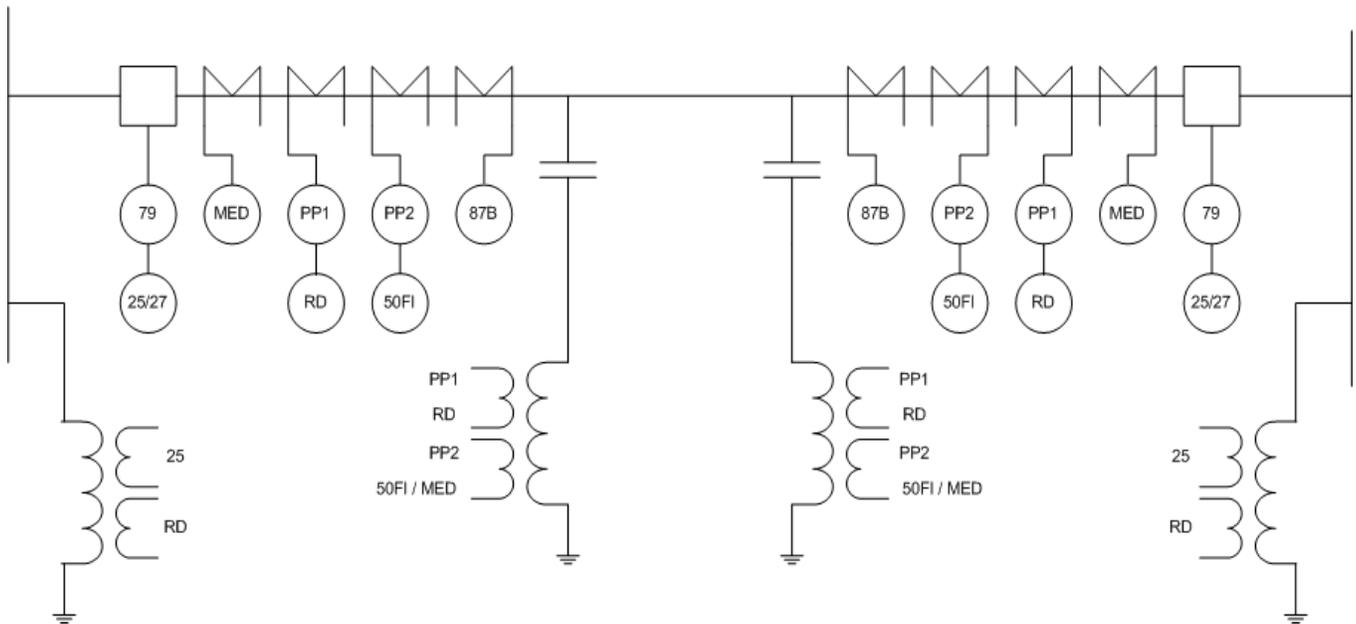


Figura 3.3. Protecciones típicas para una línea de transmisión de 400kV y 230kV

### 3.4.2 Funciones de protección

Las funciones de protección típicas para estas líneas de transmisión son:

- **85L** Protección de comparación de fase
- **21/21N** Protección de distancia para fallas entre fases y de fase a tierra.

Compromisos:

- Librar todas las fallas tanto en fases como de tierra en la línea a proteger.
- Debe de aplicarse con esquema de comparación direccional tipo híbrido.
- Contar con lógica de bloqueo por inversión de corriente.
- Librar todas las fallas entre fases y de fase a tierra en zona 4 temporizada.



- **87L(21/21N)** Protección diferencial de línea con función integrada de distancia

Compromisos:

- Librar todas las fallas tanto de fases como de tierra, exclusivamente en la línea a proteger.
- La función de distancia instantánea de zona 1 se debe de habilitar en forma automática en caso de pérdida de canal de la función diferencial 87L.
- La función de distancia temporizada de zona 4, debe respaldar a la función diferencial 87L.
- Para líneas con longitudes mayores a 15km en las que se aplique 87L con funciones de 21, se deberán considerar los criterios de ajuste para la protección de distancia con la zona de protección correspondiente.

- **67N** Protección de sobrecorriente direccional de secuencia cero temporizada

Compromisos:

- Debe respaldar a las protecciones PP1 y PP2 de la línea protegida para fallas de fase a tierra.
- Respaldar hasta donde sea posible las protecciones de línea adyacentes que salen del bus remoto.
- No se debe habilitar el instantáneo en esquemas con disparo y recierre monopolar.

- **67Q** Protección de sobrecorriente direccional de secuencia negativa temporizada

Compromisos:

- Debe respaldar a las protecciones PP1 y PP2 de la línea protegida para fallas de fase a fase y de fase a tierra.
- Respaldar hasta donde sea posible a las protecciones de las líneas adyacentes que salen del bus remoto.
- No se debe habilitar el instantáneo en esquemas con disparo y recierre monopolar.

- **50FI** Protección contra falla de interruptor

Compromisos:

- Operar como un respaldo local al ocurrir falla en la apertura del interruptor, al disparo de cualquier protección asociada al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y del extremo remoto de la línea, con la finalidad de aislar el interruptor fallado.



- Operar en un tiempo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario.
- Operar antes que los respaldos remotos de distancia y sobrecorriente direccional.
- Contar con arranques monopolares y tripolares de protección eléctrica y mecánica.
- Debe tener la función de redisparo temporizado.

- **79** Función de recierre monopolar

Compromisos:

- Recerrar el interruptor cuando tenga uno y solo un polo abierto a consecuencia de la operación monopolar de las protecciones de línea.
- Preparar a las protecciones de línea para disparo tripolar después de la acción de un recierre y cuando se encuentre bloqueado.
- Contar preferentemente con supervisión de voltaje para prevenir recierres sobre fallas en el extremo que recierra secuencialmente.

- **59** Protección de sobretensión

Compromisos:

- Debe disparar el interruptor cuando se alcance el valor de ajuste y no debe arrancar el relevador de recierre.
- Al operar debe enviar un DTL (Teleprotección) al interruptor del extremo remoto.

### 3.4.3 Generalidades

#### Limite práctico de transmisión

Para líneas de transmisión de 400kV de 2 y 3 conductores por fase, con calibre 1113KCM, el límite práctico está establecido en 1000 y 1200MW, respectivamente.

Para las líneas de transmisión de 230kV de un conductor por fase, con calibre 900KCM se considerará una carga máxima de 300MW.

Los límites prácticos de transmisión anteriores deberán tomarse en cuenta en la definición del ajuste del alcance resistivo para fallas entre fases.



## Recomendaciones

En todos los casos en los que se tengan que comparar o referenciar valores de ajustes de impedancia (ohm) o corriente (ampere) entre relevadores de diferentes equipos eléctricos primarios, ya sea en la misma subestación o diferentes subestaciones, es recomendable verificar siempre en valores primarios; esto debido a que pueden utilizarse TC'S con diferente relación de transformación de corriente (RTC); tal como en el comparación de ajustes de sobre alcance de la zona 2 frontal (extremo de la línea) y la zona 3 local, en los relevadores de distancia o de los detectores de corriente de secuencia negativa hacia atrás en el extremo local y hacia adelante en el extremo frontal, en los esquemas de comparación direccional tipo híbrido

Con el objeto de verificar el alcance efectivo de las unidades de zona 1, zona 2 y zona 4, para relevadores de distancia de fase a tierra con característica tipo cuadrilateral, se recomienda simular fallas con un valor de resistencia de falla máxima de  $20\Omega$  primarios, independientemente de la longitud de la línea.

Para las simulaciones de fallas para el cálculo de ajustes de las diferentes funciones de protección anteriormente descritas se deberán utilizar los estudios de corto circuito de demanda mínima y máxima

### 3.5 Protección 85L/21 para líneas de transmisión extra largas ( $L \geq 150\text{km}$ )

Se habilitarán cuatro unidades de distancia como se ilustra en la figura 3.4, con los criterios que se describen a continuación:

#### a) Zona 1.

- Con dirección hacia adelante y disparo instantáneo.
- Su propósito es liberar las fallas en la mayor parte de la línea protegida, sin retardo de tiempo intencional.
- Alcance de la característica  $M_{ho}$  y alcance inductivo para la característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
  - Si existe línea paralela en la misma estructura, entonces, ajustar del 60% al 70% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
- Alcance resistivo ( $R1$  y  $R1N$ ) para característica cuadrilateral con Disparo y Recierre Monopolar (DRM) y sin DRM:



- Cálculo de R1 para fallas entre fases.
  - Aplicar el criterio general  $0.5 \cdot X1 < R1 < 2.5 \cdot X1$ , donde X1 es el alcance inductivo de zona 1.
  - Ajustar  $R1 = 0.5 \cdot X1$   $\Omega$ -primarios.
  - Verificar que  $10 \leq R1 \leq 80$   $\Omega$  primarios resistivos. Si R1 está fuera del rango anterior, entonces ajustar al límite de 10  $\Omega$ -primarios u 80  $\Omega$ -primarios, correspondiente.
- Cálculo de R1N para fallas de fase a tierra.
  - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X1 < R1N < (1+K0) \cdot 2.5 \cdot X1$ , donde X1 es el alcance inductivo de zona 1.
  - Ajustar  $R1N = X1$   $\Omega$ -primarios.
  - Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia, etc.), se podrá ampliar el valor de R1N, siempre y cuando este dentro del valor del criterio general.

#### b) Zona 2.

- Con dirección hacia adelante.
- Esta unidad no genera disparo en forma independiente.
- Se debe programar en la lógica de transmisión del esquema POTT tipo híbrido. Ver la lógica del esquema de comparación direccional tipo híbrido ilustrado en la figura 3.5, para ajustar los retardos de tiempo indicados.
- Se utiliza para disparo sin retardo de tiempo mediante el esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido.
- Esta zona tiene el propósito de detectar todas las fallas que ocurran en toda la longitud de la línea protegida.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 120% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
- Alcance resistivo (R2 y R2N) con DRM y sin DRM:
  - Cálculo de R2 para fallas entre fases.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X2 < R2 < 2.5 \cdot X2$ , donde X2 es el alcance inductivo de zona 2.
    - Ajustar  $R2 = 0.5 \cdot X2$   $\Omega$ -primarios.



- Verificar que  $10 \leq R2 \leq 80 \Omega$  primarios resistivos. Si R2 está fuera del rango anterior, entonces ajustar al límite de 10  $\Omega$ -primarios u 80  $\Omega$ -primarios, según corresponda.
- Cálculo de R2N para fallas de fase a tierra.
  - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X2 < R2N < (1+K0) \cdot 2.5 \cdot X2$ , donde X2 es el alcance inductivo de zona 2.
  - Ajustar  $R2N = X2 \Omega$ -primarios.
  - Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia, etc.), se podrá ampliar el valor de R2N, siempre y cuando este dentro del valor del criterio general.

### c) Zona 3.

- Con dirección hacia atrás (zona de reversa).
- Se utiliza para la lógica de bloqueo en el esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido. Ver la lógica del esquema de comparación direccional tipo híbrido ilustrado en la figura 3.5, para ajustar los retardos de tiempo indicados.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

Con este criterio el sobre alcance de la zona 2 frontal solamente traslapará en un 20 % (1/5) de la zona 3 de bloqueo, teniéndose un margen del 80 % (4/5) más de alcance hacia atrás; como se ilustra en las figuras 3.6 y 3.7; consecuentemente, se aumenta la cobertura resistiva de la característica Mho de la zona de bloqueo, con el propósito de incrementar la seguridad del esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido, para fallas hacia atrás.

- Alcance resistivo (R3 y R3N):
  - Ajustar igual al alcance resistivo (R2 y R2N) de la zona 2 del extremo remoto (frontal), respectivamente.
  - Los ajustes de sobre alcance de la zona 2 frontal y la zona 3 local, deberán verificarse en Ohms primarios.

Con este criterio la cobertura resistiva de la zona 3 de bloqueo local será igual a la cobertura resistiva de la zona 2 de sobre alcance del extremo frontal, como se ilustra en la figura 3.7, dándole mayor seguridad al esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido, para fallas hacia atrás.



#### d) Zona 4.

- Con dirección hacia adelante.
- Se utilizará para disparo independiente con retardo de operación de 300 a 400 milisegundos.
- El propósito de esta zona es respaldar 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con INFEED mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral.
  - Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida más 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
- Calcular el infeed mínimo. Véase el anexo 1 “Criterios para determinar el valor del infeed”.
- En caso de que el infeed mínimo obtenido sea mayor a 6, deberá considerarse 6.
- En caso de tener algún transformador en el bus remoto:
  - Vigilar que exista coordinación en los tiempos de operación entre los relevadores de sobrecorriente del transformador y esta zona 4, en el mismo nivel de voltaje.
  - Con el valor calculado, verificar que el alcance máximo de esta zona 4, no detecte fallas en el bus del otro nivel de tensión del banco de transformación, considerando las contingencias más críticas probables; en caso contrario, recortarla gradualmente hasta asegurarse que quede fuera de su cobertura.
- También, si se tienen líneas paralelas que salen del bus remoto, analizar el alcance propuesto para falla en bus adyacente a éstas. En forma similar, cuando se tienen transformadores en paralelo en el bus remoto. Se debe analizar la operación tanto para los relevadores de fase como los de tierra. Véase el anexo 2 “Diagrama unifilar esquemático con identificación de nodos para verificar el alcance de la zona 4”.
- Alcance resistivo (R4 y R4N) con DRM y sin DRM.
  - Ajustar igual al alcance resistivo (R2 y R2N) de zona 2 de llaveo, respectivamente.

### 3.6 Protección 85L/21 para líneas de transmisión largas (40km≤L≤150km)

Se habilitarán cuatro unidades de distancia como se ilustran en la figura 3.4, con los criterios que se describen a continuación.

#### a) Zona 1.

- Con dirección hacia adelante y disparo instantáneo.



- Su propósito es liberar las fallas en la mayor parte de la línea protegida, sin retardo de tiempo intencional.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para la característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
  - Si se cuenta con línea paralela en la misma estructura, entonces, ajustar del 60% al 70% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
- Alcance resistivo (R1 y R1N) para característica cuadrilateral con DRM y sin DRM:
  - Cálculo de R1 para fallas entre fases.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X1 < R1 < 2.5 \cdot X1$ , donde X1 es el alcance inductivo de zona 1.
    - Ajustar  $R1 = X1 \Omega$ -primarios.
    - Verificar que  $10 \leq R1 \leq 80 \Omega$  primarios resistivos. Si R1 está fuera del rango anterior, entonces ajustar al límite de 10  $\Omega$ -primarios u 80  $\Omega$ -primarios, correspondiente.
  - Cálculo de R1N para fallas de fase a tierra.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X1 < R1N < (1+K0) \cdot 2.5 \cdot X1$ , donde X1 es el alcance inductivo de zona 1.
    - Ajustar  $R1N = 2 \cdot X1 \Omega$ -primarios.
    - Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia), se podrá ampliar el valor de R1N, siempre y cuando este dentro del valor del criterio general.

#### **b) Zona 2.**

- Con dirección hacia adelante.
- Esta unidad no genera disparo en forma independiente.
- Se debe programar en la lógica de transmisión del esquema POTT tipo híbrido. Ver la lógica del esquema de comparación direccional tipo híbrido ilustrado en la figura 3.5, para ajustar los retardos de tiempo indicados.
- Se utiliza para disparo sin retardo de tiempo mediante el esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido.
- El propósito de esta zona es detectar todas las fallas que ocurran en toda la longitud de la línea protegida.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 130% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.



- Alcance resistivo( $R_2$  y  $R_{2N}$ ) con DRM y sin DRM:
  - Cálculo de  $R_2$  para fallas entre fases.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X_2 < R_2 < 2.5 \cdot X_2$ , donde  $X_2$  es el alcance inductivo de zona 2.
    - Ajustar  $R_2 = 2 \cdot X_2 \Omega$ -primarios.
    - Verificar que  $10 \leq R_2 \leq 80 \Omega$  primarios resistivos. Si  $R_2$  está fuera del rango anterior, entonces ajustar al límite de  $10 \Omega$ -primarios u  $80 \Omega$ -primarios, según corresponda.
  - Cálculo de  $R_{2N}$  para fallas de fase a tierra.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X_2 < R_{2N} < (1+K_0) \cdot 2.5 \cdot X_2$ , donde  $X_2$  es el alcance inductivo de zona 2.
    - Ajustar  $R_{2N} = 2 \cdot X_2 \Omega$ -primarios.
    - Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia, etc.), se podrá ampliar el valor de  $R_{2N}$ , siempre y cuando este dentro del valor del criterio general.

### c) Zona 3.

- Con dirección hacia atrás (zona de reversa).
- Se utiliza para la lógica de bloqueo en el esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido. Ver la lógica del esquema de comparación direccional tipo híbrido ilustrado en la figura 3.3, para ajustar los retardos de tiempo indicados.
- Alcance de la característica  $M_{ho}$  y alcance inductivo para característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

Con este criterio el sobre alcance de la zona 2 frontal solamente traslapará en un 30 % (3/10) de la zona 3 de bloqueo, teniéndose un margen del 70 % (7/10) más de alcance hacia atrás; como se ilustra en la figuras 3.8 y 3.9; consecuentemente, se aumenta la cobertura resistiva de la característica  $M_{ho}$  de la zona de bloqueo, con el propósito de incrementar la seguridad del esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido, para fallas hacia atrás.

- Alcance resistivo( $R_3$  y  $R_{3N}$ ):
  - Ajustar igual al alcance resistivo ( $R_2$  y  $R_{2N}$ ) de la zona 2 del extremo remoto (frontal), respectivamente.



- Los ajustes de sobre alcance de la zona 2 frontal y la zona 3 local, deberán verificarse en Ohms primarios.

Con este criterio la cobertura resistiva de la zona 3 de bloqueo local será igual a la cobertura resistiva de la zona 2 de sobre alcance del extremo frontal, como se ilustra en la figura 3.9, dándole mayor seguridad al esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido, para fallas hacia atrás.

#### **d) Zona 4.**

- Con dirección hacia adelante.
- Se utilizará para disparo independiente con retardo de operación de 300 a 400 milisegundos.
- El propósito de esta zona es respaldar 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con INFEED mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
- Alcance de la característica  $M_{ho}$  y alcance inductivo para característica cuadrilateral.
  - Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida más 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
- Calcular el infeed mínimo. Véase el anexo 1 “Criterios para determinar el valor del infeed”.
- En caso de que el infeed mínimo obtenido sea mayor a 6, deberá considerarse 6.
- En caso de tener algún transformador en el bus remoto:
  - Verificar que exista coordinación en los tiempos de operación entre los relevadores de sobrecorriente del transformador y esta zona 4, en el mismo nivel de voltaje.
  - Con el valor calculado, verificar que el alcance máximo de esta zona 4, no detecte fallas en el bus del otro nivel de tensión del banco de transformación, considerando las contingencias más críticas probables; en caso contrario, recortarla gradualmente hasta asegurarse que quede fuera de su cobertura.
- Así mismo, si se tienen líneas paralelas que salen del bus remoto, analizar el alcance propuesto para falla en bus adyacente a éstas. En forma similar, cuando se tienen transformadores en paralelo en el bus remoto. Se debe analizar la operación tanto para los relevadores de fase como los de tierra. Véase el anexo 2 “Diagrama unifilar esquemático con identificación de nodos para verificar el alcance de la zona 4”.
- Alcance resistivo ( $R_4$  y  $R_{4N}$ ) con DRM y sin DRM.
  - Ajustar igual al alcance resistivo ( $R_2$  y  $R_{2N}$ ) de zona 2 de llaveo, respectivamente.



### 3.7 Protección 85L/21 para líneas de transmisión medianas (15km≤L≤40km)

Se habilitarán cuatro unidades de distancia como se ilustra en la figura 3.4, con los criterios que se describen a continuación:

#### a) Zona 1.

- Con dirección hacia adelante y disparo instantáneo.
- Su propósito es liberar las fallas en la mayor parte de la línea protegida, sin retardo de tiempo intencional.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para la característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
  - Si se cuenta con línea paralela en la misma estructura, entonces, ajustar del 60% al 70% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
- Alcance resistivo (R1 y R1N) para característica cuadrilateral con DRM y sin DRM:
  - Cálculo de R1 para fallas entre fases.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X1 < R1 < 2.5 \cdot X1$ , donde X1 es el alcance inductivo de zona 1.
    - Ajustar  $R1 = X1 \Omega$ -primarios.
    - Verificar que  $10 \leq R1 \leq 80 \Omega$  primarios resistivos. Si R1 está fuera del rango anterior, entonces ajustar al límite de 10  $\Omega$ -primarios u 80  $\Omega$ -primarios, según corresponda.
  - Cálculo de R1N para fallas de fase a tierra.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X1 < R1N < (1+K0) \cdot 2.5 \cdot X1$ , donde X1 es el alcance inductivo de zona 1.
    - Ajustar  $R1N = 4 \cdot X1 \Omega$ -primarios.
    - Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia, etc), se podrá ampliar el valor de R1N, siempre y cuando este dentro del valor del criterio general.

#### b) Zona 2.

- Con dirección hacia adelante.
- Esta unidad no genera disparo en forma independiente.
- Se debe programar en la lógica de transmisión del esquema POTT tipo híbrido. Ver la lógica del esquema de comparación direccional tipo híbrido ilustrado en la figura 3.5, para ajustar los retardos de tiempo indicados.



- Se utiliza exclusivamente para disparo sin retardo de tiempo mediante el esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido.
- El propósito de esta zona es detectar todas las fallas que ocurran dentro de la línea protegida.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 150% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
- Alcance resistivo(R2 y R2N) con DRM y sin DRM:
  - Cálculo de R2 para fallas entre fases.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X_2 < R_2 < 2.5 \cdot X_2$ , donde  $X_2$  es el alcance inductivo de zona 2.
    - Ajustar  $R_2 = 4 \cdot X_2 \Omega$ -primarios.
    - Verificar que  $10 \leq R_2 \leq 80 \Omega$  primarios resistivos. Si  $R_2$  está fuera del rango anterior, entonces ajustar al límite de  $10 \Omega$ -primarios u  $80 \Omega$ -primarios, según corresponda.
  - Cálculo de R2N para fallas de fase a tierra.
    - Aplicar el criterio general  $0.8 \cdot X_2 < R_{2N} < (1+K_0) \cdot 2.5 \cdot X_2$ , donde  $X_2$  es el alcance inductivo de zona 2.
    - Ajustar  $R_{2N} = 4 \cdot X_2 \Omega$ -primarios.
    - Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia, etc.), se podrá ampliar el valor de R2N, siempre y cuando este dentro del valor del criterio general.

### c) Zona 3.

- Con dirección hacia atrás (zona de reversa).
- Se utiliza para la lógica de bloqueo en el esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido. Ver la lógica del esquema de comparación direccional tipo híbrido ilustrado en la figura 3.5, para ajustar los retardos de tiempo indicados.
- Alcance de la característica Mho y alcance inductivo para característica cuadrilateral:
  - Ajustar al 150% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

Con este criterio el sobre alcance de la zona 2 frontal solamente traslapará en una tercera parte (1/3) de la zona 3 de bloqueo local, teniéndose como margen dos terceras partes (2/3) más de alcance hacia atrás; como se ilustra en la figuras 3.10 y 3.11; con esto se asegura suficiente cobertura resistiva de la característica Mho de la zona 3 de bloqueo, incrementándose la seguridad del esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido, para fallas hacia atrás.



- Alcance resistivo(R3 y R3N):
  - Ajustar igual al alcance resistivo (R2 y R2N) de la zona 2 del extremo remoto (frontal), respectivamente.
  - Los ajustes de sobre alcance de la zona 2 frontal y la zona 3 local, deberán verificarse en Ohms primarios.

Con este criterio la cobertura resistiva de la zona 3 de bloqueo local será igual a la cobertura resistiva de la zona 2 de sobre alcance del extremo frontal, como se ilustra en la figura 3.11, dándole mayor seguridad al esquema de comparación direccional POTT tipo híbrido, para fallas hacia atrás.

#### **d) Zona 4.**

- Con dirección hacia adelante.
- Se utilizará para disparo independiente con retardo de operación de 300 a 400 milisegundos.
- Esta zona tiene el propósito de respaldar un 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con INFEED mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
- Alcance de la característica  $M_{ho}$  y alcance inductivo para característica cuadrilateral.
  - Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida más 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo, considerando el extremo remoto abierto.
- Calcular el infeed mínimo. Véase el anexo 1 “Criterios para determinar el valor del infeed”.
- En caso de que el infeed mínimo obtenido sea mayor a 6, deberá considerarse 6.
- En caso de tener algún transformador en el bus remoto:
  - Vigilar que exista coordinación en los tiempos de operación entre los relevadores de sobrecorriente del transformador y esta zona 4, en el mismo nivel de voltaje.
  - Con el valor calculado, verificar que el alcance máximo de esta zona 4, no detecte fallas en el bus del otro nivel de tensión del banco de transformación, considerando las contingencias más críticas probables; en caso contrario, recortarla gradualmente hasta asegurarse que quede fuera de su cobertura.
- También, si se tienen líneas paralelas que salen del bus remoto, analizar el alcance propuesto para falla en bus adyacente a éstas. En forma similar, cuando se tienen transformadores en paralelo en el bus remoto. Se debe analizar la operación tanto para los relevadores de fase como los de tierra. Véase el anexo 2 “Diagrama unifilar esquemático con identificación de nodos para verificar el alcance de la zona 4”.



- Alcance resistivo (R4 y R4N) con DRM y sin DRM.
  - Ajustar igual al alcance resistivo (R2 y R2N) de zona 2 de llaveo, respectivamente.

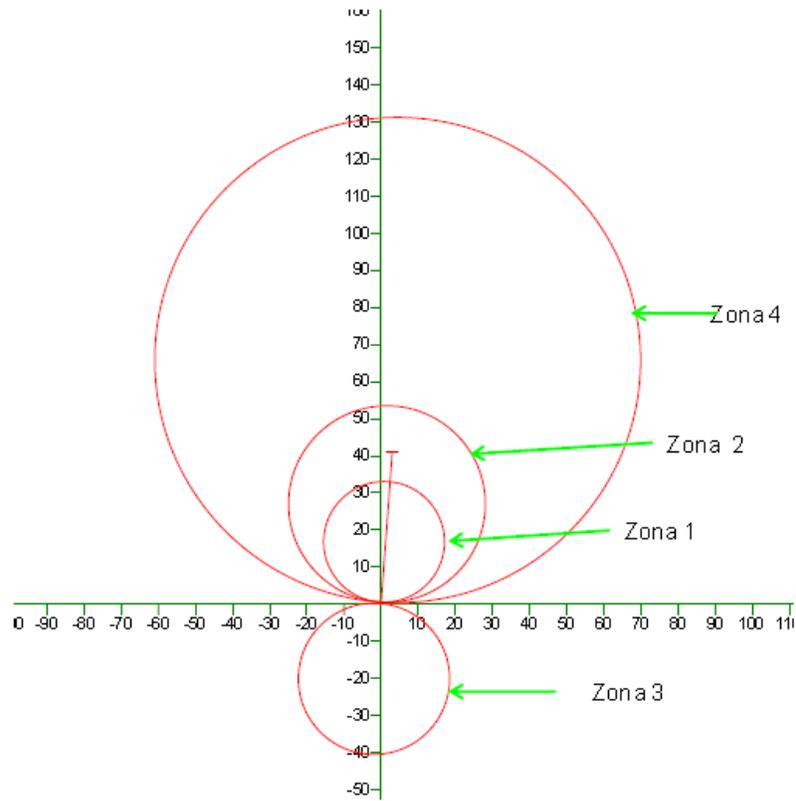


Figura 3.4. Unidades de distancia que se aplican en la protección 85L/21, zonas 1,2 y 4 con dirección hacia adelante y zona 3 con dirección hacia atrás.

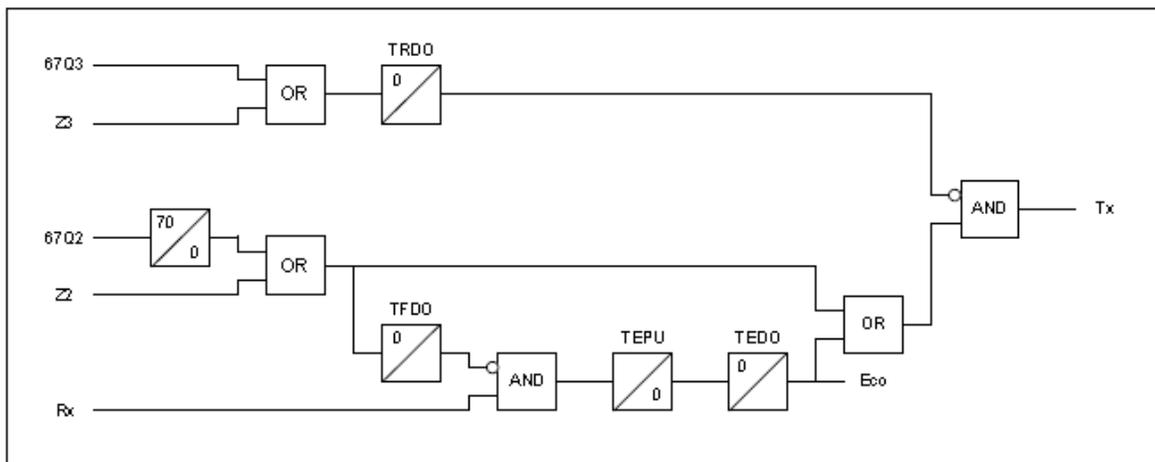


Figura 3.5. Lógica de esquema de comparación direccional tipo híbrido

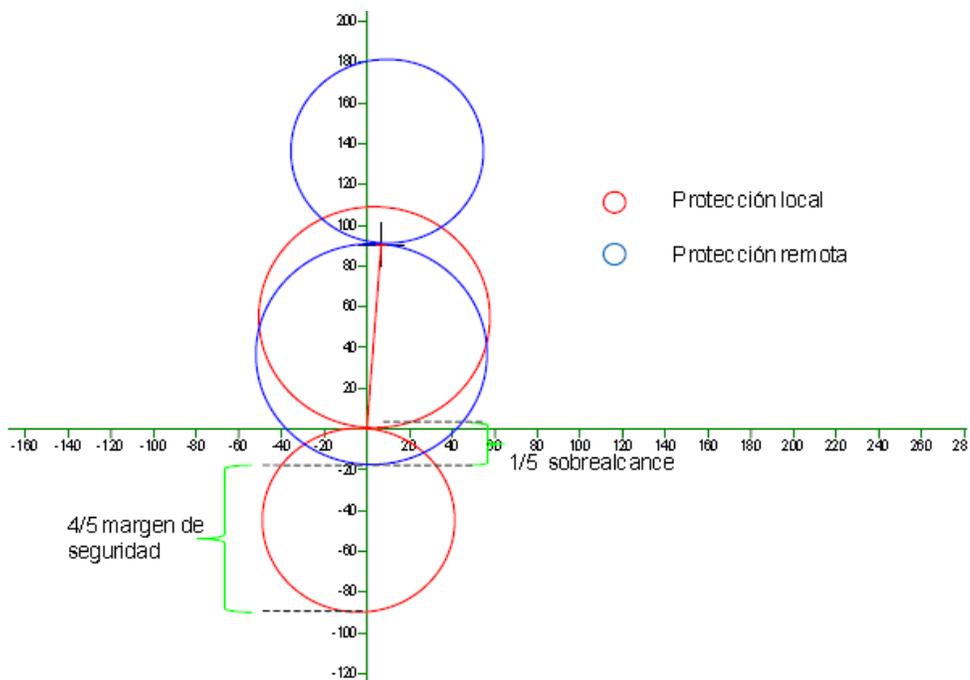


Figura 3.6 Alcance inductivo de la zona de bloqueo para una línea extra larga, Se muestra la característica de zona 2 y zona de bloqueo para el relevador local (rojo) y lo correspondiente para el relevador del extremo remoto (azul)

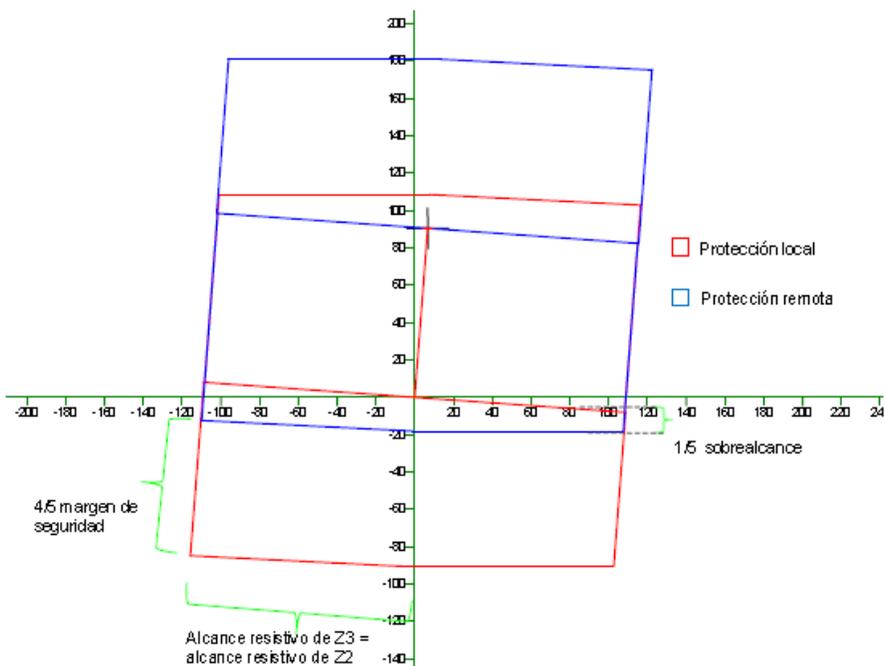


Figura 3.7 Alcance resistivo de la zona de bloqueo local para una línea extra larga. Se observa que tiene el mismo valor que el alcance resistivo de la zona 2 del extremo remoto (azul).

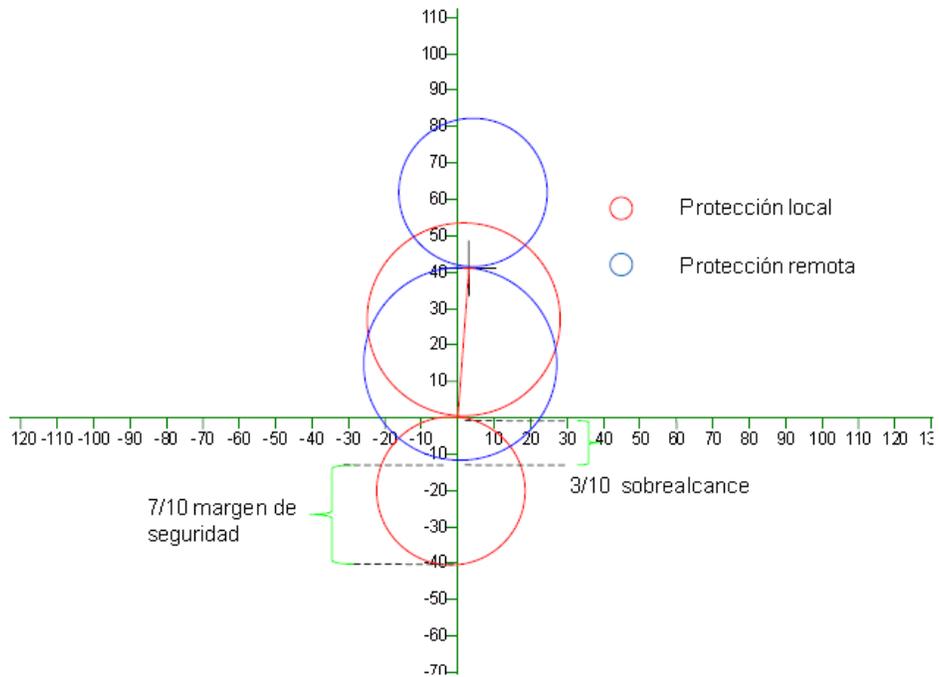


Figura 3.8 Alcance inductivo de la zona de bloqueo para una línea larga, Se muestra la característica de zona 2 y zona de bloqueo para el relevador local (rojo) y lo correspondiente para el relevador del extremo remoto (azul)

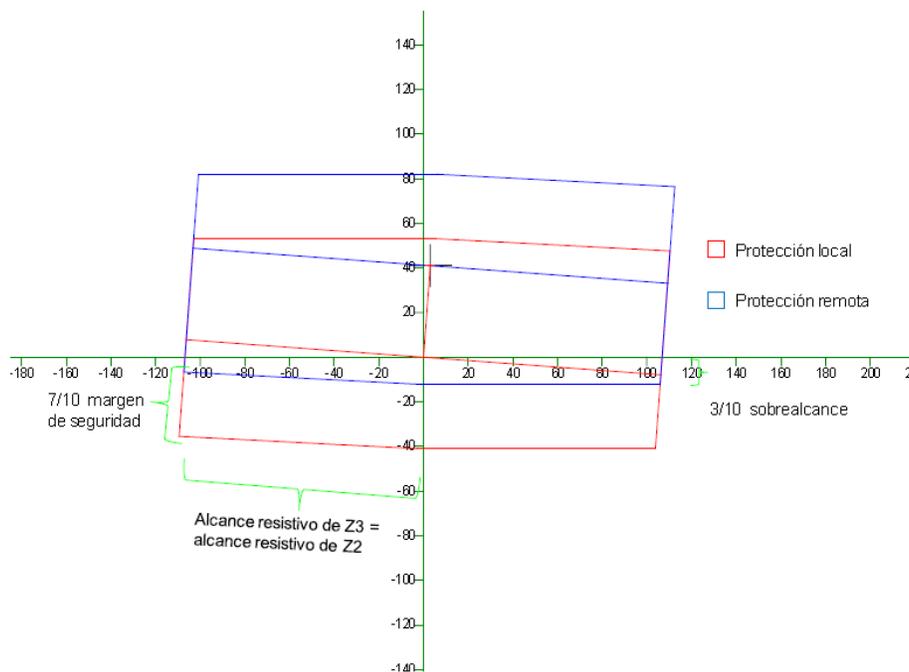


Figura 3.9 Alcance resistivo de la zona de bloque local para una línea larga. Se observa que tiene el mismo valor que el alcance resistivo de la zona 2 del extremo remoto (azul).

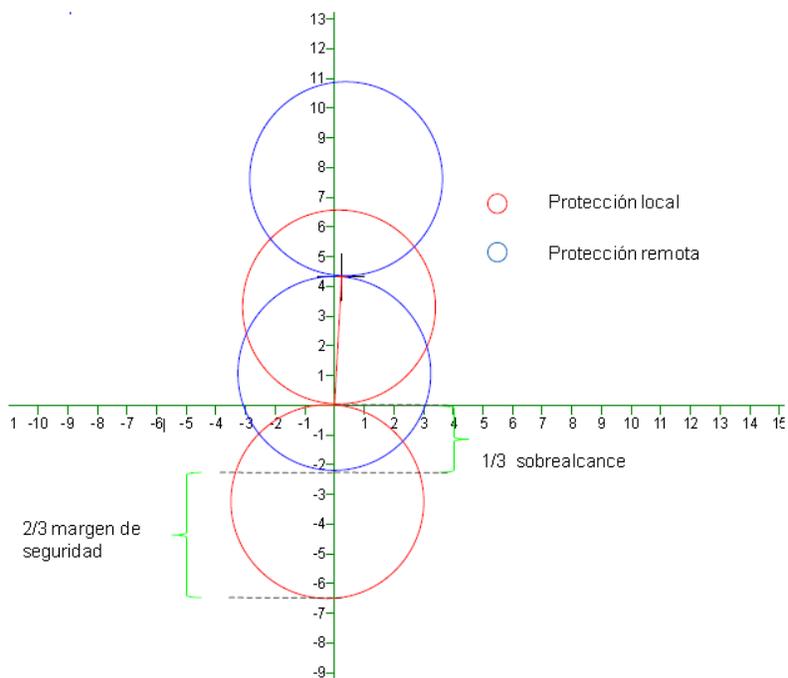


Figura 3.10 Alcance inductivo de la zona de bloqueo para una línea mediana, Se muestra la característica de zona 2 y zona de bloqueo para el relevador local (rojo) y lo correspondiente para el relevador del extremo remoto (azul)

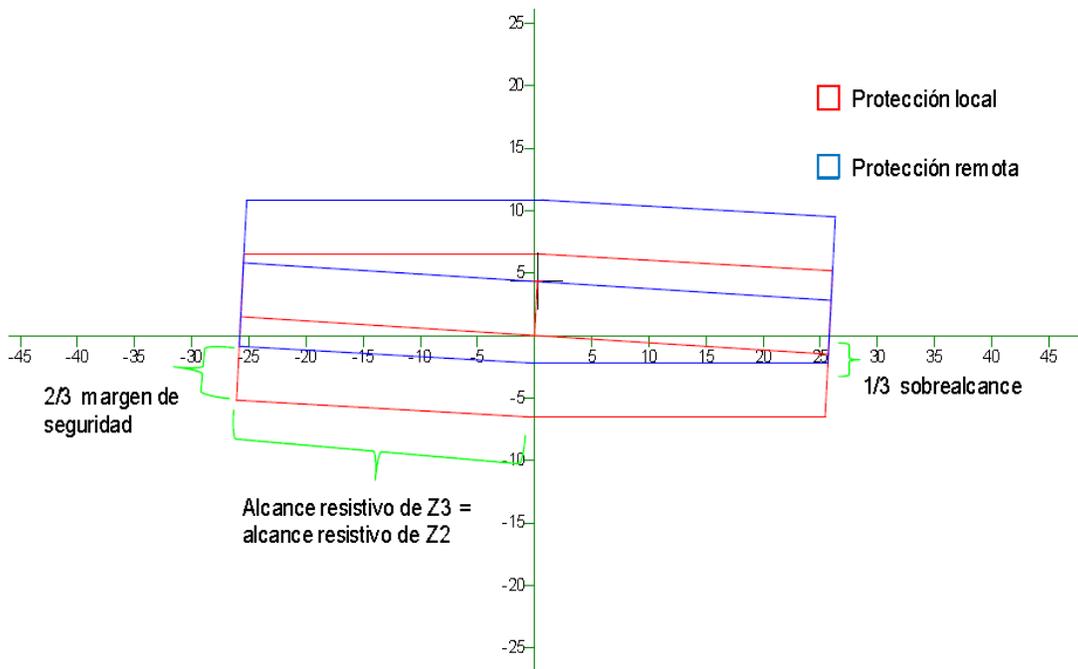


Figura 3.11 Alcance resistivo de la zona de bloque local para una línea mediana. Se observa que tiene el mismo valor que el alcance resistivo de la zona 2 del extremo remoto (azul).



## **CAPITULO 4**

### **APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-421 PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A3410 DE 400kV**

#### **4.1 Cálculo de parámetros eléctricos de la Línea de Transmisión A3410 de 400kV**

Para el cálculo de los parámetros eléctricos de la línea a estudiar se utilizó el software ASPEN LC especializado en la construcción virtual de líneas de transmisión.

Se inició con el modelo de la línea en el software ASPEN Construction Editor V.2.10D; partiendo de la librería de construcción ya establecida por la CFE se comenzó a modelar la línea con los datos referentes al tipo de estructura y conductores utilizados y distancias entre ellos, siendo los siguientes:

- **Estructura tipo “Anillo de 400kV”** **(ANEXO 2)**
- **2 Conductores por fase de tipo BLUE JAY CFE 1113 ASCR 45/7**
- **Distancia entre fases de 8.5m**
- **Distancia de la catenaria de fases de 9.0m**
- **Hilo de guarda tipo 3/8 EHS CFE 7**
- **Distancia de la catenaria de hilo de guarda 4.5m**

Estos datos se ingresaron al software como se muestra en la figura 4.1.

Ya que por la misma estructura también se encuentra la línea de transmisión A3420 de 400kV, se tuvo que ingresar sus datos para realizar el mismo cálculo por ser paralela a la línea en estudio, tal como se indica en la figura 4.2, obteniendo los resultados de la impedancia de cada circuito y la impedancia mutua de secuencia cero mostrándose en la figura 4.3.

Posteriormente estos valores son tomados por el software ASPEN Line Data Module V.2.10D para integrar la distancia de la línea, que para la línea de estudio es de 32.5km (mostrando la trayectoria en el Anexo 3), la potencia base tomándose en 100MVA y su voltaje de operación para obtener el valor de la impedancia en por unidad, mostrando el procedimiento en las figuras 4.4 y 4.5 y los resultados obtenidos en la figura 4.6.

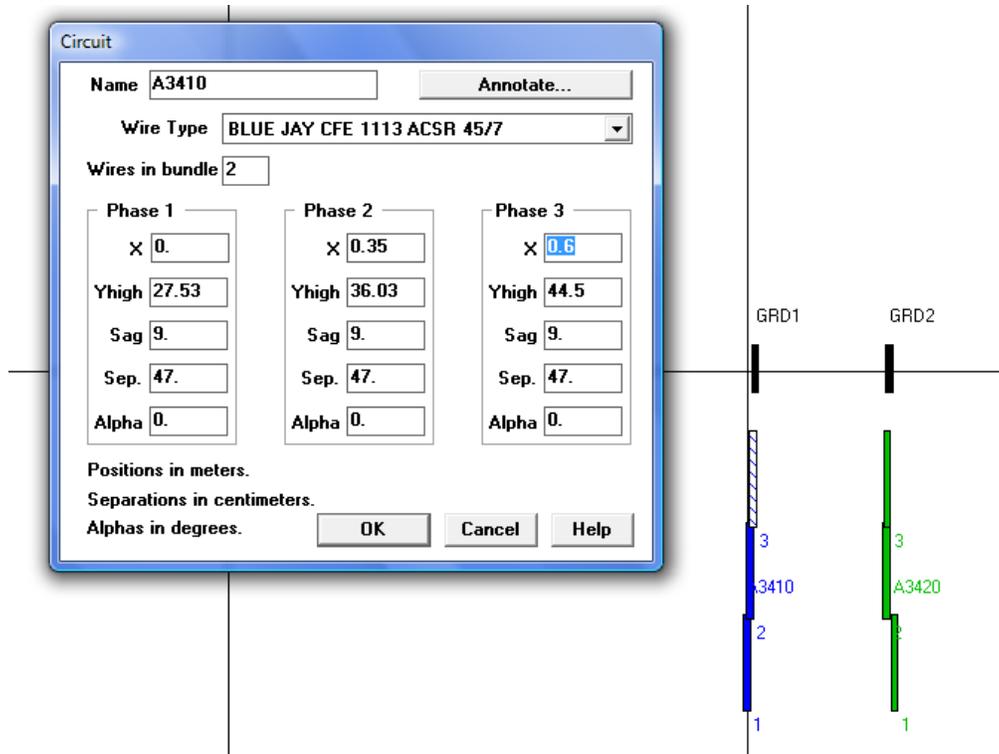


Figura 4.1 Características constructivas para la línea A3410 en software Aspen Construction Editor

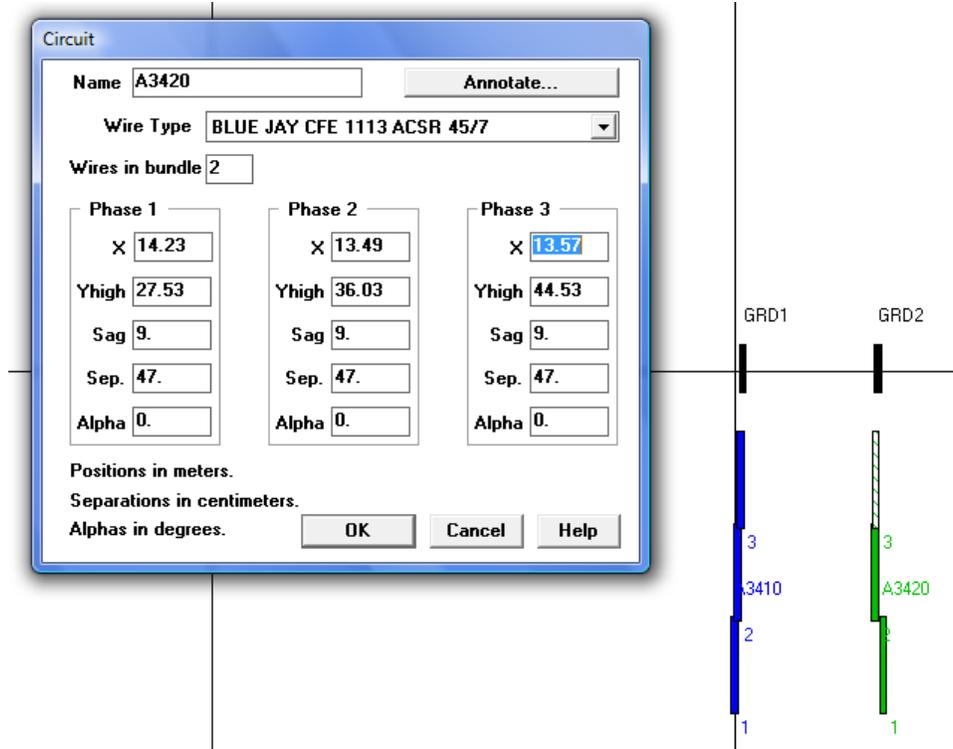


Figura 4.2 Características constructivas para la línea A3420 en software Aspen Construction Editor



```

=====
Overhead construction "A3410"
Ground wires are continuous.
Lines are continuously transposed.
Earth Resistivity = 100.

[ 1] Circuit "A3410":
  Wire "BLUE JAY CFE 1113 ACSR 45/7" Wires in Bundle: 2
  ( 1) Ph1 0.000X 27.530Yhi 9.000Sag 47.000Sep 0.000Alpha
  ( 2) Ph2 0.350X 36.030Yhi 9.000Sag 47.000Sep 0.000Alpha
  ( 3) Ph3 0.600X 44.500Yhi 9.000Sag 47.000Sep 0.000Alpha
[ 2] Circuit "A3420":
  Wire "BLUE JAY CFE 1113 ACSR 45/7" Wires in Bundle: 2
  ( 4) Ph1 14.230X 27.530Yhi 9.000Sag 47.000Sep 0.000Alpha
  ( 5) Ph2 13.490X 36.030Yhi 9.000Sag 47.000Sep 0.000Alpha
  ( 6) Ph3 13.570X 44.530Yhi 9.000Sag 47.000Sep 0.000Alpha
Ground "GRD1":
  Wire "3/8 EHS CFE 7"
  0.900X 52.600Yhi 4.500Sag
Ground "GRD2":
  Wire "3/8 EHS CFE 7"
  13.750X 52.530Yhi 4.500Sag
Calculating...
=====

```

Construction Parameters in Phase Domain					
Impedance(Ohms/km)			Capacitance(microfarads/km)		
( 1. 1)	0.11048	+j 0.68156			+0.010226
( 1. 2)	0.080716	+j 0.30981			-0.0016126
( 2. 2)	0.11048	+j 0.68156			+0.010226
( 1. 3)	0.080716	+j 0.30981			-0.0016126
( 2. 3)	0.080716	+j 0.30981			-0.0016126
( 3. 3)	0.11048	+j 0.68156			+0.010226
( 1. 4)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 2. 4)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 3. 4)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 4. 4)	0.11063	+j 0.68146			+0.010226
( 1. 5)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 2. 5)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 3. 5)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 4. 5)	0.080854	+j 0.30952			-0.0016077
( 5. 5)	0.11063	+j 0.68146			+0.010226
( 1. 6)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 2. 6)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 3. 6)	0.08082	+j 0.27905			-0.00079298
( 4. 6)	0.080854	+j 0.30952			-0.0016077
( 5. 6)	0.080854	+j 0.30952			-0.0016077
( 6. 6)	0.11063	+j 0.68146			+0.010226
Admittance(Mhos/km)			Susceptance(Mhos/km)		
( 1. 1)	0.18319	-j 2.2135			+3.8551e-006
( 1. 2)	-0.030797	+j 0.4594			-6.0793e-007
( 2. 2)	0.18319	-j 2.2135			+3.8551e-006
( 1. 3)	-0.030797	+j 0.4594			-6.0793e-007
( 2. 3)	-0.030797	+j 0.4594			-6.0793e-007
( 3. 3)	0.18319	-j 2.2135			+3.8551e-006
( 1. 4)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 2. 4)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 3. 4)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 4. 4)	0.18328	-j 2.2127			+3.8553e-006
( 1. 5)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 2. 5)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 3. 5)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 4. 5)	-0.030546	+j 0.45877			-6.0607e-007
( 5. 5)	0.18328	-j 2.2127			+3.8553e-006
( 1. 6)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 2. 6)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 3. 6)	-0.0051619	+j 0.28427			-2.9895e-007
( 4. 6)	-0.030546	+j 0.45877			-6.0607e-007
( 5. 6)	-0.030546	+j 0.45877			-6.0607e-007
( 6. 6)	0.18328	-j 2.2127			+3.8553e-006
Positive Sequence Self Parameters					
Circuit	Impedance(Ohms/km)		Capacitance(microfarads/km)		
[ 1]	0.029762	+j 0.37174			+0.011839
[ 2]	0.029771	+j 0.37194			+0.011834
Zero Sequence Self Parameters					
Circuit	Impedance(Ohms/km)		Capacitance(microfarads/km)		
[ 1]	0.27191	+j 1.3012			+0.0070007
[ 2]	0.27233	+j 1.3005			+0.0070111
Zero Sequence Mutual Coupling Parameters					
Circuits	Impedance(Ohms/km)		Capacitance(microfarads/km)		
[ 1, 2]	0.24246	+j 0.83714			+0.0023789

Figura 4.3 Resultados obtenidos para las líneas A3410 y A3420 en software Aspen Construction Editor

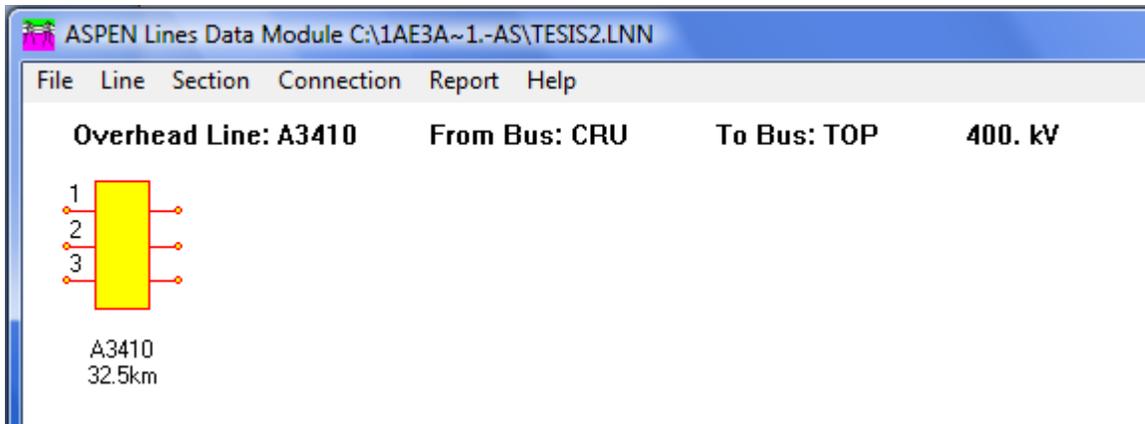


Figura 4.4 Ingreso de datos finales para la línea A3410 de 400kV

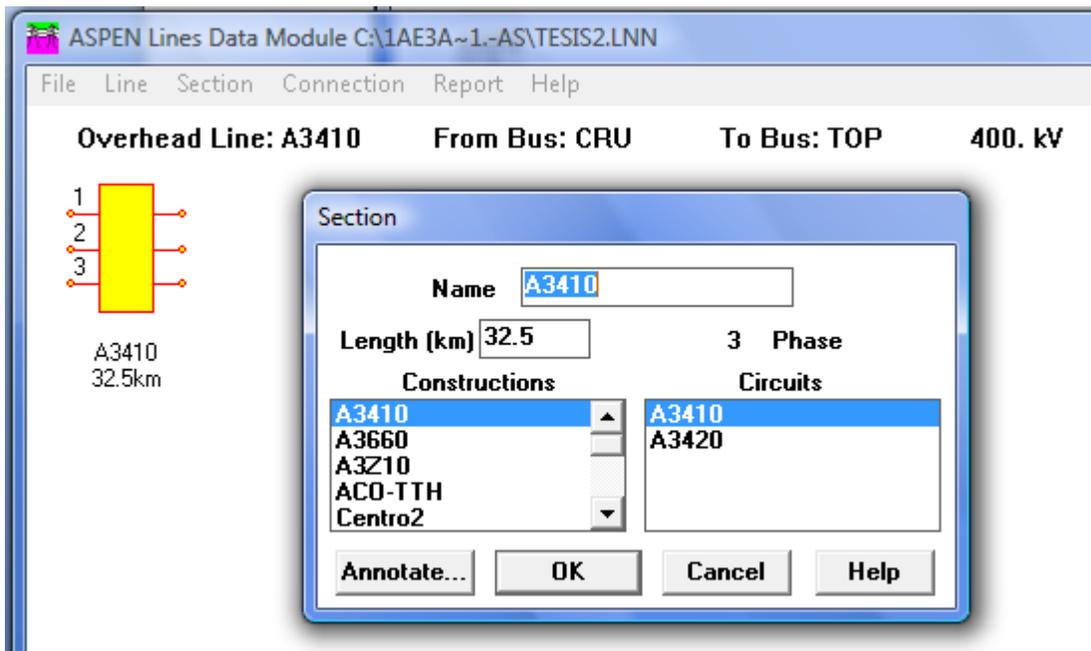


Figura 4.5 Ingreso de datos finales para la línea A3410 de 400kV



\*\*\*\*\*

Lines Data File: c:\lae3a~1.-as\tesis2.lnn  
Construction Library: c:\lae3a~1.-as\parjul13.lcn

System MVA Base = 100. Units are Metric. Frequency =60 Hertz

File contains 1 lines with a total of 1 sections

-----

Line "A3410" from bus "CRU" to bus "TOP":

400. kV 3 Phases 1 Sections 32.5 Kilometers

Section	Kilometers	Construction	Circuit	Connection
A3410	32.5000	A3410	A3410	

-----

Section "A3410" of line " A3410": 32.5 Kilometers

Section Parameters in Phase Domain

Section Impedance

		(Ohms)		(per unit)	
( 1. 1)	3.5905	+j 22.151	0.0022441	+j 0.013844	
( 1. 2)	2.6233	+j 10.069	0.0016395	+j 0.0062931	
( 2. 2)	3.5905	+j 22.151	0.0022441	+j 0.013844	
( 1. 3)	2.6233	+j 10.069	0.0016395	+j 0.0062931	
( 2. 3)	2.6233	+j 10.069	0.0016395	+j 0.0062931	
( 3. 3)	3.5905	+j 22.151	0.0022441	+j 0.013844	

Section Admittance

		(Mhos)		(per unit)	
( 1. 1)	0.0059678	-j 0.062381	9.5485	-j 99.81	
( 1. 2)	-0.00061652	+j 0.019862	-0.98643	+j 31.779	
( 2. 2)	0.0059678	-j 0.062381	9.5485	-j 99.81	
( 1. 3)	-0.00061652	+j 0.019862	-0.98643	+j 31.779	
( 2. 3)	-0.00061652	+j 0.019862	-0.98643	+j 31.779	
( 3. 3)	0.0059678	-j 0.062381	9.5485	-j 99.81	

Section Susceptance

(Mhos) (per unit)

( 1. 1)	+0.00012529	+0.20046
( 1. 2)	-1.9758e-005	-0.031613
( 2. 2)	+0.00012529	+0.20046
( 1. 3)	-1.9758e-005	-0.031613
( 2. 3)	-1.9758e-005	-0.031613
( 3. 3)	+0.00012529	+0.20046

Section Charging

(MVAR)

+20.046
-3.1613
+20.046
-3.1613
-3.1613
+20.046

Positive Sequence Self Parameters

Section Impedance

		(Ohms)	(per unit)
0.96726	+j 12.082	0.00060454	+j 0.0075511

Section Susceptance

(Mhos) (per unit)

+0.00014505	+0.23208
-------------	----------

Section Charging

(MVAR)

+23.208
---------

Zero Sequence Self Parameters

Section Impedance

		(Ohms)	(per unit)
8.837	+j 42.289	0.0055232	+j 0.02643

Section Susceptance

(Mhos) (per unit)

+8.5775e-005	+0.13724
--------------	----------

Section Charging

(MVAR)

+13.724
---------

Figura 4.6 Resultados finales para la línea A3410 de 400kV



Line Parameters in Phase Domain						
Line Impedance						
			(Ohms)	(per unit)		
( 1, 1)	3.5905	+j	22.151	0.0022441	+j	0.013844
( 1, 2)	2.6233	+j	10.069	0.0016395	+j	0.0062931
( 2, 2)	3.5905	+j	22.151	0.0022441	+j	0.013844
( 1, 3)	2.6233	+j	10.069	0.0016395	+j	0.0062931
( 2, 3)	2.6233	+j	10.069	0.0016395	+j	0.0062931
( 3, 3)	3.5905	+j	22.151	0.0022441	+j	0.013844
Line Admittance						
			(Mhos)	(per unit)		
( 1, 1)	0.0059678	-j	0.062381	9.5485	-j	99.81
( 1, 2)	-0.00061652	+j	0.019862	-0.98643	+j	31.779
( 2, 2)	0.0059678	-j	0.062381	9.5485	-j	99.81
( 1, 3)	-0.00061652	+j	0.019862	-0.98643	+j	31.779
( 2, 3)	-0.00061652	+j	0.019862	-0.98643	+j	31.779
( 3, 3)	0.0059678	-j	0.062381	9.5485	-j	99.81
			Line Susceptance	Line Charging		
			(Mhos)	(per unit)	(MVAR)	
( 1, 1)	+0.00012529		+0.20046		+20.046	
( 1, 2)	-1.9758e-005		-0.031613		-3.1613	
( 2, 2)	+0.00012529		+0.20046		+20.046	
( 1, 3)	-1.9758e-005		-0.031613		-3.1613	
( 2, 3)	-1.9758e-005		-0.031613		-3.1613	
( 3, 3)	+0.00012529		+0.20046		+20.046	
Positive Sequence Self Parameters						
Line Impedance						
			(Ohms)	(per unit)		
	0.96726	+j	12.082	0.00060454	+j	0.0075511
			Line Susceptance	Line Charging		
			(Mhos)	(per unit)	(MVAR)	
	+0.00014505		+0.23208		+23.208	
Zero Sequence Self Parameters						
Line Impedance						
			(Ohms)	(per unit)		
	8.837	+j	42.289	0.0055232	+j	0.02643
			Line Susceptance	Line Charging		
			(Mhos)	(per unit)	(MVAR)	
	+8.5775e-005		+0.13724		+13.724	

Figura 4.6 Resultados finales para la línea A3410 de 400kV (continuación)

El resultado final del cálculo de los parámetros eléctricos de la línea A3410 de 400kV es el siguiente:

- Impedancia de secuencia positiva  $(Z1) = 0.00060454 + j 0.0075511$  (pu)
- Impedancia de secuencia cero  $(Z0) = 0.0055232 + j 0.02683$  (pu)
- Impedancia mutua  $(ZM) = 0.0001515 + j 0.0005232$  (pu)
- Susceptancia de secuencia positiva  $(B+)/2 = 0.23208 / 2 = 0.11604$  (pu)
- Susceptancia de secuencia cero  $(B0)/2 = 0.13724 / 2 = 0.06862$  (pu)



### 4.2 Cálculo de corto circuito de la Línea de Transmisión A3410

El estudio de cálculo de corto circuito de la LT en cuestión se llevó a cabo por medio del software ASPEN ONELINER V.10, especializado en las corridas de cortocircuito, tomando en cuenta las características de la red y las contingencias del SEP para poder evaluar a la LT en condiciones normales y anormales de operación.

Se inicia agregando en el software el archivo que contiene las características de la red, elaborado y actualizado por el personal de la Oficina de Análisis de Redes de la Zona de Transmisión Metropolitana (ZTM).

Se dan de alta los valores de los parámetros eléctricos de la LT anteriormente obtenidos, mostrados en la tabla 4.1, mostrándose este proceso en la figura 4.1.

L.T.	R1	X1	R0	X0	B+/2	B0/2	R mutua	X mutua
A3410	0.00060454	0.0075511	0.0055232	0.02683	0.11604	0.06862	0.0001515	0.0005232

Tabla 4.1 Parámetros eléctricos de la LT A3410 de 400kV

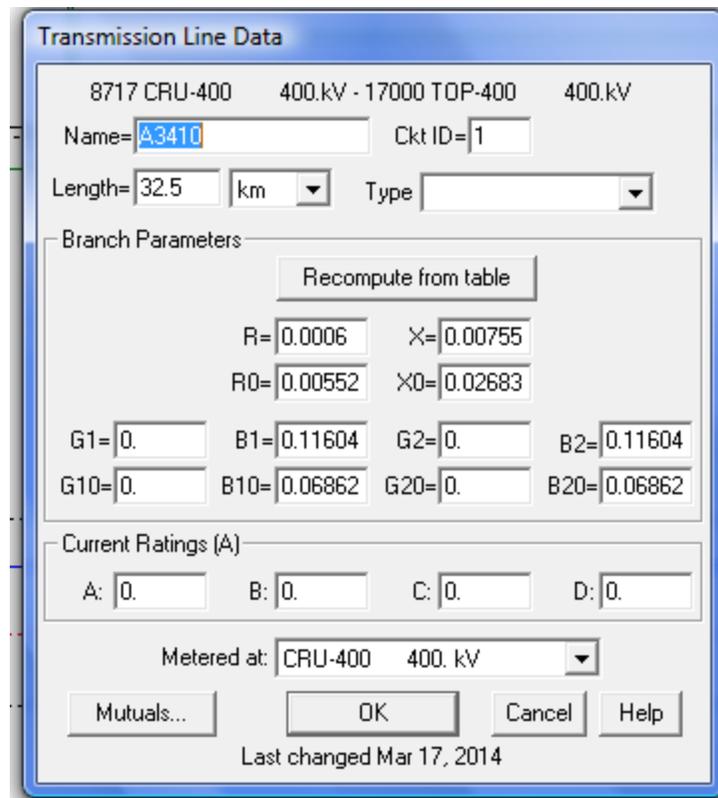


Figura 4.7 Ingreso de parámetros eléctricos de la línea A3410 a software ASPEN



Se realizan las corridas de corto circuito en el software ASPEN para calcular las fallas trifásicas y monofásicas en bus local, bus remoto, bus adyacente y bus hacia atrás mostrándose en las siguientes figuras los resultados obtenidos.

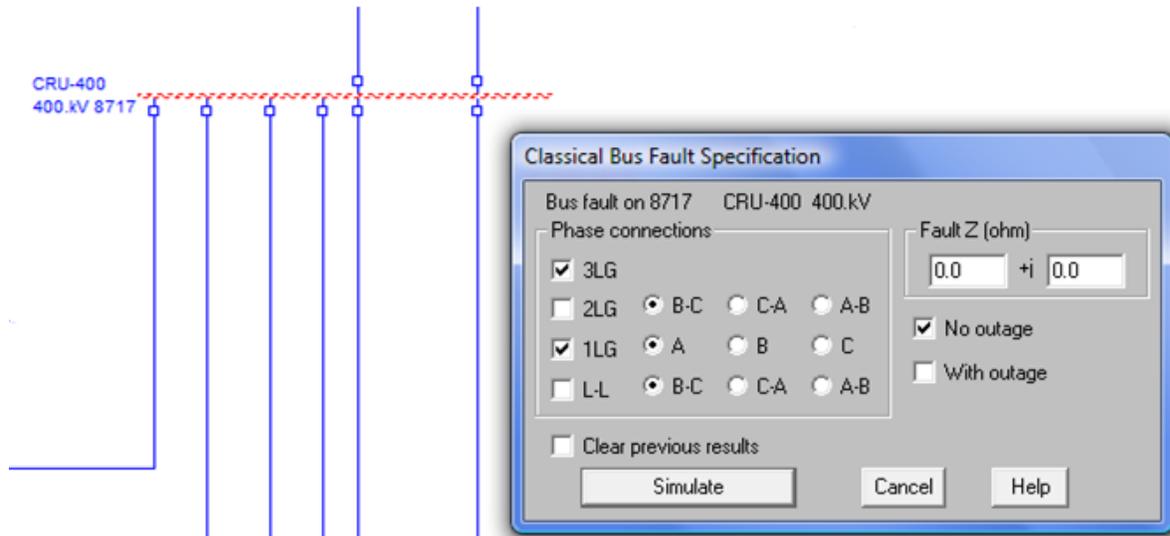


Figura 4.8 Generación de fallas trifásicas y monofásicas en S.E. CRU 400kV



Figura 4.9 Nivel de cortocircuito monofásico S.E. CRU 400kV

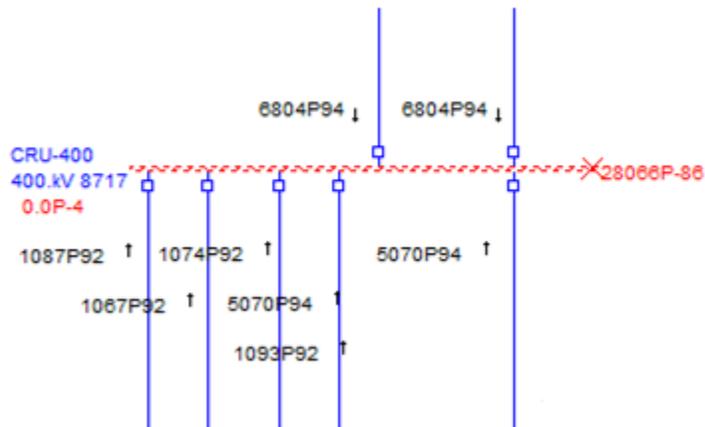


Figura 4.10 Nivel de cortocircuito trifásico S.E. CRU 400kV

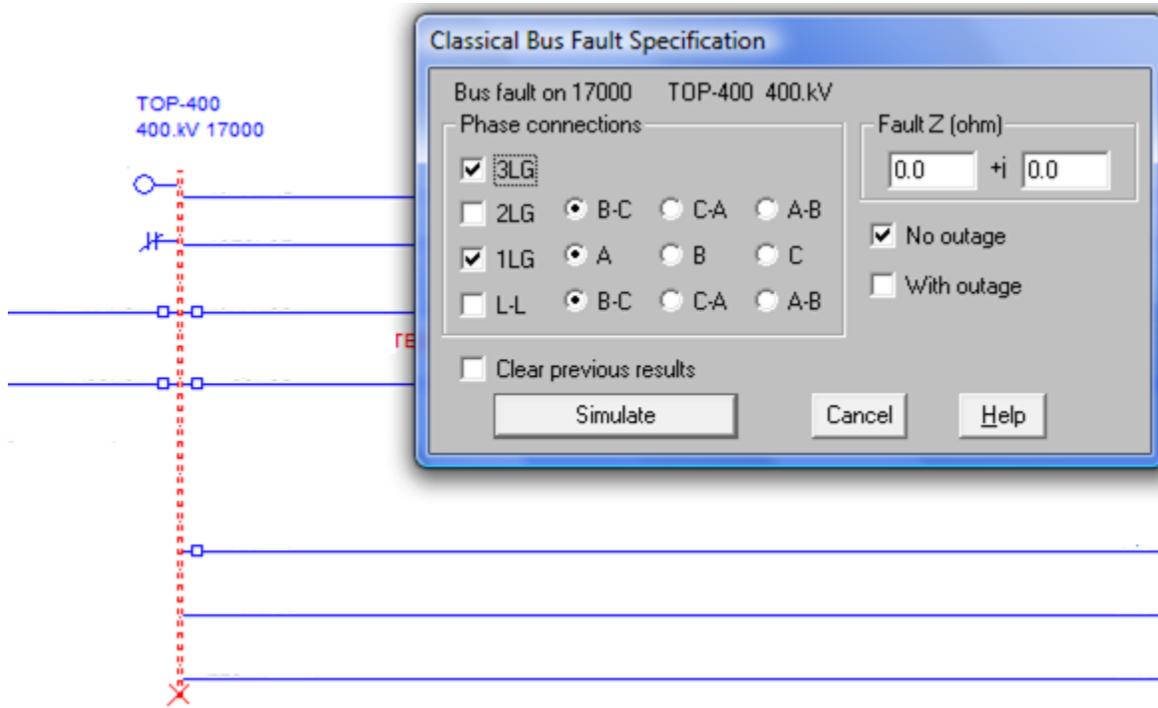


Figura 4.11 Generación de fallas trifásicas y monofásicas en S.E. TOP 400kV

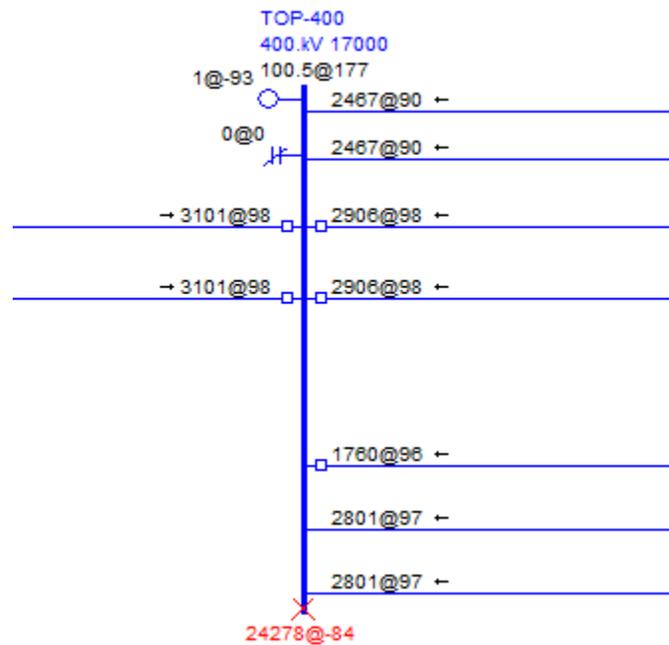


Figura 4.12 Nivel de cortocircuito monofásico S.E. TOP 400kV

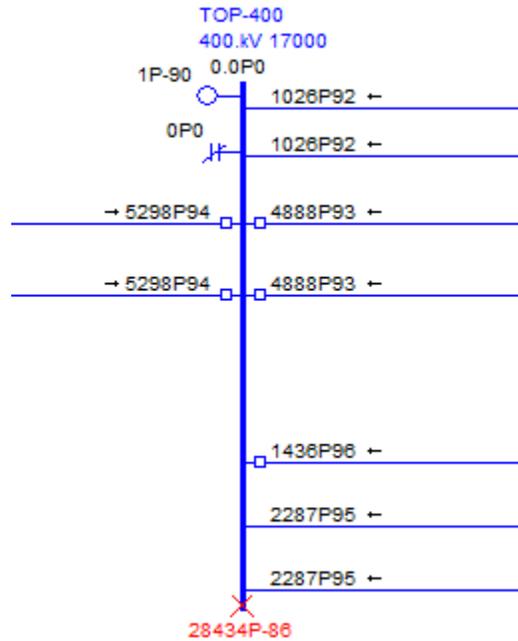


Figura 4.13 Nivel de cortocircuito trifásico S.E. TOP 400kV

Diagram of a 400 kV busbar system (BRN-400) with a fault location. The busbar is labeled "BRN-400 400.kV 5885". It has several feeders: "3'1", "3", and "3'2". A fault location is marked with a red dashed line and "OK".

Classical Bus Fault Specification

Bus fault on 5885 BRN-400 400.kV

Phase connections:

- 3LG
- 2LG
- 1LG
- L-L

Phase connections (radio buttons):

- B-C
- C-A
- A-B
- A
- B
- C
- B-C
- C-A
- A-B

Fault Z (ohm): 0.0 +j 0.0

No outage

With outage

Clear previous results

Buttons: Simulate, Cancel, Help

Figura 4.14 Generación de fallas trifásicas y monofásicas en S.E. BRN 400kV

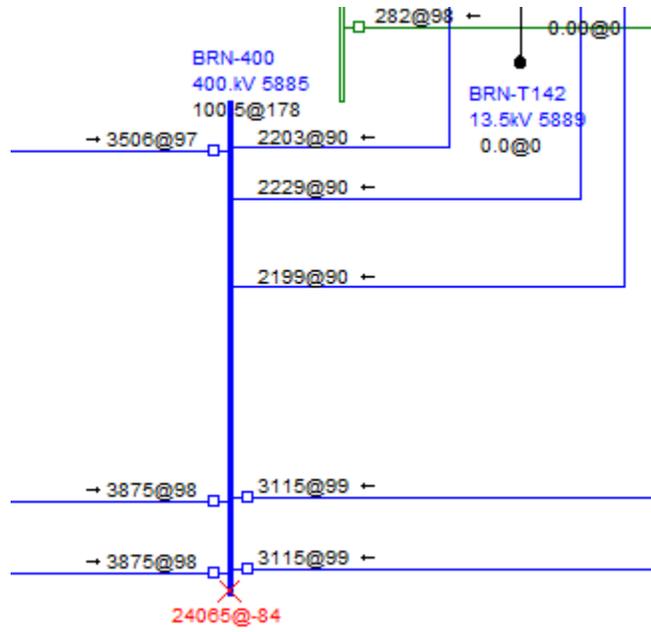


Figura 4.15 Nivel de cortocircuito monofásico S.E. BRN 400kV

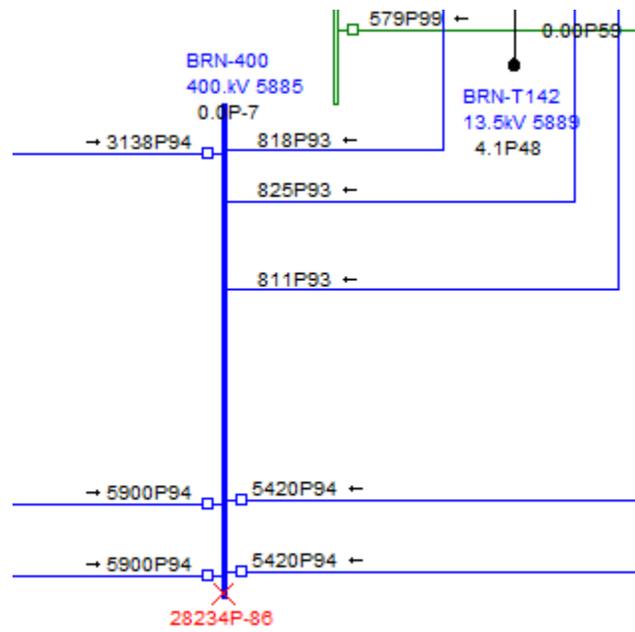


Figura 4.16 Nivel de cortocircuito trifásico S.E. BRN 400kV

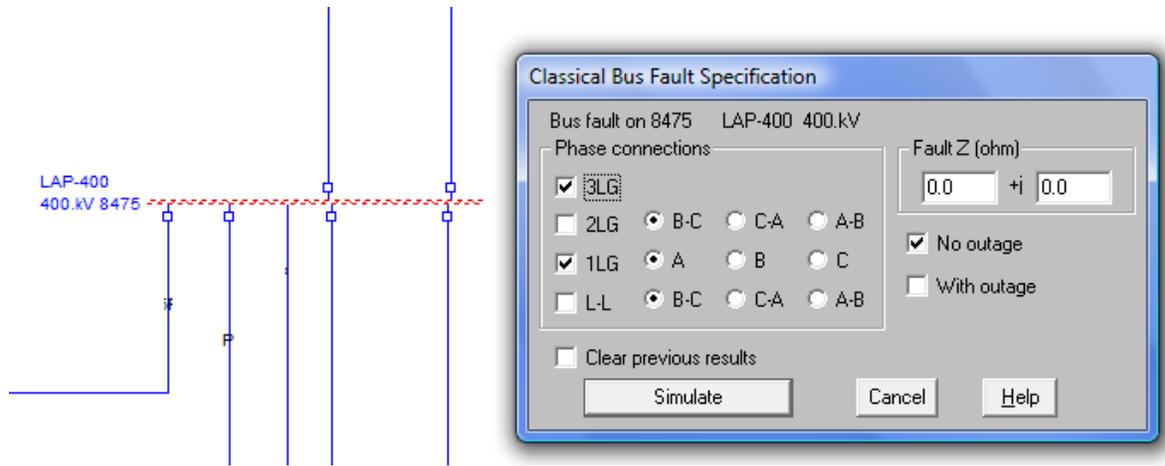


Figura 4.17 Generación de fallas trifásicas y monofásicas en S.E. LAP 400kV

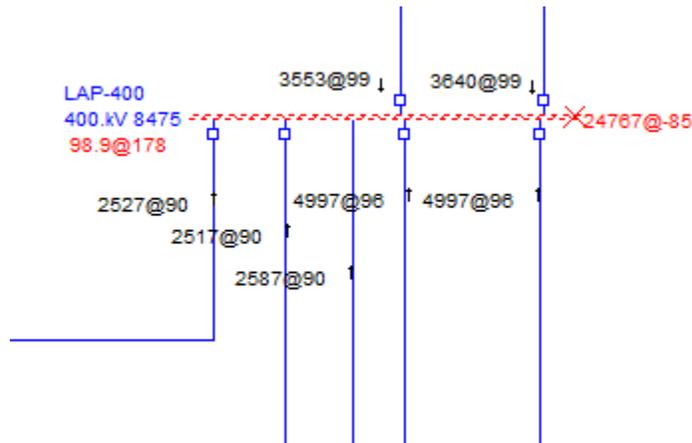


Figura 4.18 Nivel de cortocircuito monofásico S.E. LAP 400kV

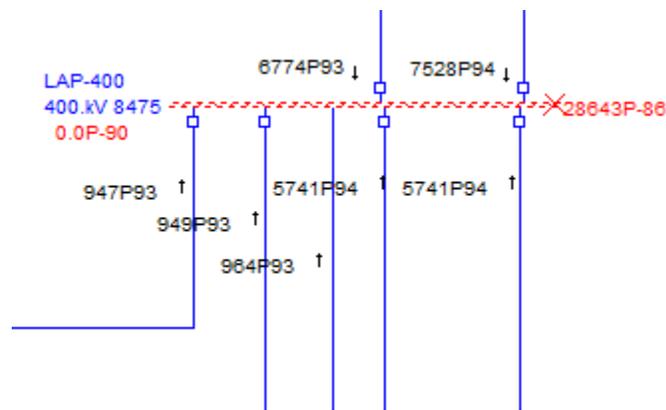


Figura 4.19 Nivel de cortocircuito trifásico S.E. LAP 400kV



S.E. Santa Cruz	Bus Local	S.E. Santa Cruz	CC Monofásico	25.061kA
			CC Trifásico	28.066kA
	Bus Remoto	S.E. Topilejo	CC Monofásico	24.278kA
			CC Trifásico	28.434kA
	Bus Adyacente	S.E. San Bernabé	CC Monofásico	24.065kA
			CC Trifásico	28.234kA
Bus Hacia Atrás	S.E. La Paz	CC Monofásico	24.767kA	
		CC Trifásico	28.643kA	

Tabla 4.2 Niveles de Corto Circuito para S.E. Santa Cruz 400kV

S.E. Topilejo	Bus Local	S.E. Topilejo	CC Monofásico	24.278kA
			CC Trifásico	28.434kA
	Bus Remoto	S.E. Santa Cruz	CC Monofásico	25.061kA
			CC Trifásico	28.066kA
	Bus Adyacente	S.E. La Paz	CC Monofásico	24.767kA
			CC Trifásico	28.643kA
Bus Hacia Atrás	S.E. San Bernabé	CC Monofásico	24.065kA	
		CC Trifásico	28.234kA	

Tabla 4.3 Niveles de Corto Circuito para S.E. Topilejo 400kV

### 4.3 Cálculo de ajustes para los relevadores SEL-421 de la Línea de Transmisión A3410

La Oficina de Análisis de Redes de la ZTM cuenta con una macro en el software Microsoft Excel para el cálculo de los ajustes para los relevadores de protección de las líneas de transmisión, el cual con solo ingresar los datos de corto circuito en las subestaciones involucradas obtenidos anteriormente por medio del software ASPEN ONELINER, y conforme al tipo de esquema de protección para la LT se generan los ajustes para el tipo de relevador seleccionado, como se muestra en la figura 4.20



Gerencia Regional de Transmisión Central  
Zona de Transmisión Metropolitana  
Portada de Ajustes

REALIZO \_\_\_\_\_ REVISO \_\_\_\_\_ AUTORIZO \_\_\_\_\_

sábado, 29 de marzo de 2014

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSION	LINEA	LONGITUD DE LA LT.	RTC	RTP
CRU	400 KV'S	CRU-A3410-TOP	32.50 KM'S	320	3330

CARGA MAXIMA DE LA LINEA EN AMPERE	BUS REMOTO	BUS ADYACENTE	LINEA MAS CORTA QUE SALE DEL BUS REMOTO
2219 AMPS	TOP	BRN	TOP-A3510-BRN

BUS MAS LEJANO HACIA ATRÁS
LAP

PROTECCION A AJUSTAR

<b>PROTECCION DIFERENCIAL</b> <input type="checkbox"/> 87L VECTOR ALPHA <input type="checkbox"/> 87L PENDIENTES	N/A ▼ N/A ▼	<b>FALLA DE INTERRUPTOR</b> <input type="checkbox"/> 50FI	N/A ▼ N/A ▼
<b>PROTECCION DE DISTANCIA</b> <input checked="" type="checkbox"/> 21/21N	SEL 421 ▼ N/A ▼	<b>POTT</b> SI ▼	
<b>DIRECCIONAL</b> <input type="checkbox"/> 67N <input type="checkbox"/> 67F <input type="checkbox"/> 67Q	N/A ▼ N/A ▼	<b>COMPARACIÓN DIRECCIONAL</b> <input checked="" type="checkbox"/> 85L	N/A ▼

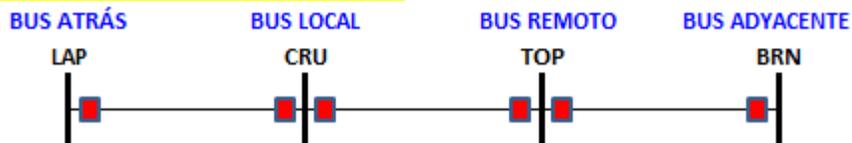


Figura 4.20 Portada de macro de Microsoft Excel para cálculo de ajustes



Para este caso de estudio, se tomó para el relevador SEL-421 el Esquema de Comparación Direccional tipo Híbrido, el cual es un esquema de teleprotección asistido con canal de comunicación y unidades de sobre alcance, bloqueo y función de eco, como se muestra en la figura 4.21. Las unidades de sobre alcance hacia adelante activan la transmisión y las unidades de bloqueo se activan con fallas hacia atrás para inhibir el transmisor y el disparo.

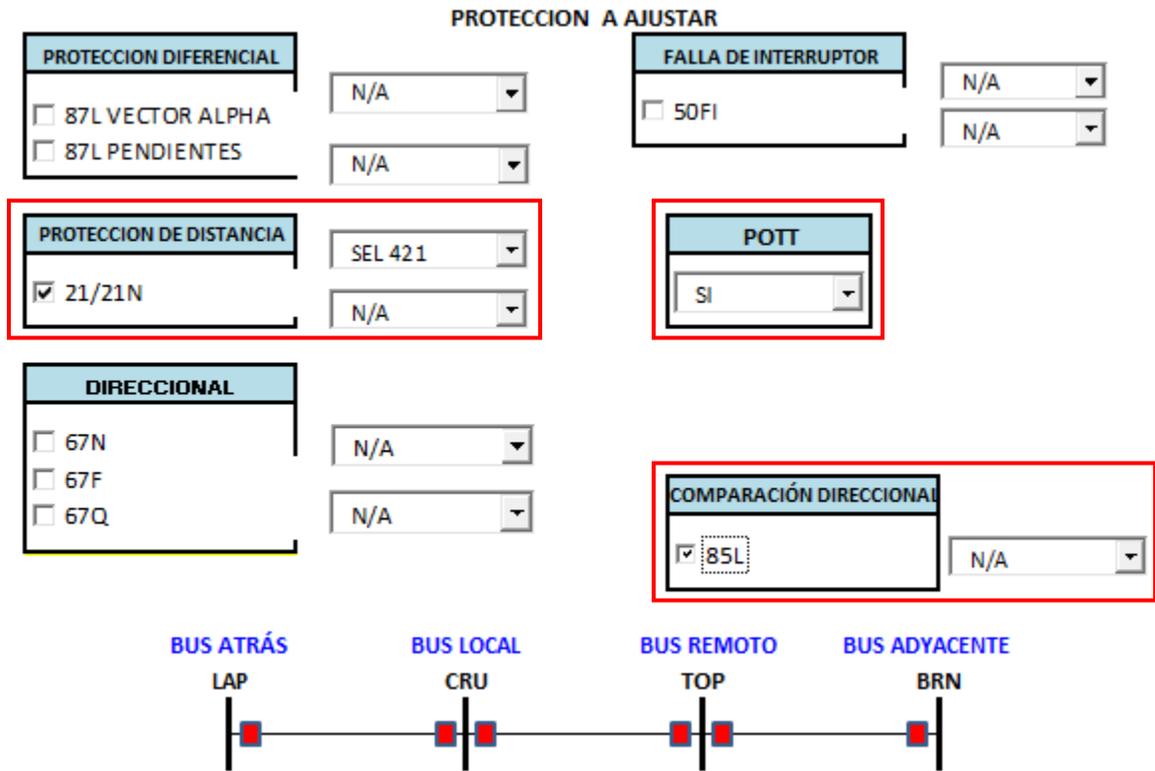


Figura 4.21 Selección de protección a ajustar

En la macro para el cálculo de ajustes se ingresan los parámetros eléctricos de la LT, indicados en la tabla 4.1, los cuales convierte de valores en por unidad a ohms primarios y ohms secundarios tomando en cuenta la relación de transformación de los transformadores de corriente y potencial (RTC y RTP respectivamente), dando los resultados en valores polares y rectangulares, como se muestra en la figura 4.22



**Datos de la línea protegida:**

S.E.: CRU    Línea: CRU-A3410-TOP    Longitud: 32.500 km    Nivel de tensión: 400 kV    RTC: 320    RTP: 3330

Carga máxima de la línea en Amperes: 2219 A    Valor de impedancia de carga de la línea: 104.07 ohms prim

¿Se tiene línea paralela en la misma estructura?     ¿Se habilitará Zona 1 (disparo)?  Sí

¿Se habilitará Zona 2 (POTT)?  Sí    ¿Se habilitará Zona 4 (disparo)?  Sí

$Z(+) = 0.00060 + j 0.00755$ p.u.	=	0.96000 + j 12.08000	ohms prim	=	12.11809 < 85.46 °	ohms prim
	=	0.09225 + j 1.16084	ohms sec	=	1.16450 < 85.46 °	ohms sec
$Z(0) = 0.00552 + j 0.02683$ p.u.	=	8.83200 + j 42.92800	ohms prim	=	43.82713 < 78.37 °	ohms prim
	=	0.84872 + j 4.12521	ohms sec	=	4.21162 < 78.37 °	ohms sec

Figura 4.22 Ingreso y cálculo de parámetros eléctricos de la LT A3410

Igualmente se ingresan los parámetros eléctricos de la LT más corta eléctricamente que sale del bus remoto.

Factor  $Z_0/Z_1 = 3.617 < -7.08 °$

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

S.E.: TOP    Línea: TOP-A3510-BRN    Longitud: 22.000 km

En LTs paralelas, considerar:  
 $Z(0M) = 0.0046 (+j) 0.0148$   
 si no se cuenta con el Real

$Z(+) = 0.00053 + j 0.00636$ p.u.	=	0.84800 + j 10.17600	ohms prim	=	10.21127 < 85.24 °	ohms prim
	=	0.08149 + j 0.97787	ohms sec	=	0.98126 < 85.24 °	ohms sec

Figura 4.23 Ingreso y cálculo de parámetros eléctricos de la LT A3510

En el software ASPEN ONELINER se agregan los relevadores de protección para cada extremo de la línea y posteriormente se empiezan a calcular fallas en diversos porcentajes de la LT según se pide en la macro para el cálculo de ajustes para líneas de transmisión, para observar el comportamiento de operación de zonas de los relevadores y así llegar a su correcto ajuste conforme a los criterios expresados en el documento DR/PROT/LT-2011.

Para el cálculo de ajustes del relevador en el extremo S.E. Santa Cruz (CRU), se generaron diferentes escenarios de falla en la LT, como son:

1. Simulando una falla en el bus remoto (S.E. Topilejo) considerando una generación mínima, por lo cual al resultado obtenido en el software ASPEN ONELINER para fallas trifásicas se multiplica por un factor 0.6 convenido por el Comité Nacional de Análisis de Redes (CONAR) de la CFE; los valores para fallas monofásicas de fase y de secuencia cero permanecen igual.

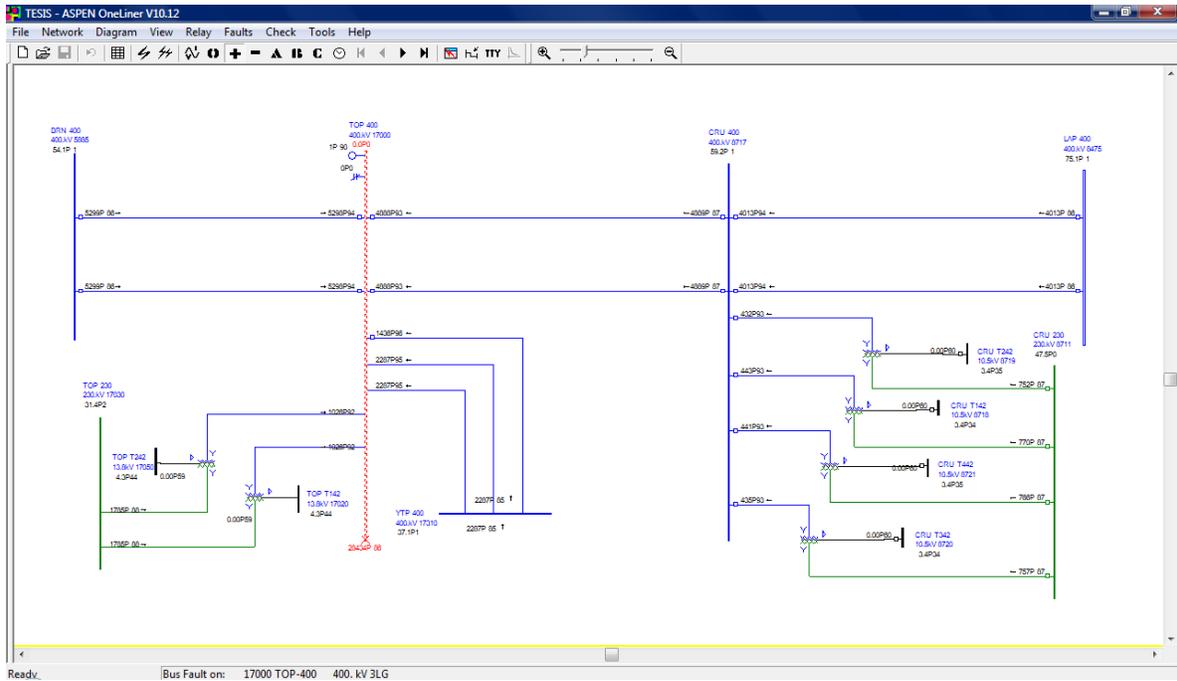


Figura 4.24 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica en bus de S.E. TOP

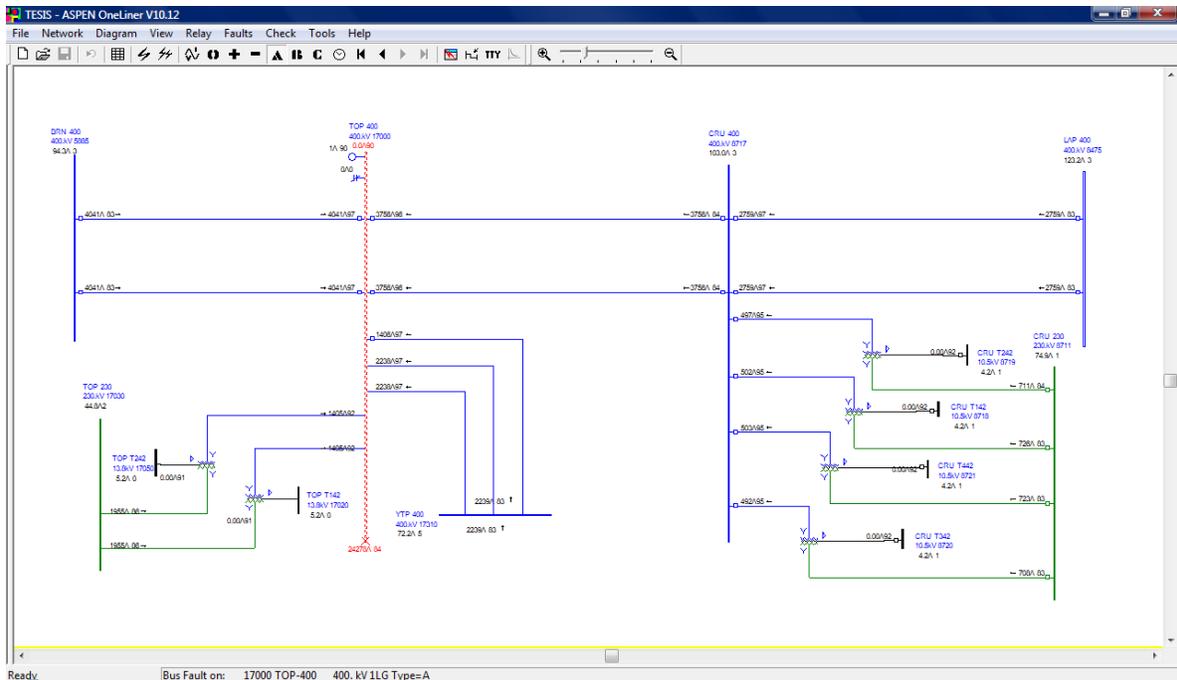


Figura 4.25 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica en bus de S.E. TOP

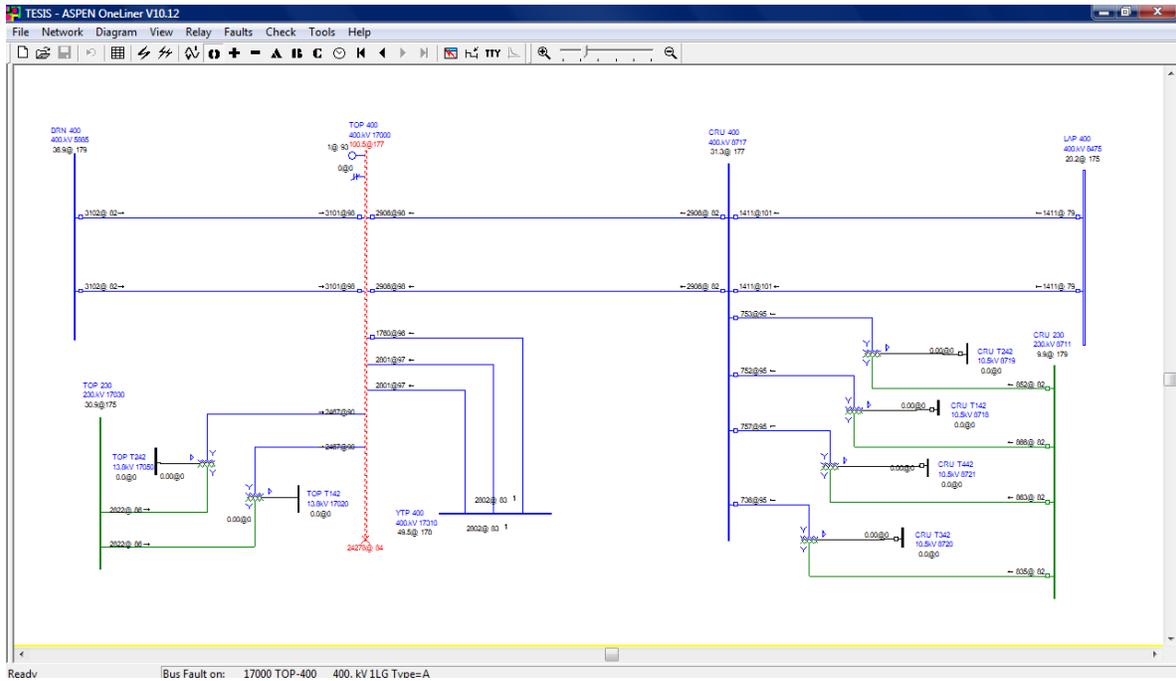


Figura 4.26 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual en bus de S.E. TOP

\* Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:

- 1) Iaportación fase\_falla 3 $\emptyset$  en el bus remoto\_generación mínima\_sin contingencias: 2933.4 A
- 2) Iaportación fase\_falla 1 $\emptyset$  en el bus remoto\_generación mínima\_sin contingencias: 3756.0 A
- 3) Iaportación residual\_falla 1 $\emptyset$  en el bus remoto\_generación mínima\_sin contingencias: 2906.0 A

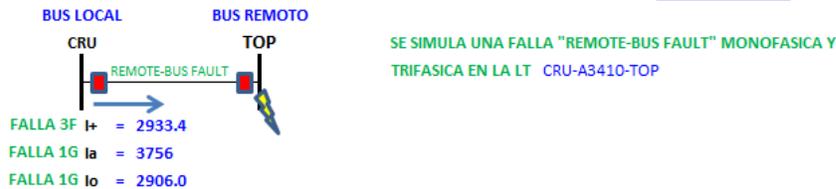


Figura 4.27 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 1.

2. Simulando una falla al 50% de la línea de transmisión más corta que sale del bus remoto (TOP-A3510-BRN) igualmente considerando una generación mínima para la falla trifásica y fallas monofásicas de fase y de secuencia cero.

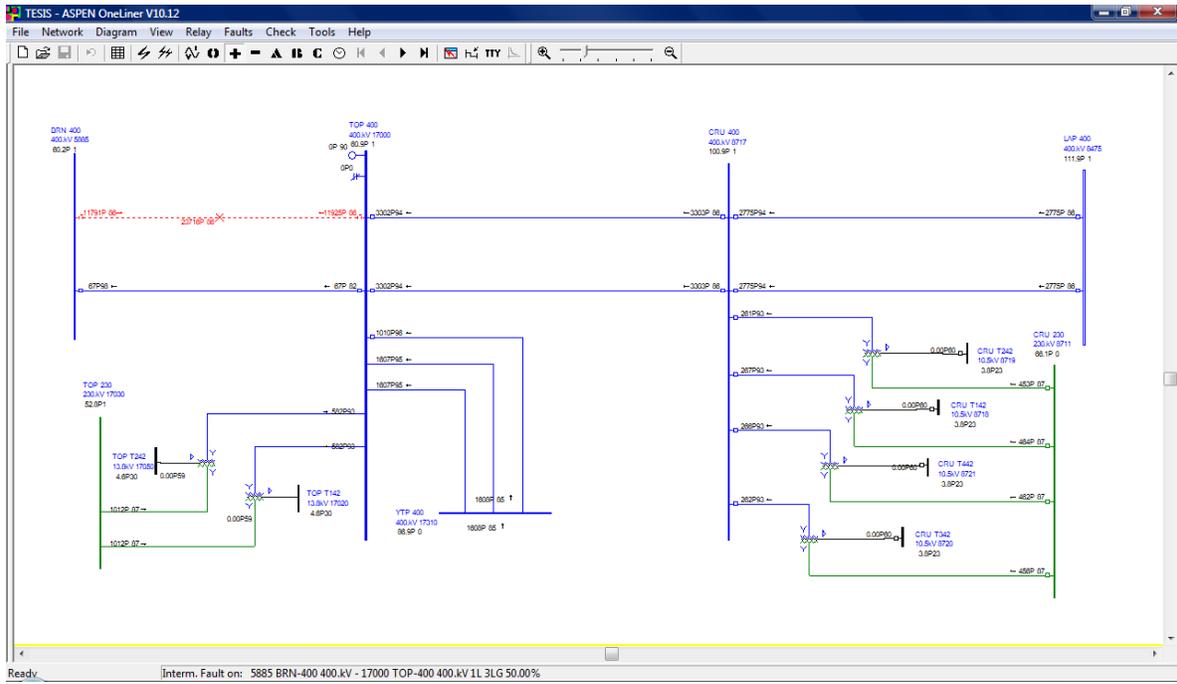


Figura 4.28 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica al 50% de la LT A3510

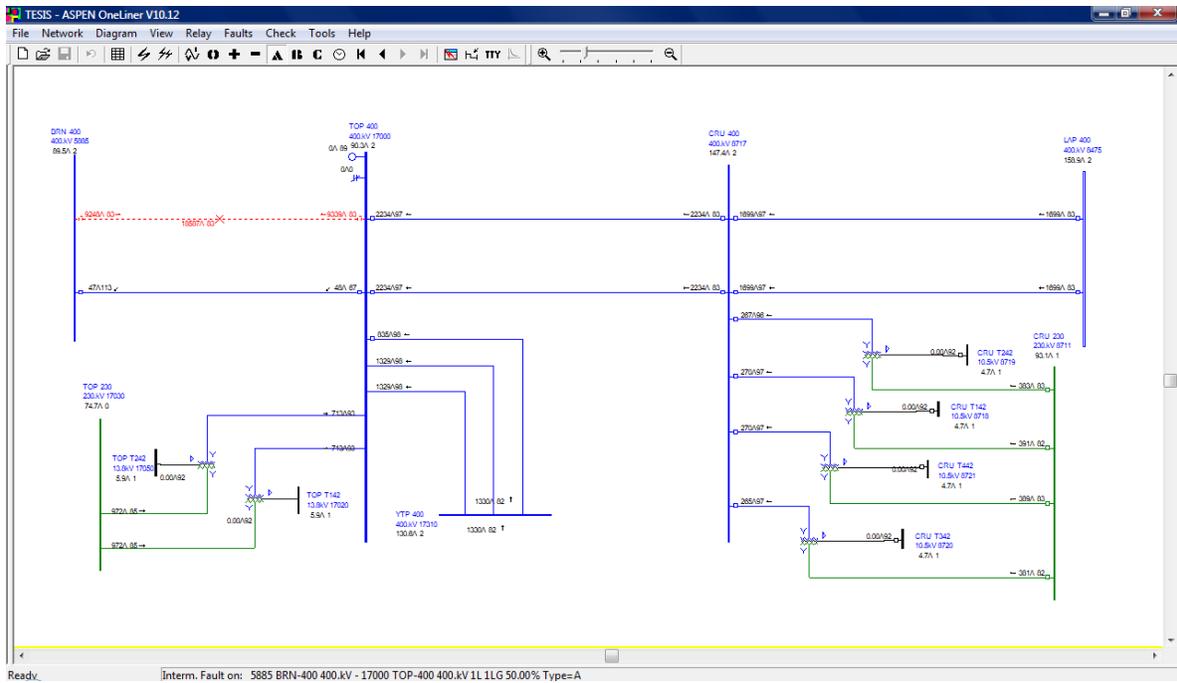


Figura 4.29 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica al 50% de la LT A3510

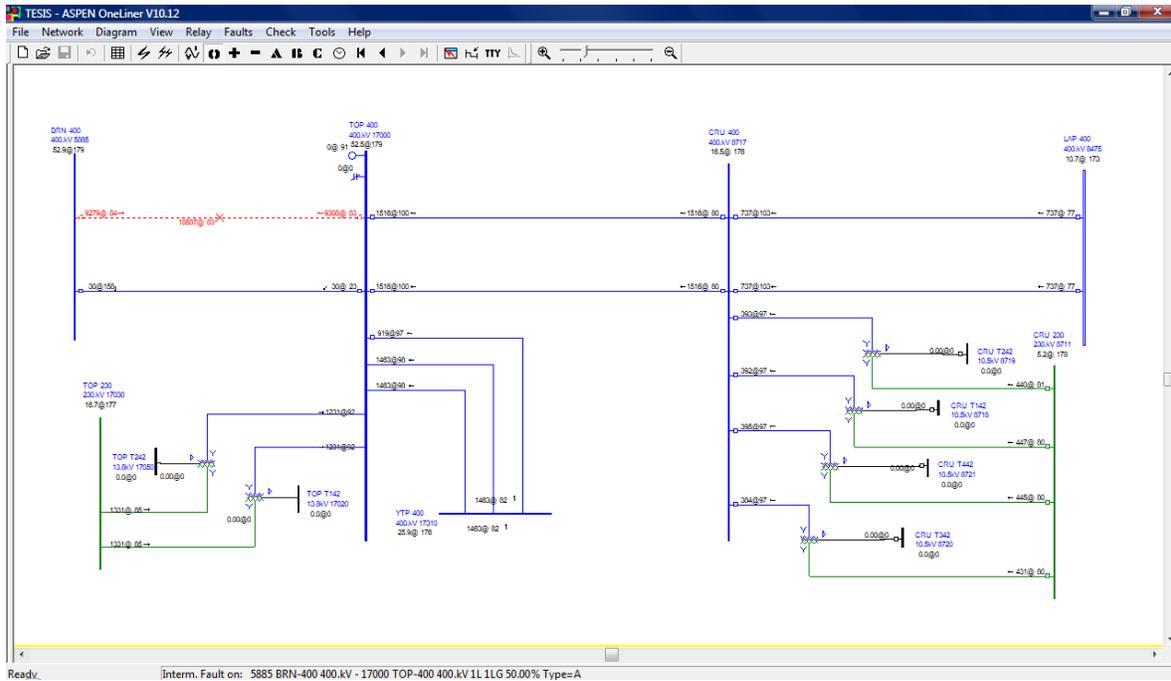


Figura 4.30 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual al 50% de la LT A3510

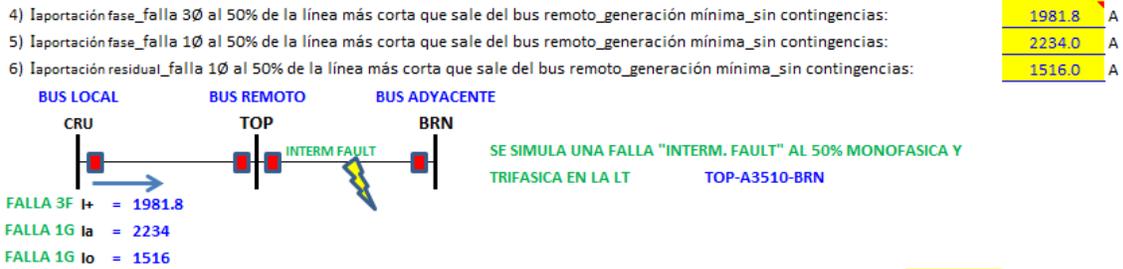


Figura 4.31 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 2.

3. Simulación de una falla en el bus hacia atrás (S.E. La Paz), considerando una generación mínima para la falla trifásica y fallas monofásicas de fase y de secuencia cero.

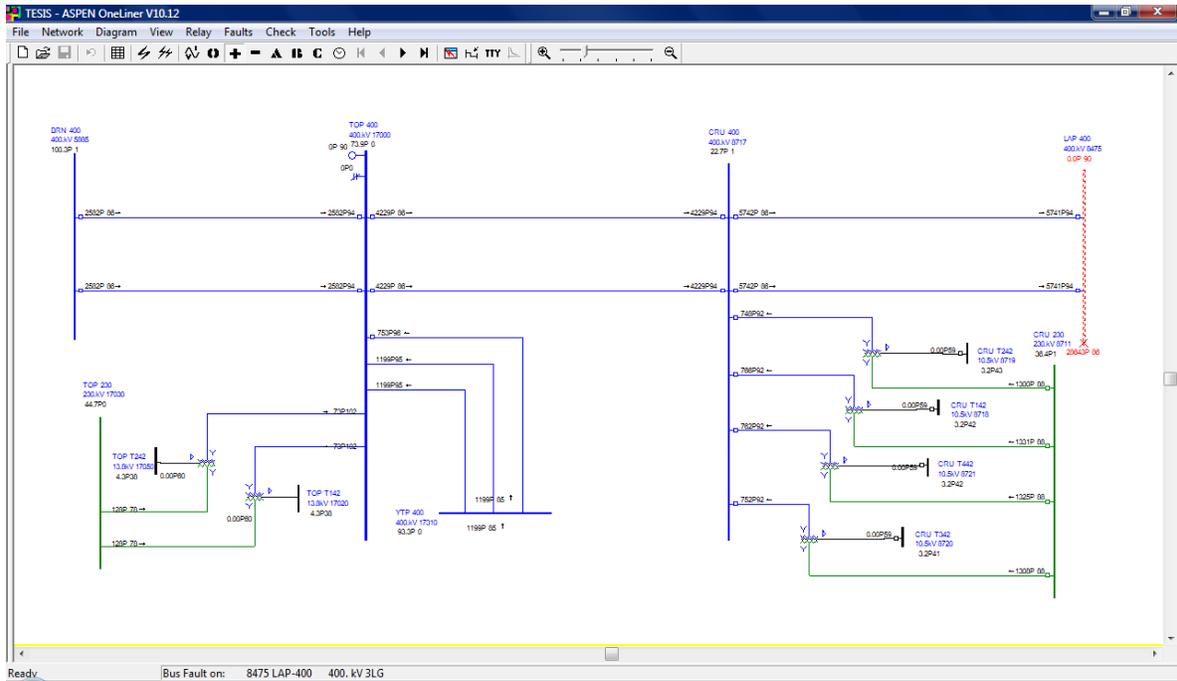


Figura 4.32 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica en bus de S.E. LAP

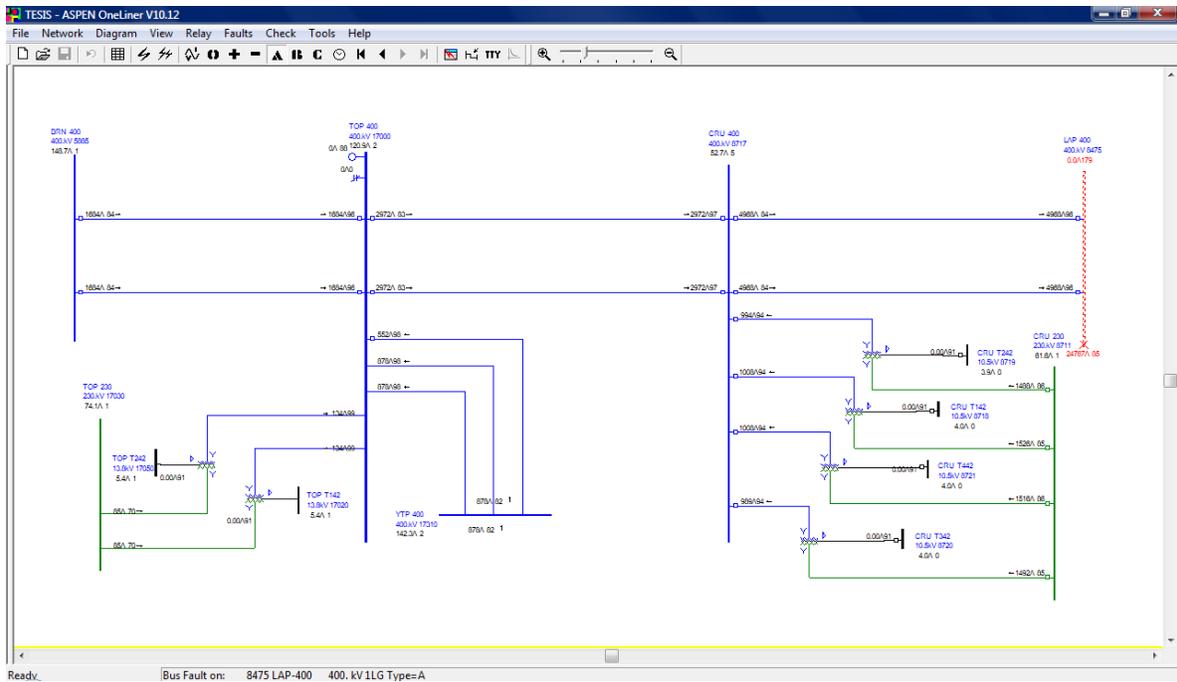


Figura 4.33 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica en bus de S.E. LAP

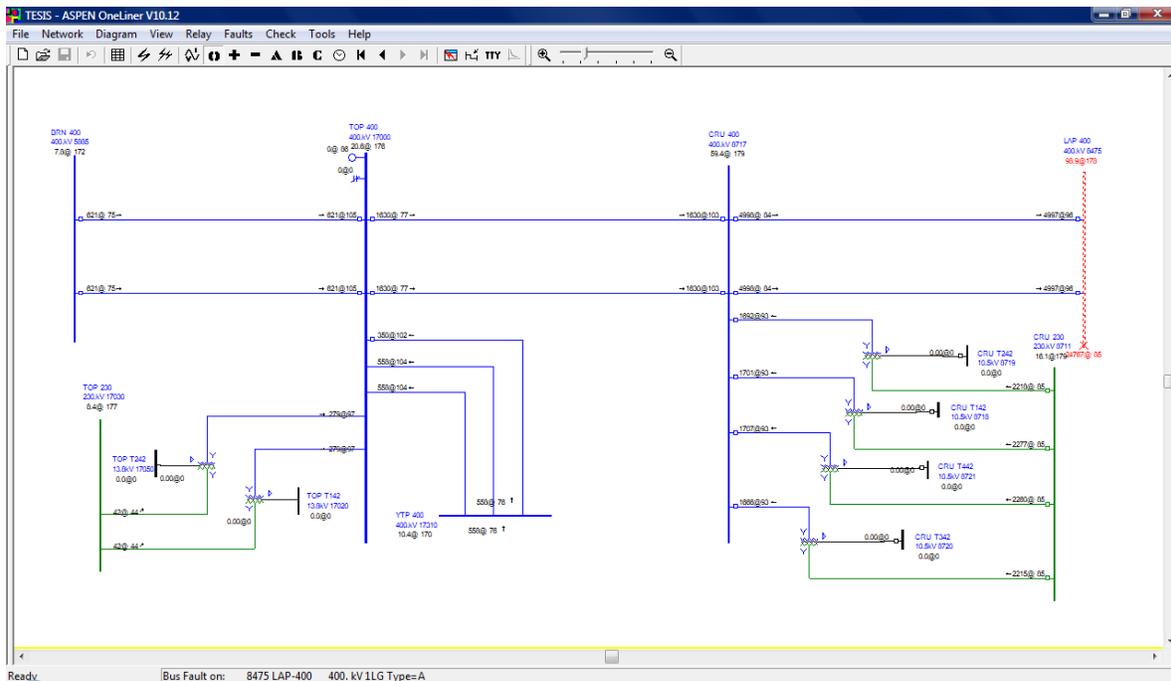


Figura 4.34 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual en bus de S.E: LAP

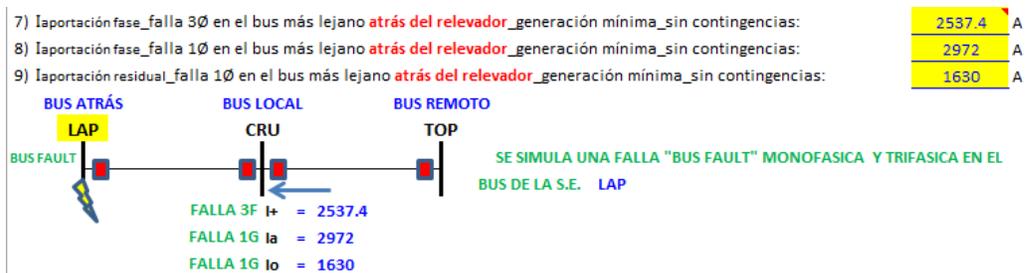


Figura 4.35 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 3.

4. Simulación de una falla monofásica de fase al 50% de la línea de transmisión más corta que sale del bus remoto (TOP-A3510-BRN) con su extremo en S.E. San Bernabé abierto considerando una generación máxima y contemplando una contingencia grave en el bus de S.E. Topilejo, en la cual se tiene fuera de servicio lo siguiente:

- 1 Transformador de Potencia de 400kV/230kV
- Línea de Transmisión A3U50 hacia S.E. Yautepec (YTP)
- Línea de Transmisión A3420 hacia S.E. Santa Cruz (CRU)

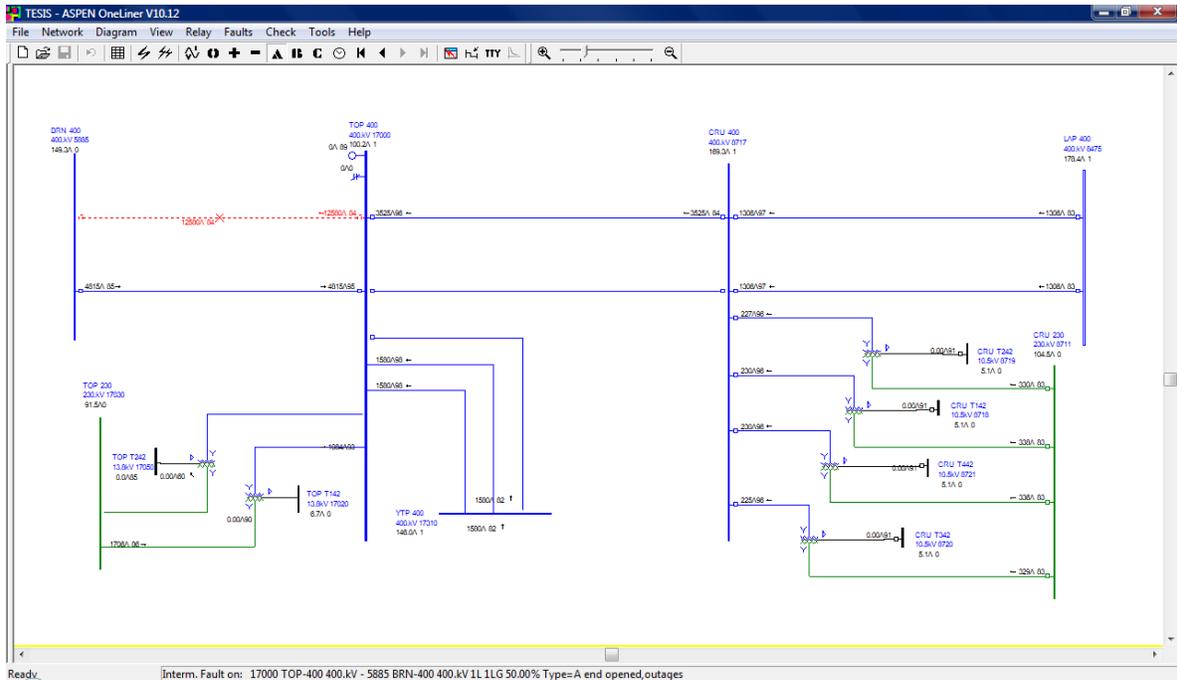


Figura 4.36 Nivel de cortocircuito en LT A3510 con extremo abierto en S.E. BRN

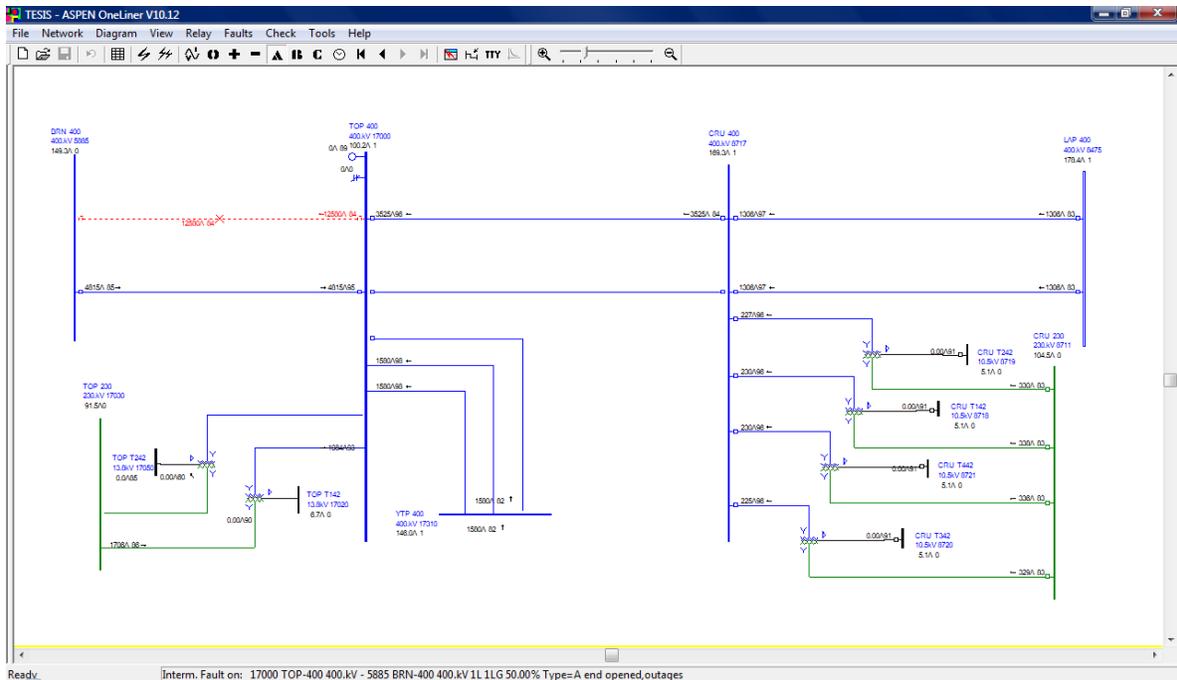


Figura 4.37 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica al 50% de la LT A3510 con extremo abierto



Figura 4.38 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 4

5. Simulación de una falla de secuencia negativa entre 2 fases y de secuencia cero en el bus remoto (S.E. Topilejo) considerando una generación mínima sin contingencia.

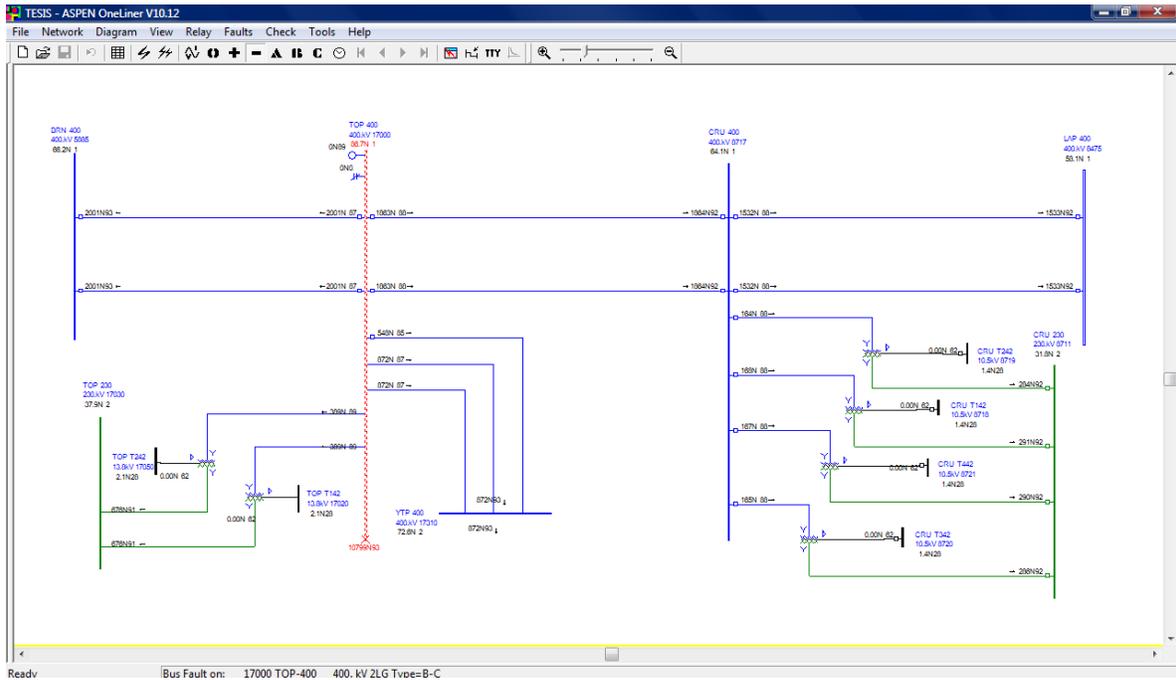


Figura 4.39 Aportación de la LT A3410 a falla entre fases en secuencia negativa en bus de S.E. TOP 400kV

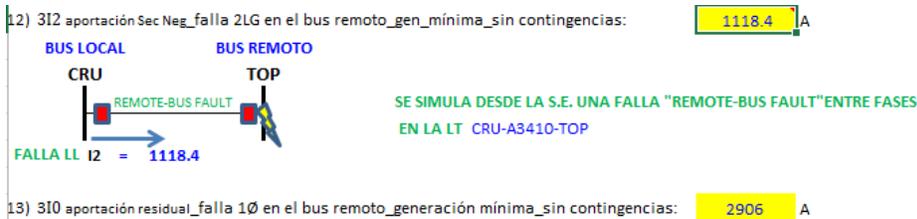


Figura 4.40 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 5



6. Cálculo del Infeed para la zona 4 (disparo temporizado) a base del criterio normalizado como se indica en el Anexo 1.

**\* Cálculo de infeed para Zona 4:**

Infeed para Zona 4 calculado en base a criterio normalizado: 3.57

Figura 4.41 Resultados obtenidos calculando el Infeed según punto 6

A continuación se muestran los ajustes obtenidos, los cuales serán ingresados al relevador de protección SEL-421 en S.E. Santa Cruz (Figura 4.42)

<b>* Cálculo de ajustes de Zona 1 (zona de disparo)</b>	
<i>Dirección de operación</i> =	hacia adelante
<i>Tiempo de operación</i> =	instantáneo
Z1 = 7.85 ohms prim =	0.755 ohms sec
X1 = 7.85 ohms prim =	0.755 ohms sec
R1 = 10.00 ohms prim =	0.96 ohms sec
R1N = 31.41 ohms prim =	3.02 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona1 =	6.93 Asec
50_falla 1Ø_1fase_Zona1 =	5.87 Asec
50_falla 1Ø_residual_Zona1 =	4.54 Asec
<b>* Cálculo de ajustes de Zona 2 (zona de POTT)</b>	
<i>Dirección de operación</i> =	hacia adelante
<i>Tiempo de operación</i> =	instantáneo
Z2 = 18.12 ohms prim =	1.74 ohms sec
X2 = 18.12 ohms prim =	1.74 ohms sec
R2 = 72.48 ohms prim =	6.97 ohms sec
R2N = 72.48 ohms prim =	6.97 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona2 =	3.10 Asec
50_falla 1Ø_1fase_Zona2 =	3.49 Asec
50_falla 1Ø_residual_Zona2 =	2.37 Asec
<b>* Cálculo de ajustes de Zona 3 (zona de bloqueo)</b>	
<i>Dirección de operación</i> =	hacia atrás
<i>Tiempo de operación</i> =	instantáneo
Z3 = 18.12 ohms prim =	1.74 ohms sec
X3 = 18.12 ohms prim =	1.74 ohms sec
R3 = 72.48 ohms prim =	6.97 ohms sec
R3N = 72.48 ohms prim =	6.97 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona3 =	3.96 Asec
50_falla 1Ø_1fase_Zona3 =	4.64 Asec
50_falla 1Ø_residual_Zona3 =	2.55 Asec
<b>* Cálculo de ajustes de Zona 4 (zona de disparo)</b>	
<i>Dirección de operación</i> =	hacia adelante
<i>Tiempo de operación</i> =	0.300 seg
Z4 = 30.24 ohms prim =	2.91 ohms sec
X4 = 30.24 ohms prim =	2.91 ohms sec
R4 = 72.48 ohms prim =	6.97 ohms sec
R4N = 72.48 ohms prim =	6.97 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona4 =	3.10 Asec
50_falla 1Ø_1fase_Zona4 =	3.49 Asec
50_falla 1Ø_residual_Zona4 =	2.37 Asec

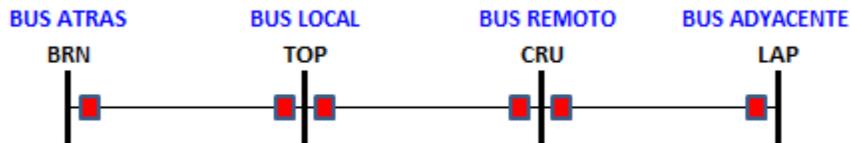
Figura 4.42 Ajustes de zonas de operación para relevador SEL-421 en S.E. Santa Cruz



Para el cálculo de ajustes del relevador en el extremo S.E. Topilejo (TOP), se generaron diferentes escenarios de falla en la LT, como son:

• Datos de la línea protegida:

S.E.:	TOP	Línea:	CRU-A3410-TOP	Longitud:	32.500	km	Nivel de tensión:	400	kV	RTC:	320	RTP:	3330
Carga máxima de la línea en Amperes:	2219	A	Valor de impedancia de carga de la línea:	104.07	ohms prim								
¿Se tiene línea paralela en la misma estructura?	SI												
¿Se habilitará Zona 1 (disparo)?	SI	¿Se habilitará Zona 2 (POTT)?	SI										
¿Se habilitará Zona 4 (disparo)?	SI												
Z(+)	= 0.00060 + j 0.00755	p.u.	= 0.96000 + j 12.08000	ohms prim	= 12.11809	< 85.46 °	ohms prim						
			= 0.09225 + j 1.16084	ohms sec	= 1.16450	< 85.46 °	ohms sec						
Z(0)	= 0.00552 + j 0.02683	p.u.	= 8.83200 + j 42.92800	ohms prim	= 43.82713	< 78.37 °	ohms prim						
			= 0.84872 + j 4.12521	ohms sec	= 4.21162	< 78.37 °	ohms sec						



1. Simulando una falla en el bus remoto (S.E. Santa Cruz) considerando una generación mínima, por lo cual al resultado obtenido en el software ASPEN ONELINER para fallas trifásicas se multiplica por un factor 0.6 convenido por el Comité Nacional de Análisis de Redes (CONAR) de la CFE; los valores para fallas monofásicas de fase y de secuencia cero permanecen igual.

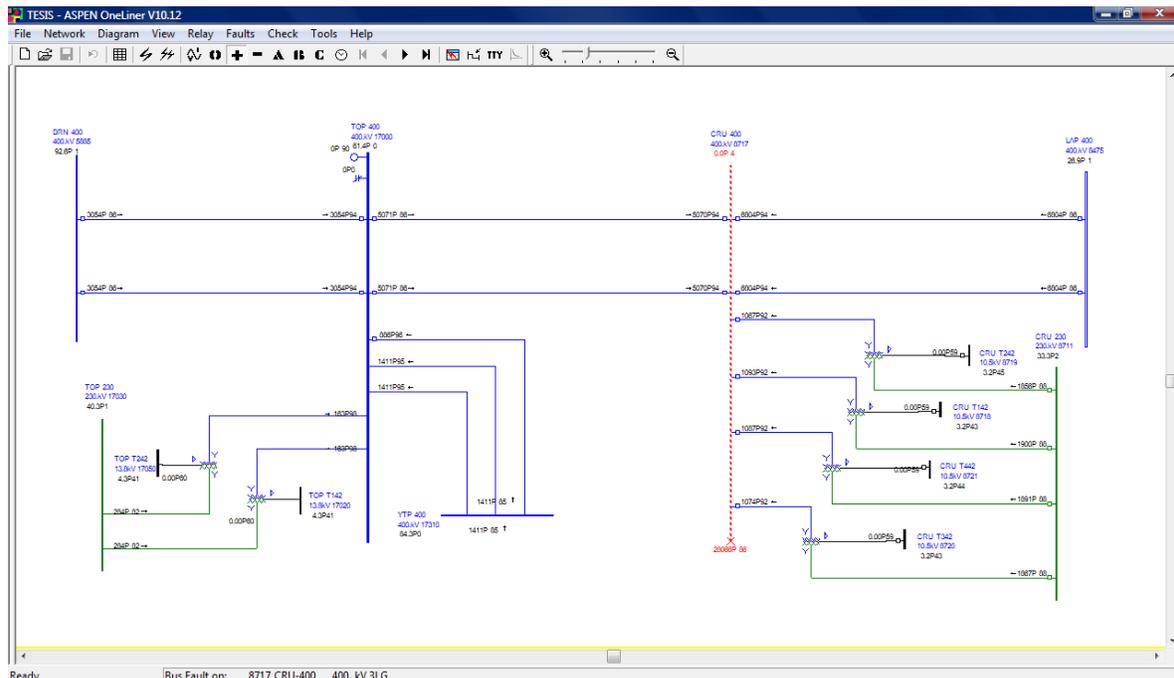


Figura 4.43 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica en bus de S.E. CRU

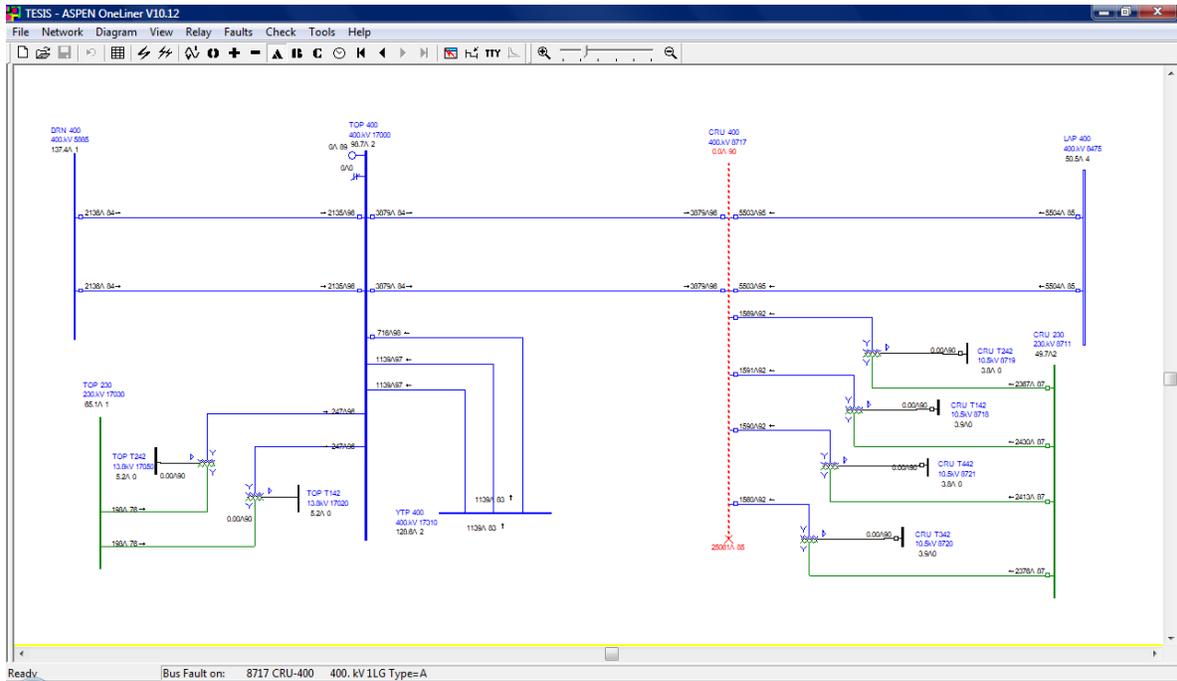


Figura 4.44 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica en bus de S.E. CRU

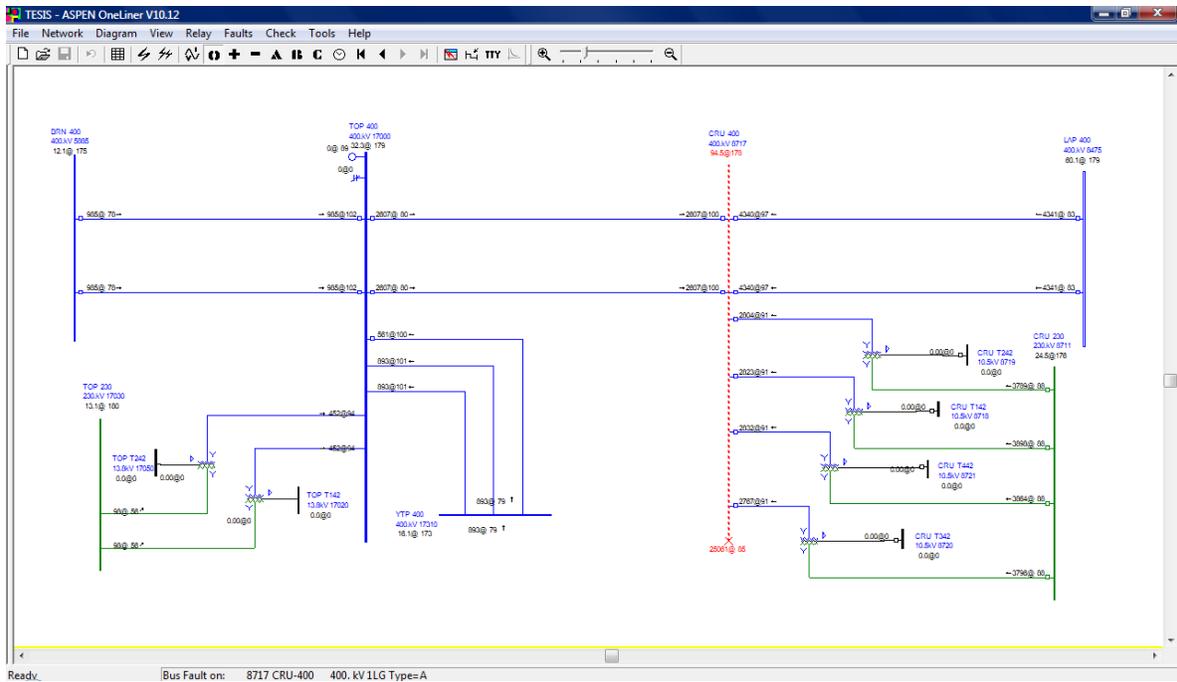


Figura 4.45 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual en bus de S.E. CRU

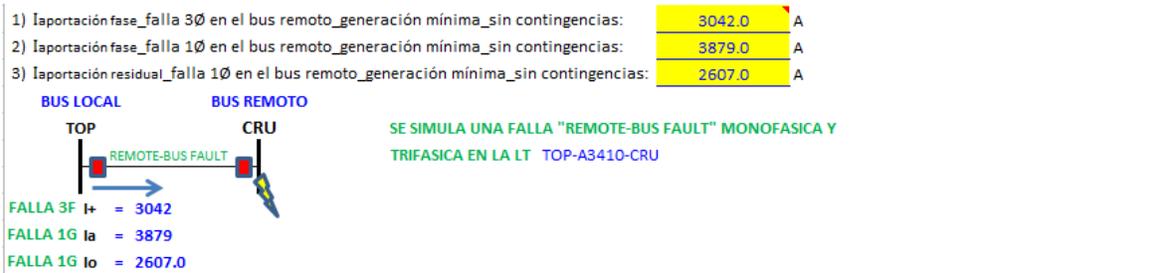


Figura 4.46 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 1.

2. Simulando una falla al 50% de la línea de transmisión más corta que sale del bus remoto (CRU-A3Z10-LAP) igualmente considerando una generación mínima para la falla trifásica y fallas monofásicas de fase y de secuencia cero.

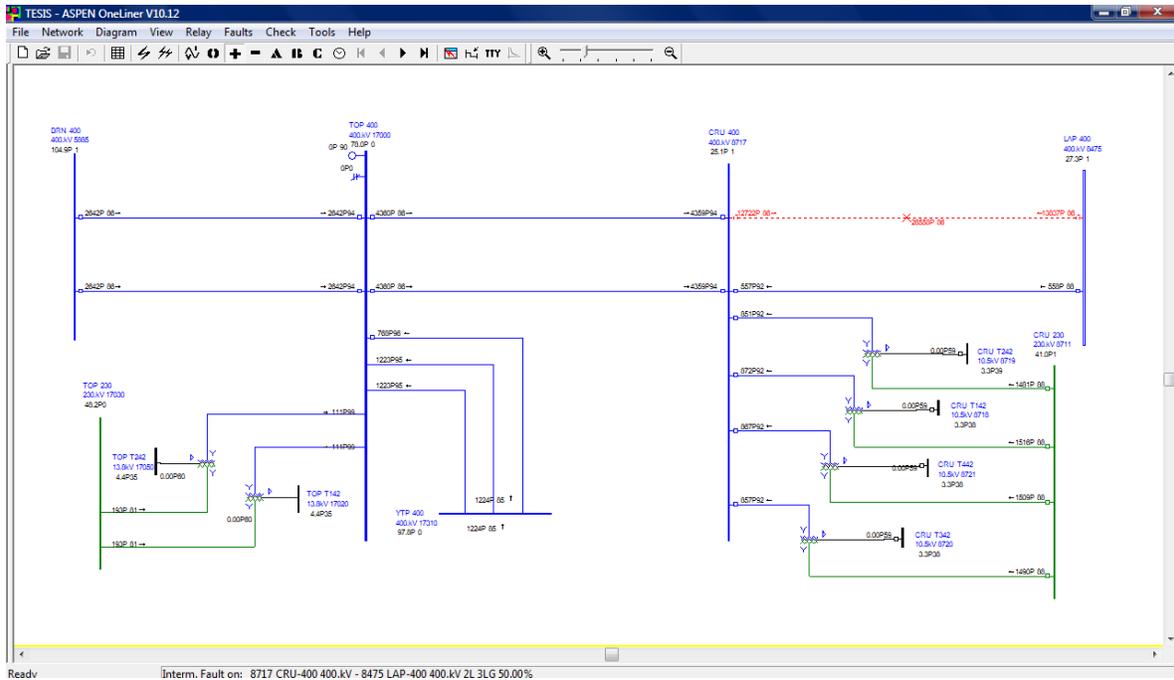


Figura 4.47 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica al 50% de la LT A3Z10

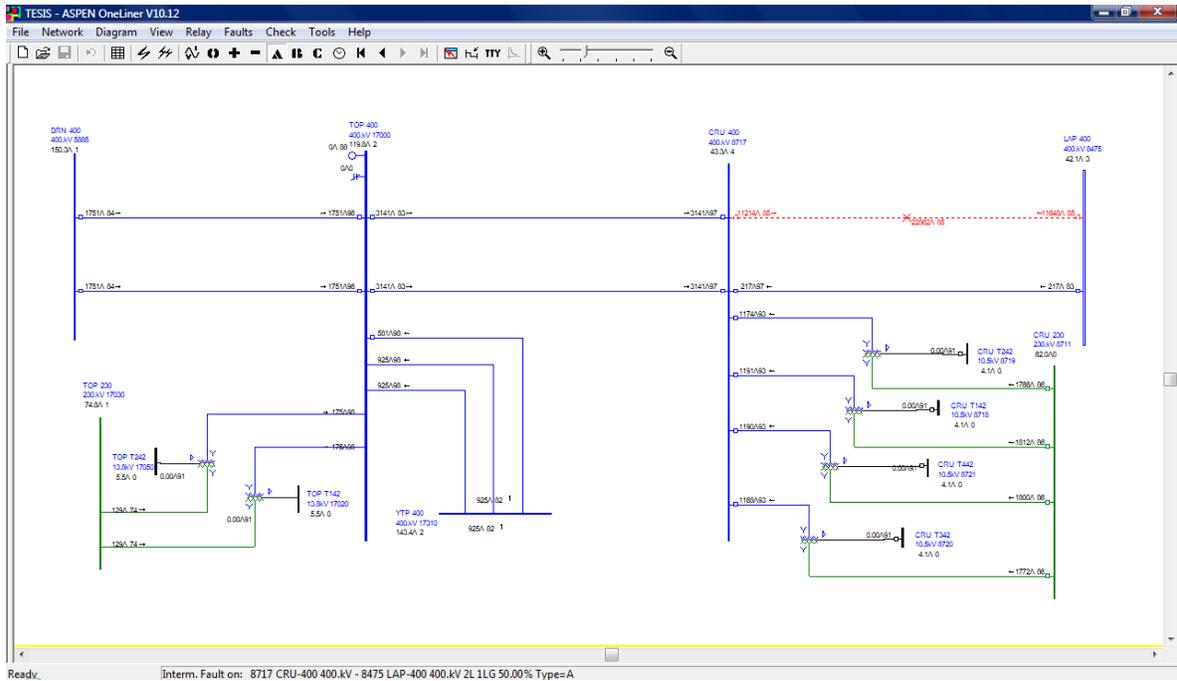


Figura 4.48 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica al 50% de la LT A3Z10

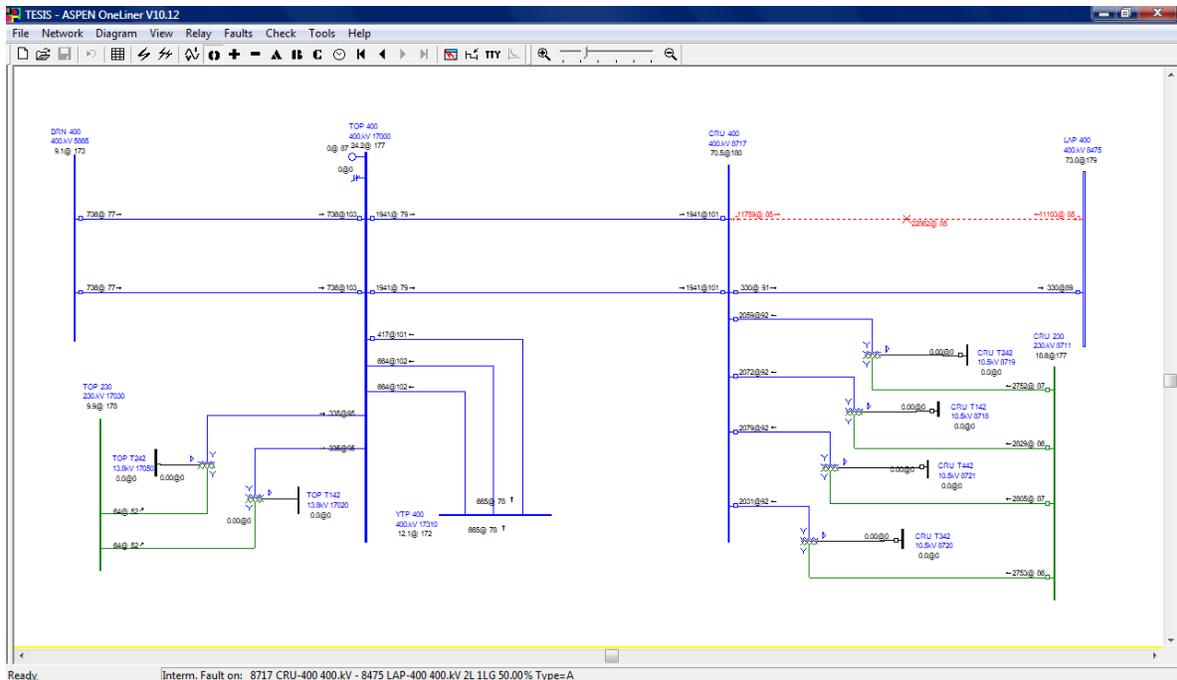


Figura 4.49 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual de la LT A3Z10

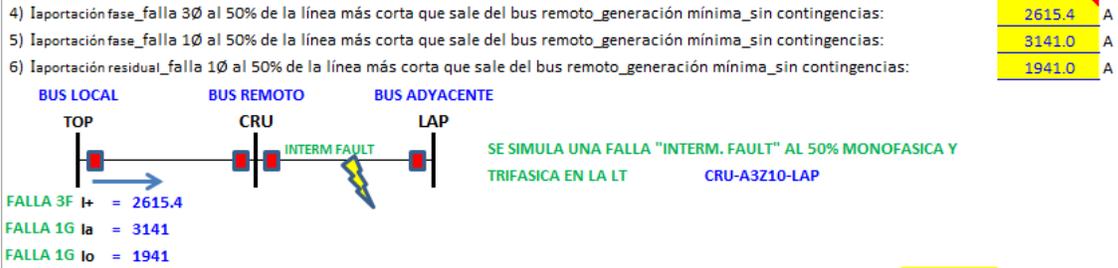


Figura 4.50 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 2.

3. Simulación de una falla en el bus hacia atrás (S.E. San Bernabé), considerando una generación mínima para la falla trifásica y fallas monofásicas de fase y de secuencia cero.

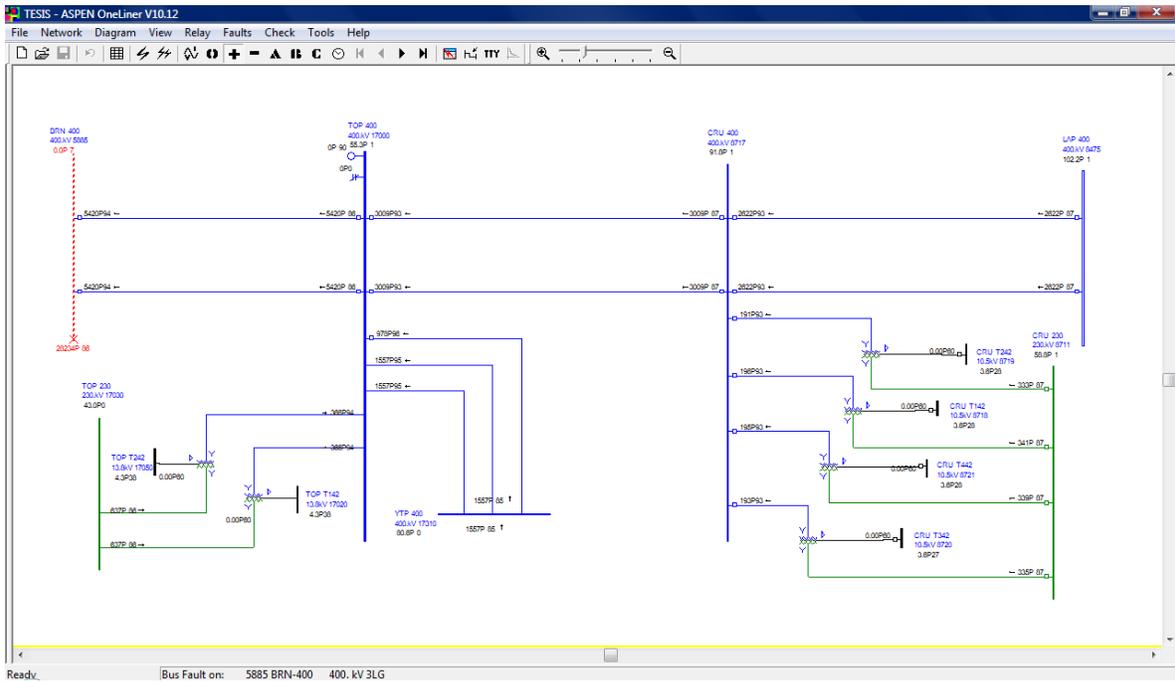


Figura 4.51 Aportación de la LT A3410 a falla trifásica en bus de S.E. BRN

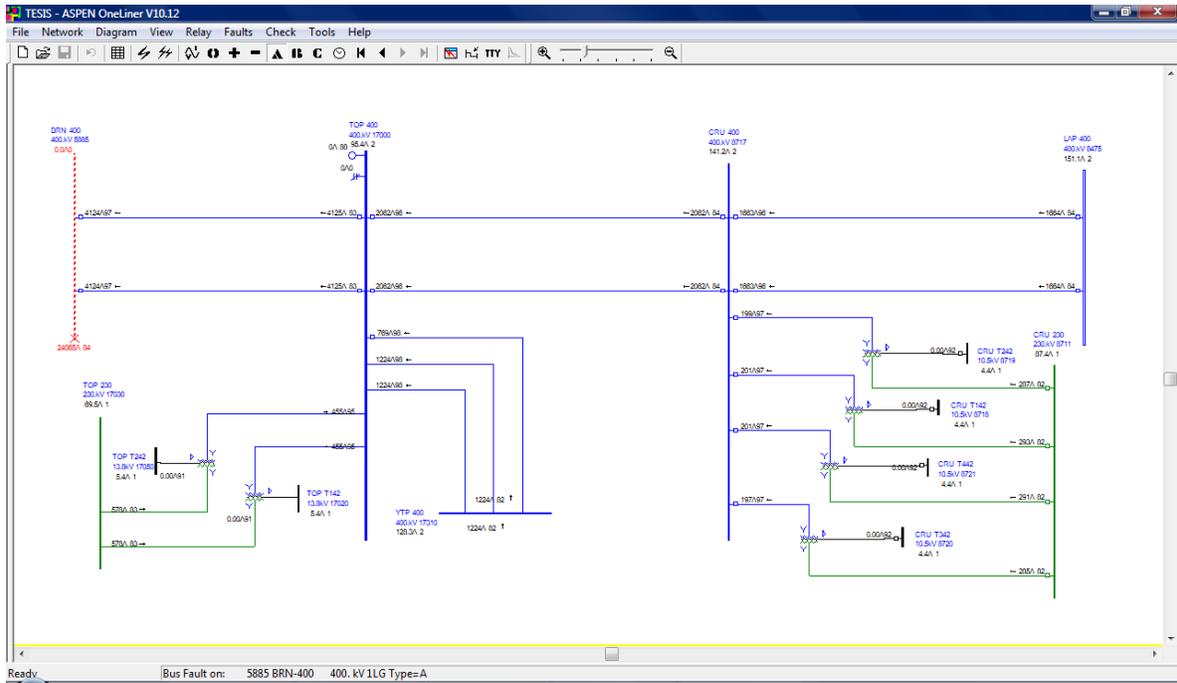


Figura 4.52 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica en bus de S.E. BRN

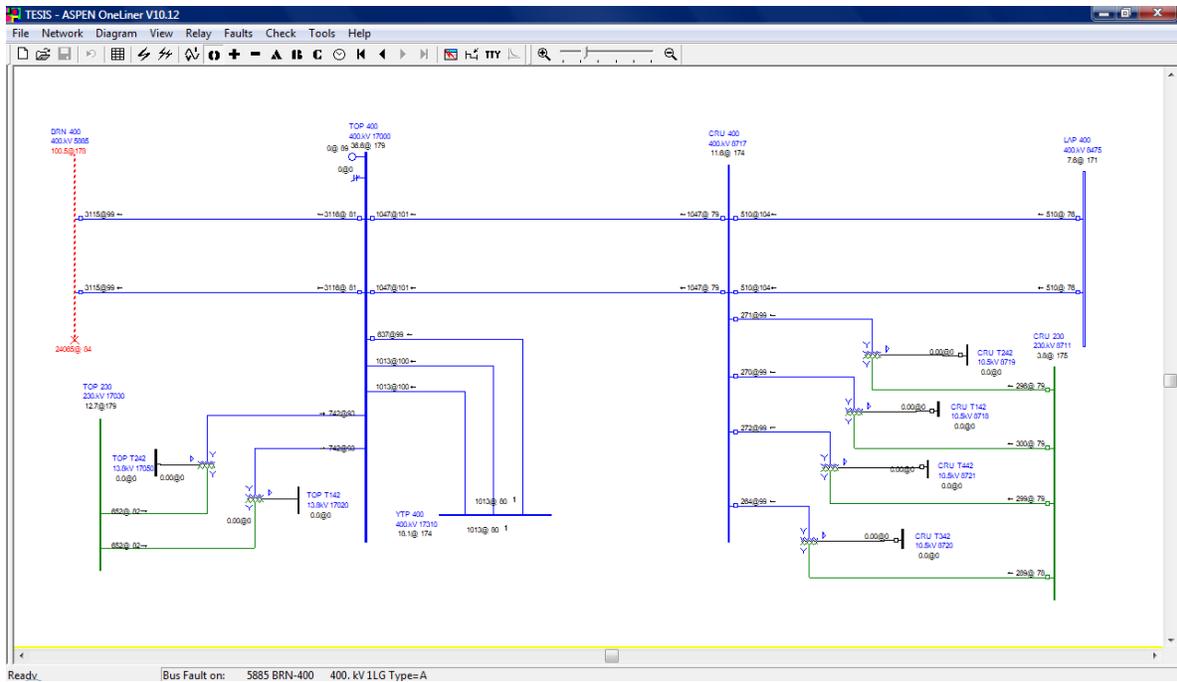


Figura 4.53 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica residual en bus de S.E. BRN

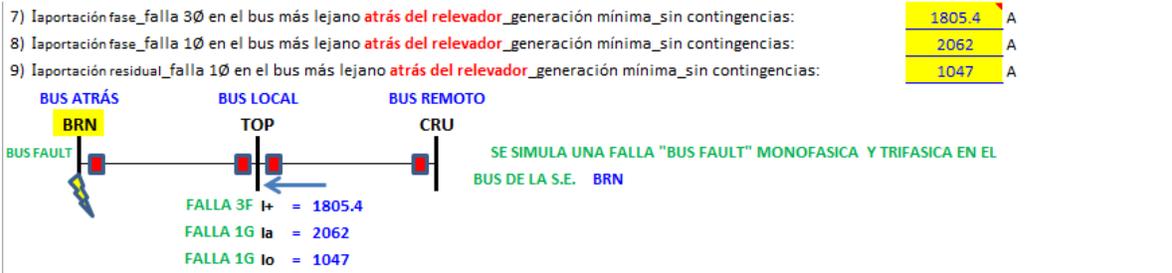


Figura 4.54 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 3.

4. Simulación de una falla monofásica de fase al 50% de la línea de transmisión más corta que sale del bus remoto (CRU-A3Z10-LAP) con su extremo en S.E. La Paz abierto considerando una generación máxima y contemplando una contingencia grave en el bus de S.E. Santa Cruz, en la cual se tiene fuera de servicio lo siguiente:

- 1 Transformador de Potencia de 400kV/230kV
- Línea de Transmisión A3Z20 hacia S.E. La Paz (LAP)
- Línea de Transmisión A3420 hacia S.E. Topilejo (TOP)

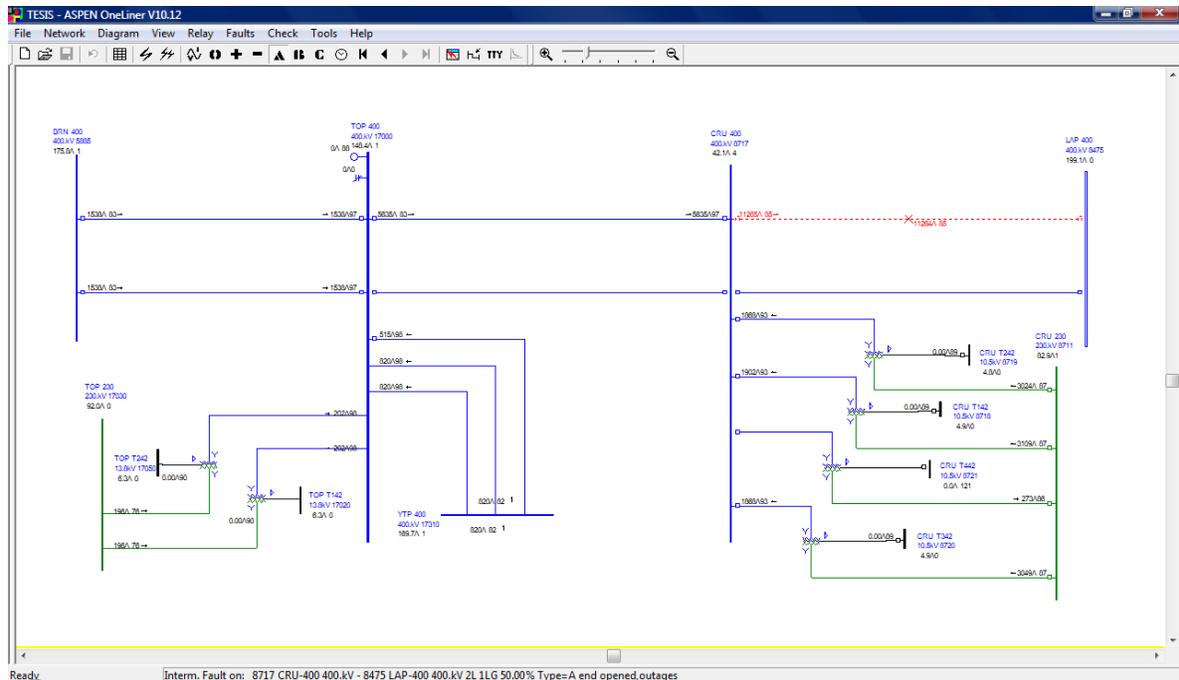


Figura 4.55 Nivel de cortocircuito en LT A3Z10 con extremo abierto en S.E. LAP

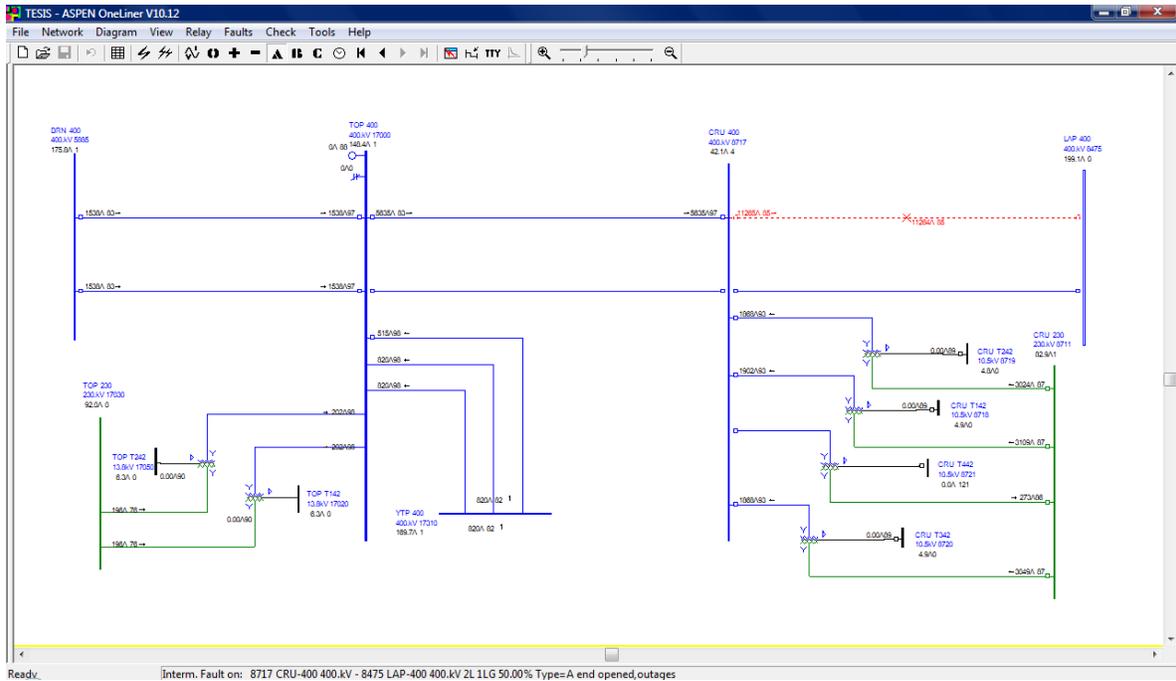


Figura 4.56 Aportación de la LT A3410 a falla monofásica al 50% de la LT A3Z10 con extremo abierto

10) **Total fase\_falla 1Ø al 50%** de la línea más corta (con extremo abierto) que sale del bus remoto\_generación máxima\_considerando la contingencia más grave probable en el bu.CRU : **11265 A**

11) **Aportación fase\_falla 1Ø al 50%** de la línea más corta (con extremo abierto) que sale del bus remoto\_generación máxima\_considerando la contingencia más grave probable en el bus.CRU : **5635 A**

**BUS LOCAL**      **BUS REMOTO**      **BUS ADYACENTE**

**TOP**      **CRU**      **WITH END OPENED**      **LAP**

SE SIMULA UNA FALLA "WITH END OPENED" AL 50% MONOFASICA Y TRIFASICA EN LA LT      CRU-A3Z10-LAP

FALLA 1G  $I_{la} = 5635$       FALLA 1G  $I_{total a} = 11265$

Figura 4.57 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 4

5. Simulación de una falla de secuencia negativa entre 2 fases y de secuencia cero en el bus remoto (S.E. Santa Cruz) considerando una generación mínima sin contingencia.

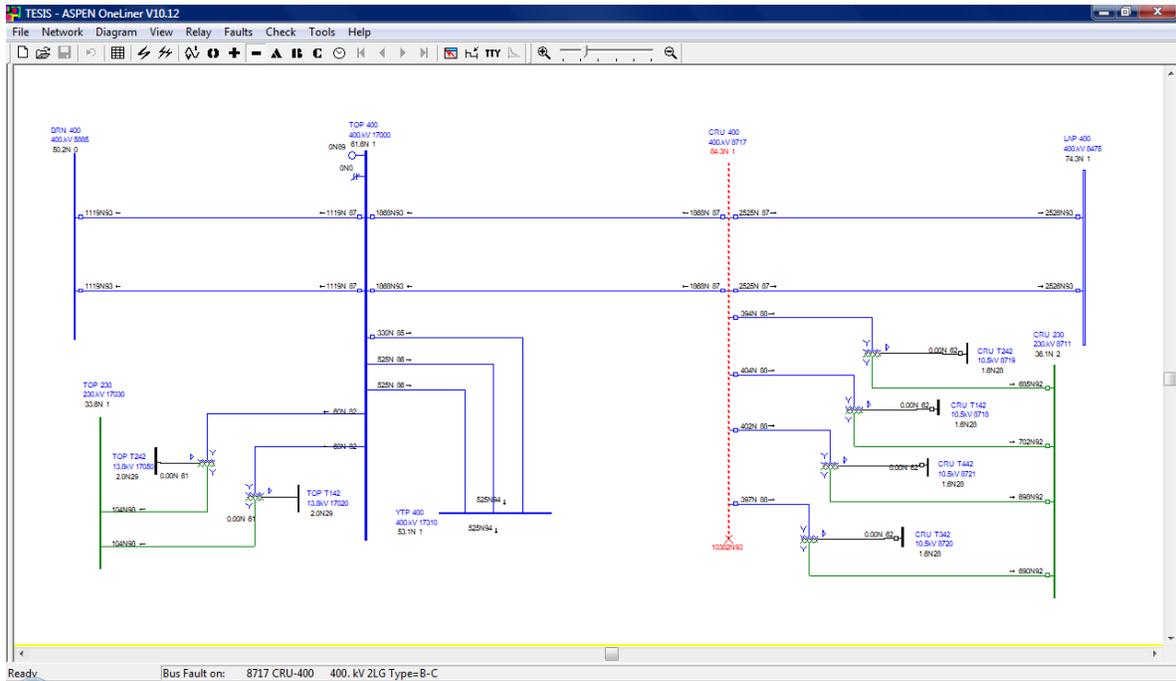


Figura 4.58 Aportación de la LT A3410 a falla entre fases en secuencia negativa en bus de S.E. TOP 400kV

12) 3I2 aportación Sec Neg\_falla 2LG en el bus remoto\_gen\_mínima\_sin contingencias: **1120.8** A

**BUS LOCAL**      **BUS REMOTO**

**TOP**                      **CRU**

FALLA LL I2 = **1120.8**

SE SIMULA DESDE LA S.E. UNA FALLA "REMOTE-BUS FAULT" ENTRE FASES EN LA LT TOP-A3410-CRU

13) 3I0 aportación residual\_falla 1Ø en el bus remoto\_generación mínima\_sin contingencias: **2607** A

Figura 4.59 Resultados obtenidos simulando fallas según punto 5

6. Cálculo del Infeed para la zona 4 (disparo temporizado) a base del criterio normalizado como se indica en el Anexo 1.

\* Cálculo de infeed para Zona 4:

Infeed para Zona 4 calculado en base a criterio normalizado: **2.00**

Figura 4.60 Resultados obtenidos calculando el Infeed según punto 6



A continuación se muestran los ajustes obtenidos, los cuales serán ingresados al relevador de protección SEL-421 en S.E. Topilejo (Figura 4.61)

<b>* Cálculo de ajustes de Zona 1 (zona de disparo)</b>			
<i>Dirección de operación</i> =		hacia adelante	
<i>Tiempo de operación</i> =		instantáneo	
Z1 =	7.85 ohms prim	=	0.755 ohms sec
X1 =	7.85 ohms prim	=	0.755 ohms sec
R1 =	10.00 ohms prim	=	0.96 ohms sec
R1N =	31.41 ohms prim	=	3.02 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona1 =		6.93 Asec	
50_falla 1Ø_1fase_Zona1 =		6.06 Asec	
50_falla 1Ø_1residual_Zona1 =		4.07 Asec	
<b>* Cálculo de ajustes de Zona 2 (zona de POTT)</b>			
<i>Dirección de operación</i> =		hacia adelante	
<i>Tiempo de operación</i> =		instantáneo	
Z2 =	18.12 ohms prim	=	1.74 ohms sec
X2 =	18.12 ohms prim	=	1.74 ohms sec
R2 =	72.48 ohms prim	=	6.97 ohms sec
R2N =	72.48 ohms prim	=	6.97 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona2 =		4.09 Asec	
50_falla 1Ø_1fase_Zona2 =		4.91 Asec	
50_falla 1Ø_1residual_Zona2 =		3.03 Asec	
<b>* Cálculo de ajustes de Zona 3 (zona de bloqueo)</b>			
<i>Dirección de operación</i> =		hacia atrás	
<i>Tiempo de operación</i> =		instantáneo	
Z3 =	18.12 ohms prim	=	1.74 ohms sec
X3 =	18.12 ohms prim	=	1.74 ohms sec
R3 =	72.48 ohms prim	=	6.97 ohms sec
R3N =	72.48 ohms prim	=	6.97 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona3 =		2.82 Asec	
50_falla 1Ø_1fase_Zona3 =		3.22 Asec	
50_falla 1Ø_1residual_Zona3 =		1.64 Asec	
<b>* Cálculo de ajustes de Zona 4 (zona de disparo)</b>			
<i>Dirección de operación</i> =		hacia adelante	
<i>Tiempo de operación</i> =		0.300 seg	
Z4 =	16.01 ohms prim	=	1.54 ohms sec
X4 =	16.01 ohms prim	=	1.54 ohms sec
R4 =	72.48 ohms prim	=	6.97 ohms sec
R4N =	72.48 ohms prim	=	6.97 ohms sec
50_falla 3Ø_Zona4 =		4.09 Asec	
50_falla 1Ø_1fase_Zona4 =		4.91 Asec	
50_falla 1Ø_1residual_Zona4 =		3.03 Asec	

Figura 4.61 Ajustes de zonas de operación para relevador SEL-421 en S.E. Topilejo



#### 4.4 Simulación de fallas en la Línea de Transmisión A3410

Para verificar los ajustes calculados, se agregan al software ASPEN OneLiner en cada subestación para poder simular distintas fallas en la LT A3410 y visualizar la operación de los relevadores en cada extremo de la línea.

En la figura 4.62 se muestra el grupo de relevadores que se tienen modelados en la S.E. CRU, los cuales son:

- DS ground relay (Relevador de Distancia a tierra 85/21N)
- DS phase relay (Relevador de Distancia de fase 85/21F)
- OC ground relay (Relevador de Sobrecorriente Direccional a tierra 67N)

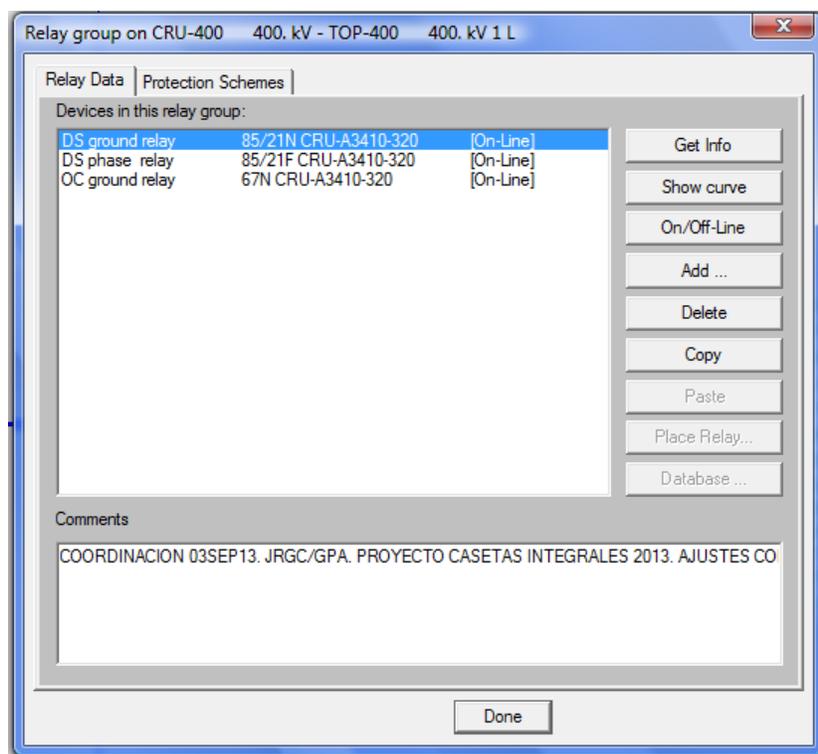


Figura 4.62 Relevadores de protección de LT A3410 en S.E. CRU

Las figuras 4.63 y 4.64 muestran los ajustes del relevador SEL 421 para las protecciones 21 y 21N en S.E. Santa Cruz, y las figuras 4.65 y 4.66 muestran los ajustes del relevador SEL 421 para las protecciones 21 y 21N en S.E. Topilejo.



Distance Phase Relay On:

8717 CRU-400 400.kV - 17000 TOP-400 400.kV 1L  
 ID= 85/21F CRU-A3410-320 Type: SEL421P\_\_ Change Type...

SEL-421

PT Location: 8717 CRU-400 400.kV

PT Ratio= 3330  
 CT Ratio= 1600:5  
 Min I (sec A)= 0  
 Zone 1 delay (s)= 0

Parameter	Value
Z1MAG	1.16
Z1ANG	85.46
INORM	5
E21P	4
DIR3(0=R,1=F)	0
DIR4(0=R,1=F)	1
DIR5(0=R,1=F)	0
Z1P	0.75
Z2P	1.74
Z3P	1.74
Z4P	2.91
Z5P	0

Zone 2 supervision: Fixed

Comment=

Relay Database: Linked relays=

Data mapping=

Line Impedance Database OK Cancel Help

Last changed Sep 05, 2014

Distance Phase Relay On:

8717 CRU-400 400.kV - 17000 TOP-400 400.kV 1L  
 ID= 85/21F CRU-A3410-320 Type: SEL421P\_\_ Change Type...

SEL-421

PT Location: 8717 CRU-400 400.kV

PT Ratio= 3330  
 CT Ratio= 1600:5  
 Min I (sec A)= 0  
 Zone 1 delay (s)= 0

Parameter	Value
Z2PD	0
Z3PD	0
Z4PD	18
Z5PD	0
ELOAD (0=N,1=Y)	0
ZLF	10
ZLR	10
PLAF	30
NLAF	-30
PLAR	150
NLAR	210
E22 (0=L,1=AUTO)	1

Zone 2 supervision: Fixed

Comment=

Relay Database: Linked relays=

Data mapping=

Line Impedance Database OK Cancel Help

Last changed Sep 05, 2014

Figura 4.63 Ajustes del relevador SEL 421 para la protección 21 en S.E. CRU

Distance Ground Relay On:

8717 CRU-400 400.kV - 17000 TOP-400 400.kV 1L  
 ID= 85/21N CRU-A3410-320 Type: SEL421G\_\_ Change Type...

SEL 421-85L

PT Location: 8717 CRU-400 400.kV

PT Ratio= 3330  
 CT Ratio= 320  
 Min I (sec A)= 0  
 Zone 1 delay (s)= 0

K1= 0.89833k @ -8.6286  
 K2= 0.89833k @ -8.6286

Parameter	Value
Z1MAG	1.16
Z1ANG	85.46
Z0MAG	4.2
Z0ANG	78.37
INORM	5
EADVS	0
E21MG	4
E21XG	4
Z1MG	0.75
Z2MG	1.74
Z3MG	1.74
Z4MG	2.91

Zone 2 supervision: Fixed

Comment=

Relay Database: Linked relays=

Data mapping=

Line Impedance Database OK Cancel Help

Last changed Sep 05, 2014

Distance Ground Relay On:

8717 CRU-400 400.kV - 17000 TOP-400 400.kV 1L  
 ID= 85/21N CRU-A3410-320 Type: SEL421G\_\_ Change Type...

SEL 421-85L

PT Location: 8717 CRU-400 400.kV

PT Ratio= 3330  
 CT Ratio= 320  
 Min I (sec A)= 0  
 Zone 1 delay (s)= 0

K1= 0.89833k @ -8.6286  
 K2= 0.89833k @ -8.6286

Parameter	Value
Z4MG	2.91
Z5MG	0
XG1	0.75
RG1	3.02
XG2	1.74
RG2	6.97
XG3	1.74
RG3	6.97
XG4	2.91
RG4	6.97
XG5	0
RG5	0

Zone 2 supervision: Fixed

Comment=

Relay Database: Linked relays=

Data mapping=

Line Impedance Database OK Cancel Help

Last changed Sep 05, 2014

Figura 4.64 Ajustes del relevador SEL 421 para la protección 21N en S.E. CRU

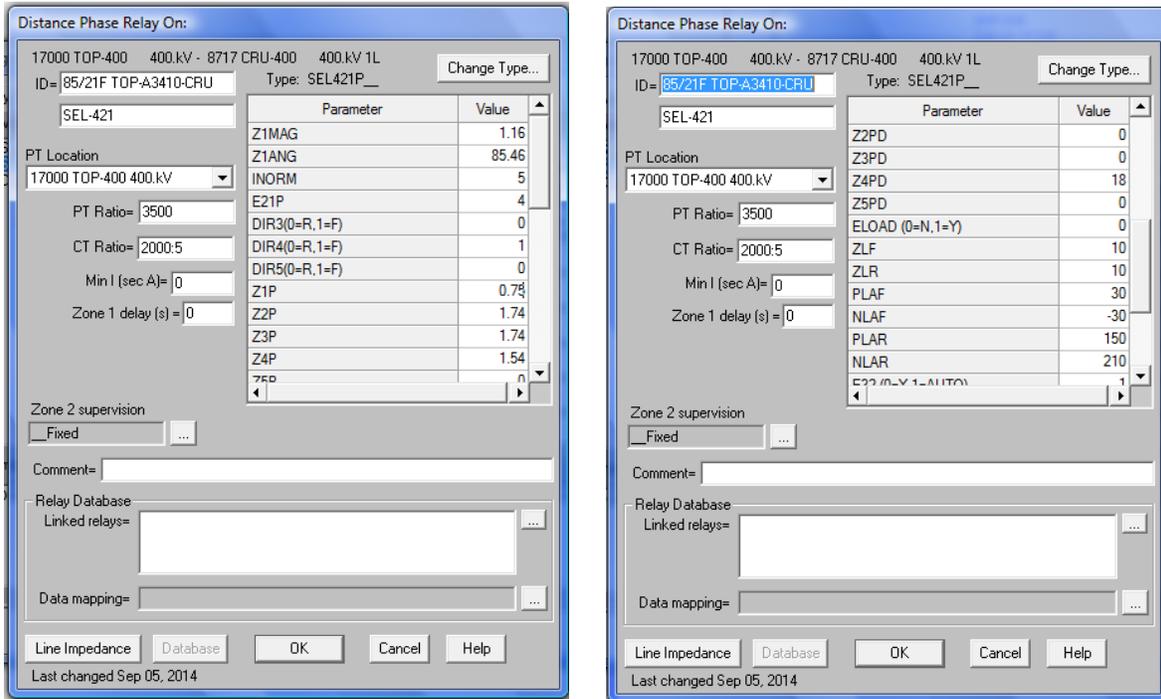


Figura 4.65 Ajustes del relevador SEL 421 para la protección 21 en S.E. TOP

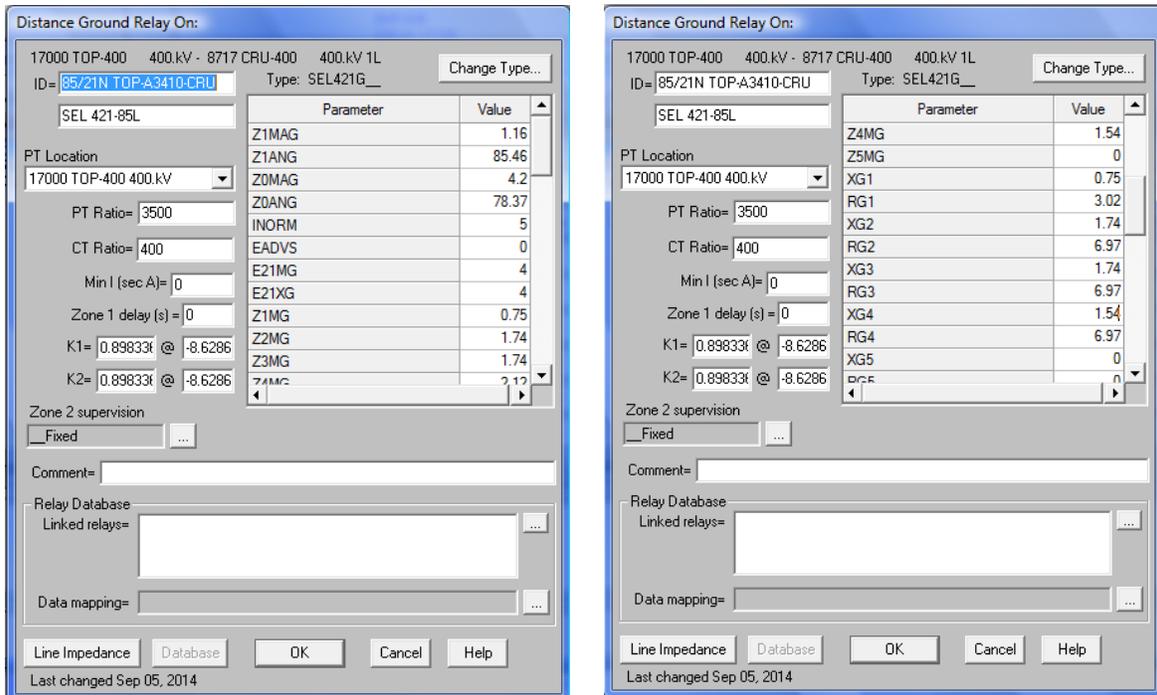


Figura 4.66 Ajustes del relevador SEL 421 para la protección 21N en S.E. TOP



Las curvas características de cada relevador de protección se muestran a continuación:

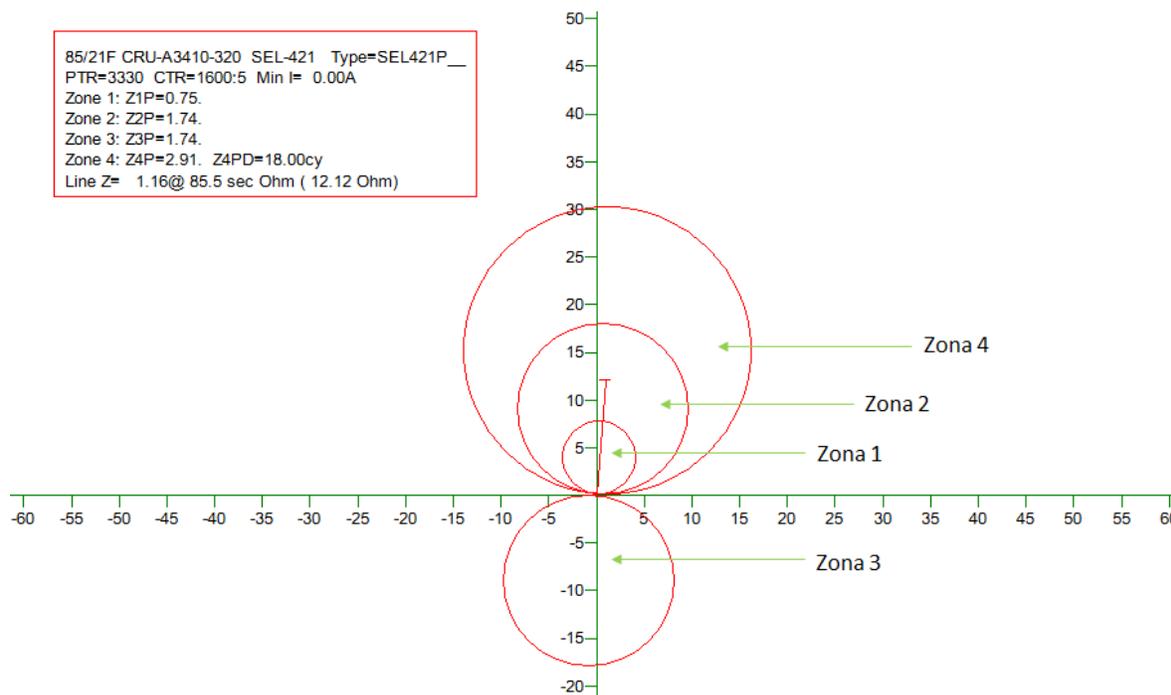


Figura 4.67 Curva característica de la protección 21 en S.E. CRU

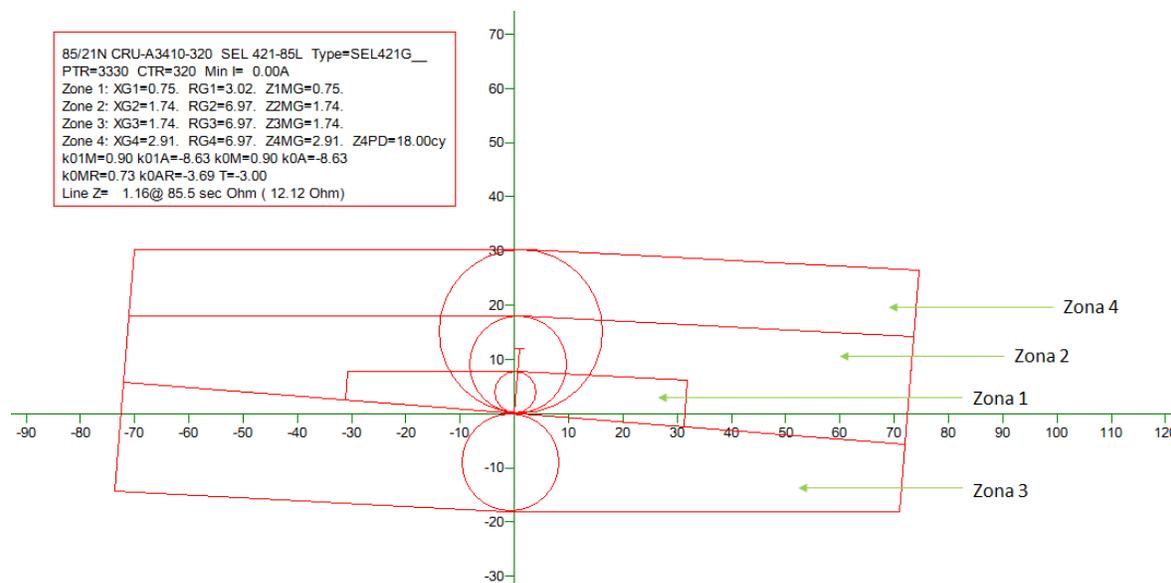


Figura 4.68 Curva característica de la protección 21N en S.E. CRU

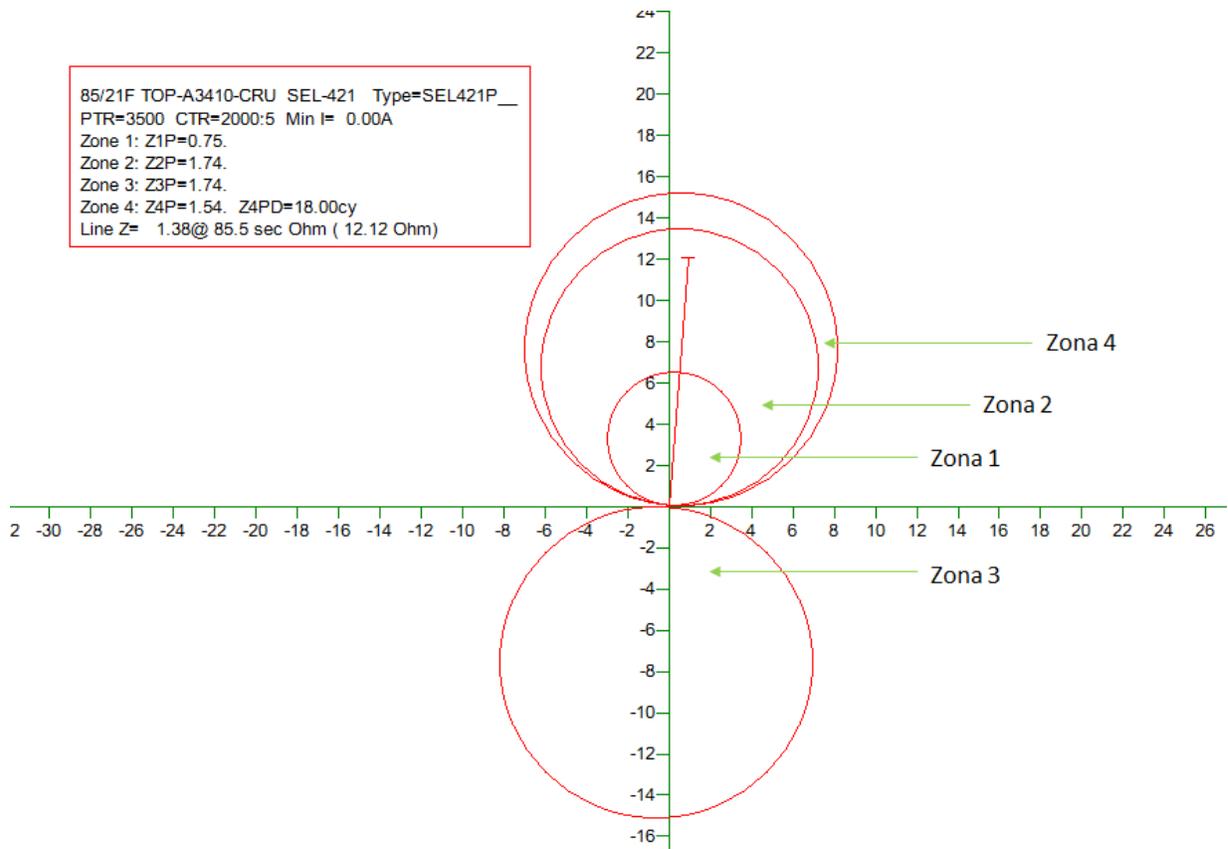


Figura 4.69 Curva característica de la protección 21 en S.E. TOP

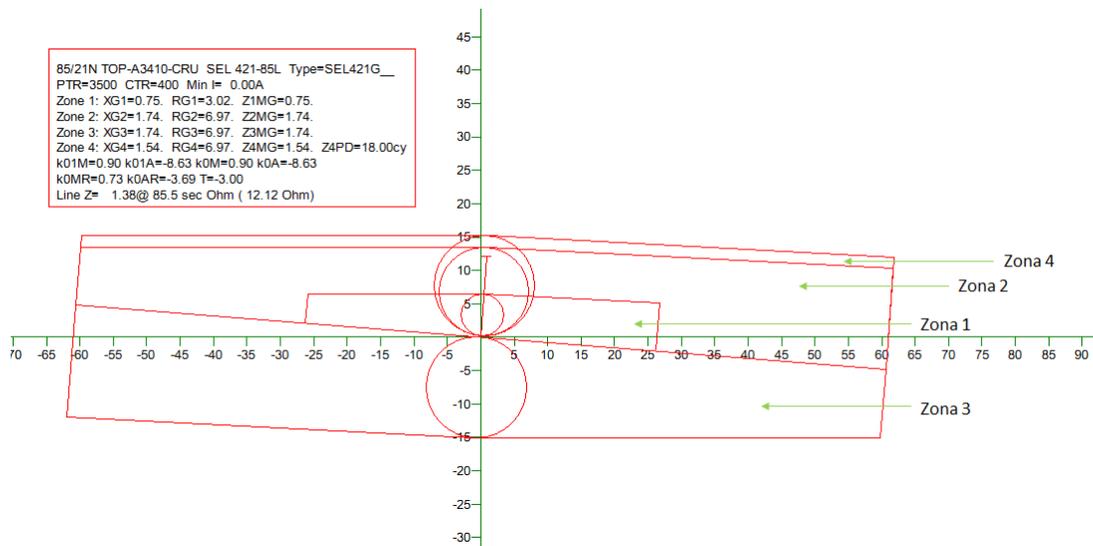


Figura 4.70 Curva característica de la protección 21N en S.E. TOP



El siguiente paso es realizar la siguiente serie de fallas en la LT A3410, comprobando en el software ASPEN OneLiner la operación de cada relevador de protección en las subestaciones Santa Cruz (CRU) y Topilejo (TOP).

#### **Subestación Santa Cruz (CRU)**

- Falla trifásica al 60% de la LT A3410.
- Falla trifásica al 10% de la LT A3510.
- Falla trifásica al 50% de la LT A3Z10.
- Falla trifásica al 45% de la LT A3510.
  
- Falla monofásica al 60% de la LT A3410.
- Falla monofásica al 95% de la LT A3410.
- Falla monofásica al 50% de la LT A3Z10.
- Falla monofásica al 25% de la LT A3510.

#### **Subestación Topilejo (TOP)**

- Falla trifásica al 50% de la LT A3410.
- Falla trifásica al 20% de la LT A3Z10.
- Falla trifásica al 35% de la LT A3510.
- Falla trifásica al 65% de la LT A3Z10.
  
- Falla monofásica al 50% de la LT A3410.
- Falla monofásica al 95% de la LT A3410.
- Falla monofásica al 25% de la LT A3510.
- Falla monofásica al 10% de la LT A3Z10.

De esta forma se puede verificar que los ajustes calculados protegen a la línea de transmisión conforme a los criterios para la determinación de ajustes para líneas de transmisión de 400kV y 230kV de la CFE, descritas en el documento DR/PROT\_/LT-2011.

En las siguientes figuras se muestran las visualizaciones de operación de cada falla descrita anteriormente, iniciando con el relevador de protección ubicado en la S.E. Santa Cruz y posteriormente con el relevador de protección en S.E. Topilejo.

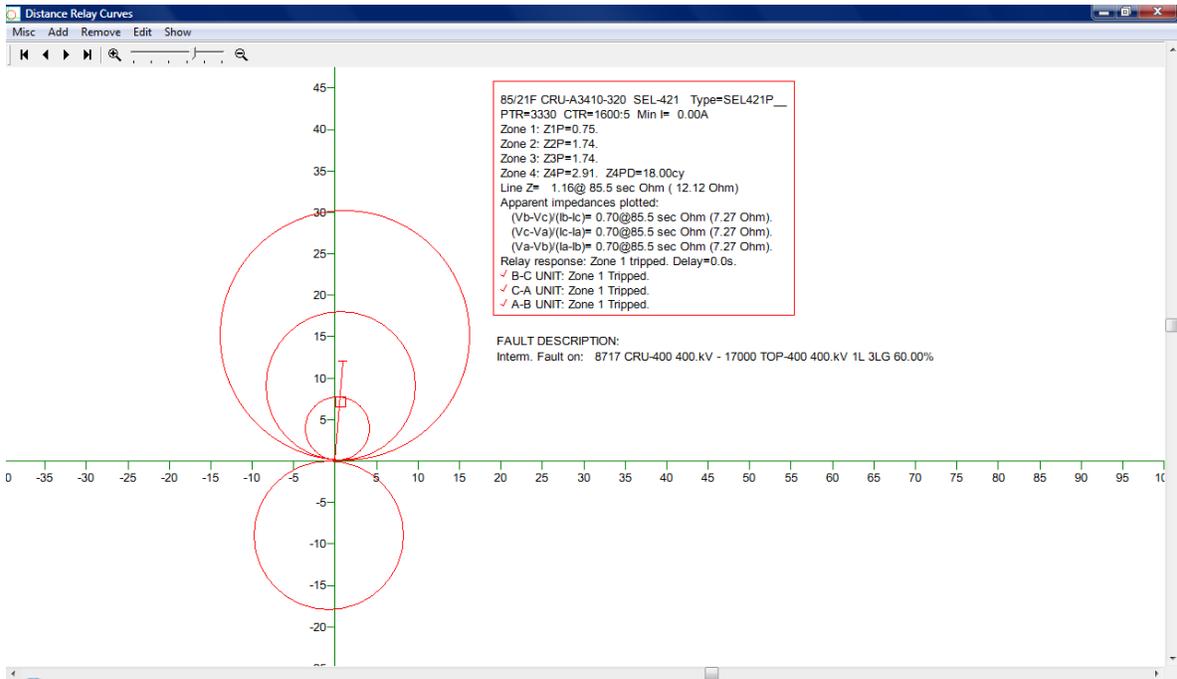


Figura 4.71 Falla trifásica al 60% de la LT A3410. (S.E. CRU)

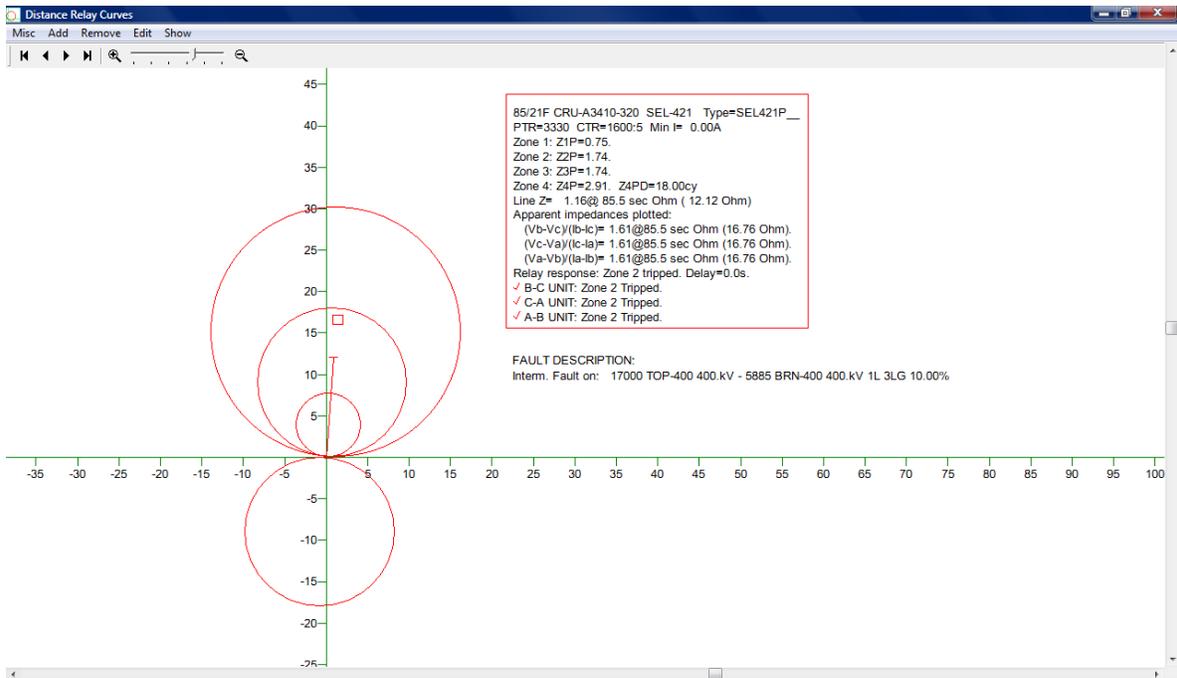


Figura 4.72 Falla trifásica al 10% de la LT A3510. (S.E. CRU)

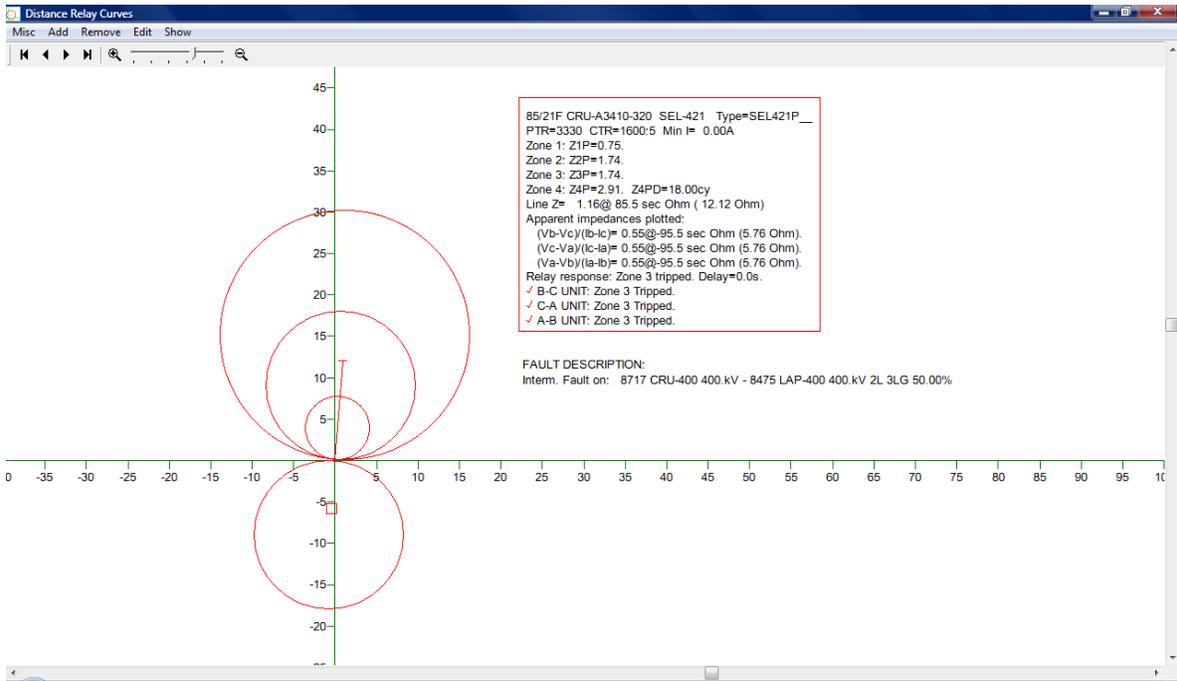


Figura 4.73 Falla trifásica al 50% de la LT A3Z10. (S.E. CRU)

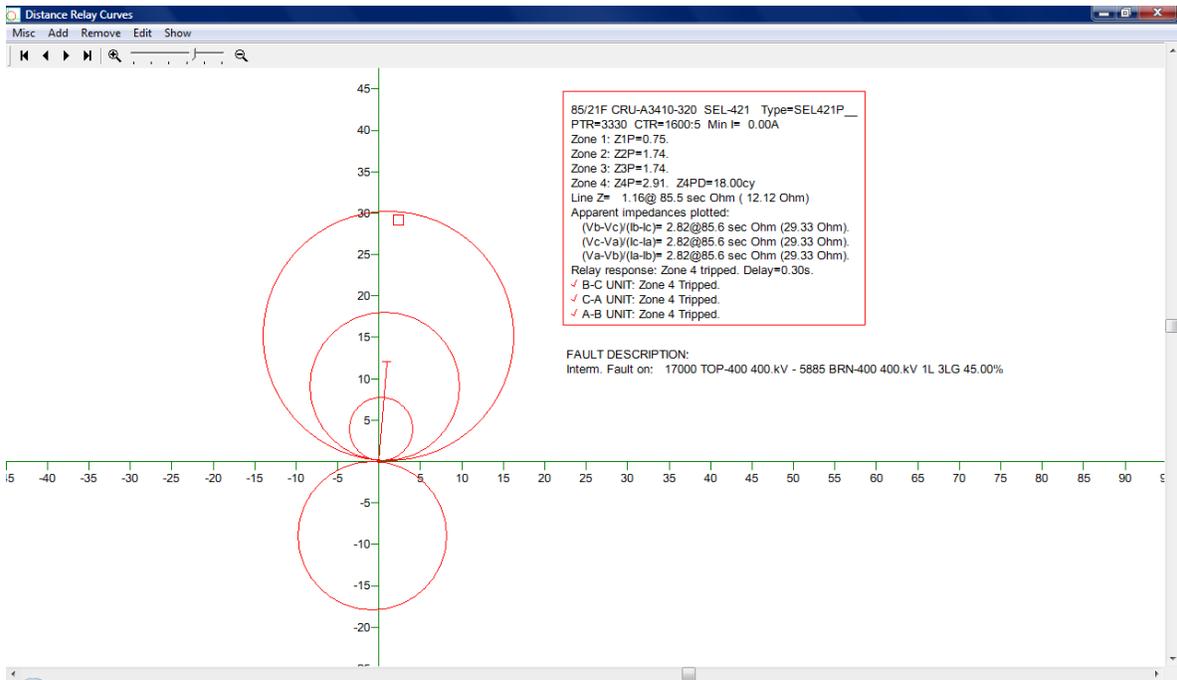


Figura 4.74 Falla trifásica al 45% de la LTA3510. (S.E. CRU)

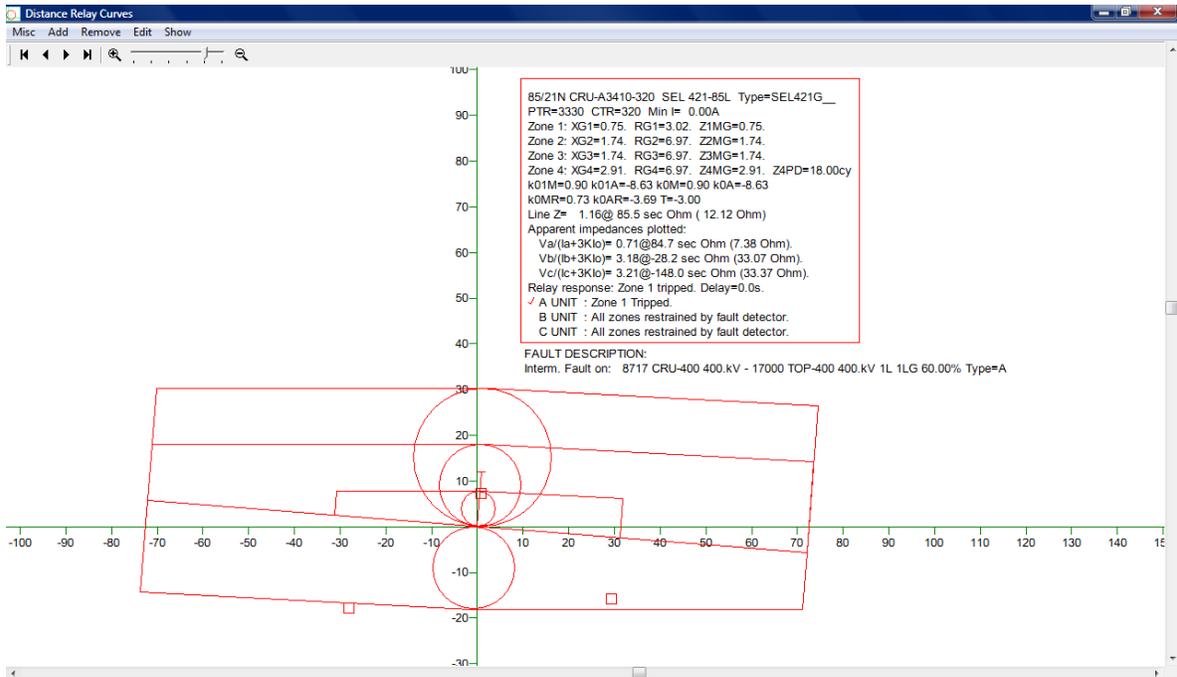


Figura 4.75 Falla monofásica al 60% de la LT A3410. (S.E. CRU)

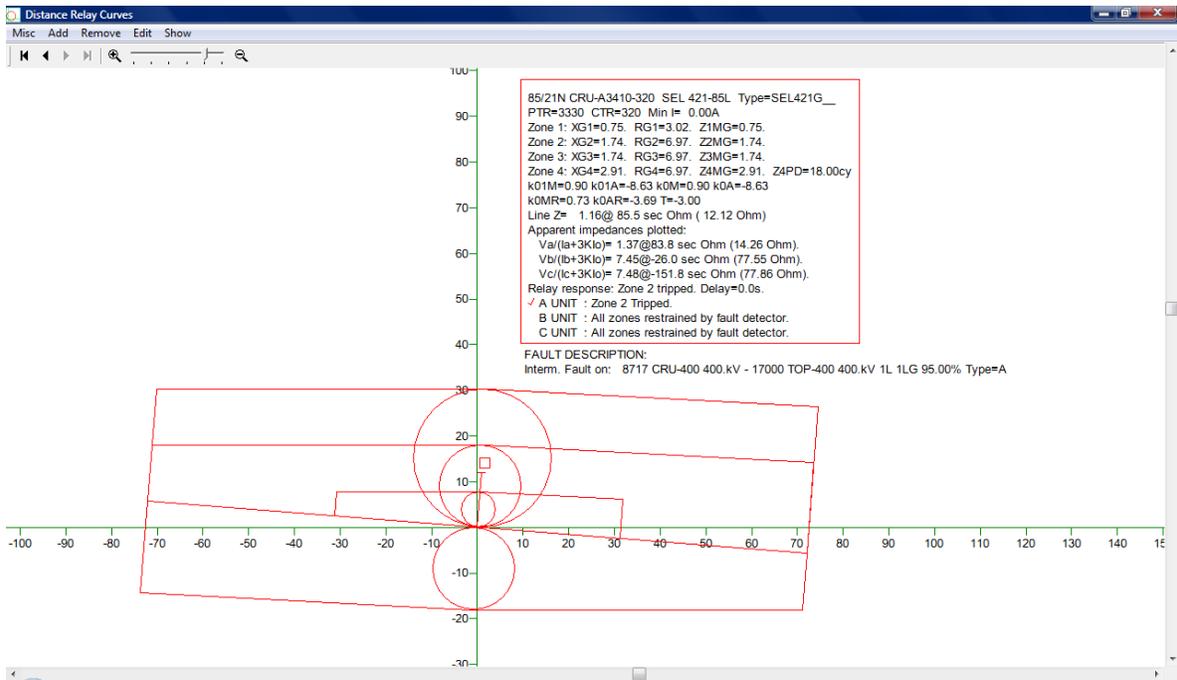


Figura 4.76 Falla monofásica al 95% de la LT A3410. (S.E. CRU)

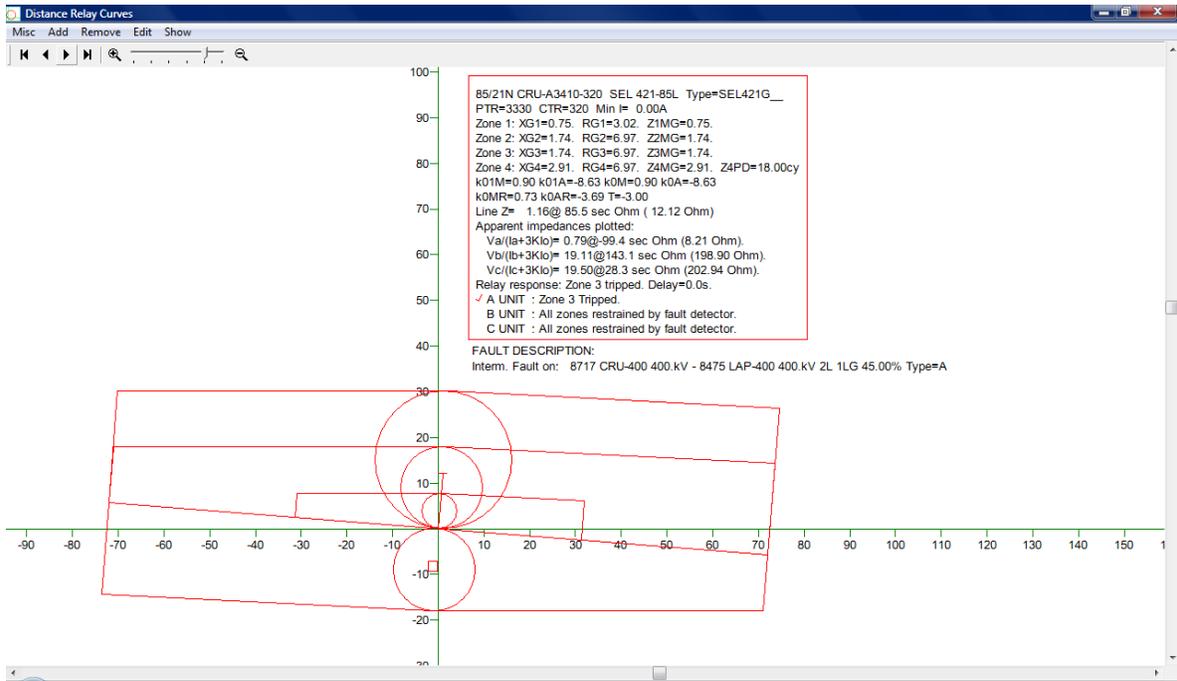


Figura 4.77 Falla monofásica al 50% de la LT A3Z10. (S.E. CRU)

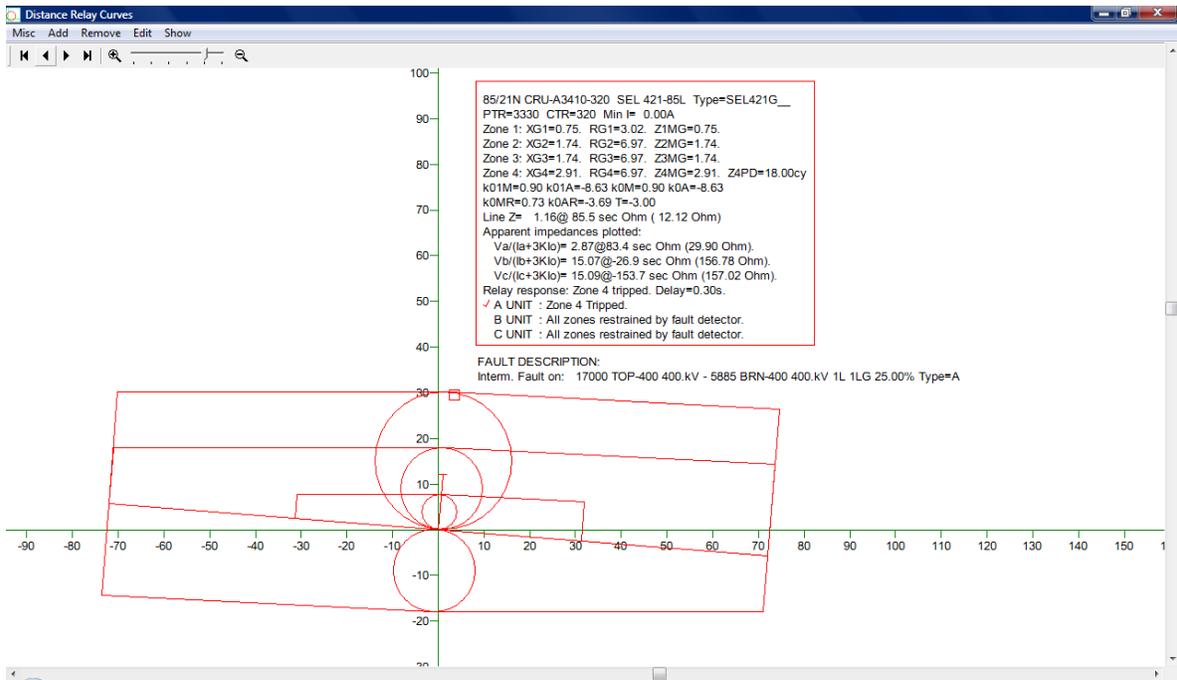


Figura 4.78 Falla monofásica al 25% de la LT A3510. (S.E. CRU)

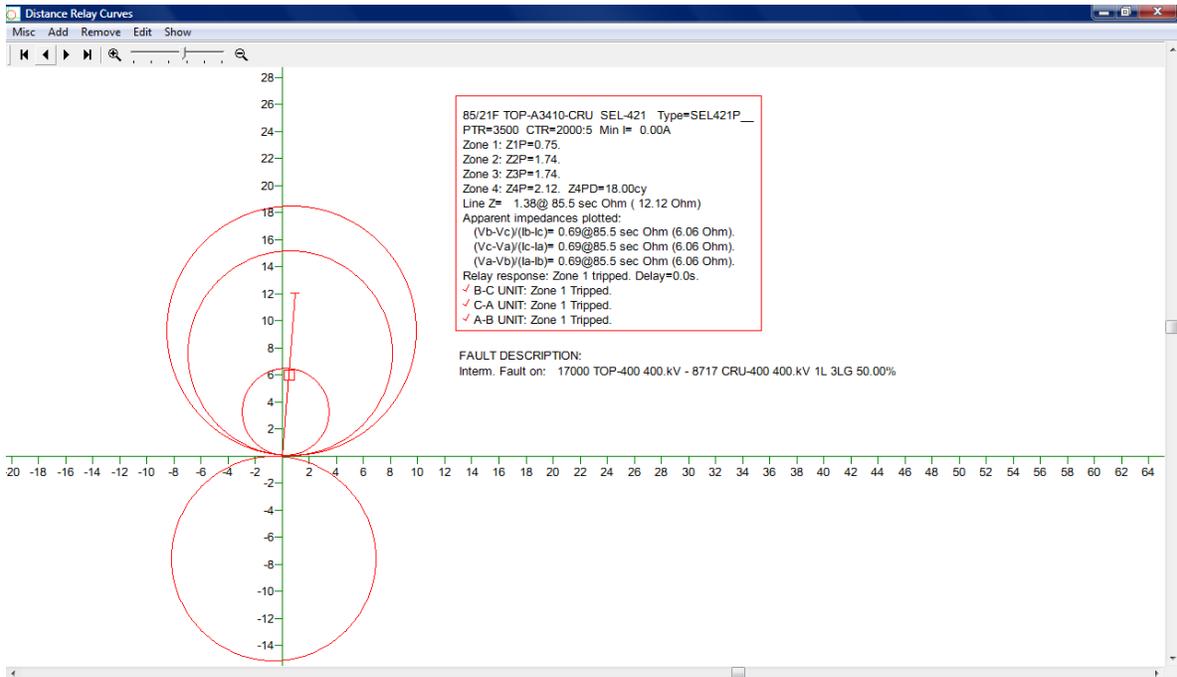


Figura 4.79 Falla trifásica al 50% de la LT A3410 (S.E. TOP.)

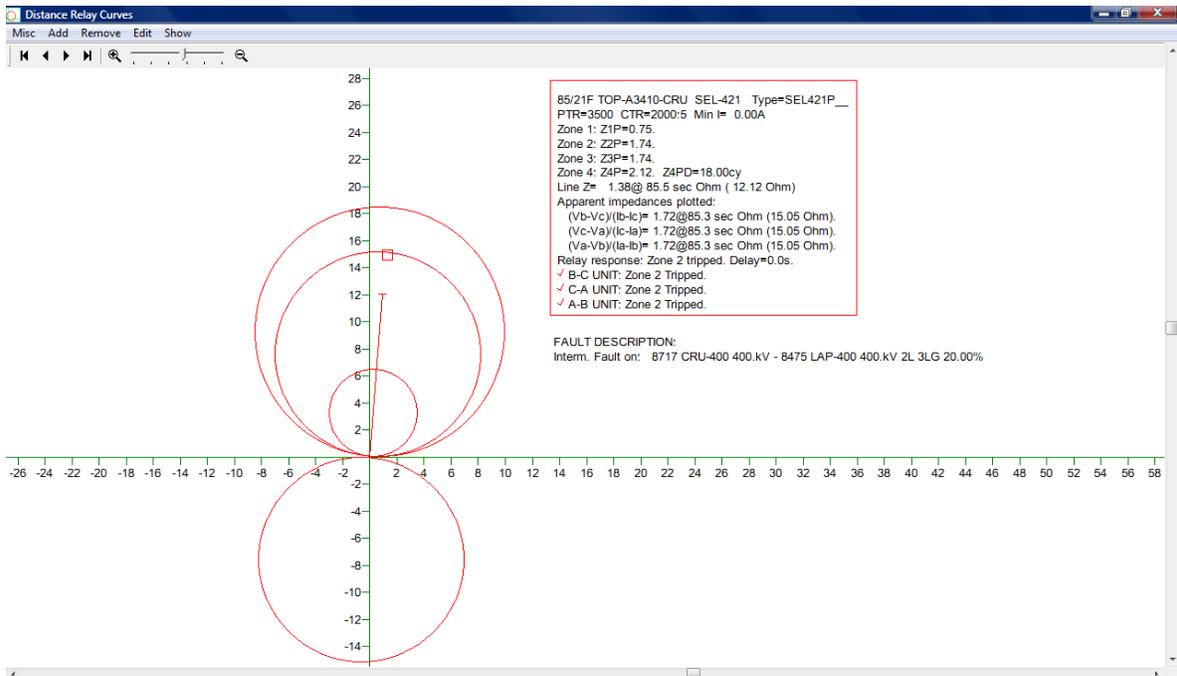


Figura 4.80 Falla trifásica al 20% de la LT A3Z10 (S.E. TOP.)

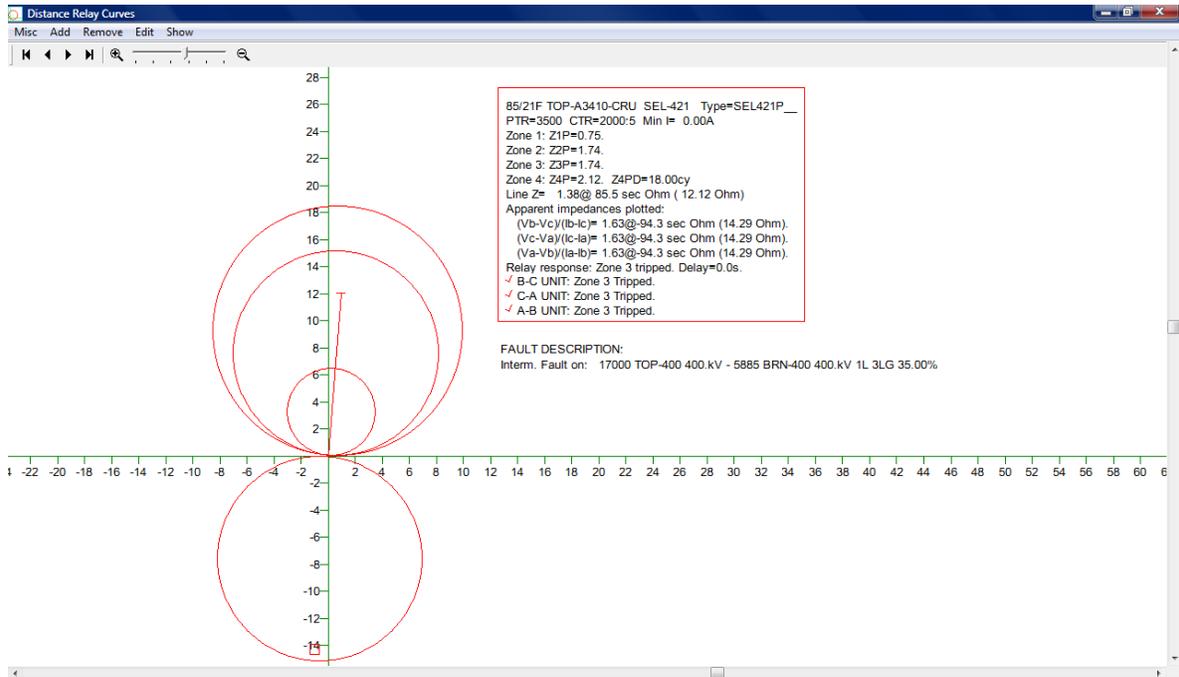


Figura 4.81 Falla trifásica al 35% de la LT A3510 (S.E. TOP.)

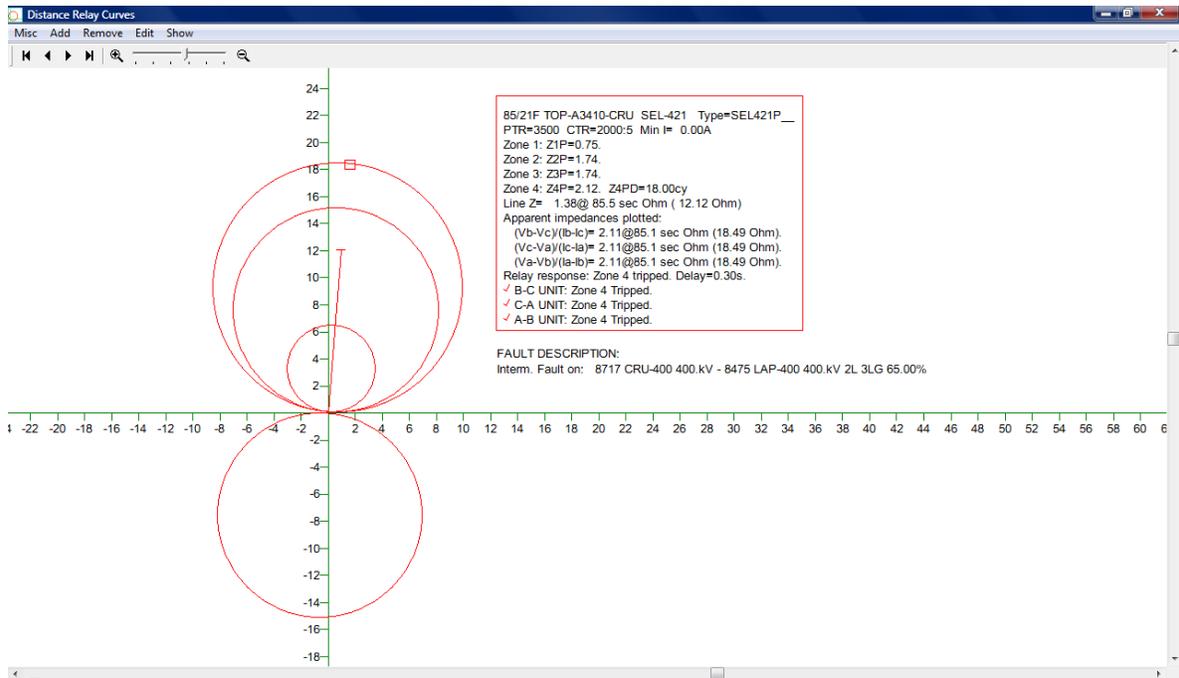


Figura 4.82 Falla trifásica al 65% de la LT A3Z10 (S.E. TOP.)

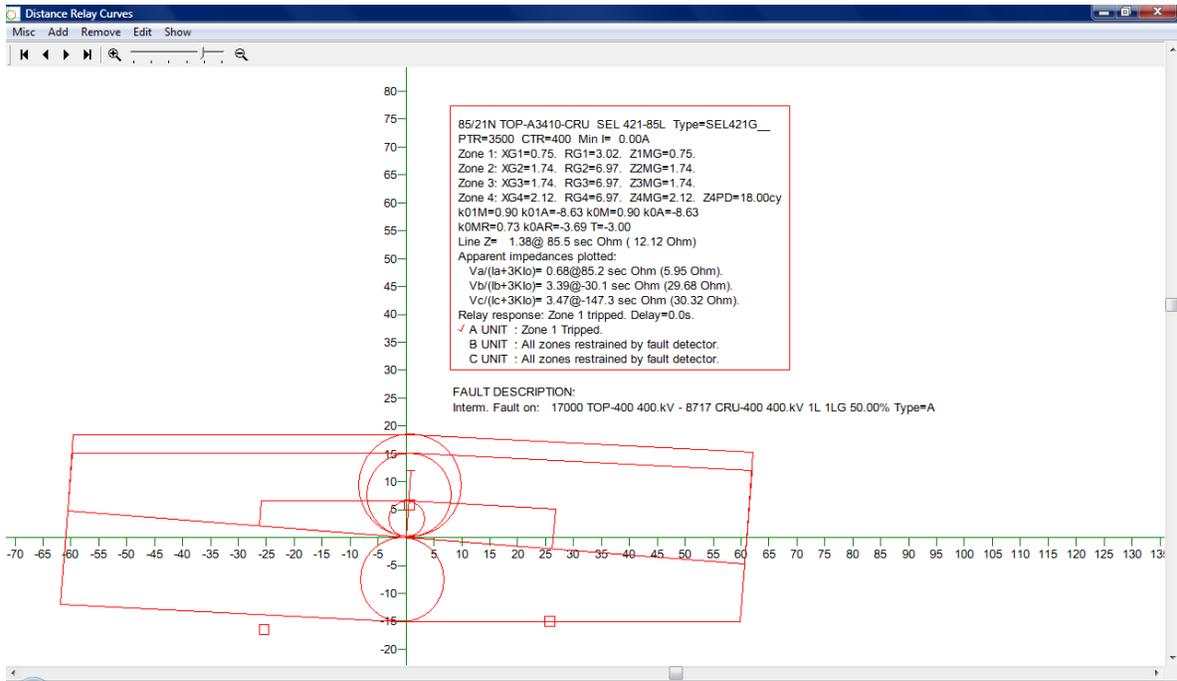


Figura 4.83 Falla monofásica al 50% de la LT A3410. (S.E. TOP)

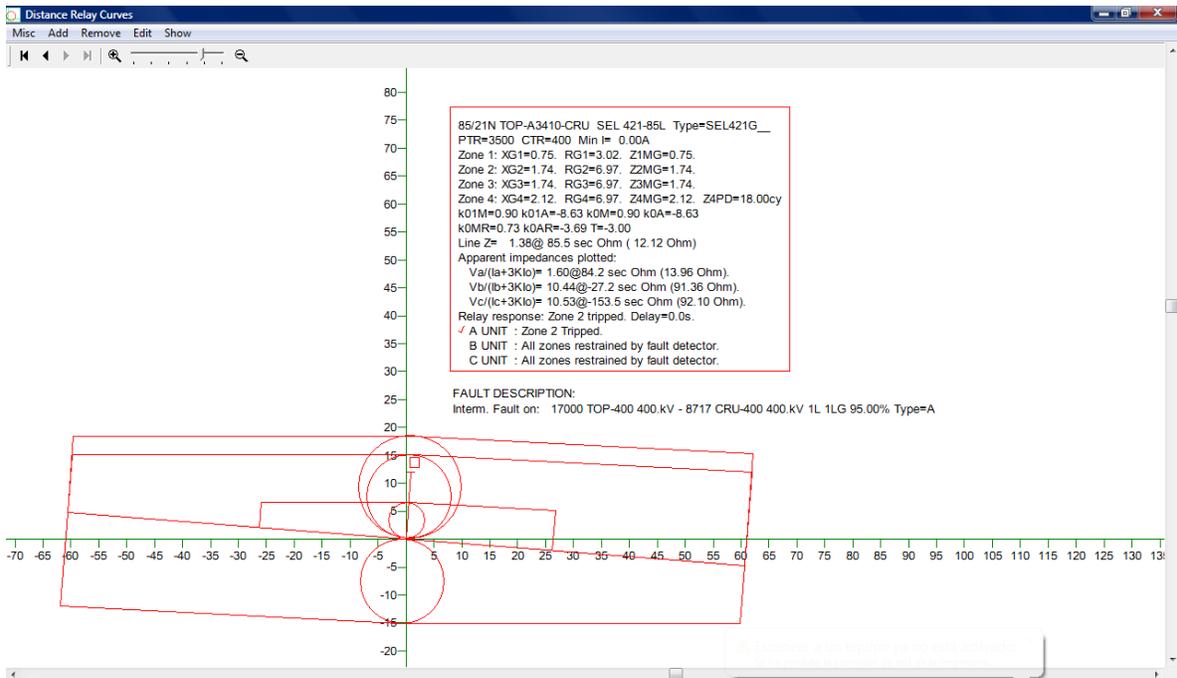


Figura 4.84 Falla monofásica al 95% de la LT A3410. (S.E. TOP)

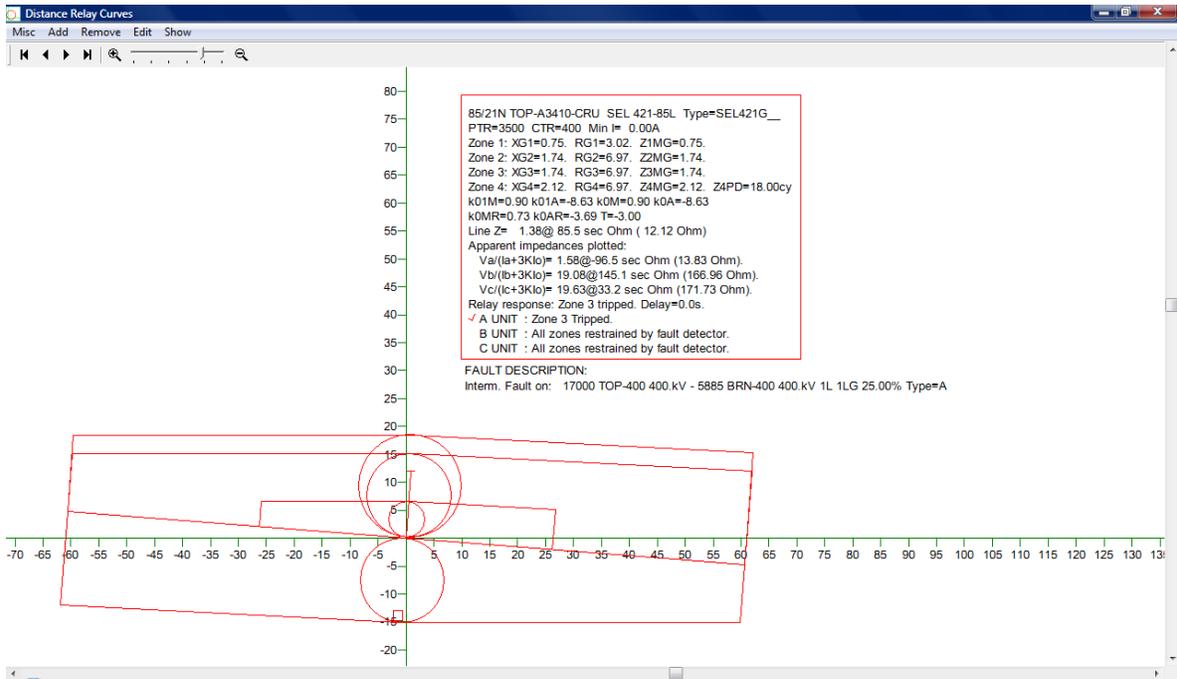


Figura 4.85 Falla monofásica al 25% de la LT A3510. (S.E. TOP)

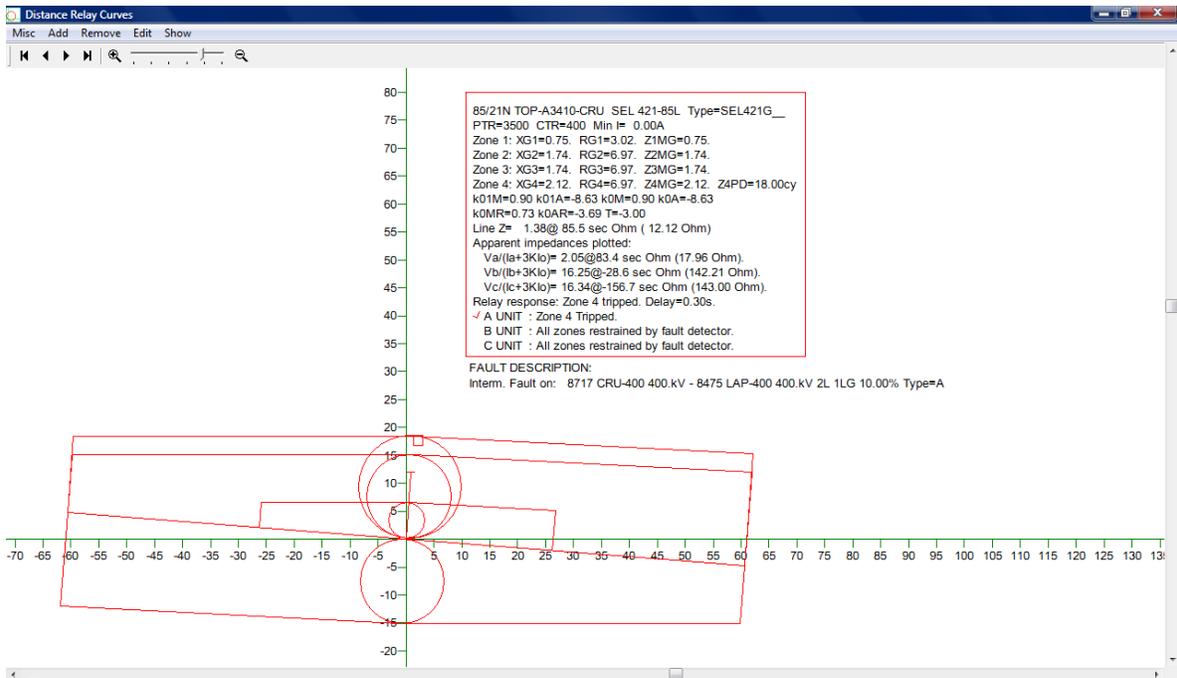


Figura 4.86 Falla monofásica al 10% de la LT A3Z10. (S.E. TOP)

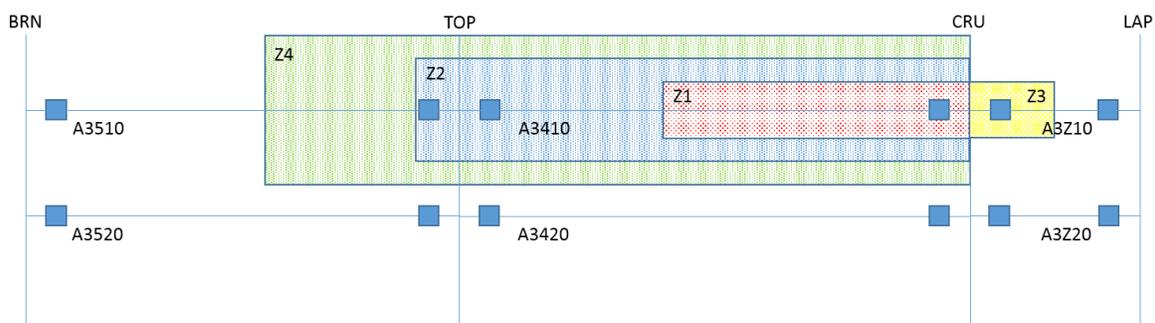


## CONCLUSIONES

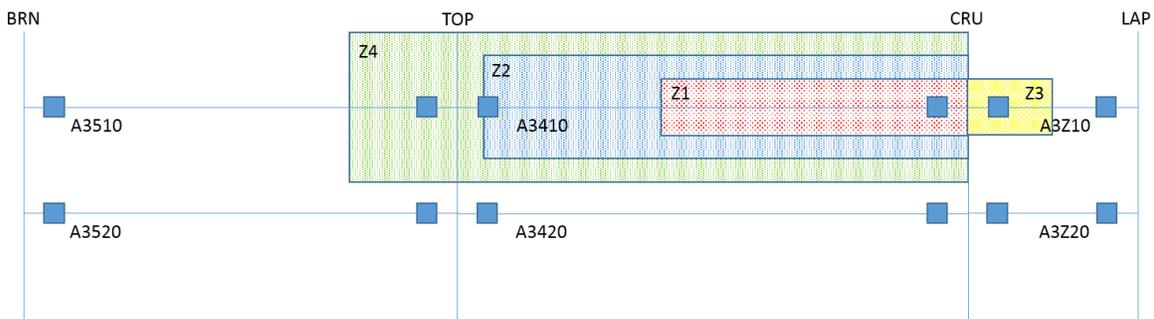
En este trabajo se han analizado las partes que componen el sistema de protección por medio de relevadores para un sistema de transmisión eléctrica de alta tensión. Se describieron las características eléctricas y construcción de una Línea de Transmisión, el principio básico de funcionamiento de la protección de distancia junto con los esquemas de teleprotección más utilizados actualmente en México, las funciones del relevador de protección microprocesado SEL-421 y la forma de realizar el estudio correspondiente para determinar los ajustes adecuados para la protección de distancia.

En este trabajo se propusieron los ajustes para los relevadores SEL-421 para la Línea de Transmisión A3410 en las subestaciones eléctricas Santa Cruz y Topilejo, pertenecientes a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así mismo se realizó la simulación en el software ASPEN OneLiner de las distintas fallas que se pueden presentar dentro de esta línea para verificar la operación correcta de estos relevadores conforme a los criterios de ajuste de la CFE.

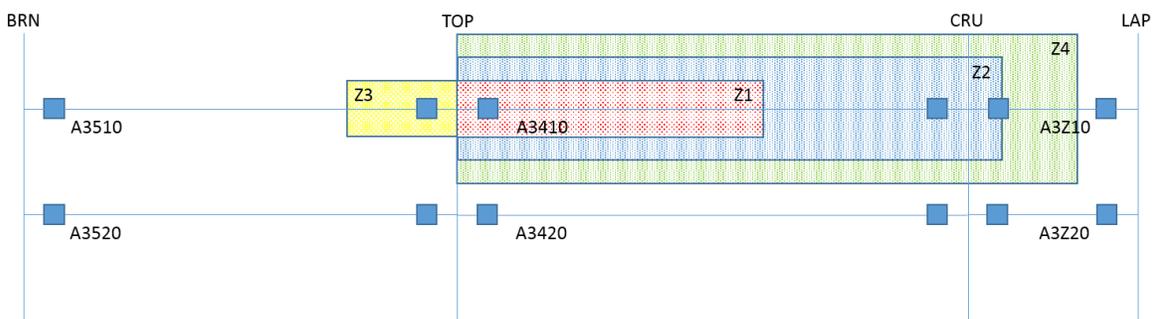
Dentro de estas simulaciones se pudo observar que los relevadores de protección operan adecuadamente en cada falla realizada conociendo los límites de operación de cada zona de protección como se muestra a continuación:



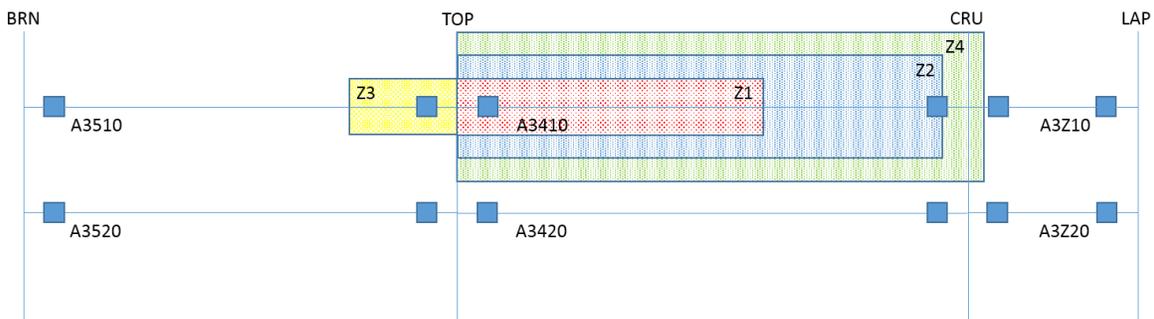
*Zonas de protección para relevador 21 (S.E. CRU)*



*Zonas de protección para relevador 21N (S.E. CRU)*



*Zonas de protección para relevador 21 (S.E. TOP)*



*Zonas de protección para relevador 21N (S.E. TOP)*



Los límites de las zonas de protección quedan:

S.E. CRU (21)

Zona 1: 60% de la LT A3410  
Zona 2: 10% de la LT A3510  
Zona 3: 50% de la LT A3Z10  
Zona 4: 45% de la LT A3510

S.E. CRU (21N)

Zona 1: 60% de la LT A3410  
Zona 2: 95% de la LT A3410  
Zona 3: 50 % de la LT A3Z10  
Zona 4: 25% de la LT A3510

S.E. TOP (21)

Zona 1: 50% de la LT A3410  
Zona 2: 20% de la LT A3Z10  
Zona 3: 35% de la LT A3510  
Zona 4: 65% de la LT A3Z10

S.E. TOP (21N)

Zona 1: 50% de la LT A3410  
Zona 2: 95% de la LT A3410  
Zona 3: 25% de la LT A3510  
Zona 4: 10% de la LT A3Z10

De esta forma se mantiene protegida a la Línea de Transmisión A3410 ante cualquier falla que se presente a lo largo de sus 32.5 kilómetros de largo.

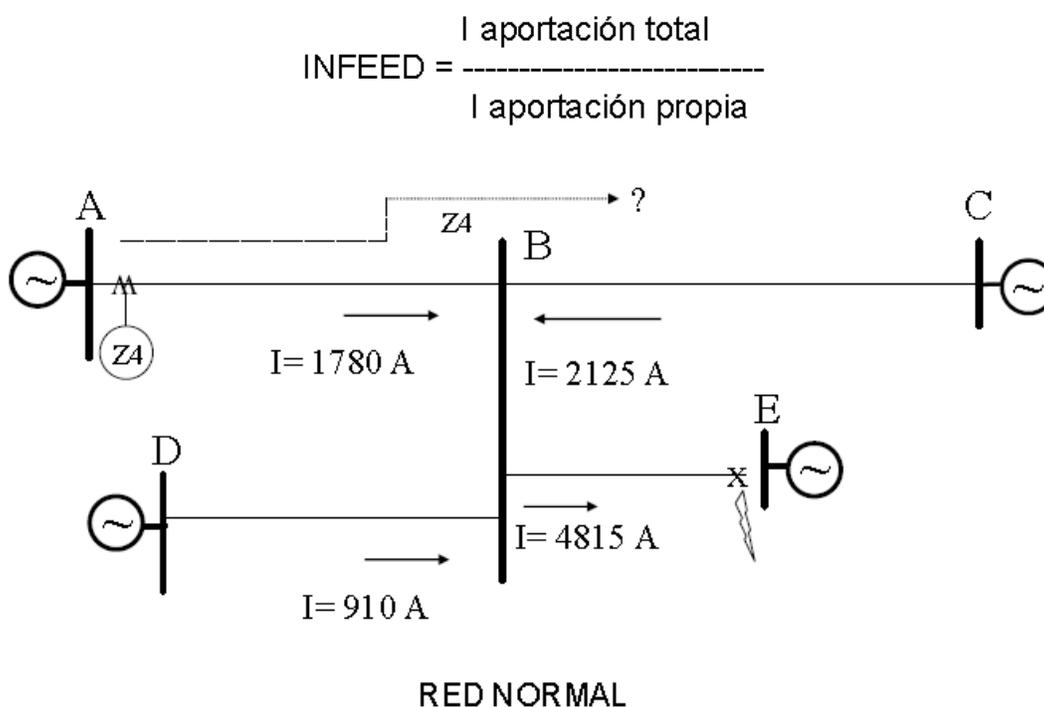


## ANEXO 1. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL VALOR DE INFEED

Para determinar el valor del infeed tomar en cuenta los criterios siguientes:

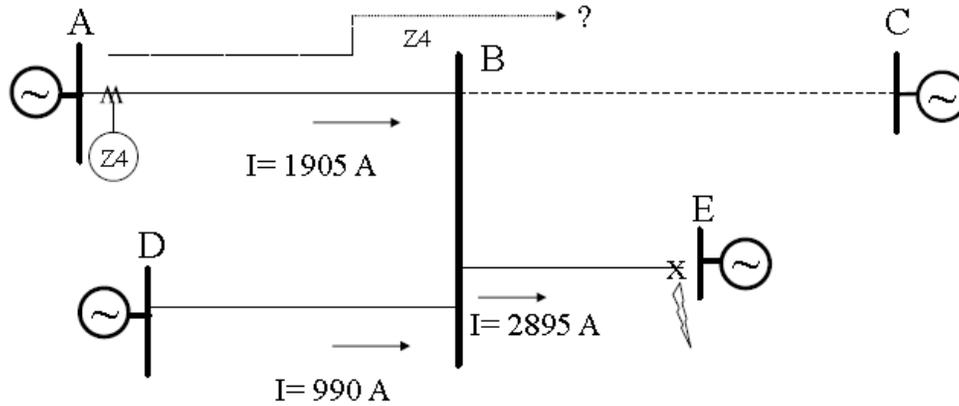
- Definición de infeed: Es el cociente entre el valor total de corriente de falla de fase y la aportación de corriente de fase de la línea donde se ubica el relevador, considerando abierto el extremo remoto de la línea adyacente fallada y simulando una falla monofásica.
- Para determinar el infeed mínimo, simular fallas con la contingencia más grave probable en cada una de las líneas adyacentes al bus remoto y seleccionar el de menor valor.
- Si el valor del infeed mínimo obtenido es mayor a 6 y la línea adyacente al bus remoto es corta o mediana, se debe ajustar a este valor.
- Si el valor del infeed mínimo obtenido es mayor a 2 y la línea adyacente al bus remoto es larga o extra larga, se debe ajustar a este valor.

Referirse al ejemplo práctico que se ilustra en las figuras siguientes para facilitar el cálculo del infeed mínimo.



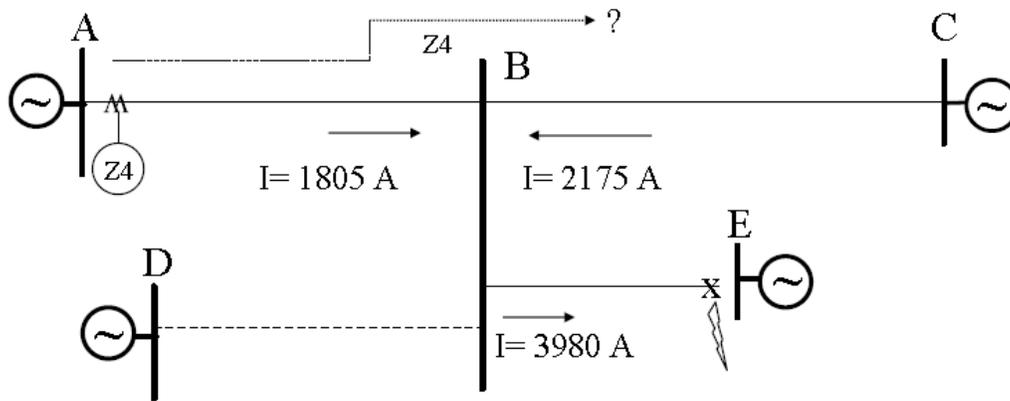


$$\text{INFEED} = \frac{I \text{ aportación total}}{I \text{ aportación propia}} = \frac{4815 \text{ A}}{1780 \text{ A}} = 2.7$$



RED CON ENLACE B-C FUERA

$$\text{INFEED} = \frac{I \text{ aportación total}}{I \text{ aportación propia}} = \frac{2895 \text{ A}}{1905 \text{ A}} = 1.52$$



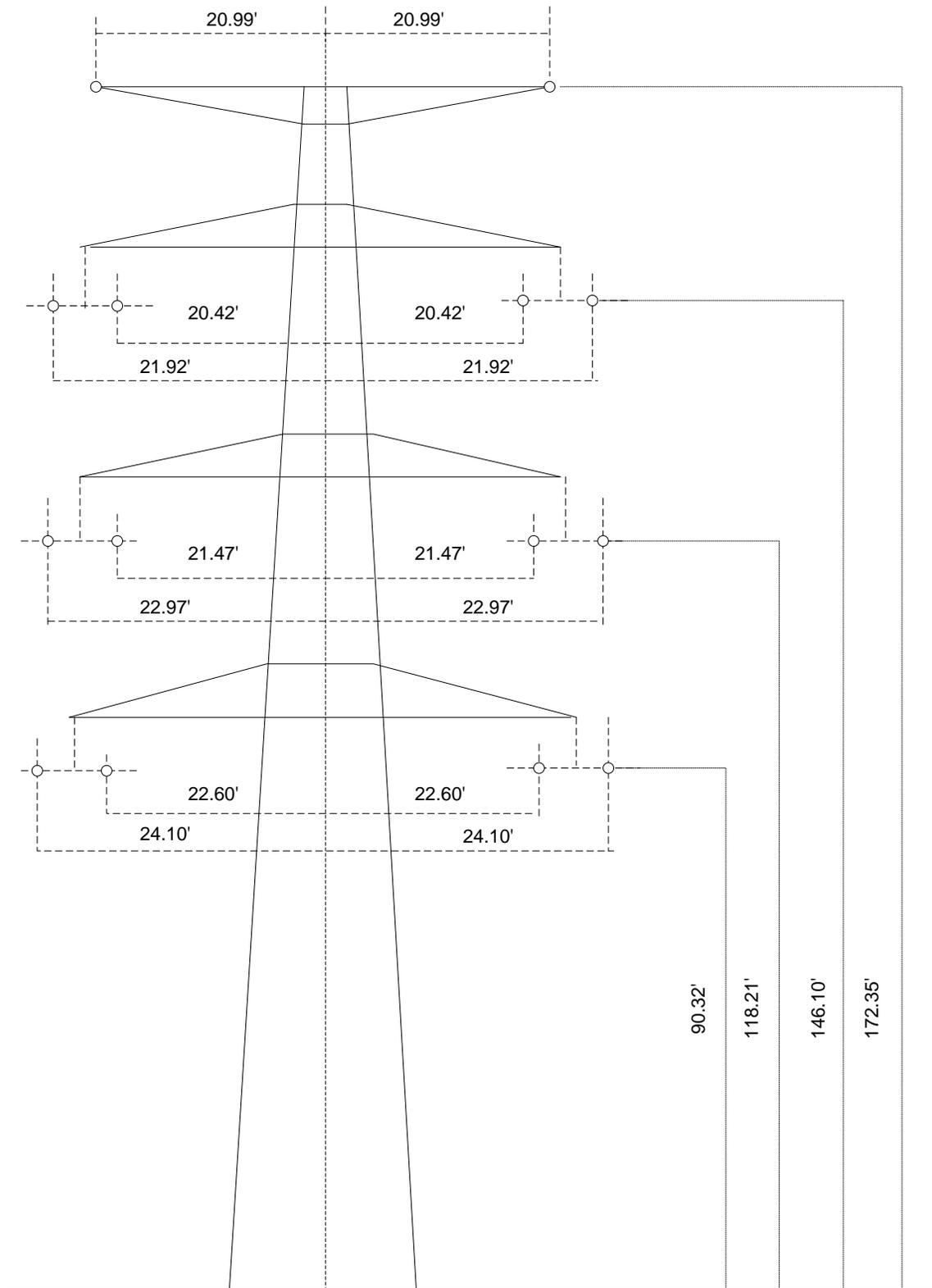
RED CON ENLACE B-D FUERA

$$\text{INFEED} = \frac{I \text{ aportación total}}{I \text{ aportación propia}} = \frac{3980 \text{ A}}{1805 \text{ A}} = 2.2$$

En este ejemplo se selecciona el infeed mínimo de 1.52.



**ANEXO 2. ESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN TORRE “ANILLO DE 400kV”**



TORRE “ANILLO DE 400kV”



**ANEXO 3. TRAYECTORIA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN TOP-A3410-CRU**

