



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



# Sistema de Potencia de Uruguay: Configuración de Protecciones

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE  
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Camila Bentos, Fabián Irrazábal, Diego Martegani

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS  
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELECTRICISTA.

## DIRECTOR DE TESIS

MSc. Celia Sena ..... Universidad de la República

## TRIBUNAL

MSc. Ricardo Franco ..... Universidad de la República

MSc. Agustín Fraschini ..... Universidad de la República

Ing. Nicolás Yedrzejewski ..... Universidad de la República

Montevideo  
miércoles 13 septiembre, 2023

*Sistema de Potencia de Uruguay: Configuración de Protecciones*, Camila Bentos,  
Fabián Irrazábal, Diego Martegani.

Esta tesis fue preparada en L<sup>A</sup>T<sub>E</sub>X usando la clase iietesis (v1.1).  
Contiene un total de 249 páginas.  
Compilada el miércoles 13 septiembre, 2023.  
<http://iie.fing.edu.uy/>

La diligencia es la madre de la buena suerte.

BENJAMIN FRANKLIN

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Agradecimientos

A nuestra tutora, Celia Sena, por habernos presentado este proyecto, y por su constante apoyo y buena disposición a lo largo de la realización de este trabajo.

Agradecemos también a nuestras familias, amigos y compañeros que a lo largo de estos años nos acompañaron, sostuvieron e impulsaron en este camino, que sin ellos no hubiera sido posible transitar con éxito.

Finalmente, a la Facultad de Ingeniería por permitir formarnos, y a sus docentes por el acompañamiento brindado.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Tabla de contenidos

<b>Agradecimientos</b>	<b>III</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>3</b>
1.1. Sistema de potencia . . . . .	3
1.2. Faltas en un sistema de potencia . . . . .	4
1.3. Objetivos del proyecto . . . . .	4
1.3.1. Objetivo general . . . . .	4
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	4
1.4. Organización del documento . . . . .	5
<b>2. Sistemas de protección</b>	<b>7</b>
2.1. Elementos de un sistema de protección . . . . .	8
2.2. Características generales de los sistemas de protección. . . . .	9
2.2.1. Zonas de protección . . . . .	10
2.2.2. Principios de operación de protecciones . . . . .	12
2.3. Protección de líneas de transmisión . . . . .	14
2.4. Función de protección de Distancia . . . . .	15
2.4.1. Diagrama de impedancia . . . . .	17
2.4.2. Características de operación . . . . .	18
2.4.3. Determinación de la dirección . . . . .	19
2.5. Esquemas de teleprotección . . . . .	19
2.5.1. Interdisparo y teleprotección permisiva . . . . .	20
2.5.2. Permissive overreaching transfer trip (POTT) . . . . .	21
2.5.3. Esquema de bloqueo . . . . .	22
2.6. Faltas en líneas de transmisión . . . . .	23
2.6.1. Componentes simétricas . . . . .	23
<b>3. Red de 500 kV uruguaya</b>	<b>29</b>
3.1. Introducción . . . . .	29
3.2. Líneas Existentes . . . . .	30
3.3. Sistemas de Protección de las líneas existentes . . . . .	31
3.3.1. Línea BR5-MB5 . . . . .	33
3.3.2. Línea PA5-SJ5 . . . . .	35
3.3.3. Línea PA5-MA5 . . . . .	37
3.3.4. Línea BR5-PA5 y BR5-PT5 . . . . .	38

## Tabla de contenidos

3.3.5. Línea MI5-MA5 . . . . .	38
3.3.6. Línea MA5-MB5 . . . . .	39
3.3.7. Línea SC5-ME5 . . . . .	40
3.3.8. Línea SC5-MI5 . . . . .	41
3.4. Sistemas de Protección de las nuevas líneas de 500 kV . . . . .	42
<b>4. Relés de protección y ajustes para las nuevas líneas</b>	<b>43</b>
4.1. Relés existentes . . . . .	43
4.2. Hitachi RED670 . . . . .	47
4.2.1. Característica de protección de fase . . . . .	48
4.2.2. Característica de protección de tierra . . . . .	49
4.2.3. Característica de la función direccional . . . . .	50
4.2.4. Teleprotección . . . . .	50
4.2.5. Recierre . . . . .	51
4.3. Ajustes para las nuevas líneas . . . . .	53
<b>5. Simulaciones y Cálculos</b>	<b>57</b>
5.1. Modelo utilizado . . . . .	57
5.2. Modelo de cortocircuito y datos a relevar . . . . .	59
5.3. Casos de estudio y simulaciones . . . . .	61
5.3.1. Verificaciones en SU5-CH5 . . . . .	62
5.3.2. Verificaciones en CH5-ME5 . . . . .	65
5.3.3. Verificaciones en PA5-CR5 . . . . .	67
5.3.4. Verificaciones en PT5-CR5 . . . . .	69
5.3.5. Verificaciones en MA5-CR5 . . . . .	70
5.3.6. Verificaciones en líneas adyacentes y lejanas . . . . .	73
5.4. Cálculo de impedancias de cortocircuito . . . . .	77
5.4.1. Función <i>fasor</i> y cálculo de la impedancia . . . . .	78
5.4.2. Característica del relé de protección . . . . .	79
<b>6. Resultados</b>	<b>83</b>
6.1. Cortocircuitos fase tierra . . . . .	83
6.1.1. Cortocircuitos al 10 % . . . . .	83
6.1.2. Cortocircuitos al 70 % . . . . .	86
6.1.3. Cortocircuitos al 95 % . . . . .	87
6.1.4. Cortocircuitos en líneas adyacentes . . . . .	87
6.2. Cortocircuitos bifásicos . . . . .	90
6.2.1. Cortocircuito al 10 % . . . . .	90
6.2.2. Cortocircuito al 70 % . . . . .	92
6.2.3. Cortocircuito al 95 % . . . . .	93
6.2.4. Cortocircuitos en líneas adyacentes . . . . .	94
6.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	96
6.3.1. Cortocircuitos al 10 % . . . . .	96

<b>7. Análisis y conclusiones</b>	<b>99</b>
7.1. Resumen . . . . .	99
7.2. Resultados . . . . .	100
7.2.1. Resumen por tipo de falta . . . . .	100
7.2.2. Resumen por línea . . . . .	101
7.3. Conclusiones . . . . .	103
7.4. Trabajos futuros . . . . .	104
<b>A. Función fasor</b>	<b>105</b>
A.1. Función fasor . . . . .	105
<b>B. Totalidad de resultados</b>	<b>107</b>
B.1. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-CH5 . . . . .	108
B.1.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	108
B.1.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	111
B.1.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	115
B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5 . . . . .	119
B.2.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	119
B.2.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	125
B.2.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	131
B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5 . . . . .	135
B.3.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	135
B.3.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	144
B.3.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	152
B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5 . . . . .	159
B.4.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	159
B.4.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	166
B.4.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	173
B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5 . . . . .	178
B.5.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	178
B.5.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	186
B.5.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	194
B.6. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-SJ5 . . . . .	200
B.6.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	200
B.6.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	201
B.6.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	202
B.7. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-SJ5 . . . . .	203
B.7.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	203
B.7.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	204
B.7.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	205
B.8. Resultados para cortocircuitos en línea ME5-SC5 . . . . .	206
B.8.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	206
B.8.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	207
B.8.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	208
B.9. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-BR5 . . . . .	209
B.9.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	209

## Tabla de contenidos

B.9.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	210
B.9.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	211
B.10.Resultados para cortocircuitos en línea PT5-BR5 . . . . .	212
B.10.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	212
B.10.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	213
B.10.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	214
B.11.Resultados para cortocircuitos en línea MA5-MB5 . . . . .	215
B.11.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra . . . . .	215
B.11.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra . . . . .	216
B.11.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	217
B.12.Resultados para cortocircuitos en línea MA5-MI5 . . . . .	218
B.12.1. Cortocircuitos monofásicos . . . . .	218
B.12.2. Cortocircuitos bifásicos . . . . .	219
B.12.3. Cortocircuitos trifásicos . . . . .	220
B.13.Resultados para cortocircuitos en línea MI5-SC5 . . . . .	221
<b>Referencias</b>	<b>223</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>224</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>227</b>

# Lista de acrónimos

- UTE - Usinas y Transmisiones Eléctricas
- SEP - Sistema Eléctrico de Potencia
- EAT - Extra Alta Tensión
- LAT - Lineas de alta tensión
- CR5 - Estación de 500 kV en Cardal
- PA5 - Estación de 500 kV en Palmar
- CH5 - Estación de 500 kV en Chamberlain
- ME5 - Estación de 500 kV en Melo
- PT5 - Estación de 500 kV en Punta del Tigre
- SU5 - Estación de 500 kV en Salto Grande Uruguay
- SJ5 - Estación de 500 kV en San Javier
- SC5 - Estación de 500 kV en San Carlos
- BR5 - Estación de 500 kV en Brujas
- MB5 - Estación de 500 kV en Montevideo B
- MA5 - Estación de 500 kV en Montevideo A
- MI5 - Estación de 500 kV en Montevideo I
- CC - Cortocircuito
- ATP - Alternative Transist Program
- SIR - Source to Line Impedance
- LCC - Linea Cable Constant

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Capítulo 1

## Introducción

Este trabajo trata del estudio y validación de ajustes de protecciones de líneas de transmisión de 500 kV.

La necesidad de realización de este estudio surge en el marco de la ampliación de la red de extra alta tensión (EAT) de 500 kV de UTE.

La red de EAT en 500 kV actual de Uruguay presenta una topología radial, la cual cambiará a una red en anillo a partir de la finalización de las obras que ya comenzaron a ejecutarse.

Los proyectos de UTE contemplan cerrar el anillo de la red de 500 kV en el norte del país, conectando la Represa Hidroeléctrica de Salto Grande (SU5), con una nueva estación intermedia de 500 kV en la localidad de Chamberlain (CH5) ubicada en el departamento de Tacuarembó, que conectará a su vez con la estación de 500 kV de Melo (ME5).

Adicionalmente, la línea de 500 kV existente entre la Represa de Palmar (PA5) y la Estación Montevideo A (MA5) se abrirá en el departamento de Florida, dando lugar a una nueva estación de 500 kV en Cardal (CR5). Esta nueva estación se interconectará con la Central Térmica de Ciclo Combinado de Punta del Tigre (PT5) mediante otra nueva línea de transmisión de 500 kV.

Este aumento en la infraestructura eléctrica de la red dotará al sistema eléctrico uruguayo de mayor robustez y confiabilidad, ya que en una red radial, la energía tiene un solo camino para llegar a destino, en cambio, en una red anillada existen al menos dos caminos por los cuales transita la energía, por lo que si ocurre una falta en una vía, se tiene otro camino, y disminuye entonces el riesgo de colapso de la red.

### 1.1. Sistema de potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es el encargado de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a los consumidores.

En régimen estacionario este sistema opera cerca de su frecuencia nominal, las tensiones en todas las barras del mismo no varían más de un 5% y existe un balance entre la potencia activa y reactiva generada y consumida.

## Capítulo 1. Introducción

El sistema debe ser diseñado y operado de manera de entregar esa energía de la manera más confiable, segura y económica.

La energía eléctrica proveniente de los generadores es elevada a valores altos de tensión para transmitirla por el sistema de potencia a través de las líneas de transmisión. Cuando la energía llega a los centros de consumo es reducida a valores de tensión adecuados para poder ser distribuida a los consumidores.

### 1.2. Faltas en un sistema de potencia

Las faltas son eventos no planeados que pueden ocurrir en cualquier sistema eléctrico de potencia en cualquier momento (cortocircuitos, circuitos abiertos, etc.), por tanto, se debe diseñar un sistema de protección para mitigarlas, es decir, que desconecte lo más rápido posible el o los equipos involucrados en la falta de forma de evitar daños sobre los mismos, como consecuencia de condiciones anormales de sobrecorriente, sobretensión, subtensión o de frecuencia que se originan a raíz de la falta. Estos equipos pueden ser, transformadores, líneas, barras, entre otros.

En cuanto a estadísticas, más del 75 % de las faltas ocurren en las líneas aéreas y cables, menos del 15 % ocurren en transformadores de potencia y reactores, mientras que un 7 % de las faltas aparecen en barras.

### 1.3. Objetivos del proyecto

El presente trabajo tiene por objeto a los sistemas de protección de las líneas de transmisión de 500 kV, en particular se estudia la implementación de la función de protección de distancia para las nuevas líneas de EAT y se evalúan los sistemas de protección de las líneas existentes en la nueva configuración de la red.

#### 1.3.1. Objetivo general

Realizar los estudios y simulaciones pertinentes para validar ajustes de la función de protección de distancia para las nuevas líneas de 500 kV de la red de UTE.

#### 1.3.2. Objetivos específicos

- Estudio del nuevo relé seleccionado por el cliente que se introducirá para implementar los nuevos sistemas de protección requeridos.
- Determinar qué funciones se utilizarán y cómo serán ajustados sus parámetros, además, estudiar cómo es el tratamiento de las señales medidas una vez recepcionadas por el relé, de forma de validar mediante simulaciones la correcta operación de los ajustes que se desprenden del estudio realizado.
- Modelar la red de 500 kV de UTE en el software ATP y realizar las simulaciones requeridas para recabar la información de las magnitudes de tensiones

## 1.4. Organización del documento

y corrientes de falta necesarias para la evaluación de cada uno de los casos de estudio.

- Implementar en el software MatLab las funciones requeridas para el procesamiento de las señales obtenidas en simulaciones. Esto es, dar tratamiento a las señales de tensiones y corrientes de falta, de forma tal de evaluar la correcta operación de las protecciones configuradas en las situaciones de contingencia pertinentes para la evaluación de cada uno de los casos de estudio.
- La etapa de trabajo con MatLab también implica la emulación de las características de operación de las funciones de protección actualmente configuradas en la red de 500 kV, es decir, de varios otros modelos de relés actualmente operativos en la red, de forma tal de verificar y validar el correcto funcionamiento de estas bajo la nueva configuración de la red y de los nuevos sistemas de protección que se implementarán.

## 1.4. Organización del documento

Luego de la introducción precedente, en el Capítulo 2 se definen los sistemas de protección como tal, haciendo foco en la protección de las líneas de transmisión y en particular en la función de protección de distancia, describiendo también los esquemas de teleprotección. Se describe también la teoría de las componentes simétricas que constituyen la base del estudio de los sistemas eléctricos de potencia en condiciones de contingencia que tienen como consecuencia desbalances de las magnitudes eléctricas.

En el Capítulo 3 se encontrará con la descripción de la actual red de 500 kV de UTE, se describen sus líneas y los ajustes actuales de los sistemas de protección implementados. Se describe también al final de este capítulo de los sistemas de protección para las nuevas líneas proyectadas en la red de 500 kV.

Más adelante, en el Capítulo 4 se describe sobre los relés de protección, tanto del nuevo modelo de relé seleccionado por el cliente para la implementación de los sistemas de protección de las nuevas líneas, como también de los relés que se encuentran actualmente operando en los sistemas de protección de la red de 500 kV.

El Capítulo 5 destina su contenido al modelado de la red de 500 kV que se implementó en el software ATP, así como también a la presentación de los casos de estudio que fueron necesarios verificar mediante las simulaciones. Además, en su parte final, se aborda la etapa de la programación en MatLab necesaria para dar tratamiento a las señales recabadas de las simulaciones realizadas, así como también a la emulación de las características de operación de los relés con los que se trabajó.

Antes de finalizar, en el Capítulo 6 del documento se realiza la presentación de algunos resultados obtenidos en las verificaciones de la correcta operación de los ajustes propuestos para los sistemas de protección. Cabe mencionar que la totalidad de los resultados obtenidos está disponible en los anexos correspondientes.

## Capítulo 1. Introducción

Para finalizar, se encontrará en el capítulo 7 con las conclusiones y análisis que se desprenden de los estudios realizados, así como también con aspectos relacionados con dichos estudios que eventualmente pueden ser analizados en mayor profundidad en trabajos futuros asociados a la temática.

## Capítulo 2

# Sistemas de protección

La continuidad del servicio es un requisito para el funcionamiento satisfactorio de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

En régimen, el SEP está constantemente sometido a distintas perturbaciones, como pueden ser variaciones en la carga, cortocircuitos, una línea abierta, etc.

Es imposible evitar que se produzcan faltas en los sistemas eléctricos de potencia, ya que la ocurrencia de faltas resulta una característica intrínseca a los mismos, ya que los SEP no se encuentran aislados de, por ejemplo, agentes climáticos. Lo que se busca entonces es minimizar las consecuencias ante la ocurrencia de las faltas.

El diseño de un SEP contempla el hecho de que van a producirse perturbaciones de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de los medios adecuados para su tratamiento. Por esta razón, los SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo detectar faltas y condiciones anormales de funcionamiento e iniciar las acciones correctivas, lo más rápido posible, de manera que el sistema retorne a un punto de equilibrio, minimizando los efectos derivados de los diferentes tipos de faltas que pueden producirse.

## Capítulo 2. Sistemas de protección

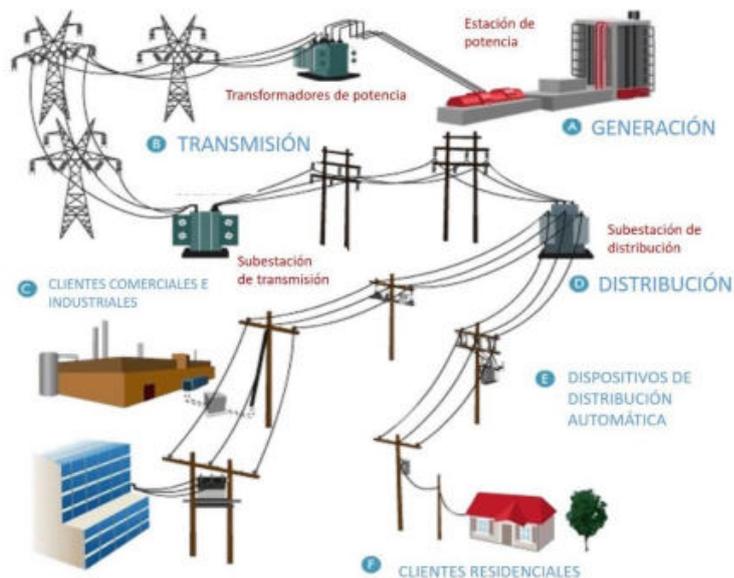


Figura 2.1: Sistema Eléctrico de Potencia  
[1]

### 2.1. Elementos de un sistema de protección

Un sistema de protección es un conjunto de dispositivos y elementos relacionados que protegen al equipo de potencia objetivo.

Simplificadamente, un sistema de protección incluye, entre otros:

- Relés de protección.

En primer lugar, los relés de protección, que son los dispositivos que detectan faltas y condiciones anormales de funcionamiento, para luego dar alarmas u ordenar la apertura de interruptores.

- Transformadores de corriente y transformadores de tensión.

Los transformadores de corriente y tensión se encargan de llevar su correspondiente magnitud a los relés de protección. Para esto, deben adaptar las tensiones y corrientes a valores compatibles con los relés u otros dispositivos.

Además, proporcionan aislación de los instrumentos de medida y protección del sistema de potencia, y permiten el uso de valores normalizados para las corrientes y tensiones de los instrumentos: para los transformadores de corriente, los valores secundarios normalizados son 1 A o 5 A. Para los de tensión se tienen 100 V o 110 V de tensión compuesta generalmente, aunque hay otras opciones.

- Interruptores.

Los interruptores son los equipos de potencia que se encargan de aislar las faltas, interrumpiendo la circulación de corriente en un cruce por cero de

## 2.2. Características generales de los sistemas de protección.

la misma. Este equipo es el que recibe la orden de apertura del sistema de protección y actúa en consecuencia. Es la acción conjunta del sistema de protección con el interruptor lo que da como resultado una eliminación exitosa del defecto.

Concretamente, en EAT, es deseable poder realizar un recierre monofásico, esto es, se detectó un defecto en una fase, se abre dicha fase del interruptor, y pasado cierto tiempo, se cierra. Si el defecto prosigue, se vuelve a abrir y si no, queda en funcionamiento.

Para cumplir esta secuencia, los interruptores requieren bobinas de apertura independientes para cada fase.

### ■ Sistemas de comunicación

La comunicación hace posible ciertas funciones de protección instantáneas. Por ejemplo, la protección diferencial de línea requiere de comunicaciones entre los extremos, los interdisparos, o la teleprotección para las funciones de distancia, que se verá más adelante con mayor detalle.

Los relés de protección además deben poder ser gestionados vía comunicación con un PC o sistema. En la actualidad esto se convierte en un requisito vital, en particular para analizar accionamientos y cambiar ajustes.

Dependiendo de la ubicación de la computadora o sistema, la gestión es local o remota. Se entiende por gestión local a la comunicación directa con el equipo de protección o por medio de una red de datos local.

La gestión remota del equipo brinda la posibilidad de realizar cambios de ajustes y lógica, visualización y descarga de eventos internos, reinicio, entre otros, sin la necesidad de encontrarse a pie de equipo o en las inmediaciones.

### ■ Alarmas, señalizaciones, cableados y elementos asociados

Los sistemas de protección deben comunicar señales, alarmas al sistema de control y al centro de control (SCADA remoto) tales como disparos, bloqueos, falla de protección o comunicaciones, etc. Esto ayuda a que el operador del sistema entienda lo que está sucediendo con la red.

Finalmente, se tienen los cableados que conectan al sistema de protección entre sí y con su entorno.

## 2.2. Características generales de los sistemas de protección.

La función de los sistemas de protección es detectar faltas y condiciones anormales de funcionamiento del SEP e iniciar las acciones correctivas, lo más rápido posible, de manera que el sistema retorne a otro punto de funcionamiento estable.

Para poder cumplir con estos requerimientos, los sistemas de protección deben tener las cualidades de **confiabilidad, dependabilidad, seguridad y velocidad.**

## Capítulo 2. Sistemas de protección

- **Confiabilidad:** Es la probabilidad de que una función, relé o sistema de protección cumpla sin fallar la función para la cual fue destinado, durante un período de tiempo, cuando está siendo sometido a exigencias dentro de sus límites operacionales. La confiabilidad comprende dos aspectos:
  - **Dependabilidad:** Es la probabilidad de que una función, relé o sistema de protección opere correctamente (no deje de operar) en el caso de una falta o defecto en el sistema de potencia, dentro de la zona que protege, durante un período de tiempo en el que está sometido a exigencias dentro de sus límites operacionales.
  - **Seguridad:** Es la probabilidad de que una función, relé o sistema de protección NO opere incorrectamente, habiendo o no falta o defecto en el sistema eléctrico protegido, durante un período de tiempo en el que está sometido a exigencias dentro de sus límites operacionales.
- **Velocidad:** Operar rápidamente cuando deben hacerlo, para minimizar los daños y aportar a la estabilidad del sistema.

Otro concepto importante es el de la disponibilidad, que es el porcentaje del tiempo en que un equipo o sistema está operativo o disponible para su uso.

Las protecciones numéricas tienen una importante capacidad de autodiagnóstico, que permite su alta disponibilidad al reportar su propia falla.

Las protecciones con tecnologías anteriores que no tenían posibilidad de auto-diagnóstico (o que este era limitado), podían estar indisponibles sin que se supiera.

### 2.2.1. Zonas de protección

Con el fin de delimitar el sector del SEP a desconectar en caso de una falta, las protecciones se disponen en zonas de protección.

Para el correcto funcionamiento de un sistema de potencia se debe cumplir:

- Todo equipo de potencia debe estar comprendido en al menos una zona de protección.
- Las zonas de protección deben superponerse, y así evitar que queden equipos sin proteger.

Los relés de protección toman sus medidas de transformadores de corriente y su zona de protección queda delimitada por estos, dado que son los elementos por los cuales los relés “ven” la red.

En la figura 2.2 se muestra un ejemplo de la delimitación de zonas de protección para un radial: en rojo la zona de protección del generador, en azul la del transformador, en verde la barra y en magenta la de la línea. Como se describió antes, todo equipo está incluido en al menos una zona, y estas se superponen.

La capacidad de una protección para identificar la zona y/o fase en falta se denomina **selectividad**, y se habla de dos tipos de protecciones con base en esta característica:

## 2.2. Características generales de los sistemas de protección.

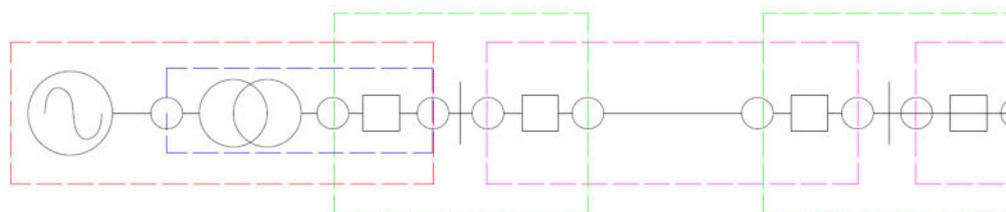


Figura 2.2: Ejemplo de zonas de protección

- Protección de selectividad absoluta:  
En la que la operación depende de la comparación de las cantidades eléctricas de cada uno de los extremos de la sección protegida. Estas protecciones no proveen respaldo para otras zonas.
- Protección de selectividad relativa  
La operación depende de la medida de cantidades eléctricas en el extremo de la sección protegida y en algunos casos, del intercambio de señales lógicas entre los extremos. La selectividad de la sección protegida en este caso puede depender de su ajuste.  
Estas protecciones detectan también faltas en otras zonas cercanas, por lo que, las protecciones deben coordinarse adecuadamente para evitar actuaciones no deseadas y brindar respaldo si es posible a otros equipos.

Ahora, para zonas que contienen equipos críticos del sistema, es usual tener sistemas de protección redundantes que disparan en paralelo, es decir, están ambos sistemas operativos siempre, por lo que se dice que “compiten”. Generalmente se les llama, como se verá en el siguiente capítulo, Sistema 1 y Sistema 2.

Esta configuración es distinta a tener un sistema de protección principal y uno de respaldo:

- La protección principal es la que opera frente a faltas en la zona protegida lo más rápido posible, sacando de servicio la menor cantidad de equipos posible.
- La protección de respaldo, como su nombre lo indica, es el sistema que debe actuar cuando una falta no es despejada en el tiempo esperado por la protección principal, ya sea porque el sistema principal falló o fue incapaz de operar, o bien porque en caso de que las protecciones actuaron correctamente, los interruptores encargados de despejar el defecto no fueron capaces de hacerlo.

Los sistemas redundantes aumentan la dependabilidad, pero bajan la seguridad. La redundancia, por su parte, aumenta la disponibilidad de las funciones de protección, dado que es muy poco probable que fallen ambos sistemas simultáneamente.

## Capítulo 2. Sistemas de protección

### 2.2.2. Principios de operación de protecciones

Las funciones de protección responden a cuatro principios de funcionamiento que se describirán brevemente a continuación:

#### Principio de Detección de nivel

En este caso se compara simplemente la amplitud de una magnitud con una referencia o umbral. Un ejemplo de este tipo de función es la de sobrecorriente (funciones 50 y 51). Es un principio de selectividad relativa.

#### Principio de zona

Este principio se basa en la primera ley de Kirchoff: la suma de corrientes que confluyen en una zona es cero. Así, si no hay una falta en la zona, entonces la suma de corrientes es cero.

Por el contrario, si hubiese una falta dentro de la zona protegida, entonces la corriente de defecto no pasa por ninguno de los puntos de medición y por lo tanto, la suma de corrientes medida ya no es cero.

Estas funciones son de relatividad absoluta. La zona protegida está delimitada por la ubicación de los transformadores de corriente y la corriente debe medirse en todas las ramas que se conectan al equipo.

Como ejemplo de función de protección que utilice este principio se tienen las funciones diferenciales (87).

#### Principio de Dirección

Son aquellas funciones de protección que pueden determinar si un defecto se encuentra de un lado u otro del punto de medida. Entonces se dice que un defecto está “hacia adelante” si se encuentra en la zona protegida y “hacia atrás” en caso contrario.

Es un principio de selectividad relativa.

Para determinar la dirección es necesario la medición de otra cantidad eléctrica, que generalmente es la tensión, además de la corriente.

La corriente en el punto donde se desea conocer la dirección se le llama magnitud de operación, y la otra medición, que se utiliza como referencia, magnitud de polarización. Para determinar la dirección se calcula el ángulo de la corriente respecto de la magnitud de polarización.

Con este principio se tienen por ejemplo las funciones de sobrecorriente direccionales tanto de fase como de tierra (67 y 67N).

#### Principio de Distancia

Finalmente, el principio de distancia determina si la distancia desde el punto de medición a donde está el defecto es mayor o menor a una prefijada.

## 2.2. Características generales de los sistemas de protección.

La medida de la distancia se basa en la medición de la impedancia, por lo que requiere conocer las corrientes y tensiones en el punto. Es, por lo tanto, un principio de selectividad relativa.

La función de protección de distancia o impedancia (21) utiliza este principio y es en la que se enfoca este trabajo. Se tratará con mayor detalle más adelante en este capítulo.

## 2.3. Protección de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son una parte esencial del suministro de energía en un Sistema Eléctrico de Potencia, por ello, resulta esencial contar con protecciones para las líneas y, cuando la falta ocurre, se requiere conocer la localización inmediata, aislarlo y luego restaurar el sistema.

En una red eléctrica, el elemento que es más vulnerable es la línea de transmisión, esto debido a la exposición que presenta, los sitios por los que atraviesa, así como por las condiciones climatológicas y ambientales que enfrenta.

El objetivo de las protecciones de la línea de transmisión es ser confiables al detectar y que aislen faltas críticas para la seguridad del sistema.

Las principales funciones para la protección de las líneas de transmisión son:

- Protección Diferencial de línea (87L)

Se basa en la comparación de las corrientes entrantes y salientes en la línea de transmisión. Idealmente, la suma de todas las corrientes entrantes tiene que ser igual a la suma de las corrientes salientes.

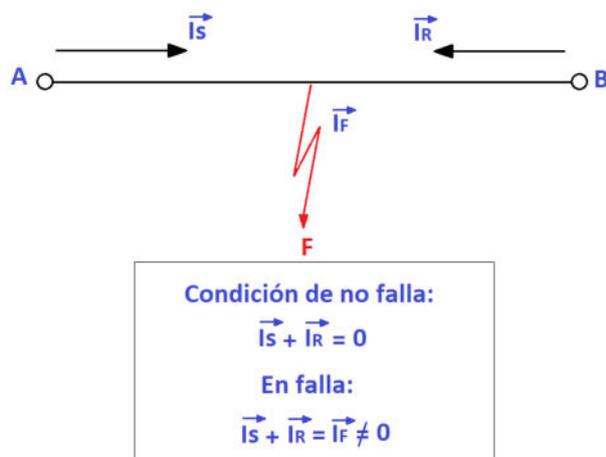


Figura 2.3: Protección diferencial

- Protección de distancia (21/21N)

Realiza su medición de impedancia mediante el cociente de la tensión y la corriente que recibe de los transformadores de medida de tensión y de medida de corriente situados en el extremo de la línea. Dado que la impedancia de una línea es por lo general uniforme, la protección actúa al medir una impedancia de falta. El estudio e implementación de esta función es el objeto de este trabajo, por lo que se profundiza sobre esta función de protección en la siguiente sección.

## 2.4. Función de protección de Distancia

- Protección de sobrecorriente direccional (67/67N)

Esta función mide la magnitud, pero también la dirección de una corriente de falta, típicamente es utilizada como complemento de la función de distancia para la detección de faltas a tierra con corriente de cortocircuito de baja magnitud.

- Función Recierre (79)

El 80 % de las faltas en las líneas aéreas son transitorias, y el 20 % restante son semipermanentes y permanentes.

La falta transitoria es una falta que se extingue abriendo inmediatamente uno o más interruptores de manera de aislarla, y no reaparece cuando la línea es re-energizada. Las faltas semipermanentes y permanentes no se extinguen cuando se desenergiza la línea.

La aplicación del recierre en una línea, en caso de faltas transitorias, permite una re-energización exitosa de la misma. Se debe permitir un tiempo suficiente entre el despeje de la falta y la re-energización para que el arco de la falta se extinga, de lo contrario el arco se vuelve a encender. Estos esquemas de recierre son responsables de la mejora en la continuidad del servicio.

Por otra parte, para las faltas permanentes, la función de recierre cierra el interruptor sobre una falta que no ha sido despejada, lo cual tiene efectos adversos sobre la estabilidad del sistema, y sobre el equipamiento.

## 2.4. Función de protección de Distancia

Esta función es fundamental para la protección de líneas de EAT, donde actúa como protección principal de líneas aéreas, cables y proporciona respaldo a equipos adyacentes.

Esta función se basa en el hecho de que la impedancia de una línea es proporcional a su longitud, por lo cual, monitoreando el valor de la impedancia vista, es posible determinar la existencia de faltas en el equipo protegido. La protección de distancia determina la impedancia a partir de la tensión y la corriente medidos en el punto de la protección, como se muestra en la figura 2.4. Esta impedancia medida es comparada con un valor ajustado, y si esta resulta menor, esto implica una falta en la línea, y la protección actúa en consecuencia.

Simplificadamente, si suponemos que ocurre un defecto en la línea a una cierta distancia  $x$ , siendo  $Z_L$  la impedancia total directa de la línea, entonces la tensión en ese punto es cero. En este caso, la tensión que verá el relé es:

$$U_{sc} = I_{sc} \times xZ_L. \quad (2.1)$$

Donde  $U_{sc}$  y  $I_{sc}$  dependerán del tipo de falta. Entonces, si se considera la impedancia vista por el relé

$$\frac{V_{sc}}{I_{sc}} = \frac{I_{sc} \times xZ_L}{I_{sc}} = xZ_L \quad (2.2)$$

## Capítulo 2. Sistemas de protección

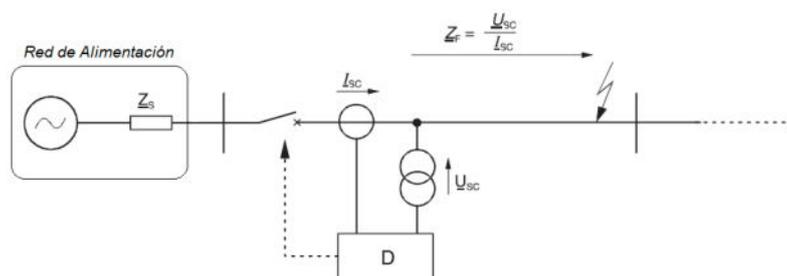


Figura 2.4: Principio de la función de distancia

De esta forma, el relé puede determinar la localización de la falta como porcentaje de la impedancia de la línea.

Es una función de selectividad relativa (o alcance indefinido), dado que depende de la medida de la corriente y voltaje en un extremo. Esta función también ve faltas en líneas adyacentes, por lo que debe coordinarse con las protecciones de otras secciones para lograr una adecuada selectividad y brindar respaldo si es posible.

Ahora, debido a inexactitudes en las medidas, los errores en los transformadores de medida y en el valor mismo de la impedancia de la línea, no es posible proteger a la totalidad de la línea de forma instantánea, debiendo ser necesario un margen de seguridad de manera que la llamada zona 1 subalcance la longitud de línea. Esta zona en general se ajusta para que cubra entre un 80 % y 90 % de la línea y para que actúe de forma instantánea.

Se define también una zona 2, que se ajusta para sobrealcanzar la línea, ya que junto con zona 1 deben cubrir, con seguridad, la totalidad de la línea. Como sobrealanza la línea, para evitar actuaciones incorrectas para faltas en equipos adyacentes debe ser más lenta, debiéndose implementar un tiempo de coordinación que usualmente se toma entre 0.3 s y 0.5 s.

Esta zona generalmente se ajusta entre el 120 % y 150 % de la impedancia de la línea, y debe ser menor al alcance de la zona 1 de las líneas adyacentes (de lo contrario ambas zonas pueden competir para ciertas faltas).

Este esquema de zonas se resume en la figura 2.5, donde se observa para la primera línea una zona 1 que no llega a cubrirla totalmente, luego una zona 2 que tiene un tiempo de actuación  $t_2$  y que alcanza una parte de la línea adyacente. Luego, la línea adyacente tiene su propio esquema escalonado de zonas que se observa punteado y es coordinado con el de la primera línea.

Se habilita generalmente también una zona 3 como respaldo para las líneas adyacentes. Esta debe coordinar en tiempo y distancia con las zonas 2 de las líneas adyacentes (se observa en 2.5 que  $t_3 > t_2 > t_1$ ). Generalmente, se ajusta el alcance de esta zona entre el 120 % y el 180 % de la impedancia de la línea adyacente más la impedancia de la propia línea, con una temporización de entre 0.9 s y 1.2 s.

Finalmente, se pueden tener otras zonas para implementar funciones adicionales. La zona 4 se puede ajustar hacia atrás para dar respaldo para faltas en barra,

## 2.4. Función de protección de Distancia

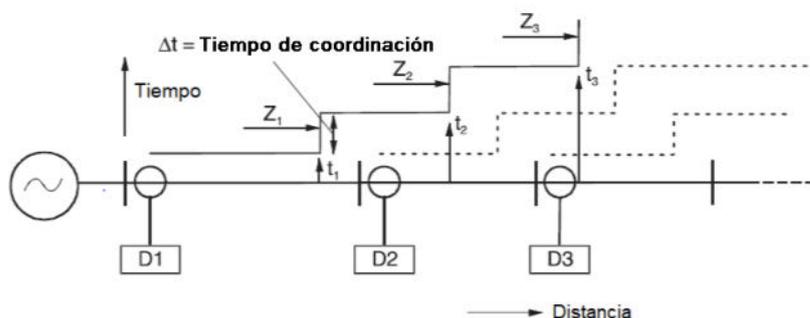


Figura 2.5: Diagrama de zonas

por ejemplo, o para el esquema de teleprotección si lo requiere.

### 2.4.1. Diagrama de impedancia

El diagrama de impedancia es fundamental para evaluar el comportamiento de la protección de distancia. En el mismo se representa en el plano R-X la característica del relé, la impedancia de falta y la de carga.

La característica de operación de la protección de distancia es definida por una forma fija en el diagrama de impedancia.

Durante la operación normal del sistema, la impedancia medida corresponde a la carga:

$$Z_{carga} = \frac{U_{línea}^2}{S_{carga}} \quad (2.3)$$

Así, el ángulo entre corriente y voltaje en estas condiciones:

$$\varphi_L = \text{atan} \left( \frac{Q_{carga}}{P_{carga}} \right) \quad (2.4)$$

Se observa, en la figura 2.6, que la zona de carga no queda comprendida dentro de la característica de operación, y debe necesariamente ser así para evitar actuaciones de la protección en estas condiciones.

Cuando ocurre una falta, la impedancia pasa al valor de la impedancia de cortocircuito, que corresponde a la de la línea. Se le suma, si corresponde, una componente resistiva, que representa o bien la resistencia del arco o de la falta misma.

En esta misma figura, se tiene  $Z_{LF1}$  para una falta cercana y  $Z_{LF2}$  para una falta lejana. Al ser más lejana, la impedancia que mide el relé en el extremo es mayor, por lo cual esta falta se presenta más arriba en el diagrama.

Cuando está presente una resistencia de falta ( $R_F$  en la Figura 2.6), esta resistencia se le suma a la impedancia de falta  $Z_{LF}$ , obteniendo entonces una impedancia de falta  $Z_F$  con un ángulo  $\varphi_{sc2}$  o  $\varphi_{sc1}$  dependiendo del punto de la falta. De esta forma, el área de falta queda determinada por la impedancia total de la línea  $Z_L$  y la máxima resistencia de falta  $R_L$ , como se observa en la figura.

## Capítulo 2. Sistemas de protección

Finalmente, una característica direccional define dos zonas de impedancia, de forma que el relé determina si el cortocircuito es adelante o atrás, entendiéndose como “adelante” la dirección donde se encuentra la línea a proteger por la función.

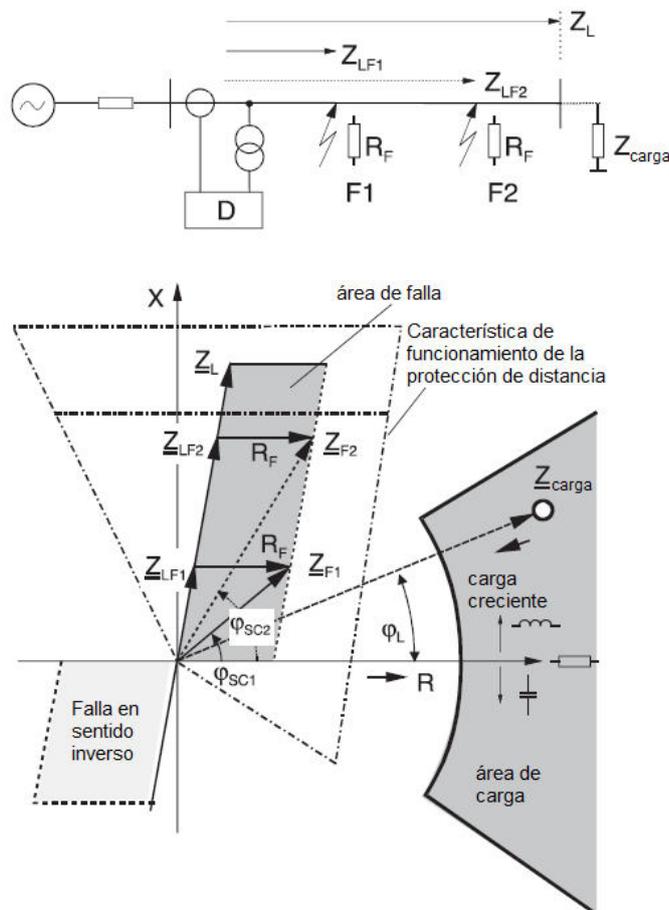


Figura 2.6: Diagrama de impedancia

### 2.4.2. Características de operación

Existen varias características de operación posibles de la función distancia. En este trabajo nos centraremos en la característica cuadrilateral.

La característica cuadrilateral permite ajustar el alcance en ambos ejes ( $R$  y  $X$ ) de forma independiente. Esto es importante para líneas cortas, donde esta característica permite una mejor cobertura resistiva.

Existen varias características cuadrilaterales con distintas formas y ajustes (configurables según el fabricante). En la figura 2.7 se observa una de ellas. La característica de operación poligonal es más flexible para cobertura de resistencia de falta, tanto para fases como para tierra. En capítulos siguientes se verá en detalle las características utilizadas.

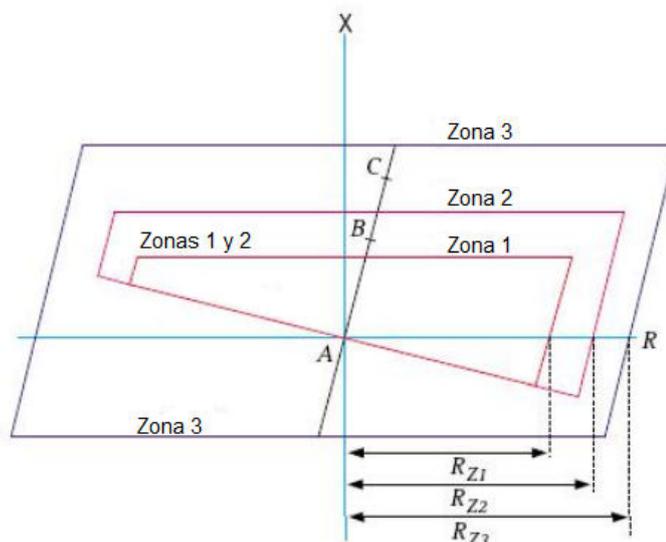


Figura 2.7: Características de operación cuadrilateral

### 2.4.3. Determinación de la dirección

En caso de que la línea cuente con alimentación en ambos extremos, como es el caso de un sistema anillado, la protección debe ser capaz de determinar la dirección en la que se encuentra la falta, evitando disparos incorrectos por faltas que se encuentran fuera del equipo protegido (faltas hacia atrás).

Si ocurre una falta hacia adelante, entonces la corriente fluye a través de la impedancia de cortocircuito, por lo que se trata de un circuito inductivo-resistivo, con la corriente atrasando a la tensión (ángulo  $\varphi_{sc}$  aprox.  $80^\circ$  en una línea de EAT).

Para faltas hacia atrás, la característica aparece rotada  $180^\circ$  respecto a la situación anterior, quedando en el tercer cuadrante.

Con esto, resulta que la dirección de una falta puede ser determinada evaluando el ángulo entre la corriente y la tensión.

Para faltas muy cerca del transformador de tensión, la tensión medida se vuelve tan pequeña que no es posible tomar una decisión respecto a la dirección (zona muerta). En estos casos, la solución puede ser utilizar una dirección preseleccionada o utilizar tensiones memorizadas por el relé.

## 2.5. Esquemas de teleprotección

Como se vio en la sección anterior, la protección de distancia por sí sola no permite la actuación instantánea en toda la línea protegida. Usando canales de comunicación entre los extremos a proteger puede lograrse un sistema capaz de despejar faltas en la totalidad de línea sin temporizaciones adicionales.

## Capítulo 2. Sistemas de protección

Para esto la línea a proteger debe contar con relés en ambos extremos de la misma. Cada sistema de protección transmitirá una señal, ya sea permisiva (cuya recepción habilita el disparo) o de bloqueo al extremo remoto, dependiendo del esquema implementado.

Existen varios esquemas de teleprotección, que se describirán brevemente a continuación.

### 2.5.1. Interdisparo y teleprotección permisiva

En estos casos, la zona de subalcance (usualmente la zona 1) envía el disparo en su extremo al tiempo que envía una señal al extremo remoto.

Esta señal en el extremo remoto permite la rápida actuación de la protección si ese extremo no viera la falta en su zona de actuación instantánea (por ejemplo, si la falta fuera al 95 %, de la línea, es probable que un extremo la vea en zona 2, que es temporizada).

Con esta característica se tiene:

- Direct underreaching transfer trip (DUTT)

En este esquema la recepción de la señal de disparo del extremo remoto inicia el disparo, independientemente de la protección local. Se observa un diagrama de este en la figura 2.8.

- Permissive underreaching transfer trip (PUTT) with starter (fault detector)

En este esquema, la recepción de la señal de disparo del extremo remoto inicia el disparo si la protección local permisiva detectó la falta en alguna zona (es decir, si la función “arrancó”). Ver figura 2.9.

- Permissive underreaching transfer trip (PUTT) with zone extension

La recepción de esa señal en el otro extremo habilita a una zona de sobrealcance a actuar de forma instantánea (puede verse como que se anula la temporización de la zona 2).

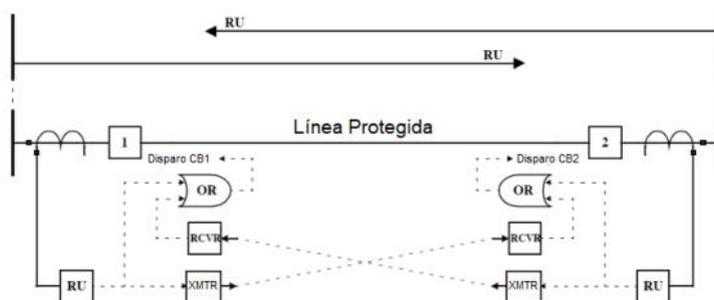


Figura 2.8: Esquema DUTT

## 2.5. Esquemas de teleprotección

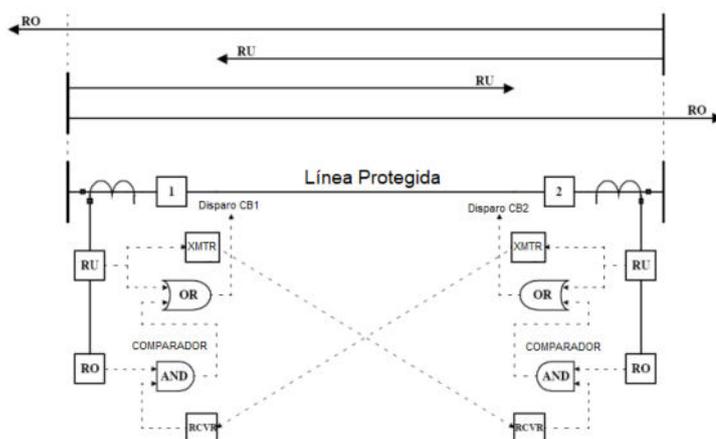


Figura 2.9: Esquema PUTT

RU: zona con alcance menor a la distancia de la línea  
 RO: zona que sobrealcanza la longitud de la línea.

### 2.5.2. Permissive overreaching transfer trip (POTT)

Este esquema se implementa con protección de sobrealcance en ambos extremos.

La protección, al detectar una falta en su zona de sobrealcance, transmite una señal al extremo remoto. Esta señal es la que habilita el disparo. Esto implica que ambos extremos requieren de la señal desde su extremo opuesto para actuar. Se observa un diagrama en la figura 2.10.

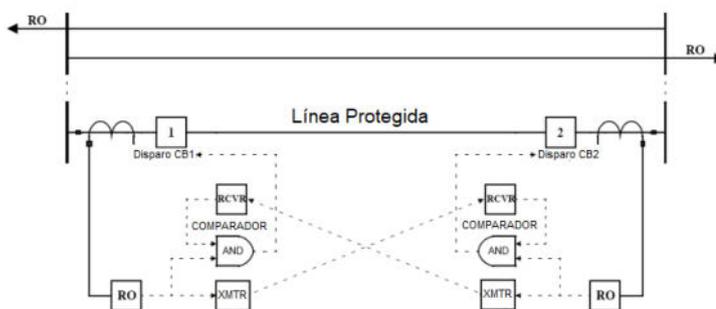


Figura 2.10: Esquema POTT

En este esquema, puede darse el caso de que un extremo vea la falta y envíe la señal de disparo, pero el otro sea un extremo débil, es decir, que la corriente de defecto no sea lo suficientemente alta como para que este pueda detectarla. En esta situación, ningún extremo dispararía.

Para estos casos se implementa una función de eco, en donde la señal recibida del extremo fuerte, bajo ciertas condiciones, es retransmitida al extremo débil para permitir la actuación de las protecciones.

## Capítulo 2. Sistemas de protección

La señal recibida del extremo débil se retransmite si en el punto no se ve el defecto hacia atrás.

Luego, para que el extremo débil dispare debe cumplirse simultáneamente que:

- Se recibió señal de teleprotección.
- Se detectó un defecto, aunque no se sabe dónde (mediante otra función de protección, como subtensión de fase o residual o sobrecorriente residual sensitiva).
- No se detecta que el defecto sea hacia atrás.

Esto se resume en la figura 2.11:

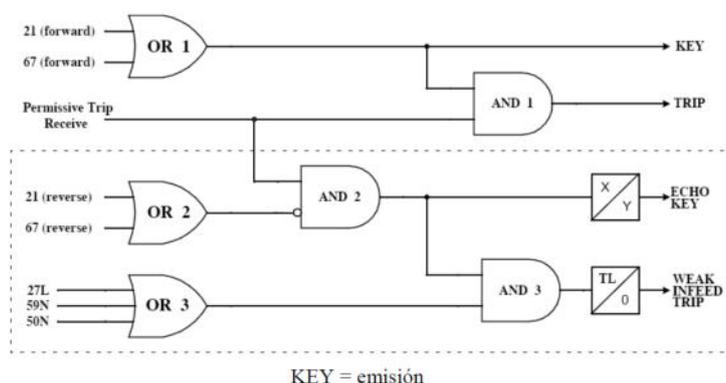


Figura 2.11: Lógica de extremo débil y eco.

### 2.5.3. Esquema de bloqueo

Se distinguen dos métodos:

- Protección con sobrealcance a bloqueo (BOP): En este esquema se transmite una señal hacia el otro extremo al detectar una falta hacia atrás. La recepción de esta señal bloquea la función de sobrealcance, impidiendo la actuación incorrecta. Ver figura 2.12.
- Protección con sobrealcance a desbloqueo (UOP): Se trasmite constantemente una señal de bloqueo a la sección del extremo remoto, hasta que se detecta una falta hacia adelante y entonces se deja de emitir la señal de bloqueo y se pasa a emitir una señal de desbloqueo al otro extremo.

El cese de la señal de bloqueo junto con la aparición de la señal de desbloqueo habilita el disparo local en el extremo remoto.

## 2.6. Faltas en líneas de transmisión

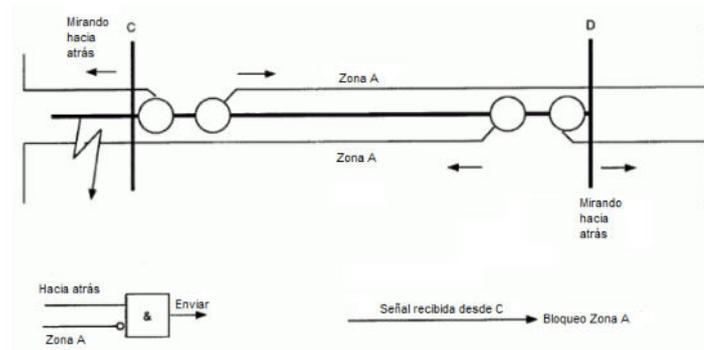


Figura 2.12: Esquema BOP

## 2.6. Faltas en líneas de transmisión

La principal función de las líneas de transmisión es transmitir potencia a lo largo de una determinada distancia de forma eficiente y económica. Estas llevan potencia desde los centros de generación hasta los centros de consumo.

Aunque una falta puede aparecer en cualquiera de los elementos de un SEP, hay evidencia empírica que pone de manifiesto que más del 70% de las faltas se producen en las líneas de transmisión [9]. Este dato es fácilmente justificable por el hecho de que las líneas aéreas abarcan grandes extensiones de terreno, se encuentran a la intemperie y están sometidas a acciones exteriores que escapan de cualquier tipo de control, mientras que otro tipo de elementos como generadores, transformadores, etc., operan bajo condiciones más fácilmente controlables.

Las faltas en las líneas de transmisión pueden, en primera instancia, diferenciarse en dos grandes grupos dependiendo del tipo de defecto, por un lado, defectos de aislación, lo que da lugar a faltas de cortocircuitos y, por otro lado, defectos de conducción, lo que da lugar a faltas de fase abierta.

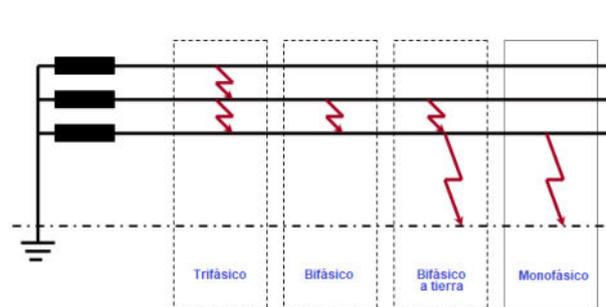
A su vez, los defectos de cortocircuito pueden diferenciarse en faltas simétricas y faltas asimétricas de la siguiente manera:

### Faltas simétricas

- Cortocircuitos trifásicos

### Faltas asimétricas

- Cortocircuitos monofásicos
- Cortocircuitos bifásicos
- Cortocircuito bifásicos a tierra



### 2.6.1. Componentes simétricas

El método de las componentes simétricas es un método para la resolución de sistemas trifásicos desbalanceados, justamente dichos desbalances aparecen en los

## Capítulo 2. Sistemas de protección

sistemas trifásicos ante la ocurrencia de faltas desbalanceadas. Es por esta razón que la aplicación de este método de resolución resulta indispensable para el análisis de cortocircuitos.

El método de las componentes simétricas se basa en el teorema de Fortescue, que define una transformación lineal capaz de descomponer un sistema trifásico desbalanceado en tres sistemas simétricos:

1. Sistema Directo
2. Sistema Inverso
3. Sistema Homopolar

Sea un vector de tres componentes complejas

$$\vec{V} = (V_1, V_2, V_3)$$

Se llama  $V_1, V_2, V_3$  a las componentes de fase del vector  $\vec{V}$

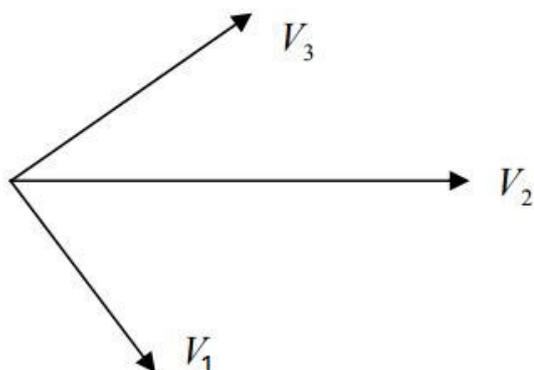


Figura 2.13: Vector fásico desbalanceado

Este vector se puede descomponer en la suma de tres vectores perfectos tal como se muestra en 2.14.

El vector directo está formado por tres componentes de igual módulo, de ángulo  $120^\circ$  dos a dos y de secuencia horaria  $V_d$ ; el vector inverso, por tres componentes de igual módulo, ángulo  $120^\circ$  entre ellos y secuencia antihoraria  $V_i$ , y el vector homopolar por tres complejos de igual módulo y en fase  $V_h$ .

Se utiliza el operador  $a = e^{j120^\circ}$  y la siguiente notación:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{d1} = V_d \\ V_{d2} = a^2 V_d \\ V_{d3} = a V_d \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} V_{i1} = V_i \\ V_{i2} = a V_i \\ V_{i3} = a^2 V_i \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} V_{h1} = V_h \\ V_{h2} = V_h \\ V_{h3} = V_h \end{array} \right\} \quad (2.5)$$

## 2.6. Faltas en líneas de transmisión

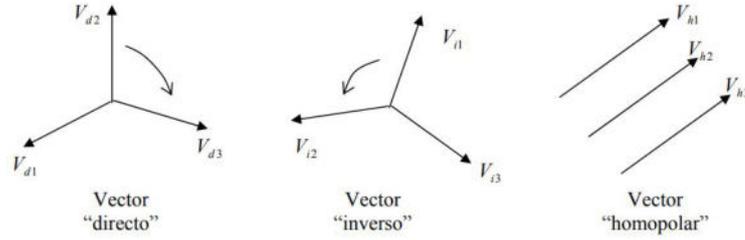


Figura 2.14: Vectores perfectos

Se tiene entonces:  $\vec{V} = (V_{d1}, V_{d2}, V_{d3}) + (V_{i1}, V_{i2}, V_{i3}) + (V_{h1}, V_{h2}, V_{h3})$   
De donde:

$$\begin{cases} V_1 = V_d + V_i + V_h \\ V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_h \\ V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_h \end{cases} \quad (2.6)$$

Queda de manifiesto entonces que conocidos  $(V_d, V_i, V_h)$  quedan determinados  $(V_1, V_2, V_3)$  y, recíprocamente dados  $(V_1, V_2, V_3)$  existen y son únicos  $(V_d, V_i, V_h)$  ya que la matriz de paso:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}$$

es invertible por su determinante  $3(a - a^2) \neq 0$ .

La inversión resulta:

$$\begin{cases} V_d = \frac{1}{3}(V_1 + aV_2 + a^2V_3) \\ V_i = \frac{1}{3}(V_1 + a^2V_2 + aV_3) \\ V_h = \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3) \end{cases} \quad (2.7)$$

Ahora bien, llamando a  $\vec{V}_s = (V_d, V_i, V_h)$  vector de componentes simétricas asociado a  $\vec{V}$  existe una correspondencia biunívoca entre el vector de componentes de fase y el vector de componentes simétricas:

$$\vec{V} = (V_1, V_2, V_3) \iff \vec{V}_s = (V_d, V_i, V_h) \quad (2.8)$$

Finalmente, los números complejos  $V_d, V_i, V_h$  se llaman componente directa, inversa y homopolar, respectivamente, del vector  $\vec{V}$  distinguiéndose de esta forma de sus componentes de fase.

A continuación se analiza el comportamiento de las tensiones y corrientes del sistema aplicando el método de las componentes para cada uno de los tipos de faltas mencionados anteriormente.

## Capítulo 2. Sistemas de protección

### Cortocircuito trifásico

El cortocircuito trifásico es equilibrado, la característica es que las tensiones en el punto de defecto colapsan. No hay corrientes ni tensiones homopolares, y tampoco inversas.

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0 \\ \bar{U}_1 = \bar{U}_2 = \bar{U}_3 \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_h = \bar{I}_i = 0 \\ \bar{U}_h = \bar{U}_i = 0 \end{array} \right. \quad (2.9)$$

### Cortocircuito monofásico (fase 1 a tierra)

El cortocircuito monofásico es el que ocurre con mayor frecuencia en los sistemas de potencia.

Aquí solo hay corrientes a través de la fase en falta, esas corrientes son de las tres secuencias y de igual módulo, además la tensión de la fase en falta colapsa en el punto del defecto.

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0 \\ \bar{U}_1 = 0 \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_h \\ \bar{U}_d = -(\bar{U}_i + \bar{U}_h) \end{array} \right. \quad (2.10)$$

### Cortocircuito bifásico (entre fases 2 y 3)

Las corrientes de las fases en falta son de igual módulo y en oposición. Las tensiones de las fases en falta son iguales en el punto del defecto.

Las corrientes de secuencia directa e inversa tienen igual módulo. En este tipo de cortocircuitos no existen corrientes de secuencia homopolar ni tampoco hay tensiones de secuencia homopolar.

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{I}_2 = -\bar{I}_3 \\ \bar{U}_2 = \bar{U}_3 \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_d = -\bar{I}_i \\ \bar{I}_h = 0 \\ \bar{U}_d = \bar{U}_i \end{array} \right. \quad (2.11)$$

### Cortocircuito bifásico a tierra (entre fases 2 y 3 a tierra)

En este caso existen corrientes de las tres secuencias. Las corrientes de las fases en falta son de igual módulo. Las tensiones de las fases en falta colapsan en el punto del defecto.

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{U}_2 = \bar{U}_3 = 0 \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_d = -(\bar{I}_i + \bar{I}_h) \\ \bar{U}_d = \bar{U}_i = \bar{U}_h \end{array} \right. \quad (2.12)$$

### Defecto de línea abierta (fase 1)

La corriente de la fase abierta es cero, aunque existen corrientes de las tres secuencias. Aparece una tensión en el extremo del hilo abierto, mientras que en las fases sanas, las tensiones son iguales a cero.

## 2.6. Faltas en líneas de transmisión

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{I}_1 = 0 \\ \bar{U}_2 = 0 \\ \bar{U}_3 = 0 \end{array} \right. \Rightarrow \left\{ \bar{U}_d = \bar{U}_i = \bar{U}_h \right. \quad (2.13)$$

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Capítulo 3

## Red de 500 kV uruguaya

### 3.1. Introducción

Desde su creación, la red de transmisión en Extra Alta Tensión (EAT) del país tiene una configuración radial, siendo su origen la transmisión de potencia hacia el epicentro de demanda en el sur y sureste del país, desde los generadores hidráulicos y la interconexión con el sistema argentino, ubicados en el centro y el litoral oeste uruguayo. Esta característica radial hace a la red de EAT poco robusta ante faltas.

En las últimas dos décadas, el cambio en la matriz energética del Uruguay dio origen a decenas de parques eólicos, solares e instalaciones de generación de biomasa, sumando además la interconexión en EAT con Brasil a través de la convertidora ubicada en Melo. Este cambio de la matriz provocó que las líneas de Alta Tensión (LAT) en el centro del país se encuentren cercanas a superar su máxima capacidad, e incluso en algunos momentos a superarla.

A finales de 2019, UTE dio a conocer un proyecto para anillar la red de EAT en el Norte del país con el fin de dar solución a la sobrecarga de las LAT, quitar las vulnerabilidades de un sistema radial y hacer más robusta la interconexión con Brasil. A mediados de 2021 se suscribió el contrato de suministro y construcción de las obras e instalaciones necesarias para la ejecución del proyecto de cierre del Anillo de Transmisión, que unirá Melo con Salto.

Es una obra de infraestructura de real importancia, considerada estratégica para el sector eléctrico uruguayo. Permitirá la conexión de las subestaciones de transmisión en extra alta tensión existentes entre Melo y Salto Grande a través de instalaciones de 500 kV. Las obras demandarán un tiempo que se ha previsto en 42 meses de trabajo.

Esta línea se compone de dos tramos: uno Melo – Chamberlain y otro Chamberlain – Salto Grande, cubriendo en total una distancia de aproximadamente 550 km. Los dos tramos se conectan a través de la estación a ser construida en la localidad de Chamberlain (Tacuarembó), que será parte del emprendimiento. Se incluyen en el proyecto dos líneas menores de 150 kV que conectarán la estación Chamberlain con las líneas existentes entre Rincón del Bonete y el Parque Eólico Palmatir.

### Capítulo 3. Red de 500 kV uruguaya

De esta forma se logrará cubrir la necesidad de crecimiento en los requerimientos energéticos, otorgando al Sistema Eléctrico Interconectado, a partir de esta obra, de una mayor seguridad y calidad de suministro, reduciendo los riesgos de interrupciones del servicio.

Adicionalmente, en la subestación de Chamberlain se conectarán líneas que permitirán el enlace con la nueva planta industrial de UPM. Esta planta, además de producir celulosa, será una importante fuente de generación de energía renovable, inyectando energía generada en la misma.

En la figura 3.1 se puede observar un mapa del país con la ubicación de la generación eléctrica correspondiente al año 2019. Para este año se contaba con una capacidad de generar 4887 MW dividido de la siguiente forma:

Generación	Potencia instalada (MW)
Eólica	1504
Hidráulica	1540
Fotovoltaica	230
Térmica/ Fósil	1183
Biomasa	410

Tabla 3.1: Generación en Uruguay

En la figura 3.2 se aprecia un mapa del territorio uruguayo en donde se ubican las líneas de 500 kV existentes y futuras.

Las líneas existentes están identificadas en la imagen por un trazo continuo en color rojo, mientras que las líneas futuras se representan con un trazo discontinuo del mismo color.

## 3.2. Líneas Existentes

Actualmente, la red de transmisión de Extra Alta Tensión tiene una configuración radial, formada por un conjunto de líneas y de estaciones de 500 kV, las cuales procederemos a detallar.

Comenzando desde la represa hidroeléctrica de Salto Grande se tiene una línea de EAT que une las estaciones SU5 (en el departamento de Salto) con la estación SJ5 en San Javier (departamento de Río Negro). Continuando desde SJ5 se encuentran dos líneas en paralelo que unen la estación anterior con PA5 en Palmar (departamento de Soriano). Desde Palmar se une por medio de una línea la estación BR5 en la localidad de Las Brujas (Canelones) la cual se interconecta mediante otra línea con PT5 en Punta del Tigre (departamento de San José). También desde BR5 se llega al departamento de Montevideo, particularmente a la estación MB5, la cual está interconectada con MA5, ubicada en el mismo departamento. MA5 se conecta además con PA5 mediante una línea que será modificada para agregar una estación en la localidad de Cardal. Finalmente, MA5 se conecta con la estación MI5, que junto con MB5 conforman las tres estaciones de EAT ubicadas en la capital del país.

### 3.3. Sistemas de Protección de las líneas existentes

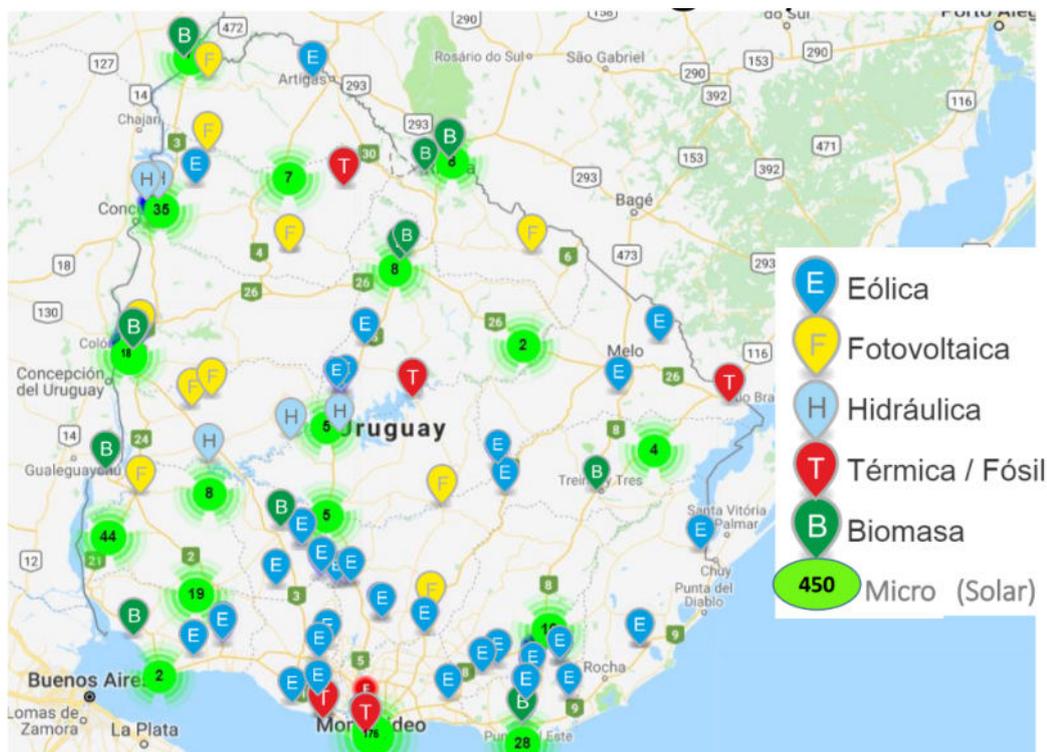


Figura 3.1: Generación en Uruguay año 2019

[2]

Desde MI5 la red se conecta con SC5 en la ciudad de San Carlos (departamento de Maldonado) y desde esta se llega a ME5 en la ciudad de Melo, (departamento de Cerro Largo) finalizando así, lo que sería la red actual de Extra Alta Tensión del país.

### 3.3. Sistemas de Protección de las líneas existentes

En los sistemas de protección existentes para las líneas se tienen dos sistemas de protección independientes y separados físicamente. Cada sistema de protección está instalado en un panel separado.

Además, a nivel de conexionado, se mantiene en general una adecuada separación de los sistemas que permite modificar uno de ellos manteniendo el otro con su plena funcionalidad. Para esto disponen de alimentación auxiliar y salidas de disparo independientes.

Los sistemas se denominan “Sistema 1” y “Sistema 2”. Ante una anomalía en un equipo de potencia, los correspondientes dispositivos de protección de ambos sistemas deben detectarla y enviar el disparo en los tiempos establecidos según su configuración, de forma simultánea e independiente al interruptor o interruptores que correspondan.

Cuando un sistema de protección es retirado de servicio para inspección, repa-

### Capítulo 3. Red de 500 kV uruguaya

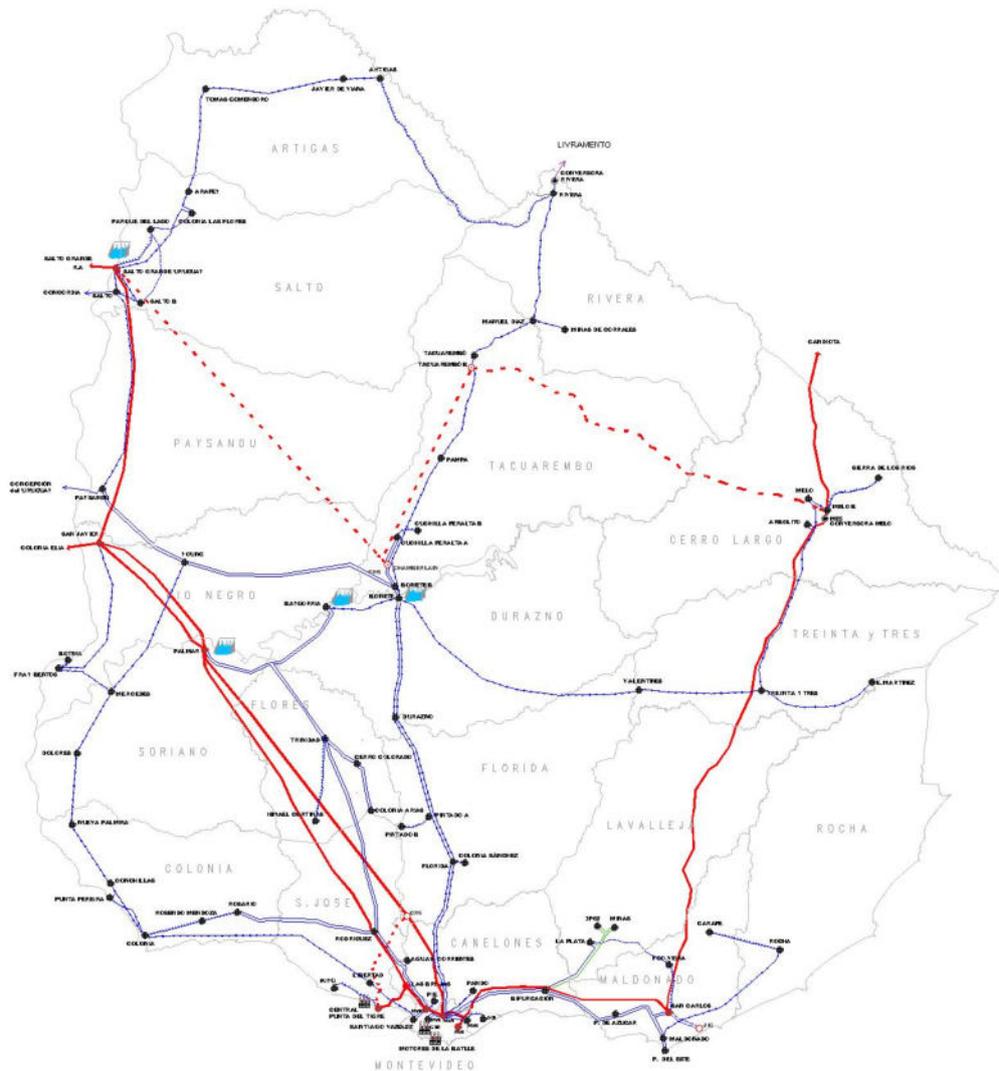


Figura 3.2: Líneas de EAT en Uruguay [3]

ración o prueba, el otro sigue otorgando la debida protección.

Los sistemas de protección son equivalentes, no teniendo por qué ser idénticos. Un defecto o falta que ocurra en un sistema de protección no puede afectar el funcionamiento del otro sistema.

Los únicos elementos en común que tienen los sistemas 1 y 2 son los transfor-

### 3.3. Sistemas de Protección de las líneas existentes

madores de medida (utilizando distintos devanados secundarios para cada sistema) y los interruptores de potencia (utilizando distintas bobinas de disparo).

La falta de la apertura de un interruptor provoca la actuación de la protección de falla interruptor correspondiente, que es una protección que se encarga de ordenar el disparo a los interruptores adyacentes de modo de aislar la falta.

En lo que se refiere al disparo del extremo remoto, el sistema de comunicación también debe estar compuesto por dos sistemas independientes, asegurando que una única falta del mismo no pueda provocar su inoperancia.

Habiendo realizado la identificación de las líneas, procederemos a describir el sistema de protección actual en cada una de ellas. Cabe destacar que no se especificarán todas las funciones implementadas en cada relé de protección, detallando únicamente los parámetros establecidos para la función de distancia y teleprotección relevantes para este trabajo.

Lo que se presenta es un resumen de información que fue suministrada por UTE de los sistemas de protección. No se cuenta con información de las líneas SU5-SJ5, SJ5-SU5, ni con SJ5-PA5.

Cuando se hace referencia a las protecciones de la línea, la primera estación indica el extremo que se está considerando, por ejemplo: las protecciones de MI5-SC5 refiere específicamente a las protecciones de la línea en el extremo MI5, mientras que las de SC5-MI5 refiere a las protecciones en el extremo SC5, que protegen la misma línea. En este capítulo se hace referencia a las protecciones solo de un extremo de las líneas, salvo que se indique lo contrario, debe asumirse que los sistemas son iguales en el otro extremo.

#### 3.3.1. Línea BR5-MB5

El sistema de protección de la línea BR5-MB5 está conformado por dos relés Schneider P546. Ambos implementan las mismas funciones de protección.

A continuación se presenta un resumen de las funciones implementadas en cada relé P546:

Distancia	21
Sobreintensidad direccional de tierra	DEF/67N
Stub-bus	50SB
Verificación de sincronismo	25CS
Recierre	79
Sobretensión de línea	59
Switch on to Fault	SOTF
Diferencial	87 (Solo habilitado en el S2)

Tabla 3.2: Funciones relé P546

## Capítulo 3. Red de 500 kV uruguaya

### Función de Distancia

La característica de las zonas de impedancia son cuadrilaterales y se habilitan cuatro zonas de protección:

- Zona 1: Con disparo directo instantáneo. Se ajusta de manera de proteger para defectos monofásicos y trifásicos en forma instantánea hasta el 80 % de la línea.
- Zona 2: Se utiliza en el esquema de teleprotección y como zona de respaldo. Se ajusta de manera de detectar defectos monofásicos y trifásicos en la totalidad de la línea protegida, se ajusta al 120 % de la línea BR5-MB5. Con este ajuste se protege en forma instantánea el 20 % restante de la línea con ayuda del esquema de teleprotección.

Tiempo de actuación: 300 ms.

- Zona 3: Zona de respaldo para las secciones adyacentes. El alcance corresponde a la impedancia de la línea BR5-MB5 sumado a la impedancia de MB5-MA5.

Tiempo de actuación: 900 ms.

- Zona 4: Zona ajustada hacia atrás. Esta zona se utiliza para la teleprotección; se implementa en la lógica de inversión de corriente, disparo por eco y lógica extremo débil.

Se ajusta de manera que el alcance sea mayor al alcance de zona 2 y de la función DEF del relé ubicado en MB5. Se ajusta un valor igual al 100 % de la impedancia de la línea BR5-PA5.

Tiempo de actuación: no tiene habilitado el disparo.

### Sobreintensidad direccional de tierra con teleprotección (DEF)

Esta función compite con la función de distancia para faltas a tierra y ofrece la posibilidad de detectar defectos con corriente de cortocircuito baja.

- Zona hacia delante: Se utiliza en el esquema de teleprotección (ver Teleprotección más abajo). Se ajusta en 250 Ap (amperes primarios). Para el disparo debe recibir una señal de teleprotección del extremo opuesto para asegurar que la falta está dentro de la línea.
- Zona hacia atrás: Se utiliza en el esquema de teleprotección (ver Teleprotección). Se ajusta en 200 Ap y no tiene habilitado el disparo.

### Teleprotección:

Se implementa el esquema POTT y se habilitó la lógica de extremo débil (solo para la función de distancia) y la lógica de corriente reversa. Emite una señal de aceleración de estado al extremo remoto cuando:

### 3.3. Sistemas de Protección de las líneas existentes

- detecta una falta en zona 2 (distancia).
- detecta una falta hacia delante la función direccional de tierra (DEF).

Dispara en forma instantánea cuando recibe señal de aceleración del extremo remoto:

- y detecta la falta en zona 2 (distancia).
- o detecta una falta hacia delante la función direccional de tierra (DEF).

#### Lógica de extremo débil (WEI):

Según las simulaciones realizadas por UTE, podría ocurrir una condición de Week Infeed en escenarios de mínima demanda si se tiene generación térmica.

En caso de falta cercana a BR5 y en régimen térmico, la lógica de extremo débil permite que el extremo de BR5 envíe señal de aceleración y dispare.

La lógica de WEI está implementada con eco y disparo:

- Eco: esta lógica devuelve la señal de aceleración de estado recibida desde MB5 si al recibirla no arranco la zona ajustada hacia atrás ni el DEF hacia atrás.
- Disparo: esta lógica dispara el interruptor, si al recibir la señal de aceleración de estado, el relé no arrancó la zona ni el DEF hacia atrás y además detecta subtensión en al menos una fase.

#### 3.3.2. Línea PA5-SJ5

El sistema de protección de las líneas PA5-SJ5 1 y 2, está conformado por dos sistemas diferentes. En esta sección nos referimos únicamente a las protecciones en el extremo de la línea en Palmar, dado que del extremo en San Javier no se tiene información.

El sistema 1 cuenta con relés PDPS, PDTS y RAEPA. El relé PDPS es un relé de distancia para defectos entre fases y el PDTS es también un relé de distancia pero para defectos fase tierra. Estos relés implementan zonas con característica cuadrilateral y su esquema de zonas es análogo al descrito para el sistema 2. Luego el relé RAEPA es un direccional de fase tierra sin comunicación que actúa como protección principal para faltas de alta resistencia(y como respaldo del PDTS para otras faltas), y tiene el disparo temporizado.

El sistema 2 cuenta con un relé digital SEL421 y relés de supervisión de la bobina de disparo 7PA30. El mismo incorpora las funciones resumidas en la tabla 3.3:

#### Función de Distancia:

La característica de las zonas de impedancia en este caso es MHO. Se habilitan 4 zonas de protección:

### Capítulo 3. Red de 500 kV uruguaya

Distancia	21
Sobreintensidad direccional de tierra	DEF/67N
Stub-bus	50SB
Verificación de sincronismo	25CS
Recierre	79
Sobretensión de línea	59
Subtensión	27

Tabla 3.3: Funciones relé SEL421

- Zona 1: Se ajusta de manera de proteger para defectos monofásicos y trifásicos en forma instantánea hasta el 80 % de la línea 1 PA5-SJ5.
- Zona 2: Se utiliza en el esquema de teleprotección (ver Teleprotección más abajo) y como zona de respaldo.

Se ajusta de manera de detectar defectos monofásicos y trifásicos en la totalidad de la línea protegida, al 120 % de la línea 1 PA5-SJ5. Con este ajuste se protege en forma instantánea el 20 % restante de la línea, con ayuda del esquema de teleprotección.

Tiempo de actuación: 300 ms.

- Zona 3: Zona ajustada hacia atrás. Esta zona se usa para teleprotección; se utiliza en la lógica de inversión de corriente, disparo por eco y lógica extremo débil.

Se ajusta de manera que el alcance sea mayor al alcance de zona 2 y de la función DEF del relé ubicado en SJ5, con un valor igual al 100 % de la impedancia de la línea. No tiene habilitado el disparo.

- Zona 4: Disparo de respaldo para las secciones adyacentes. El alcance corresponde al 511 % (490 % de la línea 2) de la impedancia de la línea 1 PA5-SJ5.

Tiempo de actuación: 700 ms.

#### Sobreintensidad direccional de tierra con teleprotección (DEF).

Esta función compite con la función de distancia para faltas a tierra y tiene la posibilidad de detectar faltas con bajas corrientes de defecto.

- Zona hacia delante: Se utiliza en el esquema de teleprotección (ver Teleprotección). Se ajusta en 200 Ap. Para el disparo debe recibir una señal de teleprotección del extremo opuesto para asegurar que la falta está dentro de la línea.
- Zona hacia atrás: Se utiliza en el esquema de teleprotección (ver Teleprotección). Se ajusta en 160 Ap y no tiene habilitado el disparo.

### 3.3. Sistemas de Protección de las líneas existentes

#### Teleprotección.

El esquema es equivalente al utilizado en la línea BR5-MB5, con la salvedad de que se implementa también la lógica de corriente inversa.

#### Lógica de corriente inversa:

Cuando ocurre una falta en la línea 2 PA5-SJ5, cercana a PA5, el relé de PA5-SJ5 línea 1 ve el defecto hacia atrás y a su vez recibe la aceleración desde el relé línea 1 SJ5-PA5. En el momento que abre el extremo de línea 2 PA5-SJ5 se invierte la corriente que ve el relé PA5-SJ5 línea 1 y, como ya tenía la señal de aceleración de estado, podría llegar a disparar quedando desvinculadas las estaciones PA5 y SJ5.

Para evitar un disparo indebido se habilita la lógica de corriente reversa.

Esta lógica mantiene bloqueado el disparo durante un tiempo luego que la protección de PA5-SJ5 dejó de ver la falta hacia atrás; y la ve hacia adelante, además de recibir señal de aceleración desde SJ5.

#### 3.3.3. Línea PA5-MA5

El sistema 1 está conformado por un conjunto PDPS-PDTS-RAEPA como se describió en secciones anteriores.

Luego el sistema 2 de la línea PA5-MA5 está conformado por relé digital SEL421 y relés de supervisión de la bobina de disparo 7PA30, los mismos equipos utilizados en la línea PA5-SJ5.

El esquema de protección es similar al descrito en la línea de Palmar-San Javier (sección 3.3.2), por lo que se detallan únicamente las diferencias.

#### Función distancia

- La zona 4: Disparo de respaldo para las secciones adyacentes. El alcance corresponde al 150 % de la impedancia de la línea: MA5-PA5. Tiempo de actuación: 900 ms.

#### Sobreintensidad direccional de tierra con teleprotección (DEF)

- Zona hacia atrás: Se utiliza en el esquema de teleprotección. Se ajusta en 400 Ap y no tiene habilitado el disparo.

#### Lógica de Extremo débil (WEI):

En régimen térmico, el extremo de PA5 puede no arrancar ante faltas cercanas al extremo de MA5; para esto se habilita la función de extremo débil.

En caso de falta cercana a MA5 y en régimen hidráulico, la lógica de extremo débil permite que el extremo de PA5 envíe señal de aceleración y dispare.

La lógica de WEI está implementada con eco y disparo y es equivalente a las descritas en secciones anteriores.

## Capítulo 3. Red de 500 kV uruguaya

### Lógica de corriente reversa:

Cuando ocurre una falta en la línea MB5-PA5, cercana a PA5, el relé de MA5-PA5 podría llegar a disparar en el momento que abre el extremo de PA5.

Para evitar un disparo indebido se habilita la lógica de corriente reversa.

Esta lógica mantiene bloqueado el disparo durante un tiempo luego que la protección de MA5-PA5 dejó de ver la falta hacia atrás; y la ve hacia adelante, además de recibir señal de aceleración desde MA5.

Esta línea tendrá cambios en su topología, dado que en su trayectoria actual será construida la Estación de 500 kV en la localidad de Cardal. Dada esta situación, los ajustes en las funciones de protección actualmente implementados deberán ser modificados, ya que en la nueva configuración de la red esta línea dejará de existir como tal y dará paso a la aparición de dos nuevas líneas, una desde la Represa de Palmar (PA5) hasta la Estación 500 kV de Cardal (CR5) y la otra, continuando desde esta estación de Cardal hasta Montevideo A (MA5).

### 3.3.4. Línea BR5-PA5 y BR5-PT5

Los esquemas de protección para las líneas de BR5-PA5 y BR5-PT5 son similares al sistema descrito en párrafos anteriores (sección 3.3.1), ya que se utiliza el mismo relé (P546), por lo que solo se detallan las diferencias.

En la definición de cada zona de actuación realizada, debe modificarse la nomenclatura BR5-MB5 por la correspondiente línea en estudio (BR5-PA5 o BR5-PT5).

### Función de Distancia:

Particularmente en la zona 3, la impedancia se define como BR5-PA5 + PA5-MA5 (para la línea BR5-PA5) y BR5-PT5 +  $Z_{ps}$  ATR1 (esto es, la impedancia primaria-secundaria del autotransformador 1 para la línea BR5-PT5).

Luego, la línea PA5-BR5 (a diferencia de BR5-PA5) no tiene ambos sistemas de protección iguales, sino que su sistema 1 cuenta con un relé PDPS, un PDTS y un relé direccional de tierra RAEPA, como el sistema 1 descrito en PA5-SJ5 en la sección 3.3.2.

### 3.3.5. Línea MI5-MA5

La configuración final de la subestación Montevideo I 500 kV es de interruptor y medio, pero al estar incompleto un tramo funciona en una configuración de anillo.

Ambos sistemas de protección 1 y 2 están compuestos por los siguientes relés de la marca ABB.

### 3.3. Sistemas de Protección de las líneas existentes

Sistema	Modelo Relé	Función básica
1	REL 531 2.0	Distancia
2	REL 561 2.0	Diferencial de línea

Tabla 3.4: Sistema protección MI5-MA5

#### Función de Distancia.

##### Sistema 1

- Es la función principal de este sistema para defectos entre fases y fase a tierra.
- Con ayuda de la comunicación con el otro extremo opera en forma instantánea para defectos dentro de la línea, sin comunicación opera temporizado.

##### Sistema 2

- En el sistema 2, la función distancia compite con la función diferencial.
- Se usa un esquema escalonado sin comunicación con el extremo opuesto.

#### 3.3.6. Línea MA5-MB5

El sistema de protección de la línea MA5-MB5 está conformado por varios relés, el Sistema 1 está compuesto por un PDTS, un PDPS, un RAEPA y un DRTM, en tanto el Sistema 2 está compuesto por un relé Schneider P546.

Se presenta a continuación un resumen de las funciones implementadas en cada relé:

Sistema	Relé	Función habilitada
1	PDTS PDPS DRTM	21 - distancia faltas a tierra 21 - distancia faltas entre fases 79 - Recierre
2	P546	21 - distancia DEF/67N - Sobreintensidad direccional de tierra 50SB - Stub-bus 25CS - Verificación de sincronismo 59 - Sobretensión de línea SOTF - Switch on to fault 87 - Diferencial (deshabilitada)

Tabla 3.5: Sistema protección MA5-MB5

Se describen las funciones de protección que se implementaron en el relé P546.

## Capítulo 3. Red de 500 kV uruguaya

### Función de distancia.

Es la principal función de protección: La característica de las zonas de impedancia son cuadrilaterales y se habilitan 4 zonas de protección, análogo a los esquemas vistos anteriormente.

### Teleprotección:

Se implementó el esquema de aceleración de estado, POTT (Permissive overreach transfer trip) y habilitó la lógica de extremo débil (solo para la función de distancia) y la lógica de corriente reversa.

### 3.3.7. Línea SC5-ME5

El sistema de protección de la línea SC5-ME5 se compone de dos pares de relés de protección idénticos en hardware, firmware y funciones de protección, modelos P141 llamados F59-1, F59-2 y P546 llamados F87-1 y F87-2.

El conjunto de estos relés tienen habilitadas las siguientes funciones de protección:

Distancia	21
Direccional de tierra	67N
Diferencial de línea	87L
Fase abierta	(solo alarma)
Recierre	79
Sobretensión	59
Bloqueo por oscilación de potencia	78
Funciones de chequeo de cierre sobre defecto	SOTF

Tabla 3.6: Funciones relé línea SC5-ME5

### 3.3. Sistemas de Protección de las líneas existentes

#### Función de distancia:

Activa mientras haya tensiones de protección. El esquema de zonas es similar a los descritos anteriormente, con la salvedad que la zona 3 está ajustada al 120 % de la línea SC5-ME5 + 120 % de la línea SC5-MI5.

#### Teleprotección:

- Se elige el esquema de sobrealcance permisivo.
- La zona de emisión es la zona 2, el relé que recibe la señal dispara si además el defecto él lo ve en zona 2. Si no recibe esta señal, el relé actúa con la temporización ajustada.

#### 3.3.8. Línea SC5-MI5

El sistema de protección de la línea SC5-MI5 se compone de dos relés de protección idénticos en hardware, firmware y funciones de protección modelo REL531 llamados F301 y F311.

Implementa las siguientes funciones de protección:

Distancia con teleprotección	21
Direccional de tierra con teleprotección	67N
Fase abierta	(solo alarma)
Recierre	79
Funciones de chequeo de cierre sobre defecto	SOTF

Tabla 3.7: Funciones relé línea SC5-MI5

#### Función de Distancia:

Esta función está siempre activa mientras haya tensiones de protección. En la tabla de abajo se tiene el resumen de sus ajustes.

Zona	Alcance	Temporización (ms)	Dirección
Z1	80 % de la línea SC5-MI5	0	Adelante
Z2	120 % de la línea SC5-MI5	300	Adelante
Z3	30 % de la línea SC5-MI5	No tiene habilitado el disparo. Solo funciona para el esquema de comunicación	Atrás
Z4	Deshabilitado	—	—
Z5	120 % de la línea SC5-MI5	No tiene habilitado el disparo. Se utiliza para SOTF	Adelante

Tabla 3.8: Zonas definidas en la función de distancia

## Capítulo 3. Red de 500 kV uruguaya

### Esquema de Teleprotección:

- Se elige el esquema de subalcance permisivo.
- La zona de emisión es la zona 1, el relé que recibe la señal dispara si además el defecto él lo ve en zona 2. Si no recibe esta señal, el relé actúa con la temporización ajustada.

## 3.4. Sistemas de Protección de las nuevas líneas de 500 kV

Resumiendo lo detallado en la introducción del capítulo 1 respecto a los proyectos de UTE para el anillo de la red de EAT, las nuevas líneas de transmisión en la red de 500 kV serán las siguientes:

- Chamberlain (CH5) - Melo (ME5)
- Chamberlain (CH5) - Salto Grande Uruguay (SU5)
- Palmar (PA5) - Cardal (CR5)
- Cardal (CR5) - Montevideo A (MA5)
- Cardal (CR5) - Punta del Tigre (PT5)

Las funciones de protección de las nuevas líneas se implementarán utilizando relés de protección Hitachi RED670. Este modelo de relé de protección numérico permitirá implementar la función de distancia como función de protección principal para las líneas de transmisión, mediante una característica cuadrilateral.

Se estudiará también qué esquemas de teleprotección resultarán más adecuados para implementar en el nuevo sistema de protección.

Se propone un esquema para la protección de distancia en tres zonas de operación. La zona 1 con un ajuste al 80 % de la impedancia de la línea y disparo instantáneo, zona 2 ajustada al 120 % con temporización de 300 *ms* y zona 3 de respaldo para secciones adyacentes con un tiempo de actuación de 900 *ms* ajustada al 150 %.

El estudio de la función recierre será realizado para faltas monofásicas utilizando un disparo unipolar. Se implementará un único recierre que en caso de no ser exitoso producirá la apertura definitiva.

# Capítulo 4

## Relés de protección y ajustes para las nuevas líneas

Como se ha mencionado anteriormente en este documento, el relé de protección seleccionado por el cliente para la protección de las nuevas líneas de transmisión de 500 kV es el Hitachi RED670. Este relé está diseñado para la protección, supervisión y control de líneas aéreas y cables. Si bien este trabajo está centrado en la implementación de la función de protección de distancia, el relé Hitachi RED670 cuenta también con funciones de protección diferenciales, de sobrecorrientes, sobre y subteniones, etc.

Adicionalmente, se estudiaron algunas de las funciones de protección implementadas en los relés actualmente instalados en las estaciones, de forma de verificar su correcto funcionamiento bajo la nueva configuración de la red e integrando los nuevos sistemas de protección para las nuevas líneas de 500 kV.

### 4.1. Relés existentes

A continuación se describen los modelos de relés y las funciones con sus características que fueron verificadas en los casos de estudio pertinentes.

- PDPS 1463 D

Protección de distancia estática para defectos entre fases.

Instalado actualmente en:

- Estación PA5 - Palmar 500 kV
- Estación MA5 - Montevideo A 500 kV
- Estación MB5 - Montevideo B 500 kV

La protección de distancia PDPS 1463A para defectos entre fases opera mediante una característica cuadrilateral como la que se muestra en 4.1.

La característica de arranque está constituida por la intersección de dos bandas en el plano de impedancia. Por un lado, la banda oblicua delimitada

## Capítulo 4. Relés de protección y ajustes para las nuevas líneas

por las rectas  $D_1$  y  $D_2$  cuya inclinación en el plano está determinada por el ángulo de la impedancia directa de la línea. Por otra parte, se tiene la banda horizontal determinada por las rectas  $D_3$  y  $D_4$ , esta banda determina el alcance reactivo de la protección de distancia.

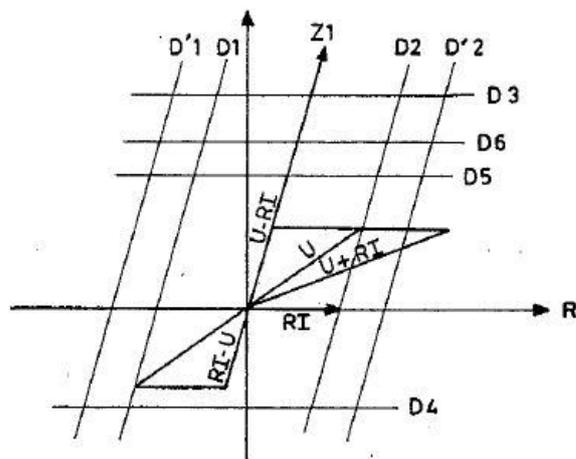


Figura 4.1: Característica PDPS  
[5]

### ■ PDTS 1453 D

Protección de distancia estática para defectos fase-tierra.

Instalado actualmente en:

- Estación PA5 - Palmar 500 kV
- Estación MA5 - Montevideo A 500 kV
- Estación MB5 - Montevideo B 500 kV

La operación de la protección de distancia PDTS está dada por una característica cuadrilateral sobre el plano de impedancia. Dicha característica está constituida por dos bandas, una de limitación de resistencia de falta  $D_1$ ,  $D_2$  y otra de limitación de distancia de defecto  $X_3$ ,  $X_4$ , además la característica se inclina en función del ángulo de la línea a proteger.

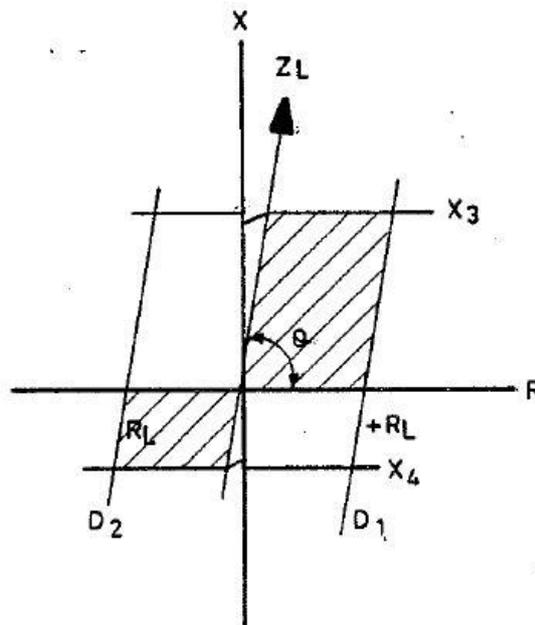


Figura 4.2: Característica PDTS  
[6]

- RAEPA

Relé direccional de puesta a tierra para redes con neutro a tierra.

Instalado actualmente en:

- Estación PA5 - Palmar 500 kV
- Estación MA5 - Montevideo A 500 kV
- Estación MB5 - Montevideo B 500 kV

El relé RAEPA tiene un ángulo característico  $\alpha = 70^\circ$  que significa la máxima sensibilidad que puede ser lograda cuando la corriente homopolar está atrasada  $70^\circ$  respecto de la tensión de referencia (que es  $-3U_0$ ). Para otros ángulos de fase  $\phi$ , el relé RAEPA opera cuando  $I_0 \times \cos(\phi - 70^\circ) \geq$  ajuste de corriente, donde  $I_0$  es la corriente homopolar.

- Schneider P546

Relé de protección diferencial y de distancia

Instalado actualmente en:

- Estación ME5 - Melo 500 kV
- Estación SC5 - San Carlos 500 kV

## Capítulo 4. Relés de protección y ajustes para las nuevas líneas

- Estación BR5 - Brujas 500 kV
- Estación PT5 - Punta del Tigre 500 kV
- Estación MA5 - Montevideo A.
- Estación MB5 - Montevideo B.

La característica que implementa este relé para la función de protección de distancia se presenta en la figura 4.3. Se forma a partir del alcance reactivo, la recta de determinación de la dirección y la inclinación dada por el ángulo característico de la línea a ser protegida.

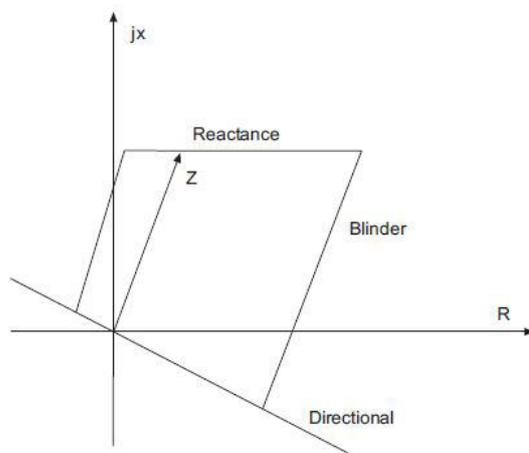


Figura 4.3: Característica Schneider P546  
[7]

### ■ ABB REL 531

Relé de protección diferencial y distancia

Instalado actualmente en:

- Estación MA5 - Montevideo A 500 kV
- Estación MI5 - Montevideo I 500 kV
- Estación SC5 - San Carlos

El relé ABB REL 531 es utilizado en la red actual de 500 kV implementando la característica que se muestra en la figura 4.4.

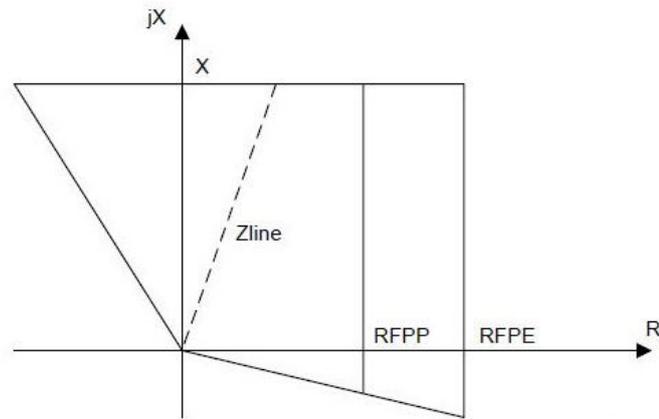


Figura 4.4: Característica ABB REL 531 [8]

## 4.2. Hitachi RED670

Ahora bien, volviendo al Hitachi RED670, relé en el cual se centra la mayor parte de los estudios realizados y además es el nuevo elemento a ser incorporado en los sistemas de protección una vez que esté operativa la nueva topología de la red de 500 kV, se describen a continuación, con un poco más de detalle, las funciones de protección de distancia que se han implementado para la realización de los estudios.

El relé cuenta con tres funciones de protección de distancia denominadas ZMQPDIS, ZMQAPDIS y ZDRDIR. En los tres casos, estas funciones implementan una zona de protección de característica cuadrilateral.

Function description	IEC 61850 identification	IEC 60617 identification	ANSI/IEEE C37.2 device number
Distance protection zone, quadrilateral characteristic (zone 1)	ZMQPDIS		21
Distance protection zone, quadrilateral characteristic (zone 2-5)	ZMQAPDIS		21
Directional impedance quadrilateral	ZDRDIR		21D

Figura 4.5: Funciones de protección de distancia [4]

## Capítulo 4. Relés de protección y ajustes para las nuevas líneas

Con estas funciones pueden implementarse hasta cinco zonas de protección con tres bucles de medida para faltas fase-fase y tres bucles de medida para faltas fase-tierra, además para cada una de las zonas cuenta con ajuste independiente del alcance resistivo y del alcance reactivo.

### 4.2.1. Característica de protección de fase

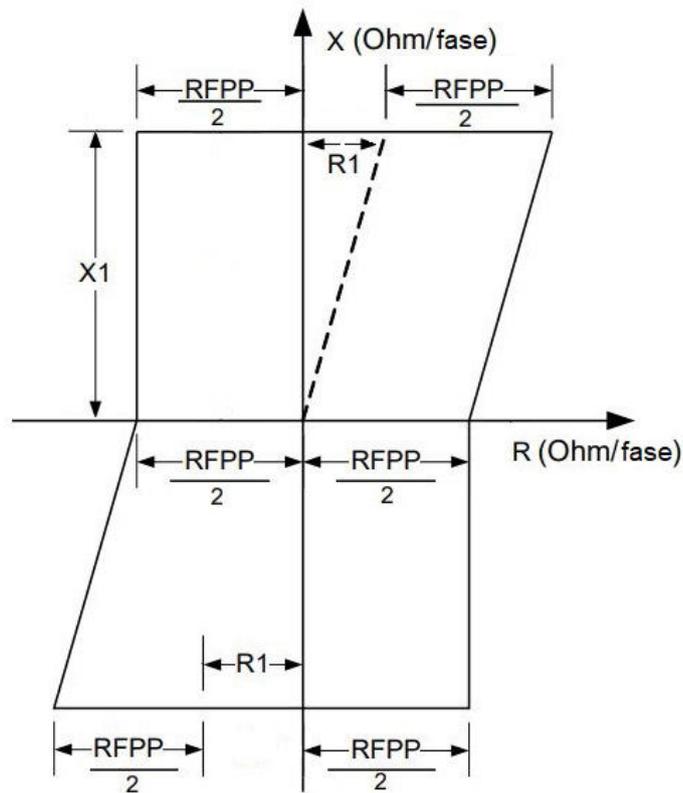


Figura 4.6: Característica de la medida fase-fase

- RFPP - Alcance resistivo en ohm/loop fase-fase
- R1 - Resistencia de secuencia positiva para zona de ángulo característico
- X1 - Alcance de reactancia de secuencia positiva

## 4.2.2. Característica de protección de tierra

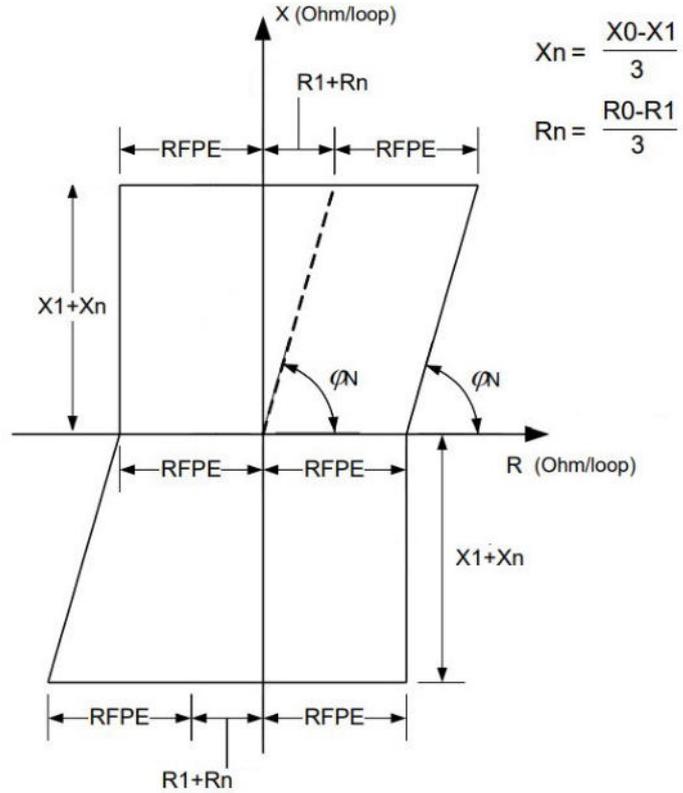


Figura 4.7: Característica de la medida fase-tierra

- RFPE - Alcance resistivo en ohm/loop fase-tierra
- R1 - Resistencia de secuencia positiva para zona de ángulo característico
- X1 - Alcance de reactancia de secuencia positiva
- R0 - Resistencia de secuencia cero para zona de ángulo característico
- X0 - Alcance de reactancia homopolar.

### 4.2.3. Característica de la función direccional

A continuación se presenta la característica direccional de esta función. Como se ve en la figura siguiente, la misma está definida a partir de dos ángulos:

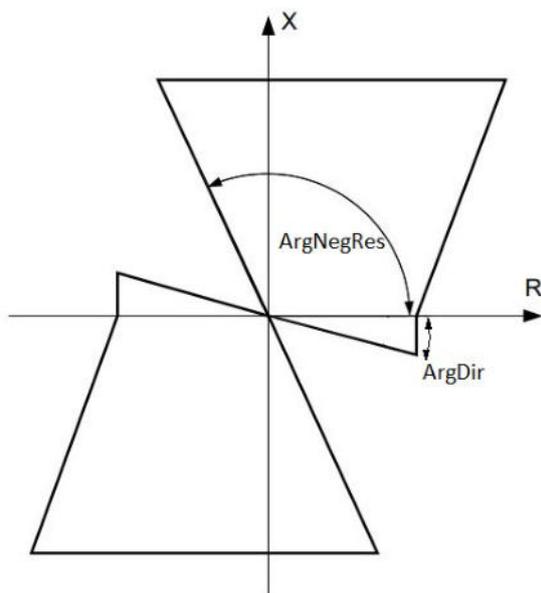


Figura 4.8: Ángulos de ajuste para la discriminación de la falta directa e inversa en función Direccional cuadrilateral de impedancia ZDRDIR

- $AngNegRes$  - Ángulo de detección del segundo cuadrante para detección hacia adelante.
- $AngDir$  - Ángulo de detección del cuarto cuadrante para detección hacia adelante.

Estos ángulos están ajustados a un valor por defecto de  $AngDir = 15^\circ$  y  $AngNegRes = 115^\circ$ , y el manual recomienda no cambiarlos a menos que haya estudios que muestren la necesidad.

Se tiene entonces, que cuando la impedancia resultara comprendida entre los dos ángulos descritos, el relé interpretará la falta como hacia adelante. Luego, la característica es simétrica para los defectos hacia atrás, como se ve también la figura.

### 4.2.4. Teleprotección

El relé cuenta con varios esquemas de teleprotección, permisivos y de bloqueo.

Para la elección del esquema de teleprotección, se toma un criterio considerando el SIR de la línea, esto es, Source to Line Impedance Ratio, con el cual las LAT

son clasificadas en cortas, medias y largas.

$$SIR = \frac{Z_{fuente}}{Z_L} \quad (4.1)$$

Donde  $Z_{fuente}$  es la impedancia equivalente de la red aguas arriba del punto donde se colocará el sistema de protección, y  $Z_L$  la impedancia de la línea.

Se determinó que todas las líneas pertinentes para este documento son largas según este criterio. Para este tipo de líneas, un esquema permisivo a sobrealcance resulta apropiado [11].

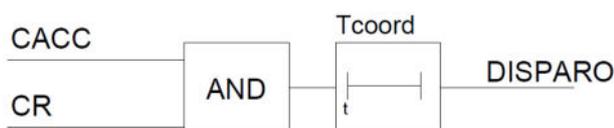


Figura 4.9: Lógica de actuación POTT del relé

Con este esquema se acelerará entonces la zona 2. En el esquema representado en la figura 4.9 se observa la lógica de disparo, donde la señal CACC se debe conectar con la zona a ser acelerada, es decir, la zona 2. Luego, la señal CR es la recibida del otro extremo. El relé prevé también un tiempo de coordinación  $T_{coord}$ , lo cual en este caso debe ser ajustado a cero según recomendación del fabricante.

Este esquema es muy utilizado en las líneas actuales y acorde al manual, es apropiado para todas las longitudes de línea (contrario al permisivo por subalcance, que el manual no recomienda para líneas cortas).

#### 4.2.5. Recierre

Se habilitará también la función de recierre del relé (función 79), la cual permite hasta cinco intentos de cierre del disyuntor, monofásicos y/o polifásicos, dependiendo del tipo de falta y el modo de recierre elegido.

La función también cuenta con opciones para configuraciones de más de un disyuntor, permitiendo la priorización de uno sobre otros, de forma que el segundo solo cierra si la falta resulta ser transitoria y el recierre del primero fue exitoso.

Se habilitará, de acuerdo al criterio que se utiliza en las líneas de UTE, un único intento de recierre monofásico, para faltas fase-tierra en las zonas 1 y 2 con teleprotección. Si la falta permanece, se realizará un disparo tripolar definitivo.

De esta forma, cuando una orden de disparo es dada y el polo del disyuntor está abierto, empezará a contar lo que se denomina como tiempo de la pausa sin tensión ('dead time') (ajustable). El ajuste del tiempo de la pausa sin tensión debe ser suficiente para desionizar el arco. Pasado este tiempo, la función enviará una orden de cierre al disyuntor que corresponda.

Si el disyuntor no vuelve a abrir, comienza el tiempo de restablecimiento, pasado el cual el recierre se considera exitoso, y la función está lista para una nueva

## Capítulo 4. Relés de protección y ajustes para las nuevas líneas

secuencia de recierre. El tiempo de restablecimiento debe ser suficiente para asegurar que el interruptor está en condiciones de realizar otro ciclo de recierre.

Se implementará siguiendo los ajustes típicos implementados por UTE:

- Tiempo pausa sin tensión: 800 *ms*

## 4.3. Ajustes para las nuevas líneas

Para cada una de las cinco nuevas líneas de 500 kV se establecieron un grupo de ajustes de las funciones de protección de distancia descritas en 4.2. Los datos de las líneas presentados en esta sección se obtuvieron directamente del programa ATP entregado por UTE conteniendo el modelo de la red de 500 kV.

Los ajustes, en todos los casos, se realizan siguiendo criterios usuales utilizados, que fueron analizados en el capítulo 3 cuando se estudió las protecciones existentes de la red.

El criterio utilizado en la apertura producida por faltas es, realizar un disparo tripolar definitivo en cortocircuitos bifásicos y trifásicos, realizar disparo unipolar con un único recierre para faltas monofásicas (en caso de que la falta no sea despejada se realiza disparo tripolar).

- Salto Grande (SU5) - Chamberlain (CH5)

### Datos constructivos de la línea:

Longitud de la línea (km): 236

Resistencia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,720 \times 10^{-2}$

Resistencia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $2,585 \times 10^{-1}$

Reactancia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,763 \times 10^{-1}$

Reactancia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $7,663 \times 10^{-1}$

### Ajustes de protección de distancia (21):

ZONA	AJUSTE ( $\%Z_{Linea}$ )	TEMPORIZACIÓN (ms)
Zona 1	80 %	Instantáneo
Zona 2	120 %	300

Tabla 4.1: Ajustes zonas SU5-CH5

- Chamberlain (CH5) - Melo (ME5)

### Datos constructivos de la línea:

Longitud de la línea (km): 332

Resistencia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,720 \times 10^{-2}$

Resistencia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $2,585 \times 10^{-1}$

Reactancia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,763 \times 10^{-1}$

Reactancia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $7,663 \times 10^{-1}$

### Ajustes de protección de distancia (21):

## Capítulo 4. Relés de protección y ajustes para las nuevas líneas

ZONA	AJUSTE ( $\%Z_{Linea}$ )	TEMPORIZACIÓN (ms)
Zona 1	80 %	Instantáneo
Zona 2	120 %	300

Tabla 4.2: Ajustes zonas CH5-ME5

- Palmar (PA5) - Cardal (CR5)

### Datos constructivos de la línea:

Longitud de la línea (km): 172

Resistencia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,670 \times 10^{-2}$

Resistencia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $3,022 \times 10^{-1}$

Reactancia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,700 \times 10^{-1}$

Reactancia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $9,232 \times 10^{-1}$

### Ajustes de protección de distancia (21):

ZONA	AJUSTE ( $\%Z_{Linea}$ )	TEMPORIZACIÓN (ms)
Zona 1	80 %	Instantáneo
Zona 2	120 %	300

Tabla 4.3: Ajustes zonas PA5-CR5

- Cardal (CR5) - Montevideo A (MA5)

### Datos constructivos de la línea:

Longitud de la línea (km): 57

Resistencia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,670 \times 10^{-2}$

Resistencia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $3,022 \times 10^{-1}$

Reactancia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,700 \times 10^{-1}$

Reactancia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $9,232 \times 10^{-1}$

### Ajustes de protección de distancia (21):

ZONA	AJUSTE ( $\%Z_{Linea}$ )	TEMPORIZACIÓN (ms)
Zona 1	80 %	Instantáneo
Zona 2	120 %	300

Tabla 4.4: Ajustes zonas CR5-MA5

### 4.3. Ajustes para las nuevas líneas

- Cardal (CR5) - Punta del Tigre (PT5)

#### Datos constructivos de la línea:

Longitud de la línea: 54

Resistencia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,721 \times 10^{-2}$

Resistencia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $2,585 \times 10^{-1}$

Reactancia directa ( $\Omega/km$ ):  $2,763 \times 10^{-1}$

Reactancia homopolar ( $\Omega/km$ ):  $7,668 \times 10^{-1}$

#### Ajustes de protección de distancia (21):

ZONA	AJUSTE ( $\%Z_{Linea}$ )	TEMPORIZACIÓN (ms)
Zona 1	80 %	Instantáneo
Zona 2	120 %	300

Tabla 4.5: Ajustes zonas CR5-PT5

En todos los casos, las zonas de protección 1 y 2 que se describen en esta sección, son configuradas con característica ‘hacia adelante’. Lo cual implica que solo actuarán, enviando una orden de disparo, si está comprendido dentro de la zona por el valor de su impedancia y además el defecto es detectado hacia adelante, es decir, comprendido dentro de los ángulos  $AngDir$  y  $AngNegRes$ .

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Capítulo 5

## Simulaciones y Cálculos

Para simular las condiciones críticas de la red necesarias para validar los ajustes propuestos, se utiliza el programa ATP (Alternative Transient Program). Es un programa que permite la simulación de transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia polifásicos.

Resolviendo las ecuaciones que caractericen al sistema de potencia planteado, este software permite obtener tensiones y corrientes que sean de interés para el análisis.

Se tiene además el ATPdraw, que es un preprocesador gráfico para el ATP, pudiendo realizar un esquema gráfico del sistema que se desea simular con sus parámetros, de forma que genera los archivos de entrada para el propio ATP, que es el que realmente realiza los cálculos correspondientes.

Luego, para visualizar los resultados se utiliza el PlotXY, con el cual también se obtienen los archivos .mat para procesar en Matlab.

### 5.1. Modelo utilizado

Para realizar las simulaciones de interés, se contó con un modelo de la red de 500 kV en ATP entregado por UTE. El mismo contaba con toda la red de 500 kV actual ya simulada, incluyendo además las futuras líneas de transmisión bajo estudio, por lo que nos limitamos a realizar sobre este únicamente aquellos cambios necesarios para simular las condiciones de contingencia deseadas.

Para simular las líneas de transmisión, ATPdraw cuenta con el bloque LCC, Lines Cable Constant, que basándose en distintos parámetros de las mismas, como son su reactancia, resistencia, altura, subconductores, etc. es capaz de calcular varios modelos. En este se utiliza el modelo de Bergeron.

Este modelo se basa en la propagación de las ondas en una línea de transmisión sin pérdidas y con parámetros L (Inductancia) y C (Capacitancia) constantes distribuidos a través de la línea de transmisión.

La figura 5.1 representa el modelo de Bergeron para una línea de transmisión,

## Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

donde las ecuaciones que relacionan las tensiones y corrientes en los extremos de la línea son las siguientes:

$$i_k(t) = \frac{1}{Z_c} v_k(t) + i_{kh}(t) \quad (5.1)$$

$$i_m(t) = \frac{1}{Z_c} v_m(t) + i_{mh}(t) \quad (5.2)$$

Donde:

$$i_{kh}(t) = -\frac{1}{Z_c} v_m(t - \tau) - i_m(t - \tau) \quad (5.3)$$

$$i_{mh}(t) = -\frac{1}{Z_c} v_k(t - \tau) - i_k(t - \tau) \quad (5.4)$$

$\tau$  = Tiempo de desplazamiento de la onda viajera.

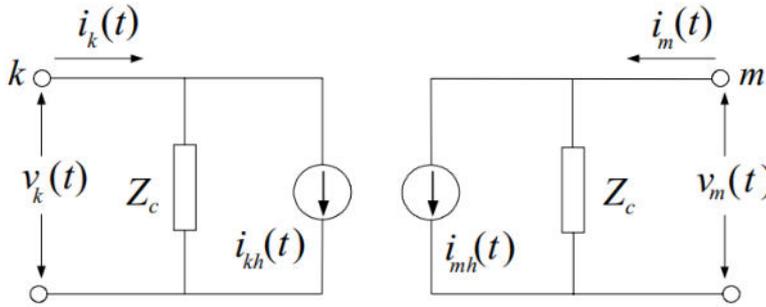


Figura 5.1: Circuito equivalente del modelo de Bergeron [10]

La impedancia característica  $Z_c$  se representa mediante la siguiente ecuación:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (5.5)$$

Luego, ATP construye las pérdidas en este modelo dividiendo la línea en tramos de igual longitud y ubicando una resistencia concentrada de valor  $R_{total}/4$  en el extremo inicial y final en cada línea, considerando dos tramos de línea sin pérdidas, con una resistencia  $R_{total}/2$  entre ellos.

Las líneas, cabe aclarar, se simulan con sus correspondientes transposiciones, por lo que una línea completa es, en varios casos, una sucesión de bloques LCC intercalados por bloques que realizan las transposiciones, como se ve por ejemplo en la figura 5.2. Se observa en esta también los reactores de compensación de la línea en sus extremos.

## 5.2. Modelo de cortocircuito y datos a relevar

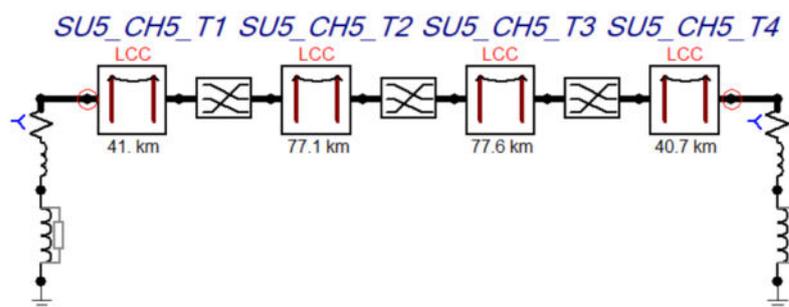


Figura 5.2: Modelo de la línea SU5-CH5

## 5.2. Modelo de cortocircuito y datos a relevar

Se realizarán tres tipos de cortocircuito en distintos puntos de las LAT: trifásicos, bifásicos y monofásicos con recierre.

En todos los casos, para simular las faltas se utilizará el bloque Switch monofásico, que permite tener una apertura y cierre controlada por tiempo.

En la figura 5.3 se tiene la línea SU5-CH5 con un cortocircuito trifásico a tierra en el 10 % de su longitud.

Como se observa comparando con la figura 5.2, que presenta el modelo original de la línea, lo que hizo fue agregar el Switch para realizar el cortocircuito a 23 km del comienzo de la misma, que representa aproximadamente el porcentaje deseado. Para esto fue necesario dividir el primer tramo antes de la transposición, duplicando el bloque LCC con los mismos parámetros, modificando la longitud.

Se agregan, además, resistencias en paralelo y serie a los interruptores, con el fin de mitigar los efectos producidos por el cálculo numérico, que genera una especie de batido en las formas de tensión y corriente.

Con este tipo de modificaciones sobre el modelo se simulan todos los cortocircuitos trifásicos y bifásicos. Para los monofásicos se desea estudiar el comportamiento considerando recierres monofásicos, los cuales son implementados por UTE. Por lo que se requiere simular la siguiente secuencia:

1. LAT en servicio
2. Cortocircuito a tierra en una fase
3. Apertura solo de la fase en falta en ambos extremos de la línea
4. Cierre en un extremo
5. Cierre en el otro extremo 5-8 ms más tarde

## Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

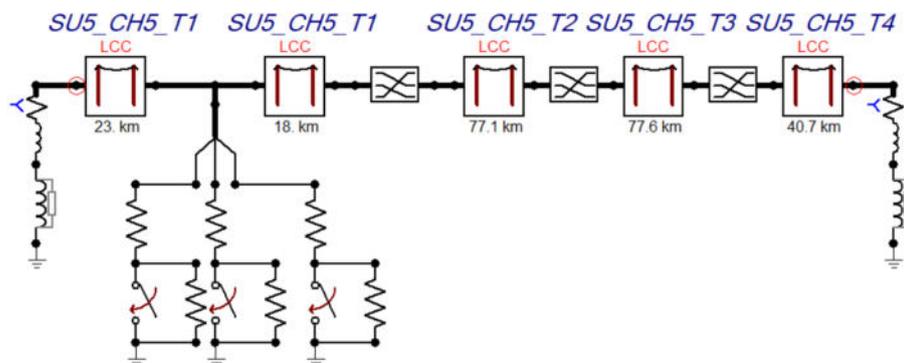


Figura 5.3: Circuito para simulación de cortocircito al 10% de la LAT SU5-CH5

Para esto fue necesario, aparte del cortocircito, representar la apertura y cierre de los disyuntores ubicados en cada extremo de la línea, lo cual se realizó también con el bloque switch, modelando el disyuntor de 500 kV como se muestra en la figura 5.4. Este modelo se utilizó como recomendación de UTE, que se utiliza para líneas de 150 kV. Las resistencias tiene un valor de  $R = 0,001\Omega$ . El disyuntor superior controla la apertura y el inferior el cierre.

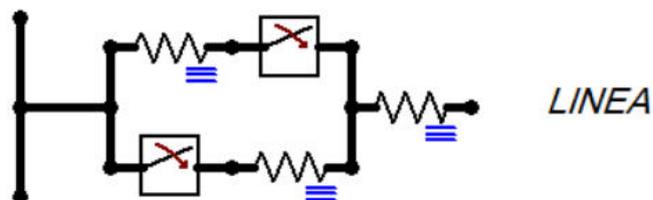


Figura 5.4: Modelo para los disyuntores utilizado

Para simular faltas a tierra se coloca en cada extremo de la línea el circuito descrito, quedando para el caso de la línea SU5-CH5 como en la figura siguiente.

De cada una de las simulaciones se obtienen tensiones y corrientes trifásicas en varios puntos de la red en formato .mat según la verificación que se quiera realizar.

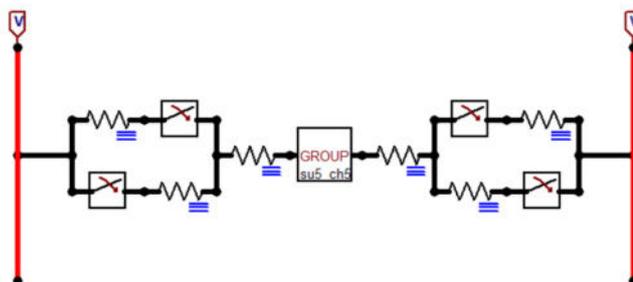


Figura 5.5: Circuito para simulación de recierre monofásico de la LAT SU5-CH5

### 5.3. Casos de estudio y simulaciones

En esta sección se describen cada una de las verificaciones realizadas, separándolas por línea, por tipo de cortocircuito, y por el punto de la línea en el cual se simula la falta.

Cabe aclarar que, en el resto del documento, el porcentaje de la línea donde se presenta la falta es medido con respecto a la primera estación referenciada. Es decir, por ejemplo, un cortocircuito al 10 % de la línea SU5-CH5 es medido respecto a la estación SU5. También se hablará de las protecciones de esta forma, igual que en capítulo 3, por ejemplo, las protecciones en SU5-CH5 y las CH5-SU5 protegen a la misma línea, pero se entiende que las primeras son las protecciones de la LAT ubicadas en la estación SU5, y las segundas las ubicadas en CH5.

Se presentan en las tablas de esta sección la lista de simulaciones realizadas para cada línea bajo ensayo con el fin de validar los ajustes propuestos para cada relé de protección. Se agrega un número de referencia en la última columna a modo de identificar rápidamente la verificación.

A modo general, los criterios utilizados para definir las verificaciones a realizar son los siguientes:

- Ambos extremos deben poder detectar al menos en zona 2 los cortocircuitos en toda la línea a proteger.
- Las protecciones de las líneas adyacentes no deben actuar de forma instantánea.

Se entiende como línea adyacente aquellas con las que se comparte un nodo, es decir, una estación. Esto es sencillo de ver en la figura 5.6 donde se presenta un esquema simplificado de la red de 500 kV.

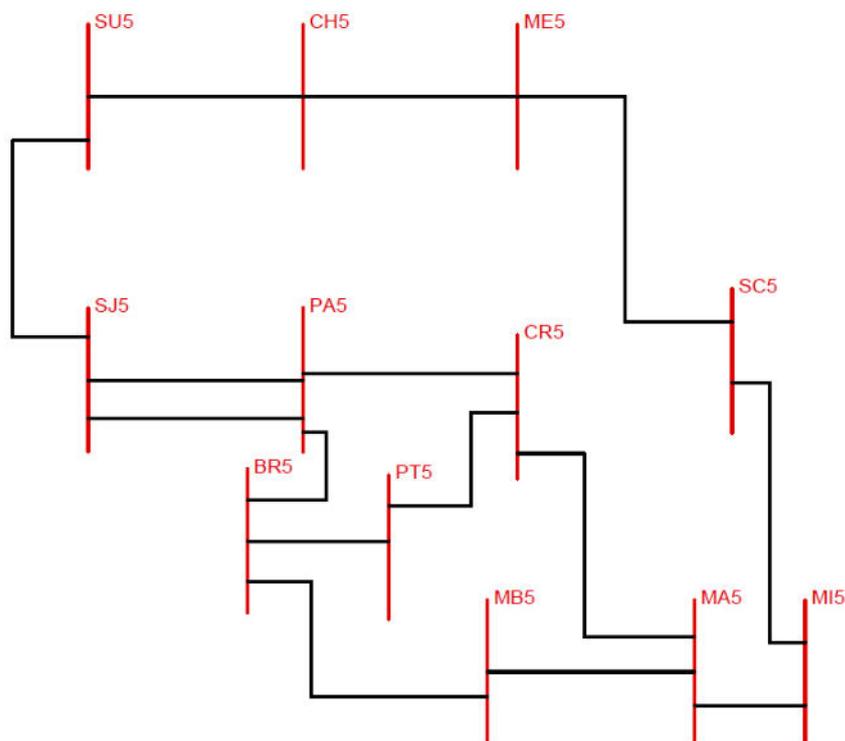


Figura 5.6: Diagrama simplificado de la red de 500 kV

### 5.3.1. Verificaciones en SU5-CH5

En la tabla 5.1, se enumeran las verificaciones realizadas para cada cortocircuito realizado en la línea SU5-CH5.

Como se observa en esta, se realizan cortocircuitos al 10 % y 95 % de cada línea, a modo de tener una buena referencia en los extremos, que es donde la coordinación puede verse crítica, y al 70 %, para tener una referencia más cerca del punto de finalización de la zona 1. Estos mismos cortocircuitos son los que se realizan en todas las líneas bajo estudio en este trabajo.

Se debe verificar que en todos los casos tanto los relés en SU5 como en CH5 detecten el cortocircuito al menos en zona 2.

En la figura 5.7 se observa un diagrama que representa a la línea en cuestión en rojo, con sus protecciones en ambos extremos. Luego, la línea SU5-CH5 tiene como adyacente a la línea entre CH5-ME5 y entre SU5-SJ5 y también son representadas en la figura, con sus protecciones en verde.

Si observamos la misma figura, resulta que un defecto en la línea SU5-CH5 debe ser visto hacia atrás por los relés de protección de la línea SU5-SJ5 (es decir,

### 5.3. Casos de estudio y simulaciones

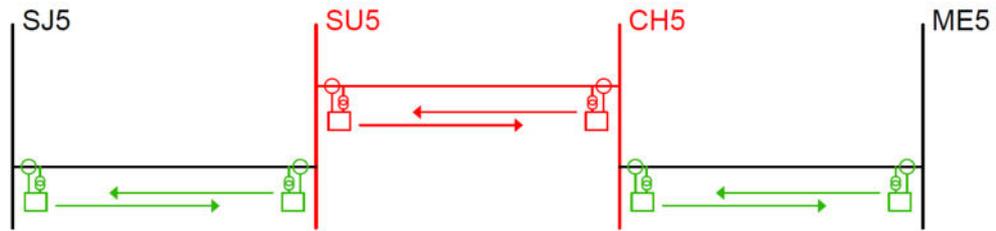


Figura 5.7: Diagrama simplificado de la línea SU5-CH5 y sus líneas adyacentes

por las protecciones de la línea en el extremo en SU5). Lo mismo se puede deducir para CH5-ME5. Además, las zonas instantáneas de las protecciones en SJ5-SU5 y ME5-CH5 no deben actuar para ningún defecto dentro de la línea considerada.

Las verificaciones se realizan en el extremo más lejano para la línea CH5-ME5 (en los cortocircuitos al 95 %), más cerca de esta estación.

De las protecciones de la línea SU5-SJ5 no se tiene información, por lo que no se realizan verificaciones. Por este motivo, el número de referencia no es consecutivo, ya que originalmente estas verificaciones fueron consideradas.

Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

Línea SU5-CH5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	10	SU5-CH5 lo vea en zona 1	V,I en SU5	1
		CH5-SU5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CH5	4
	70	SU5-CH5 lo vea en zona 1	V,I en SU5	5
		SU5-CH5 lo vea al menos en zona 2	V,I en SU5	6
	95	CH5-ME5 lo vea hacia atrás	V,I en CH5	7
		ME5-CH5 no lo vea en zona 1	V,I en ME5	8
FF	10	SU5-CH5 lo vea en zona 1	V,I en SU5	9
		CH5-SU5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CH5	12
	70	SU5-CH5 lo vea en zona 1	V,I en SU5	13
		SU5-CH5 lo vea al menos en zona 2	V,I en SU5	14
	95	CH5-ME5 lo vea hacia atrás	V,I en CH5	15
		ME5-CH5 no lo vea en zona 1	V,I en ME5	16
3F	10	SU5-CH5 lo vea en zona 1	V,I en SU5	17
		CH5-SU5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CH5	20
	70	SU5-CH5 lo vea en zona 1	V,I en SU5	21
		SU5-CH5 lo vea al menos en zona 2	V,I en SU5	22
	95	CH5-ME5 lo vea hacia atrás	V,I en CH5	23
		ME5-CH5 no lo vea en zona 1	V,I en ME5	24

Tabla 5.1: Simulaciones realizadas en Línea SU5-CH5

### 5.3.2. Verificaciones en CH5-ME5

Las verificaciones para esta línea son análogas a la SU5-CH5, dado también en este caso se tiene solamente una línea adyacente en cada extremo y se presentan en la tabla 5.2.

Para esta, las líneas adyacentes son SU5-CH5 y ME5-SC5, como se muestra en la figura 5.8. Las verificaciones para la primera se realizan en los cortocircuitos al 10% de la línea, y para la segunda el 95%.

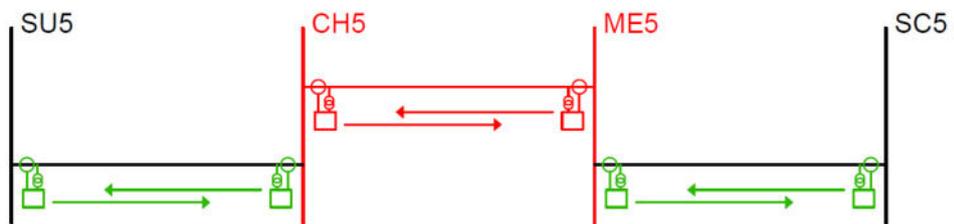


Figura 5.8: Diagrama simplificado de la línea CH5-ME5 y sus líneas adyacentes

Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

Línea CH5-ME5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	10	CH5-ME5 lo vea en zona 1	V,I en CH5	25
		SU5-CH5 no lo vea en zona 1	V,I en SU5	26
		CH5-SU5 lo vea hacia atrás	V,I en CH5	27
		ME5-CH5 lo vea al menos en zona 2	V,I en ME5	28
	70	CH5-ME5 lo vea en zona 1	V,I en CH5	29
	95	CH5-ME5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CH5	30
		ME5-SC5 lo vea hacia atrás	V,I en ME5	31
SC5-ME5 no lo vea en zona 1		V,I en SC5	32	
FF	10	CH5-ME5 lo vea en zona 1	V,I en CH5	33
		SU5-CH5 no lo vea en zona 1	V,I en SU5	34
		CH5-SU5 lo vea hacia atrás	V,I en CH5	35
		ME5-CH5 lo vea al menos en zona 2	V,I en ME5	36
	70	CH5-ME5 lo vea en zona 1	V,I en CH5	37
	95	CH5-ME5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CH5	38
		ME5-SC5 lo vea hacia atrás	V,I en ME5	39
SC5-ME5 no lo vea en zona 1		V,I en SC5	40	
3F	10	CH5-ME5 lo vea en zona 1	V,I en CH5	41
		SU5-CH5 no lo vea en zona 1	V,I en SU5	42
		CH5-SU5 lo vea hacia atrás	V,I en CH5	43
		ME5-CH5 lo vea al menos en zona 2	V,I en ME5	44
	70	CH5-ME5 lo vea en zona 1	V,I en CH5	45
	95	CH5-ME5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CH5	46
		ME5-SC5 lo vea hacia atrás	V,I en ME5	47
SC5-ME5 no lo vea en zona 1		V,I en SC5	48	

Tabla 5.2: Simulaciones realizadas en Línea CH5-ME5

## 5.3.3. Verificaciones en PA5-CR5

La línea PA5-CR5, por su parte, tiene dos líneas adyacentes en su extremo en Palmar y otras dos en su extremo en Cardal, como se observa en la figura 5.9.

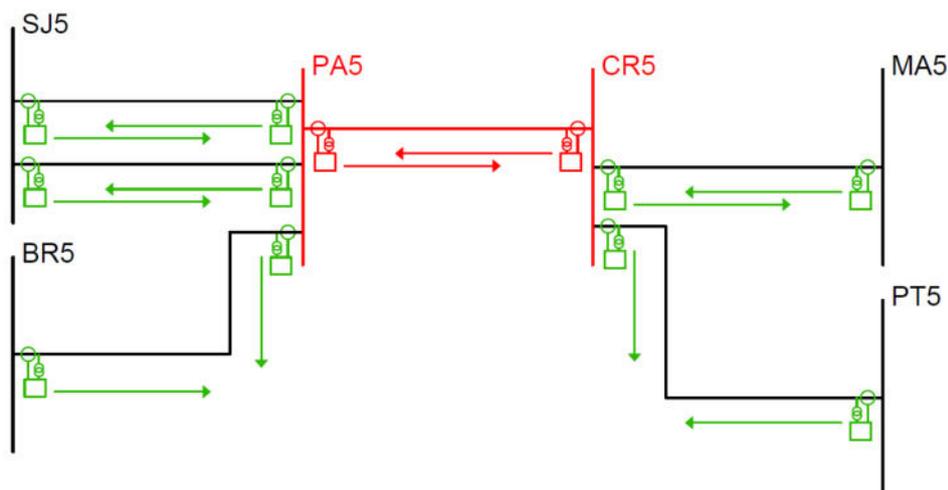


Figura 5.9: Diagrama simplificado de la línea PA5-CR5 y sus líneas adyacentes

Compartiendo estación con Palmar se tienen las líneas PA5-SJ5 y PA5-BR5, por lo que en los cortocircuitos a 10 % se realizan las verificaciones relacionadas.

De forma análoga a lo definido para las anteriores líneas mencionadas, se debe cumplir que las protecciones de línea en SJ5 y BR5 no actúen de forma instantánea para defectos en la PA5-CR5, y a su vez tampoco deben actuar las protecciones en Palmar de las líneas PA5-SJ5 ni PA5-BR5, sino que deben ver el defecto hacia atrás.

De las protecciones de la línea SJ5-PA5 no se cuenta información dado que no pertenece a UTE, por lo que no se realizan verificaciones.

Luego, sobre Cardal tiene como adyacentes a CR5-PT5 y CR5-MA5, y se analiza el comportamiento de las protecciones de estas líneas con los cortocircuitos a 95 %. En este extremo, las protecciones en CR5 de las líneas CR5-MA5 y CR5-PT5 deben ver el defecto hacia atrás, y las protecciones de MA5-CR5 y PT5-CR5 no deben actuar de forma instantánea.

Se observa en la tabla 5.3 la lista completa de verificaciones realizadas para esta línea.

Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

Línea PA5-CR5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	10	PA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PA5	49
		BR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en BR5	51
		PA5-SJ5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	52
		PA5-BR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	53
		CR5-PA5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR5	54
	70	PA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PA5	55
	95	PA5-CR5 lo vea al menos en zona 2	V,I en PA5	56
		CR5-PT5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	57
		CR5-MA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	58
		PT5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PT5	59
MA5-CR5 no lo vea en zona 1		V,I en MA5	60	
FF	10	PA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PA5	61
		BR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en BR5	63
		PA5-SJ5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	64
		PA5-BR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	65
		CR5-PA5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR5	66
	70	PA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PA5	67
	95	PA5-CR5 lo vea al menos en zona 2	V,I en PA5	68
		CR5-PT5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	69
		CR5-MA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	70
		PT5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PT5	71
MA5-CR5 no lo vea en zona 1		V,I en MA5	72	
3F	10	PA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PA5	73
		BR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en BR5	75
		PA5-SJ5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	76
		PA5-BR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	77
		CR5-PA5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR5	78
	70	PA5-CR lo vea en zona 1	V,I en PA5	79
	95	PA5-CR lo vea al menos en zona 2	V,I en PA5	80
		CR5-PT5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	81
		CR5-MA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	82
		PT5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PT5	83
MA5-CR5 no lo vea en zona 1		V,I en MA5	84	

Tabla 5.3: Simulaciones realizadas en Línea PA5-CR5

### 5.3.4. Verificaciones en PT5-CR5

La línea PT5-CR5 tiene por su parte tres líneas adyacentes (ver figura 5.10). Con Punta del Tigre, tiene como adyacente a la línea PT5-BR5 y en el extremo de Cardal tiene dos, a CR5-PA5 y CR5-MA5. Las verificaciones a realizar son análogas a las realizadas para las líneas anteriores, y se presenta la lista completa en la tabla 5.4.

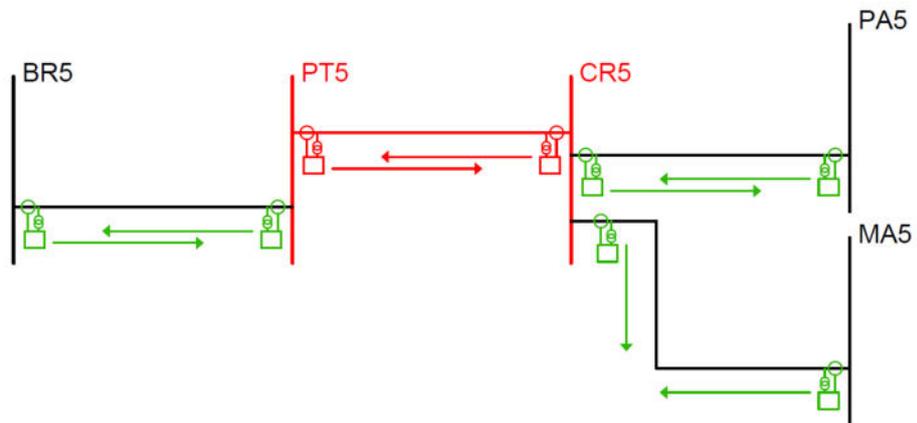


Figura 5.10: Diagrama simplificado de la línea PT5-CR5 y sus líneas adyacentes

## Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

Línea PT5-CR5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	10	PT5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PT5	85
		BR5-PT5 no lo vea en zona 1	V,I en BR5	86
		PT5-BR5 lo vea hacia atrás	V,I en PT5	87
		CR5-PT5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR5	88
	70	PT5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PT5	89
	95	PT5-CR5 lo vea al menos en zona 2	V,I en PT5	90
		CR5-PA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	91
		CR5-MA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	92
		MA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en MA5	93
	PA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PA5	94	
FF	10	PT5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PT5	95
		BR5-PT5 no lo vea en zona 1	V,I en BR5	96
		PT5-BR5 lo vea hacia atrás	V,I en PT5	97
		CR5-PT5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR5	98
	70	PT5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PT5	99
	95	PT5-CR5 lo vea al menos en zona 2	V,I en PT5	100
		CR5-PA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	101
		CR5-MA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	102
		MA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en MA5	103
	PA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PA5	104	
3F	10	PT5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PT5	105
		BR5-PT5 no lo vea en zona 1	V,I en BR5	106
		PT5-BR5 lo vea hacia atrás	V,I en PT5	107
		CR5-PT5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR	108
	70	PT5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en PT5	109
	95	PT5-CR5 lo vea al menos en zona 2	V,I en PT5	110
		CR5-PA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	111
		CR5-MA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	112
		MA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en MA5	113
	PA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PA5	114	

Tabla 5.4: Simulaciones realizadas en Línea PT5-CR5

### 5.3.5. Verificaciones en MA5-CR5

La línea MA5-CR5 tiene por su parte cuatro líneas adyacentes (ver figura 5.11) teniendo una situación similar a la CR5-PA5 (sección 5.3.3) y el razonamiento es análogo al realizado para las líneas anteriores.

Con Montevideo A, tiene como adyacente a la línea MA5-MB5 y MA5-MI5. Con Cardal tiene otras dos, a CR5-PA5 y CR5-PT5.

### 5.3. Casos de estudio y simulaciones

Se observa en la tabla 5.5 la lista completa de verificaciones realizadas.

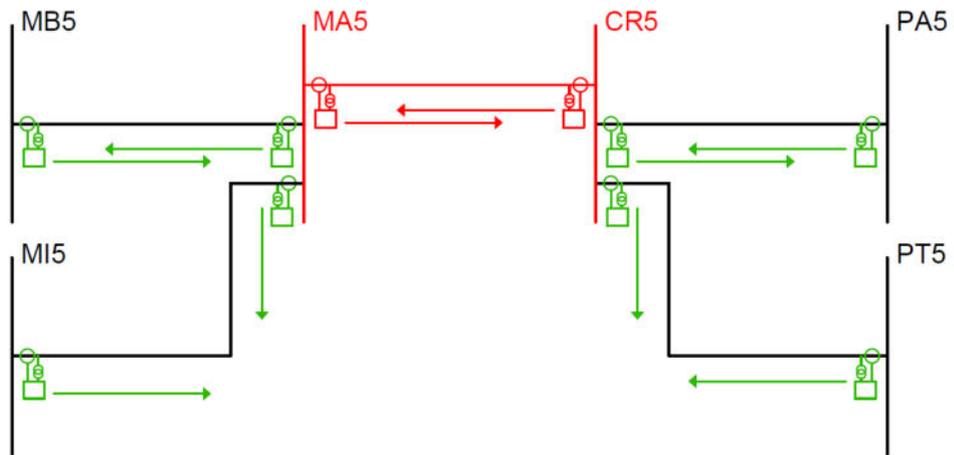


Figura 5.11: Diagrama simplificado de la línea MA5-CR5 y sus líneas adyacentes

Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

Línea MA5-CR5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	10	MA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en MA5	115
		MB5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en MB5	116
		MI5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en MI5	117
		MA5-MB5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	118
		MA5-MI5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	119
		CR5-MA5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR5	120
	70	MA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en MA5	121
		MA5-CR5 lo vea al menos en zona 2	V,I en MA5	122
	95	CR5-PA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	123
		CR5-PT5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	124
		PA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PA5	125
		PT5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PT5	126
FF	10	MA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en MA5	127
		MB5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en MB5	128
		MI5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en MI5	129
		MA5-MB5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	130
		MA5-MI5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	131
		CR5-MA5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR5	132
	70	MA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en MA5	133
		MA5-CR5 lo vea al menos en zona 2	V,I en MA5	134
	95	CR5-PA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	135
		CR5-PT5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	136
		PA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PA5	137
		PT5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PT5	138
3F	10	MA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en MA5	139
		MB5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en MB5	140
		MI5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en MI5	141
		MA5-MB5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	142
		MA5-MI5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	143
		CR5-MA5 lo vea al menos en zona 2	V,I en CR5	144
	70	MA5-CR5 lo vea en zona 1	V,I en MA5	145
		MA5-CR5 lo vea al menos en zona 2	V,I en MA5	146
	95	CR5-PA5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	147
		CR5-PT5 lo vea hacia atrás	V,I en CR5	148
		PA5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PA5	149
		PT5-CR5 no lo vea en zona 1	V,I en PT5	150

Tabla 5.5: Simulaciones realizadas en la Línea MA5-CR5

### 5.3.6. Verificaciones en líneas adyacentes y lejanas

Los cortocircuitos presentados hasta el momento corresponden a aquellos realizados en las líneas nuevas, proyectadas para la ampliación de la red. Sobre estos, se realizaron verificaciones del comportamiento de las protecciones para las nuevas líneas y para las existentes que resultan adyacentes a estas.

Ahora, es de interés analizar el comportamiento de las protecciones de las nuevas líneas de EAT para defectos fuera de estas líneas, ya sea porque son adyacentes y no quedaron comprendidas en los casos anteriores (porque son líneas existentes), o bien porque son más lejanas en la red.

A continuación se detallan todos estos casos.

#### Cortocircuitos en SU5-SJ5

En primer lugar, se considera la línea SU5-SJ5, que como se vio en la sección 5.3.1 es adyacente a SU5-CH5. Por lo tanto, al ser adyacente, las protecciones de SU5-CH5 no deben actuar de forma instantánea en caso de algún defecto en esta línea y para verificarlo, se realizan cortocircuitos al 5 % de SU5-SJ5.

Concretamente, se debe verificar que SU5-CH5 vea los defectos hacia atrás, y CH5-SU5 no los debe ver en zona 1, su zona instantánea.

Línea SU5-SJ5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	5	SU5-CH5 lo vea hacia atrás	V,I en SU5	151
		CH5-SU5 no lo vea en zona 1	V,I en CH5	152
FF	5	SU5-CH5 lo vea hacia atrás	V,I en SU5	153
		CH5-SU5 no lo vea en zona 1	V,I en CH5	154
3F	5	SU5-CH5 lo vea hacia atrás	V,I en SU5	155
		CH5-SU5 no lo vea en zona 1	V,I en CH5	156

Tabla 5.6: Simulaciones realizadas en Línea SU5-SJ5

#### Cortocircuitos en PA5-SJ5

La línea PA5-CR5 tiene como adyacente a las líneas PA5-SJ5, por lo cual se realizan cortocircuitos en esta última al 5 %.

Se debe verificar que PA5-CR5 vea los defectos hacia atrás, y CR5-PA5 no los debe ver en zona 1. La lista completa de verificaciones realizando cortocircuitos en la línea PA5-SJ5 se observa en la tabla 5.7.

## Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

Línea PA5-SJ5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	5	PA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	157
		CR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	158
FF	5	PA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	159
		CR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	160
3F	5	PA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	161
		CR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	162

Tabla 5.7: Simulaciones realizadas en Línea PA5-SJ5

### Cortocircuitos en ME5-SC5

La línea ME5-CH5 por su parte tiene como adyacente a la línea ME5-SC5, por lo cual se realizan cortocircuitos en esta última al 5 %.

Se debe verificar que ME5-CH5 vea los defectos hacia atrás, y CH5-ME5 no los debe ver en zona 1. La lista completa de verificaciones realizando cortocircuitos en la línea ME5-SC5 se observa en la tabla 5.8.

Línea ME5-SC5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	5	ME5-CH5 lo vea hacia atrás	V,I en ME5	163
		CH5-ME5 no lo vea en zona 1	V,I en CH5	164
FF	5	ME5-CH5 lo vea hacia atrás	V,I en ME5	165
		CH5-ME5 no lo vea en zona 1	V,I en CH5	166
3F	5	ME5-CH5 lo vea hacia atrás	V,I en ME5	167
		CH5-ME5 no lo vea en zona 1	V,I en CH5	168

Tabla 5.8: Simulaciones realizadas en Línea ME5-SC5

### Cortocircuitos en PA5-BR5

La línea PA5-CR5 tiene como adyacente a la línea PA5-BR5, por lo cual se realizan cortocircuitos en esta última al 5 %.

Como en los casos anteriores, se debe verificar que PA5-CR5 vea los defectos hacia atrás, y CR5-PA5 no debe verlos en zona 1.

### 5.3. Casos de estudio y simulaciones

Línea PA5-BR5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	5	PA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	169
		CR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	170
FF	5	PA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	171
		CR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	172
3F	5	PA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PA5	173
		CR5-PA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	174

Tabla 5.9: Simulaciones realizadas en Línea PA5-BR5

#### Cortocircuitos en PT5-BR5

La línea PT5-CR5 tiene como adyacente a la línea PT5-BR5, por lo cual se realizan cortocircuitos en esta última al 10%. No se realizan al 5% como los otros casos debido a que la corta longitud de esta línea provoca que las simulaciones no converjan al considerar un tramo tan pequeño.

Como en los casos anteriores, se debe verificar que PT5-CR5 vea los defectos hacia atrás, y CR5-PT5 no los debe ver en zona 1.

Línea PT5-BR5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	10	PT5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PT5	175
		CR5-PT5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	176
FF	10	PT5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PT5	177
		CR5-PT5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	178
3F	10	PT5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en PT5	179
		CR5-PT5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	180

Tabla 5.10: Simulaciones realizadas en Línea PT5-BR5

#### Cortocircuitos en MA5-MB5

La línea MA5-MB5 tiene como adyacente a la línea MA5-CR5, por lo cual se realizan cortocircuitos en esta última al 20%. No se realizan al 5% como los otros casos, por el mismo motivo descrito es la sección anterior, las ecuaciones no convergen al considerar un tramo de línea tan pequeño.

Se debe verificar que MA5-CR5 vea los defectos hacia atrás, y CR5-MA5 no los debe ver en zona 1.

## Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

Línea MA5-MB5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	20	MA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	181
		CR5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	182
FF	20	MA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	183
		CR5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	184
3F	20	MA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	185
		CR5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	186

Tabla 5.11: Simulaciones realizadas en Línea MA5-MB5

### Cortocircuitos en MA5-MI5

La línea MA5-MI5 tiene como adyacente a la línea MA5-CR5, por lo cual se realizan cortocircuitos en esta última al 10 %. Tampoco en este caso se realizan al 5 % por el mismo motivo descrito es la sección anterior. Además, en el caso de los cortocircuitos fase tierra, no se simula un recierre, dado que las ecuaciones no convergen tampoco en este caso.

Las verificaciones son análogas a la sección anterior.

Línea MA5-MI5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	10	MA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	187
		CR5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	188
FF	10	MA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	189
		CR5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	190
3F	10	MA5-CR5 lo vea hacia atrás	V,I en MA5	191
		CR5-MA5 no lo vea en zona 1	V,I en CR5	192

Tabla 5.12: Simulaciones realizadas en Línea MA5-MI5

## 5.4. Cálculo de impedancias de cortocircuito

### Cortocircuitos en MI5-SC5

La línea MI5-SC5 no es adyacente a ninguna de las líneas bajo estudio, pero como se ve en la figura 5.6, es cercana a CH5-ME5 y a CR5-MA5. Se realizan entonces solo dos verificaciones a fin de comprobar el comportamiento de las protecciones de estas líneas.

Se realiza un cortocircuito al 5 % de la línea donde se evalúa las protecciones de CH5-ME5, dónde estas no deben verlo en zona 2 (menos aún en zona 1) para no competir con la zona 2 de las protecciones de ME5-SC5. Un razonamiento similar se realiza para CR5-MA5, analizando en este caso el comportamiento para un cortocircuito en MI5-SC5 al 95 % de esta.

Línea MI5-SC5				
Tipo de Cortocircuito	Porcentaje de línea (%)	Verificaciones	Magnitudes a relevar	Ref.
FT	5	CH5-ME5 no lo vea en zona 2	V,I en CH5	193
	95	CR5-MA5 no lo vea en zona 2	V,I en CR5	194

Tabla 5.13: Simulaciones realizadas en Línea MI5-SC5

## 5.4. Cálculo de impedancias de cortocircuito

Una vez realizadas las simulaciones descritas anteriormente en este capítulo, las magnitudes de interés son exportadas en archivos de formato “.mat” desde ATP para ser procesadas en Matlab.

Por magnitudes de interés se refiere a la evolución en el tiempo del par tensión-corriente en un punto de la red seleccionado para su evaluación en el momento de ocurrencia de la falta.

Como primera descripción general del procesamiento de esta información tenemos que son importados en Matlab los vectores que contienen la información de la tensión y la corriente en, por ejemplo, una barra del sistema en el momento de la ocurrencia de un cortocircuito determinado.

A partir de los valores de la tensión y la corriente en el dominio del tiempo, se obtienen los fasores asociados a cada una de ellas mediante la función “*fasor*” de la que se hablará más adelante. Una vez que se tienen los fasores de la tensión y la corriente, se calcula el vector de la impedancia en el momento de la falta.

Luego, para llevar a cabo la verificación de la detección de la falta por parte del relé de protección, se verifica en un diagrama de impedancias que la impedancia de falta se comporte de acuerdo a lo establecido para el correcto funcionamiento del sistema de protección.

### 5.4.1. Función *fasor* y cálculo de la impedancia

Utilizando una forma recursiva de la Transformada Discreta de Fourier se obtienen, a partir de los valores importados de la tensión y la corriente, la evolución de los fasores asociados a estas magnitudes en el momento de ocurrencia de la falta.

El script de la función *fasor* puede encontrarse en el anexo A.1, la implementación de dicha función está basada en lo siguiente.

Siendo el valor instantáneo de la senoide:

$$x(t) = X_c \cdot \cos(\omega_0 t) + X_s \cdot \sin(\omega_0 t) \quad (5.6)$$

Con  $X_c$  y  $X_s$  números reales y  $\omega_0$  la frecuencia fundamental en radianes por segundo.

Se define  $\tilde{X}^{(M)}$  como la estimación compleja con  $K$  muestras en una ventana de tiempo de tamaño  $M$  de la siguiente forma:

$$\tilde{X}^{(M-1)} = \sum_{k=M-K}^{M-1} x_k \cdot e^{-jk\theta} \quad (5.7)$$

Siendo  $\theta$  el ángulo entre muestras.

Ahora bien, la estimación compleja  $\tilde{X}^{(M)}$  queda definida de forma recursiva de la siguiente manera:

$$\tilde{X}^{(M)} = \tilde{X}^{(M-1)} + [x_M - x_{M-K} \cdot e^{jk\theta}] \cdot e^{-jM\theta} \quad (5.8)$$

Luego, si se cumple que  $K\theta = 2\pi$  entonces la forma recursiva puede escribirse como:

$$\hat{X}_c^{(M)} = \hat{X}_c^{(M-1)} + [x_M - x_{(M-K)}] \cdot \cos(M\theta) \quad (5.9)$$

$$\hat{X}_s^{(M)} = \hat{X}_s^{(M-1)} + [x_M - x_{(M-K)}] \cdot \sin(M\theta) \quad (5.10)$$

Por último resta el cálculo del fasor asociado a la senoide:

$$x(t) = X_m \cdot \cos(\omega t + \phi) = X_m \cdot \cos(\phi) \cos(\omega t) - X_m \cdot \sin(\phi) \sin(\omega t) \quad (5.11)$$

El fasor es:

$$\hat{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cdot e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cdot \cos(\phi) + j \cdot \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cdot \sin(\phi) \quad (5.12)$$

Con lo cual el fasor calculado con  $\hat{X}_c$  y  $\hat{X}_s$  es:

$$\hat{X} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot (\hat{X}_c - j \cdot \hat{X}_s) \quad (5.13)$$

## 5.4. Cálculo de impedancias de cortocircuito

cabe aclarar, la función fue programada para trabajar con señales muestreadas a 1  $kHz$ , por lo cual, las formas de onda simuladas deben ser llevadas a ese valor previamente al uso de la función **fasor**.

### 5.4.2. Característica del relé de protección

Como se mencionó al comienzo de este capítulo, una vez que se tiene calculado el vector asociado a la impedancia de falta, se debe verificar la correcta operación de la función de protección de distancia ajustada.

Esto se hace verificando en el diagrama de impedancias que efectivamente la impedancia de falta está incluida en la zona de protección ajustada para la función de distancia.

Para esto, en Matlab se implementa el diagrama de impedancia donde se grafican en conjunto la evolución del vector asociado a la impedancia de falta y la característica de protección ajustada para la función de distancia del relé que corresponda la verificación.

Para cada tipo de cortocircuito y tipo de verificación que se desea realizar para faltas en diferentes puntos de la red se programa en Matlab la característica del relé que corresponda en cada caso. Las diferentes características de impedancia con las que se trabaja son las descritas en el capítulo 4, las cuales son implementadas por las funciones de protección de distancia ZMQPDIS, ZMQAPDIS y ZDRDIR del relé de protección HITACHI RED670.

### Principios de medida

Para las faltas entre fases, las ecuaciones utilizan los valores complejos de tensión y corriente. Se calculan las impedancias aparentes y se comparan con los ajustes establecidos.

Las impedancias aparentes que se calculan, por ejemplo, para una falta entre las fases L1 y L2, siguen la siguiente ecuación:

$$\bar{Z}_{ap} = \frac{\bar{U}_{L1} - \bar{U}_{L2}}{\bar{I}_{L1} - \bar{I}_{L2}} \quad (5.14)$$

Aquí  $\bar{U}$  e  $\bar{I}$  representan los correspondientes fasores de tensión y corriente en la fase respectiva  $L_n$  ( $n = 1, 2, 3$ ).

Para las faltas de una fase a tierra se aplica la ecuación siguiente, por ejemplo, para una falta de la fase L1 a tierra, que contempla el factor  $\bar{K}_N$  de compensación de la corriente de retorno por tierra.

$$\bar{Z}_{ap} = \frac{\bar{U}_{L1}}{\bar{I}_{L1} + \bar{I}_N \times \bar{K}_N} \quad (5.15)$$

$\bar{K}_N$  se define como:

$$\bar{K}_N = \frac{\bar{Z}_0 - \bar{Z}_1}{3 \times \bar{Z}_1} \quad (5.16)$$

## Capítulo 5. Simulaciones y Cálculos

Con:

$$\bar{Z}_0 = R_0 + jX_0 \quad (5.17)$$

$$\bar{Z}_1 = R_1 + jX_1 \quad (5.18)$$

Donde:

- $R_0$  es el alcance resistivo homopolar
- $X_0$  es el alcance reactivo homopolar
- $R_1$  es el alcance resistivo directo
- $X_1$  es el alcance reactivo directo

Aquí  $I_N$  es el fasor de la corriente residual en el punto de medida. La impedancia aparente se considera como un bucle de impedancia con resistencia  $R$  y reactancia  $X$ .

En el caso de una falta monofásica a tierra, la protección de distancia convencional podría tener un sobrealcance en el extremo exportador o bien un subalcance en el extremo importador. El relé cuenta con una compensación que aumenta la seguridad en este tipo de aplicaciones.

Los elementos de medida reciben la información de corriente y tensión del convertidor analógico-digital y luego la información se almacena en la memoria. Luego de esto, los valores muestreados de tensión ( $U$ ) y corriente ( $I$ ) y las diferencias entre muestras de la corriente ( $\Delta I$ ) se extraen de la memoria de entrada y son introducidos en un filtro de Fourier recursivo. El filtro proporciona dos valores ortogonales para cada entrada, estos valores se relacionan con la impedancia del bucle de la siguiente forma:

$$\bar{U} = R\bar{I} + \frac{X}{\omega_0} \cdot \frac{\Delta \bar{I}}{\Delta t} \quad (5.19)$$

En notación compleja, se tiene:

$$Re(\bar{U}) = R.Re(\bar{I}) + \frac{X}{\omega_0} \cdot \frac{\Delta Re(\bar{I})}{\Delta t} \quad (5.20)$$

$$Im(\bar{U}) = R.Im(\bar{I}) + \frac{X}{\omega_0} \cdot \frac{\Delta Im(\bar{I})}{\Delta t} \quad (5.21)$$

siendo:  $\omega_0 = 2.\pi.f_0$

Donde:

- $Re$  es la parte real de la tensión o de la corriente
- $Im$  es la parte imaginaria de la tensión o de la corriente
- $f_0$  es la frecuencia nominal del sistema

#### 5.4. Cálculo de impedancias de cortocircuito

El algoritmo calcula la resistencia medida  $R_m$  a partir de la ecuación 5.20 y la sustituye en la ecuación 5.21, de la misma forma puede resolverse la ecuación de la reactancia medida  $X_m$ . Por tanto, se tienen como resultados finales lo siguiente:

$$R_m = \frac{Im(\bar{U}).\Delta Re(\bar{I}) - Re(\bar{U}).\Delta Im(\bar{I})}{\Delta Re(\bar{I}).Im(\bar{I}) - \Delta Im(\bar{I}).Re(\bar{I})} \quad (5.22)$$

$$X_m = \omega_0.\Delta t. \frac{Re(\bar{U}).Im(\bar{I}) - Im(\bar{U}).Re(\bar{I})}{\Delta Re(\bar{I}).Im(\bar{I}) - \Delta Im(\bar{I}).Re(\bar{I})} \quad (5.23)$$

Los valores calculados de  $R_m$  y  $X_m$  se actualizan en cada muestreo y se comparan con el alcance de zona ajustado.

Finalmente, para la evaluación de la direccionalidad utilizada en la función de impedancia cuadrilateral direccional (ZDRDIR), el relé utiliza las siguientes ecuaciones:

- Para faltas de una fase a tierra:

$$-ArgDir < arg \frac{0,8.\bar{U}_{L1} + 0,2.\bar{U}_{L1M}}{\bar{I}_{L1}} < ArgNegRes \quad (5.24)$$

- Para faltas entre fases:

$$-ArgDir < arg \frac{0,8.\bar{U}_{L1L2} + 0,2.\bar{U}_{L1L2M}}{\bar{I}_{L1L2}} < ArgNegRes \quad (5.25)$$

Donde:

- AngNegRes - Ángulo de detección del segundo cuadrante para detección hacia adelante
- AngDir - Ángulo de detección del cuarto cuadrante para detección hacia adelante
- $\bar{U}_{L1}$  tensión de fase de secuencia positiva en la fase L1
- $\bar{U}_{L1M}$  tensión de fase memorizada de secuencia positiva en la fase L1
- $\bar{I}_{L1}$  corriente de fase en la fase L1
- $\bar{U}_{L1L2}$  tensión entre las fases L1 y L2
- $\bar{U}_{L1L2M}$  tensión memorizada entre las fases L1 y L2
- $\bar{I}_{L1L2}$  corriente entre las fases L1 y L2

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Capítulo 6

## Resultados

En este capítulo se exponen algunos resultados obtenidos de las simulaciones mencionadas en el capítulo 5. Estos resultados serán presentados en diversas gráficas, obtenidas luego del procesamiento en MatLab de los datos obtenidos de las simulaciones realizadas con el programa ATP para los cortocircuitos estudiados.

Se exponen en el documento principal los resultados para la línea MA5-CR5 y se divide el análisis según tipo de cortocircuito.

El resto de las verificaciones realizadas y sus resultados correspondientes se encuentran disponibles en el anexo B.

### 6.1. Cortocircuitos fase tierra

En esta sección se presentan los resultados de los cortocircuitos de una fase a tierra realizados para verificaciones de las protecciones de la línea CR5-MA5. Se divide en subsecciones según la línea, y el punto de la línea donde se simula la falta.

Los cortocircuitos se simulan, en todos los casos, con resistencia de falta cero, y para recierres no exitosos.

#### 6.1.1. Cortocircuitos al 10 %

En primer lugar, se presentan en la figura 6.1 y 6.2 las gráficas de tensión y corriente respectivamente que se obtienen de la simulación. La tensión es medida en la estación MA5, y la corriente es la medida por la línea MA5-CR5 (es decir, medida desde MA5 hacia la línea).

En la gráfica de corriente, se observa claramente la secuencia simulada: se tiene en régimen hasta los 0,3 s donde se produce el cortocircuito. Se observa en ese momento un aumento abrupto del valor de la corriente. Luego, pasados 50 ms, se produce la apertura de la fase en falta, por lo cual la corriente por la línea se vuelve cero. Finalmente, 800 ms después se cierra nuevamente la línea, y como la falta continúa presente, la corriente observada corresponde a valores de cortocircuito.

## Capítulo 6. Resultados

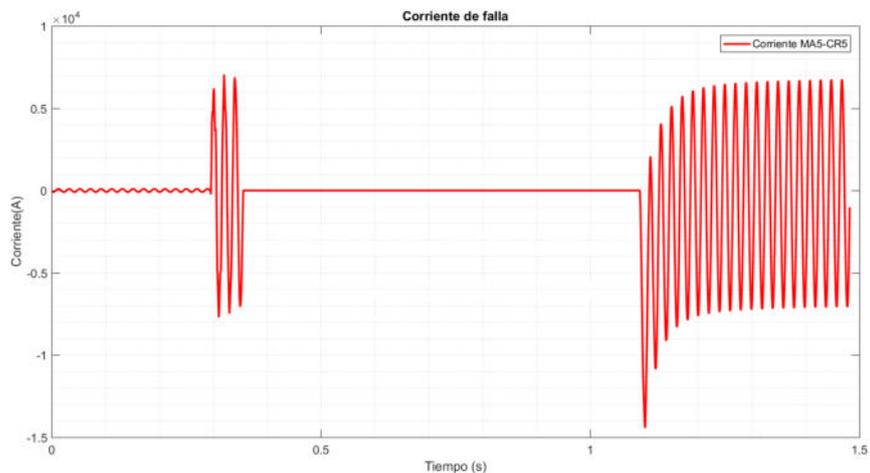


Figura 6.1: Corriente en fase en falta en MA5-CR5 por CC al 10 % la misma línea.

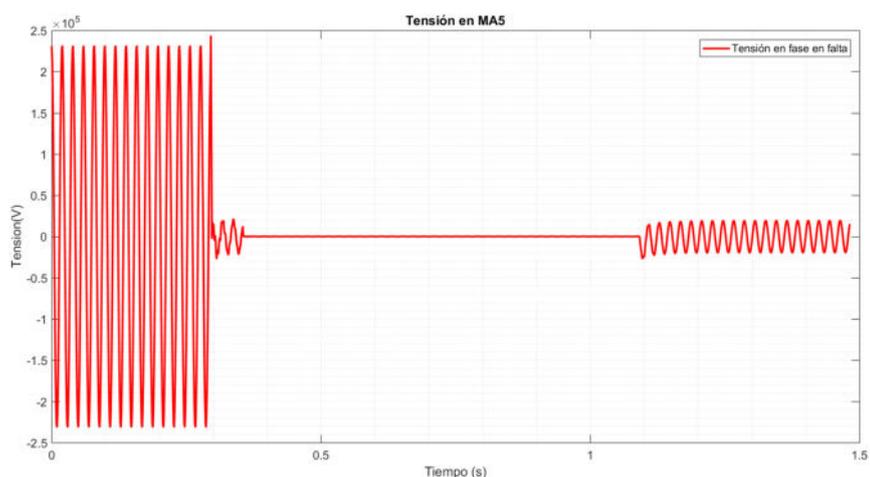


Figura 6.2: Tensión en fase en falta en MA5-CR5 por CC al 10 % la misma línea.

Luego, en la gráfica 6.2 se muestra la tensión de fase en falta en MA5 durante la simulación. En esta, se puede ver cómo la tensión mantiene su valor en régimen hasta que se produce el cortocircuito, momento en el cual cae significativamente. Esto es esperable que sea así dado que se está simulando un defecto fase a tierra muy cerca de esta estación. Luego la tensión cae a cero cuando la falta es despejada (por la apertura del disyuntor), y vuelve nuevamente al valor que tenía con la falta activa al producirse el recierre.

Con este cortocircuito simulado deben realizarse varias verificaciones, por ejemplo, que las protecciones en el extremo de MA5 lo vean en zona 1, y las de CR5 lo vean al menos en zona 2.

## 6.1. Cortocircuitos fase tierra

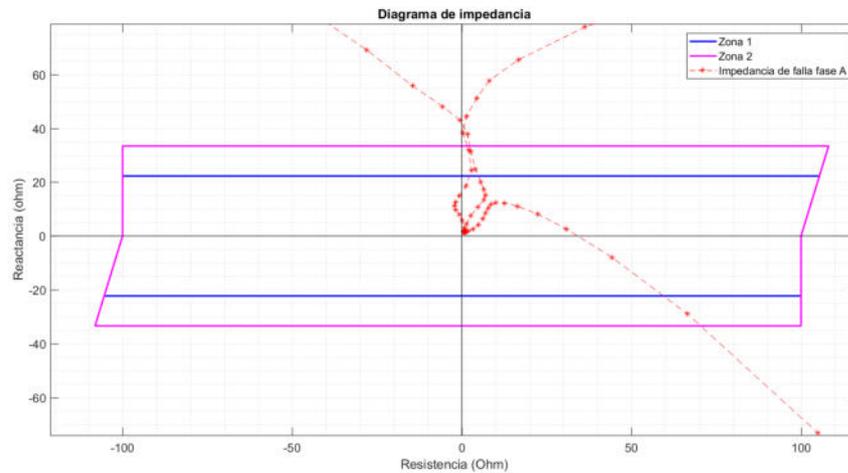


Figura 6.3: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.115

En la figura 6.3 se observa el diagrama de impedancia obtenido para las protecciones del extremo MA5-CR5. En esta se observan la zona 1 y 2 (no se observa la característica direccional) y la impedancia de falta calculada. Como se ve, la impedancia entra en la zona 1, muy cerca del cero, y luego vuelve a salir, para después entrar nuevamente. Esto es debido al recierre simulado: la primera entrada de la impedancia corresponde al primer momento donde se produce el cortocircuito. Luego, como se abre la línea, la corriente medida baja prácticamente a valores nulos, por lo cual la impedancia aumenta y se aleja de los ejes. Luego, con el recierre la corriente vuelve a valores de cortocircuito, por lo que la impedancia vuelve a entrar a la zona 1, al mismo punto que antes.

La impedancia, entonces, se encuentra en zona 1 como es esperado y en el primer cuadrante, lo que indica que el relé lo detectará como ‘hacia adelante’ y actuará de forma instantánea.

Por otro lado, en la figura 6.4 se observa el diagrama de impedancia obtenido para el otro extremo de la línea, CR5-MA5. Para este relé, lo que se tiene es un defecto al 90 % de la línea. Es esperable que la falta en este caso sea detectada en la zona 2, sin embargo, y como se ve en la figura, también es detectada en zona 1.

Ahora bien, cuando se tienen defectos fase a tierra, es común que los relés implementen algún tipo de compensación por carga.

La función de distancia puede sobre alcanzar en el extremo exportador y sub alcanzar en el extremo importador, y es lo que se ve en este caso. Por seguridad, al estar tan cerca del final de la línea, se debería estar actuando en zona 2.

Sin embargo, acorde a su manual, el relé posee una compensación por carga adaptativa para estos casos (como se menciona en la sección 5.4.2), la cual no se pudo verificar con la implementación de los algoritmos presentados en el manual y para verificarlo se requerirá ensayar el relé.

## Capítulo 6. Resultados

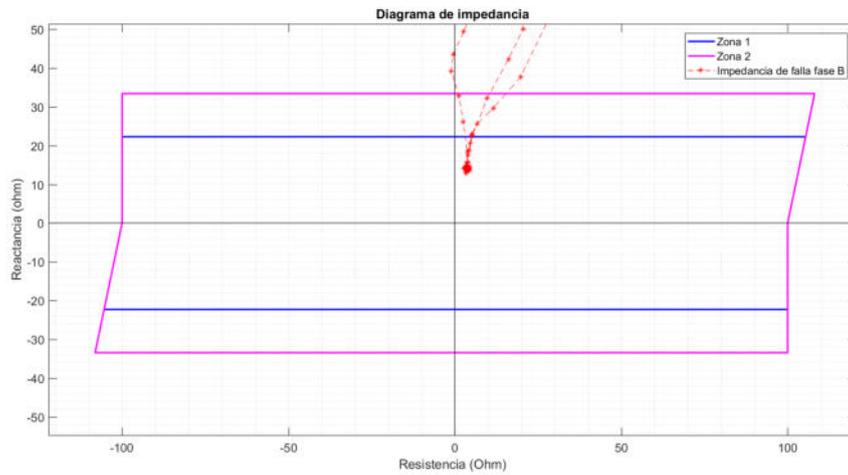


Figura 6.4: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.120

### 6.1.2. Cortocircuitos al 70 %

Pasando ahora a otro cortocircuito, se realiza un CC fase tierra al 70 % de la línea. Con este, la única verificación planteada es observar el comportamiento de la impedancia de falta desde MA5.

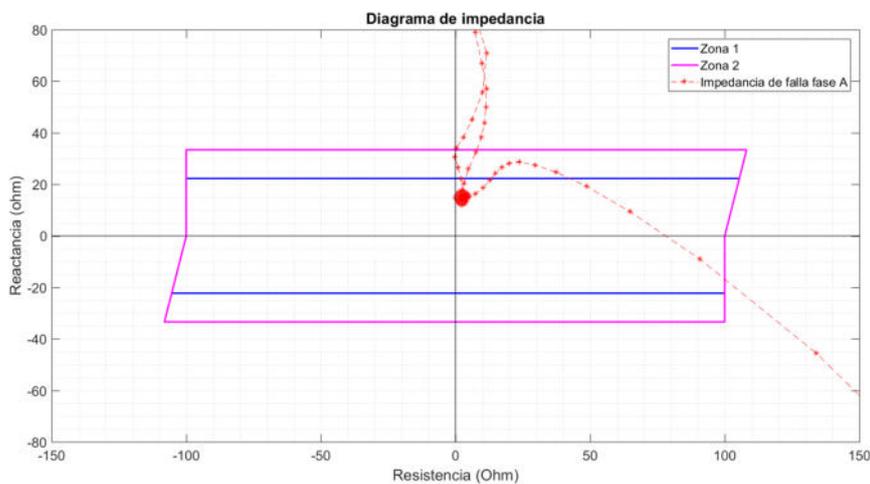


Figura 6.5: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.121

En la figura 6.5 se presenta el diagrama de impedancia resultante. Como se mencionó anteriormente, la zona 1 está ajustada al 80 %, por lo que un cortocircuito al 70 % debería verse bastante cercano a su límite. Se observa efectivamente en zona 1, bastante más arriba en el diagrama comparado con el caso visto anteriormente

## 6.1. Cortocircuitos fase tierra

al 10 %, pero con el mismo efecto debido a la carga donde del cálculo resulta una impedancia menor a la esperada.

### 6.1.3. Cortocircuitos al 95 %

Para concluir con los cortocircuitos a tierra en esta línea se realizó uno al 95 %. Para las protecciones de esta misma línea, se debe verificar que el extremo de MA5 lo vea al menos en zona 2 (para el otro extremo queda comprendida dentro de los casos anteriores).

Al igual que los casos anteriores, se presenta el diagrama de impedancia con la característica no direccional del relé y la impedancia de falta, en la figura 6.6.

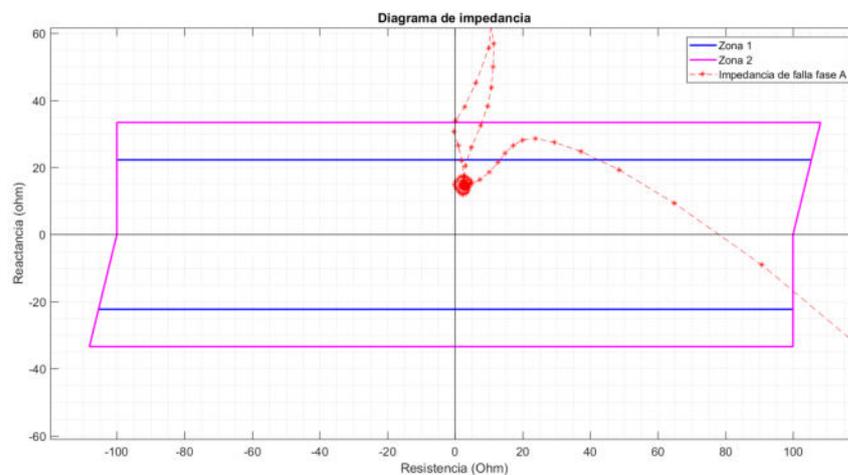


Figura 6.6: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.122

El comportamiento de la impedancia se observa que es similar al de los otros casos, con la salvedad de que ahora se tiene un valor mayor de impedancia, al ser un cortocircuito más alejado en la línea en comparación con los dos casos ya vistos.

La impedancia queda en zona 1 lo cual, nuevamente, no es esperable, dado que la zona es ajustada al 80 %. Si bien para esta verificación en concreto no es problemático (el relé actuaría de forma instantánea en lugar de hacerlo en forma temporizada, por lo que esta situación no implicaría un disparo incorrecto de las protecciones), sí lo es el hecho de que la impedancia siga en la zona 1 tan cerca del límite de la línea.

### 6.1.4. Cortocircuitos en líneas adyacentes

Para terminar de analizar los ajustes de esta línea, es necesario también complementar considerando el comportamiento del relé para faltas fuera de la línea. Para esto, se presentan a continuación algunos de los casos estudiados.

## Capítulo 6. Resultados

### Cortocircuito en PT5-CR5

Tomando por ejemplo la verificación 93 de la tabla 5.4, que se observa en la figura 6.7, presentando la impedancia vista por MA5-CR5 en un cortocircuito al 95 % de PT5-CR5, se tiene que el relé en MA5-CR5 lo detecta en su zona 1, lo cual implicaría una actuación incorrecta del mismo, ya que actuaría de forma instantánea junto con los relés propios de la línea.

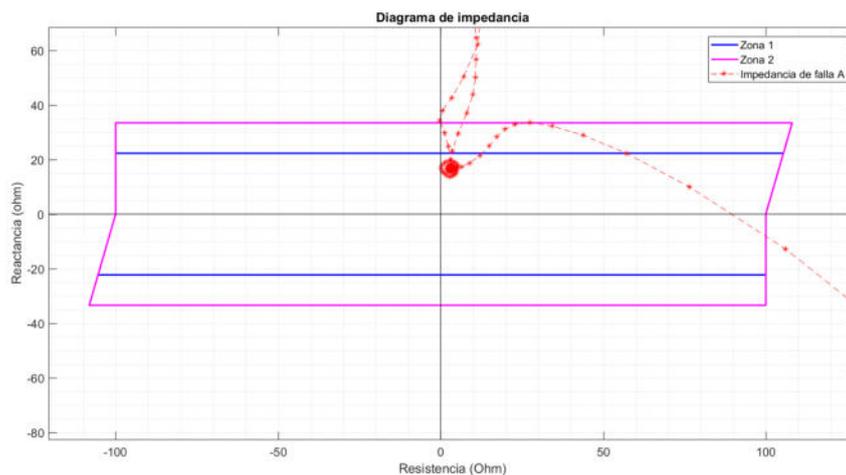


Figura 6.7: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.93

Nuevamente, en este caso se espera que el relé implemente una compensación por carga, tal como indica su manual, en cuyo caso estas situaciones no ocurrirían, y el ajuste sería, entonces, correcto. Para comprobar esto será necesario ensayar el relé.

Otra verificación con este mismo cortocircuito es que CR5-MA5 lo vea hacia atrás. Se presenta en la figura 6.8 los resultados, donde se ve que el cortocircuito no entra en su zona hacia adelante, sino que efectivamente está en la zona hacia atrás.

El comportamiento de las protecciones MA5-CR5 es análogo para el caso de un cortocircuito al 95 % de PA5-CR5, donde correctamente se detecta la falta hacia atrás en el extremo CR5, pero MA5 ve en zona 1 el defecto, lo cual nuevamente implicaría una actuación incorrecta de las protecciones.

### Cortocircuitos en MA5-MB5

Se presenta también a modo ilustrativo el caso de un cortocircuito al 20 % de la línea MA5-MB5.

En 6.9 se observa la impedancia vista por MA5, donde el defecto es visto hacia atrás, como es esperado. Ahora, en la figura 6.10 se observa la impedancia vista por el extremo en CR5, donde nuevamente se tiene que la misma entra en zona 1, lo cual no es deseable.

## 6.1. Cortocircuitos fase tierra

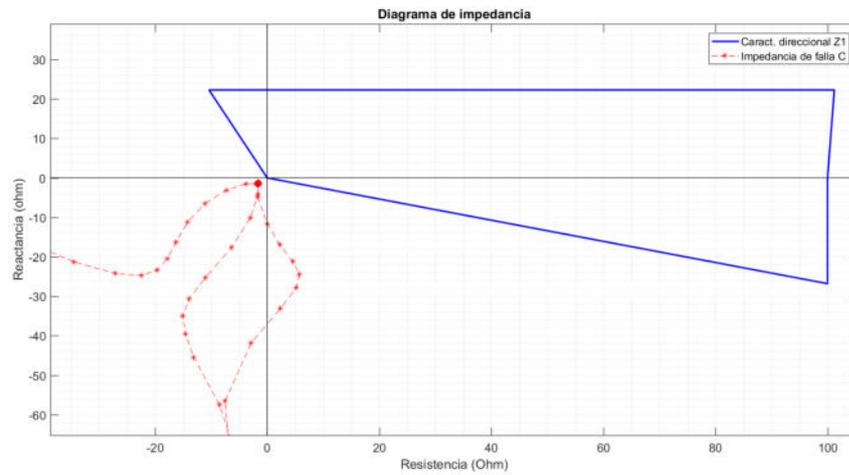


Figura 6.8: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.92

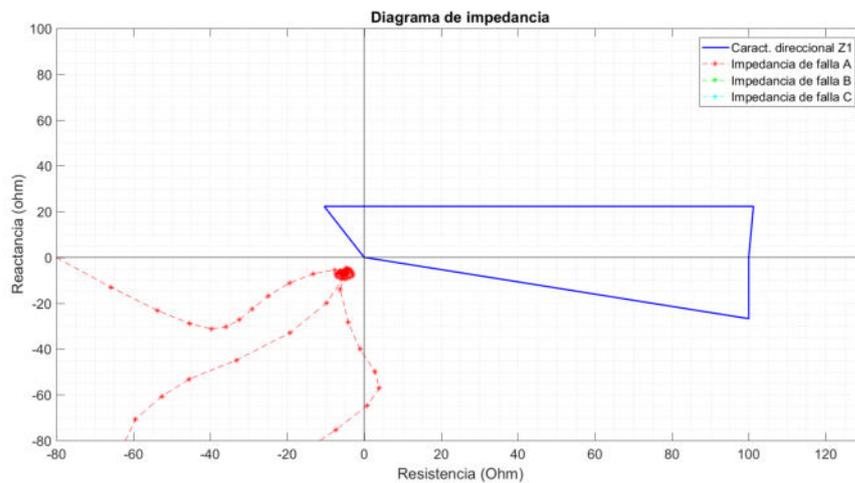


Figura 6.9: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.181

Este análisis es similar evaluando para faltas en PA5-CR5 y MI5-MA5. **Este comportamiento de la impedancia para faltas lejanas es general y se observa en todos los casos para los relés nuevos.**

## Capítulo 6. Resultados

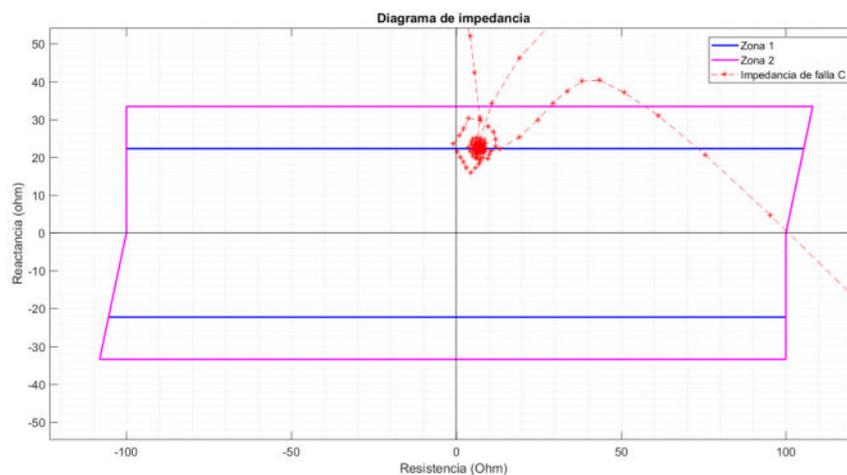


Figura 6.10: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.182

### 6.2. Cortocircuitos bifásicos

En esta sección se presentan los resultados de los cortocircuitos bifásicos realizados en la línea MA5-CR5. A diferencia de las faltas fase tierra, estas no se simulan con recierre dado que el mismo no es implementado por UTE para estos casos.

No se exponen aquí todas las verificaciones realizadas para este tipo de cortocircuito, sino que se eligen algunas representativas, y el resto puede verse en el anexo correspondiente.

#### 6.2.1. Cortocircuito al 10 %

Primeramente, se presentan algunas formas de tensiones y corriente en las figuras 6.11 y 6.12. En la primera, se observan las corrientes a considerar. Se ve al comienzo del gráfico las corrientes en régimen, y luego, cuando se produce el cortocircuito aumentan considerablemente. La corriente  $I_a - I_b$  resulta superior, lo cual es esperable dado que son las fases entre las que se produce la falta.

Luego, con las tensiones, se observa también su comportamiento en régimen hasta el momento del cortocircuito, momento en el cual las tres tensiones compuestas bajan, pero la A-B baja considerablemente más que las otras.

Con estas formas de onda se calcula la impedancia siguiendo la ecuación 5.14, la cual se compara con las diferentes características según corresponda.

En la gráfica 6.13 se observa el diagrama de impedancia correspondiente a las protecciones de MA5-CR5. Como se ve, la impedancia de falta ingresa en la zona 1 de la característica, como es esperado, y en el primer cuadrante, por lo que no queda duda que el relé actuará de forma instantánea ante esta falta.

## 6.2. Cortocircuitos bifásicos

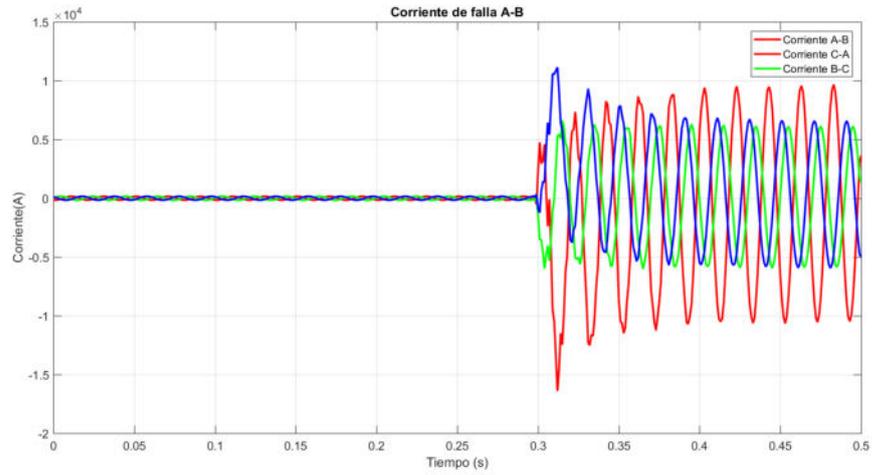


Figura 6.11: Corrientes f-f medidas en MA5 con CC al 10 % de MA5-CR5

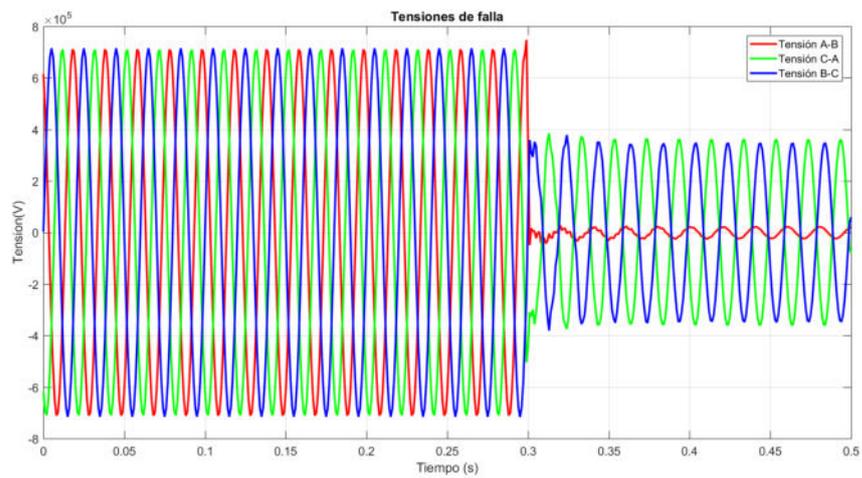


Figura 6.12: Tensiones f-f medidas en MA5 con CC al 10 % de MA5-CR5

Luego, en la figura 6.14 se tiene el diagrama resultante para las protecciones del otro extremo, como se observa, la impedancia en este caso es bastante mayor, y queda en la zona 2. Esto es lo esperado dado que el relé en el extremo CR5 ve un defecto al 90 % de la línea, y la zona está ajustada a un 80 %.

## Capítulo 6. Resultados

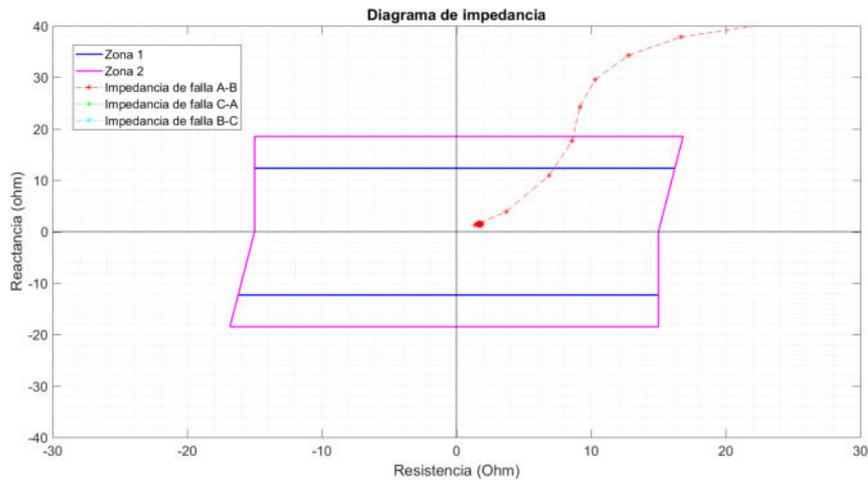


Figura 6.13: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 10 % de la línea - Ref.127

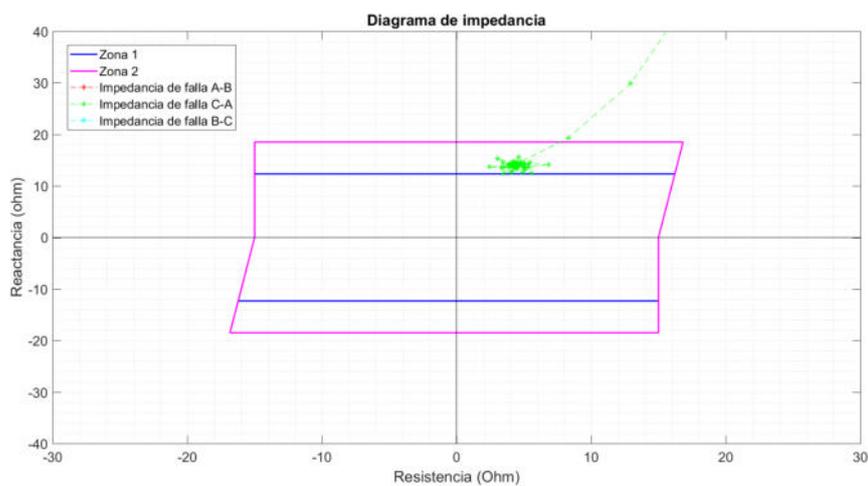


Figura 6.14: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FF al 90 % de la línea - Ref.132

### 6.2.2. Cortocircuito al 70 %

Analizando el caso de este mismo cortocircuito bifásico, pero al 70% de la línea, se estudia el relé en el extremo MA5, cuyos resultados se presentan en la gráfica 6.15. En esta se ve que la impedancia está al borde la zona 1, lo cual es coherente con el punto donde se realiza el cortocircuito.

## 6.2. Cortocircuitos bifásicos

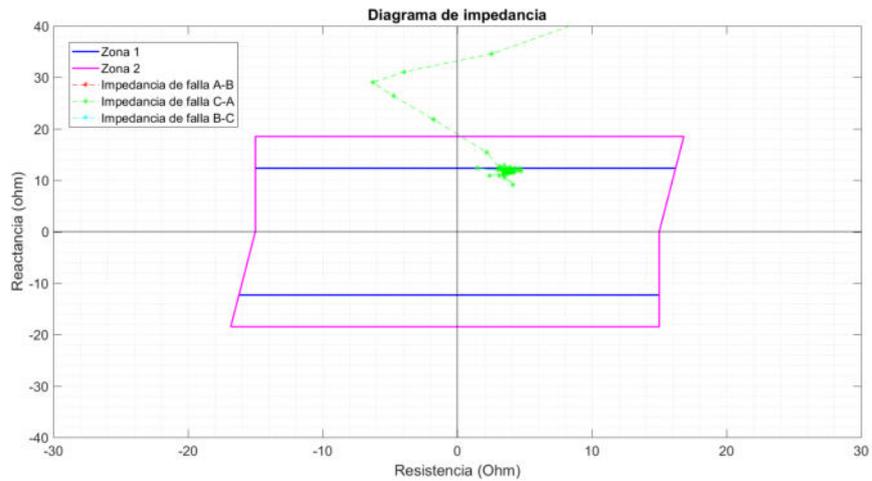


Figura 6.15: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 70 % de la línea - Ref.133

### 6.2.3. Cortocircito al 95 %

Finalmente, analizando el caso del cortocircito al 95 % de la línea, se tiene el caso presentado en la figura 6.16. En este caso, se tiene que la impedancia de falta está claramente también hacia adelante, pero en zona 2, con lo cual por sí solo el relé actuará a los 300 ms y dado la cercanía del punto al final de la línea, es deseable que así sea.

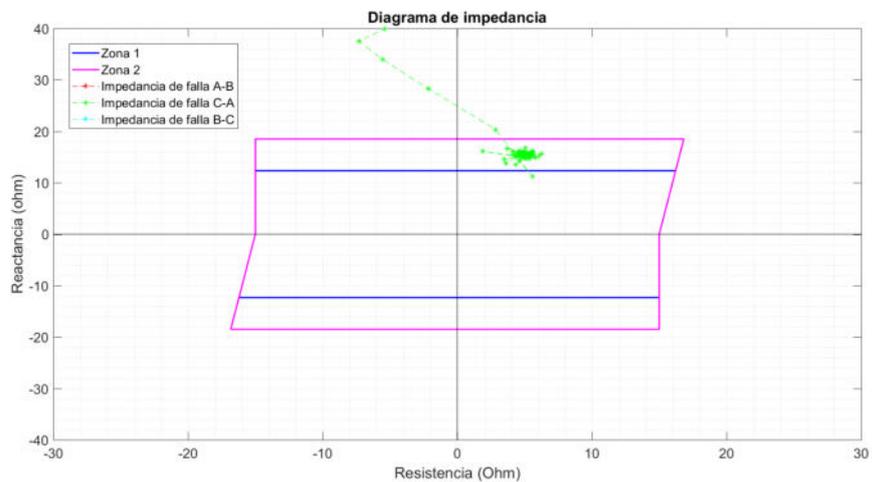


Figura 6.16: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 95 % de la línea - Ref.134

### 6.2.4. Cortocircuitos en líneas adyacentes

Para terminar de analizar los ajustes de esta línea, es necesario también complementar el estudio considerando el comportamiento del relé para faltas fuera de la línea. Para esto, se presentan a continuación algunos de los casos de estudio que fueron simulados.

#### Cortocircuito en PT5-CR5

Como parte de las verificaciones se presenta el caso de un cortocircuito al 95 % de la línea PT5-CR5, que es adyacente a la línea bajo estudio.

Para una correcta coordinación, las protecciones en MA5-CR5 no deben ver la falta en zona 1, ya que no deben actuar de forma instantánea y por su parte, las protecciones en CR5-MA5 deben ver el defecto hacia atrás.

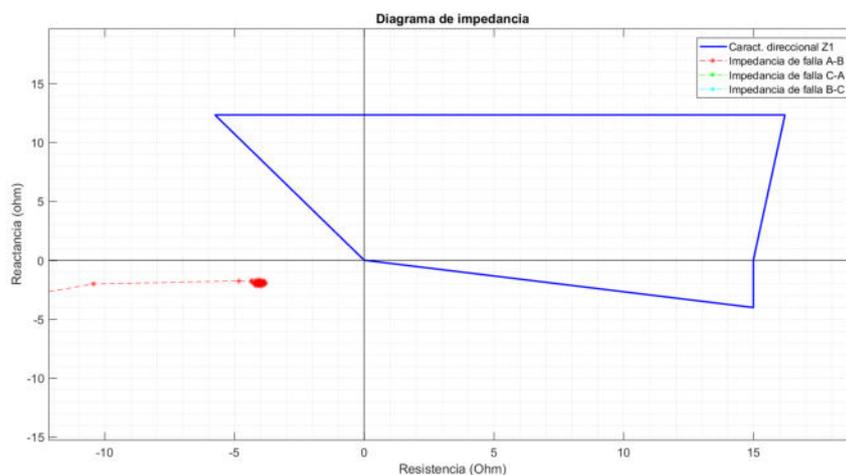


Figura 6.17: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.102

Se puede ver en las gráficas 6.17 y 6.18 que ambas condiciones se satisfacen. En la primera se presenta la impedancia vista por CR5, donde la misma no queda comprendida dentro de la característica direccional hacia adelante. Luego, en la segunda, se tiene el caso de MA5, donde efectivamente la impedancia queda en la zona 2, sin entrar en la zona 1.

## 6.2. Cortocircuitos bifásicos

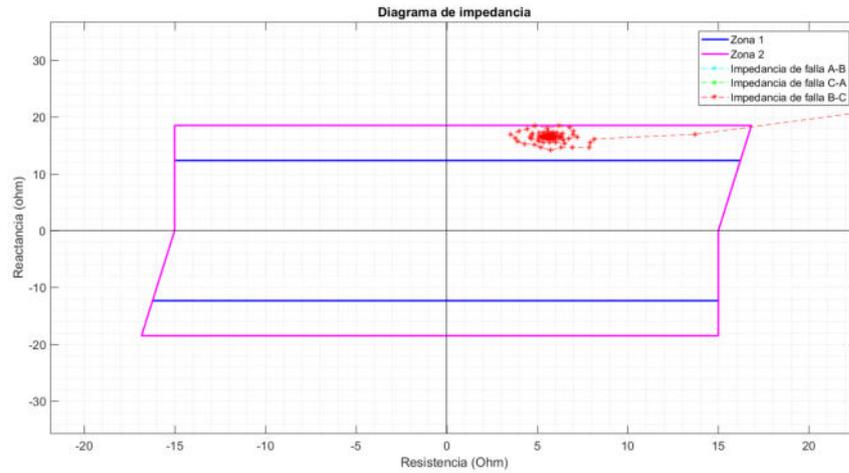


Figura 6.18: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.103

### Cortocircuito en MA5-MI5

Similar al caso anterior es el de la línea MA5-MI5, donde en este caso se realiza un cortocircuito al 10 % y es el extremo en MA5 que debe ver el defecto hacia atrás y el de CR5 el que no debe verlo en zona 1. Los resultados se muestran en las dos figuras siguientes, siendo ambos satisfactorios.

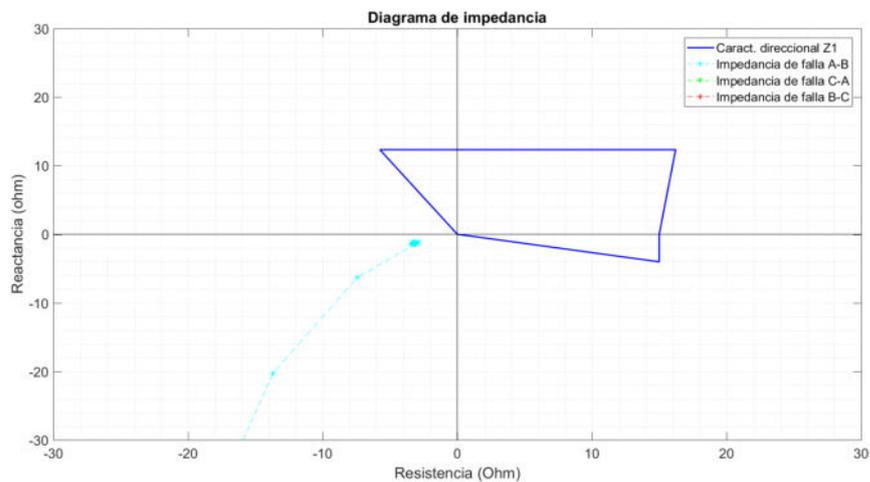


Figura 6.19: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.189

El análisis es similar evaluando la impedancia de falta para cortocircuitos en PA5-CR5 y MA5-MB5.

## Capítulo 6. Resultados

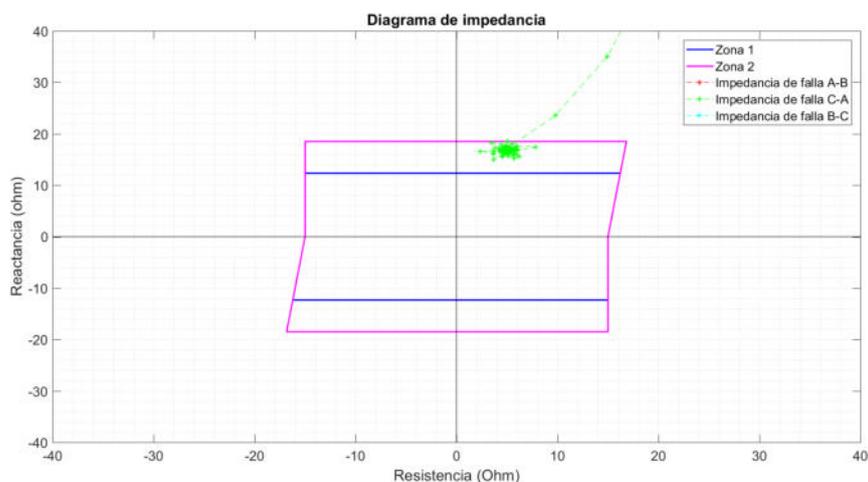


Figura 6.20: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FF al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.190

### 6.3. Cortocircuitos trifásicos

Finalmente, resta evaluar las protecciones para cortocircuitos trifásicos. Como se vio en el capítulo 4, la característica del relé para este tipo de faltas es la misma que para las bifásicas, y el comportamiento en general es el mismo, con la salvedad que en estas faltas los tres loops de impedancia (A-B, C-A y B-C) aparecen involucrados.

Por este motivo, nos limitaremos a presentar las formas de onda de corriente y tensión para un caso, y solamente un par de verificaciones.

#### 6.3.1. Cortocircuitos al 10 %

Se presentan entonces en las figuras siguientes las formas de onda de corrientes y tensiones medidas desde MA5-CR5 con un cortocircuito trifásico al 10 % de la misma línea. Las formas de onda, como se ven, son similares a las presentadas en la sección anterior, salvo que ahora, claramente se observan valores de defecto en las tres fases.

### 6.3. Cortocircuitos trifásicos

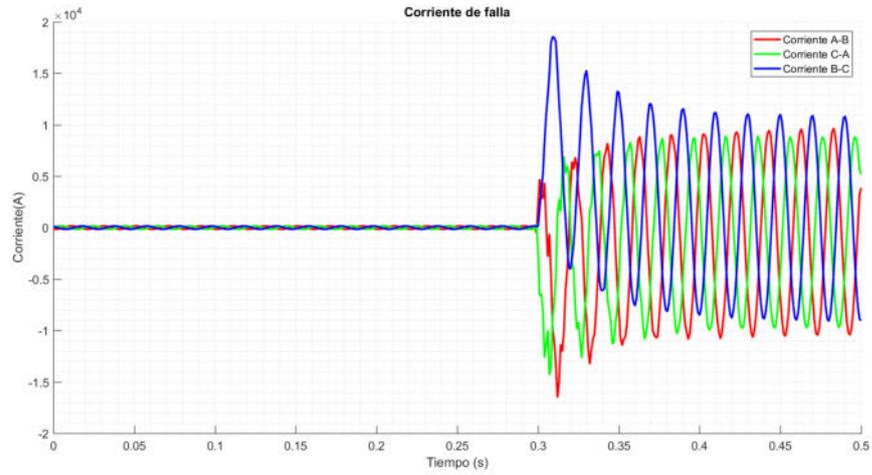


Figura 6.21: Corrientes medidas en MA5 con CC trifásico al 10 % de MA5-CR5

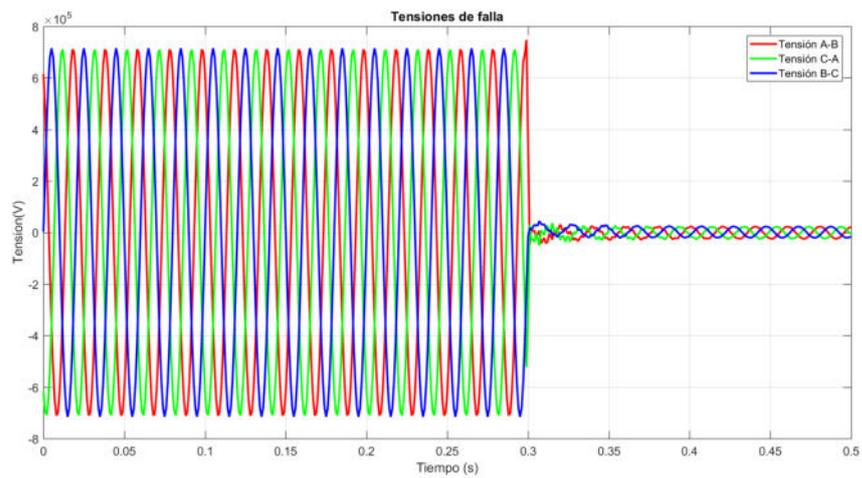


Figura 6.22: Tensiones compuestas medidas en MA5 con CC trifásico al 10 % de MA5-CR5

Con estas formas de onda se calcula la impedancia vista por las protecciones en MA5 de la línea, que se observa en la figura 6.23, donde se ve claramente que los tres bucles de impedancia entran en la zona 1, como es esperado.

## Capítulo 6. Resultados

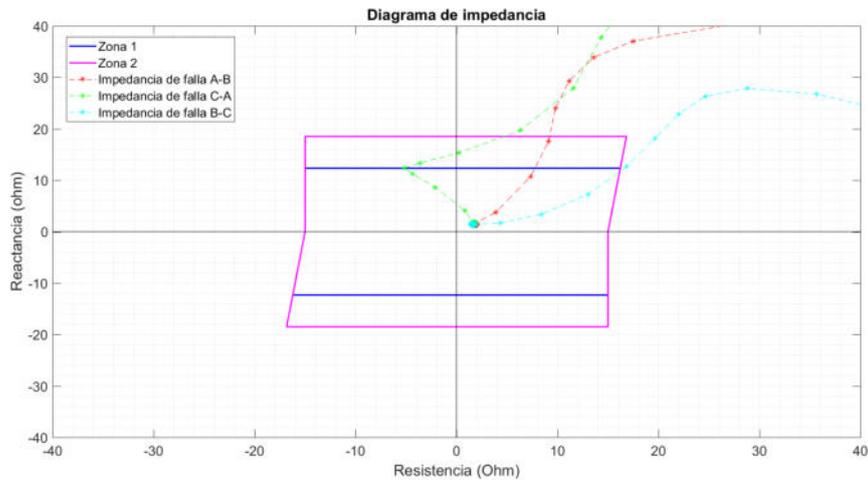


Figura 6.23: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.139

Ahora, para el mismo cortocircuito, el otro extremo de la línea lo ve al 90 %, y se presentan los resultados en la figura 6.24. s tres impedancias convergen a un punto levemente superior al límite de la zona 1, lo cual resulta coherente.

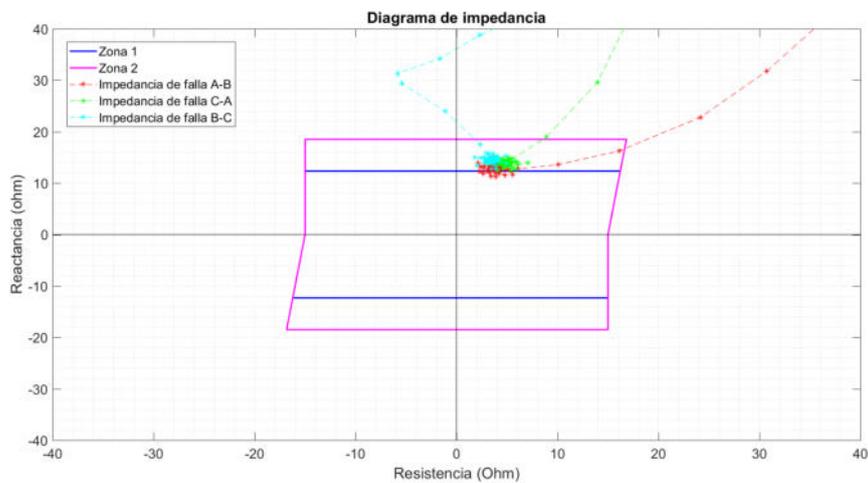


Figura 6.24: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.144

# Capítulo 7

## Análisis y conclusiones

### 7.1. Resumen

Este trabajo surge de la ampliación de la red de extra alta tensión de Uruguay que anillará la red de 500 kV, implicando la construcción de varias líneas de transmisión nuevas.

Para estas líneas es necesario proyectar un sistema de protección nuevo, y además, verificar las protecciones existentes en la nueva configuración de la red.

A continuación se realiza un breve resumen de los hitos realizados en este trabajo.

- Se estudió el nuevo relé que será instalado por UTE en las nuevas líneas de extra alta tensión.
- Se determinó qué funciones de distancia utilizar de las disponibles en el relé, y otras funciones asociadas.
- Se estudiaron las protecciones de la red de 500 kV existente, con el objetivo de conocer criterios generales de protección, y además, en varias de ellas, se realizan algunas nuevas verificaciones mediante simulaciones de condiciones de falta en el anillo futuro.
- Se propuso un conjunto de ajustes para la función distancia, y otras funciones asociadas.
- Se realizaron modificaciones necesarias al modelo de red de 500 kV entregado por UTE con el fin de simular condiciones de cortocircuito en varios puntos de la red para el análisis de los ajustes propuestos.
- Con las simulaciones de condiciones de falta determinadas y ejecutadas, se procedió al cálculo de impedancias vistas por las protecciones de interés con el fin de analizar en un diagrama de impedancia su correcta actuación.

## 7.2. Resultados

Para cerrar este trabajo resulta de interés analizar los resultados obtenidos luego de realizados los estudios y simulaciones que se han descrito hasta aquí.

En este último capítulo se presenta un análisis cuantitativo de las verificaciones realizadas y se presenta dicho análisis por tipo de falta, así como también el resumen de resultados obtenidos para cada una de las líneas objeto de este estudio.

Originalmente, se planificó realizar un total de 194 verificaciones, de las cuales fue posible realizar 185, esto debido a que no fue posible acceder a los datos de ajuste ni a los modelos de relé instalados en la Estación San Javier 500 kV, ya que esta estación no es propiedad de UTE.

Ahora bien, tenemos entonces que en el total de verificaciones realizadas se obtuvo un 92% de resultados satisfactorios. Cabe aclarar que, aquí y en lo que resta del capítulo, por resultado satisfactorio de una verificación se entiende que, de acuerdo al resultado de la simulación, la protección actúa de la forma en que se desea que lo haga.

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
185	170	15

Tabla 7.1: Verificaciones totales realizadas

### 7.2.1. Resumen por tipo de falta

Se presenta ahora un resumen del resultado de las verificaciones realizadas por tipo de falta.

- Faltas fase-tierra

Las verificaciones para defectos del tipo fase-tierra son justamente donde se agrupan la mayor cantidad de resultados no satisfactorios. Cuando se tienen defectos fase a tierra, es usual que los relés implementen una compensación por carga, dado que al estar dos de las tres fases sin cambios, se afectará también el valor de  $I_o$  y por lo tanto se tiene por el propio cálculo de la impedancia vista en la ecuación 5.15 que esta se verá afectada. La función de distancia entonces puede sobre alcanzar en el extremo exportador y sub alcanzar en el extremo importador, y esto es lo que ocurre en estos casos no satisfactorios. De todas formas, se obtuvo un 78% de verificaciones satisfactorias para este tipo de faltas.

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
63	48	15

Tabla 7.2: Verificaciones fase-tierra

## 7.2. Resultados

Para faltas bifásicas y faltas trifásicas se realizaron verificaciones análogas, y en todos los casos el comportamiento de las zonas de actuación de las protecciones ajustadas fue el esperado.

- Faltas fase-fase

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
61	61	0

Tabla 7.3: Verificaciones fase-fase

- Faltas trifásicas

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
61	61	0

Tabla 7.4: Verificaciones trifásicas

### 7.2.2. Resumen por línea

Por otra parte, resulta de interés también evaluar los resultados obtenidos de las verificaciones realizadas para cada una de las líneas bajo estudio, a continuación se presenta el resumen de los resultados discriminados por línea.

- Línea SU5-CH5

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
18	17	1

Tabla 7.5: Verificaciones SU5-CH5

## Capítulo 7. Análisis y conclusiones

- Línea CH5-ME5

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
24	23	1

Tabla 7.6: Verificaciones CH5-ME5

- Línea PA5-CR5

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
33	31	2

Tabla 7.7: Verificaciones PA5-CR5

- Línea PT5-CR5

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
30	28	2

Tabla 7.8: Verificaciones PT5-CR5

- Línea MA5-CR5

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
36	33	3

Tabla 7.9: Verificaciones MA5-CR5

- Líneas adyacentes y lejanas

Verificaciones totales	Satisfactorias	No satisfactorias
44	38	6

Tabla 7.10: Verificaciones adyacentes y lejanas

Cabe aclarar que las respuestas no satisfactorias de la función de distancia y el esquema de teleprotección propuesto corresponden a faltas fase-tierra en la línea adyacente al 5 % de la misma, muy cercano al extremo de la línea.

## 7.3. Conclusiones

En todas las líneas de EAT nuevas se tomó el mismo criterio de ajuste, siguiendo los criterios ya existentes adoptados por UTE y lineamientos generales respecto a las protecciones. Los mismos se resumen a continuación.

- Para la función de distancia:
  - Zona 1: Ajustada al 80 % de la longitud de la línea y con actuación instantánea.
  - Zona 2: Ajustada al 120 % de la longitud de la línea y con actuación temporizada 300 *ms*.
- Para actuar instantáneamente para defectos en toda la línea, se implementa un esquema de teleprotección de sobrealcance permisivo.
- Se implementa, siguiendo los criterios de UTE, recierre para defectos monofásicos, con un único intento, que de fallar, provocará la apertura tripolar definitiva. Para faltas polifásicas, la apertura será tripolar y definitiva.

Como conclusión de este trabajo, considerando los resultados expuestos en la sección anterior, los ajustes propuestos para los defectos entre fases pueden considerarse apropiados, encontrando que se cumplen todas las verificaciones relacionadas para faltas bifásicas y trifásicas.

Para defectos monofásicos a tierra, se encuentran con varios casos donde, teóricamente, ocurriría un problema de coordinación, y para defectos cerca del extremo de una línea, actuarían varias protecciones de varias líneas. Sin embargo, y como se

## Capítulo 7. Análisis y conclusiones

menciona en el documento, el relé realiza una compensación por carga que teóricamente debería solucionar (o al menos mitigar) estos problemas. Esta compensación no pudo ser simulada dado que no se tiene información de cómo la realiza el relé.

Para verificar esto, es necesario ensayar el relé, utilizando las formas de onda obtenidas de las simulaciones y relevar la operación del relé en estos casos límite. Si aun así se tiene una actuación incorrecta, será entonces necesario bajar el alcance de la zona 1 para permitir la coordinación.

Luego, para los relés existentes, se encuentra que en la mayoría de los casos su actuación sigue siendo correcta, con excepción de las protecciones en MB5-MA5, que se sugiere ensayar, y eventualmente, reajustar.

### 7.4. Trabajos futuros

- Ajustes y ensayos del relé.

Estas actividades resultan ser, naturalmente, el próximo paso a seguir para que los ajustes propuestos en este estudio finalmente puedan ser implementados en los sistemas de protección de las nuevas líneas de 500 kV. Más aún, atendiendo la necesidad que surge de los resultados no satisfactorio obtenidos para algunas de las faltas fase-tierra, como se comentó anteriormente.

La correcta operación de los ajustes propuestos no pudo ser verificada mediante las simulaciones y la correcta operación en estos casos solo podrá ser verificada mediante los ensayos correspondientes.

- Extensión de aplicaciones con el Hitachi RED670.

Este modelo de relé es el que efectivamente se utilizará para la protección de las nuevas líneas de 500 kV, por tanto, futuros trabajos podrán enfocarse en estudiar y proponer ajustes para la implementación de otras funciones de protección con las que cuenta el relé, como por ejemplo oscilación de potencia, función de protección diferencial de línea, etc.

- Revisión de ajustes en líneas existentes.

Como se comentó en las conclusiones, se tiene el caso de las protecciones de la línea MB5-MA5, cuyas verificaciones teóricas no resultan satisfactorias. Un siguiente paso sería entonces realizar un estudio más a fondo de esta línea, ensayar los relés y si es necesario, reajustar.

# Apéndice A

## Función *fasor*

### A.1. Función *fasor*

```
function y=fasor(x)

wo=2*pi*50; %frecuencia fundamental
K=20; % tamaño de ventana, se usa K=20 para que wt sea multiplo de 2pi
dt=1/1000; % frecuencia de muestreo: 1kHz
theta=wo*dt;

total=size(x);
Xc_v=zeros(size(x));
Xs_v=zeros(size(x));

for M=2:K+1
    Xc_v(M)=(x(M-1)*cos((M-1)*theta))*2/K+Xc_v(M-1);
    Xs_v(M)=(x(M-1)*sin((M-1)*theta))*2/K+Xs_v(M-1);
    X_v(M)=(1/sqrt(2))*(Xc_v(M)-j*Xs_v(M));
end

for M= K+1:total(1)
    Xc_v(M+1)=(Xc_v(M)+((x(M)-x(M-K))*cos(M*theta))*2/K);
    Xs_v(M+1)=(Xs_v(M)+((x(M)-x(M-K))*sin(M*theta))*2/K);
    X_v(M+1)=(1/sqrt(2))*(Xc_v(M)-j*Xs_v(M));
end;
y=X_v;
```

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Apéndice B

## Totalidad de resultados

En este anexo se presentarán la totalidad de los resultados, siguiendo el orden de las tablas presentadas en el capítulo 5.

Cada sección corresponde con una tabla, en el mismo orden que se presentan en el capítulo mencionado. En las tablas, se observa un número de referencia para cada verificación, este se añade en la leyenda de las figuras para su fácil identificación.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.1. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-CH5

#### B.1.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

##### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 10 % de la línea SU5-CH5.

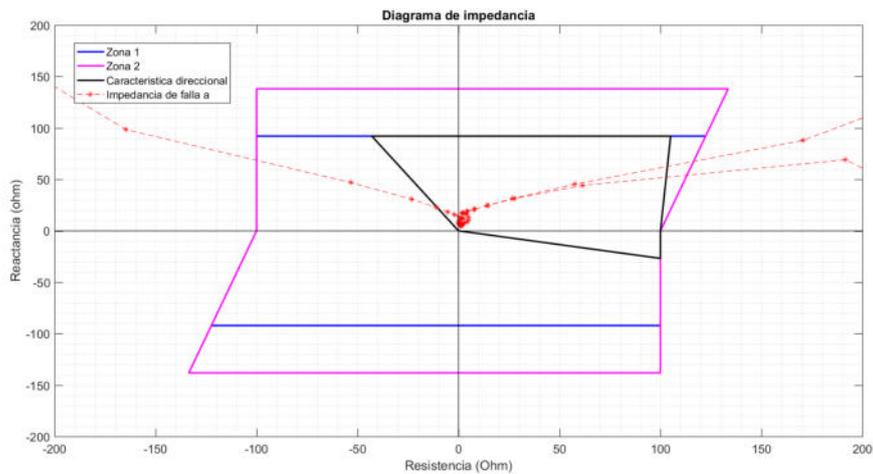


Figura B.1: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 10% de la línea - Ref.1

Las dos imágenes en esta sección refieren a las protecciones de la propia línea donde se hace el cortocircuito. La primera es la impedancia vista por el extremo más cercano, donde se observa que ve el defecto en zona 1 como es esperado. La segunda es el extremo lejano, donde idealmente la impedancia debería ser vista en zona 2.

## B.1. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-CH5

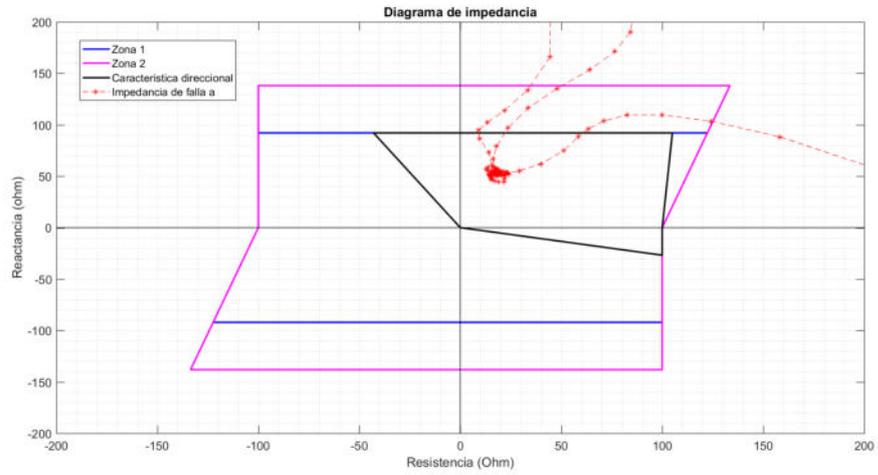


Figura B.2: Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.4

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 70 % de la línea SU5-CH5.

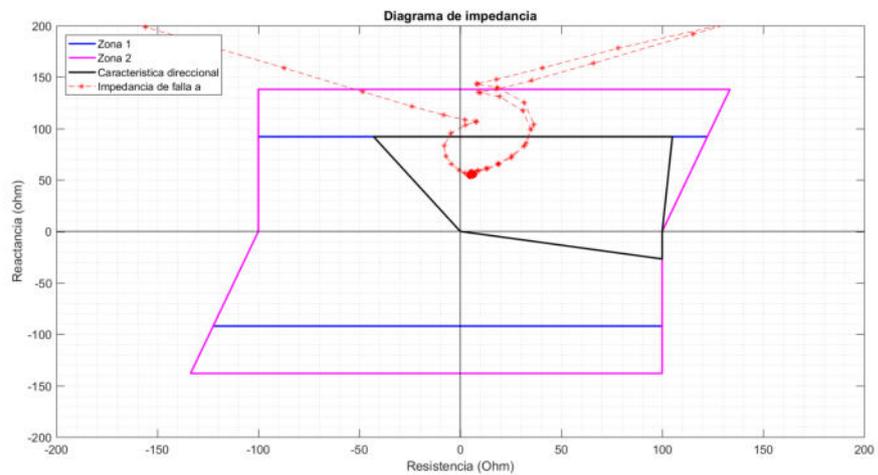


Figura B.3: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.5

## Apéndice B. Totalidad de resultados

Se observa que SU5-CH5 ve el cortocircuito en zona 1, si bien con impedancia menor a la esperada. Esto es una situación análoga a la descrita en los cortocircuitos fase tierra en el documento principal, donde la impedancia disminuye sustancialmente respecto a la esperada, si bien el relé realiza una compensación que no es explicada.

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 95 % de la línea SU5-CH5.

La primera figura representa el diagrama de impedancia de las protecciones propias de la línea, con un cortocircuito al 95 % de la longitud total. Este debería verse claramente en zona 2, pero no es así, como en los otros casos se ve una reducción significativa en el valor esperado de la impedancia.

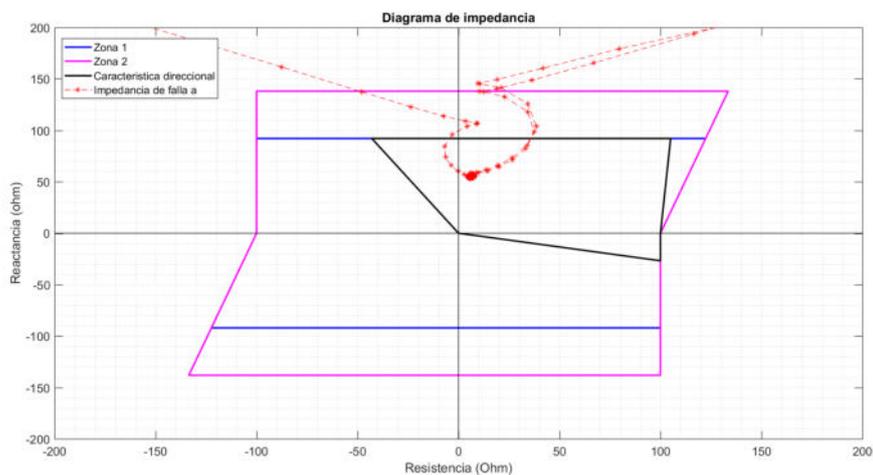


Figura B.4: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.6

Las siguientes figura son comprobaciones en la línea adyacente ME5-CH5. La primera (B.5) es el diagrama visto por CH5-ME5, que debe ver el defecto hacia atrás y efectivamente lo hace. Por otro lado, en B.6 se tiene la impedancia vista por ME5-CH5, que debería ver el defecto en zona 2 y no lo hace. Nuevamente, se observó una reducción en el valor de la impedancia.

## B.1. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-CH5

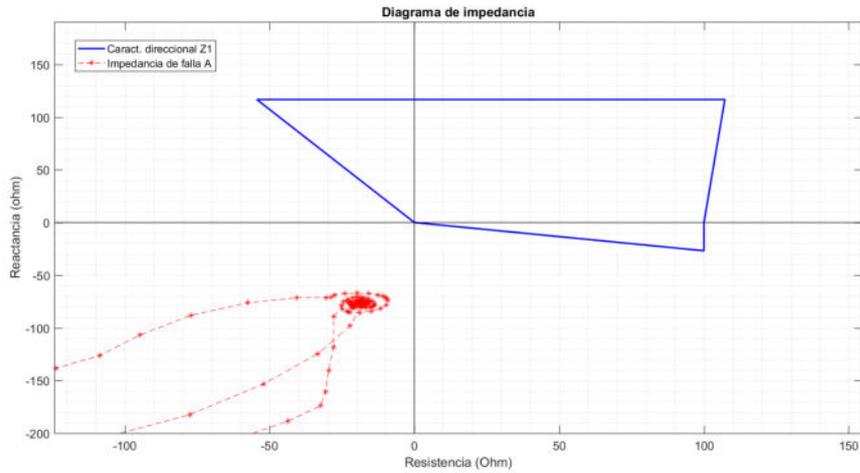


Figura B.5: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.7

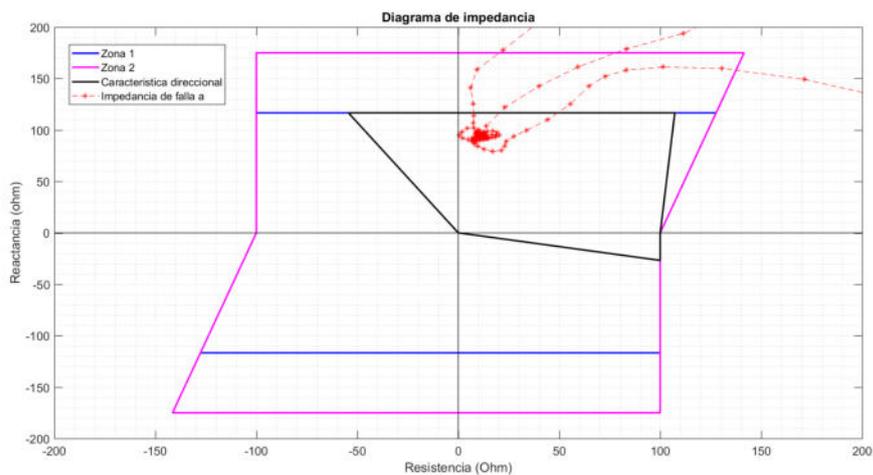


Figura B.6: Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FT al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.8

### B.1.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico a tierra al 10 % de la línea SU5-CH5. Las verificaciones tiene la misma lógica que en la sección anterior, modificándose el cortocircuito y la característica del relé en consecuencia.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

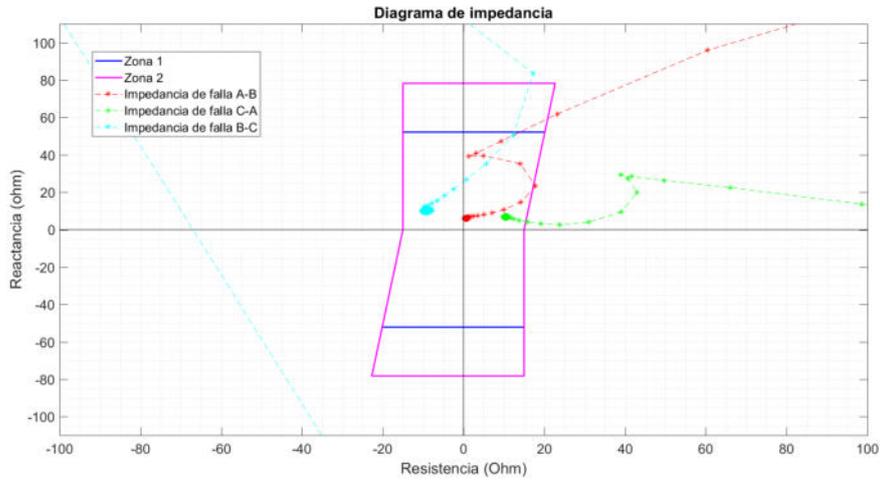


Figura B.7: Diagrama de impedancia visto por SU5-CH5 para un CC FFT al 10% de la línea - Ref.9

En este caso, y contrario a lo observado para los cortocircuitos fase tierra, el comportamiento sí es el esperado: Para un CC al 10% el relé más cerca lo ve en zona 1, y el otro, que ve el CC al 90% de la línea, lo ve en zona 2.

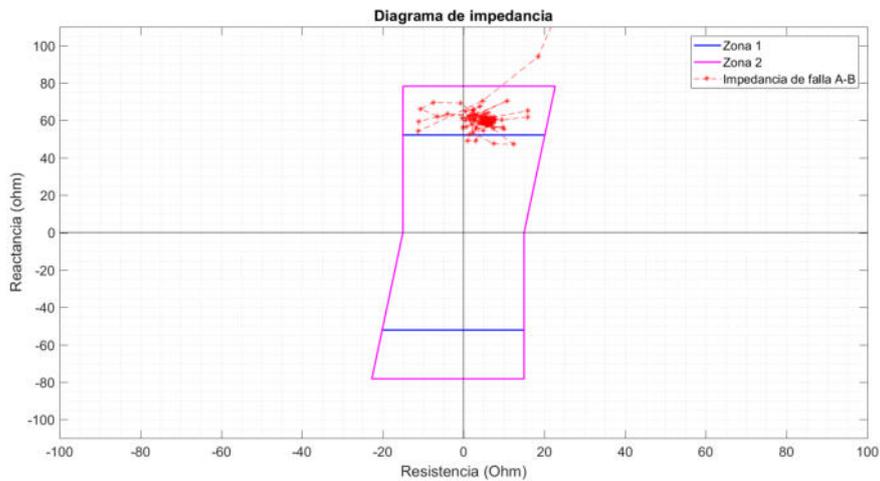


Figura B.8: Diagrama de impedancia visto por CH5-SU5 para un CC FFT al 90% de la línea - Ref.12

## B.1. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-CH5

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 70 % de la línea SU5-CH5.

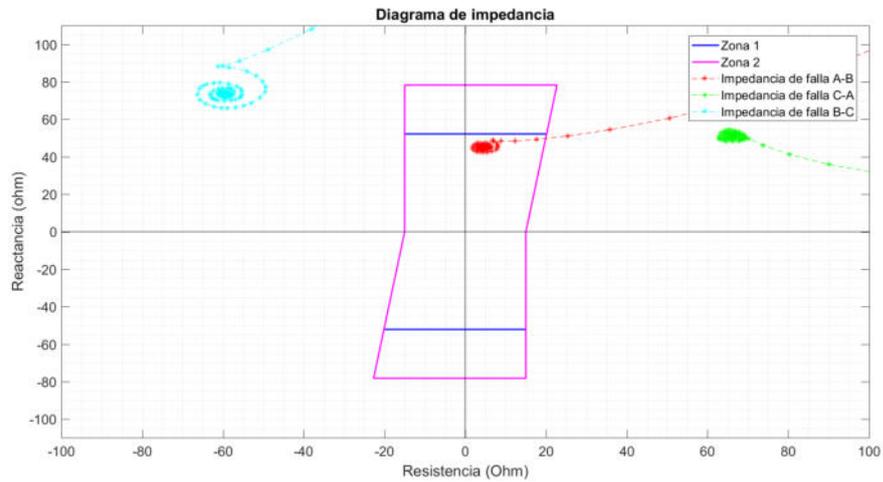


Figura B.9: Diagrama de impedancia visto por SU5-CH5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.13.

En este caso se observa el diagrama de impedancia visto por SU5-CH5 para un cortocircuito al 70 % de la línea, y el comportamiento es el esperado, con la impedancia de las fases en falta ingresando en zona 1, si bien cerca del límite de la misma.

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 95 % de la línea SU5-CH5.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

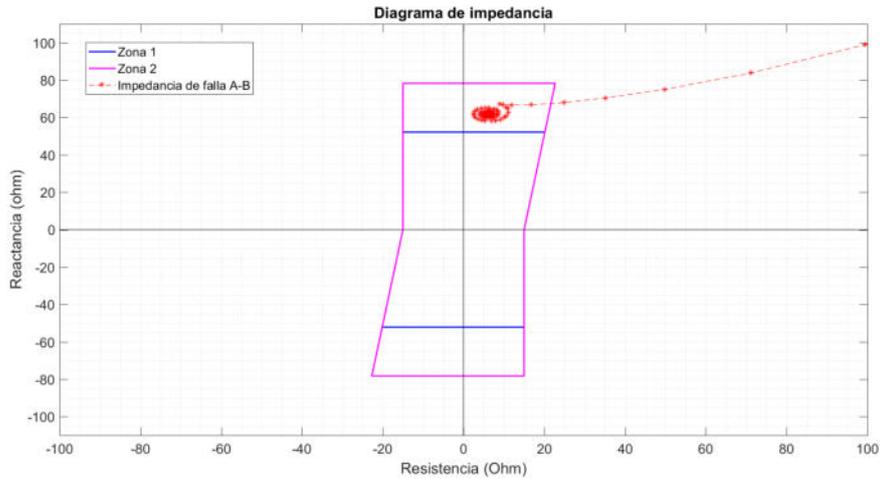


Figura B.10: Diagrama de impedancia visto por SU5-CH5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.14

En la primera figura B.10 se observa el diagrama de impedancia visto por SU5-CH5 para un cortocircuito al 95 % de la misma línea. Se observa que la impedancia de falta está claramente en zona 2, como es esperado para un cortocircuito tan cerca del extremo remoto.

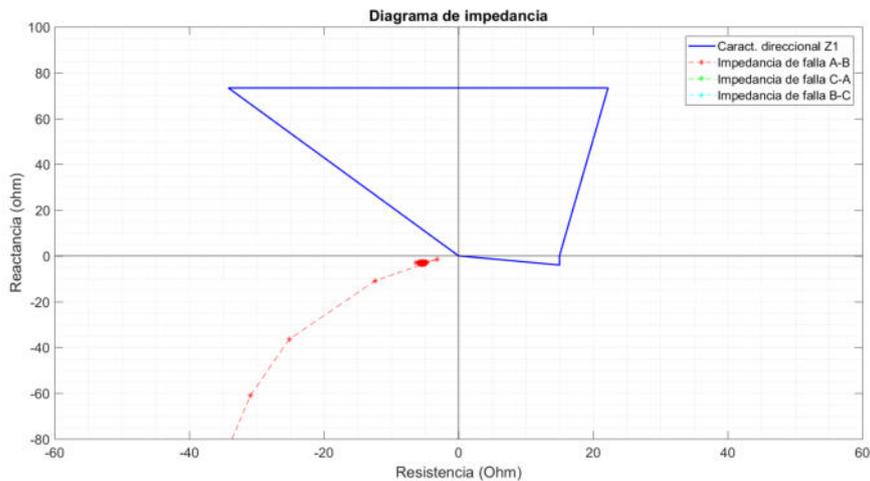


Figura B.11: Diagrama de impedancia visto por CH5-ME5 para un CC FFT al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.15

## B.1. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-CH5

Luego, en las figuras B.11 y B.12 se observa los diagramas vistos por las protecciones en ambos extremo de ME5-CH5, donde el extremo en CH5 debe ver el defecto hacia atrás, y el extremo en ME5 no debe ver la falta en zona 1. Se cumplen ambos requisitos.

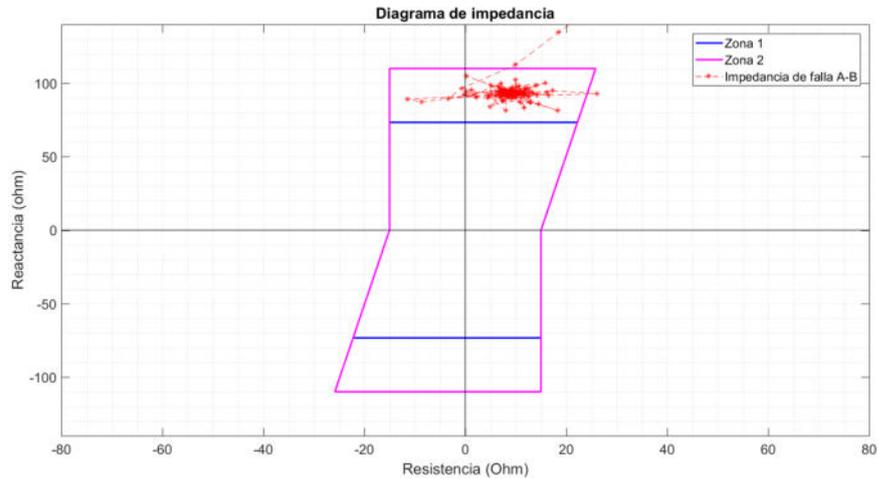


Figura B.12: Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFT al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.16

### B.1.3. Cortocircuitos trifásicos

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 10 % de la línea SU5-CH5. Para los cortocircuitos trifásicos, el razonamiento y conclusiones son análogas a la sección anterior, por lo que no se hará mayor comentario.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

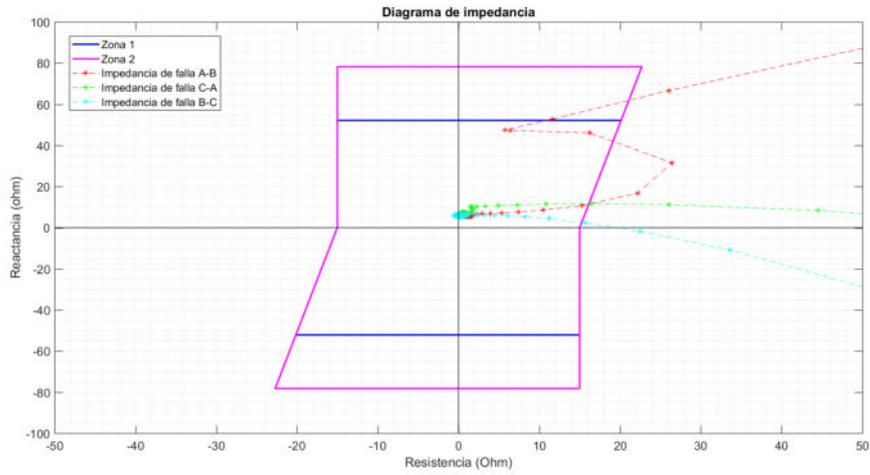


Figura B.13: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.17

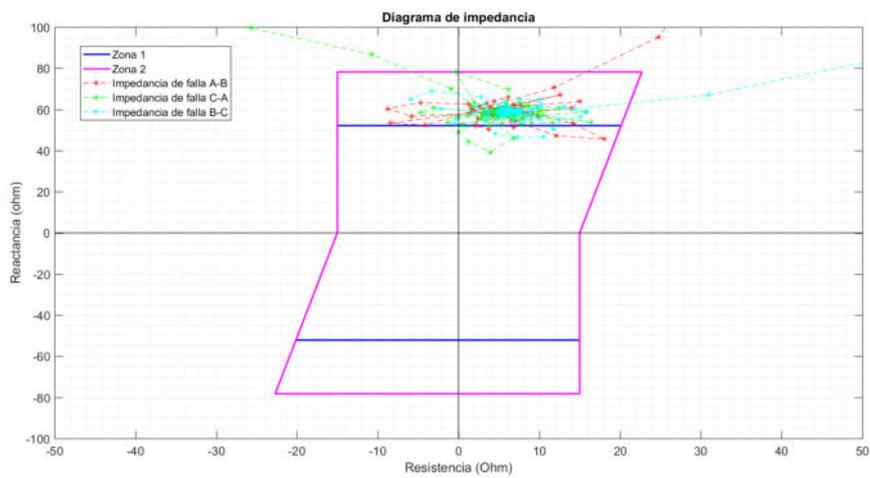


Figura B.14: Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.20

## B.1. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-CH5

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 70 % de la línea SU5-CH5.

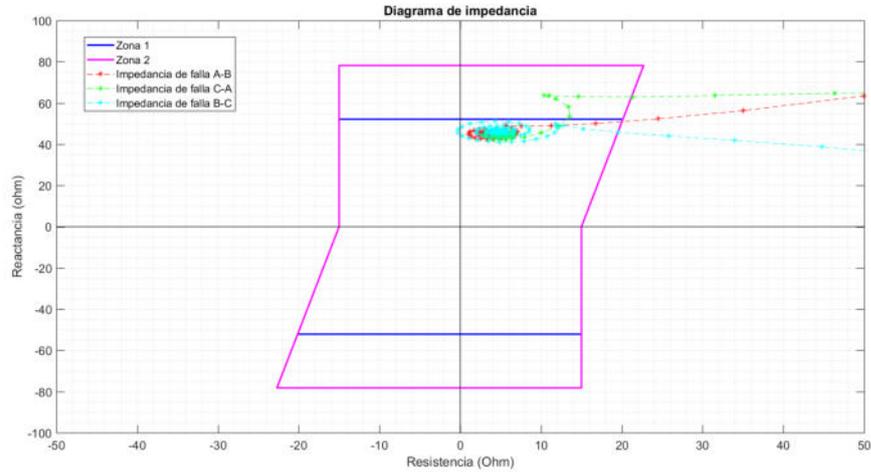


Figura B.15: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.21.

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 95 % de la línea SU5-CH5.

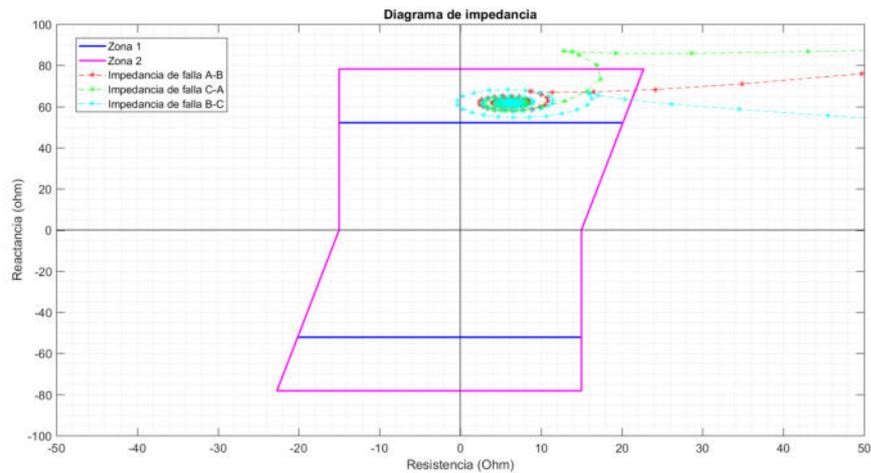


Figura B.16: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.22

## Apéndice B. Totalidad de resultados

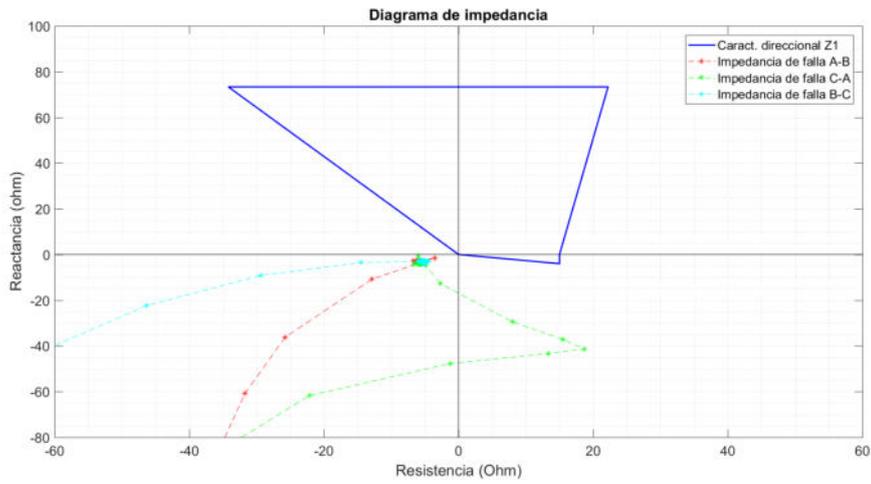


Figura B.17: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.23

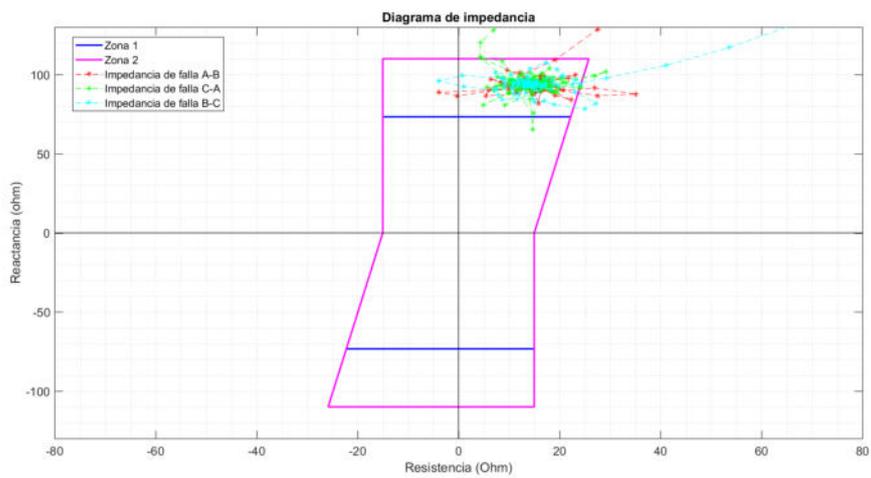


Figura B.18: Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFF al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.24

## B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

### B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

#### B.2.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

##### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 10 % de la línea CH5-ME5.

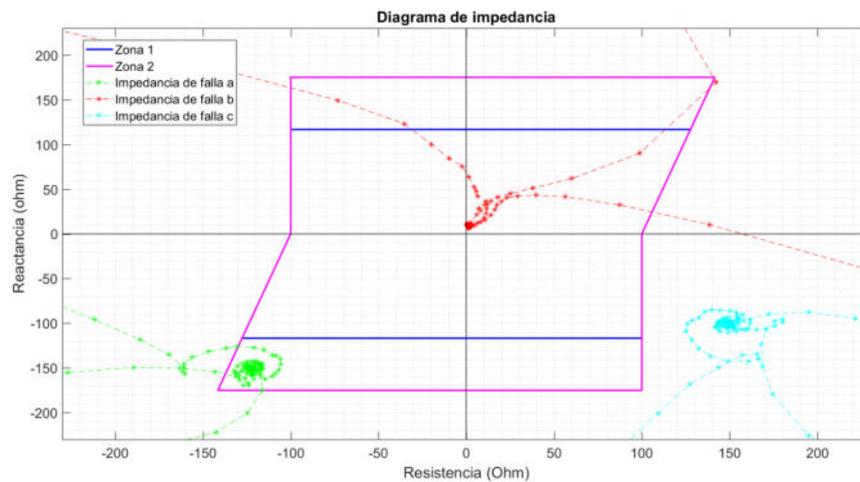


Figura B.19: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.25.

Las figuras B.19 y B.22 en esta sección refieren a las protecciones de la propia línea donde se hace el cortocircuito. La primera es la impedancia vista por el extremo más cercano, donde se observa que ve el defecto en zona 1 como es esperado. La segunda es el extremo lejano, donde idealmente la impedancia debería ser vista en zona 2.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

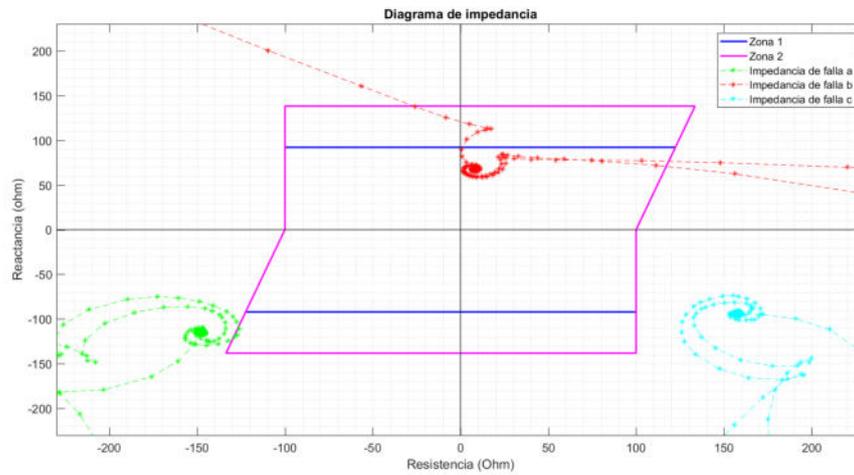


Figura B.20: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 10% de la línea CH5-ME5 - Ref.26

Luego, las figuras B.20 y B.21 son las impedancias vistas por las protecciones de SU5-CH5, la primera en el extremo de SU5, donde la verificación es no ver la falta en zona 1 y la segunda en CH5, donde la falta debe ser vista hacia atrás. La condición en SU5 no se cumple, teniendo es mismo caso de impedancia de menor valor al esperado de los cortocircuitos fase tierra de la sección anterior.

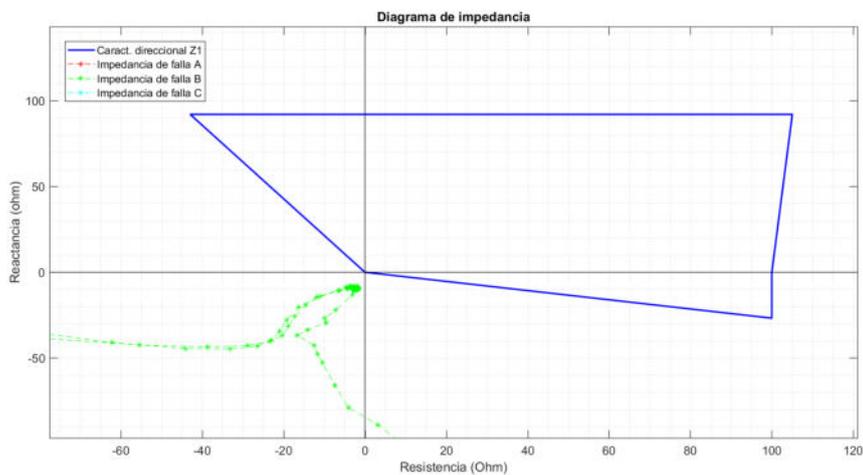


Figura B.21: Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FT al 10% de la línea CH5-ME5 - Ref.27

## B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

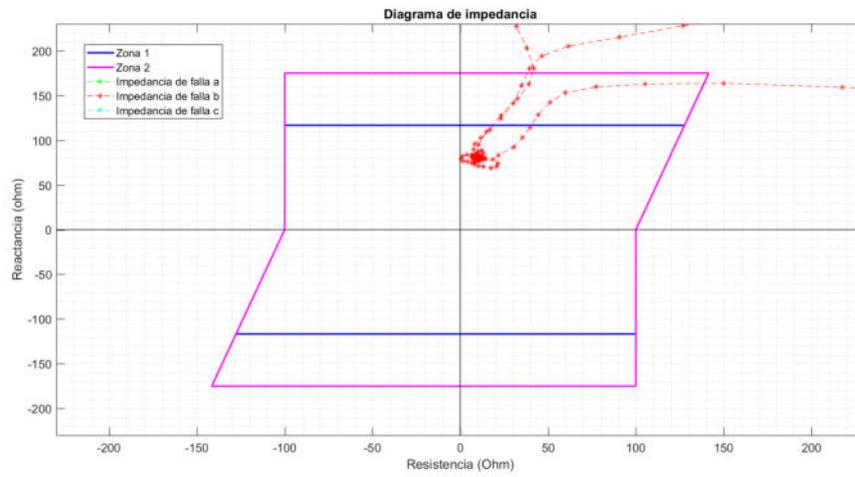


Figura B.22: Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FT al 10% de la línea - Ref.28.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 70 % de la línea CH5-ME5.

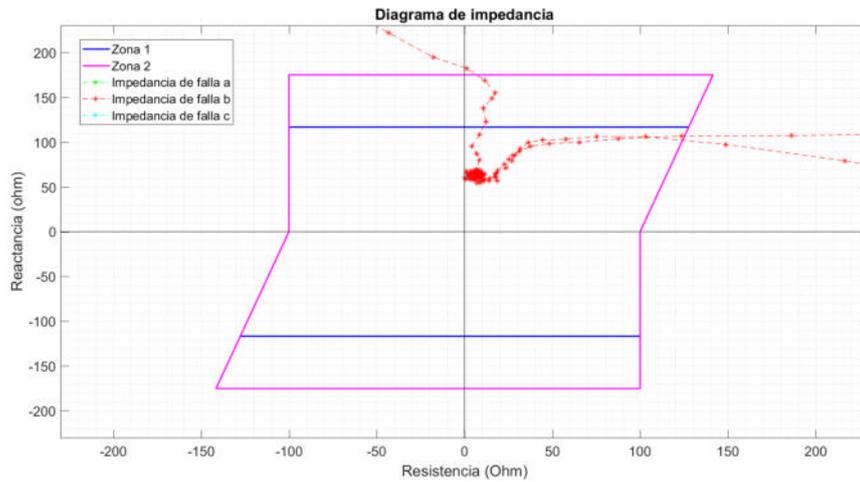


Figura B.23: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.29

Se observa que CH5-ME5 ve el cortocircuito en zona 1, si bien con impedancia menor a la esperada, igual que ocurre en el caso de SU5-CH5.

## B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 95 % de la línea CH5-ME5.

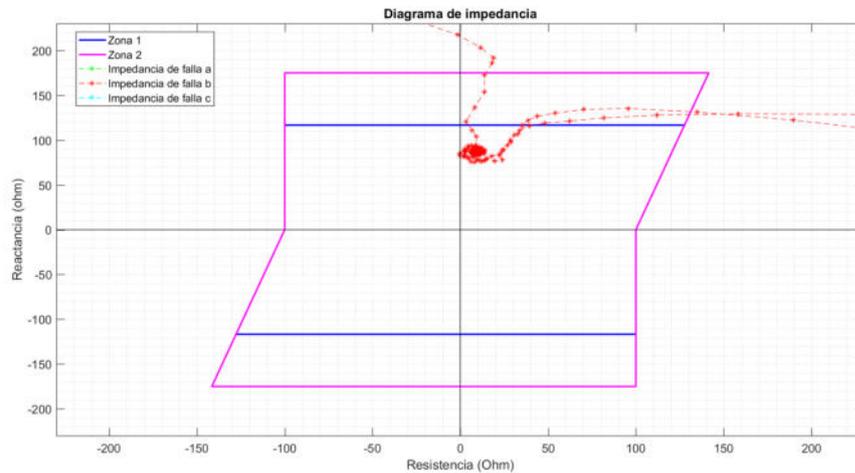


Figura B.24: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.30

La primera figura representa el diagrama de impedancia de las protecciones propias de la línea, con un cortocircuito al 95 % de la longitud total. Este debería verse claramente en zona 2, pero no es así, como en los otros casos se ve una reducción significativa en el valor esperado de la impedancia.

Las siguientes figura son comprobaciones en la línea adyacente ME5-SC5. La primera (B.25) es el diagrama visto por ME5-SC5, que debe ver el defecto hacia atrás y efectivamente lo hace. Por otro lado, en B.26 se tiene la impedancia vista por SC5-ME5, que no debe ver el defecto en zona 1. Ambas verificaciones son correctas.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

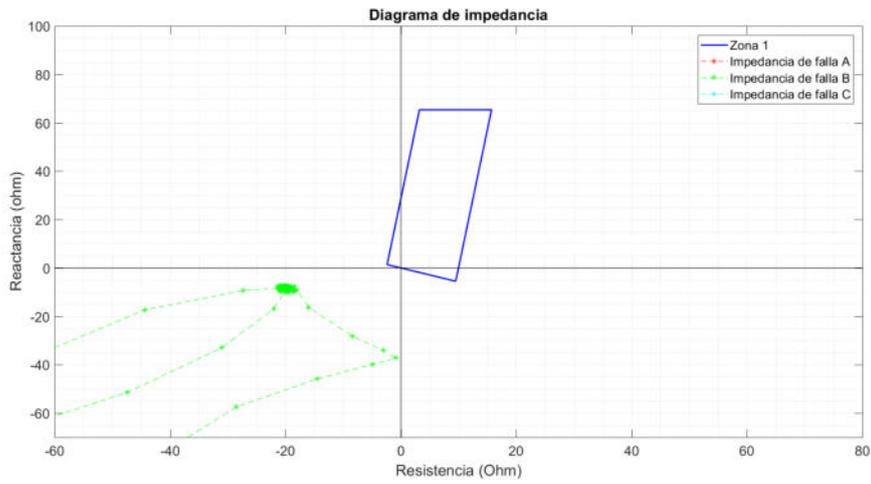


Figura B.25: Diagrama de impedancia vista por ME5-SC5 para un CC FT al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.31

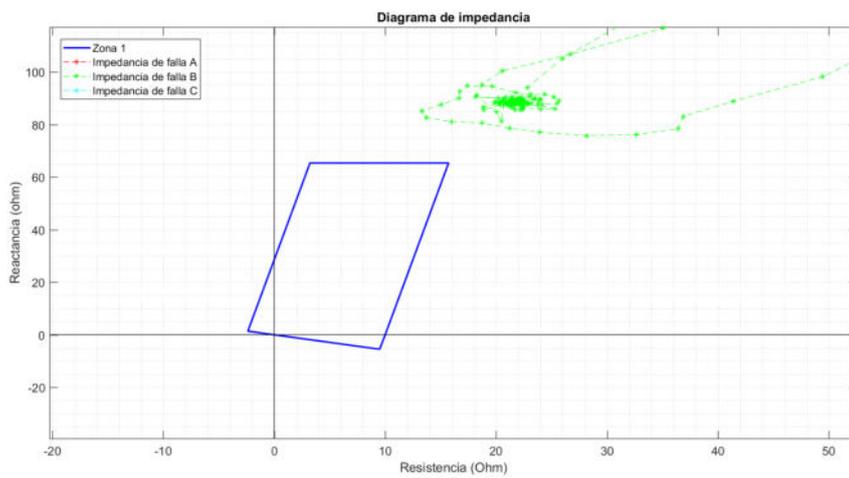


Figura B.26: Diagrama de impedancia vista por SC5-ME5 para un CC FT al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.32

## B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

### B.2.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 10 % de la línea CH5-ME5. Las verificaciones tienen la misma lógica que en la sección anterior, modificándose el cortocircuito y la característica del relé.

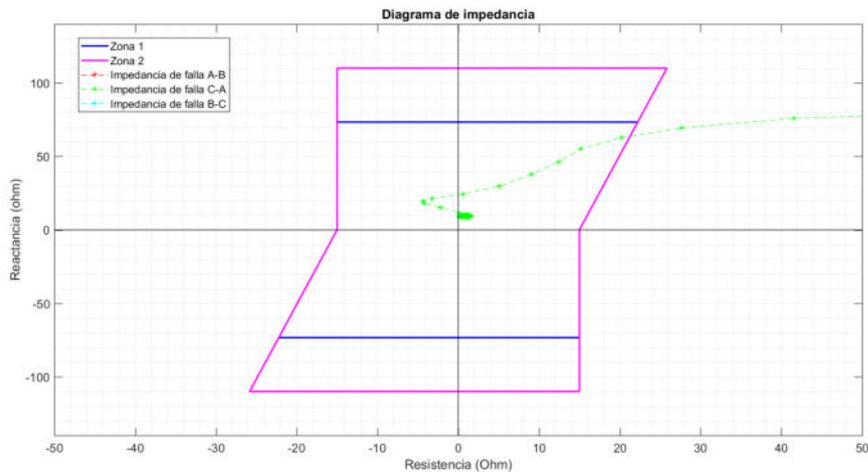


Figura B.27: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.33.

Tal como sucede en las verificaciones en SU5-CH5, en los cortocircuitos polifásicos no se observan los problemas que en los fase tierra y el comportamiento es el esperado: Para un CC al 10 % el relé más cerca lo ve en zona 1, y el otro, que ve el CC al 90 % de la línea, lo ve en zona 2 (B.27 y B.30 respectivamente).

## Apéndice B. Totalidad de resultados

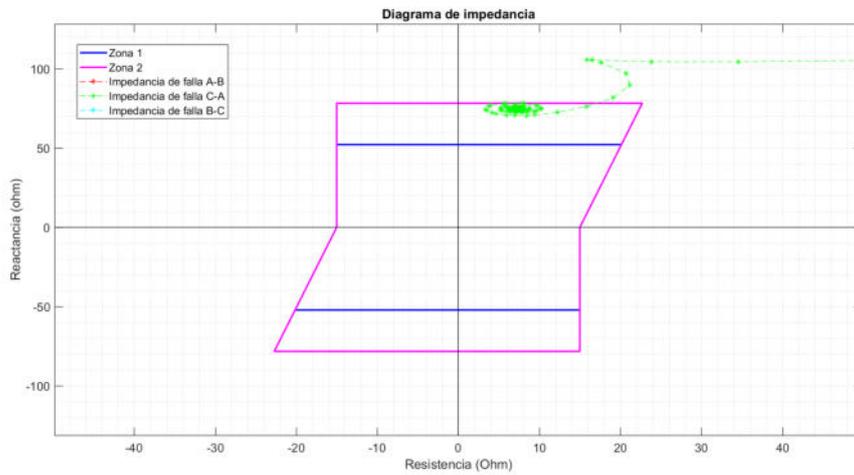


Figura B.28: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFT al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.34

Luego, en las figuras B.28 y B.29 se observa las impedancias vistas por SU5-CH5 y CH5-ME5 respectivamente. En la primera se observa la falta hacia atrás y en la segunda la falta queda en zona 2, como es esperado en ambos casos.

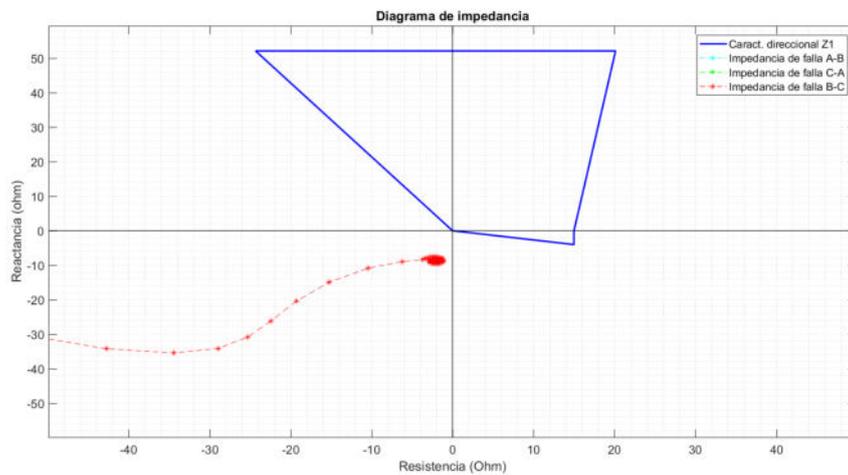


Figura B.29: Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFT al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.35

## B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

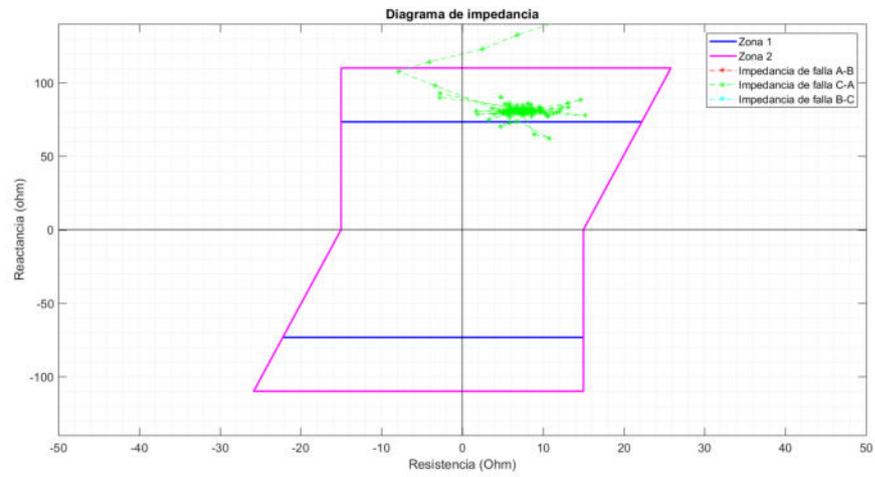


Figura B.30: Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFT al 90 % de la línea - Ref.36.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 70 % de la línea CH5-ME5.

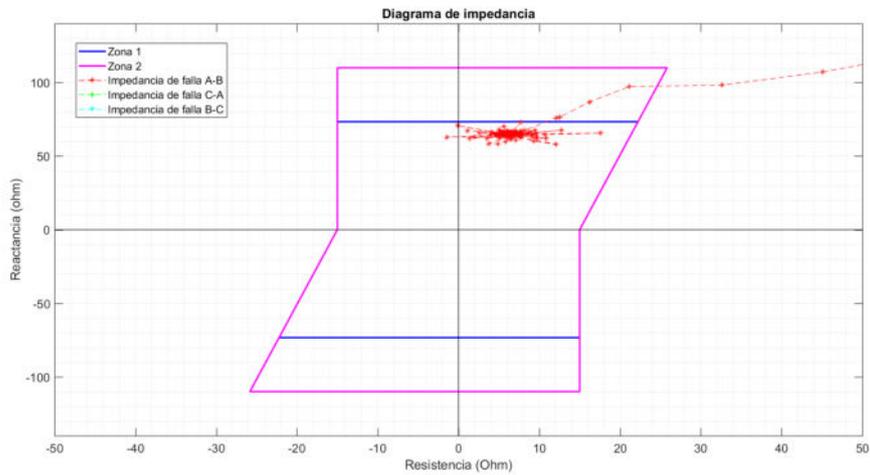


Figura B.31: Diagrama de impedancia visto por CH5-ME5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.37

En este caso se observa el diagrama de impedancia visto por CH5-ME5 para un cortocircuito al 70 % de la línea, y el comportamiento es el esperado, con la impedancia de las fases en falta ingresando en zona 1, cerca del límite de la misma.

## B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 95 % de la línea CH5-ME5.

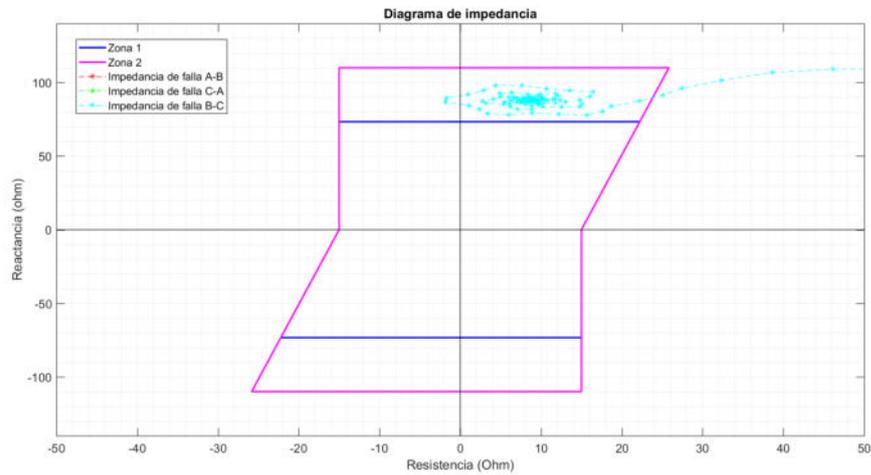


Figura B.32: Diagrama de impedancia visto por CH5-ME5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.38

En la primera figura B.32 se observa el diagrama de impedancia visto por CH5-ME5 para un cortocircuito al 95 % de la misma línea. Se observa que la impedancia de falta está claramente en zona 2, como es esperado para un cortocircuito tan cerca del extremo remoto.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

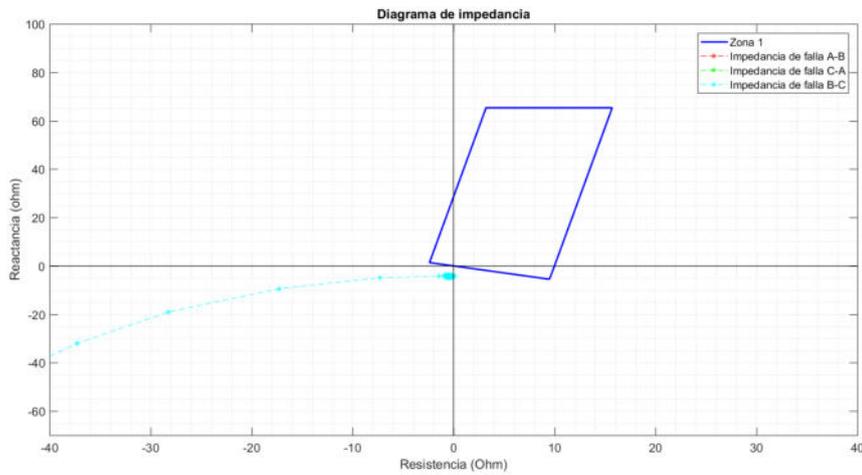


Figura B.33: Diagrama de impedancia vista por ME5-SC5 para un CC FFT al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.39

Luego, en las figuras B.33 y B.34 se tiene los diagramas de impedancia vista por las protecciones de ME5-SC5 en el primero, y SC5-ME5 en el segundo. En ambos casos las verificaciones son satisfactorias, ME5 lo ve hacia atrás, y SC5 no lo ve en zona 1.

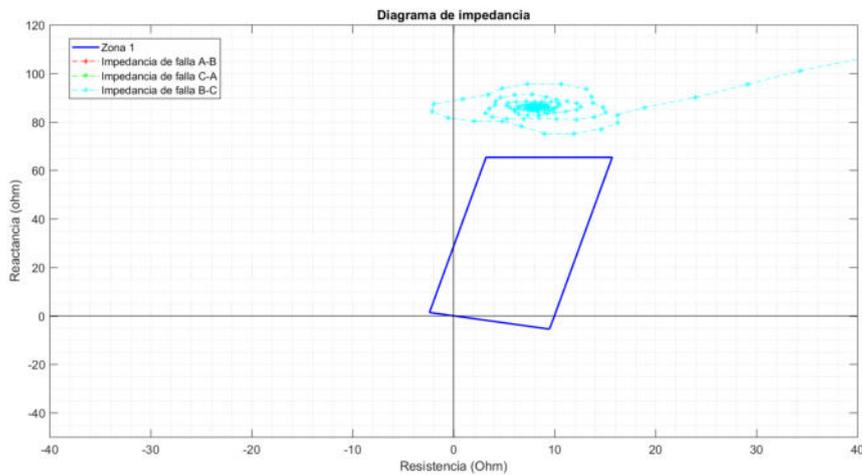


Figura B.34: Diagrama de impedancia vista por SC5-ME5 para un CC FFT al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.40

## B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

### B.2.3. Cortocircuitos trifásicos

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 10 % de la línea CH5-ME5. Para los cortocircuitos trifásicos, el razonamiento y conclusiones son análogas a las de los cortocircuitos bifásicos.

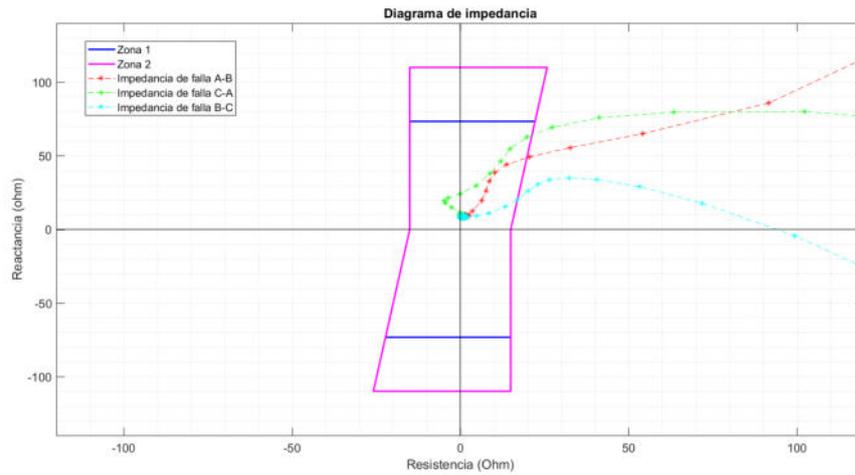


Figura B.35: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.41.

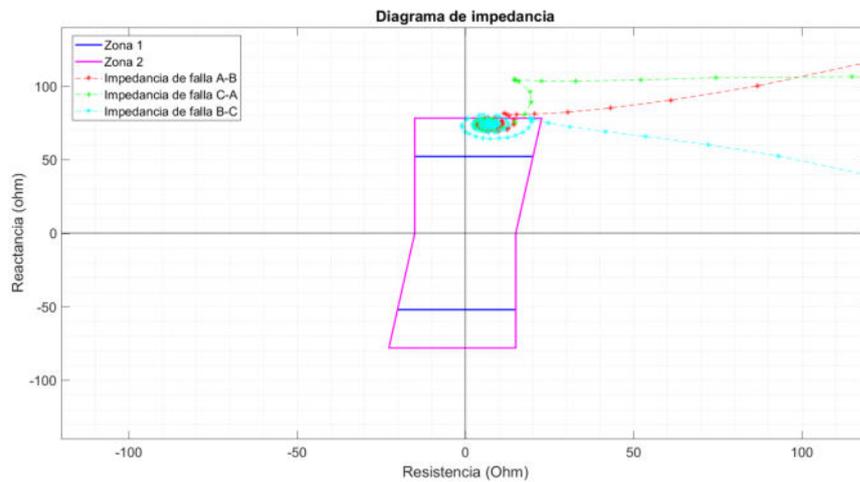


Figura B.36: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.42

## Apéndice B. Totalidad de resultados

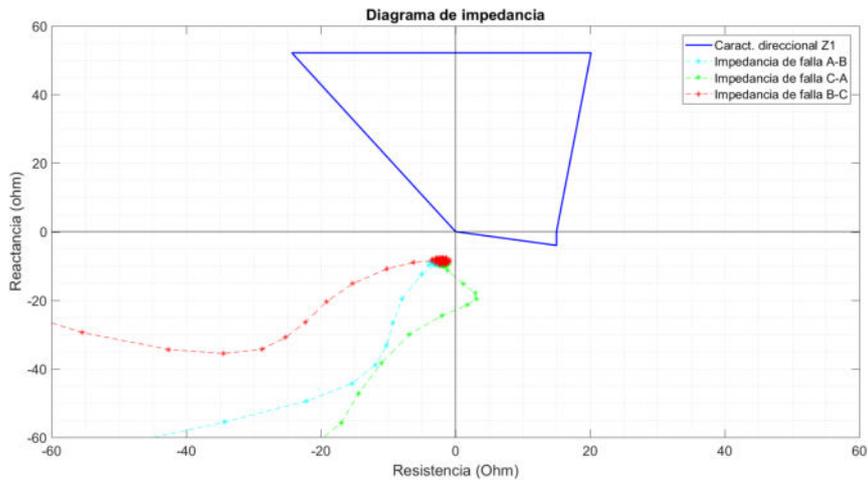


Figura B.37: Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFF al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.43

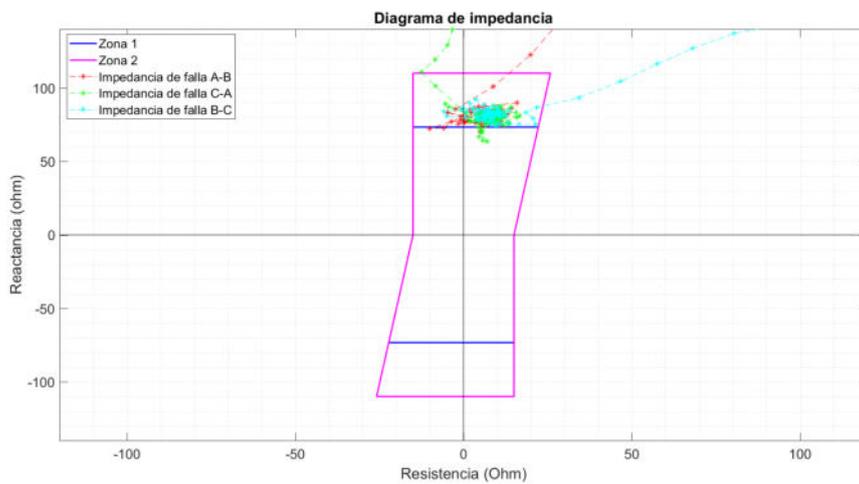


Figura B.38: Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFF al 90 % de la línea ME5-CH5 - Ref.44.

## B.2. Resultados para cortocircuitos en línea CH5-ME5

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 70 % de la línea CH5-ME5.

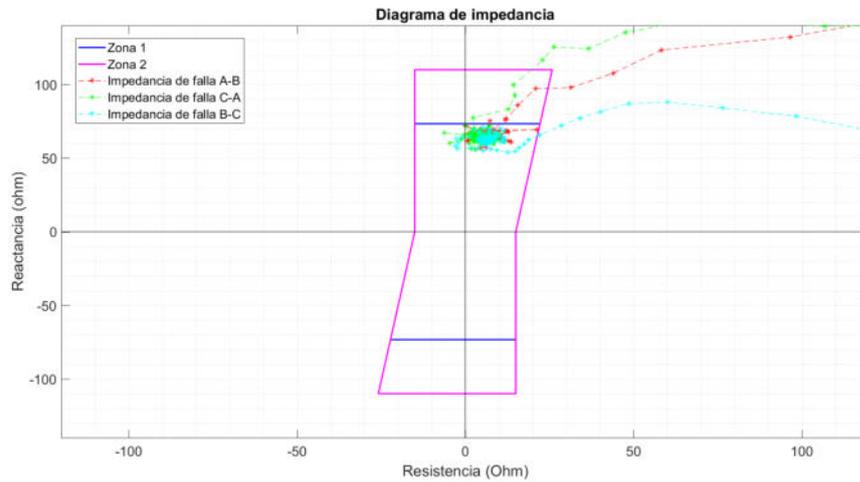


Figura B.39: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.45

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 95 % de la línea CH5-ME5.

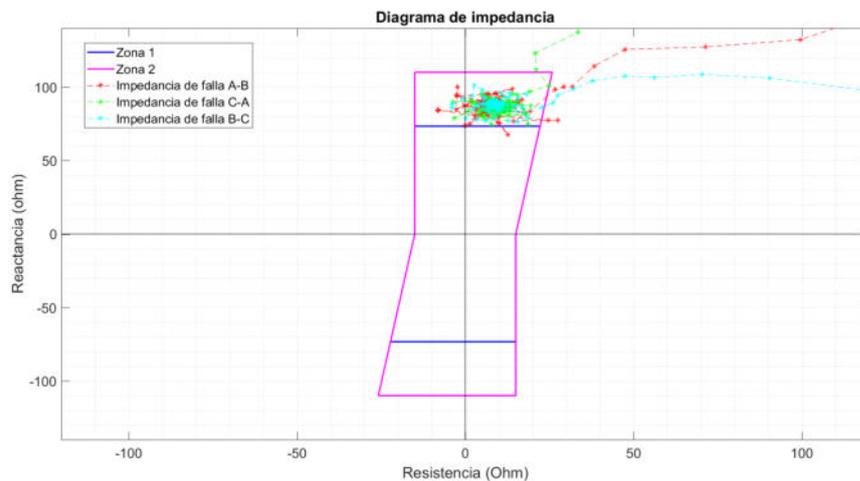


Figura B.40: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.46

## Apéndice B. Totalidad de resultados

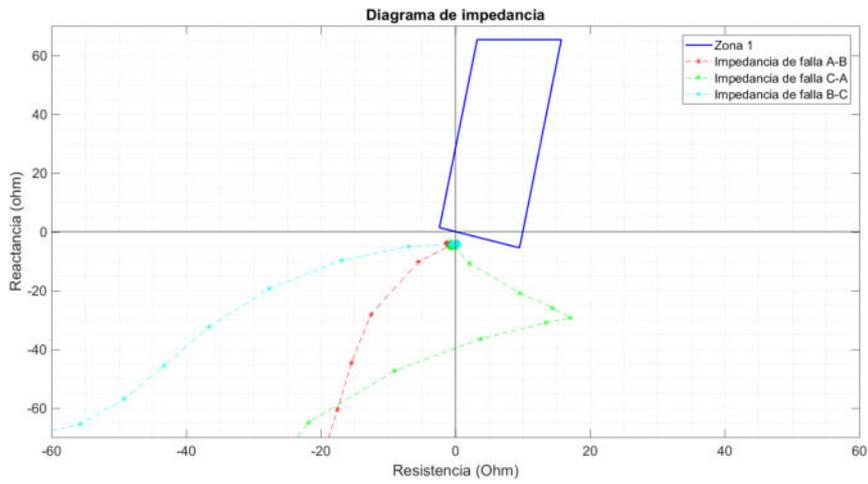


Figura B.41: Diagrama de impedancia vista por ME5-SC5 para un CC FFF al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.47

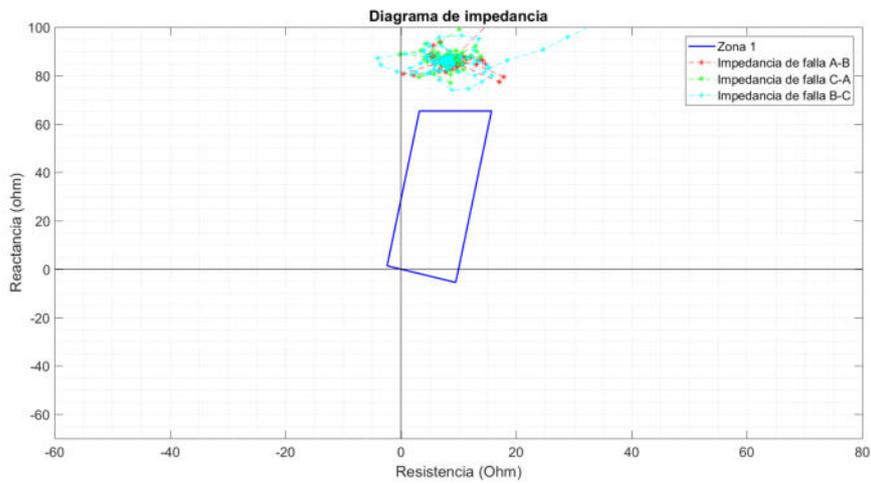


Figura B.42: Diagrama de impedancia vista por SC5-ME5 para un CC FFF al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.48

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

## B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

### B.3.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito monofásico a tierra al 10 % de la línea PA5-CR5.

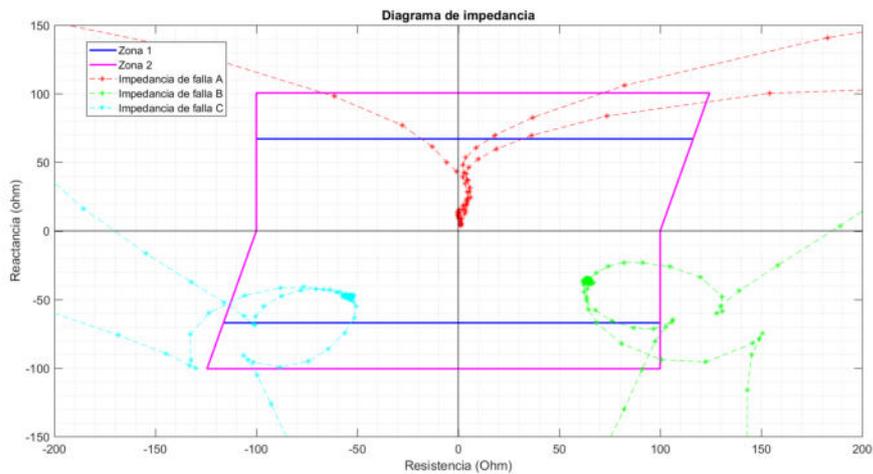


Figura B.43: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.49

En las figuras B.43 y B.48 se presenta los diagramas de impedancia vistos por las protecciones de la línea PA5-CR5. Se observa el mismo comportamiento que en las líneas anteriores (menor impedancia de la esperada), quedando ambas impedancias en zona 1.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

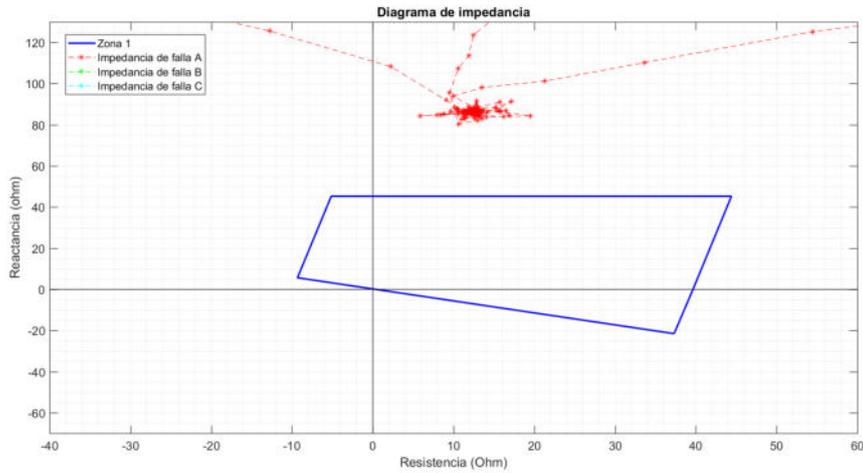


Figura B.44: Diagrama de impedancia vista por BR5-PA5 para un CC FT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.51

Luego, en los otros diagramas de esta sección se observa las protecciones de las líneas adyacentes PA5-SJ5 y PA5-BR5.

En B.44, se tiene la impedancia vista por BR5-PA5, que como se observa, la impedancia queda no ingresa zona 1, por lo que la verificación es correcta. Para PA5-BR5, la protección en este extremo está conformado por PDTS y un RAEPA, por lo que se debe verificar en ambos. En B.47 se observan los resultados para el PDTS, que debe ver el defecto hacia atrás y efectivamente lo hace. La verificación para el RAEPA se realiza comparando los ángulos de la tensión y corriente homopolares, y también resulta exitosa. De todas formas, la verificación en este último relé no resulta crítica, dado que está ajustado con una temporización de 2 s que permite la coordinación con las protecciones de la propia línea.

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

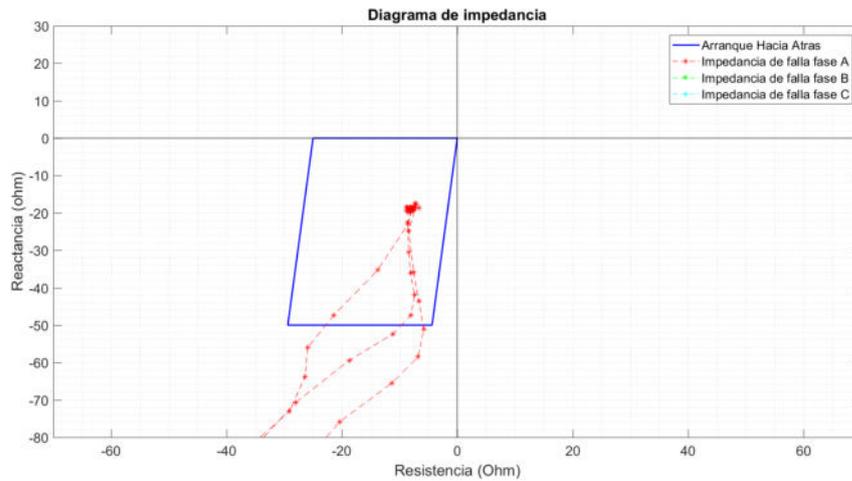


Figura B.45: Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 1 para un CC FT al 10% de la línea PA5-CR5 - Ref.52

En las figuras B.45 y B.46 se tienen los casos de las líneas PA5-SJ5. En este caso, el sistema de protección está también conformado por un relé PDTS y un RAEPA, por lo que se analizaron ambos casos. Se observa que el PDTS efectivamente ve las faltas hacia atrás como debe hacerlo. El RAEPA, por su parte, no ve la falta hacia atrás. Sin embargo, como se comentó anteriormente, esto no es problemático porque este relé tiene su actuación temporizada 2 s, tiempo más que suficiente para que actúen las protecciones de la propia línea.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

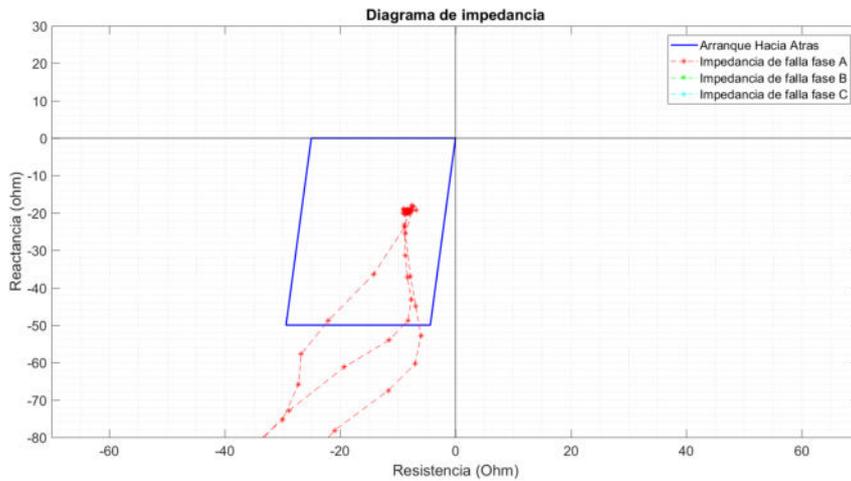


Figura B.46: Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 2 para un CC FT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.52

Tanto en PA5-BR5 como en PA5-SJ5 se mostró solo la verificación para el sistema 1, pero dado que la impedancia está claramente en el tercer cuadrante en ambos casos, el sistema 2 también verá la falta hacia atrás.

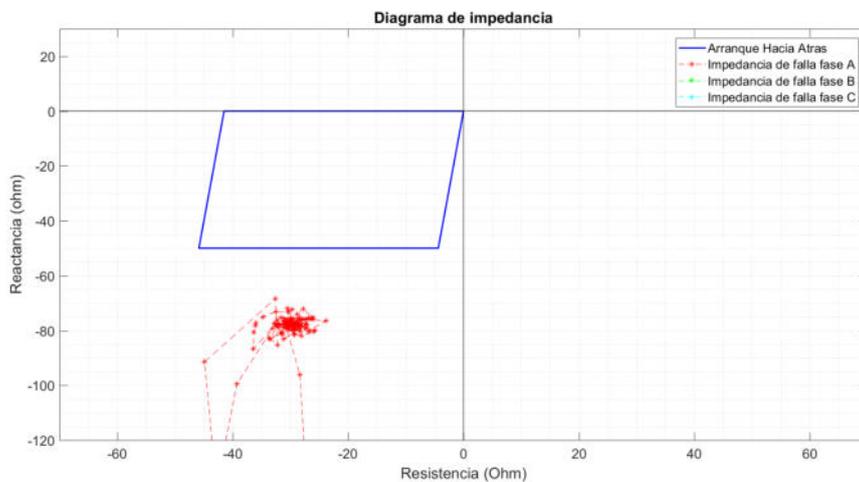


Figura B.47: Diagrama de impedancia vista por PA5-BR5 para un CC FT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.53

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

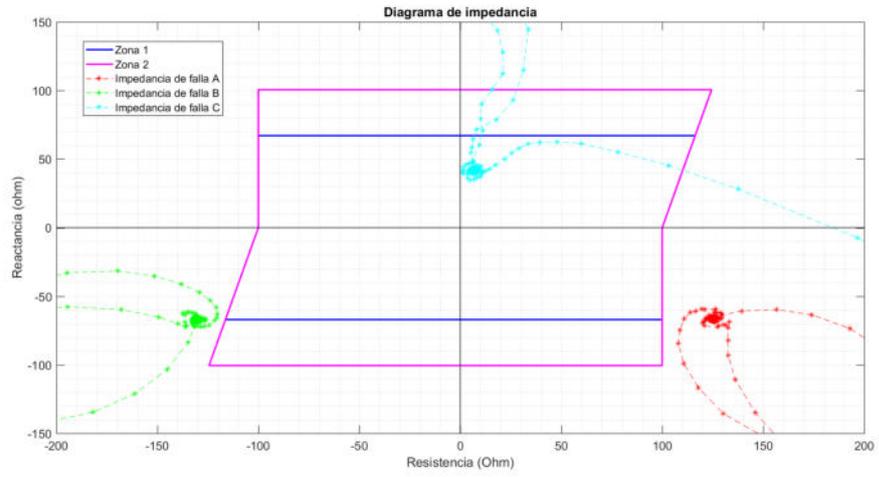


Figura B.48: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.54

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito monofásico al 70 % de la línea PA5-CR5.

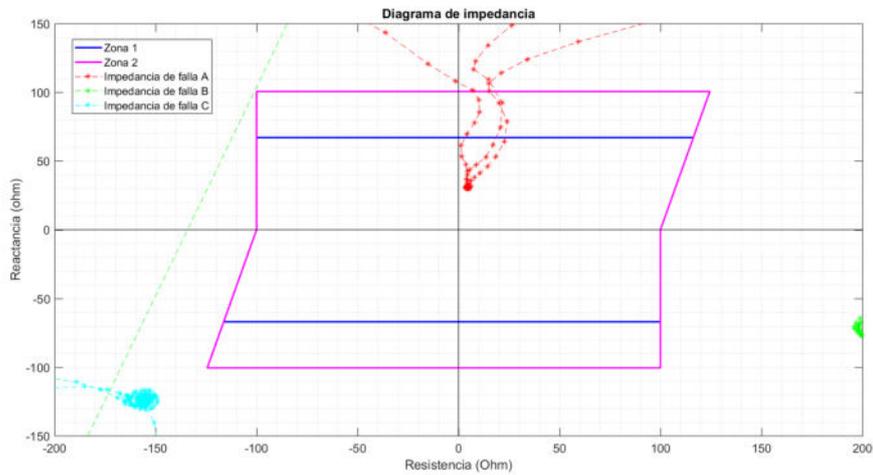


Figura B.49: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.55

Se observa que PA5-CR5 ve el cortocircuito en zona 1, si bien con impedancia menor a la esperada como en los casos análogos anteriores.

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

#### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 95 % de la línea PA5-CR5.

La primera figura representa el diagrama de impedancia de las protecciones propias de la línea. Este debería verse claramente en zona 2, pero no es así, como en los otros casos se ve una reducción significativa en el valor esperado de la impedancia.

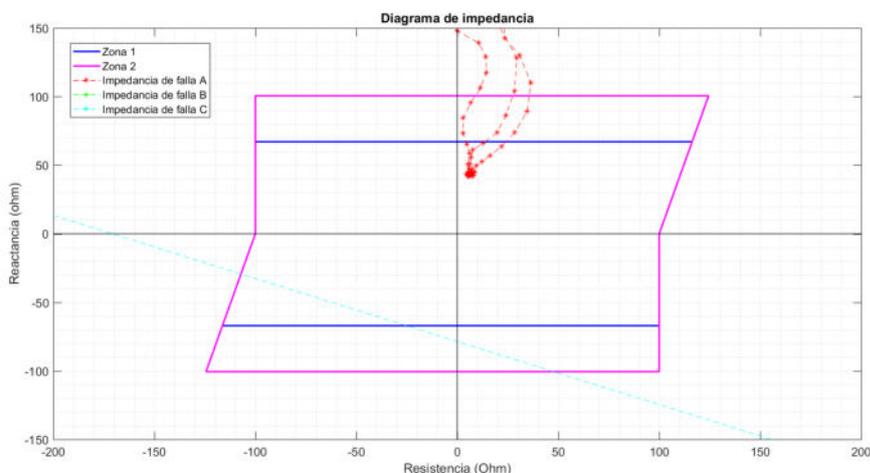


Figura B.50: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.56

En las siguientes imágenes se tienen los diagramas de impedancia de las líneas adyacentes CR5-MA5 y CR5-PT5.

En B.51 y B.53 se tienen los diagramas de CR5-PT5 y PT5-CR5 respectivamente. CR5-PT5 ve correctamente el defecto hacia atrás, pero PT5-CR5 ve la falta en zona 1, lo cual no es correcto. Nuevamente, tenemos un caso de reducción de impedancia en las faltas fase tierra, que provoca esta situación. Es probable que el relé lo compense y no se genere una actuación incorrecta, como se comentó en el documento principal.

En B.52 y B.54 se tienen las verificaciones análogas para CR5-MA5 y MA5-CR5.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

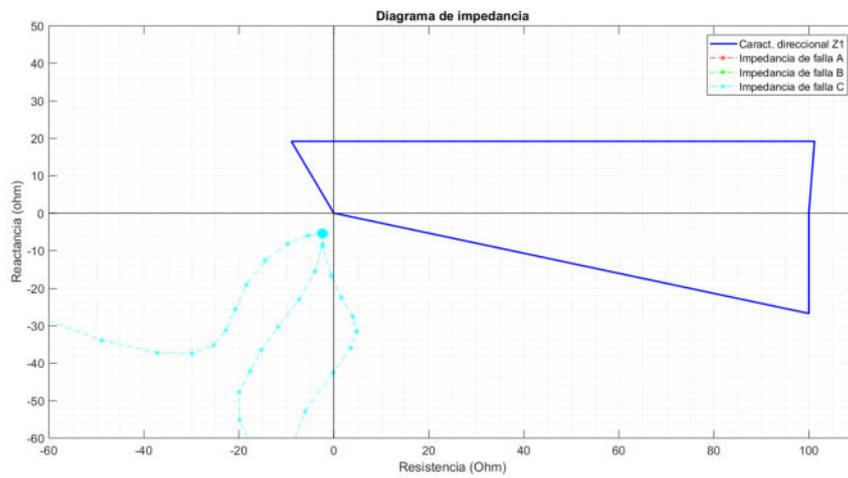


Figura B.51: Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.57

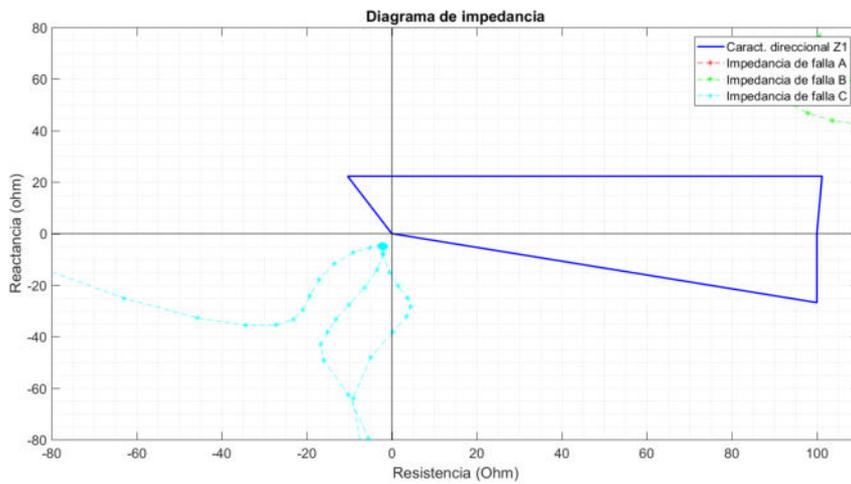


Figura B.52: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.58

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

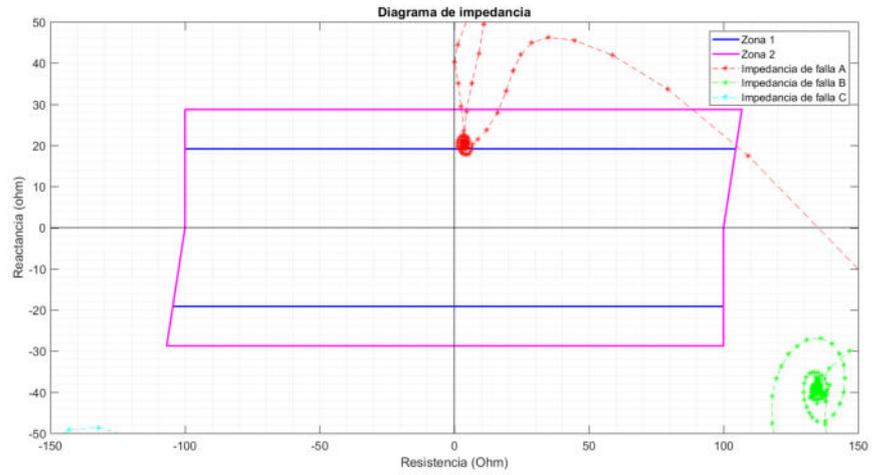


Figura B.53: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.59

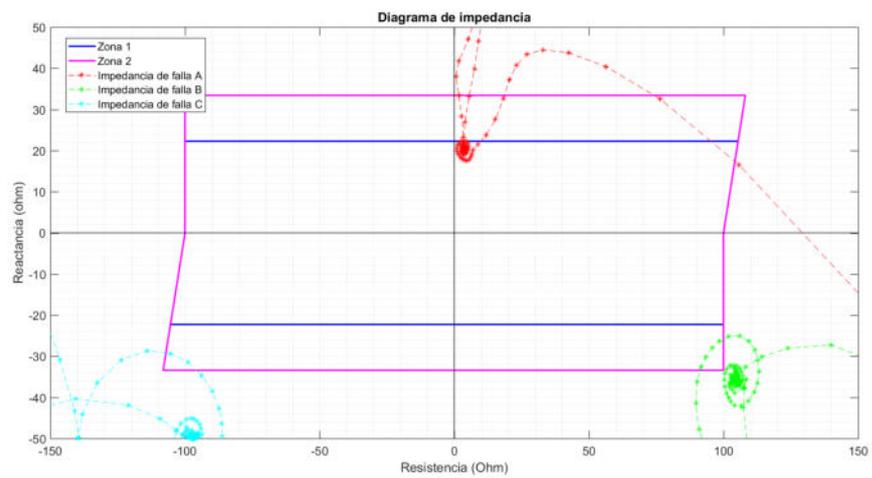


Figura B.54: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.60

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.3.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 10 % de la línea PA5-CR5. Las verificaciones tienen la misma lógica que en la sección anterior..

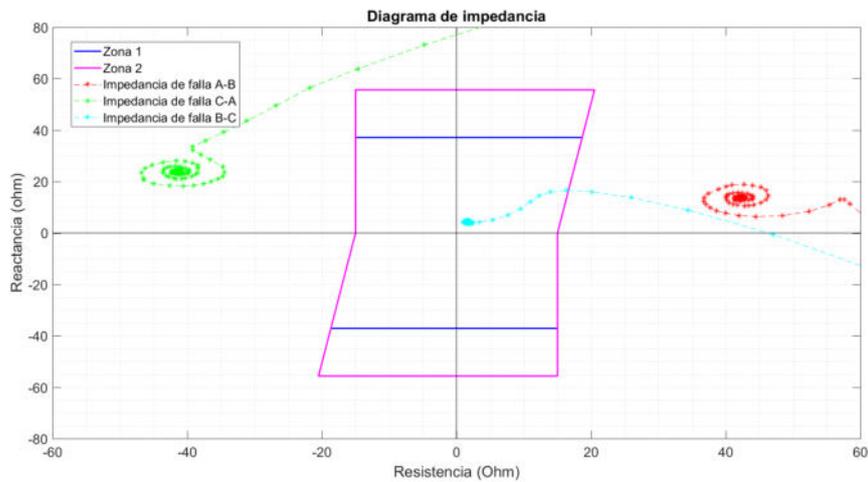


Figura B.55: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.61

Nuevamente, se observa que contrario a lo ocurrido para los cortocircuitos fase tierra, el comportamiento es el esperado: Para un CC al 10 % el relé más cerca lo ve en zona 1, y el otro, que ve el CC al 90 % de la línea, lo ve en zona 2 (B.55 y B.60 respectivamente).

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

Luego, en los otros diagramas de esta sección se observa las protecciones de las líneas adyacentes PA5-SJ5 y PA5-BR5. En B.56, la impedancia vista por BR5-PA5, que como se observa la impedancia queda lejos de ingresar en zona 1, por lo que la verificación es correcta. Para PA5-BR5, la protección en este extremo está conformado por PDPS y la verificación puede verse en B.59, que debe ver el defecto hacia atrás y así lo hace. Nuevamente, se muestra el diagrama para el PDPS, para el sistema 2, conformado por un relé P546, la verificación también será exitosa, dado que la impedancia está claramente en el tercer cuadrante.

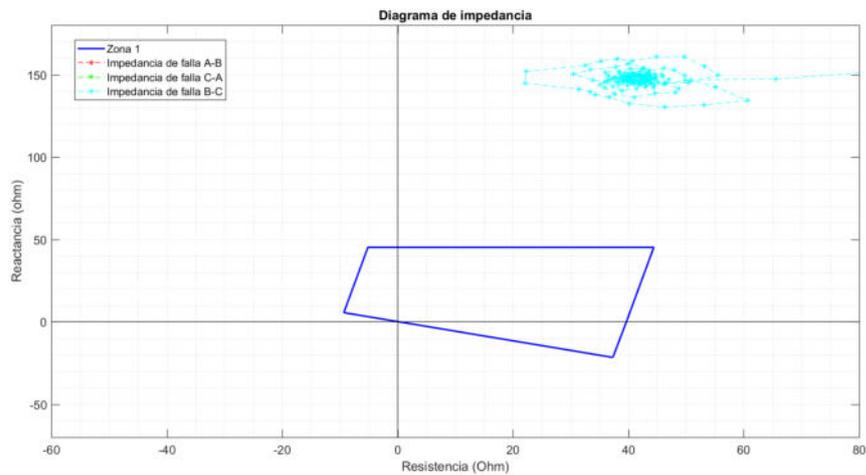


Figura B.56: Diagrama de impedancia vista por BR5-PA5 para un CC FFT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.63

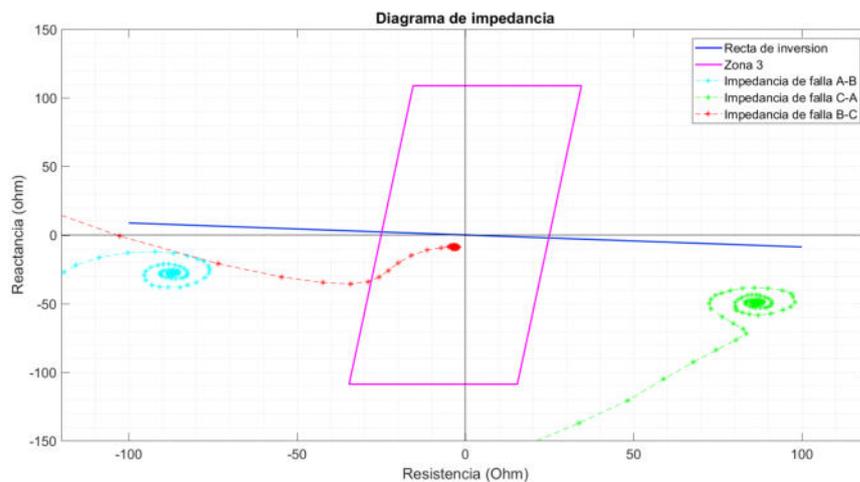


Figura B.57: Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 1 para un CC FFT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.64

## Apéndice B. Totalidad de resultados

En las figuras B.57 y B.58 se tienen los casos de las líneas PA5-SJ5. En este caso, el sistema de protección está conformado también por un relé PDPS, y ambas líneas ven la falta hacia atrás, como es esperado. Lo mismo ocurrirá con los relés del sistema 1, siguiendo el mismo razonamiento que para PA5-BR5.

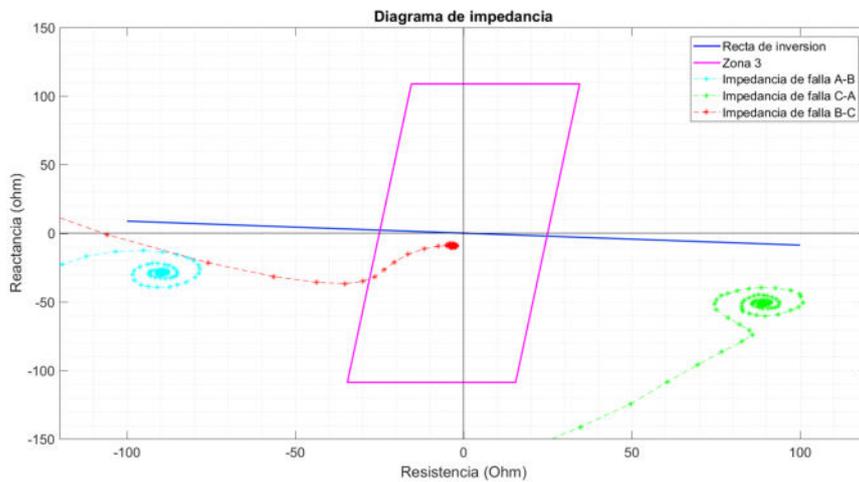


Figura B.58: Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 2 para un CC FFT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.64

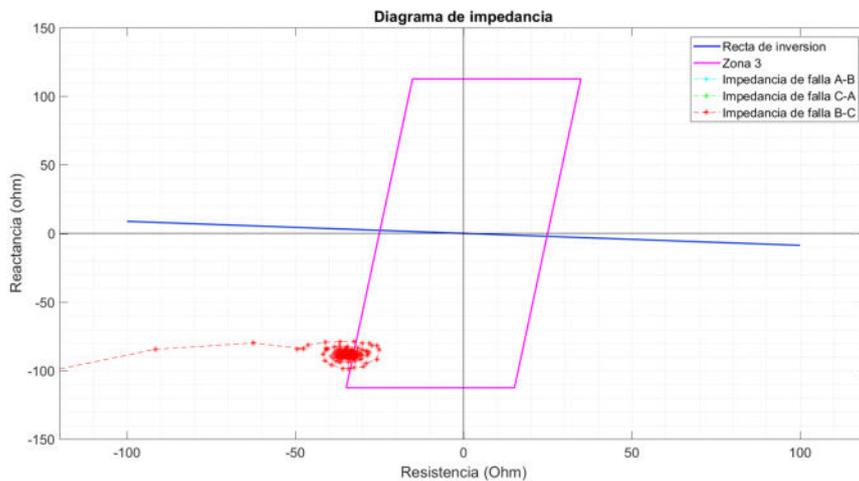


Figura B.59: Diagrama de impedancia vista por PA5-BR5 para un CC FFT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.65

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

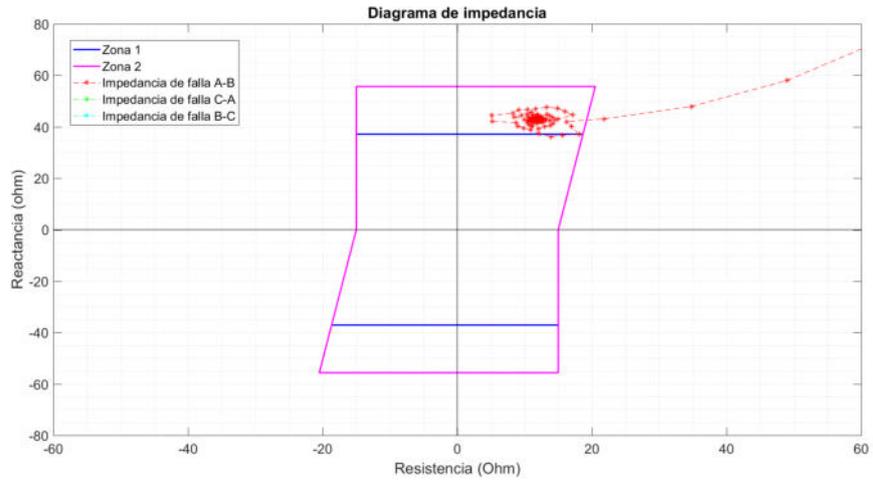


Figura B.60: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FTF al 90% de la línea - Ref.66

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 70 % de la línea PA5-CR5.

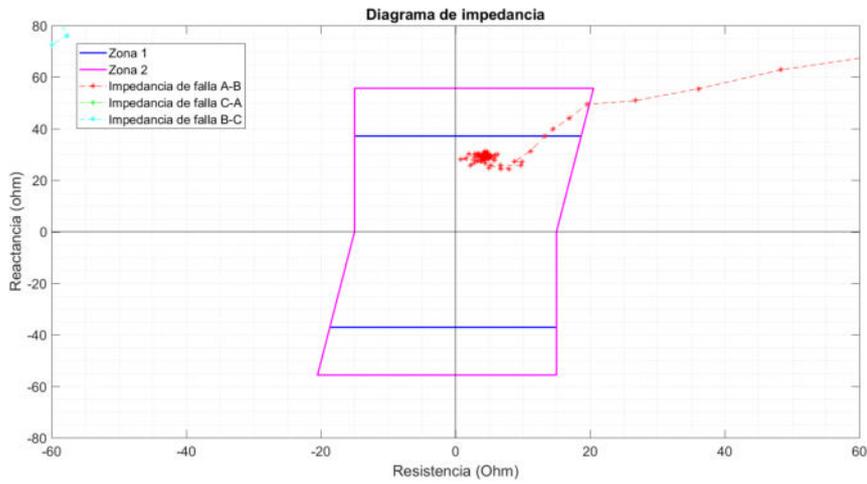


Figura B.61: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.67

En este caso se observa el diagrama de impedancia visto por PA5-CR5 para un cortocircuito al 70 %, y el comportamiento es el esperado, con la impedancia de las fases en falta ingresando en zona 1, cerca del límite de la misma.

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

#### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 95 % de la línea PA5-CR5.

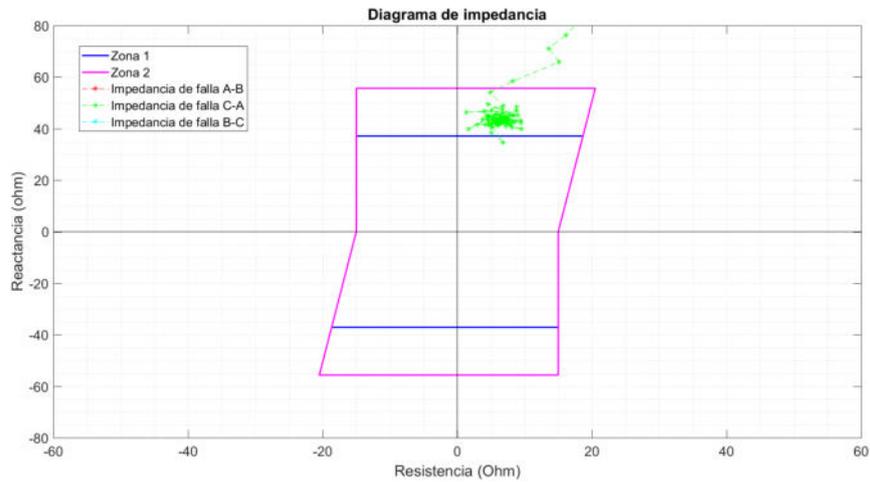


Figura B.62: Diagrama de impedancia visto por PA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.68

En la primera figura B.62 se observa el diagrama de impedancia visto por PA5-CR5 para un cortocircuito al 95 % de la misma línea. Se observa que la impedancia de falta está claramente en zona 2, como es esperado.

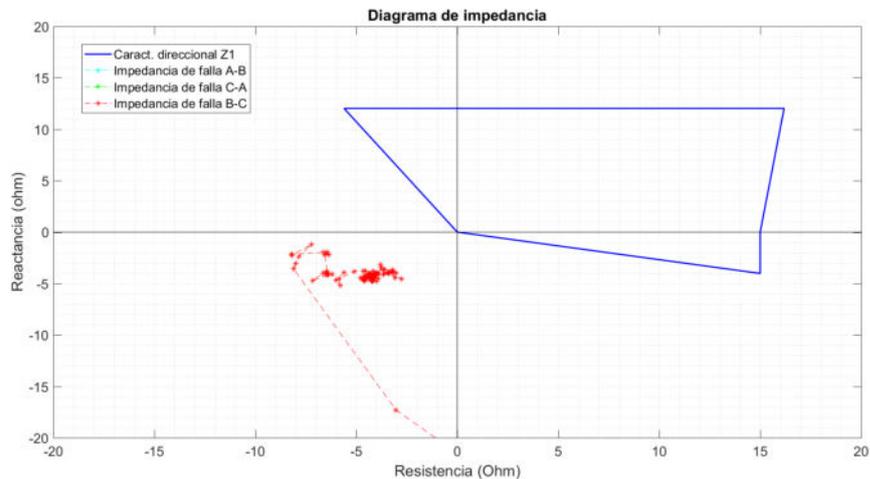


Figura B.63: Diagrama de impedancia visto por CR5-PT5 para un CC FFT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.69

## Apéndice B. Totalidad de resultados

En las siguientes imágenes se tienen los diagramas de impedancia de las líneas adyacentes CR5-MA5 y CR5-PT5.

En B.63 y B.65 se tienen los diagramas de CR5-PT5 y PT5-CR5 respectivamente. Ambos extremos ven el defecto correctamente, CR5-PT5 ve el defecto hacia atrás, y PT5-CR5 no ve la falta en zona 1,

En B.64 y B.66 se tienen las verificaciones análogas para CR5-MA5 y MA5-CR5 respectivamente, con resultados muy similares.

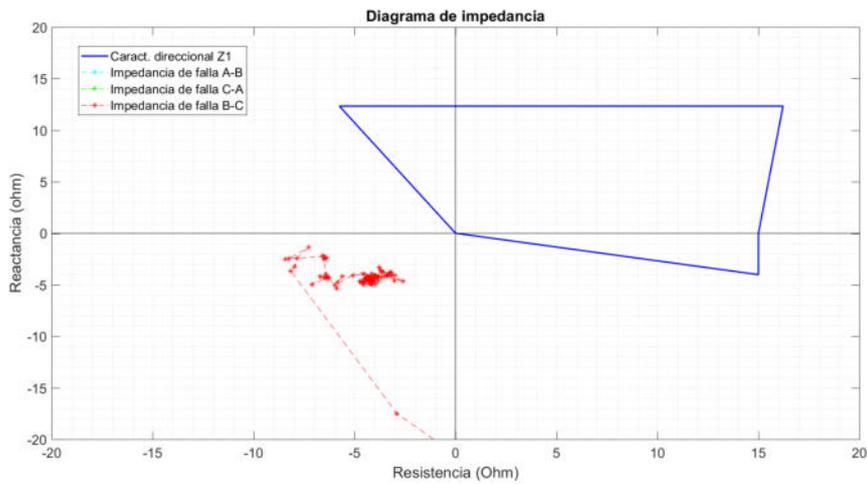


Figura B.64: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.70

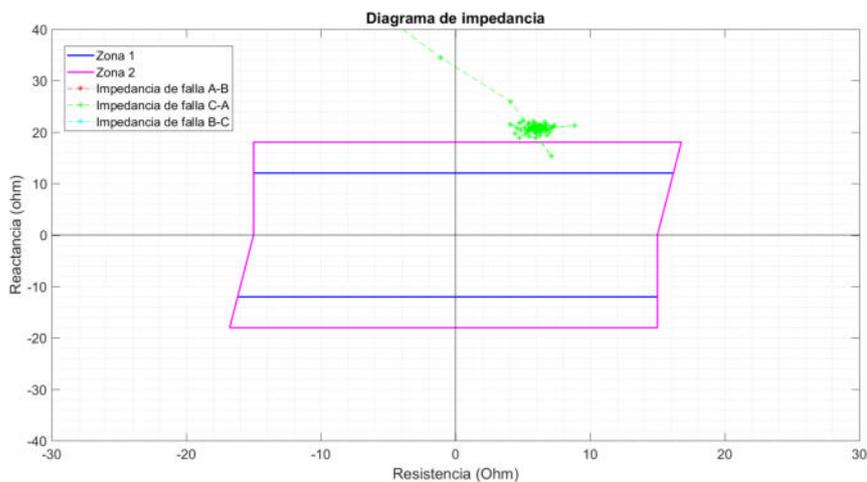


Figura B.65: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.71

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

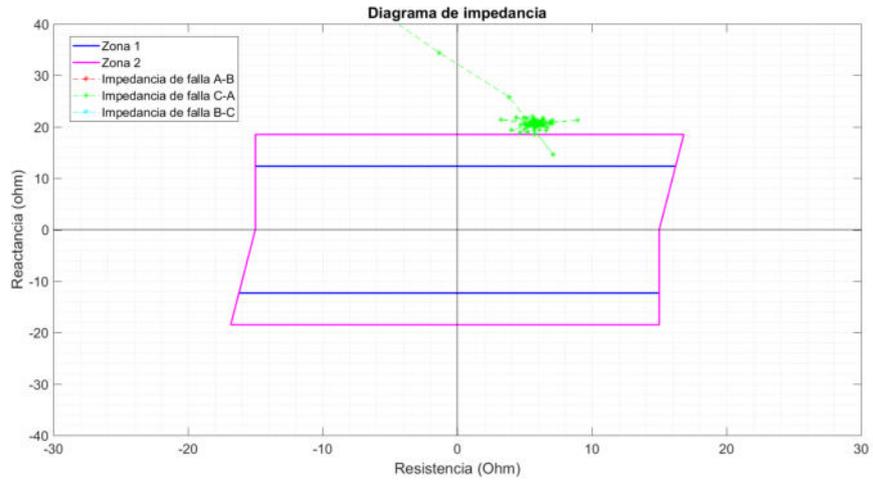


Figura B.66: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.72

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.3.3. Cortocircuitos trifásicos

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 10 % de la línea PA5-CR5. Para los cortocircuitos trifásicos, el razonamiento y conclusiones son análogas a las de los cortocircuitos bifásicos.

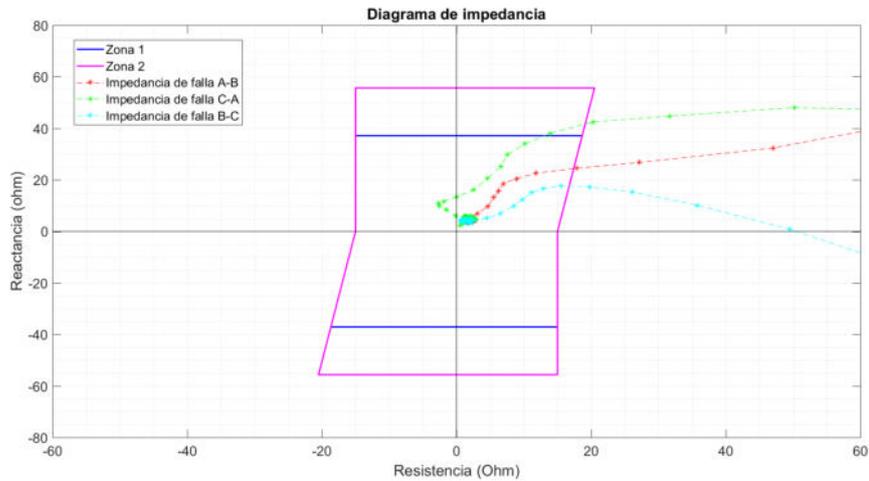


Figura B.67: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.73

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

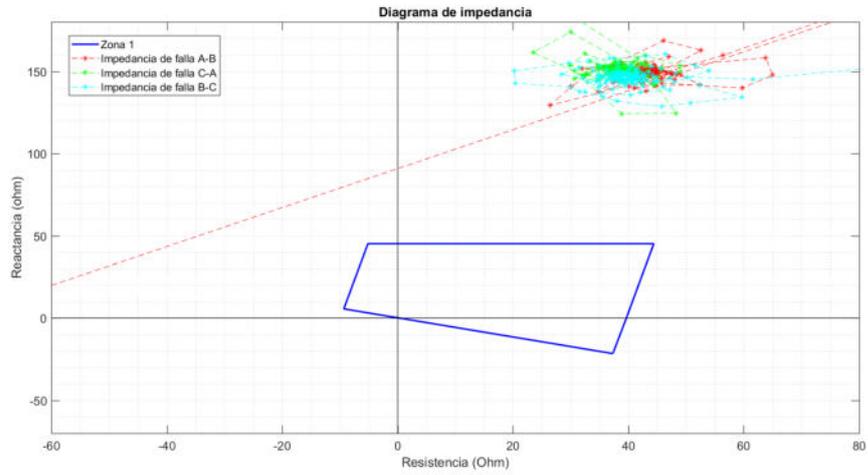


Figura B.68: Diagrama de impedancia vista por BR5-PA5 para un CC FFF al 10% de la línea PA5-CR5 - Ref.75

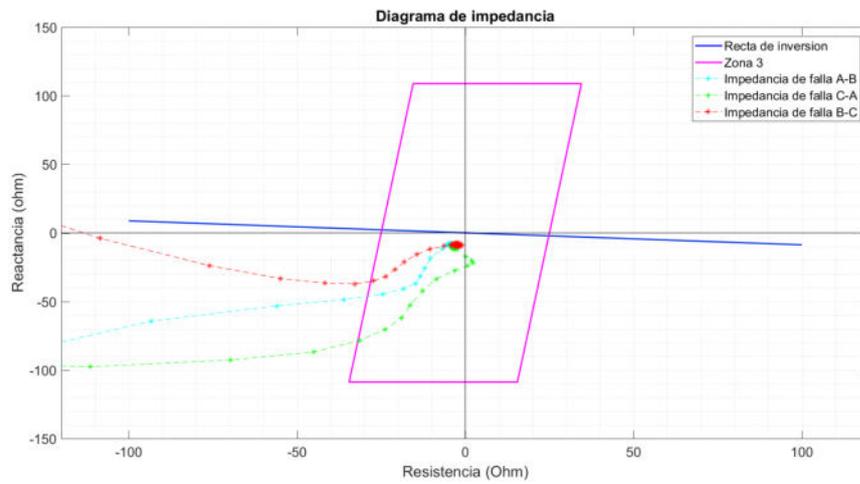


Figura B.69: Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 1 para un CC FFF al 10% de la línea PA5-CR5 - Ref.76

## Apéndice B. Totalidad de resultados

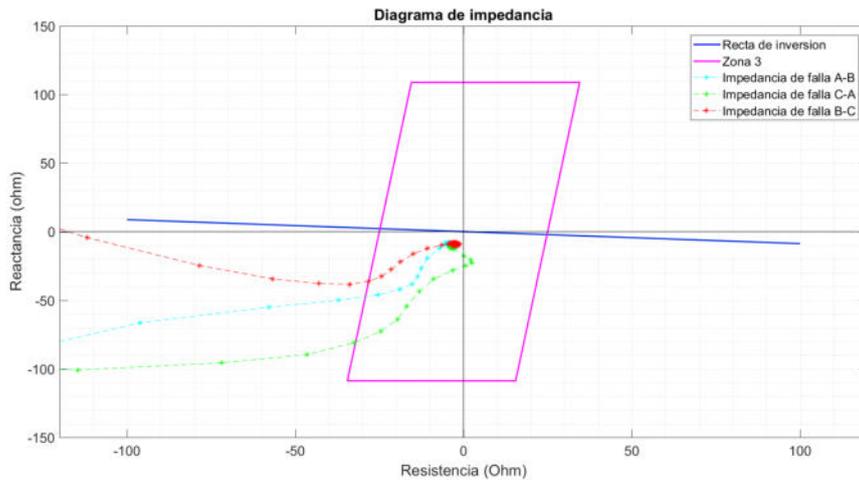


Figura B.70: Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 2 para un CC FFF al 10% de la línea PA5-CR5 - Ref.76

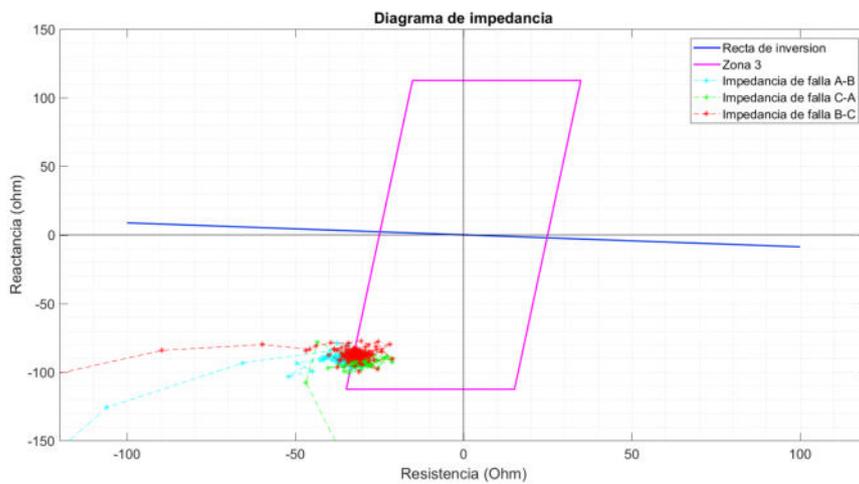


Figura B.71: Diagrama de impedancia vista por PA5-BR5 para un CC FFF al 10% de la línea PA5-CR5 - Ref.77

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

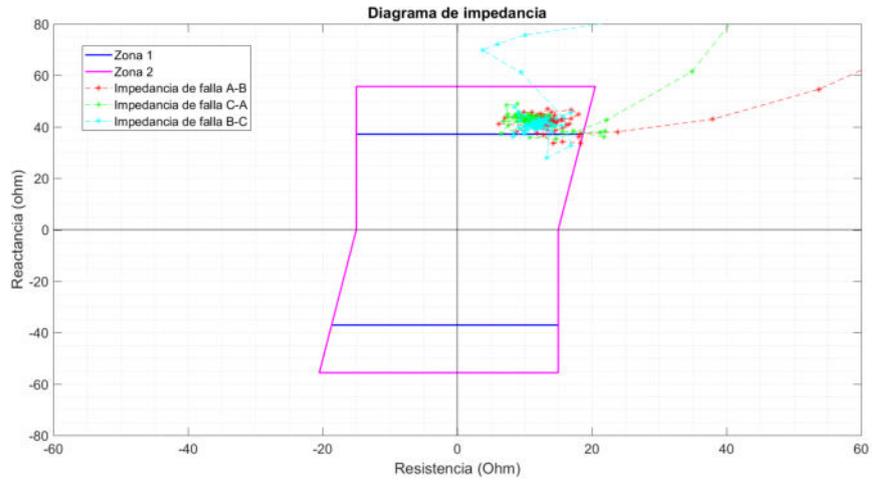


Figura B.72: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.78

#### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 70 % de la línea PA5-CR5.

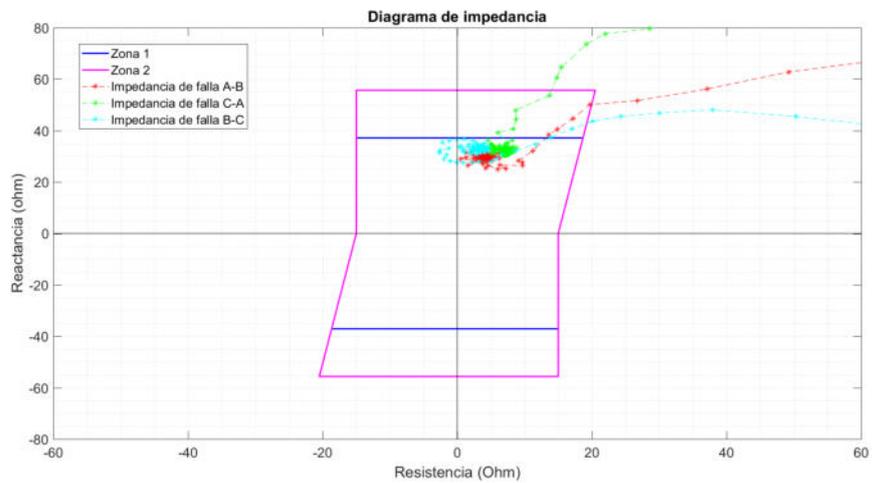


Figura B.73: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.79

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 95 % de la línea PA5-CR5.

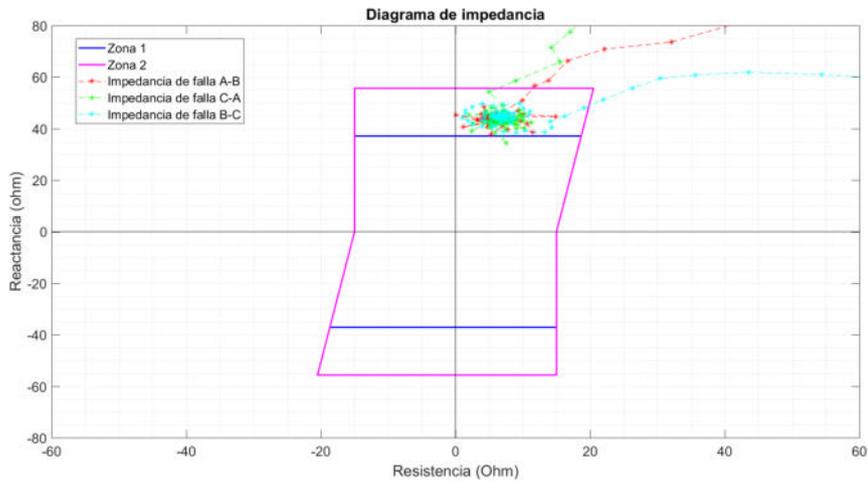


Figura B.74: Diagrama de impedancia visto por PA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.80

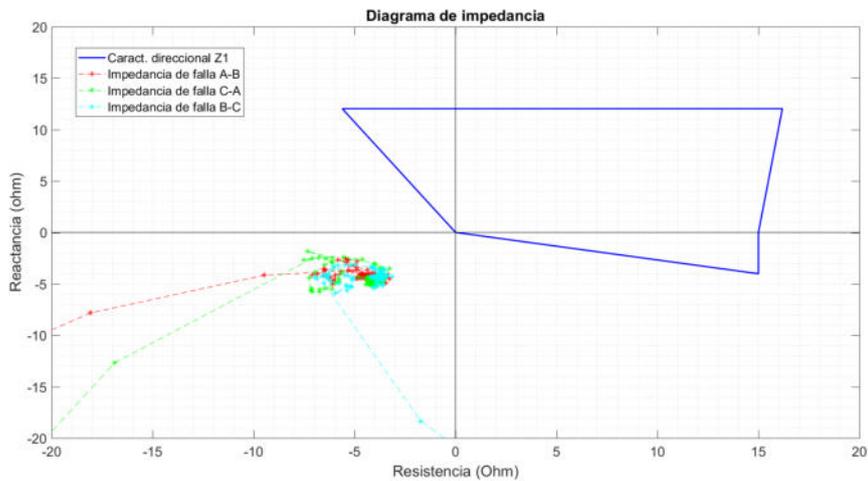


Figura B.75: Diagrama de impedancia visto por CR5-PT5 para un CC FFF al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.81

### B.3. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-CR5

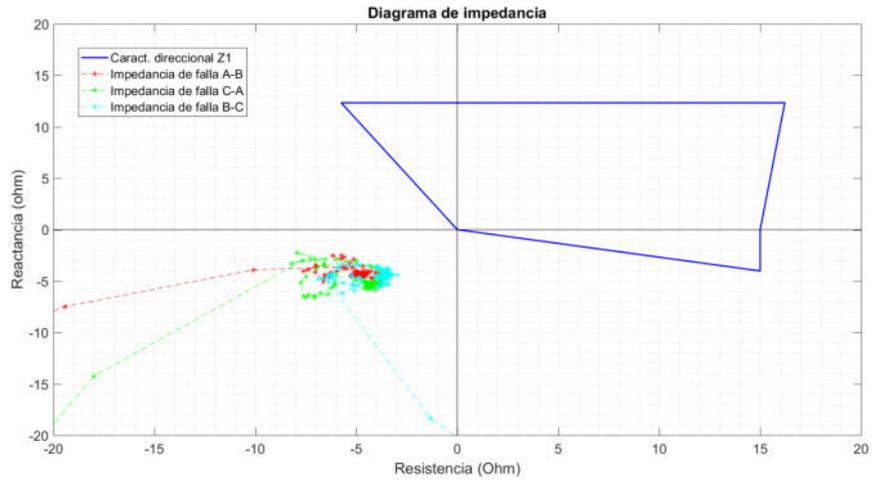


Figura B.76: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 95% de la línea PR5-CR5 - Ref.82

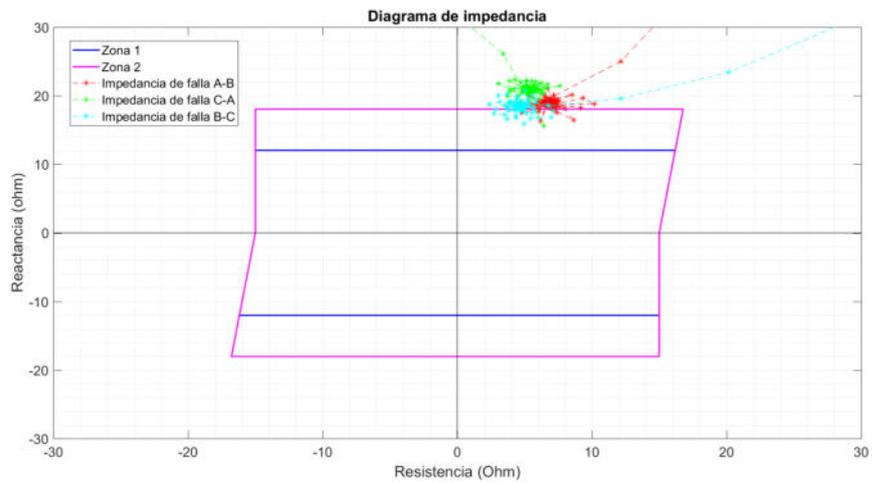


Figura B.77: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 95% de la línea PR5-CR5 - Ref.83

## Apéndice B. Totalidad de resultados

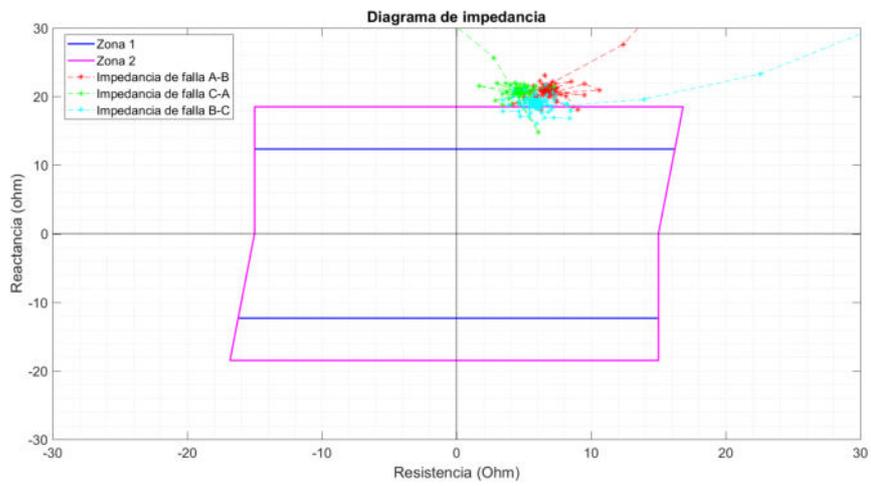


Figura B.78: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.84

## B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

### B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

#### B.4.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

##### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 10 % de la línea PT5-CR5.

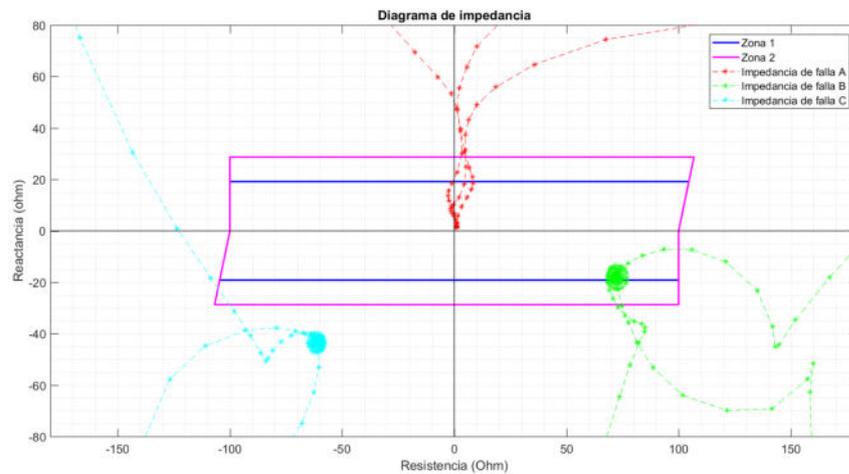


Figura B.79: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.85

En las figuras B.79 y B.82 se presenta los diagramas de impedancia vistos por las protecciones de la línea PT5-CR5. En la figura B.79 se observa el diagrama de impedancia visto por el extremo de PT5 frente al cortocircuito realizado al 10 % de la línea. En la imagen B.82 se observa el efecto en el diagrama desde el extremo más lejano al CC. En esta última imagen se destaca que idealmente la impedancia debería ingresar al menos en zona 2, por lo que cumple con el objetivo, sin embargo, nuevamente la impedancia es menor a la esperada.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

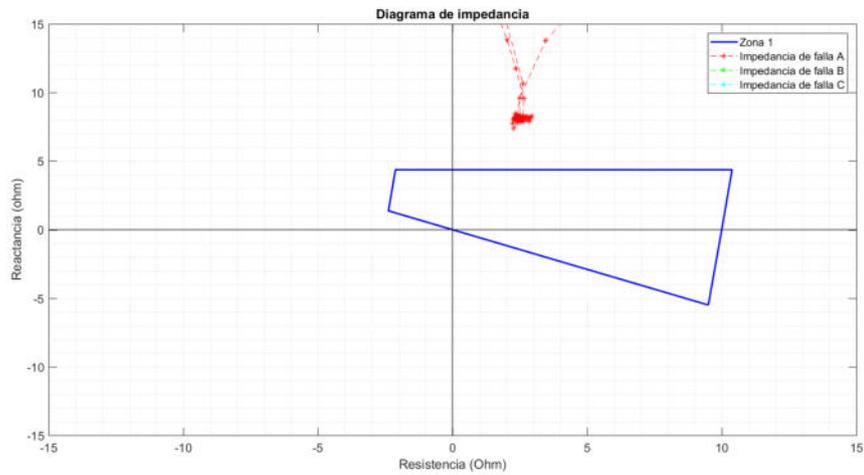


Figura B.80: Diagrama de impedancia vista por BR5-PT5 para un CC FT al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.86

Luego, en la figura B.80 y B.81, las impedancias vistas por la línea adyacente PT5-BR5. En la primera se ve que la impedancia no ingresa en zona 1 y en la segunda, como el equipo detecta la falta en su zona “hacia atrás”, como era de esperarse.

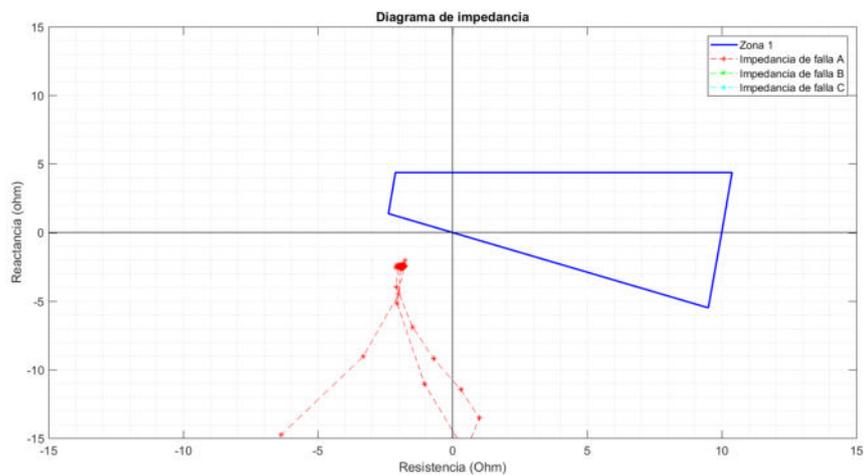


Figura B.81: Diagrama de impedancia vista por PT5-BR5 para un CC FT al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.87

#### B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

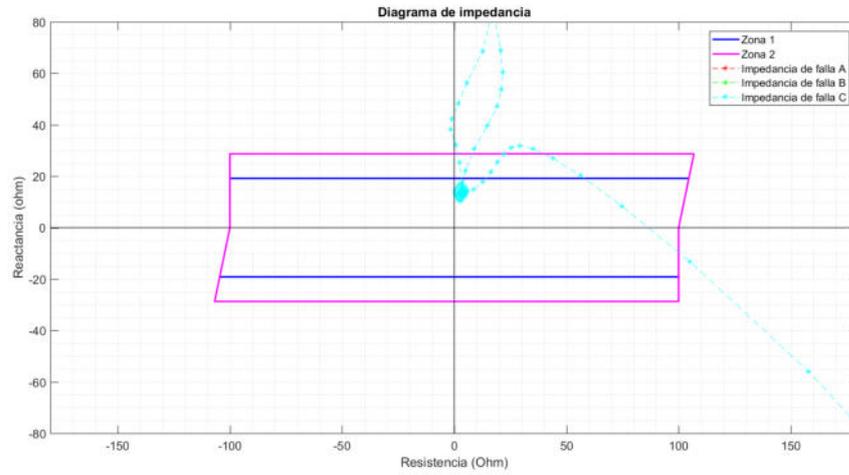


Figura B.82: Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.88

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 70 % de la línea PT5-CR5.

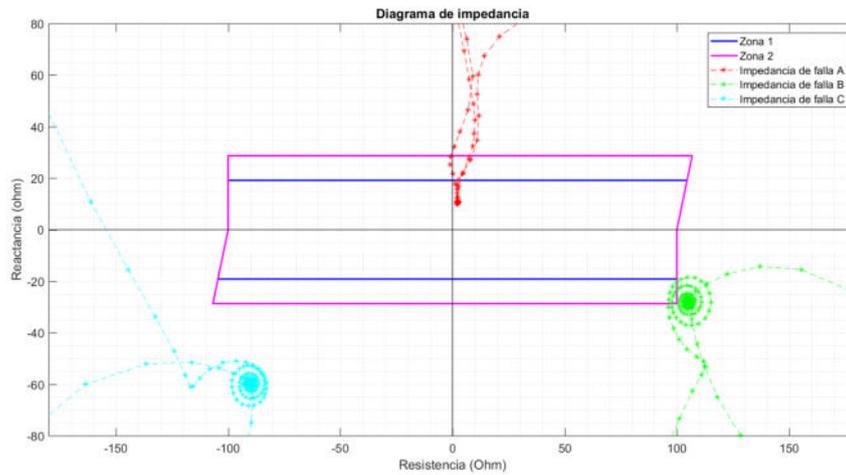


Figura B.83: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.89

Se observa que PT5-CR5 ve el cortocircuito en zona 1, si bien con impedancia menor a la esperada como en los casos análogos anteriores.

## B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 95 % de la línea PT5-CR5.

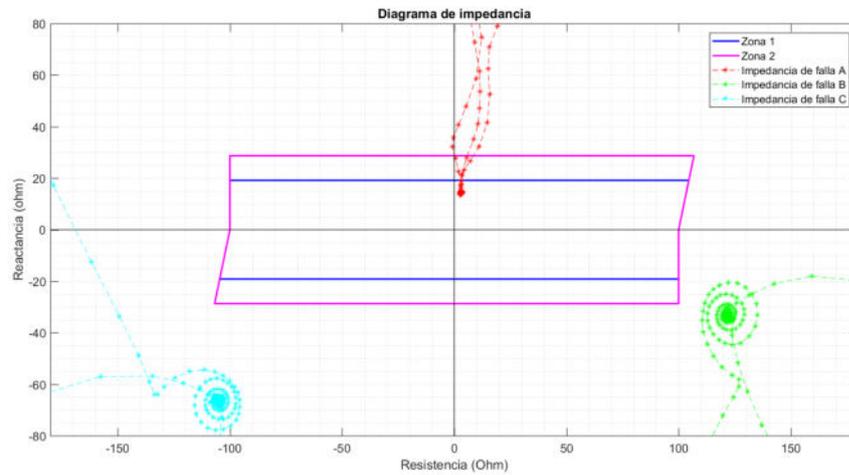


Figura B.84: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.90

La primera figura representa el diagrama de impedancia de las protecciones propias de la línea. Este debería verse claramente en zona 2, pero no es así, como en los otros casos se ve una reducción significativa en el valor esperado de la impedancia.

En las siguientes imágenes se tienen los diagramas de impedancia de las líneas adyacentes CR5-MA5 y CR5-PT5.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

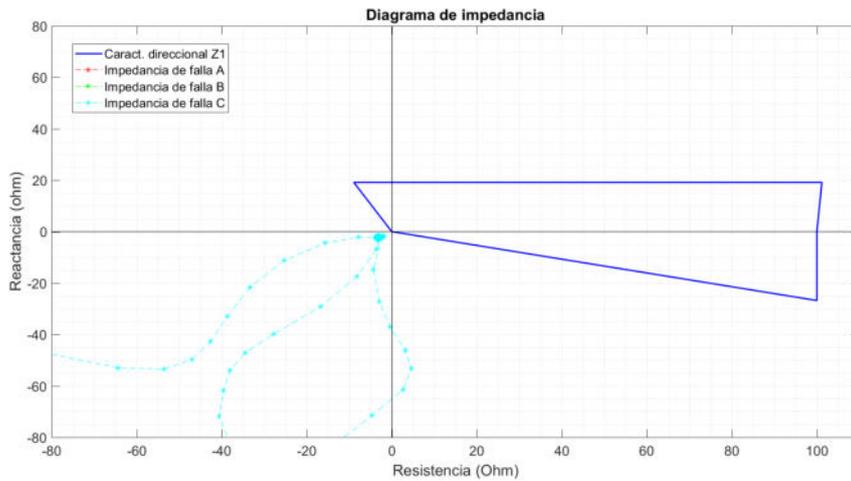


Figura B.85: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.91

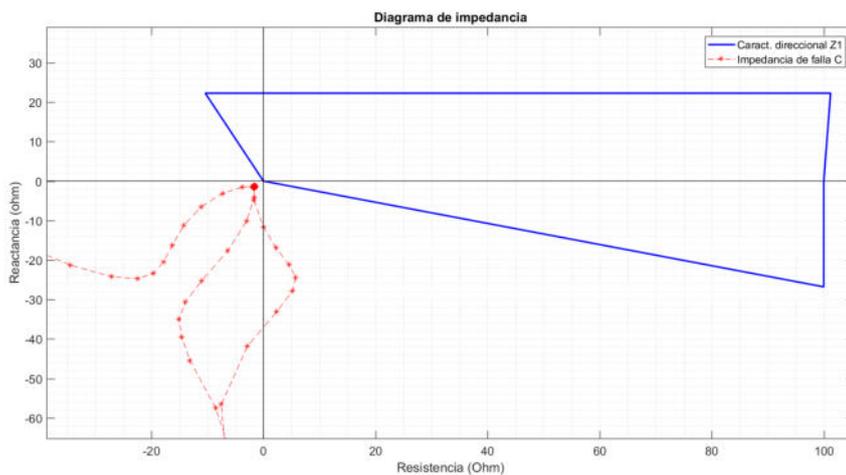


Figura B.86: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.92

En B.85 y B.88 se tienen los diagramas de CR5-PA5 y PA5-CR5 respectivamente. CR5-PA5 ve correctamente el defecto hacia atrás, pero PA5-CR5 ve la falta en zona 1, lo cual no es correcto. Nuevamente, tenemos un caso de reducción de impedancia en las faltas fase tierra, que provoca esta situación. Es probable que el relé lo compense y no se genere una actuación incorrecta, como se comentó en el documento principal. Se deberá corroborar mediante ensayos.

#### B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

En B.86 y B.87 se tienen las verificaciones análogas para CR5-MA5 y MA5-CR5, con iguales resultados.

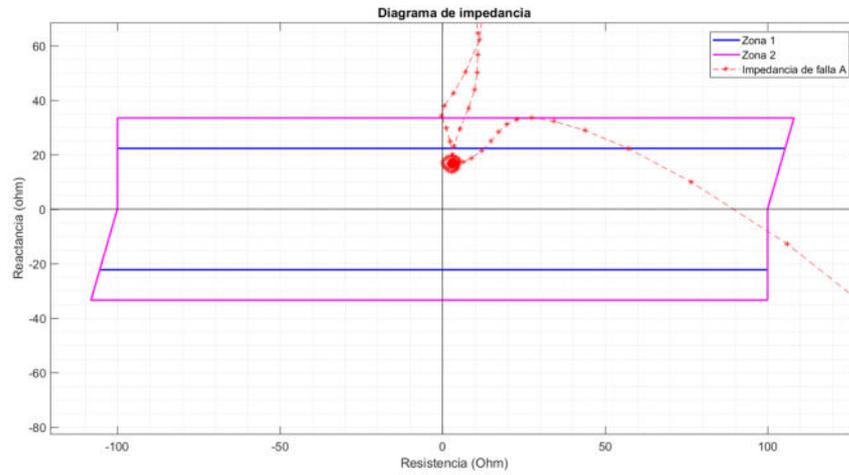


Figura B.87: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.93

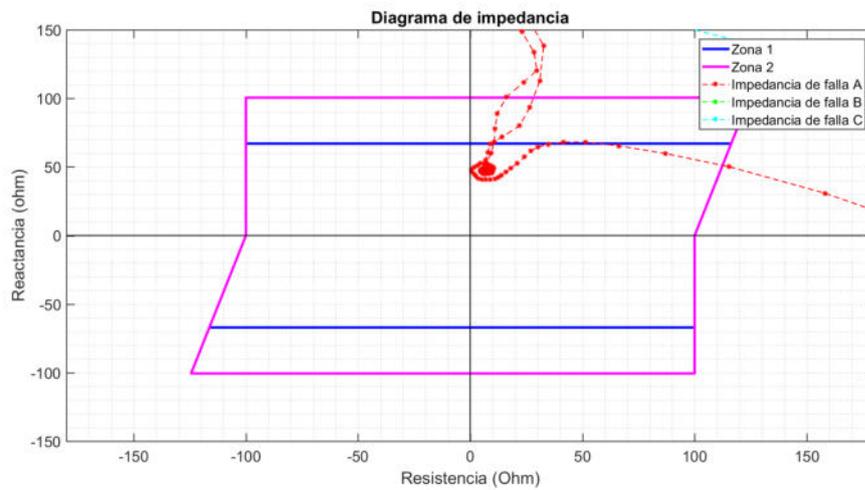


Figura B.88: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.94

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.4.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 10 % de la línea PT5-CR5. Las verificaciones tienen la misma lógica que en la sección anterior, modificándose el cortocircuito y la característica del relé en consecuencia.

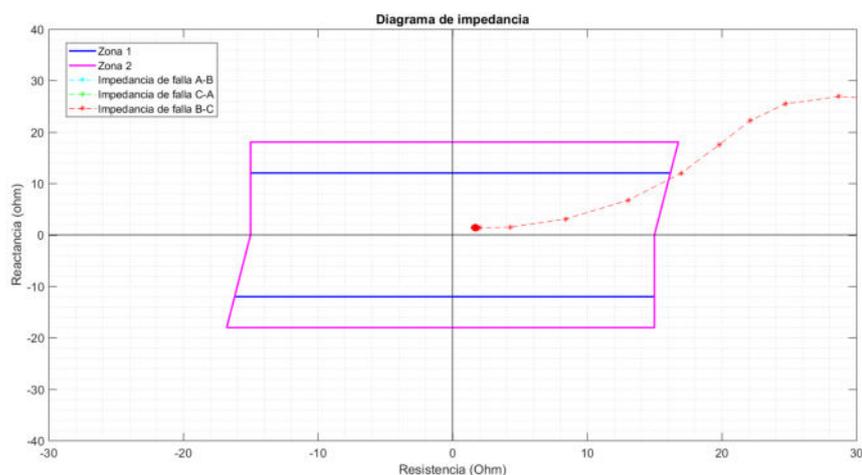


Figura B.89: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.95

En las figuras B.89 y B.92 se muestran los resultados para las protecciones propias de la línea, PT5-CR5 y CR5-PT5 respectivamente. Los resultados son análogos a los de las otras líneas, viendo en ambos casos la falta donde se espera, claramente en zona 1 en el primer caso, y en zona 2, cerca de la zona 1 en el segundo.

Luego, en las figuras B.90 y B.91 se observan las verificaciones para BR5-PT5 y PT5-BR5 respectivamente. En el primer caso, la falta no debe ser vista en zona 1, y en el segundo, debe ser vista hacia atrás. Ambas condiciones se cumplen satisfactoriamente.

#### B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

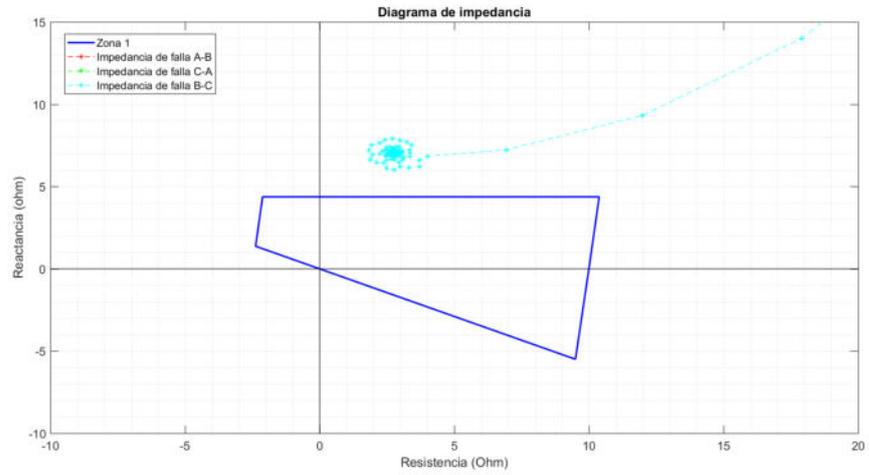


Figura B.90: Diagrama de impedancia vista por BR5-PT5 para un CC FFT al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.96

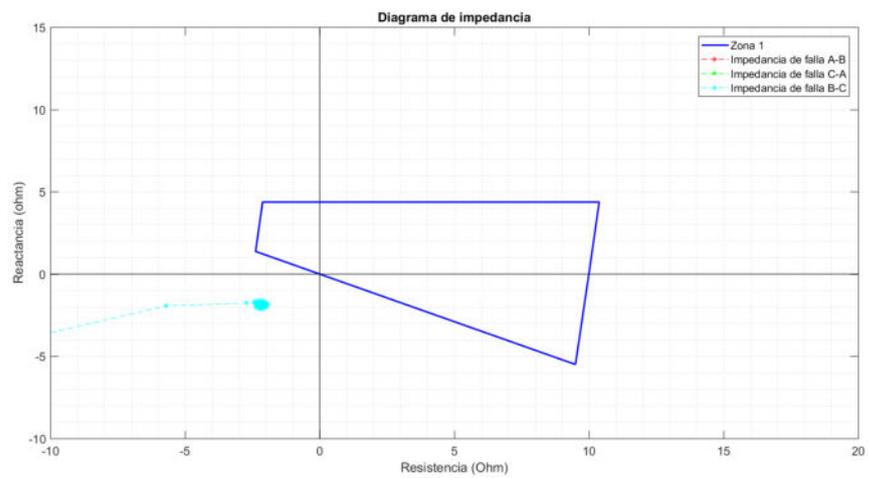


Figura B.91: Diagrama de impedancia vista por PT5-BR5 para un CC FFT al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.97

## Apéndice B. Totalidad de resultados

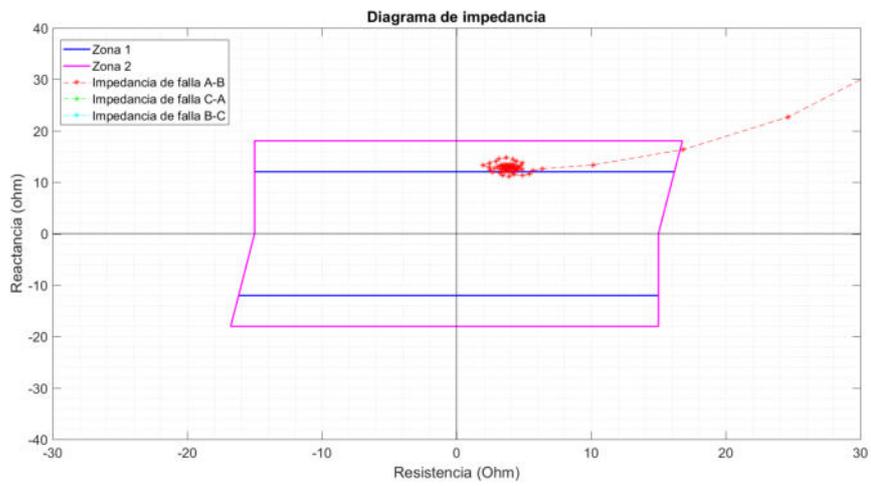


Figura B.92: Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFT al 90 % de la línea - Ref.98

Todas las verificaciones realizadas para el cortocircuito bifásico al 10 % de la línea bajo estudio, cumplen satisfactoriamente.

#### B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

##### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 70 % de la línea PT5-CR5.

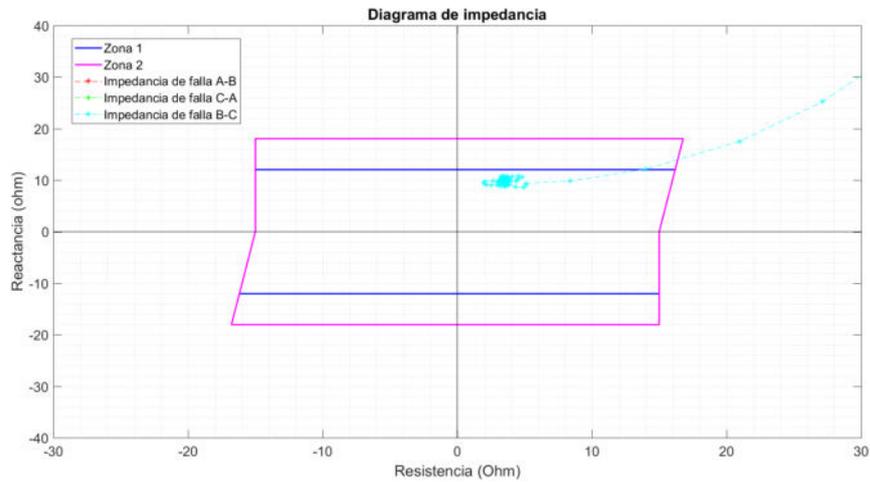


Figura B.93: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.99

Como en casos análogos anteriores, el resultado observado en B.93 es el esperado, con la impedancia en zona 1, cerca del límite.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 95 % de la línea PT5-CR5.

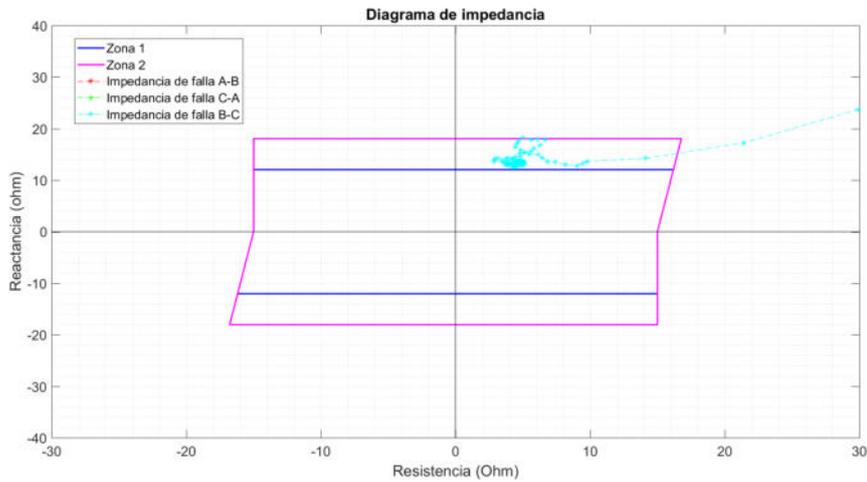


Figura B.94: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.100

En la primera figura, se tiene el diagrama de impedancia visto por las protecciones en PT5-CR5, claramente en zona 2, como es esperado para un cortocircuito tan cerca del final de la línea.

Luego, en B.95 y B.98 se tiene las verificaciones para CR5-PA5 y PA5-CR5 respectivamente. Desde CR5, se debe ver la impedancia hacia atrás, y desde PA5, no debe verse en zona 1. Ambas condiciones se cumplen.

Finalmente, en B.96 y B.97, las verificaciones análogas para MA5-CR5 y CR5-MA5. También estas son satisfactorias.

#### B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

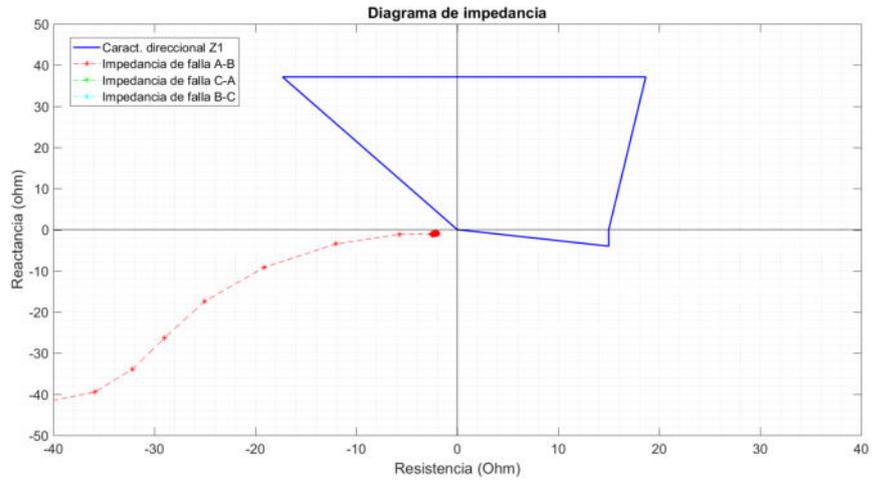


Figura B.95: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.101

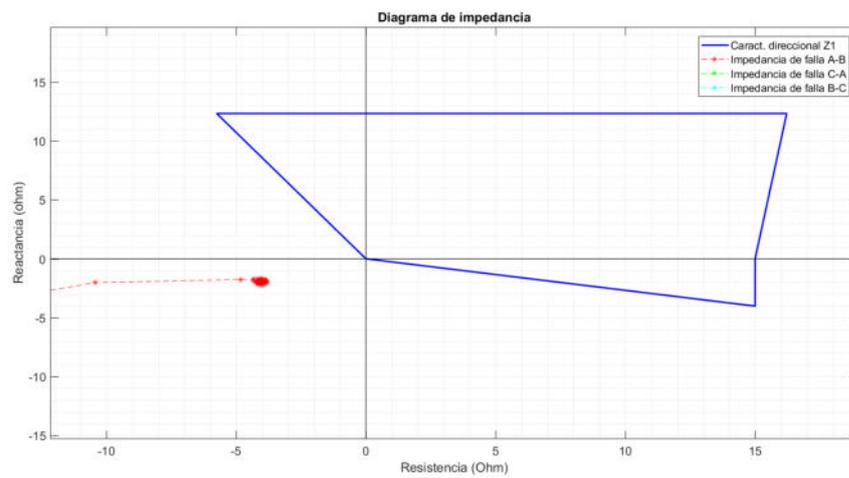


Figura B.96: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.102

## Apéndice B. Totalidad de resultados

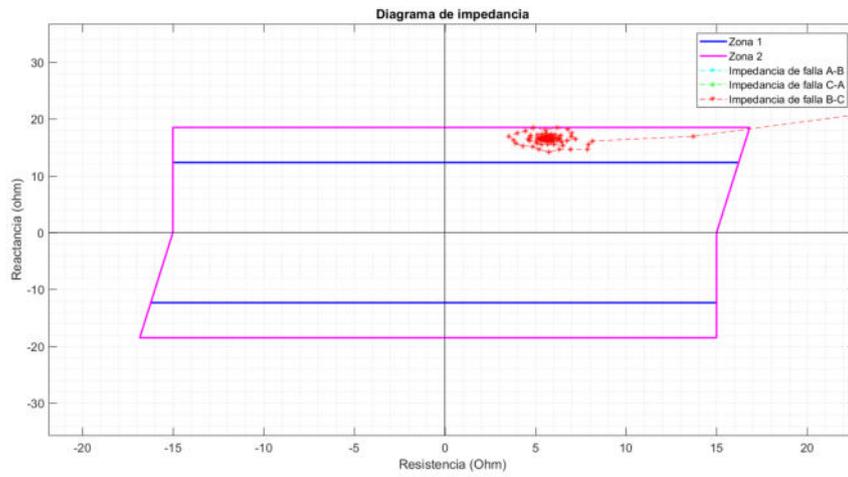


Figura B.97: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.103

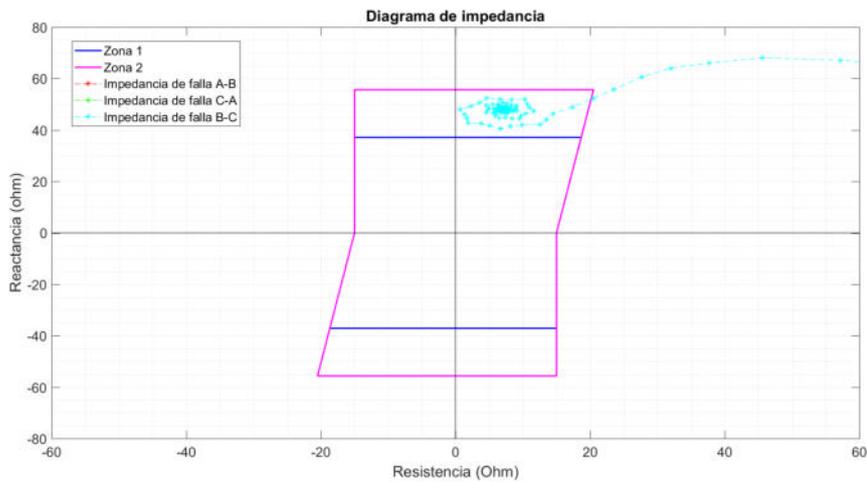


Figura B.98: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.104

## B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

### B.4.3. Cortocircuitos trifásicos

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 10 % de la línea PT5-CR5. Para los cortocircuitos trifásicos, el razonamiento y conclusiones son análogas a las de los cortocircuitos bifásicos.

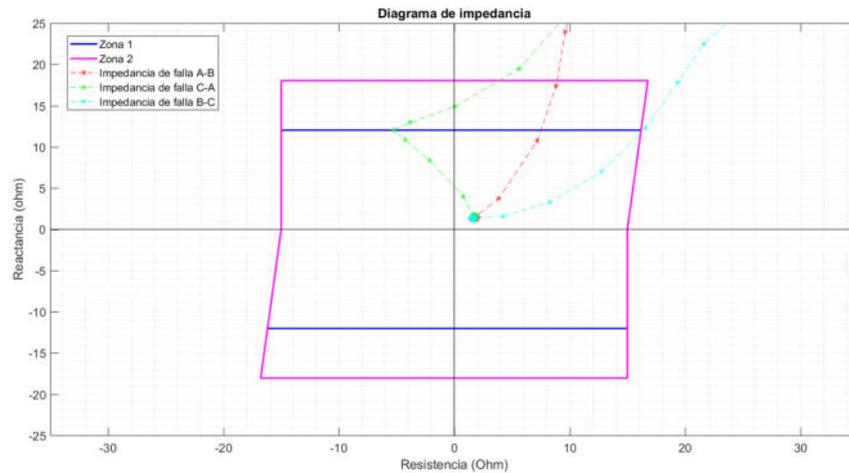


Figura B.99: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.105

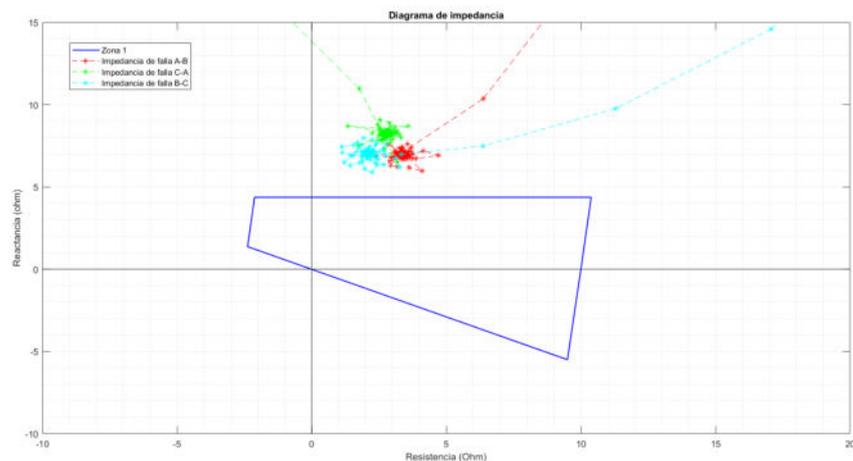


Figura B.100: Diagrama de impedancia visto por BR5-PT5 para un CC FFF al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.106

## Apéndice B. Totalidad de resultados

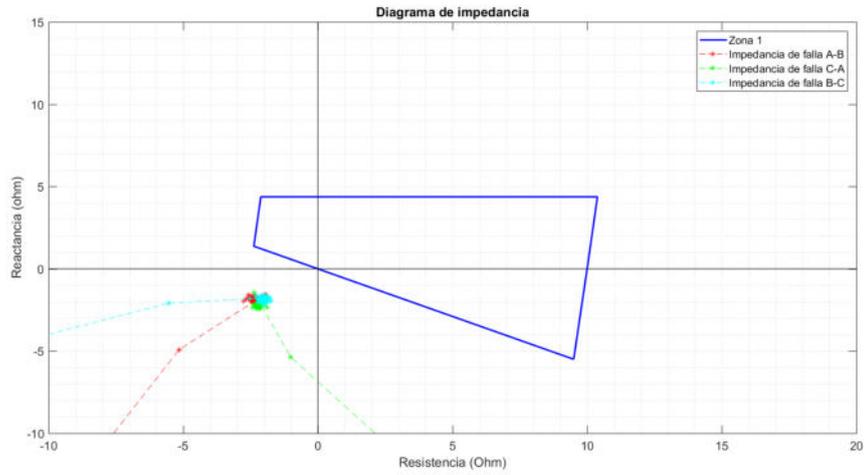


Figura B.101: Diagrama de impedancia vista por PT5-BR5 para un CC FFF al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.107

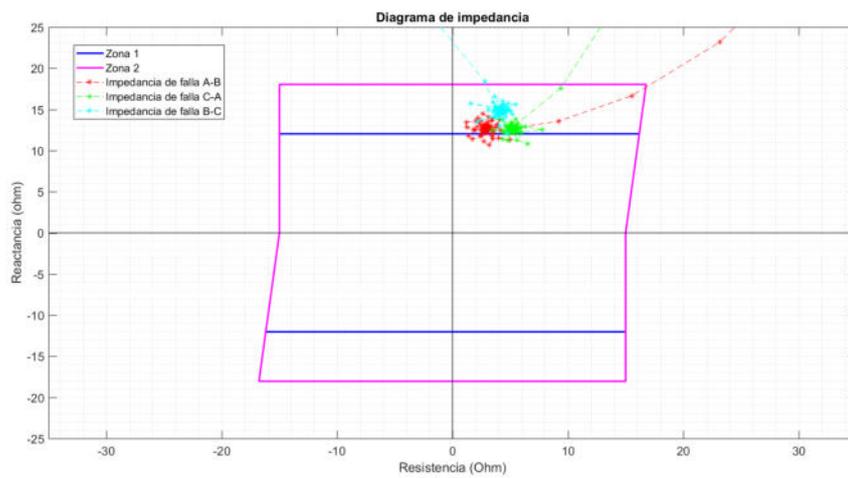


Figura B.102: Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.108

## B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 70 % de la línea PT5-CR5.

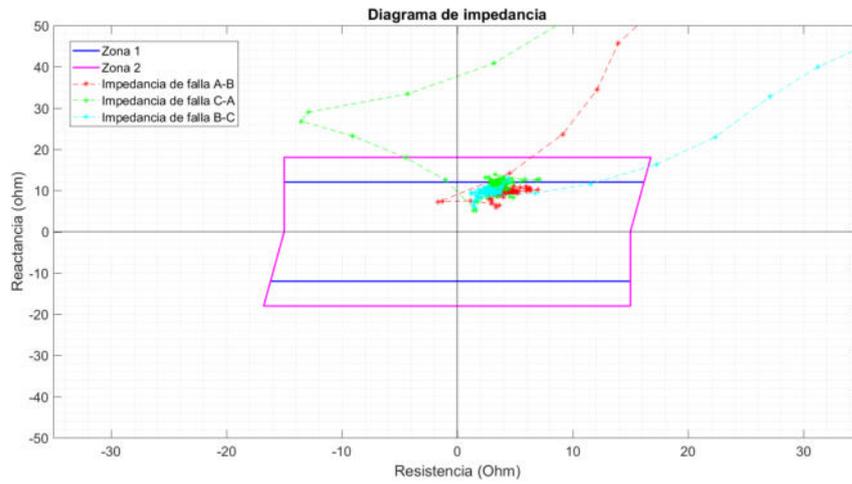


Figura B.103: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.109

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 95 % de la línea PT5-CR5.

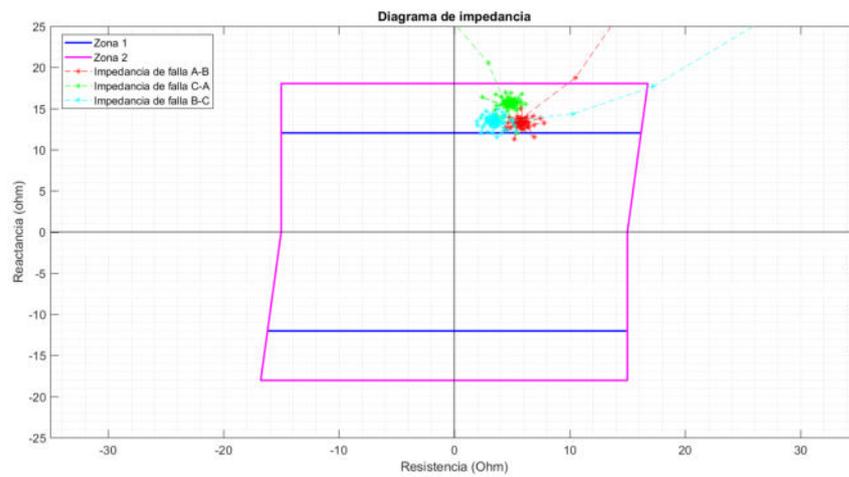


Figura B.104: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.110

Apéndice B. Totalidad de resultados

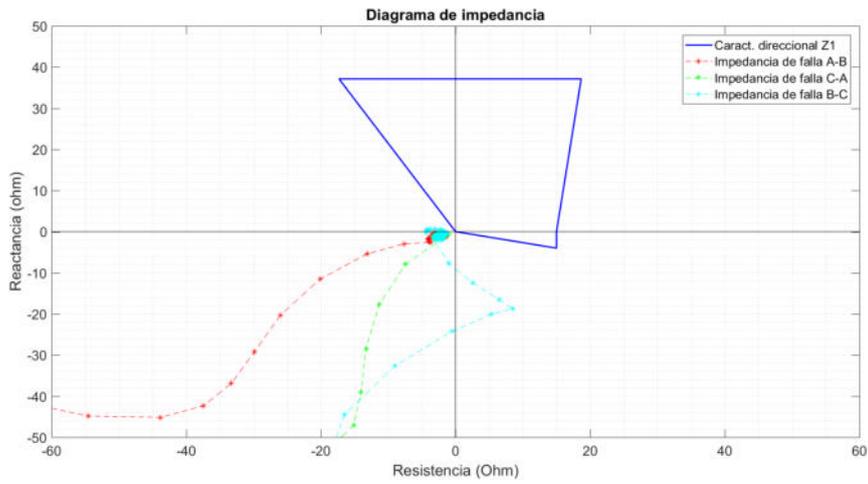


Figura B.105: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.111

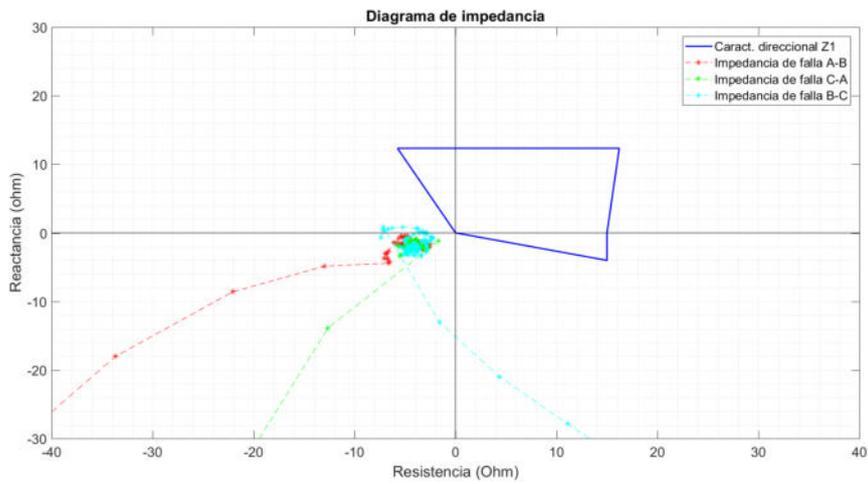


Figura B.106: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.112

#### B.4. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-CR5

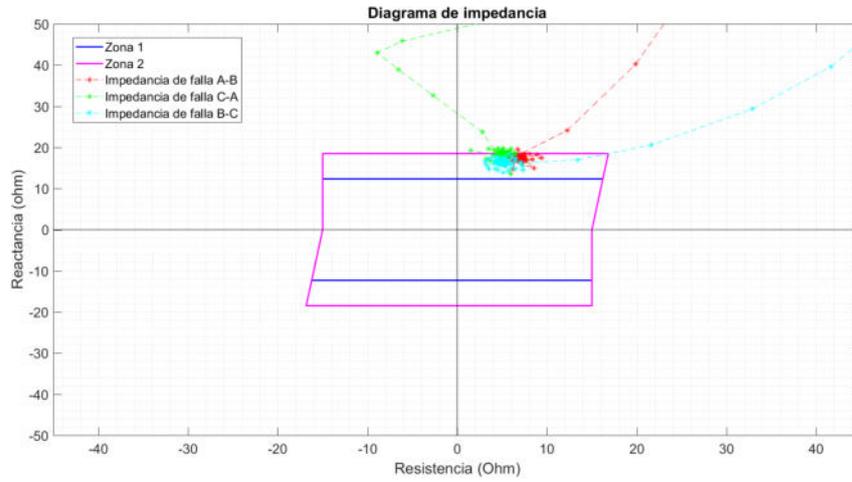


Figura B.107: Diagrama de impedancia visto por MA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.113

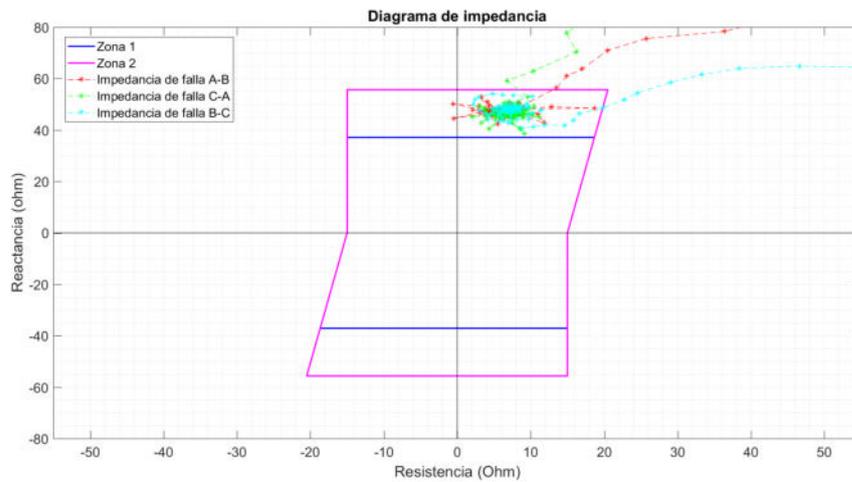


Figura B.108: Diagrama de impedancia visto por PA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.114

En el caso de CC trifásicos al 70% y al 95% de la línea cumplen todas las verificaciones realizadas en las simulaciones. Las imágenes B.103 a B.108 detallan los diagramas de impedancias para dichos cortocircuitos.

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

### B.5.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 10 % de la línea MA5-CR5.

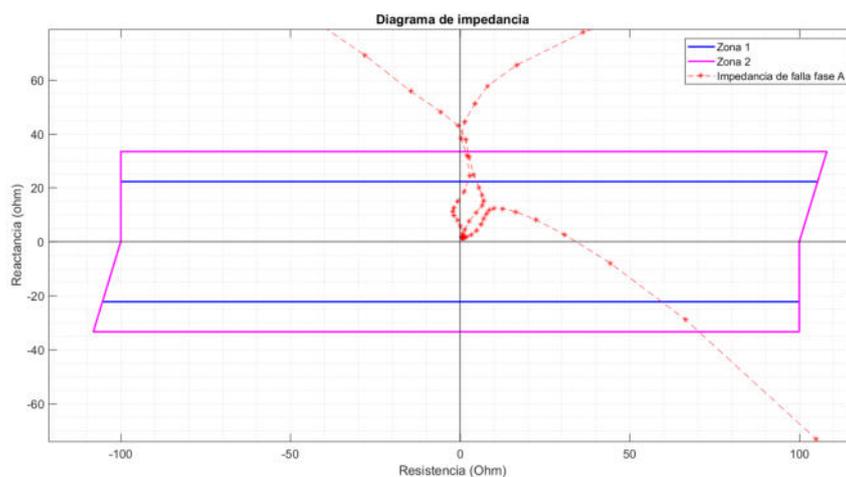


Figura B.109: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.115

En las figuras B.109 y B.114 se presenta los diagramas de impedancia vistos por las protecciones de la línea MA5-CR5, en la primera desde MA5 y en la segunda desde CR5. Se tiene el mismo resultado que en las líneas anteriores, una impedancia menor en el extremo en CR5 a la esperada que provoca que se entre en zona 1 cuando debería estar en la 2.

Luego, en las figuras B.111 y B.113 se tiene los resultados para la línea MA5-MI5. En ambos se cumple satisfactoriamente la verificación: MA5-MI5 ve el defecto hacia atrás y MI5-MA5 no lo ve en zona 1.

En las restantes imágenes se presentan los resultados para MA5-MB5 y MB5-MA5. En ambos casos, se tiene un relé PDTTS y RAEPA.

En B.110 se observa los resultados para el PDTTS, donde la verificación no se cumple, quedando la impedancia en la zona 1. Se deberá, por lo tanto, ensayar este relé para comprobar esta actuación incorrecta y revisar los ajustes si es necesario.

Desde el extremo MA5-MB5, en la figura B.112 se observa que el defecto es detectado hacia atrás como es deseado. Cabe aclarar, el relé RAEPA ve el defecto hacia adelante, por lo que actuaría. Sin embargo, como se comentó en un caso anterior, este relé tiene una temporización de 2 s, por lo que da tiempo a las protecciones propias de la línea a actuar, y esto no resulta un inconveniente.

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

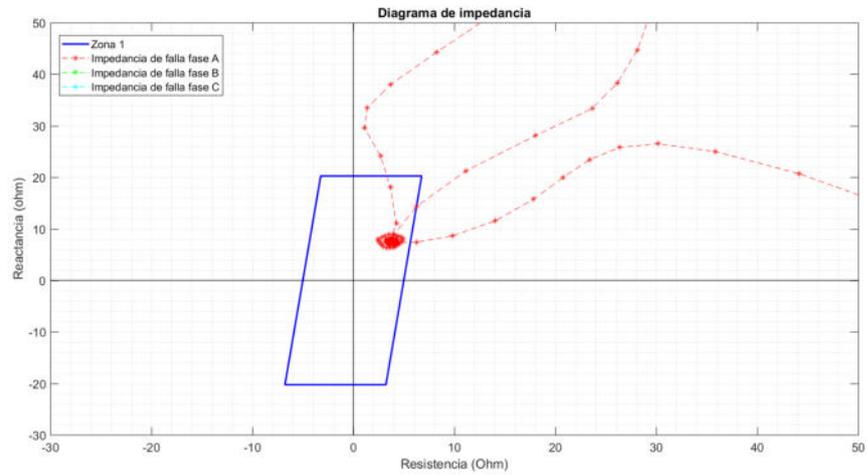


Figura B.110: Diagrama de impedancia vista por MB5-MA5 para un CC FT al 10% de la línea MA5-CR5 - Ref.116

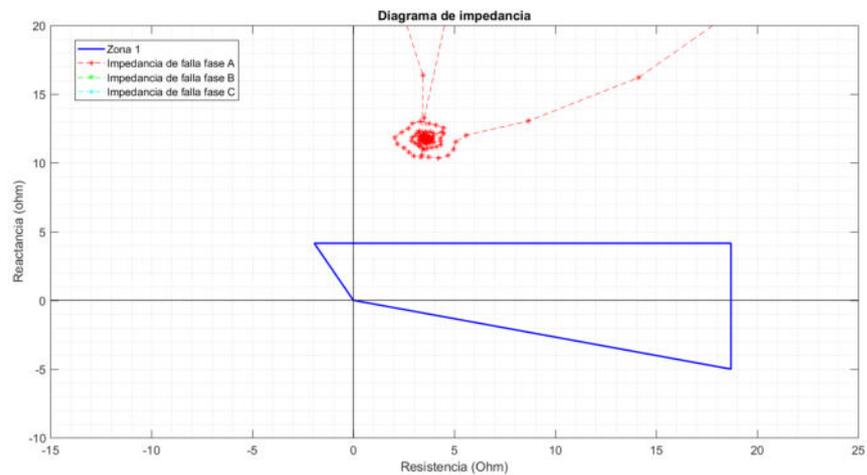


Figura B.111: Diagrama de impedancia vista por MI5-MA5 para un CC FT al 10% de la línea MA5-CR5 - Ref.117

## Apéndice B. Totalidad de resultados

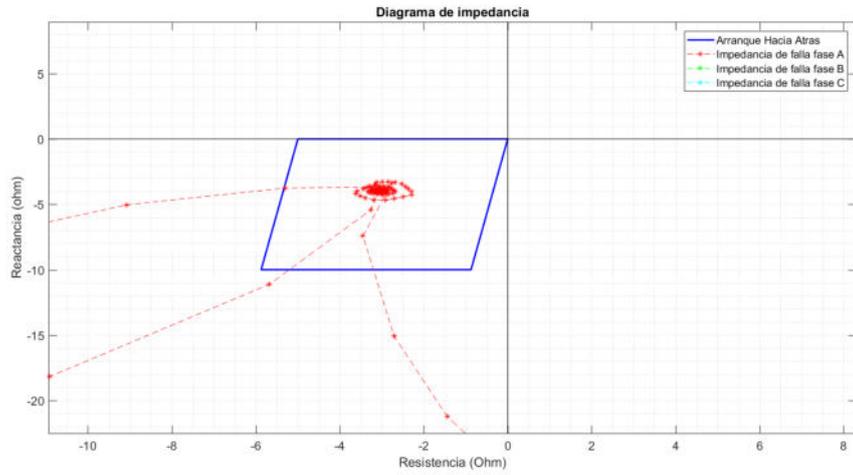


Figura B.112: Diagrama de impedancia vista por MA5-MB5 para un CC FT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.118

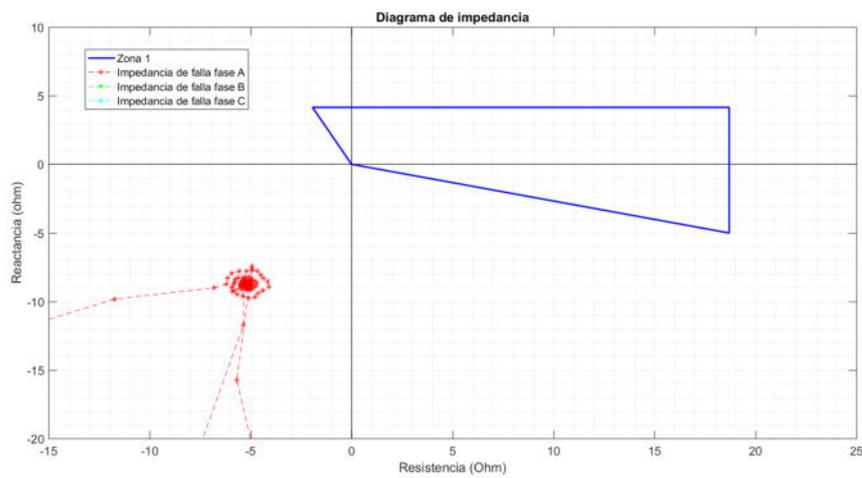


Figura B.113: Diagrama de impedancia vista por MA5-MI5 para un CC FT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.119

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

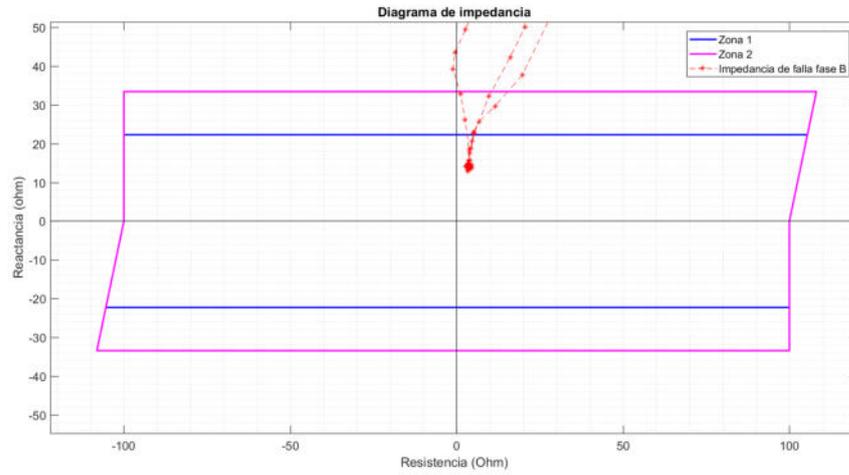


Figura B.114: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.120

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 70 % de la línea MA5-CR5.

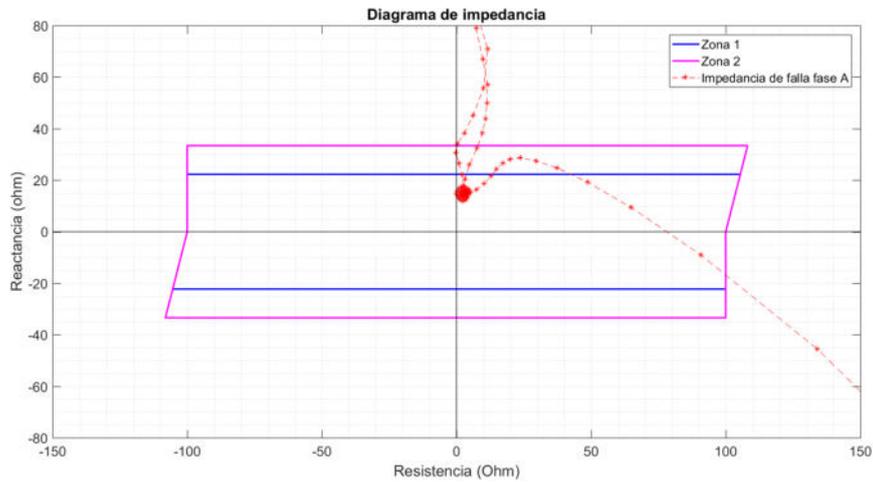


Figura B.115: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.121

Se observa que MA5-CR5 ve el cortocircuito en zona 1, si bien con impedancia menor a la esperada como en los casos análogos anteriores.

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 95 % de la línea MA5-CR5.

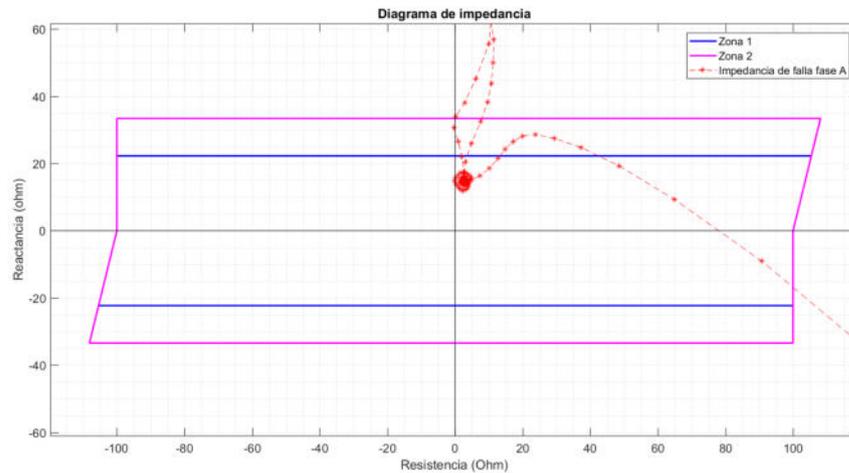


Figura B.116: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.122

La primera figura representa el diagrama de impedancia de las protecciones propias de la línea. Este debería verse claramente en zona 2, pero no es así, como en los otros casos se ve una reducción significativa en el valor esperado de la impedancia.

En las siguientes imágenes se tienen los diagramas de impedancia de las líneas adyacentes CR5-PA5 y CR5-PT5.

En B.117 y B.119 se tienen los diagramas de CR5-PA5 y PA5-CR5 respectivamente. CR5-PA5 ve correctamente el defecto hacia atrás, pero PA5-CR5 ve la falta en zona 1, lo cual no es correcto. Nuevamente, tenemos un caso de impedancia menor a la esperada en las faltas fase tierra. Es probable que el relé lo compense y no se genere una actuación incorrecta, se deberá corroborar mediante ensayos.

Luego, en B.118 y B.120 se tiene los resultados análogos para CR5-PT5 y PT5-CR5.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

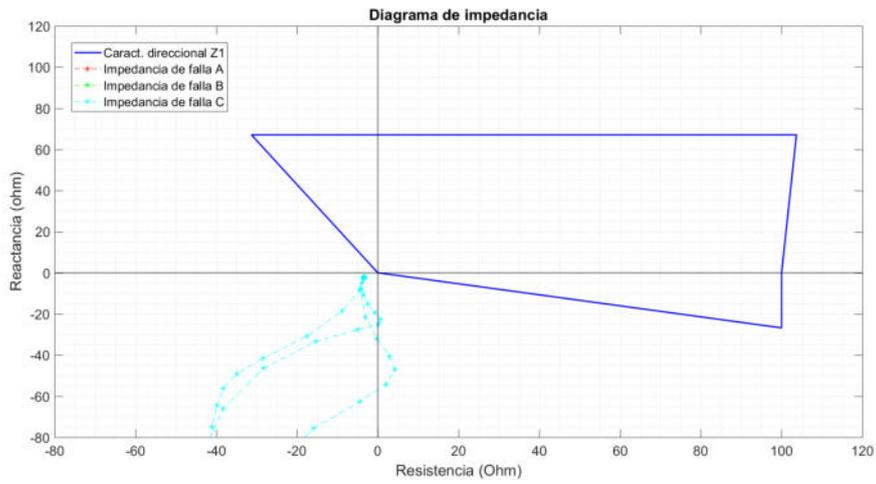


Figura B.117: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.123

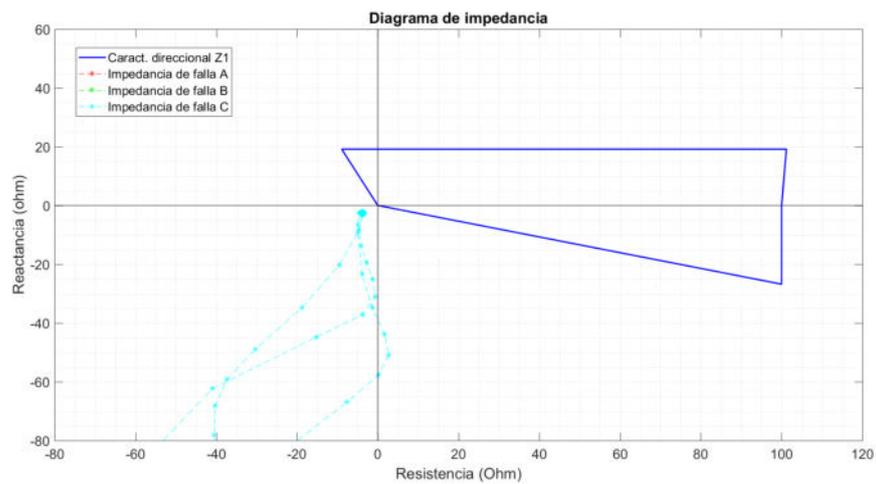


Figura B.118: Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.124

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

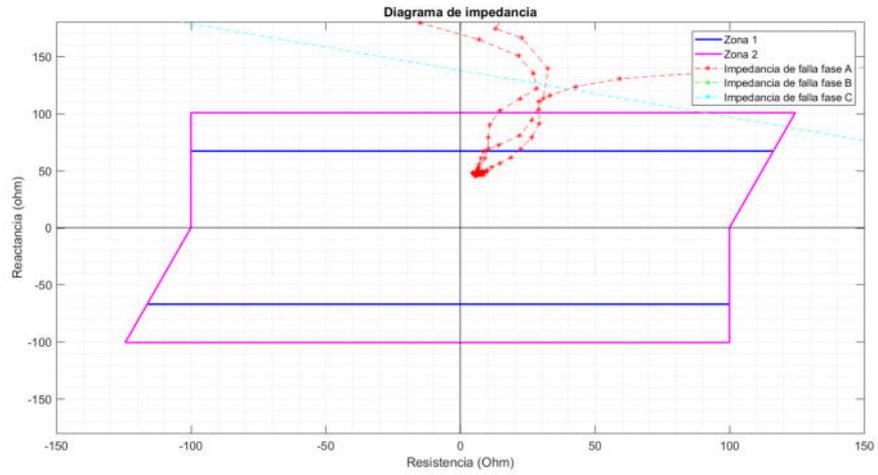


Figura B.119: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.125

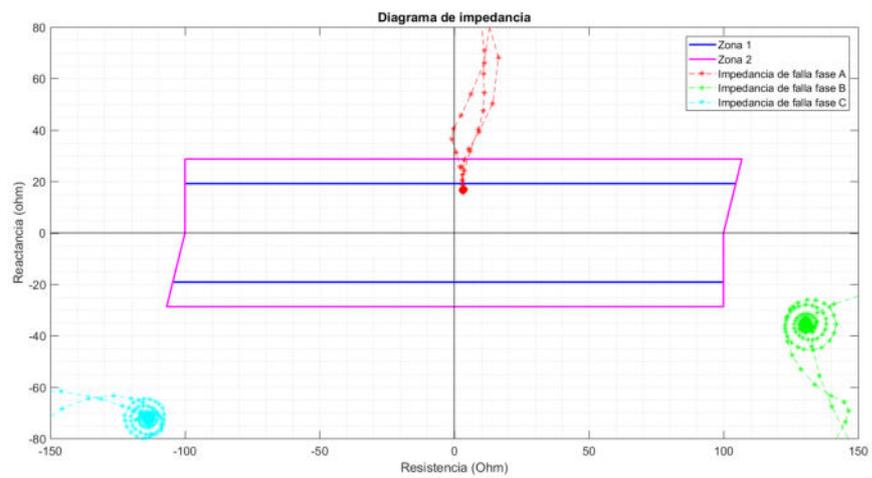


Figura B.120: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.126

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.5.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 10 % de la línea MA5-CR5. Las verificaciones tienen la misma lógica que en la sección anterior, modificándose el cortocircuito y la característica del relé.

Todas las verificaciones son satisfactorias.

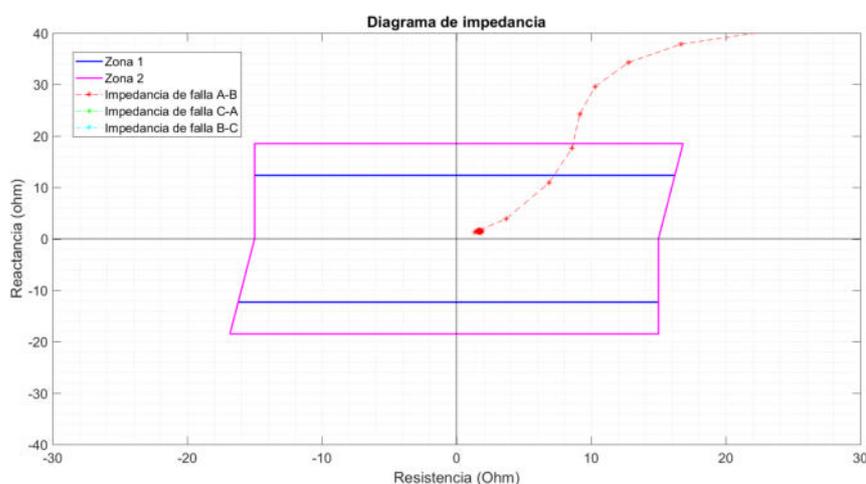


Figura B.121: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.127

En las figuras B.121 y B.126 se presenta los diagramas de impedancia vistos por las protecciones de la línea MA5-CR5, en la primera desde MA5 y en la segunda desde CR5. En ambos casos el resultado es el esperado, la primera con la impedancia claramente en zona 1, y la segunda en zona 2.

Luego, en las figuras B.123 y B.125 se tiene los resultados para la línea MA5-MI5. Al igual que en la sección anterior, en ambos se cumple satisfactoriamente la verificación: MA5-MI5 ve el defecto hacia atrás y MI5-MA5 no lo ve en zona 1.

En las restantes imágenes se presentan los resultados para MA5-MB5 y MB5-MA5. En este caso, el relé es un PDPS. En B.122 los resultados para MB5-MA5, donde el defecto no es visto en zona 1, como es deseado, si bien está en el límite. En la figura B.124, la verificación para MA5-MB5, que ve el defecto hacia atrás como es deseado.

### B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

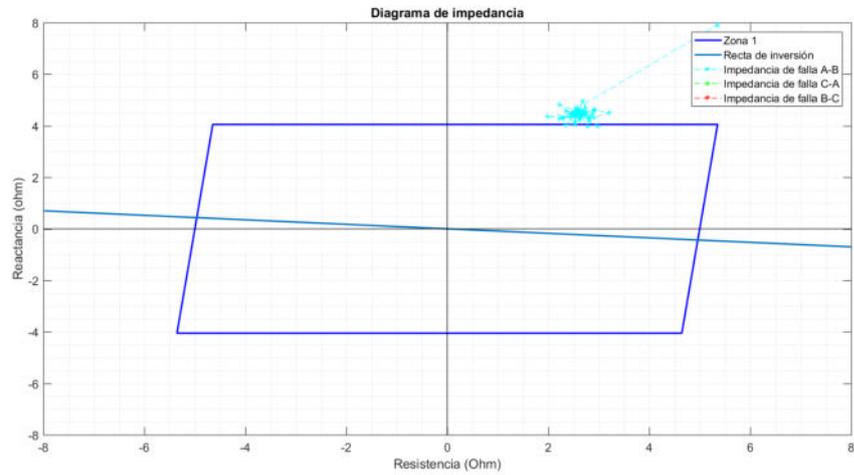


Figura B.122: Diagrama de impedancia vista por MB5-MA5 para un CC FFT al 10% de la línea MA5-CR5 - Ref.128

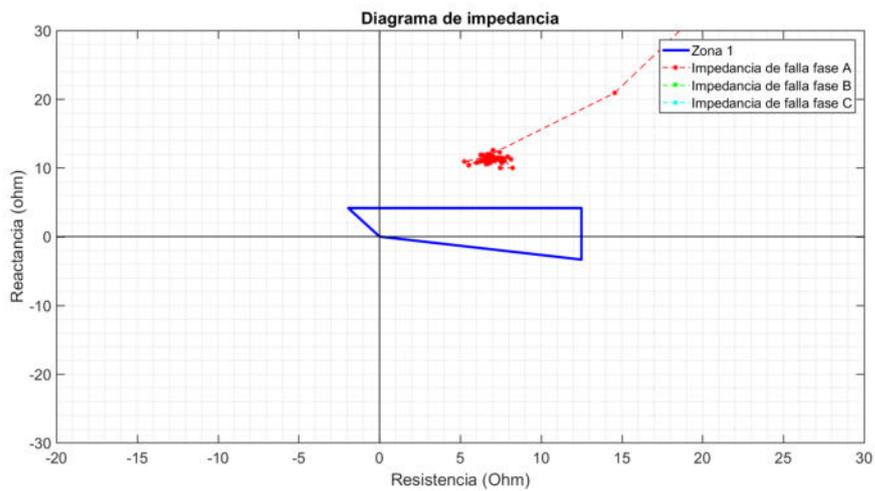


Figura B.123: Diagrama de impedancia vista por MI5-MA5 para un CC FFT al 10% de la línea MA5-CR5 - Ref.129

## Apéndice B. Totalidad de resultados

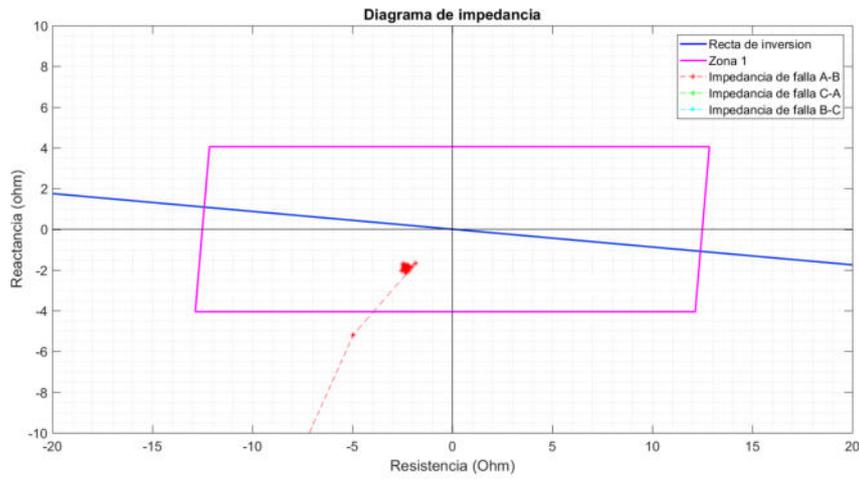


Figura B.124: Diagrama de impedancia vista por MA5-MB5 para un CC FFT al 10% de la línea MA5-CR5 - Ref.130

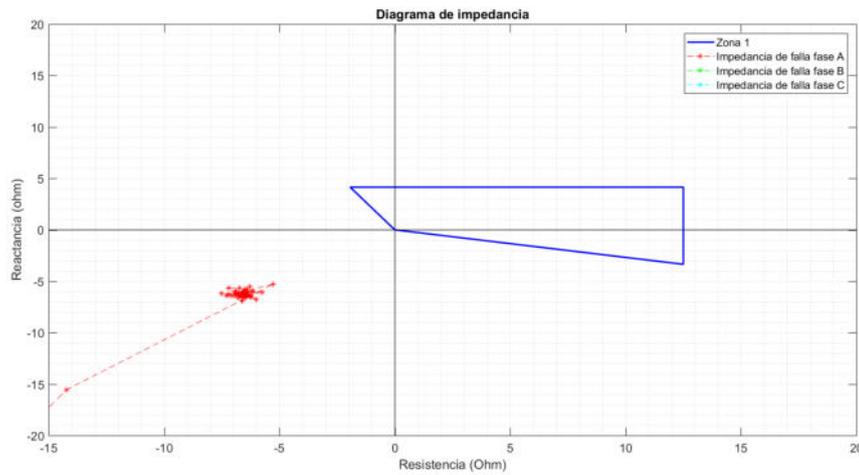


Figura B.125: Diagrama de impedancia vista por MA5-MI5 para un CC FFT al 10% de la línea MA5-CR5 - Ref.131

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

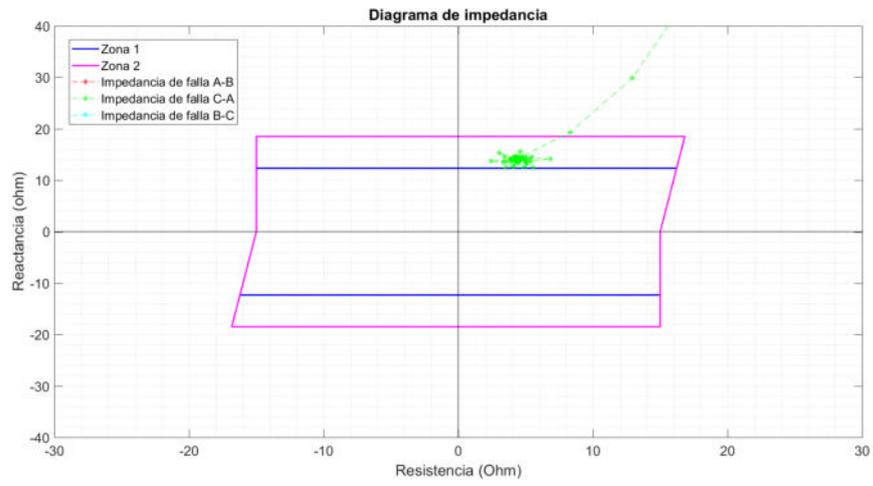


Figura B.126: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 90 % de la línea - Ref.132

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 70 % de la línea MA5-CR5.

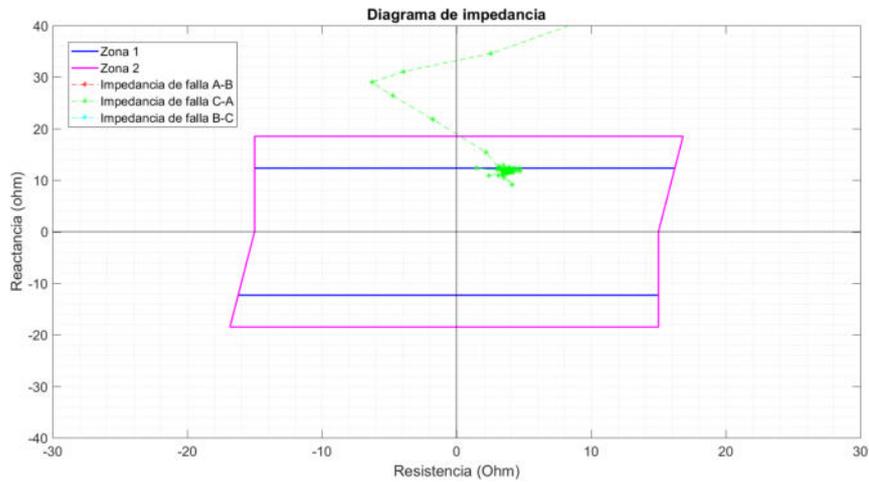


Figura B.127: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.133

Se observa la impedancia donde se espera, en zona 1, cerca del límite, por ser una falta al 70 %.

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 70 % de la línea MA5-CR5.

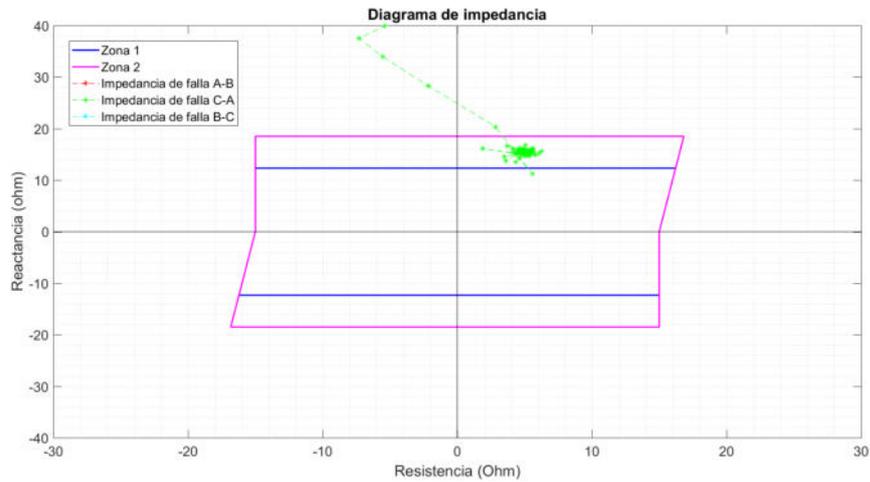


Figura B.128: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.134

La primera figura representa el diagrama de impedancia de las protecciones propias de la línea. En este se ve que la falta está en zona 2 como es esperado.

En las siguientes imágenes se tienen los diagramas de impedancia de las líneas adyacentes CR5-PA5 y CR5-PT5.

En B.129 y B.131 se tienen los diagramas de CR5-PA5 y PA5-CR5 respectivamente. CR5-PA5 ve correctamente el defecto hacia atrás y PA5-CR5 no ve la falta en zona 1.

Luego, en B.130 y B.132 se tiene los resultados análogos para CR5-PT5 y PT5-CR5, que también son satisfactorios.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

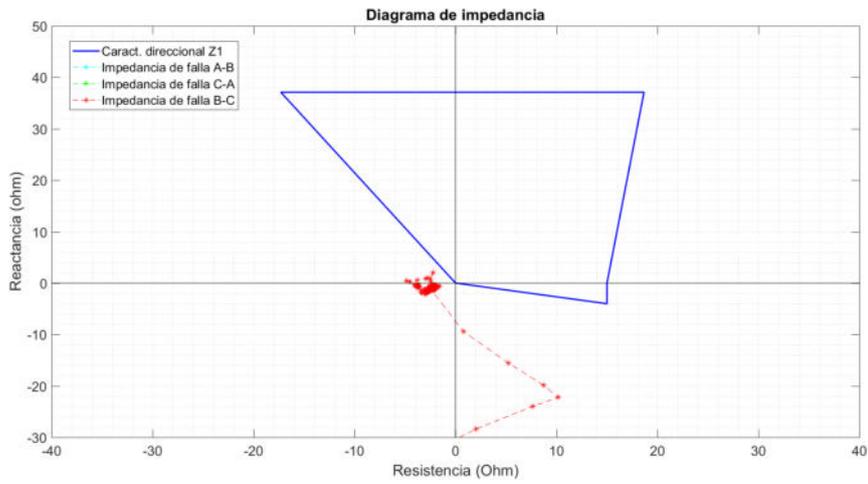


Figura B.129: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.135

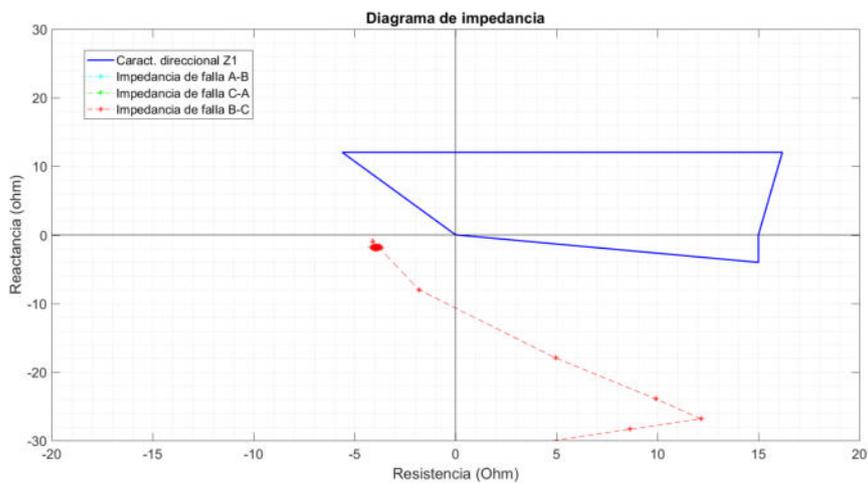


Figura B.130: Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.136

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

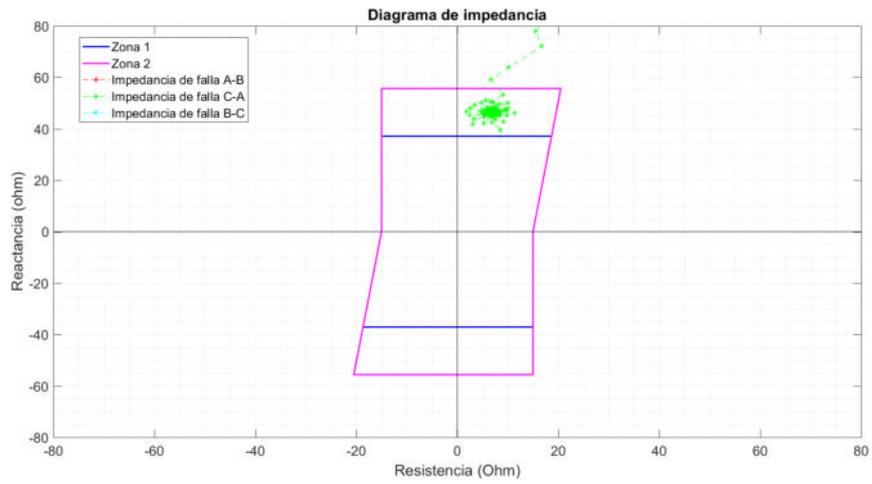


Figura B.131: Diagrama de impedancia visto por PA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.137

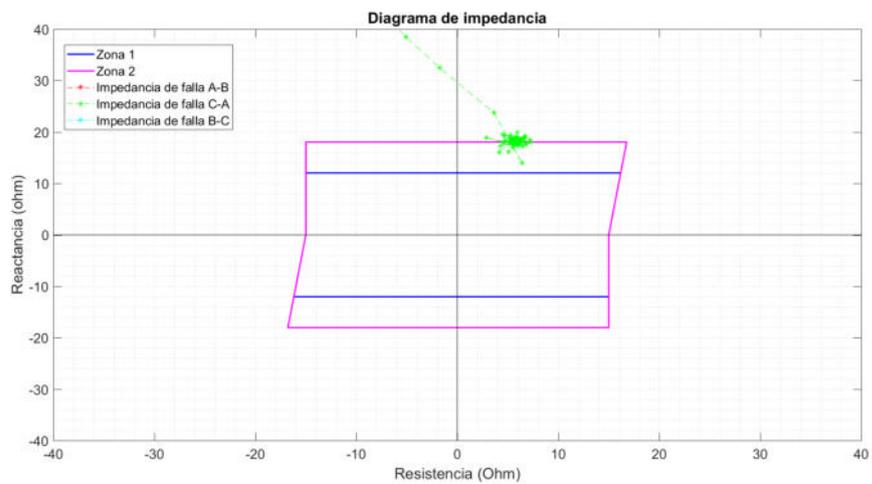


Figura B.132: Diagrama de impedancia visto por PT5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.138

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.5.3. Cortocircuitos trifásicos

#### Cortocircuitos al 10 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 10% de la línea MA5-CR5. Para los cortocircuitos trifásicos, el razonamiento y conclusiones son análogas a las de los cortocircuitos bifásicos.

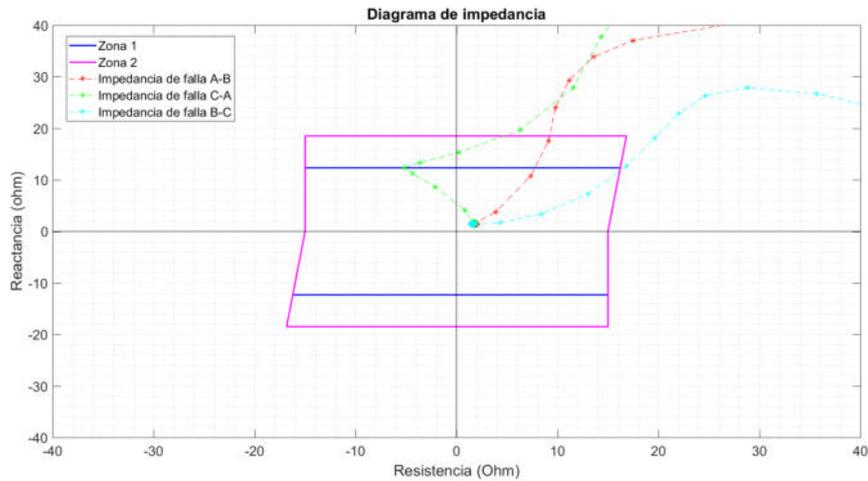


Figura B.133: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 10% de la línea - Ref.139

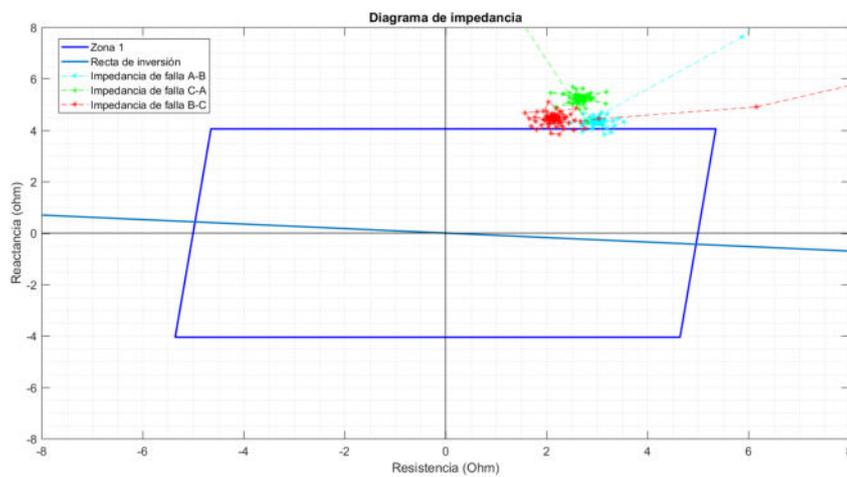


Figura B.134: Diagrama de impedancia visto por MB5-MA5 para un CC FFF al 10% de la línea MA5-CR5 - Ref.140

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

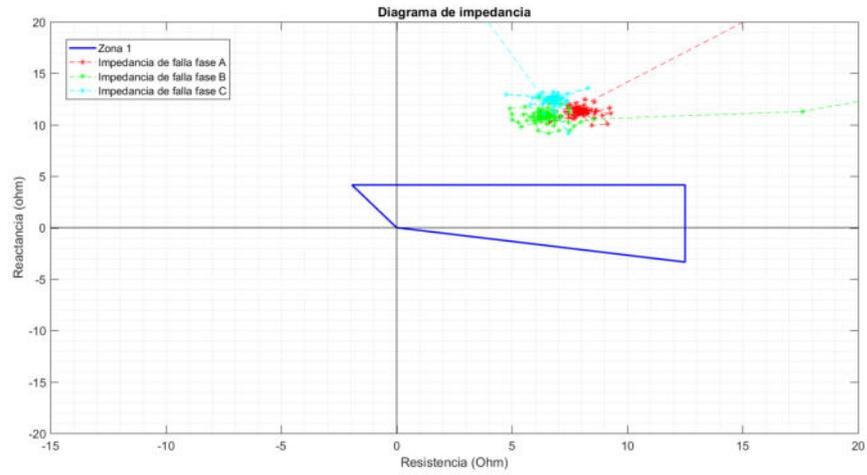


Figura B.135: Diagrama de impedancia vista por MI5-MA5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.141

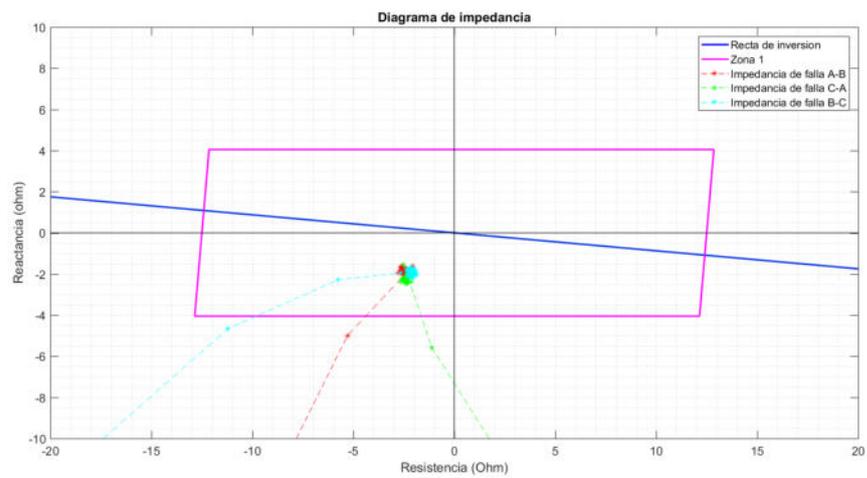


Figura B.136: Diagrama de impedancia vista por MA5-MB5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.142

## Apéndice B. Totalidad de resultados

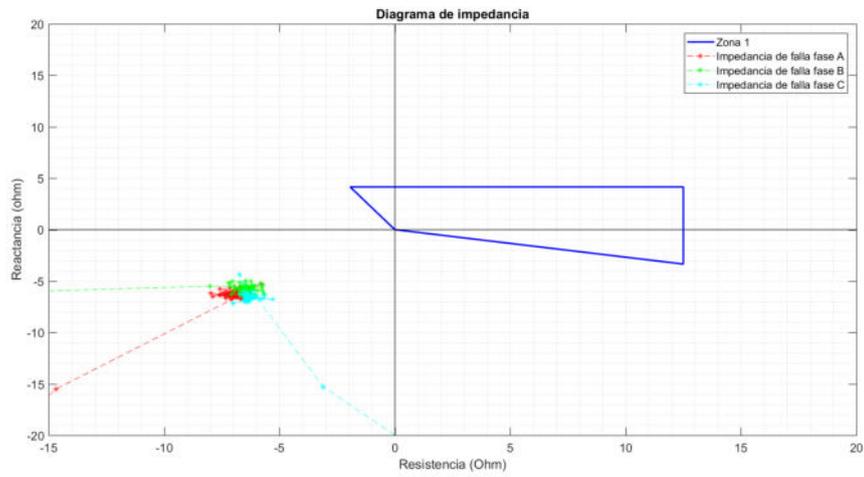


Figura B.137: Diagrama de impedancia vista por MA5-MI5 para un CC FFT al 10% de la línea MA5-CR5 - Ref.143

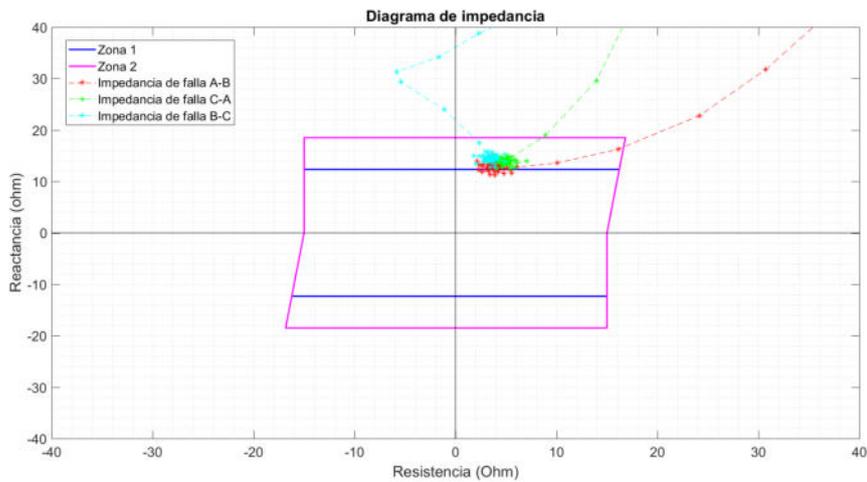


Figura B.138: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 90% de la línea - Ref.144

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

### Cortocircuitos al 70 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 70 % de la línea MA5-CR5.

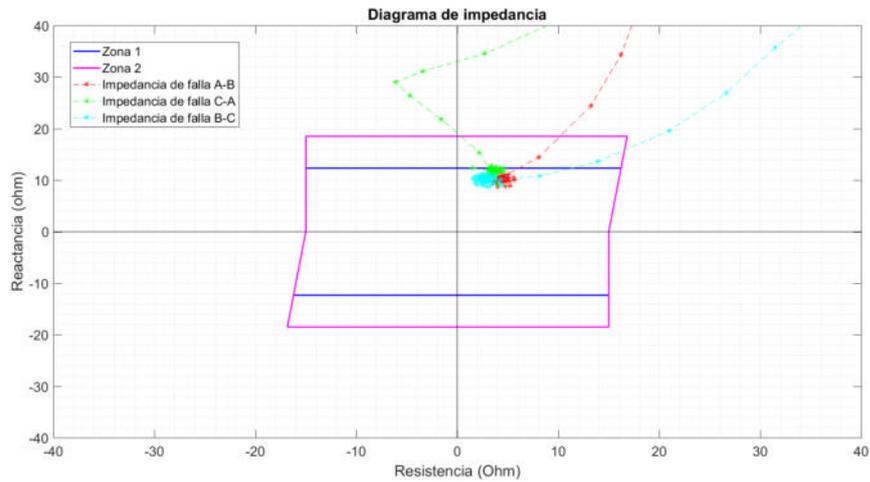


Figura B.139: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.145

### Cortocircuitos al 95 %

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 95 % de la línea MA5-CR5.

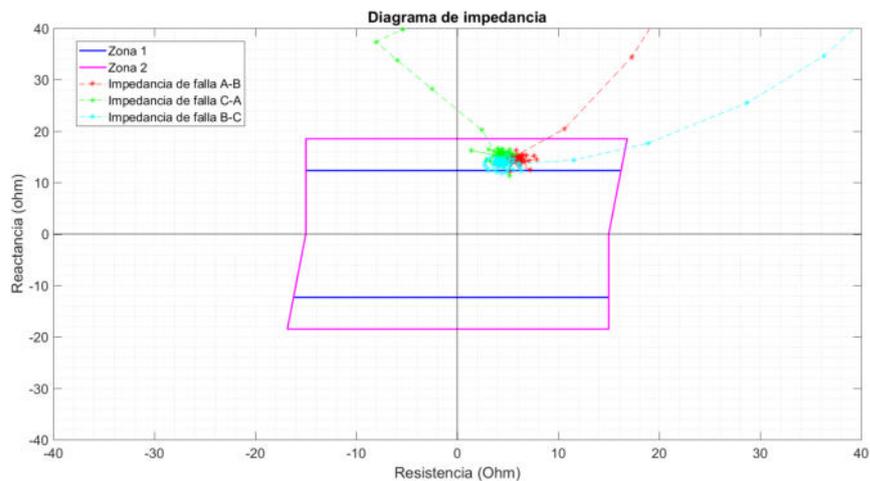


Figura B.140: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.146

Apéndice B. Totalidad de resultados

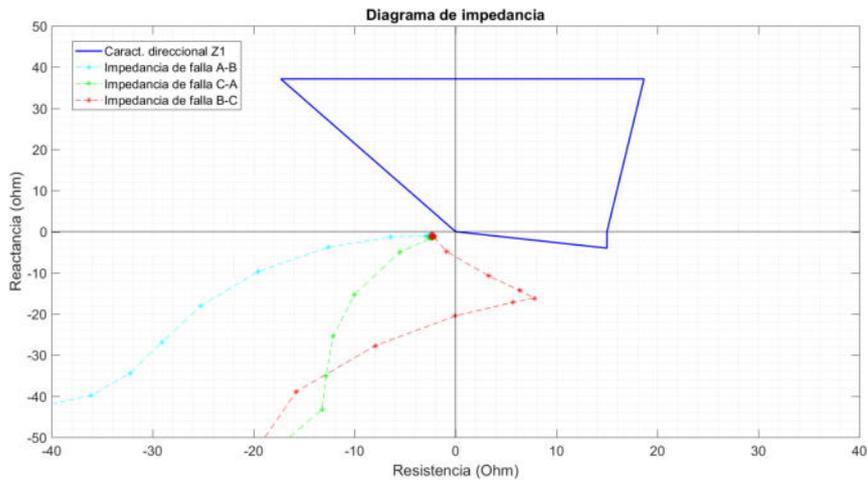


Figura B.141: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFF al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.147

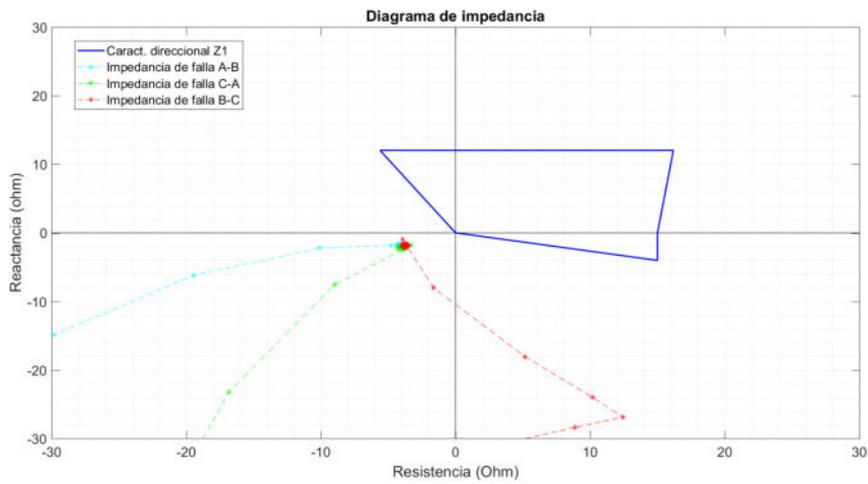


Figura B.142: Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFF al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.148

## B.5. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-CR5

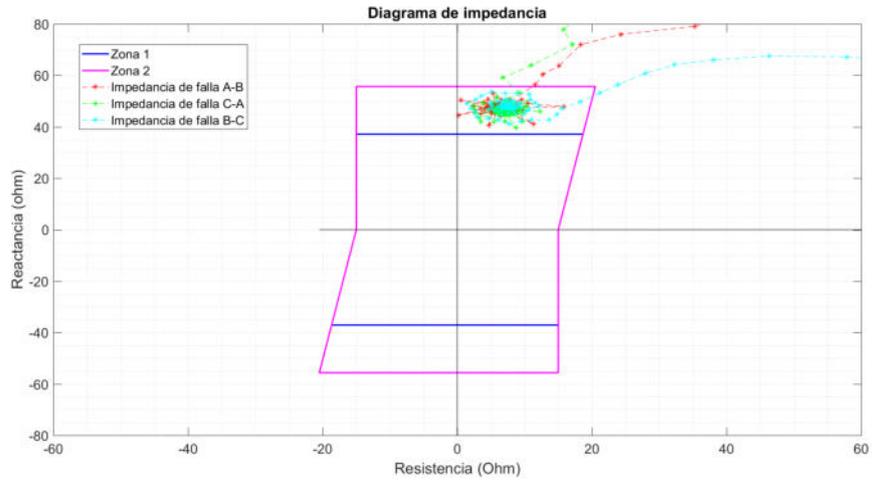


Figura B.143: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.149

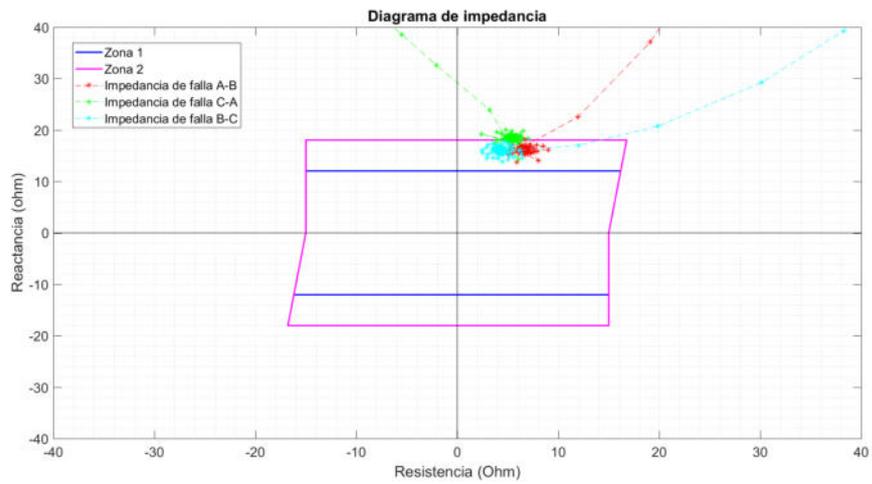


Figura B.144: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.150

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.6. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-SJ5

#### B.6.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase a tierra al 5 % de la línea SU5-SJ5.

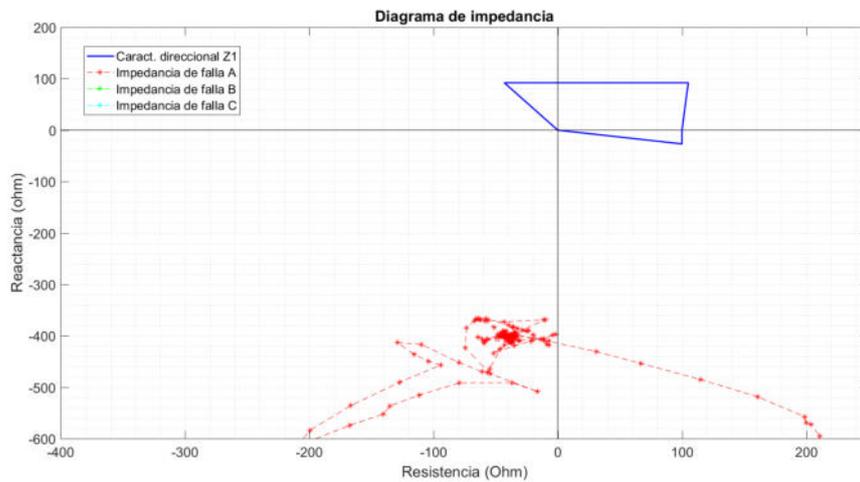


Figura B.145: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.151

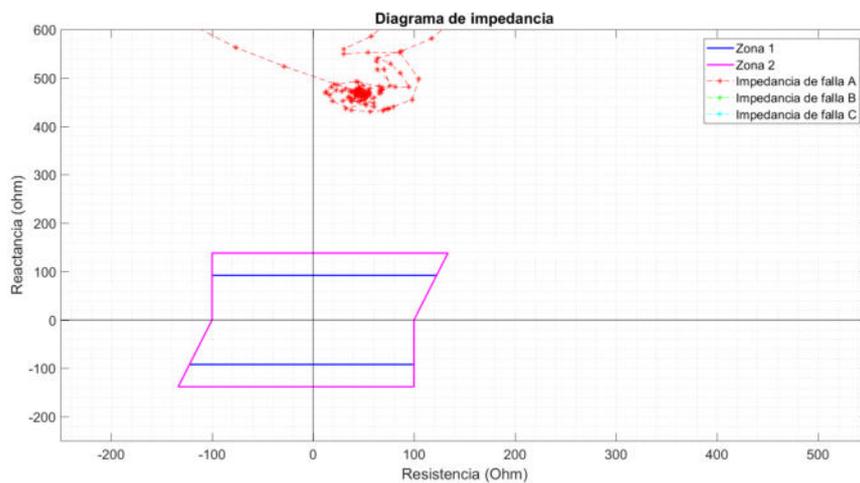


Figura B.146: Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FT al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.152

En este caso las verificaciones son ambas satisfactorias, CH5-SU5 no ve el defecto en zona 2 y SU5-CH5 lo ve hacia atrás.

## B.6. Resultados para cortocircuitos en línea SU5-SJ5

### B.6.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 5 % de la línea SU5-SJ5.

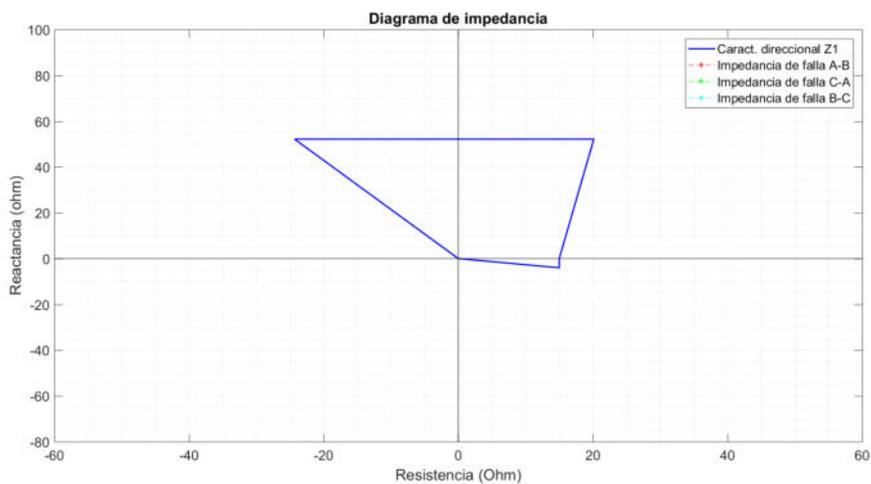


Figura B.147: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFT al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.153

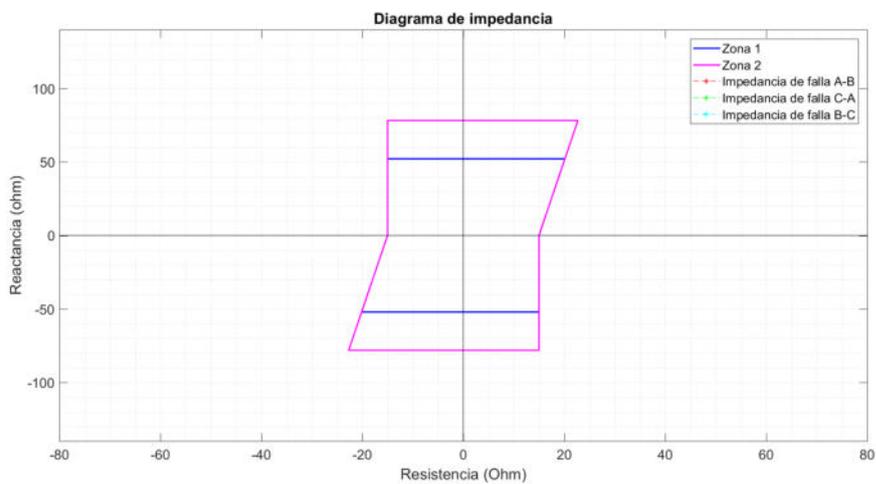


Figura B.148: Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFT al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.154

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico ya ambas son satisfactorias también, viendo una impedancia mucho mayor a la esperada.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.6.3. Cortocircuitos trifásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 5 % de la línea SU5-SJ5. Los resultados son análogos a los obtenidos con el cortocircuito bifásico.

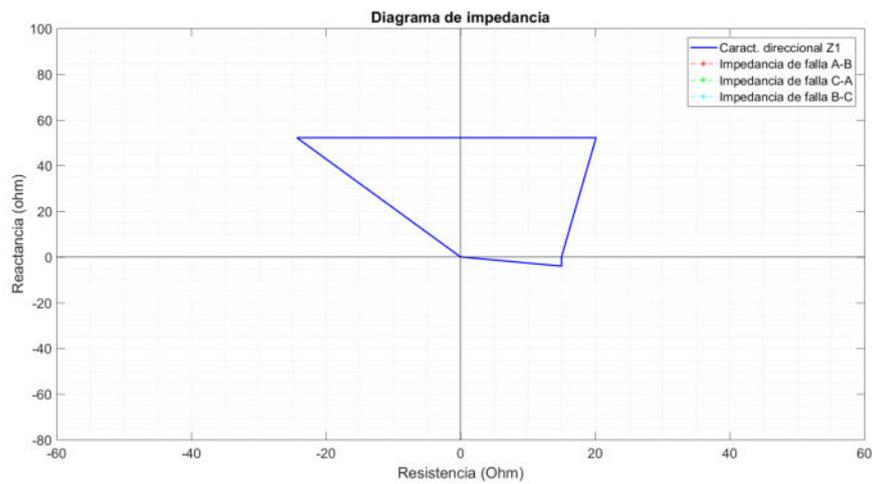


Figura B.149: Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.155

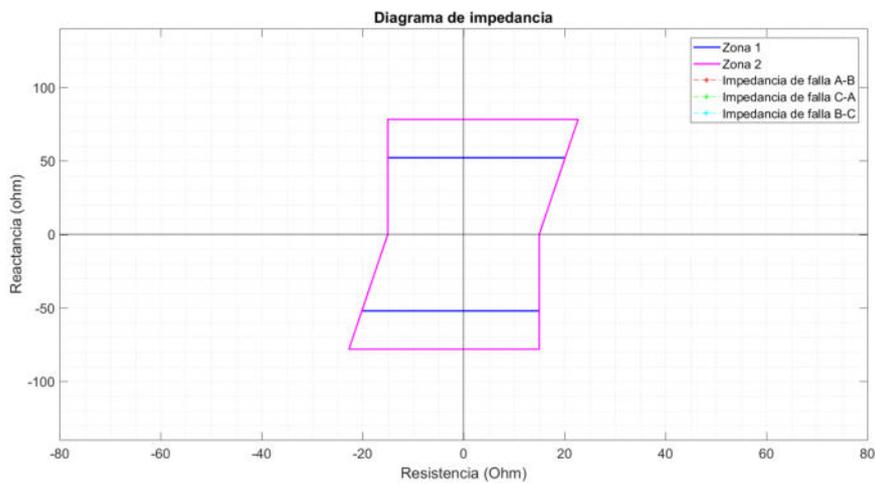


Figura B.150: Diagrama de impedancia visto por CH5-SU5 para un CC FFF al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.156

## B.7. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-SJ5

### B.7. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-SJ5

#### B.7.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 5% de la línea PA5-SJ5 1.

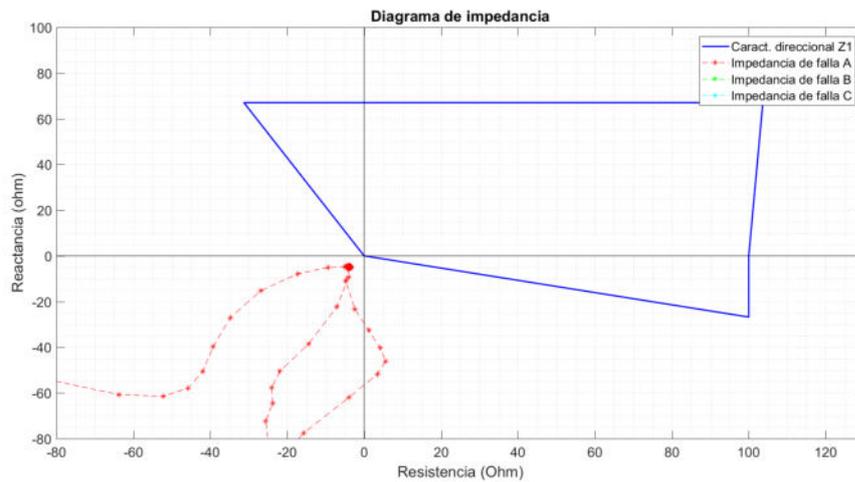


Figura B.151: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 5% de la línea PA5-SJ5 - Ref.157

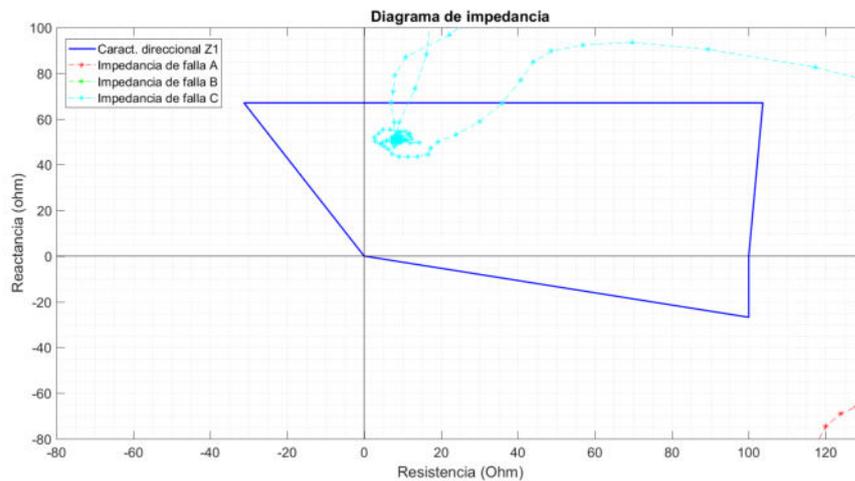


Figura B.152: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 5% de la línea PA5-SJ5 - Ref.158

En este caso, se debe cumplir que CR5-PA5 no vea el cortocircuito en zona 1, y que PA5-CR5 lo vea hacia atrás. La segunda se cumple, la primera no, con la misma situación que se tuvo en casi todos los cortocircuitos monofásicos a tierra.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.7.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 5 % de la línea PA5-SJ5 1.

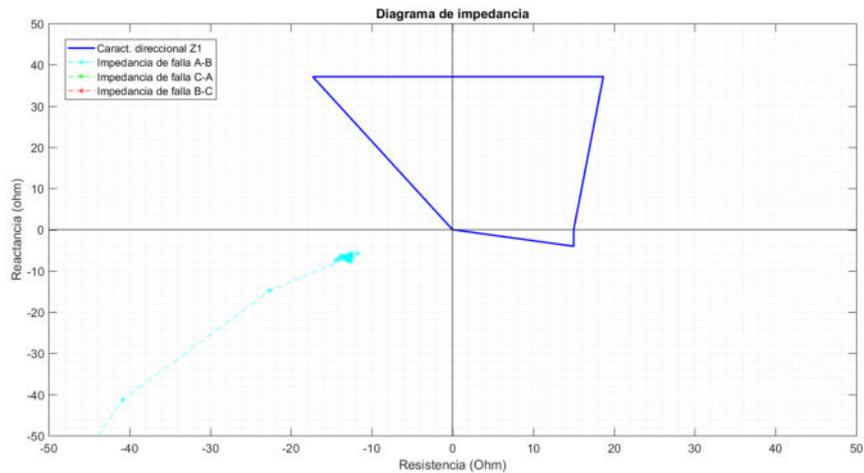


Figura B.153: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.159

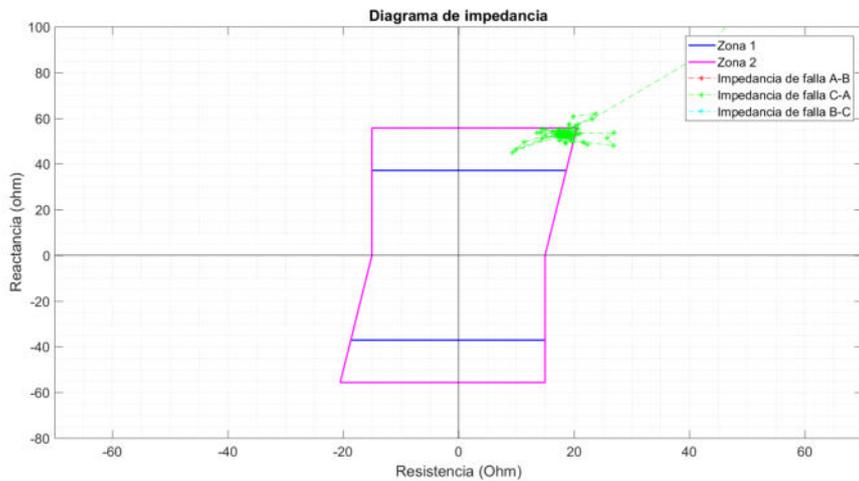


Figura B.154: Diagrama de impedancia visto por CR5-PA5 para un CC FFT al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.160

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

## B.7. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-SJ5

### B.7.3. Cortocircuitos trifásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 5 % de la línea PA5-SJ5 1.

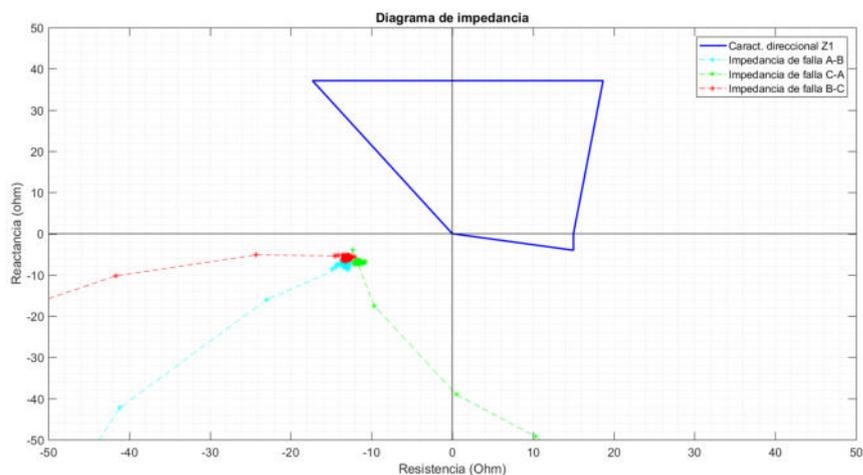


Figura B.155: Diagrama de impedancia visto por PA5-CR5 para un CC FFF al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.161

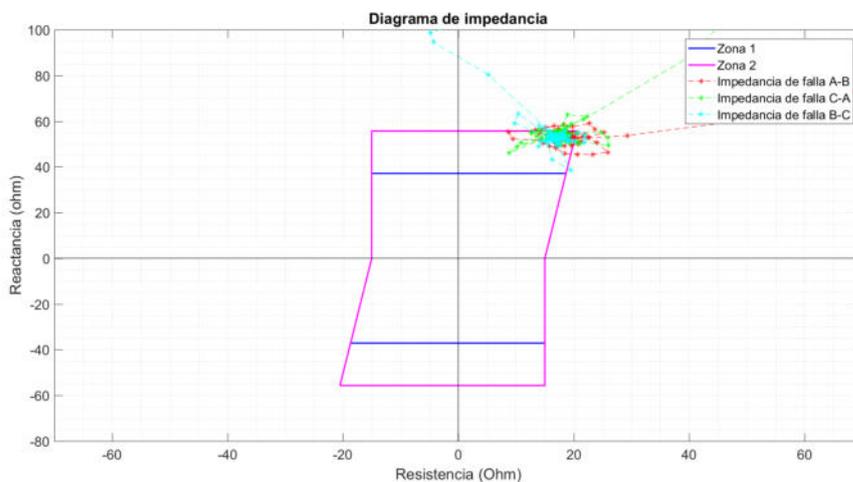


Figura B.156: Diagrama de impedancia visto por CR5-PA5 para un CC FFF al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.162

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

Apéndice B. Totalidad de resultados

## B.8. Resultados para cortocircuitos en línea ME5-SC5

### B.8.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 5 % de la línea ME5-SC5.

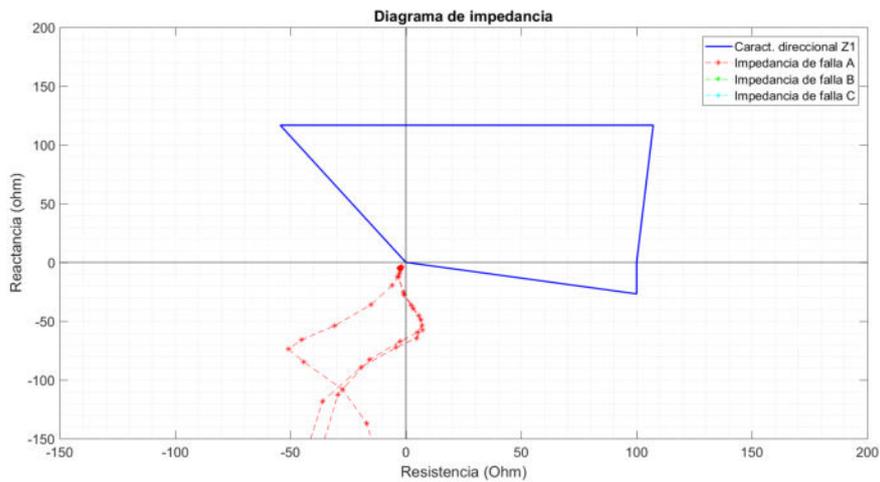


Figura B.157: Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FT al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.163

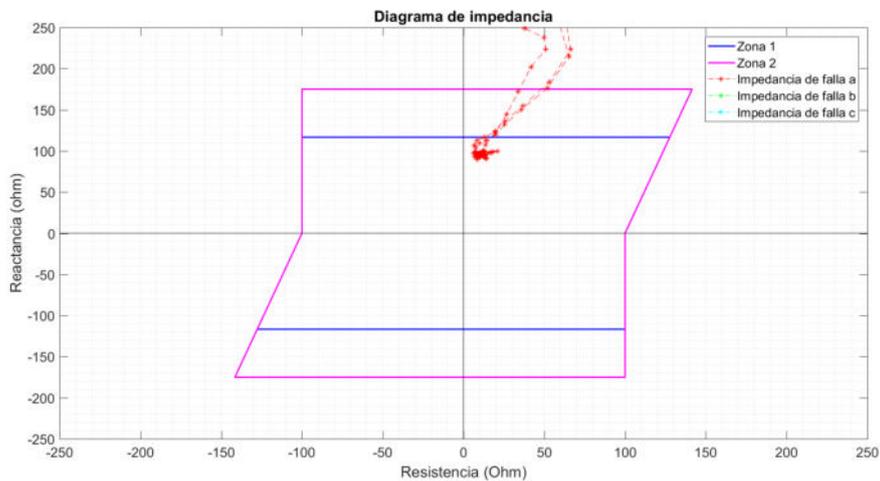


Figura B.158: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.164

Las verificaciones en este caso son: que ME5-CH5 vea la falta hacia atrás y que CH5-ME5 no la vea en zona 1. Nuevamente, la primera se cumple y la segunda no.

## B.8. Resultados para cortocircuitos en línea ME5-SC5

### B.8.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 5 % de la línea ME5-SC5.

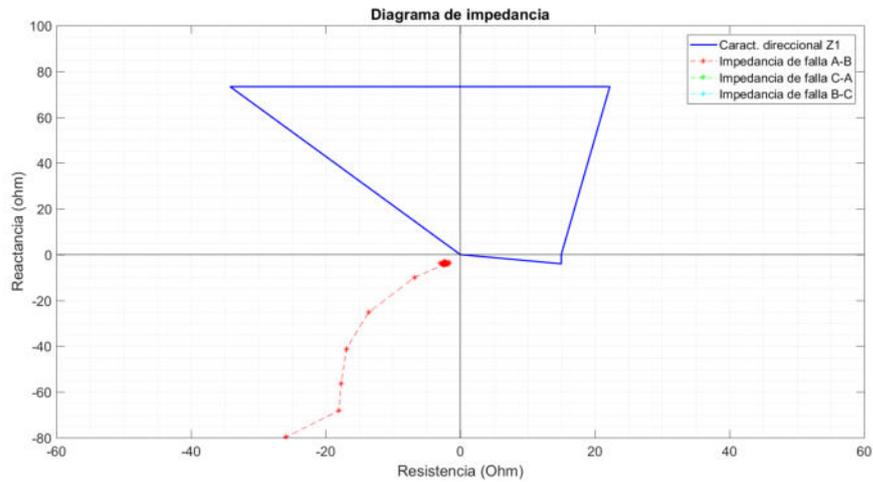


Figura B.159: Diagrama de impedancia visto por ME5-CH5 para un CC FFT al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.165

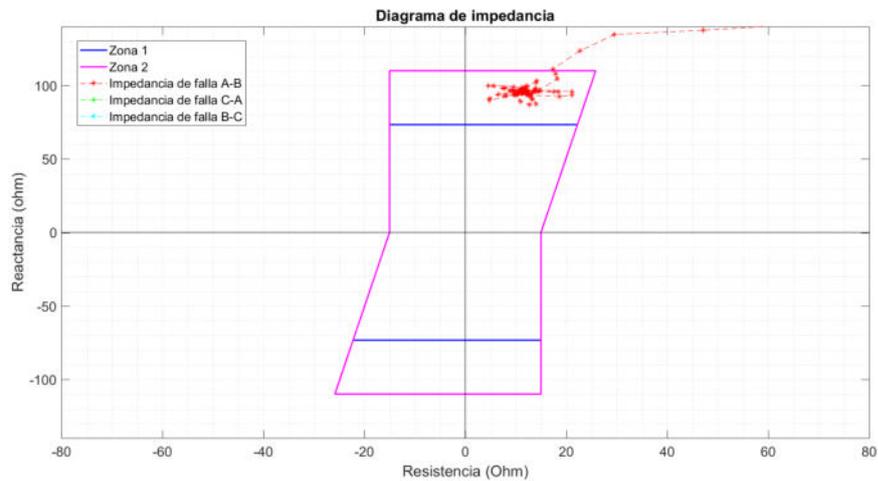


Figura B.160: Diagrama de impedancia visto por CH5-ME5 para un CC FFT al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.166

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.8.3. Cortocircuitos trifásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 5 % de la línea ME5-SC5.

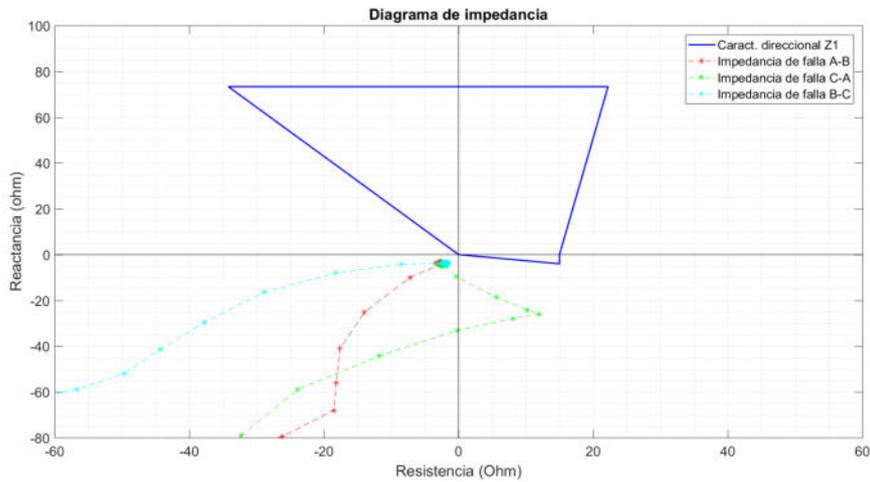


Figura B.161: Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFF al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.167

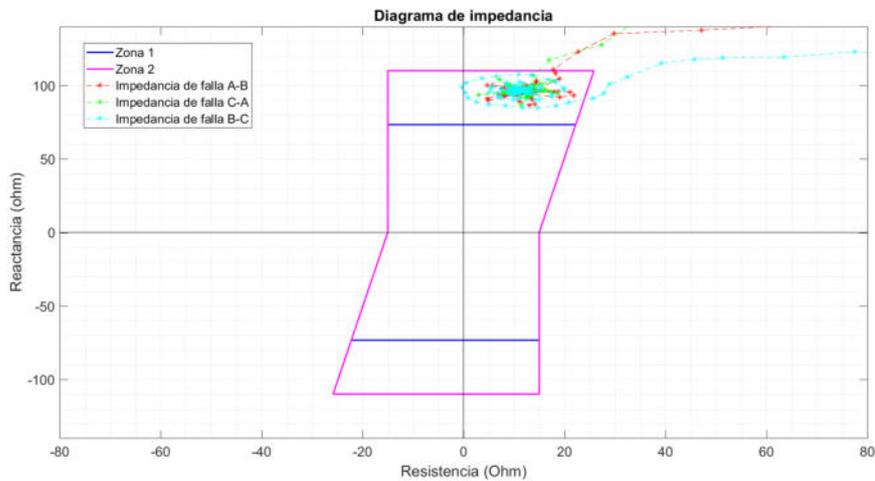


Figura B.162: Diagrama de impedancia visto por CH5-ME5 para un CC FFF al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.168

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

## B.9. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-BR5

### B.9.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 5 % de la línea PA5-BR5.

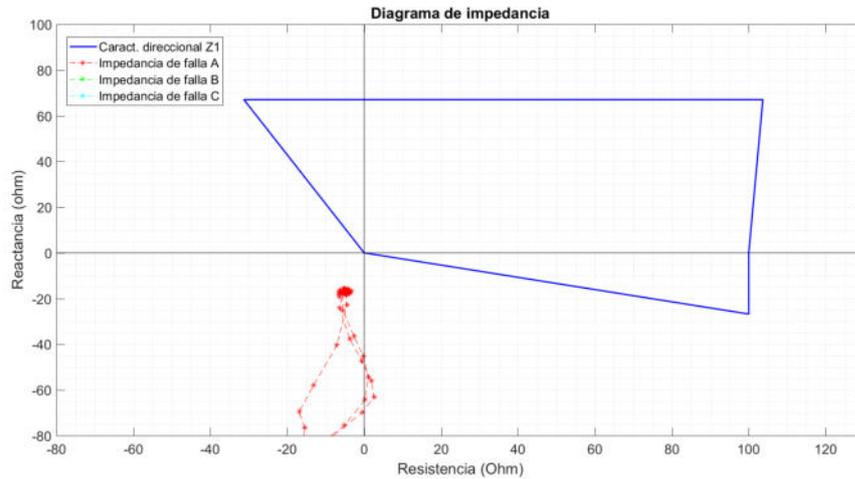


Figura B.163: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.169

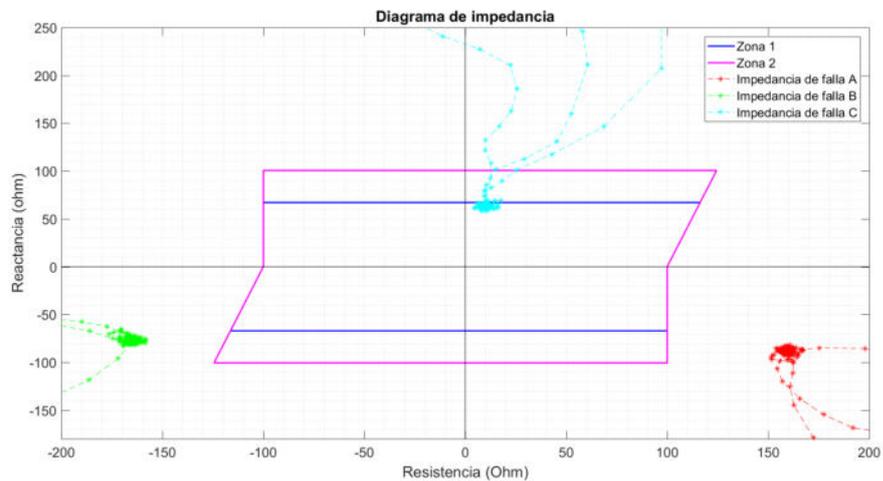


Figura B.164: Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.170

Las verificaciones en este caso son: que PA5-CR5 vea la falta hacia atrás y que CR5-PA5 no la vea en zona 1. Nuevamente, la primera se cumple y la segunda no.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.9.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 5% de la línea PA5-BR5.

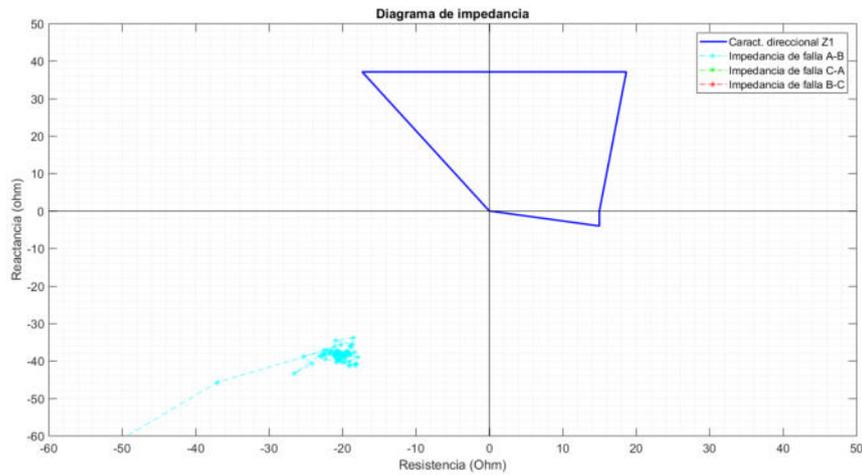


Figura B.165: Diagrama de impedancia visto por PA5-CR5 para un CC FFT al 5% de la línea PA5-BR5 - Ref.171

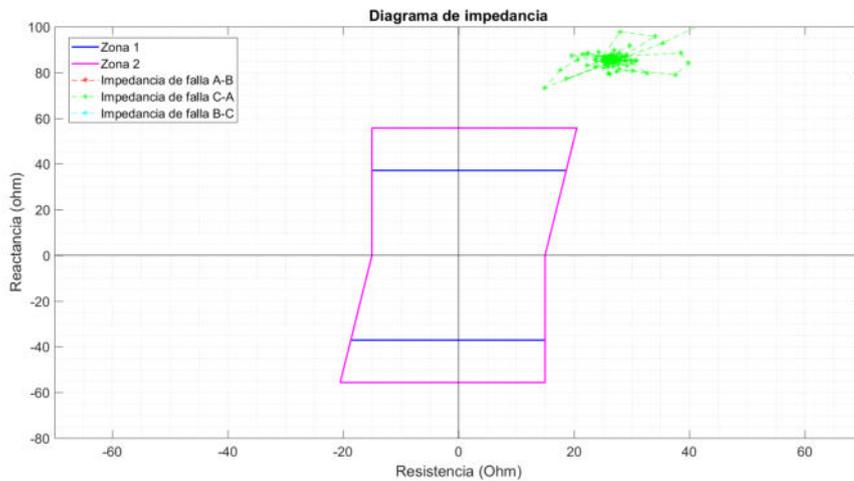


Figura B.166: Diagrama de impedancia visto por CR5-PA5 para un CC FFT al 5% de la línea PA5-BR5 - Ref.172

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

## B.9. Resultados para cortocircuitos en línea PA5-BR5

### B.9.3. Cortocircuitos trifásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 5 % de la línea PA5-BR5.

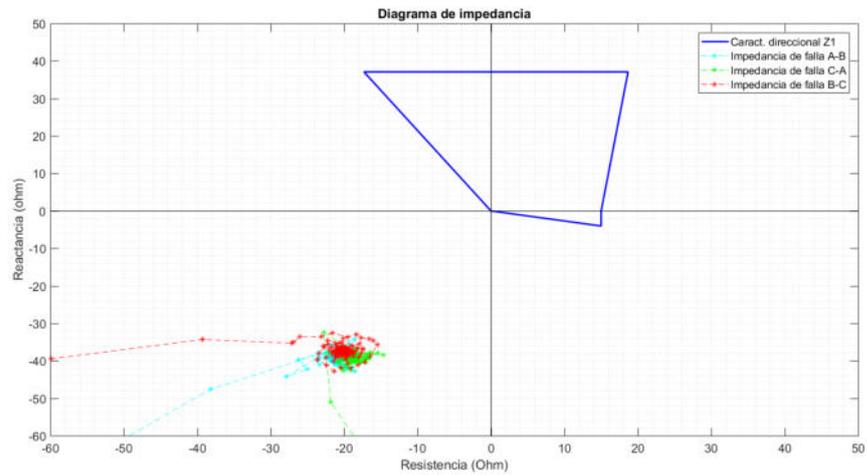


Figura B.167: Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.173

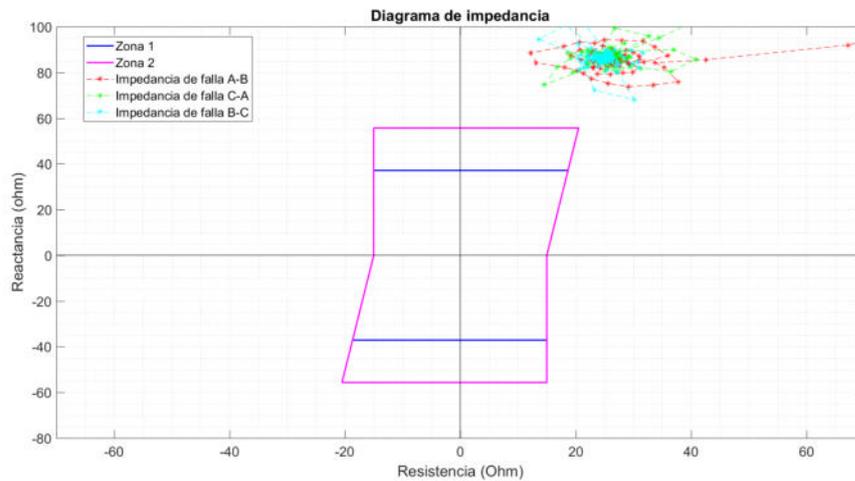


Figura B.168: Diagrama de impedancia visto por CR5-PA5 para un CC FFF al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.174

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

Apéndice B. Totalidad de resultados

## B.10. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-BR5

### B.10.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito al 5 % de la línea PT5-BR5.

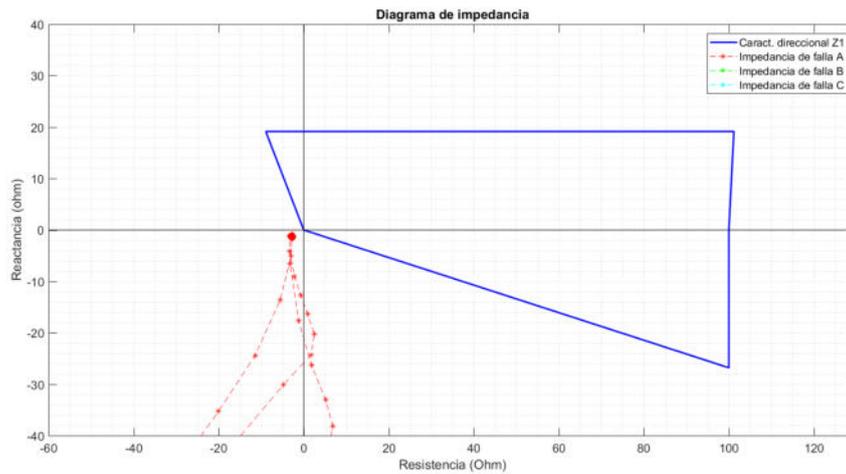


Figura B.169: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.175

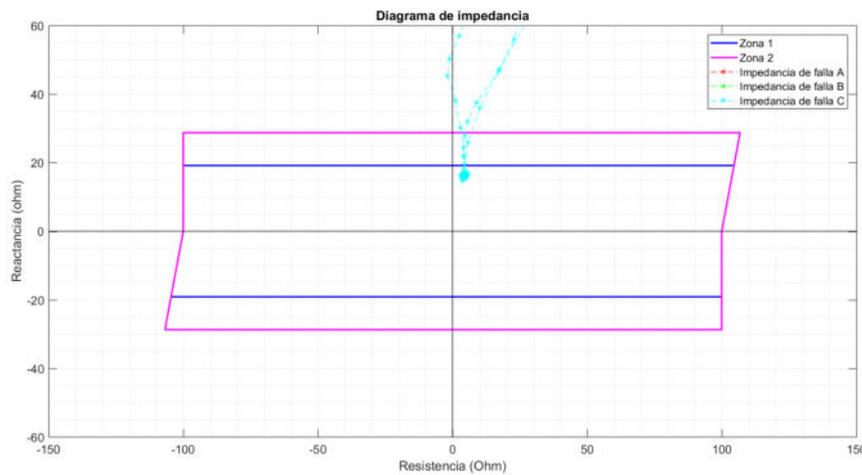


Figura B.170: Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FT al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.176

Las verificaciones son: que PT5-CR5 vea la falta hacia atrás y que CR5-PT5 no la vea en zona 1. Como en casos anteriores, la primera se cumple y la segunda no.

## B.10. Resultados para cortocircuitos en línea PT5-BR5

### B.10.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 5 % de la línea PT5-BR5.

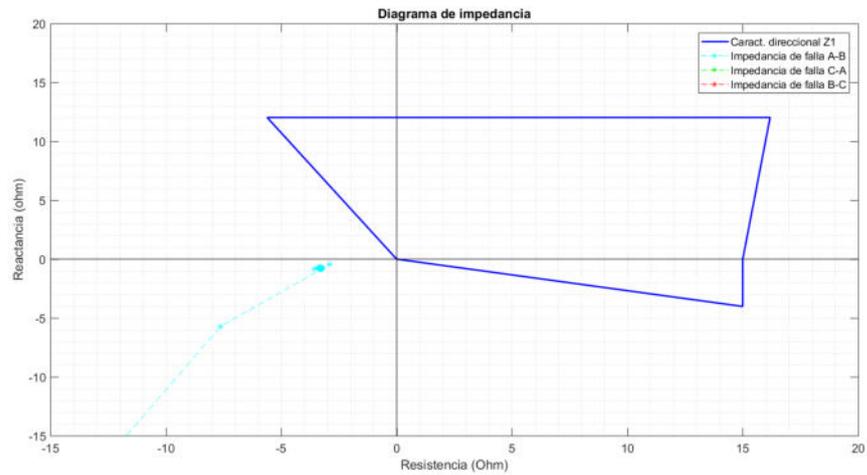


Figura B.171: Diagrama de impedancia visto por PT5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.177

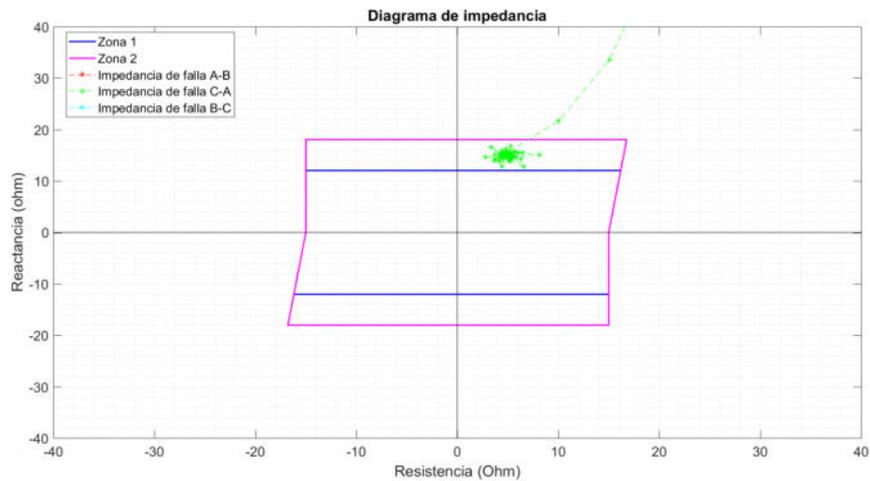


Figura B.172: Diagrama de impedancia visto por CR5-PT5 para un CC FFT al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.178

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.10.3. Cortocircuitos trifásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 10 % de la línea PT5-BR5.

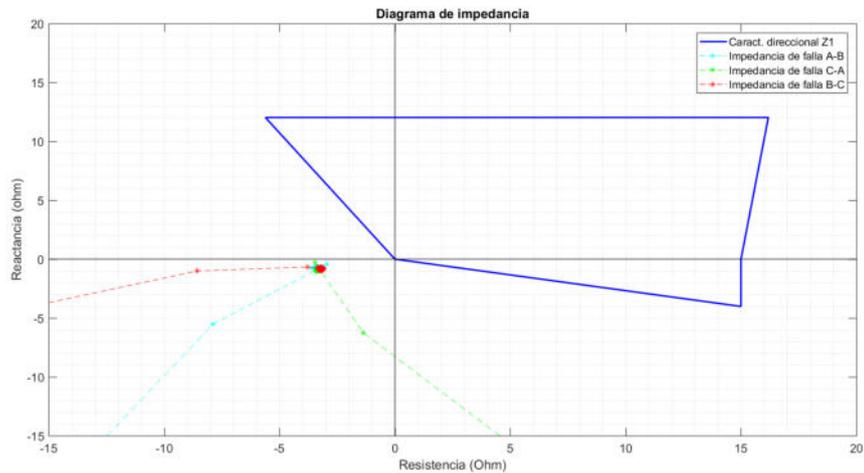


Figura B.173: Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.179

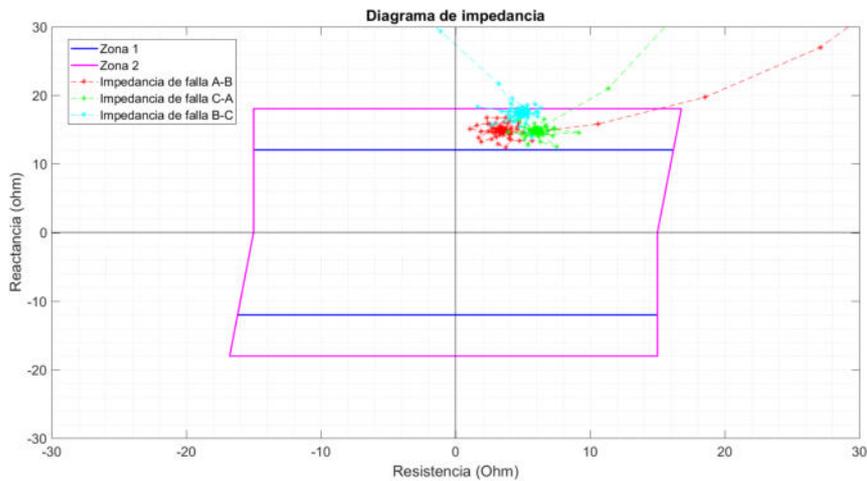


Figura B.174: Diagrama de impedancia visto por CR5-PT5 para un CC FFF al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.180

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

## B.11. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-MB5

### B.11. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-MB5

#### B.11.1. Cortocircuitos monofásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 20 % de la línea MA5-MB5.

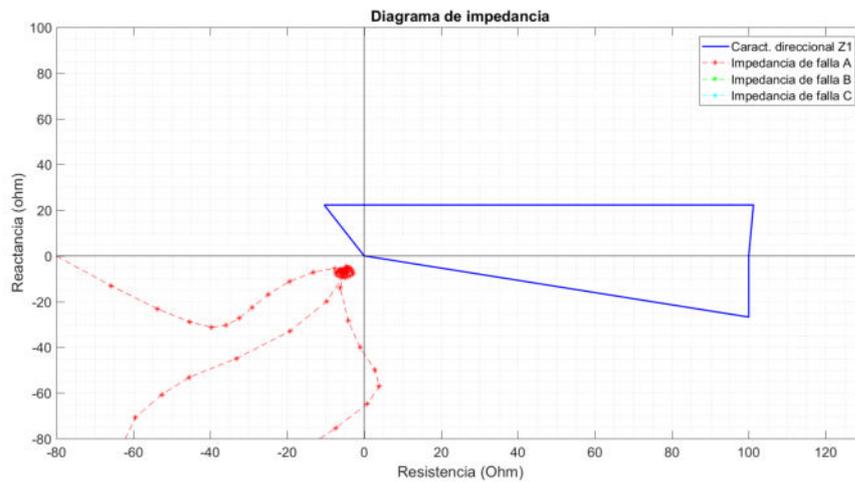


Figura B.175: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.181

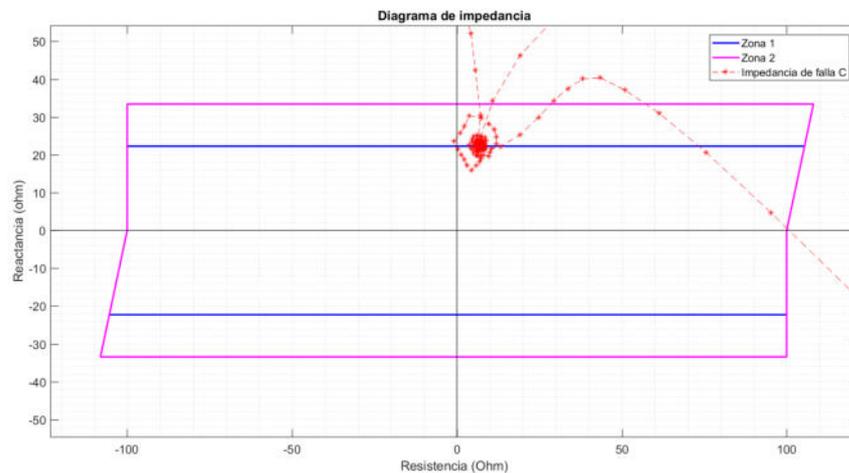


Figura B.176: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.182

Las verificaciones en este caso son: que MA5-CR5 vea la falta hacia atrás y que MA5-CR5 no la vea en zona 1. La primera se cumple y la segunda no.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.11.2. Cortocircuitos bifásicos a tierra

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 20 % de la línea MA5-MB5.

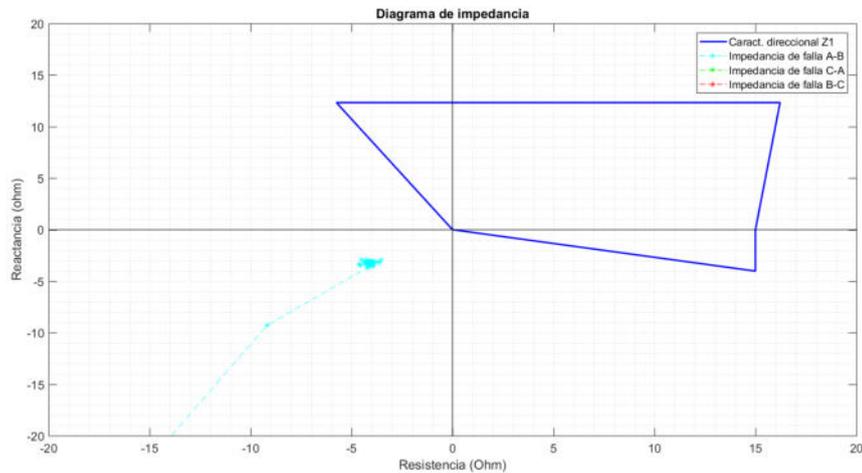


Figura B.177: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.183

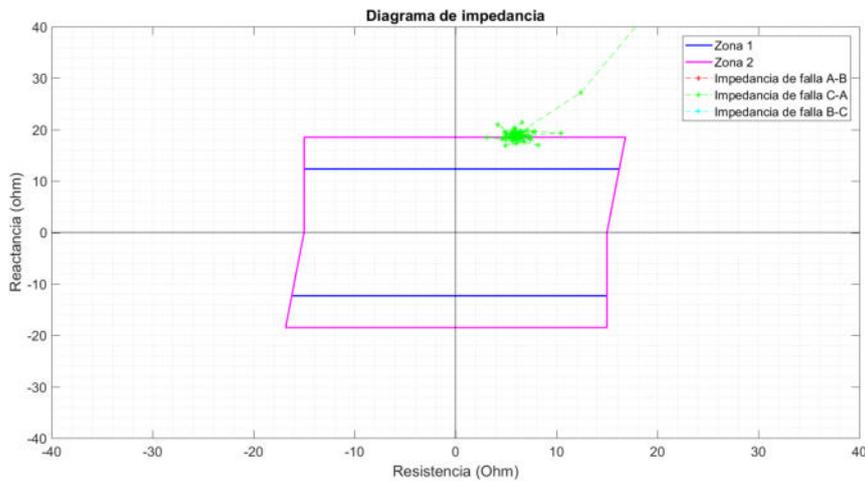


Figura B.178: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.184

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

## B.11. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-MB5

### B.11.3. Cortocircuitos trifásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 20 % de la línea MA5-MB5.

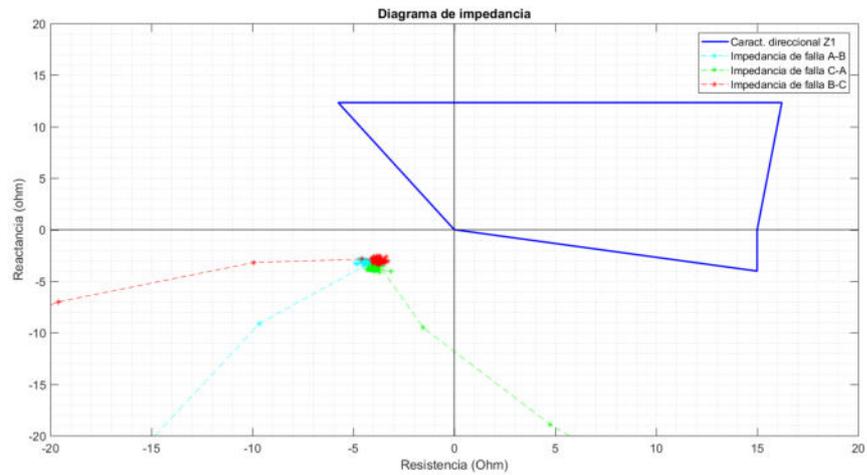


Figura B.179: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.185

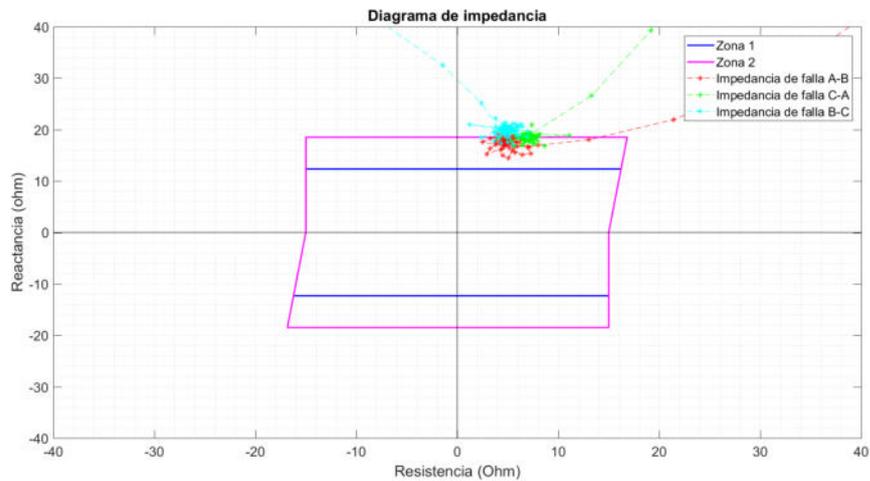


Figura B.180: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.186

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

Apéndice B. Totalidad de resultados

## B.12. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-MI5

### B.12.1. Cortocircuitos monofásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito fase tierra al 10% de la línea MA5-MI5.

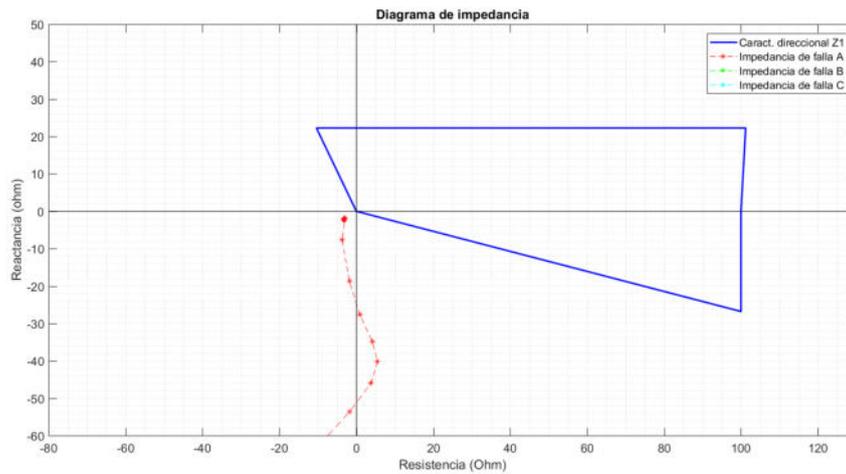


Figura B.181: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 10% de la línea MA5-MI5 - Ref.187

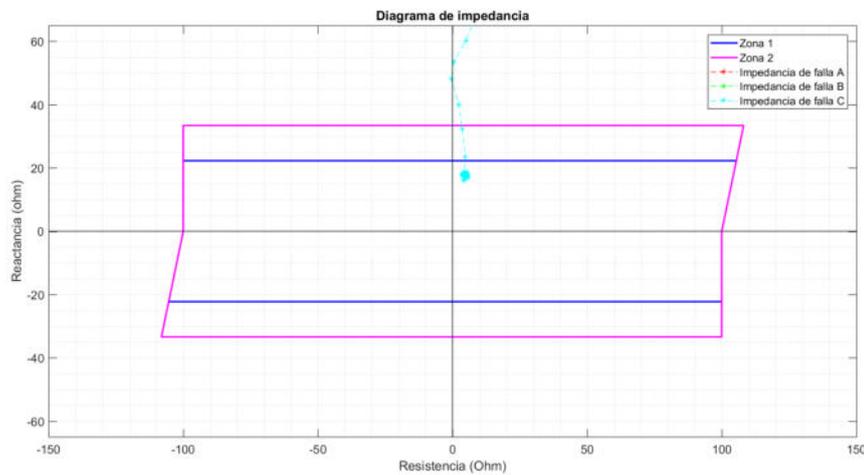


Figura B.182: Diagrama de impedancia visto por CR5-MA5 para un CC FT al 10% de la línea MA5-MI5 - Ref.188

Las verificaciones en este caso son: que MA5-CR5 vea la falta hacia atrás y que MA5-CR5 no la vea en zona 1. La primera se cumple y la segunda no.

## B.12. Resultados para cortocircuitos en línea MA5-MI5

### B.12.2. Cortocircuitos bifásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito bifásico al 10% de la línea MA5-MI5.

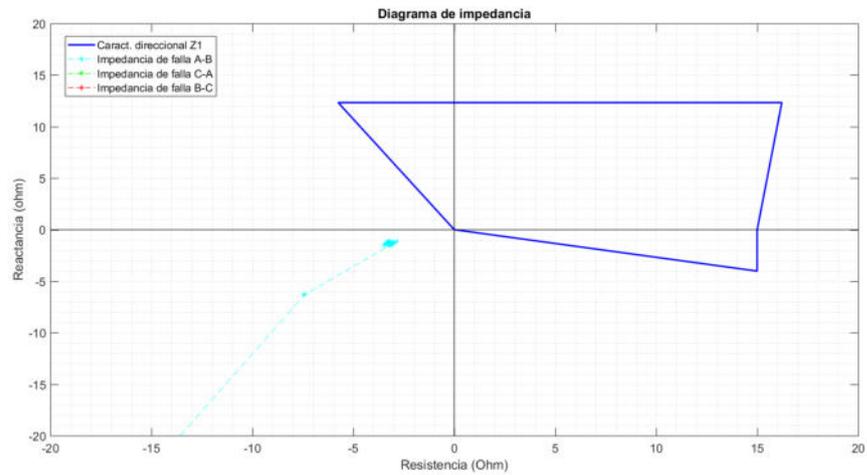


Figura B.183: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 10% de la línea MA5-MI5 - Ref.189

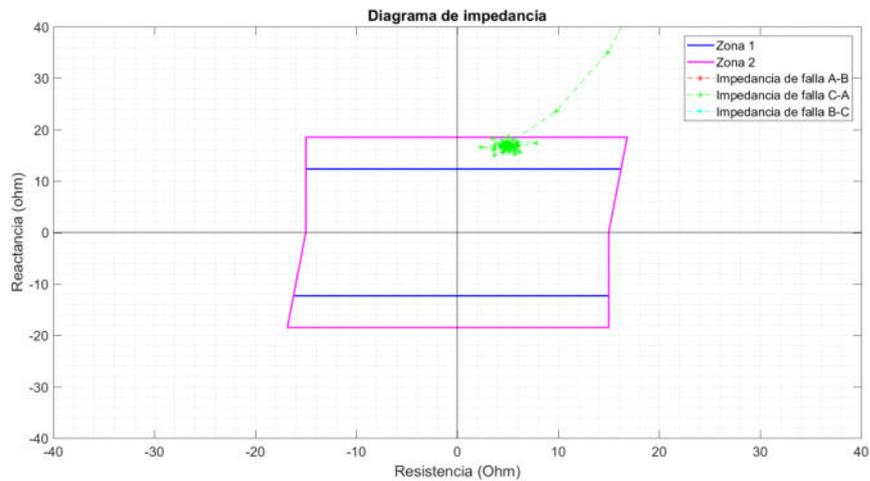


Figura B.184: Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 10% de la línea MA5-MI5 - Ref.190

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

## Apéndice B. Totalidad de resultados

### B.12.3. Cortocircuitos trifásicos

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito trifásico al 10 % de la línea MA5-MI5.

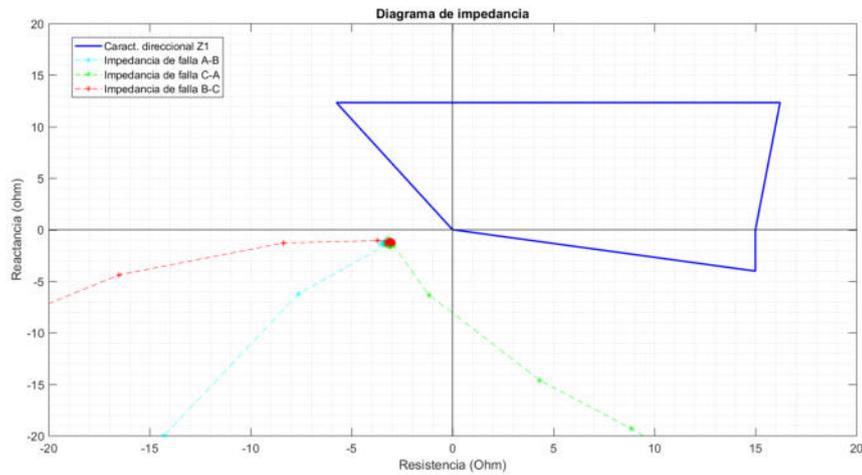


Figura B.185: Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.191

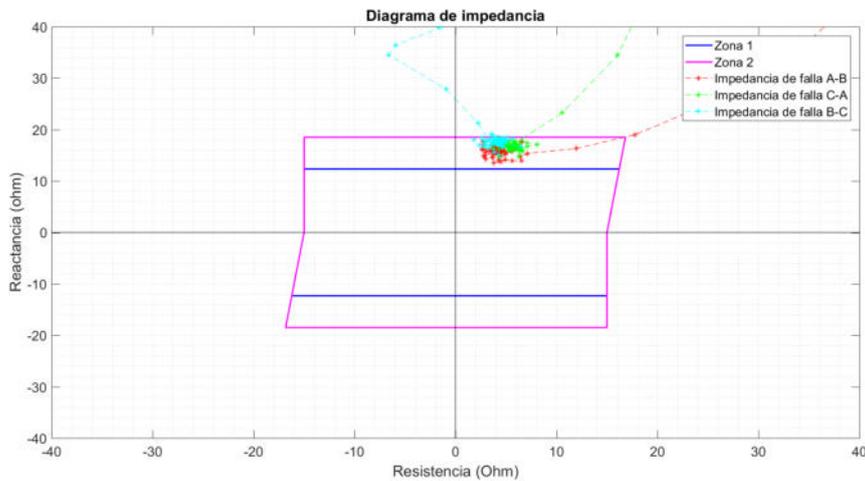


Figura B.186: Diagrama de impedancia visto por CR5-MA5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.192

Las verificaciones son análogas que con el cortocircuito monofásico y ambas son satisfactorias.

### B.13. Resultados para cortocircuitos en línea MI5-SC5

## B.13. Resultados para cortocircuitos en línea MI5-SC5

En esta sección se presentan los resultados correspondientes a las verificaciones realizadas con un cortocircuito monofásico en la línea MI5-SC5.

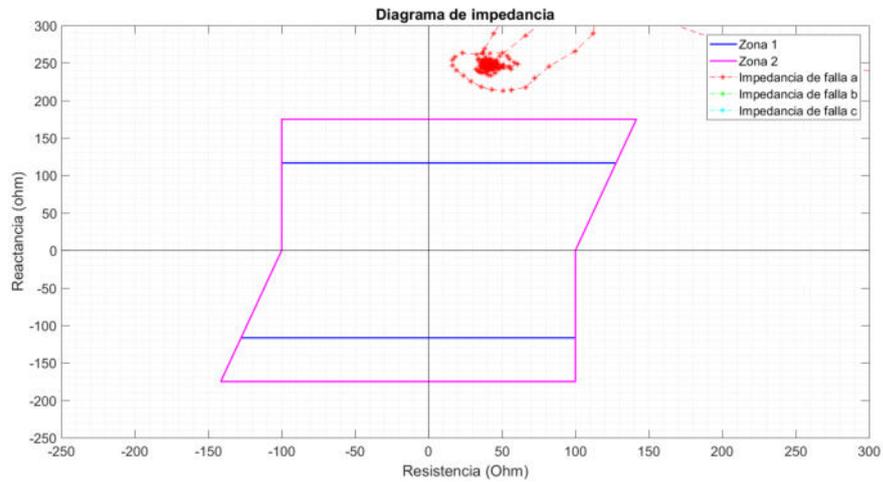


Figura B.187: Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 5% de la línea MI5-SC5 - Ref.193

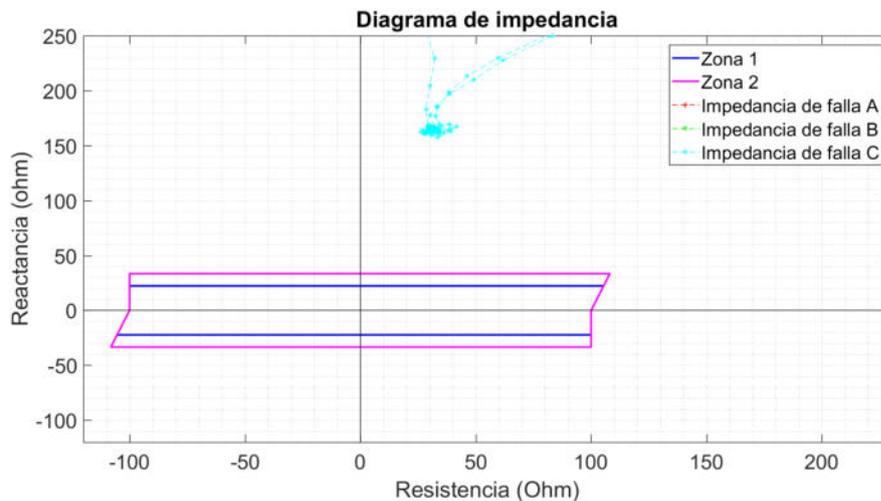


Figura B.188: Diagrama de impedancia visto por CR5-MA5 para un CC FT al 95% de la línea MI5-SC5 - Ref.194

En este caso, se realizan dos verificaciones solamente en esta línea, que CH5-ME5 no vea en zona 2 un cortocircuito al 5% y que CR5-MA5 no vea en zona 2 un cortocircuito al 95%. Ambas son satisfactorias como se observa en las figuras.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Referencias

- [1] “Protección en sistemas de potencia”, ING.Eduardo Espinosa Rodríguez, Reseña CEDIME.
- [2] “De gestionar los apagones a la revolución energética”, Portal UTE — La Energía que nos une, 09/09/2019.
- [3] “Proyecto de ampliación de estación SGU”, Salto Grande Argentina - Uruguay, Enero 2020.
- [4] “Line differential protection RED670 Version 2.2 IEC Technical manual”, Junio 2021.
- [5] “Protección, PDPS 1463 A, Protección de distancia estática contra los defectos entre fases”.
- [6] “Protección, PDTS 1453 A, Protección de distancia estática contra los defectos fase-tierra”.
- [7] “MiCOM P543, P544, P545 and P546 Current Differential Protection Relay, Technical Manual”, 2009.
- [8] “Application manual REL 531\*2.3 Line differential and distance protection terminal”, Revision: B, Agosto 2003.
- [9] “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”, Colombia: Ingenieros Consultores Mejía Villegas S.A., 2da edición, 1991, pp. 405-542”.
- [10] “Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia” Luis H-Restrepo, Gladys Caicedo Delgado, Ferley Castro-Aranda, Escuela de Ingeniería Eléctrica y electrónica, Universidad del Valle, Cali, Colombia, 24/04/2008.
- [11] Apuntes teóricos Curso Introducción a los sistemas de protección de sistemas eléctricos de potencia. Facultad de Ingeniería, UdelaR, 2021.
- [12] Apuntes teóricos Curso de Redes Eléctricas. Facultad de Ingeniería, UdelaR, 2020.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Índice de tablas

3.1. Generación en Uruguay . . . . .	30
3.2. Funciones relé P546 . . . . .	33
3.3. Funciones relé SEL421 . . . . .	36
3.4. Sistema protección MI5-MA5 . . . . .	39
3.5. Sistema protección MA5-MB5 . . . . .	39
3.6. Funciones relé línea SC5-ME5 . . . . .	40
3.7. Funciones relé línea SC5-MI5 . . . . .	41
3.8. Zonas definidas en la función de distancia . . . . .	41
4.1. Ajustes zonas SU5-CH5 . . . . .	53
4.2. Ajustes zonas CH5-ME5 . . . . .	54
4.3. Ajustes zonas PA5-CR5 . . . . .	54
4.4. Ajustes zonas CR5-MA5 . . . . .	54
4.5. Ajustes zonas CR5-PT5 . . . . .	55
5.1. Simulaciones realizadas en Línea SU5-CH5 . . . . .	64
5.2. Simulaciones realizadas en Línea CH5-ME5 . . . . .	66
5.3. Simulaciones realizadas en Línea PA5-CR5 . . . . .	68
5.4. Simulaciones realizadas en Línea PT5-CR5 . . . . .	70
5.5. Simulaciones realizadas en la Línea MA5-CR5 . . . . .	72
5.6. Simulaciones realizadas en Línea SU5-SJ5 . . . . .	73
5.7. Simulaciones realizadas en Línea PA5-SJ5 . . . . .	74
5.8. Simulaciones realizadas en Línea ME5-SC5 . . . . .	74
5.9. Simulaciones realizadas en Línea PA5-BR5 . . . . .	75
5.10. Simulaciones realizadas en Línea PT5-BR5 . . . . .	75
5.11. Simulaciones realizadas en Línea MA5-MB5 . . . . .	76
5.12. Simulaciones realizadas en Línea MA5-MI5 . . . . .	76
5.13. Simulaciones realizadas en Línea MI5-SC5 . . . . .	77
7.1. Verificaciones totales realizadas . . . . .	100
7.2. Verificaciones fase-tierra . . . . .	100
7.3. Verificaciones fase-fase . . . . .	101
7.4. Verificaciones trifásicas . . . . .	101
7.5. Verificaciones SU5-CH5 . . . . .	101
7.6. Verificaciones CH5-ME5 . . . . .	102
7.7. Verificaciones PA5-CR5 . . . . .	102

## Índice de tablas

7.8. Verificaciones PT5-CR5 . . . . .	102
7.9. Verificaciones MA5-CR5 . . . . .	103
7.10. Verificaciones adyacentes y lejanas . . . . .	103

# Índice de figuras

2.1. Sistema Eléctrico de Potencia . . . . .	8
2.2. Ejemplo de zonas de protección . . . . .	11
2.3. Protección diferencial . . . . .	14
2.4. Principio de la función de distancia . . . . .	16
2.5. Diagrama de zonas . . . . .	17
2.6. Diagrama de impedancia . . . . .	18
2.7. Características de operación cuadrilateral . . . . .	19
2.8. Esquema DUTT . . . . .	20
2.9. Esquema PUTT . . . . .	21
2.10. Esquema POTT . . . . .	21
2.11. Lógica de extremo débil y eco. . . . .	22
2.12. Esquema BOP . . . . .	23
2.13. Vector fásico desbalanceado . . . . .	24
2.14. Vectores perfectos . . . . .	25
3.1. Generación en Uruguay año 2019 . . . . .	31
3.2. Líneas de EAT en Uruguay . . . . .	32
4.1. Característica PDPS . . . . .	44
4.2. Característica PDTS . . . . .	45
4.3. Característica Schneider P546 . . . . .	46
4.4. Característica ABB REL 531 . . . . .	47
4.5. Funciones de protección de distancia . . . . .	47
4.6. Característica de la medida fase-fase . . . . .	48
4.7. Característica de la medida fase-tierra . . . . .	49
4.8. Ángulos de ajuste para la discriminación de la falta directa e inversa en función Direccional cuadrilateral de impedancia ZDRDIR . . . . .	50
4.9. Lógica de actuación POTT del relé . . . . .	51
5.1. Circuito equivalente del modelo de Bergeron . . . . .	58
5.2. Modelo de la línea SU5-CH5 . . . . .	59
5.3. Circuito para simulación de cortocircuito al 10 % de la LAT SU5-CH5	60
5.4. Modelo para los disyuntores utilizado . . . . .	60
5.5. Circuito para simulación de recierre monofásico de la LAT SU5-CH5	61
5.6. Diagrama simplificado de la red de 500 kV . . . . .	62

## Índice de figuras

5.7. Diagrama simplificado de la línea SU5-CH5 y sus líneas adyacentes	63
5.8. Diagrama simplificado de la línea CH5-ME5 y sus líneas adyacentes	65
5.9. Diagrama simplificado de la línea PA5-CR5 y sus líneas adyacentes	67
5.10. Diagrama simplificado de la línea PT5-CR5 y sus líneas adyacentes	69
5.11. Diagrama simplificado de la línea MA5-CR5 y sus líneas adyacentes	71
6.1. Corriente en fase en falta en MA5-CR5 por CC al 10 % la misma línea. . . . .	84
6.2. Tensión en fase en falta en MA5-CR5 por CC al 10 % la misma línea.	84
6.3. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.115 . . . . .	85
6.4. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.120 . . . . .	86
6.5. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.121 . . . . .	86
6.6. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.122 . . . . .	87
6.7. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.93 . . . . .	88
6.8. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.92 . . . . .	89
6.9. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.181 . . . . .	89
6.10. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.182 . . . . .	90
6.11. Corrientes f-f medidas en MA5 con CC al 10 % de MA5-CR5 . . .	91
6.12. Tensiones f-f medidas en MA5 con CC al 10 % de MA5-CR5 . . .	91
6.13. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 10 % de la línea - Ref.127 . . . . .	92
6.14. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FF al 90 % de la línea - Ref.132 . . . . .	92
6.15. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 70 % de la línea - Ref.133 . . . . .	93
6.16. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 95 % de la línea - Ref.134 . . . . .	93
6.17. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.102 . . . . .	94
6.18. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.103 . . . . .	95
6.19. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FF al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.189 . . . . .	95
6.20. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FF al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.190 . . . . .	96
6.21. Corrientes medidas en MA5 con CC trifásico al 10 % de MA5-CR5	97
6.22. Tensiones compuestas medidas en MA5 con CC trifásico al 10 % de MA5-CR5 . . . . .	97

6.23. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.139 . . . . .	98
6.24. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.144 . . . . .	98
B.1. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.1 . . . . .	108
B.2. Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.4 . . . . .	109
B.3. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.5 . . . . .	109
B.4. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.6 . . . . .	110
B.5. Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.7 . . . . .	111
B.6. Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FT al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.8 . . . . .	111
B.7. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.9 . . . . .	112
B.8. Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFT al 90 % de la línea - Ref.12 . . . . .	112
B.9. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.13. . . . .	113
B.10. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.14 . . . . .	114
B.11. Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFT al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.15 . . . . .	114
B.12. Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFT al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.16 . . . . .	115
B.13. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.17 . . . . .	116
B.14. Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.20 . . . . .	116
B.15. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.21. . . . .	117
B.16. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.22 . . . . .	117
B.17. Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.23 . . . . .	118
B.18. Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFF al 95 % de la línea SU5-CH5 - Ref.24 . . . . .	118
B.19. Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.25. . . . .	119
B.20. Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.26 . . . . .	120

## Índice de figuras

B.21.Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FT al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.27 . . . . .	120
B.22.Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.28. . . . .	121
B.23.Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.29 . . . . .	122
B.24.Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.30 . . . . .	123
B.25.Diagrama de impedancia vista por ME5-SC5 para un CC FT al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.31 . . . . .	124
B.26.Diagrama de impedancia vista por SC5-ME5 para un CC FT al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.32 . . . . .	124
B.27.Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.33. . . . .	125
B.28.Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFT al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.34 . . . . .	126
B.29.Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFT al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.35 . . . . .	126
B.30.Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFT al 90 % de la línea - Ref.36. . . . .	127
B.31.Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.37 . . . . .	128
B.32.Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.38 . . . . .	129
B.33.Diagrama de impedancia vista por ME5-SC5 para un CC FFT al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.39 . . . . .	130
B.34.Diagrama de impedancia vista por SC5-ME5 para un CC FFT al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.40 . . . . .	130
B.35.Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.41. . . . .	131
B.36.Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.42 . . . . .	131
B.37.Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFF al 10 % de la línea CH5-ME5 - Ref.43 . . . . .	132
B.38.Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.44. . . . .	132
B.39.Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.45 . . . . .	133
B.40.Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.46 . . . . .	133
B.41.Diagrama de impedancia vista por ME5-SC5 para un CC FFF al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.47 . . . . .	134
B.42.Diagrama de impedancia vista por SC5-ME5 para un CC FFF al 95 % de la línea CH5-ME5 - Ref.48 . . . . .	134

B.43. Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.49 . . . . .	135
B.44. Diagrama de impedancia vista por BR5-PA5 para un CC FT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.51 . . . . .	136
B.45. Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 1 para un CC FT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.52 . . . . .	137
B.46. Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 2 para un CC FT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.52 . . . . .	138
B.47. Diagrama de impedancia vista por PA5-BR5 para un CC FT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.53 . . . . .	138
B.48. Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.54 . . . . .	139
B.49. Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.55 . . . . .	140
B.50. Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.56 . . . . .	141
B.51. Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.57 . . . . .	142
B.52. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.58 . . . . .	142
B.53. Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.59 . . . . .	143
B.54. Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.60 . . . . .	143
B.55. Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.61 . . . . .	144
B.56. Diagrama de impedancia vista por BR5-PA5 para un CC FFT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.63 . . . . .	145
B.57. Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 1 para un CC FFT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.64 . . . . .	145
B.58. Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 2 para un CC FFT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.64 . . . . .	146
B.59. Diagrama de impedancia vista por PA5-BR5 para un CC FFT al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.65 . . . . .	146
B.60. Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FTF al 90 % de la línea - Ref.66 . . . . .	147
B.61. Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.67 . . . . .	148
B.62. Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.68 . . . . .	149
B.63. Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.69 . . . . .	149
B.64. Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.70 . . . . .	150

## Índice de figuras

B.65.Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.71 . . . . .	150
B.66.Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.72 . . . . .	151
B.67.Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.73 . . . . .	152
B.68.Diagrama de impedancia vista por BR5-PA5 para un CC FFF al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.75 . . . . .	153
B.69.Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 1 para un CC FFF al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.76 . . . . .	153
B.70.Diagrama de impedancia vista por PA5-SJ5 2 para un CC FFF al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.76 . . . . .	154
B.71.Diagrama de impedancia vista por PA5-BR5 para un CC FFF al 10 % de la línea PA5-CR5 - Ref.77 . . . . .	154
B.72.Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.78 . . . . .	155
B.73.Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.79 . . . . .	155
B.74.Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.80 . . . . .	156
B.75.Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFF al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.81 . . . . .	156
B.76.Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.82 . . . . .	157
B.77.Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.83 . . . . .	157
B.78.Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea PR5-CR5 - Ref.84 . . . . .	158
B.79.Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.85 . . . . .	159
B.80.Diagrama de impedancia vista por BR5-PT5 para un CC FT al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.86 . . . . .	160
B.81.Diagrama de impedancia vista por PT5-BR5 para un CC FT al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.87 . . . . .	160
B.82.Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.88 . . . . .	161
B.83.Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.89 . . . . .	162
B.84.Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.90 . . . . .	163
B.85.Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.91 . . . . .	164
B.86.Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.92 . . . . .	164

B.87.	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.93 . . . . .	165
B.88.	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.94 . . . . .	165
B.89.	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.95 . . . . .	166
B.90.	Diagrama de impedancia vista por BR5-PT5 para un CC FFT al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.96 . . . . .	167
B.91.	Diagrama de impedancia vista por PT5-BR5 para un CC FFT al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.97 . . . . .	167
B.92.	Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFT al 90 % de la línea - Ref.98 . . . . .	168
B.93.	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.99 . . . . .	169
B.94.	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.100 . . . . .	170
B.95.	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.101 . . . . .	171
B.96.	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.102 . . . . .	171
B.97.	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.103 . . . . .	172
B.98.	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.104 . . . . .	172
B.99.	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.105 . . . . .	173
B.100.	Diagrama de impedancia vista por BR5-PT5 para un CC FFF al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.106 . . . . .	173
B.101.	Diagrama de impedancia vista por PT5-BR5 para un CC FFF al 10 % de la línea PT5-CR5 - Ref.107 . . . . .	174
B.102.	Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.108 . . . . .	174
B.103.	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.109 . . . . .	175
B.104.	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.110 . . . . .	175
B.105.	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.111 . . . . .	176
B.106.	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.112 . . . . .	176
B.107.	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.113 . . . . .	177
B.108.	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea PT5-CR5 - Ref.114 . . . . .	177

## Índice de figuras

B.109	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea - Ref.115 . . . . .	178
B.110	Diagrama de impedancia vista por MB5-MA5 para un CC FT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.116 . . . . .	179
B.111	Diagrama de impedancia vista por MI5-MA5 para un CC FT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.117 . . . . .	179
B.112	Diagrama de impedancia vista por MA5-MB5 para un CC FT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.118 . . . . .	180
B.113	Diagrama de impedancia vista por MA5-MI5 para un CC FT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.119 . . . . .	180
B.114	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 90 % de la línea - Ref.120 . . . . .	181
B.115	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 70 % de la línea - Ref.121 . . . . .	182
B.116	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea - Ref.122 . . . . .	183
B.117	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.123 . . . . .	184
B.118	Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.124 . . . . .	184
B.119	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.125 . . . . .	185
B.120	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.126 . . . . .	185
B.121	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea - Ref.127 . . . . .	186
B.122	Diagrama de impedancia vista por MB5-MA5 para un CC FFT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.128 . . . . .	187
B.123	Diagrama de impedancia vista por MI5-MA5 para un CC FFT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.129 . . . . .	187
B.124	Diagrama de impedancia vista por MA5-MB5 para un CC FFT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.130 . . . . .	188
B.125	Diagrama de impedancia vista por MA5-MI5 para un CC FFT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.131 . . . . .	188
B.126	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 90 % de la línea - Ref.132 . . . . .	189
B.127	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 70 % de la línea - Ref.133 . . . . .	190
B.128	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea - Ref.134 . . . . .	191
B.129	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.135 . . . . .	192
B.130	Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.136 . . . . .	192

B.131	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.137 . . . . .	193
B.132	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.138 . . . . .	193
B.133	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea - Ref.139 . . . . .	194
B.134	Diagrama de impedancia vista por MB5-MA5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.140 . . . . .	194
B.135	Diagrama de impedancia vista por MI5-MA5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.141 . . . . .	195
B.136	Diagrama de impedancia vista por MA5-MB5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.142 . . . . .	195
B.137	Diagrama de impedancia vista por MA5-MI5 para un CC FFT al 10 % de la línea MA5-CR5 - Ref.143 . . . . .	196
B.138	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 90 % de la línea - Ref.144 . . . . .	196
B.139	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 70 % de la línea - Ref.145 . . . . .	197
B.140	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea - Ref.146 . . . . .	197
B.141	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFF al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.147 . . . . .	198
B.142	Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFF al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.148 . . . . .	198
B.143	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.149 . . . . .	199
B.144	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 95 % de la línea MA5-CR5 - Ref.150 . . . . .	199
B.145	Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FT al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.151 . . . . .	200
B.146	Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FT al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.152 . . . . .	200
B.147	Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFT al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.153 . . . . .	201
B.148	Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFT al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.154 . . . . .	201
B.149	Diagrama de impedancia vista por SU5-CH5 para un CC FFF al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.155 . . . . .	202
B.150	Diagrama de impedancia vista por CH5-SU5 para un CC FFF al 5 % de la línea SU5-SJ5 - Ref.156 . . . . .	202
B.151	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.157 . . . . .	203
B.152	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.158 . . . . .	203

## Índice de figuras

B.153	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.159 . . . . .	204
B.154	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFT al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.160 . . . . .	204
B.155	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.161 . . . . .	205
B.156	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFF al 5 % de la línea PA5-SJ5 - Ref.162 . . . . .	205
B.157	Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FT al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.163 . . . . .	206
B.158	Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.164 . . . . .	206
B.159	Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFT al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.165 . . . . .	207
B.160	Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFT al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.166 . . . . .	207
B.161	Diagrama de impedancia vista por ME5-CH5 para un CC FFF al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.167 . . . . .	208
B.162	Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FFF al 5 % de la línea ME5-SC5 - Ref.168 . . . . .	208
B.163	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FT al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.169 . . . . .	209
B.164	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FT al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.170 . . . . .	209
B.165	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFT al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.171 . . . . .	210
B.166	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFT al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.172 . . . . .	210
B.167	Diagrama de impedancia vista por PA5-CR5 para un CC FFF al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.173 . . . . .	211
B.168	Diagrama de impedancia vista por CR5-PA5 para un CC FFF al 5 % de la línea PA5-BR5 - Ref.174 . . . . .	211
B.169	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.175 . . . . .	212
B.170	Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FT al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.176 . . . . .	212
B.171	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.177 . . . . .	213
B.172	Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFT al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.178 . . . . .	213
B.173	Diagrama de impedancia vista por PT5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.179 . . . . .	214
B.174	Diagrama de impedancia vista por CR5-PT5 para un CC FFF al 10 % de la línea PT5-BR5 - Ref.180 . . . . .	214

B.175	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.181 . . . . .	215
B.176	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.182 . . . . .	215
B.177	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.183 . . . . .	216
B.178	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.184 . . . . .	216
B.179	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.185 . . . . .	217
B.180	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 20 % de la línea MA5-MB5 - Ref.186 . . . . .	217
B.181	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FT al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.187 . . . . .	218
B.182	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.188 . . . . .	218
B.183	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFT al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.189 . . . . .	219
B.184	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFT al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.190 . . . . .	219
B.185	Diagrama de impedancia vista por MA5-CR5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.191 . . . . .	220
B.186	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FFF al 10 % de la línea MA5-MI5 - Ref.192 . . . . .	220
B.187	Diagrama de impedancia vista por CH5-ME5 para un CC FT al 5 % de la línea MI5-SC5 - Ref.193 . . . . .	221
B.188	Diagrama de impedancia vista por CR5-MA5 para un CC FT al 95 % de la línea MI5-SC5 - Ref.194 . . . . .	221



Esta es la última página.  
Compilado el miércoles 13 septiembre, 2023.  
<http://iie.fing.edu.uy/>