



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

EVALUACIÓN DE PROTECCIONES ADAPTATIVAS PARA UNA MICRO-RED

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

GUSTAVO ALEJANDRO MORENO ARANCIBIA

PROFESOR GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR NUÑEZ MATA
ALFREDO SCHNELL DRESEL

SANTIAGO DE CHILE

2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL

TITULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico

POR: Gustavo Alejandro Moreno Arancibia

FECHA: 9 de mayo de 2017

PROFESOR GUIA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

Evaluación de protecciones adaptativas para una Micro-red

En la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (FCFM), Universidad de Chile-Santiago de Chile, en el cuarto piso del Departamento de Ingeniería Eléctrica (DIE) se encuentra el Laboratorio de Energía y Accionamiento. En este laboratorio hay una red eléctrica que se utiliza con fines docentes en diversos cursos del DIE. Uno de estos cursos exige que el sistema de protecciones opere de forma coordinada (mientras la red simula ser una Micro-Red), sin embargo, actualmente esta red no cuenta con los equipos y dispositivos necesarios para este fin. De esta forma se pretende implementar un esquema de protecciones “Look up Table” adaptivo en esta red.

Bajo este contexto surge la necesidad de determinar las distintas curvas de protecciones necesarias en cada dispositivo de protección, para que de esta forma se pueda contar con estas configuraciones al momento de implementar este esquema de protecciones adaptivo en el laboratorio.

Para poder obtener los resultados se empleó el uso del software Power Factory Digsilent. En dicho software se construyó la red del laboratorio junto a los elementos que tendrá esta una vez que se encuentre operando como Micro-red. Se realizaron estudios de corrientes de fallas en las diversas topologías que se puedan presentar. De esta forma se obtuvo la curva necesaria en cada estado de operación (topología de la red) para cada dispositivo de protección. Además se realizó una comparación de desempeño con un esquema tradicional fijo configurado solamente con respecto a la red externa.

Entre las principales conclusiones se puede mencionar que una estrategia adaptativa con protecciones de curvas ajustables tiene un mejor desempeño que un esquema tradicional con dispositivos de ajuste fijo. Por otro lado sólo es necesario coordinar los dispositivos con respecto a aquellas barras que poseen elementos capaces de imponer frecuencia y tensión y que al haber generación distribuida se forman distintos “caminos de coordinación”, por lo que se deben implementar dispositivos direccionales.

Dedicatoria

A mis padres por ser el pilar fundamental en toda mi educación académica, por su incondicional apoyo mantenido a través del tiempo. Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

Quiero agradecer a mi abuela Mercedes, a quien siempre hemos llamado Meche, quien siempre me ayudo y apoyo en mi etapa universitaria cocinándome el almuerzo durante todos mis años en la universidad. Le dedico este logro.

Por último agradezco a los aportes de General Electric mediante las gestiones de Claudio Ogaz y de E-Energy, los aportes de ABB mediante las gestiones de Luis Figueroa y Luis Cid, así como los aportes de Schneider Electric mediante las gestiones de Alex Bustos. Finalmente, agradezco a los proyectos U-Inicia UI0010/15 y CONICYT/FONDAP/15110019 por el apoyo que han entregado a esta memoria de título.

Tabla de contenido

1	Introducción	1
1.1	Objetivos	2
1.1.1	Objetivos generales	2
1.1.2	Objetivos específicos	2
1.2	Alcances	3
1.3	Estructura del trabajo	4
2	Estado del arte	5
2.1	Antecedentes generales	5
2.1.1	Características de una Micro-Red	5
2.1.2	Modelos de las centrales de generación distribuida a considerar	6
2.1.2.1	Modelo de inversor	6
2.1.2.2	Modelo de Turbina Asíncrona	7
2.1.2.3	Modelo de Panel Fotovoltaico	9
2.1.2.4	Modelo de batería	10
2.1.2.5	Modelo de generador sincrónico	12
2.1.3	Esquemas de control en los inversores	13
2.1.3.1	Esquema de control P/Q	13
2.1.3.2	Esquema de control V/F	14
2.1.3.3	Control Droop	15
2.1.4	Estrategias de control en una Micro-Red	15

2.1.4.1	Estrategia de control Maestro-esclavo	15
2.1.4.2	Estrategia de control Peer to Peer	16
2.1.5	Dispositivos de Protecciones	16
2.1.5.1	Protecciones de sobre-corriente	17
2.1.5.2	Protecciones de sobre-corriente direccional	17
2.1.5.3	Protecciones de distancia	17
2.1.5.4	Protecciones diferenciales	18
2.1.6	Curvas de sobre corriente y coordinación en redes radiales	18
2.1.7	Pruebas para obtener los parámetros de un transformador	21
2.1.8	Características de la Red del Laboratorio de Energía y Accionamiento	24
2.2	Revisión bibliográfica	36
2.2.1	Comportamiento de los inversores sobre la corriente de cortocircuito	36
2.2.1.1	Bajo control P/Q	36
2.2.1.2	Bajo control V/f	37
2.2.2	Curva Low voltage ride through(LVRT)	37
2.2.3	Curva de carga CBEMA	38
2.2.4	Estadística de fallas en redes eléctricas	39
2.2.4.1	Impedancia de falla	42
3	Metodología	45
4	Resultados	51
4.1	Coordinaciones obtenidas	51
4.1.1	Caso base, protecciones de ajuste fijo	51
4.1.2	Caso conectado a la red con presencia de generación distribuida, protecciones adaptativas	56
4.1.3	Caso en modo isla con presencia de generación distribuida, protecciones adaptativas	65
4.2	Resultados obtenidos	74

5	Análisis	75
5.1	Fallas de baja impedancia	75
5.1.1	Caso 9	75
5.1.2	Caso 12	86
5.1.3	Caso 13	95
5.1.4	Caso 28	103
5.2	Fallas de alta impedancia	114
6	Conclusiones	115
	Bibliografía	118

Índice de figuras

2.1	Modelo de un inversor [10]	7
2.2	Circuito Turbina Asíncrona de imanes permanentes [10]	7
2.3	Modelo turbina asíncrona [10]	9
2.4	Modelo del Panel Fotovoltaico [10]	9
2.5	Control Panel Fotovoltaico [10]	10
2.6	Modelo de Bateria [10]	11
2.7	Estructura de la Bateria [10]	12
2.8	Modelo del Generador Síncrono [12]	12
2.9	Diagrama de bloque P/Q [13]	14
2.10	Diagrama de bloque V/F [16]	14
2.11	Comportamiento inversor bajo Control Droop [6]	15
2.12	Comportamiento bajo Control Maestro esclavo [16]	16
2.13	Curva de operación protección de sobre-corriente [9]	19
2.14	Coordinación de protección de sobre-corriente en una red radial [9]	19
2.15	Tiempo de operación térmica en dispositivos de sobre corriente [23].	21
2.16	Prueba de circuito abierto [24]	22
2.17	Prueba de circuito cerrado [24]	23
2.18	Prueba para obtener la impedancia de secuencia cero [24]	24
2.19	Red del Laboratorio de Energía y Accionamiento	25
2.20	Posición interruptores ajustables (marcados en color rojo)	27

2.21	Interruptor original instalado en la red de laboratorio	28
2.22	Curva de sobre-corriente IEC-947-2	29
2.23	Modelo de Micro-Red a simular	30
2.24	Controlador P/Q simple implementado en la unidad Fotovoltaica y la Eólica	31
2.25	Controlador V/F simple implementado en la batería	32
2.26	Control droop implementado en los inversores	33
2.27	Controlador de corriente esquema P/Q	33
2.28	Controlador de voltaje esquema V/F	34
2.29	Frame a utilizar para modelar la máquina síncrona	35
2.30	Diagrama de control de la corriente de campo	35
2.31	Diagrama de control de la velocidad de la máquina	36
2.32	Curva “Low voltage ride through”, para distintos estándares [31]	37
2.33	Curva de carga ITI [32]	38
2.34	Origen de las interrupciones del suministro en la red eléctrica Chilena según el CDEC-SIC	40
2.35	Fallas en la red eléctrica Chilena según el CDEC-SIC	40
2.36	Fallas eléctricas por fase	41
3.1	Metodología Propuesta	46
4.1	Situación caso base, red de distribución sin presencia de generación distribuida	52
4.2	Coordinación de protecciones de ajuste fijo, dirección desde la red de transmisión hacia las barras 2, 5 y 6	56
4.3	Situación Micro-Red con presencia de generación distribuida, modo conectado a la red de transmisión	57
4.4	Corriente de falla RMS generador diésel frente a una falla trifásica en la barra 1	60
4.5	Coordinación de protección no adaptativa barra 1 y gabinete	62
4.6	Coordinación de protecciones adaptativas, dirección desde la red de transmisión hacia las barras 2, 5 y 6	63
4.7	Coordinación de protecciones adaptativas, dirección desde la batería hacia la barra 3	64

4.8	Coordinación de protecciones adaptativa, dirección desde el generador Diésel hacia la barra 2	65
4.9	Situación Micro-Red con presencia de generación distribuida, modo isla	71
4.10	Coordinación de protecciones adaptativa en modo isla, dirección desde el generador Diésel hacia las barras 5 y 6	72
4.11	Coordinación de protecciones adaptativa en modo isla, dirección desde la batería hacia las barras 2 y 5	73
5.1	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 1, caso 9,	77
5.2	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 2, caso 9,	79
5.3	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 3, caso 9,	80
5.4	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 4, caso 9,	81
5.5	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 5, caso 9,	83
5.6	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 6, caso 9,	85
5.7	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 1, caso 12,	87
5.8	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 2, caso 12,	89
5.9	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 3, caso 12,	90
5.10	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 4, caso 12,	91
5.11	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 5, caso 12,	93
5.12	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 6, caso 12,	94
5.13	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 1, caso 13,	97
5.14	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 2, caso 13,	98
5.15	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 3, caso 13,	99
5.16	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 4, caso 13,	100
5.17	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 5, caso 13,	101
5.18	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 6, caso 13,	102
5.19	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 1, caso 28.	104
5.20	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 2, caso 28.	106
5.21	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 3, caso 28.	108

5.22	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 4, caso 28.	110
5.23	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 5, caso 28.	112
5.24	Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 6, caso 28.	113
6.1	Corrientes de falla del generador Diésel ante fallas en la barra 1, caso 9, protecciones de ajuste fijo.	129
6.2	Corrientes de falla de la batería ante fallas en la barra 1, caso 9, protecciones de ajuste fijo.	130
6.3	Corrientes de falla de la batería ante fallas en las barras 2, 3 y 4, caso 9, protecciones de ajuste fijo.	131
6.4	Corrientes de falla del generador Diésel ante fallas en las barras 2, 3 y 4, caso 9, protecciones de ajuste fijo.	132
6.5	Corriente en las líneas 3-4, 4-6 y 4-5 frente a fallas en la barra 5, caso 9, protecciones de ajuste fijo.	133
6.6	Corrientes de falla del generador Diésel y la batería ante fallas en la barra 6, caso 9, protecciones de ajuste fijo.	134
6.7	Corrientes de falla de la generación distribuida ante fallas en la barra 1, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	142
6.8	Corriente en las líneas 1-2 y 1-3 frente a fallas en la barra 1, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	143
6.9	Corriente en las línea 1-2 frente a fallas en la barra 2, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	144
6.10	Corriente en las líneas 1-3 y 3-4 frente a fallas en la barra 3, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	145
6.11	Corriente en las líneas 3-4 y 4-6 frente a fallas en la barra 4, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	146
6.12	Corrientes de falla de la generación distribuida ante fallas en la barra 5, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	147
6.13	Corriente en la línea 4-5 frente a fallas en la barra 5, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	148
6.14	Corrientes de falla de la generación distribuida ante fallas en la barra 6, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	149
6.15	Corriente en la línea 4-6 frente a fallas en la barra 6, caso 12, protecciones de ajuste fijo.	150

6.16 Corriente en las línea 1-2 y 1-3 frente a fallas en la barra 1, caso 28, protecciones de ajuste fijo.	161
6.17 Corriente en la línea 3-4 frente a fallas en la barra 3, caso 28, protecciones de ajuste fijo.	162
6.18 Corrientes de falla de la batería ante fallas en la barra 4, caso 28, protecciones de ajuste fijo.	163

Índice de tablas

2.1	Valores coeficientes según el tipo de curva [23]	20
2.2	Reactancias y Resistencias serie [26]	26
2.3	Parámetros transformador	26
2.4	Datos interruptores iniciales	28
2.5	Valores nominales a usar en la maquina Diésel [30]	34
2.6	Nomenclatura Fallas Eléctricas en la Red	39
2.7	Estadísticas de Fallas [4]	41
2.8	Corrientes de fallas típicas en distintos tipos de superficies en un sistema de distribución de 12,5 [kV] [35]	43
2.9	Potencias nominales de los transformadores de distribución del catálogo Rhona para tensiones de 12 y 13,2 [kV] [36]	43
2.10	Impedancias de falla [P.u]	44
3.1	Estados de operación	47
4.1	Nivel de la corriente de cortocircuito que circula por la Micro-Red en el caso 13	54
4.2	Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones de ajuste fijo, dirección desde la red de transmisión hacia las barras 2, 5 y 6	56
4.3	Corrientes de falla suministradas por la batería caso 17	59
4.4	Corrientes de falla del generador Diésel frente a fallas caso 21	60
4.5	tensiones barra 2 frente a fallas caso 21	61
4.6	Leyenda correspondiente a la coordinación entre el gabinete y la barra 1	62

4.7	Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativas, dirección desde la red de transmisión hacia las barras 2, 5 y 6	63
4.8	Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativas, dirección desde la batería hacia la barras 3	64
4.9	Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativas, dirección desde el generador Diésel hacia la barra 2	65
4.10	Corriente de falla suministrada por el generador Diésel en caso de fallas francas, caso 9	67
4.11	Corriente de falla suministrada por la batería en caso de fallas francas, caso 9	68
4.12	Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativa en modo isla, dirección desde el generador Diésel hacia las barras 5 y 6	72
4.13	Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativa en modo isla, dirección desde la batería hacia las barras 2 y 5	73
6.1	Tiempo de operación protecciones bajo esquema adaptativo, caso 9, fallas francas . . .	123
6.2	Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 9, fallas francas, esquema adaptativo en la Micro-Red	124
6.3	Tiempo de operación protecciones bajo esquema tradicional, caso 9, fallas francas . . .	126
6.4	Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 9, fallas francas, esquema tradicional en la Micro-Red	127
6.5	Tiempo de operación protecciones bajo esquema adaptativo, caso 12, fallas francas . .	136
6.6	Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 12, fallas francas, esquema adaptativo en la Micro-Red	137
6.7	Tiempo de operación protecciones bajo esquema tradicional, caso 12, fallas francas . . .	139
6.8	Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 12, fallas francas, esquema tradicional en la Micro-Red	140
6.9	Tiempo de operación protecciones bajo esquema adaptativo, caso 13, fallas francas . .	151
6.10	Tiempo de operación protecciones bajo esquema tradicional, caso 13, fallas francas . . .	153
6.11	Tiempo de operación protecciones bajo esquema adaptativo, caso 28, fallas francas . .	155
6.12	Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 28, fallas francas, esquema adaptativo en la Micro-Red	156
6.13	Tiempo de operación protecciones bajo esquema tradicional, caso 28, fallas francas . . .	158

6.14 Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 28, fallas francas, esquema tradicional en la Micro-Red	159
6.15 Tensiones en las barras del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 9, ambos esquemas de protección	164
6.16 Corrientes en las líneas del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 9, ambos esquemas de protección	165
6.17 Violación de la curva CBEMA en las cargas frente a fallas de alta impedancia, caso 9, ambos esquemas de protección	166
6.18 Tensiones en las barras del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 12, ambos esquemas de protección	168
6.19 Corrientes en las líneas del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 12, ambos esquemas de protección	169
6.20 Violación de la curva CBEMA en las cargas frente a fallas de alta impedancia, caso 12, ambos esquemas de protección	170
6.21 Tensiones en las barras del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 13, ambos esquemas de protección	172
6.22 Corrientes en las líneas del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 13, ambos esquemas de protección	173
6.23 Violación de la curva CBEMA en las cargas frente a fallas de alta impedancia, caso 13, ambos esquemas de protección	174
6.24 Tensiones en las barras del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 28, ambos esquemas de protección	176
6.25 Corrientes en las líneas del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 28, ambos esquemas de protección	177
6.26 Violación de la curva CBEMA en las cargas frente a fallas de alta impedancia, caso 28, ambos esquemas de protección	178

Capítulo 1

Introducción

Las Micro-Redes corresponden a redes inteligentes de baja o media tensión las cuales incluyen generación interna, por lo que se consideran como redes de distribución activa [1]. Se prevé que a futuro este tipo de redes empiecen a marcar presencia en distintas redes eléctricas de distribución en cada país, principalmente por el enfoque de aprovechar los recursos renovables locales disponibles. Además la generación interna puede ser suficiente para satisfacer la totalidad de los consumos internos, esto le permite a la Micro-Red la opción de que pueda operar en isla o conectada a la red de transmisión eléctrica.

Este tipo de redes implican una operación interna de distintas tecnologías de generación (generación distribuida). De esta forma, si se quiere asegurar una operación en donde las variables eléctricas se mantengan en valores nominales, se deben configurar adecuadamente los distintos dispositivos eléctricos de la Micro-Red. Un ejemplo de esto es el estudio de la configuración y coordinación de las protecciones, lo cual representa un gran desafío actualmente.

Las protecciones son dispositivos cuya función es la de proteger a los usuarios de lesiones eléctricas y a los distintos elementos presentes en la red eléctrica de una operación anormal que implique un sobre-estrés que afecte la vida útil de los mismos. En general las protecciones tienen como objetivo tratar de aislar la zona afectada permitiendo que el resto de la red eléctrica continúe funcionando de forma normal. Las protecciones deben cumplir con los siguientes criterios para asegurar una correcta coordinación; sensibilidad, selectividad y rapidez [2].

Hay que considerar que en una Micro-Red es conveniente el uso del mismo tipo de protecciones que utiliza una red de distribución (protecciones de sobre corriente [2]). Por otro lado los flujos eléctricos van variando en la Micro-Red, por la presencia de la generación distribuida, por lo que va a variar la corriente de cortocircuito en esta red. Además la presencia de inversores reduce la corriente de cortocircuito a valores cercanos a los nominales. Por último cuando la Micro-Red opera en modo isla

el nivel de cortocircuito se ve drásticamente reducido [3], por lo tanto el desempeño de una protección de sobre corriente puede verse afectado al no adecuarse al estado de operación de la Micro-Red en tiempo real.

Por un lado los relés convencionales actuales solamente pueden detectar elevadas corrientes de falla. Por otro lado al haber distintas fuentes de energía en una Micro-Red (generación distribuida) las corrientes de falla pueden variar sus sentidos y magnitudes, por lo que las protecciones tradicionales podrían presentar problemas para operar de la forma correcta.

Así una correcta implementación exige un análisis de fallas que depende de la topología de la Micro-Red. De esta forma se puede implementar una estrategia adaptativa que consiste en que el esquema de protecciones reconoce en qué estado se encuentra operando la Micro-Red y elige cual será el ajuste en cada dispositivo de protección (este ajuste se encuentra pre-definido en un conjunto de ajustes para cada dispositivo). De esta forma se podrá asegurar coordinación en cada estado (esta estrategia se conoce como “Look up table”).

El particular interés de estudio a desarrollar en esta memoria corresponde a un análisis de fallas en la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento del cuarto piso del DIE en la FCFM, en presencia de generación distribuida y con la posibilidad de operar en modo isla. El objetivo es proponer los conjuntos pre-definidos de ajustes y demostrar que esta estrategia adaptativa mejora el desempeño del esquema de protección en contraste a uno tradicional.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivos generales

- Desarrollar una metodología para el diseño de un esquema de protecciones adaptativo basado en look up table para Micro-redes radiales.

1.1.2 Objetivos específicos

- Caracterizar la red a estudiar. Esta corresponde a la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento.
- Obtener un modelo de la red en el Programa Power Factory Digsilent.
- Implementar en el modelo un sistema de protecciones adaptativo, generación distribuida y cargas domésticas/industriales.

- Probar el desempeño de las protecciones adaptativas sobre los distintos escenarios que se pueden presentar en una Micro-Red (estados) y obtener un contraste de desempeño con las protecciones de ajuste fijo.

1.2 Alcances

- Se hará un análisis técnico desde el punto de vista de la coordinación del sistema de protecciones, sin considerar aspectos económicos.
- Se considerará, a modo de ejemplo, la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento como Micro-Red a estudiar.
- Se considerará como generación distribuida a una central fotovoltaica monofásica (PV), una central eólica trifásica conectada por medio de un inversor, un sistema de almacenamiento trifásico (basado en baterías) y una central Diésel trifásica.
- Los modelos de plantas a implementar en los inversores serán simplificados sin entrar en detalles constructivos. Sobre estos se implementará control droop, que las fuentes disponen de combustible infinito y que la corriente de cortocircuito tiene un máximo de 2 [P.u]. Por otro lado central Diésel poseerá un modelo correspondiente al disponible en la librería de Power Factory Digsilent.
- Se considerarán los escenarios de Micro-Red en operación isla y conectada a la red por separado. no se incluye la decisión de desconectar o no la Micro-Red del sistema de transmisión o la transición entre un estado y el otro.
- Se considerarán fallas eléctricas representativas en una red eléctrica y se simularán de forma separada en cada una de las barras internas.
- Se utilizará el software Power Factory Digsilent para simular la operación de la Micro-Red y no se realizarán pruebas más allá de simulaciones computacionales.
- Las cargas a implementar serán de impedancia constante y no tendrán protecciones propias implementadas, sin embargo en estas se implementará la curva CBEMA. Además las centrales locales poseerán sus propios dispositivos de protección, incluyendo la curva “low voltage ride through” en los inversores. Las protecciones de los generadores no serán adaptativas, solamente las protecciones en las líneas.
- Los equipos a implementar tendrán los valores nominales que poseen los equipos planificados para el laboratorio.

1.3 Estructura del trabajo

Para realizar esta memoria es necesario simular los distintos estados de operación en los que se puede encontrar la Micro-Red, considerando que se pueden encontrar conectadas o desconectadas las centrales generadoras. Además se incluye la operación aislada o conectada a la Red de Transmisión.

Se consideran fallas eléctricas típicas en redes eléctricas chilenas de baja y media tensión. Además se analizarán sólo las configuraciones de estado que signifiquen un particular interés con el fin de definir que fallas y en qué posición de la Micro-Red se van a simular junto a los posibles estados de operación de la Micro-Red a estudiar.

El estudio se realiza en la red presente en el laboratorio de energía y accionamientos que es un modelo de Micro-Red radial. Esta configuración radial es representativa de otras Micro-Redes que podrían presentarse en Chile¹. Se debe mencionar que una Micro-Red es en esencia una red de distribución con capacidad de generar energía internamente.

Los modelos de planta de los generadores sólo cumplen con lo básico para realizar un estudio de fallas. No es necesario incluir mayores detalles constructivos o estocásticos en los mismos ya que lo único importante es el comportamiento ante una falla.

En primer lugar se obtiene un esquema de protecciones tradicional de ajuste fijo, luego un esquema de protecciones adaptativo que asegure en la Micro-red el cumplimiento de los criterios mínimos de un esquema de protecciones. De esta forma se obtienen resultados que muestren el contraste en el desempeño de estos dos enfoques.

En el Capítulo 2 se presentan los antecedentes generales y la revisión bibliográfica sobre los cuales se basan los supuestos considerados para construir el modelo del estudio. En el Capítulo 3 se presenta la metodología general propuesta para desarrollar el estudio. En el Capítulo 4 se presentan los casos particulares considerados y los perfiles adaptativos obtenidos. En el Capítulo 5 se analizan los resultados, enfocándose en el desempeño del esquema tradicional y adaptativo en los casos particulares y se menciona el cumplimiento de los esquemas adaptativos en los demás casos no analizados. En el Capítulo 6 se presentan las conclusiones y aprendizajes obtenidos en este trabajo. Finalmente se presentan los Anexos en donde se encuentran los resultados y gráficos particulares analizados en el Capítulo 5.

¹En general las redes de distribución en Chile son radiales [4].

Capítulo 2

Estado del arte

2.1 Antecedentes generales

2.1.1 Características de una Micro-Red

Una Micro-Red corresponde a una red de distribución activa, es decir, es de baja o media tensión, sus líneas poseen parte resistiva además de la inductiva, consume energía de la red de transmisión (como toda red de distribución tradicional) y presenta generación local. La generación existente dentro de la misma (las redes de distribución no necesariamente presentan generación local) puede llegar a generar mayor energía eléctrica que la requerida por el consumo interno en la Micro-Red, por lo que en este caso la energía sobrante se inyecta a la red de transmisión externa. En otras palabras, es capaz de generar flujos bidireccionales [1] y puede operar en modo isla.

Normalmente este tipo de redes se compone de pequeños consumos controlables, estos pueden calificarse en críticos o no críticos. Una de las metas fundamentales de la Micro-Red es el alimentar las cargas críticas frente a cualquier escenario, priorizando su abastecimiento por sobre las cargas no críticas [5].

Las Micro-Redes contienen pequeñas centrales de generación distribuida (GD). Estas pueden ser; no convencionales renovables o convencionales no renovables/renovables. Las características principales de la generación distribuida es que sean de un tamaño menor a 50 [MW] y que traten de aprovechar en forma conjunta sistemática, a lo largo de la red, los recursos naturales renovables disponibles [1].

Una Micro-Red contiene su propia estrategia de control, la cual permite que las cargas y la generación distribuida puedan coexistir bajo una operación en torno a los valores nominales en la tensión y la frecuencia. Por otro lado algunas de las centrales de generación distribuida (centrales

fotovoltaicas, baterías o turbinas eólicas) se conectan a la red por medio de inversores con el objetivo de convertir las variables eléctricas de forma DC a forma AC (o en forma AC-DC-AC en el caso de las turbinas eólicas asíncronas) [5]. Todos estos inversores pueden operar bajo una estrategia del tipo peer to peer o maestro esclavo [6] y poseen una reducida corriente de cortocircuito de entre 1,5 y 2 veces la corriente nominal del equipo [7].

En modo isla se presentan problemas de coordinación y operación en las protecciones. En primer lugar esto se debe a la reducción que realizan los inversores sobre la corriente de cortocircuito [8] [3] junto a la posible desconexión de la red de transmisión [3], lo cual ocasiona una operación tardía de la protección o incluso la no operación de la misma [9]. En segundo lugar el flujo pasa a ser bidireccional dentro de la Micro-Red, es decir, en la topología radial pueden presentarse ante una falla fuentes de corrientes provenientes desde los extremos finales de la red en dirección hacia aguas arriba cuando usualmente el esquema tradicional se configura asumiendo un comportamiento contrario [9] [1].

2.1.2 Modelos de las centrales de generación distribuida a considerar

Para esta memoria se consideran tres tipos de fuentes de generación distribuida. Por un lado está el generador síncrono, el cual representa a un generador Diésel y puede conectarse directamente a la red sin necesidad de alguna interfaz convertidora. Los dos tipos restantes son la fuente DC cuyas variables eléctricas son continuas, en donde se incluyen las baterías y los paneles fotovoltaicos, y la fuente AC cuyas variables eléctricas son alternas y de frecuencia distinta a la de la red. Las fuentes AC asíncronas necesitan rectificarse para a ser fuentes DC [10] [5] [3]. Posteriormente las fuentes DC se deben conectar a la red eléctrica por medio de inversores.

2.1.2.1 Modelo de inversor

Tanto las fuentes DC como las fuentes AC asíncronas rectificadas deben conectarse a la red por medio de un inversor que transforma las variables eléctricas de DC a variables AC de frecuencia y tensión iguales a la de la Micro-Red (frecuencia y tensión nominales). Este debe incluir algún tipo de control de potencia activa y reactiva [10]. El modelo del inversor se presenta en la Figura 2.1.

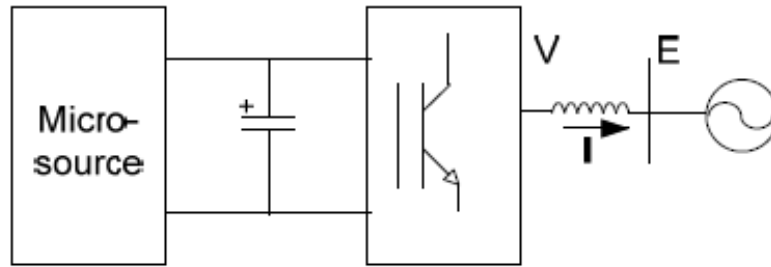


Figura 2.1: Modelo de un inversor [10]

2.1.2.2 Modelo de Turbina Asíncrona

Las turbinas eólicas de baja potencia nominal son máquinas rotativas asíncronas que usualmente son de imanes permanentes (cuya frecuencia de operación es distinta a la frecuencia de la Red), por lo que deben ser conectadas a la red por medio de un rectificador. El rectificador transforma el voltaje alterno de la turbina en voltaje continuo y un inversor transforma este voltaje continuo a uno alterno de la misma frecuencia de la red. La barra de tensión continua que conecta el inversor y el rectificado contiene un capacitor en paralelo. A este tipo de interface se le conoce como conversión (AC-DC-AC) [10]. En la Figura 2.2 puede apreciarse el circuito a considerar.

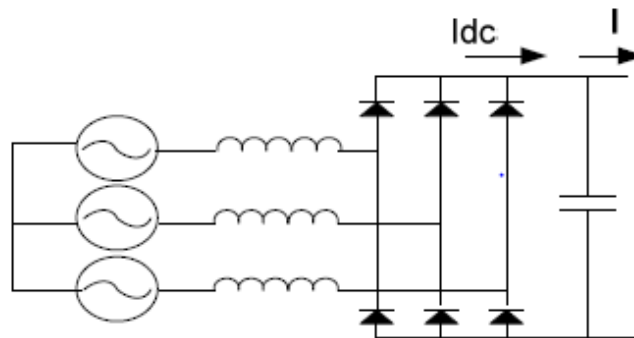


Figura 2.2: Circuito Turbina Asíncrona de imanes permanentes [10]

El voltaje fase-fase se puede modelar según la ecuación (2.1):

$$V_{LL} = K_v * w * \sin(w * t) \tag{2.1}$$

Donde:

- V_{LL} : Es la tensión AC interna del generador.

- K_v : Es una constante de voltaje.
- w : Es la frecuencia eléctrica en radianes por segundo del generador.

Si se considera que la corriente continua permanece constante, entonces se cumple la ecuación (2.2):

$$V_{dc} = \frac{3}{\pi} * |V_{II}| - \frac{3 * w * L * I_{dc}}{\pi} \quad (2.2)$$

Donde L es la inductancia serie equivalente en cada fase del generador.

Luego por medio de las ecuaciones (2.1) y (2.2) se puede expresar el voltaje dc según la ecuación (2.3):

$$V_{dc} = K_1 * w - K_2 * w * I_{dc} \quad (2.3)$$

En donde K_1 y K_2 se definen según la expresión (2.4):

$$K_1 = \frac{3 * K_v}{\pi}, \quad K_2 = \frac{3 * L}{\pi} \quad (2.4)$$

Por otro lado se puede asumir que la potencia mecánica en el eje y la potencia eléctrica son iguales, luego se cumple la ecuación (2.5):

$$P_m = P_e = K_1 * w * I_{dc} - K_2 * w * I_{dc}^2 \quad (2.5)$$

Considerando la ecuación (2.5) se obtiene el torque mecánico, expresado en la ecuación (2.6):

$$T_m = \frac{P_m}{w} = K_1 * I_{dc} - K_2 * I_{dc}^2 \quad (2.6)$$

Finalmente se debe mencionar la ecuación (2.7), la cual modela el comportamiento en el

generador:

$$T_T - T_m = J \frac{dw}{dt} \quad (2.7)$$

Donde:

- T_T : Es el torque mecánico total de la fuerza motriz.
- T_m : Es el torque mecánico en el eje.
- J : Es la constante de inercia del generador.

Finalmente el modelo de la turbina asíncrona es presentado en la Figura 2.3 [10]:

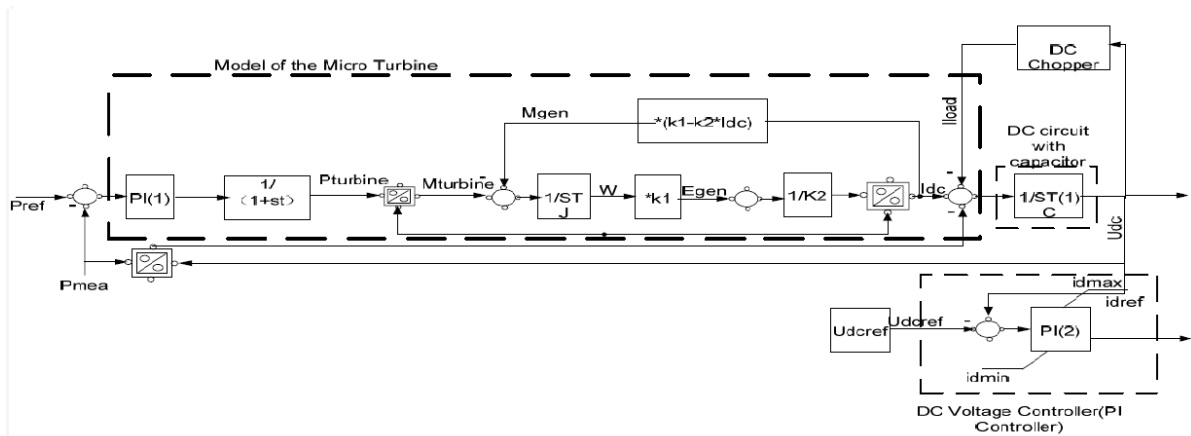


Figura 2.3: Modelo turbina asíncrona [10]

2.1.2.3 Modelo de Panel Fotovoltaico

Una central fotovoltaica consiste en un módulo fotovoltaico correspondiente a múltiples celdas fotovoltaicas conectadas en paralelo y en serie para poder lograr una salida adecuada de voltaje y de corriente continuas. El modelo comúnmente utilizado corresponde al de la Figura 2.4 [10].

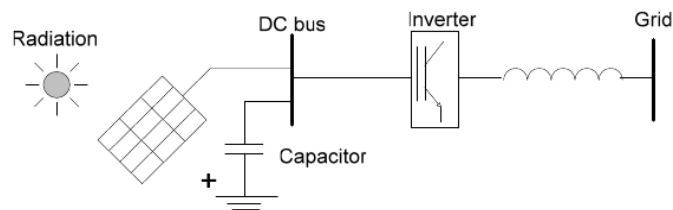


Figura 2.4: Modelo del Panel Fotovoltaico [10]

En el panel generalmente se implementa un sistema de control que maximiza la transferencia de energía por medio del control de la tensión del voltaje en la barra DC (máximo power tracking o mpp) según la ecuación (2.8). En donde U_{mpp0} es el máximo voltaje en la barra dc (caso que se da cuando la temperatura es de 25°C y la radiación es de 1000 [watts/m]), E es la radiación en $watts/m$, T es la temperatura en grados celsius [10].

$$U_{mpp} = U_{mpp0} * \frac{\ln(E) * (1 + 0,0039 * (T - 25))}{\ln(1000)} \quad (2.8)$$

Finalmente en la Figura 2.5 se puede apreciar el esquema de control del panel fotovoltaico:

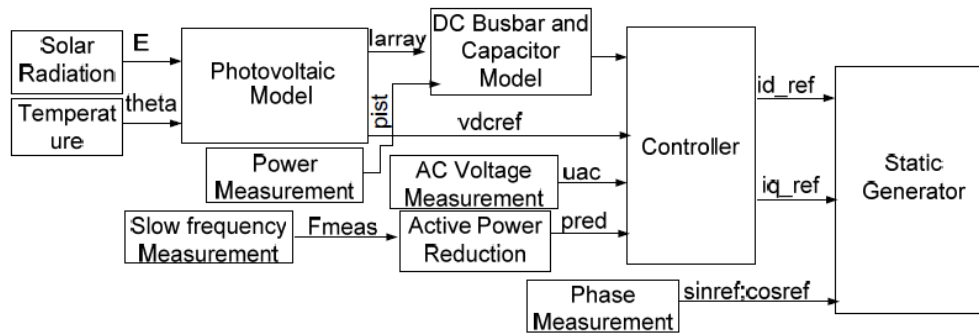


Figura 2.5: Control Panel Fotovoltaico [10]

2.1.2.4 Modelo de batería

El circuito que modela la batería se puede apreciar en la Figura 2.6. Se define el estado de carga de la batería (SOC) el cual corresponde al nivel de carga de la batería (es cero cuando la batería está vacía y 1 cuando está llena). Por otro lado $Z(S, SOC)$ es la impedancia interna de la batería y $E(S, SOC)$ es la tensión en vacío, ambas dependen del estado de carga de la batería (SOC). Luego las ecuaciones (2.9) y (2.10) relacionan las variables eléctricas de la batería, principalmente la tensión DC en la barra de salida [10]. Finalmente se considera una impedancia resistiva interna Z_i constante, ya que en general es de pequeño tamaño comparado a las aplicaciones de altas corrientes [11].

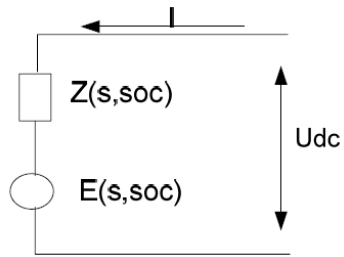


Figura 2.6: Modelo de Bateria [10]

$$0,2 < SOC < 1 \quad (2.9)$$

$$U_{dc} = U_{max} * SOC + U_{min} * (1 - SOC) - I * Z_i \quad (2.10)$$

Donde:

- U_{max} : Es la tensión interna cuando la batería está totalmente cargada.
- U_{min} : Es la tensión interna cuando la batería esta descargada.
- I : Es la corriente de carga-descarga en la batería.

En la Figura 2.7 se presenta la estructura general de la batería existente en la librería de DigSilent:

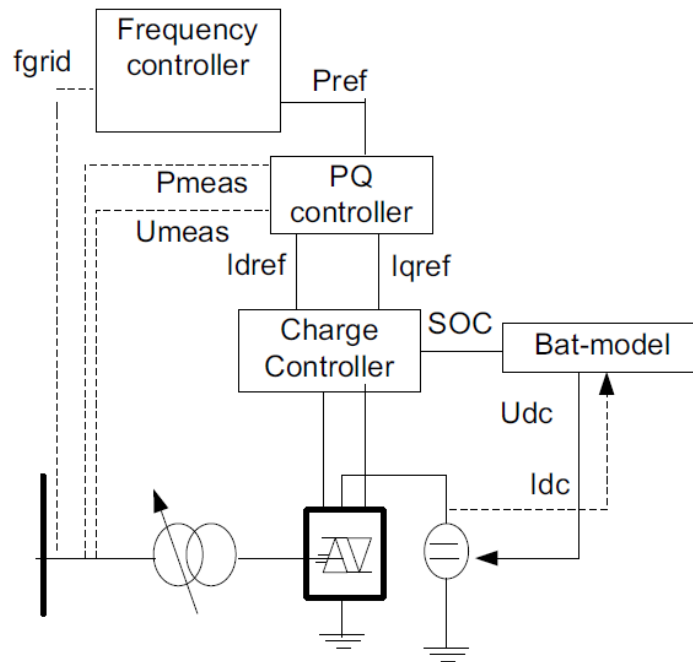


Figura 2.7: Estructura de la Batería [10]

2.1.2.5 Modelo de generador sincrónico

El modelo del generador síncrono convencional corresponde al de la Figura 2.8. En esta memoria se consideró el modelo disponible de la librería de Power Factory Digsilent y los datos de placa del manual del generador disponible en el DIE.

Las ecuaciones (2.11) y (2.12) describen el comportamiento del generador cuando $X_d = X_q$. Se debe menciona que las ecuaciones (2.13) y (2.14) corresponden al caso en el que se considera un rotor de polos salientes [12].

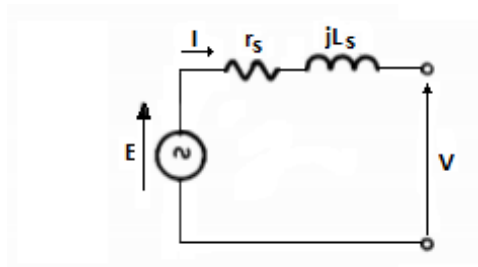


Figura 2.8: Modelo del Generador Síncrono [12]

$$P = \frac{E * V * \text{sen}(\delta)}{X_s} \quad (2.11)$$

$$Q = \frac{E * V * \cos(\delta)}{X_s} - \frac{V^2}{X_s} \quad (2.12)$$

$$P = \frac{E * V * \sin(\delta)}{X_d} + \frac{X_d - X_q}{2X_d * X_q} * V^2 \sin(2 * \delta) \quad (2.13)$$

$$Q = \frac{E * V * \cos(\delta)}{X_d} - V^2 * \left(\frac{\sin^2(\delta)}{X_q} + \frac{\cos^2(\delta)}{X_d} \right) \quad (2.14)$$

Donde X_d y X_q corresponde a las impedancias de los ejes d y q respectivamente después de utilizar la transformada de Park para obtener el modelo monofásico. X_s corresponde a la reactancia síncrona ($X_s=X_d=X_q$ si se trata de un generador de rotor cilíndrico), E es la tensión interna y V es la tensión en bornes. P y Q son las potencias activas y reactivas respectivamente, con δ el ángulo de carga. Por otro lado la tensión interna E depende de la corriente de campo la cual puede ser alimentada directamente desde la barra en donde se conecta el generador. En este caso si dicha barra sufre una caída de tensión, E también decaerá y esto afectará a las potencias de salida. En caso de que la excitatriz se alimente desde una fuente independiente, E debería mantenerse.

2.1.3 Esquemas de control en los inversores

Existen dos posibles esquemas de control para implementar en los inversores; el esquema de control P/Q y el esquema de control V/F. Estos determinan el comportamiento del inversor con respecto a la potencia que entregan estas unidades. Además estos esquemas de control necesitan un control previo el cual indique la potencia de referencia a la cual deben llegar estos controles. En el caso del control P/Q esta referencia puede ser entregada por una unidad maestra externa o por algún tipo de lazo de control adicional, mientras que en el caso del control V/F se necesita un control previo propio que considere las variaciones de voltaje y frecuencia en la barra. Ejemplos de estos tipos de control previo son el control droop o establecer que las potencias de despacho sean constantes ante todo evento (este último tipo de control sólo puede ser utilizado en un esquema de control P/Q).

2.1.3.1 Esquema de control P/Q

El funcionamiento del control P/Q está hecho para mantener las salidas de la potencia activa y reactiva en valores establecidos de referencia P_{ref} y Q_{ref} independientemente de los cambios de frecuencia y voltaje que se den en la red [6]. Estos valores de referencia P_{ref} y Q_{ref} son los valores de entrada en el lazo de control P/Q. De esta forma el esquema de control actúa sobre la corriente de salida del inversor las cuales se trabajan en los ejes $dq0$, es decir, el esquema de control P/Q tendrá

como entrada P_{ref} y Q_{ref} y tendrá como salida I_d y I_q . Las corrientes en los eje d y q actúan sobre la potencia activa y reactiva respectivamente [6] [13]. Por otro lado los valores de referencia P_{ref} y Q_{ref} son determinados por un esquema de control aparte del control P/Q. En la Figura 2.9 se puede apreciar el diagrama de bloques del control P/Q [14].

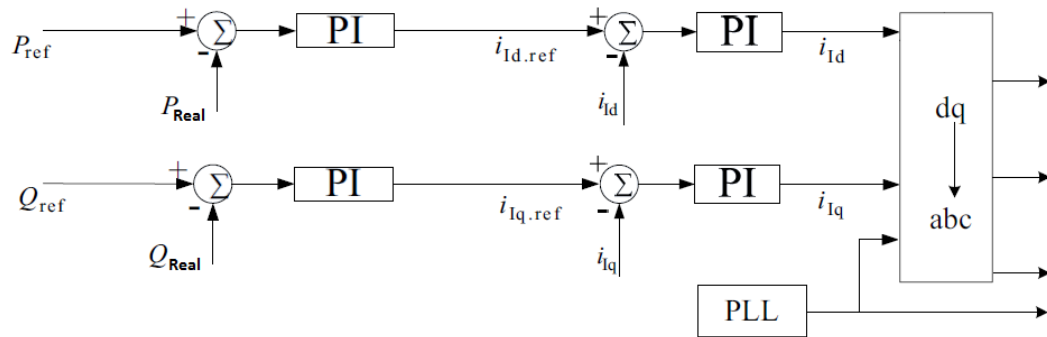


Figura 2.9: Diagrama de bloque P/Q [13]

2.1.3.2 Esquema de control V/F

Esta unidad (unidad maestra) se centra en regular la tensión y la frecuencia de salida del inversor para mantener los valores de la tensión y la frecuencia en la barra conectada cercanos al valor nominal. Para realizar esto previamente se determinan las consignas de potencia por medio de un control droop, de esta forma si la tensión y la frecuencia se desvían de sus valores nominales, automáticamente aumentará el despacho de la unidad. Luego el lazo de control V/F modifica la salida de la tensión en la unidad [15]. A diferencia del esquema P/Q este tipo de esquema es capaz de imponer una tensión y frecuencia en la red. En la Figura 2.10 se presenta la estructura de control V/F.

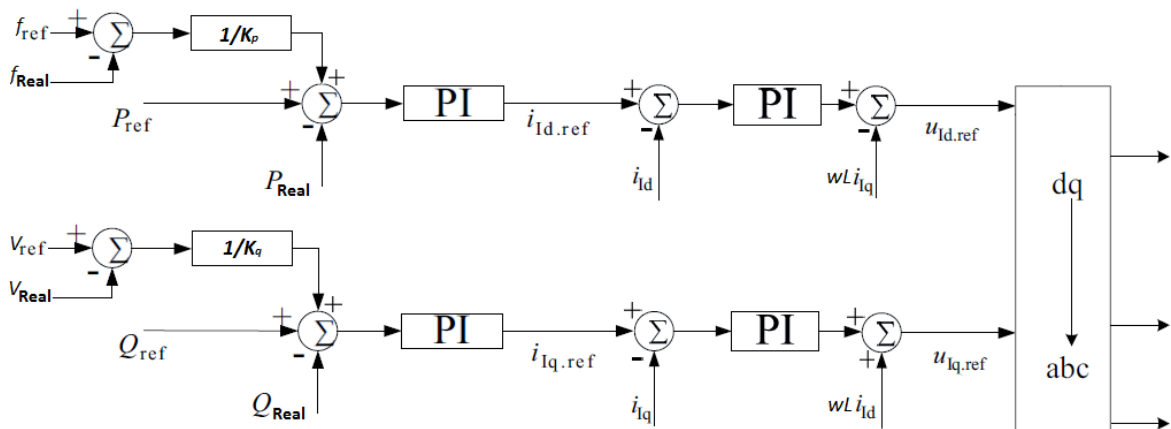


Figura 2.10: Diagrama de bloque V/F [16]

2.1.3.3 Control Droop

El funcionamiento del Control Droop se basa en simular una respuesta inercial de control primario en el conjunto de unidades conectadas por medio de inversores. De esta forma se define una relación lineal entre la potencia de salida, la frecuencia eléctrica y la tensión, en donde la frecuencia de salida depende de la variación en la entrega de potencia activa, mientras que el voltaje de salida depende de la variación de la potencia reactiva [6]. Este tipo de control permite que ante a una variación en el consumo del sistema, todas las unidades de generación distribuida contribuyen en conjunto y en proporción razonable frente a este desbalance de potencia. Las centrales tratarán de ajustar sus salidas de potencia mientras cambian la frecuencia y la tensión (según sus propias curvas de droop) hasta que el valor de la frecuencia en la Micro-Red converja a un valor y los de cada una de las tensiones en cada barra converjan un solo valor en cada nodo [17]. Después de que se determine la contribución de generación de cada unidad, un control secundario restaurará los valores de la frecuencia y el voltaje en la Micro-Red a los valores nominales [18] modificando las consignas de despacho de cada unidad. En la Figura 2.11 se puede apreciar la curva de droop para potencia activa y reactiva en una unidad cualquiera [6].

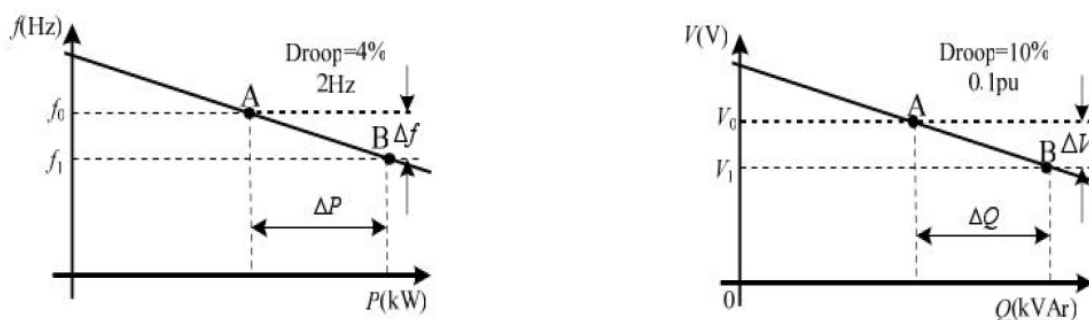


Figura 2.11: Comportamiento inversor bajo Control Droop [6]

2.1.4 Estrategias de control en una Micro-Red

En una Micro-Red se pueden presentar 2 posibles estrategias de control para tratar de mantener la tensión y la frecuencia re-despachando las unidades frente a un cambio de carga, Estas son la estrategia de tipo Peer to Peer y la de Tipo Maestro Esclavo [6]. Por otro lado pueden existir unidades operando en modo P/Q las cuales posean un despacho constante ante todo evento e independientes de las variaciones de las variables eléctrica (tensión y frecuencia), y que a pesar de no formar parte de la estrategia de control global en la Micro-Red, que pueden convivir en ella.

2.1.4.1 Estrategia de control Maestro-esclavo

La estrategia Maestro Esclavo se basa en que mientras la Micro-Red se encuentra conectada a la red todas las unidades de generación distribuida operan bajo un control P/Q, sin embargo, cuando

la Micro-Red opera en modo isla una o más unidades dejan de operar en modo P/Q y pasan a operar en modo V/F (unidades maestras) mientras las unidades restantes siguen operando en modo P/Q (unidades esclavas) [6]. En este tipo de estrategia de control se requiere de un sistema de comunicaciones, puesto que la o las unidades maestras deben enviar señales de control sobre las demás unidades ya que deben mantener la tensión y frecuencia en la Micro-Red en valores cercanos a los nominales [10]. En la Figura 2.12 se presenta la estructura de control maestro esclavo en la Micro-Red cuando se opera en modo isla y una unidad pasa a operar en modo maestro.

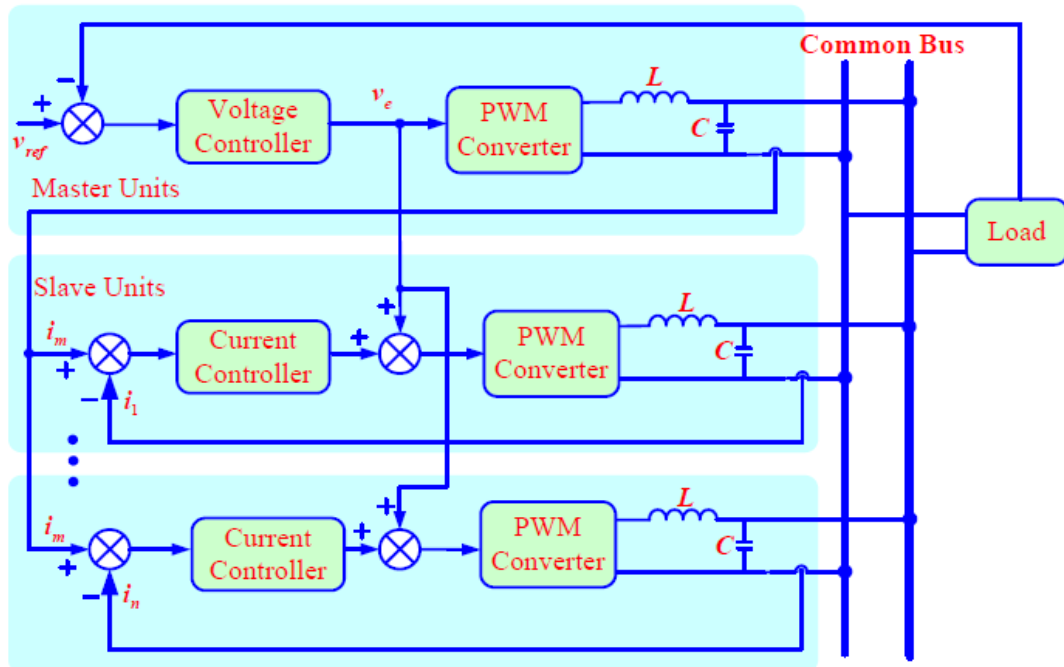


Figura 2.12: Comportamiento bajo Control Maestro esclavo [16]

2.1.4.2 Estrategia de control Peer to Peer

La estrategia Peer to Peer consiste en que todas las unidades de generación distribuida que se conectan por medio de un inversor operan bajo un modo conocido como Control Droop, independientemente de si la Micro-Red se encuentra conectada a la red de transmisión o si se encuentra en modo isla [6]. Este tipo de estrategia no necesita sistema de comunicación, ya que (desde el punto de vista de los inversores) se basa en la lectura de señales locales y de responder ante estas [10].

2.1.5 Dispositivos de Protecciones

Los sistemas de protecciones en una red de distribución (y por lo tanto en una Micro-Red), deben cumplir con los siguientes criterios [2]:

- Sensibilidad: Debe ser capaz de identificar una condición anormal que exceda los valores

nominales.

- Selectividad: Debe desconectar sólo la parte fallada, desconectando la menor porción posible de la red.
- Rapidez: El sistema de protecciones debe responder a condiciones anormales en el menor tiempo posible para mantener la estabilidad.

Además de los tres criterios mencionados se les pueden incluir opcionalmente los siguientes [2]:

- Confianza: Debe operar de forma correcta cuando lo requiera.
- Seguridad: No debe operar cuando no lo requiera.
- Redundancia: Se refiere a protecciones de apoyo y/o la combinación de distintos tipos de dispositivos de protecciones, por ejemplo combinar protecciones de distancia con protecciones diferenciales en líneas eléctricas, con el objetivo de mejorar la confiabilidad.
- Costo: Maximizar la protección al menor costo posible.

A continuación se mencionan cuatro tipos de relés de protecciones que típicamente pueden presentarse en una red de distribución:

2.1.5.1 Protecciones de sobre-corriente

Son dispositivos diseñados para detectar corrientes elevadas provocando la apertura del interruptor en un tiempo de ajuste determinado por la curva característica del dispositivo. Existen de tipo fusible, termo-magnéticos y digitales, estos últimos con la capacidad de poder cambiar su configuración en caso de ser necesario [2]. El inconveniente es la incapacidad de detectar la ubicación de la falla, limitándose al monitoreo del punto en donde se encuentran. Además se ven afectados por los cambios de topología en el sistema de potencia que protegen [4].

2.1.5.2 Protecciones de sobre-corriente direccional

Funcionan bajo el mismo principio de las protecciones de sobre-corriente y además detectan la dirección de la corriente monitoreada [2]. Definen una curva para cada dirección y evalúan la corriente sobre la curva correspondiente a su dirección.

2.1.5.3 Protecciones de distancia

Se utilizan para proteger líneas por medio de la división entre la tensión y la corriente en la ubicación del relé para poder calcular la impedancia desde dicho relé hasta el punto de falla. Este

tipo de protección son afectados por la parte resistiva en la impedancia de línea y por la generación distribuida presentes en una Micro-Red, la cual ocasiona que operen de forma incorrecta [2].

2.1.5.4 Protecciones diferenciales

Este dispositivo compara las corrientes en los dos extremos del elemento protegido (estas deberían ser semejantes). Generalmente son apropiados para proteger dispositivos físicamente concentrados y no lo son tanto para proteger líneas aéreas (ya que en este caso necesitan de un sistema de comunicaciones) [4]. Poseen una gran selectividad y sólo operan en el caso de una falla interna del elemento protegido. En el caso de una Micro-Red requieren de un sistema de comunicaciones confiable y un esquema de protecciones de apoyo redundante, incrementando el costo total del sistema de protecciones y por ende limitando su aplicación en Micro-Redes [2].

Considerando las características expuestas anteriormente, y según la literatura [2], el dispositivo recomendado para utilizar es la protección de sobre-corriente direccional. En particular un relé de tipo digital, el cual es la protección con mayor flexibilidad adaptativa ya que puede cambiar su curva de protección en base a una estrategia conveniente. Por otro lado las protecciones de sobre-corriente son las protecciones más utilizadas en las redes de distribución. Sin embargo este tipo de protecciones no se comportan de la forma esperable frente a fallas de alta impedancia. Para este tipo de fallas la literatura propone utilizar protecciones de distancia para proteger la red, pero esto sólo es aplicable a redes de transmisión no de distribución (o una Micro-Red) [19].

2.1.6 Curvas de sobre corriente y coordinación en redes radiales

Las curvas de sobre-corriente poseen dos zonas; una de acción instantánea (parte magnética) para elevados valores en la corriente y otra parte en donde el tiempo de apertura es inversamente proporcional a la corriente (parte térmica) [9]. Usualmente las curvas utilizadas a nivel de distribución son las curvas estandarizadas B, C y D. La mínima corriente de operación de estas curvas, correspondiente al “pick up”, se ajusta usualmente entre 1,05 y 1,3 veces la corriente nominal según la norma Norma internacional CEI 60898. Por otro lado la corriente magnética mínima se ajusta según la norma EN 60898 de la siguiente forma [20]:

- Curva B: 3 a 5 veces la corriente nominal.
- Curva C: 5 a 10 veces la corriente nominal.
- Curva D: 10 a 20 veces la corriente nominal.

En la Figura 2.13 se presenta una curva de sobre-corriente, en donde el lado derecho de la curva corresponde a la zona de acción instantánea, mientras que el lado izquierdo corresponde a la zona de acción de tiempo inverso [9].

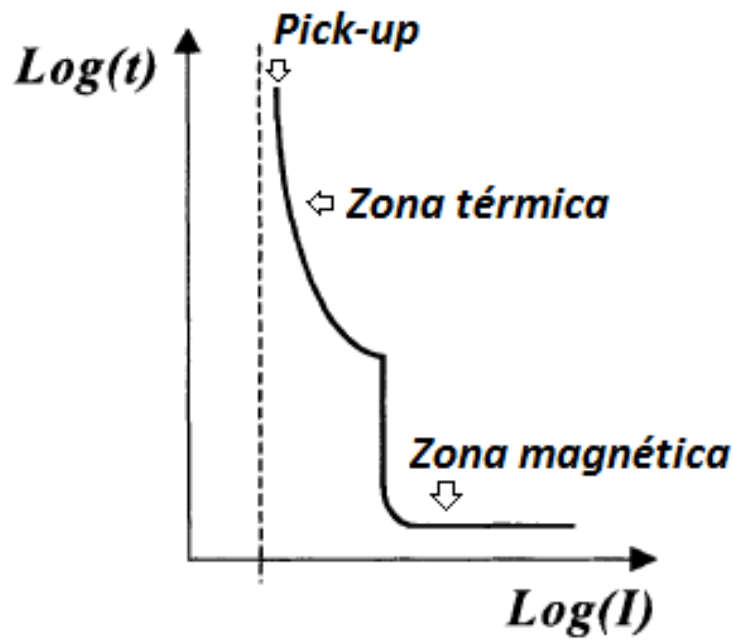


Figura 2.13: Curva de operación protección de sobre-corriente [9]

Con respecto a la coordinación de protecciones en una red radial en donde el flujo es unidireccional, esta se logra considerando que mientras más alejada se encuentre la protección de la fuente menor va a ser el nivel de la corriente de falla y por lo tanto la zona magnética de las curvas de las protecciones deben actuar para niveles de corriente menores para asegurar selectividad [9]. En la Figura 2.14 se presenta este tipo de coordinación, en donde se ve que para una falla cuya ubicación sea entre las protecciones R2 y R3, el nivel de cortocircuito será tal que actuara la protección R2 antes que la R1 [9]. Con respecto a los dispositivos direccionales, estos poseen dos curvas (una para cada dirección a observar).

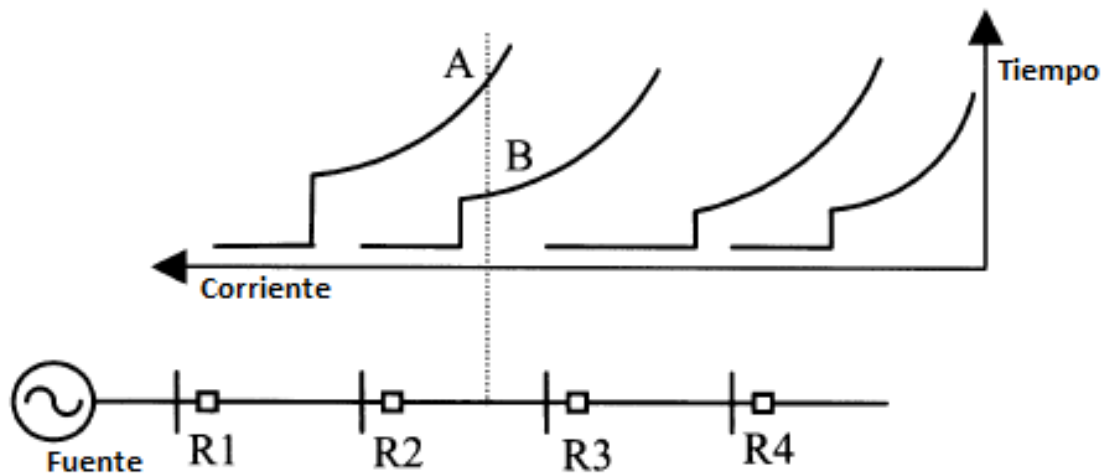


Figura 2.14: Coordinación de protección de sobre-corriente en una red radial [9]

El tiempo en que actúan las zonas magnéticas debe ser menor mientras mas alejado se encuentre el dispositivo de la fuente, considerando un intervalo de coordinación de 200 milisegundo (distancia en tiempo entre las curvas de dos dispositivos seguidos) y un tiempo minimo de 60 milisegundos implementado en el último dispositivo en la coordinación con respecto a una fuente [21] [22].

Por otro lado la zona térmica se coordina por medio del “time dial”. Esta zona se describe según la ecuación (2.15) y los parámetros de la Tabla 2.1. El “time dial” corresponde al tiempo en donde la curva intercepta 10 veces la corriente nominal en el eje de la corriente (ver Figura 2.15). Usualmente este tiempo va de 0,1 a 12 segundos y las curvas se coordinan considerando que mientras más lejano este el dispositivo menor debe ser el time dial [23]. Esto logra que se puedan coordinar dos dispositivos en posiciones diferentes con el mismo pick up y curvas del mismo tipo (A, B o C).

$$T_d(I) = \left(\frac{A}{(I/I_n)^p - 1} + B \right) * \frac{T}{\beta} \quad (2.15)$$

Donde:

- T_d : Tiempo de operación térmica del dispositivo.
- I : Corriente registrada.
- I_n : Corriente nominal.
- A : Coeficiente (ver Tabla 2.1).
- B : Coeficiente (ver Tabla 2.1).
- p : Coeficiente (ver Tabla 2.1).
- β : Coeficiente (ver Tabla 2.1).
- T : Time dial, tiempo de operación cuando $I/I_n=10$.

Tabla 2.1: Valores coeficientes según el tipo de curva [23]

Tipo de curva	IEC	A	B	p	β
Moderadamente inversa	curva A	0,01	0,023	0,02	0,241
Muy inversa	curva B	3,922	0,098	2	0,138
Extremadamente inversa	curva C	5,64	0,0243	2	0,081

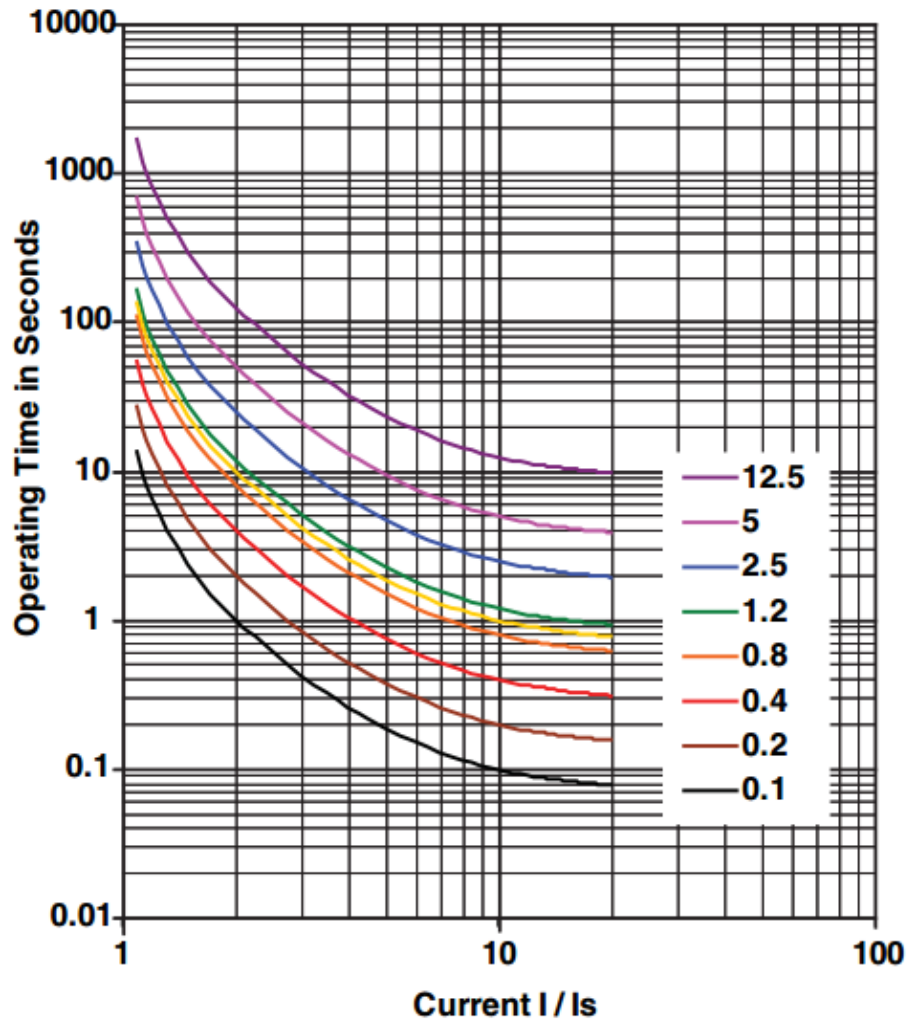


Figura 2.15: Tiempo de operación térmica en dispositivos de sobre corriente [23].

2.1.7 Pruebas para obtener los parámetros de un transformador

El trabajo presentado se enfoca en una red real que se encuentra en el Laboratorio de Energía y Accionamiento en el cuarto piso del DIE. Por esta razón es necesario realizar pruebas de laboratorio para obtener los valores nominales que no se encuentran registrados, en particular el transformador existente.

Para obtener la impedancia serie y la impedancia de la rama de magnetización del transformador del laboratorio, y que de esta manera se puedan realizar simulaciones cercanas a la realidad, se deben realizar la prueba de circuito cerrado y la de circuito abierto respectivamente [24]. A continuación se detallan ambas pruebas en el caso de un transformador monofásico, sin embargo estas pruebas pueden ser aplicadas sobre un transformador trifásico siempre y cuando se sea consecuente con el cómo se manejan las variables (se debe considerar la potencia trifásica y la tensión fase-fase debe ser

multiplicada por raíz de tres).

La prueba de circuito abierto sirve para obtener los valores de la impedancia de la rama de excitación del transformador la cual contiene una parte resistiva y una inductiva. Esta prueba se realiza alimentando el lado de baja tensión con la tensión nominal y dejando el lado de alta tensión en vacío. Se toman medidas de la corriente de alimentación, la tensión de alimentación y la potencia activa consumida por el transformador [24]. Se deben realizar las conexiones y mediciones presentadas en la Figura 2.16.

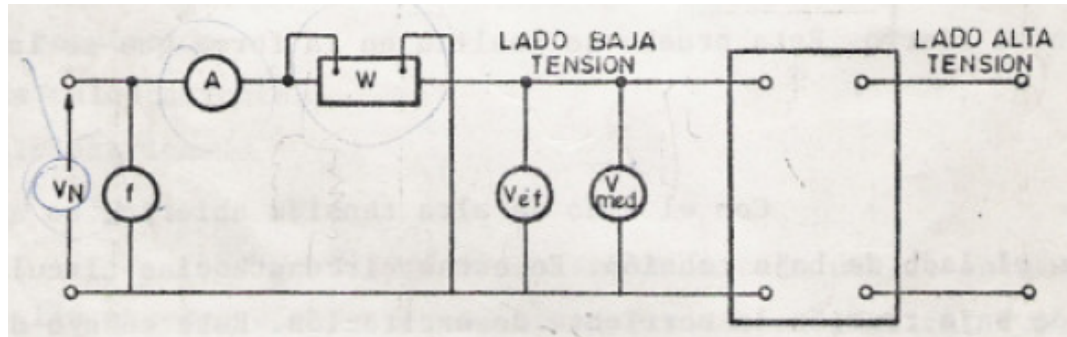


Figura 2.16: Prueba de circuito abierto [24]

Las ecuaciones (2.17) y (2.18) presentan el valor de los parámetros (resistencia e impedancia de magnetización respectivamente) en base a las mediciones tomadas. Estos valores quedan referidos al lado de baja tensión [24].

$$Z_m = \frac{V_0}{I_0} \quad (2.16)$$

$$R_m = \frac{V_0^2}{P_0} \quad (2.17)$$

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{Z_m^2} - \frac{1}{R_m^2}}} \quad (2.18)$$

La prueba de circuito cerrado sirve para obtener los valores de la impedancia serie en el transformador la cual contiene una parte resistiva y una inductiva. Esta prueba se realiza cortocircuitando el lado de baja tensión del transformador y alimentando con tensión reducida el lado de alta tensión del transformador hasta que la corriente de alimentación llegue al valor de la corriente nominal. Se deben tomar el valor de la tensión de alimentación, el valor de la corriente y la potencia activa consumida [24]. Se deben realizar las conexiones y mediciones presentadas en la Figura 2.17.

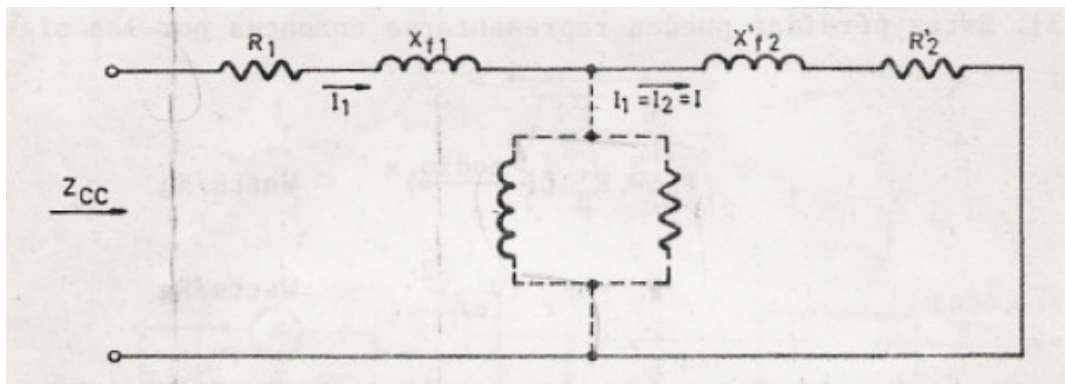


Figura 2.17: Prueba de circuito cerrado [24]

Las ecuaciones (2.20) y (2.21) presentan el valor de los parámetros (resistencia e impedancia serie respectivamente) en base a las mediciones tomadas, estos valores quedan referidos al lado de alta tensión [24].

$$Z_{serie} = \frac{V_{cc}}{I_{cc}} \quad (2.19)$$

$$R_{serie} = \frac{P_{cc}}{I_{cc}^2} \quad (2.20)$$

$$X_{serie} = \sqrt{Z_{serie}^2 - R_{serie}^2} \quad (2.21)$$

Para obtener la impedancia de secuencia cero se debe realizar la prueba detallada en el estándar IEEE Std C57.12.90-2010. Ya que el transformador es estrella-delta se alimentan las tres fases del lado de la estrella con la misma tensión reducida (utilizando el neutro como retorno) mientras que las fases del lado de la delta se dejan en vacío [25]. Se deben tomar las medidas de la tensión de alimentación y la corriente total que entra al transformador. En la Figura 2.18 se pueden apreciar las conexiones a realizar [25].

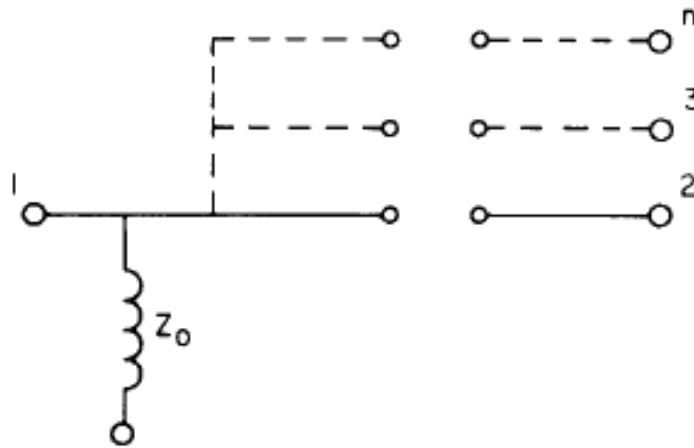


Figura 2.18: Prueba para obtener la impedancia de secuencia cero [24]

Las ecuación (2.22) presenta el valor de la impedancia de secuencia cero en base a las mediciones tomadas, este valor queda referido al lado de la conexión estrella [25].

$$Z_0[\%] = 300 * \frac{E * I_{nom}}{V_{nom} * I} \tag{2.22}$$

2.1.8 Características de la Red del Laboratorio de Energía y Accionamiento

El modelo de Micro-Red a estudiar corresponde al de la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento (ver Figura 2.19). Su configuración es radial, lo cual es típico en redes de distribución [4]. Esta red de laboratorio es de 380 [V] fase-fase y puede simular tanto líneas de transmisión como de distribución, ya que en sus líneas se encuentra una reactancia serie junto a la posibilidad de conectar una resistencia serie. Los valores de las reactancias y resistencias serie se pueden ver en la Tabla 2.2. Para efectos del trabajo se considerarán tanto las reactancias como las resistencias conectadas en serie en cada línea (para poder simular una red de distribución) [26].

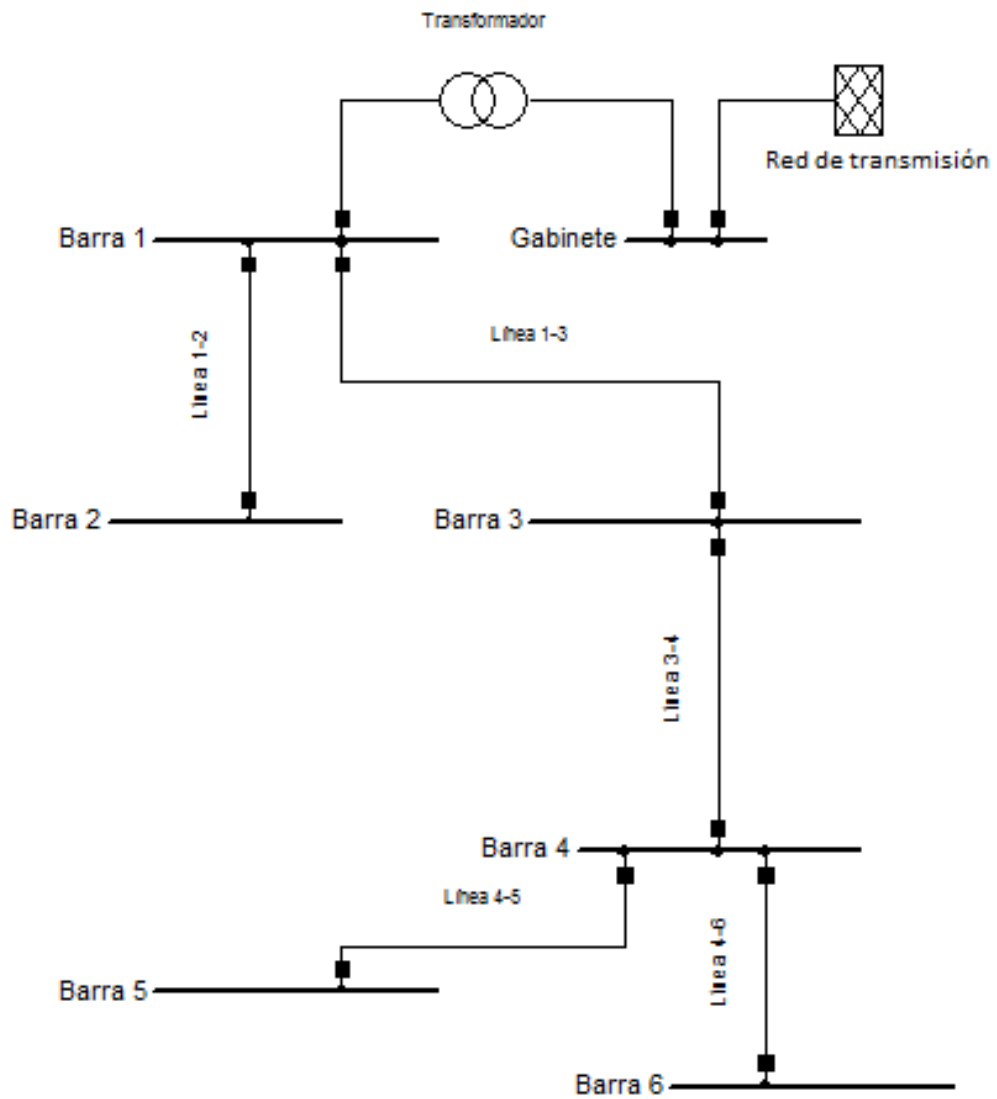


Figura 2.19: Red del Laboratorio de Energía y Accionamiento

Tabla 2.2: Reactancias y Resistencias serie [26]

Linea	R [Ohm]	X [Ohm]
L12	0,78590384	0,37474596
L13	0,88565017	0,72806038
L34	1,00113985	0,48939002
L45	1,27147659	0,55283342
L46	0,83676405	0,35729613

Por simplicidad se considerará que la impedancia de secuencia cero en las líneas es la misma que la de la secuencia positiva, es decir, se tomarán los mismos valores de la Tabla 2.2. Esto se debe a que no existen cables reales en el laboratorio, sino que se encuentran elementos cuya impedancia es de naturaleza.

El transformador que conecta la red de transmisión a la red del laboratorio es Dy (delta estrella) de 12 [kVA], es de relación 1:1, en donde el voltaje de alimentación es de 380 [V] y de corriente nominal 18 [A]. Por medio de las pruebas clásicas del transformador detalladas en 2.1.7 se obtuvieron los parámetros que se presentan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Parámetros transformador

Parámetro	[P.U]
Xm	30,7708
Rm	89,9681
Xserie	0,0563
Rserie	0,0193
Z0	0,072

Se instalarán un total de seis interruptores ajustables en las posiciones presentadas en la Figura 2.20 bajo una estrategia adaptativa de protecciones. Los dispositivos tendrán curvas de sobre-corriente digitales direccionales ajustables las cuales irán cambiando dependiendo del estado de operación de la Micro-Red. Para empezar el estudio se tomará como caso base la red sin generación distribuida presente. De esta forma se espera obtener el primer esquema de protecciones, este corresponde al esquema tradicional con curvas no ajustables.

En la Figura 2.21 se presenta el interruptor que se encontraba instalado originalmente en los puntos de la red, mientras que en la Tabla 2.4 se presentan sus datos [27].

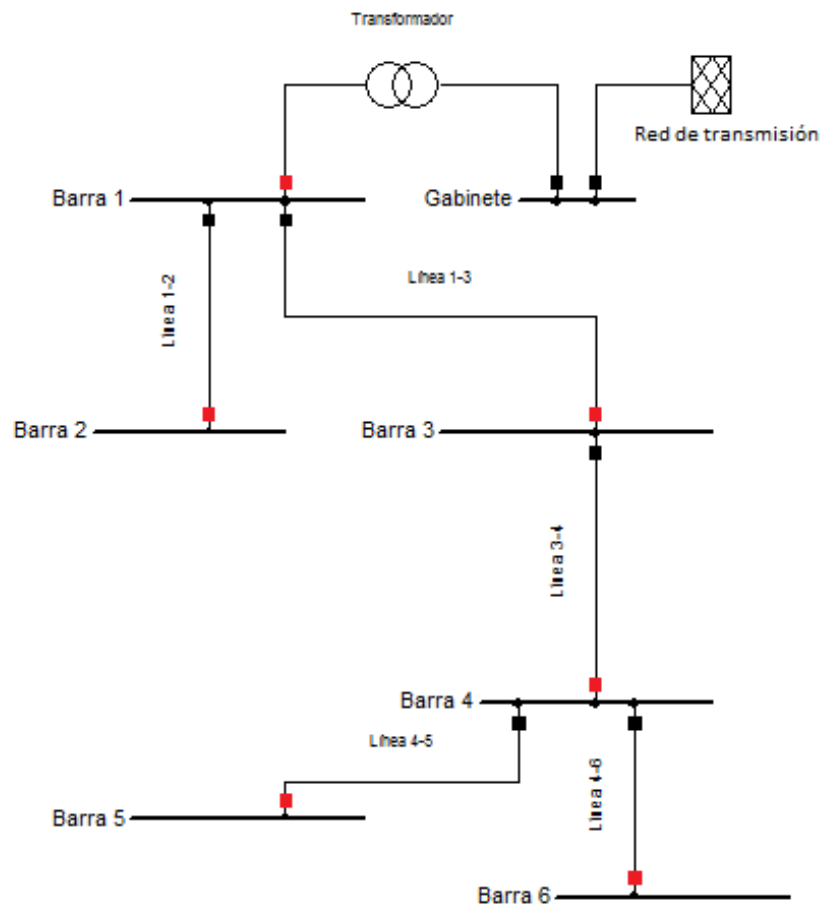


Figura 2.20: Posición interruptores ajustables (marcados en color rojo)

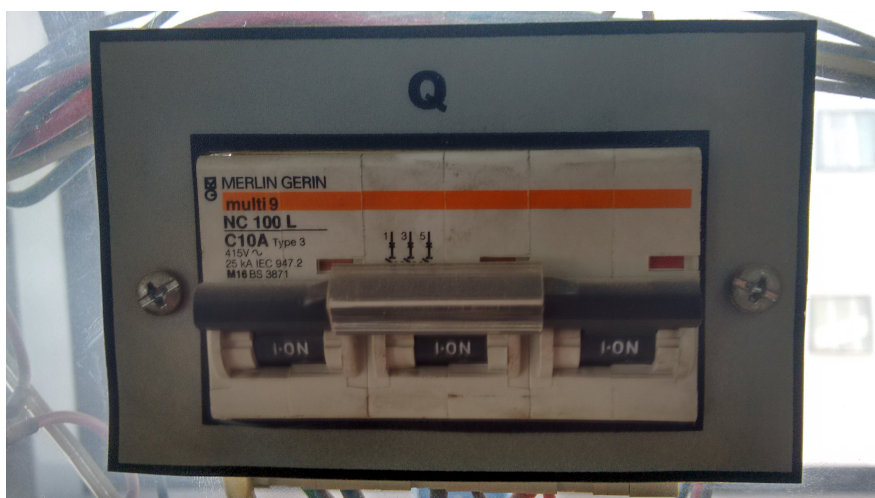


Figura 2.21: Interruptor original instalado en la red de laboratorio

Tabla 2.4: Datos interruptores iniciales

Modelo	NC100L
Fases	3
Corriente nominal (I_r)	10 [A]
Corriente de ruptura (I_{cu})	25 [kA]
Corriente operación magnética (I_{cw})	70-100 [A]
Tipo de curva	IEC 947-2, curva C

En la Figura 2.22 se presenta la curva C perteneciente al estándar IEC-947-2 [28].

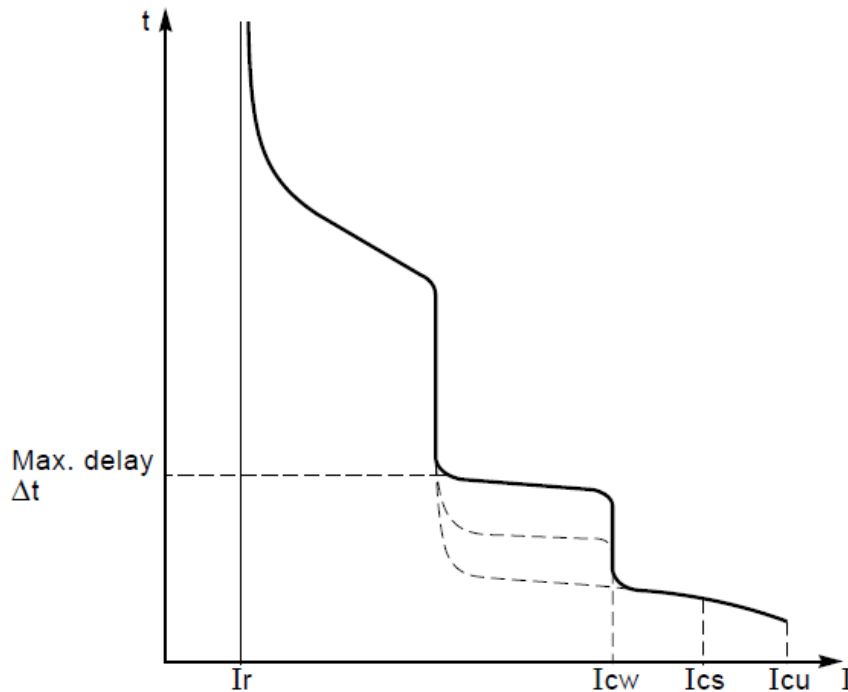


Figura 2.22: Curva de sobre-corriente IEC-947-2

El modelo de Micro-Red considerada es el de la red de distribución presente en la Figura 2.9 junto a la incorporación de generación distribuida listada a continuación (la cual se tiene planificada instalar en un futuro cercano en el Laboratorio de Energía y Accionamiento):

- Una Central Diésel convencional trifásica de 20 [kVA] y 380 [V] fase-fase y un factor de potencia nominal de 0,8.
- Un banco de baterías trifásico conectado por medio de un inversor DC-AC de 10 [kW] y 380 [V] fase-fase, además posee una capacidad de almacenamiento de 10 [kWh] y un factor de potencia nominal de 0,8.
- Un Panel Fotovoltaico monofásico conectado por medio de un inversor DC-AC de 1 [kWp] y 220 [V] fase-neutro y un factor de potencia nominal de 0,8.
- Una Turbina Eólica de imanes permanentes trifásica asíncrona conectada por medio de un inversor tipo AC-DC-AC (rectificador AC-DC junto a un inversor DC-AC) de 1 [kWp] y 220 [V] fase-neutro y un factor de potencia nominal de 0,8.

En la Figura 2.23 se aprecia el sistema completo en donde se incluyó una carga variable inductiva/capacitiva/resistiva de 4[kVA] con un factor de potencia de 0,93 inductivo en la barra 4 (la cual representa un consumo industrial a una tensión nominal menor a 30 kV [29]) junto a cargas resistivas monofásicas de 400 [W] en diversas barras (las cuales representan consumos domiciliarios).

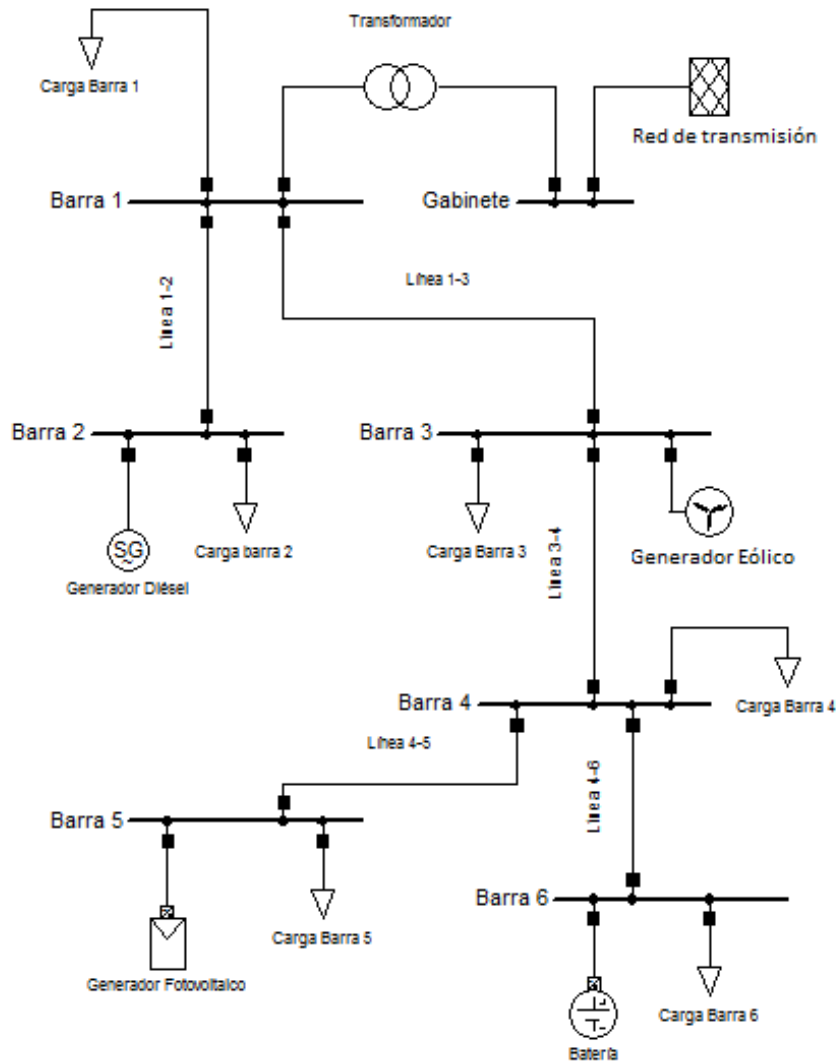


Figura 2.23: Modelo de Micro-Red a simular

Los parámetros de las unidades conectadas por medio de inversores fueron de una impedancia serie de 10 %. Además se impuso un despacho P/Q en la unidad fotovoltaica y la eólica de $P=400$ watts cada una, mientras la batería y el generador Diésel adaptaron su despacho para mantener la tensión y la frecuencia en la barra a la cual se conectaron (la batería opero en modo V/F).

Con respecto a los inversores, los modelos de planta implementados (los controladores) consideran un control droop interno el cual relaciona las variables P (Potencia activa) y Q (Potencia reactiva) con las variaciones de la frecuencia y la tensión respectivamente. Estos modelos no incluyen mayores detalles más allá de limitar la corriente de salida a 2 [P.u] y asumen una fuente ideal infinita del recurso renovable. Esto se debe a que se realiza un estudio de fallas, principalmente enfocado en los niveles de cortocircuito y no es necesario que la generación no convencional renovable tenga carácter

estocástico o que incluyan factores constructivos. En las Figuras 2.24 y 2.25 se pueden apreciar los esquemas de los modelos de plantas del controlador P/Q y V/F respectivamente.

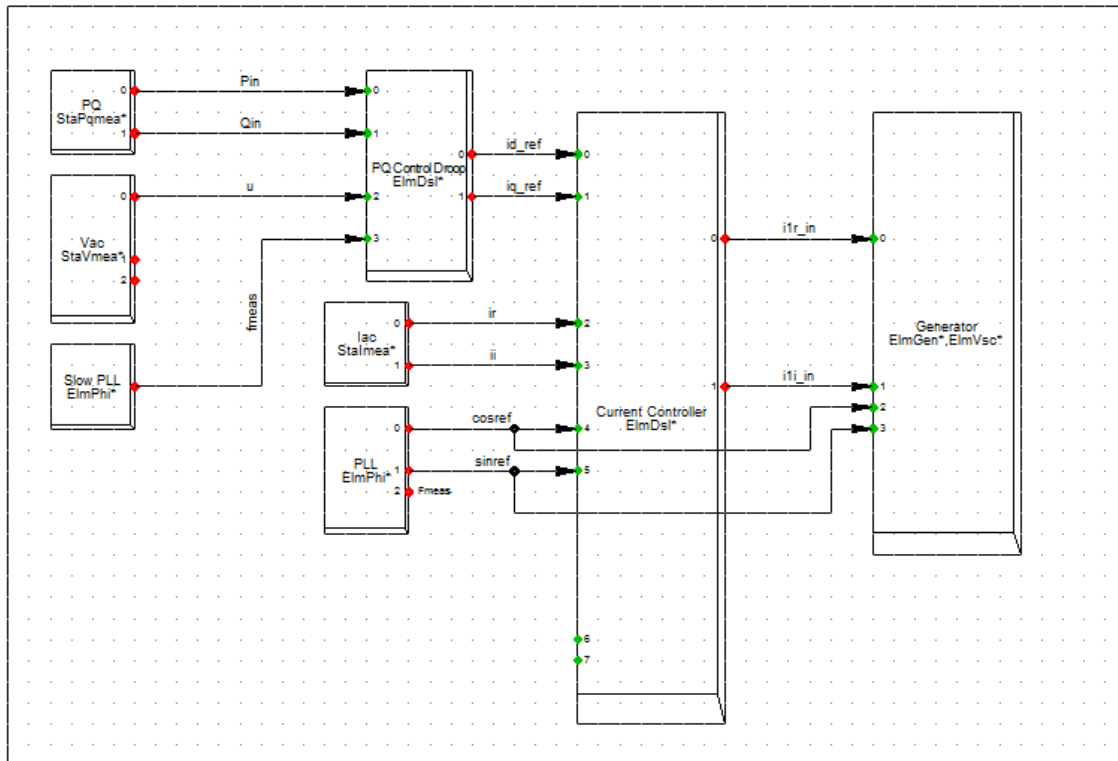


Figura 2.24: Controlador P/Q simple implementado en la unidad Fotovoltaica y la Eólica

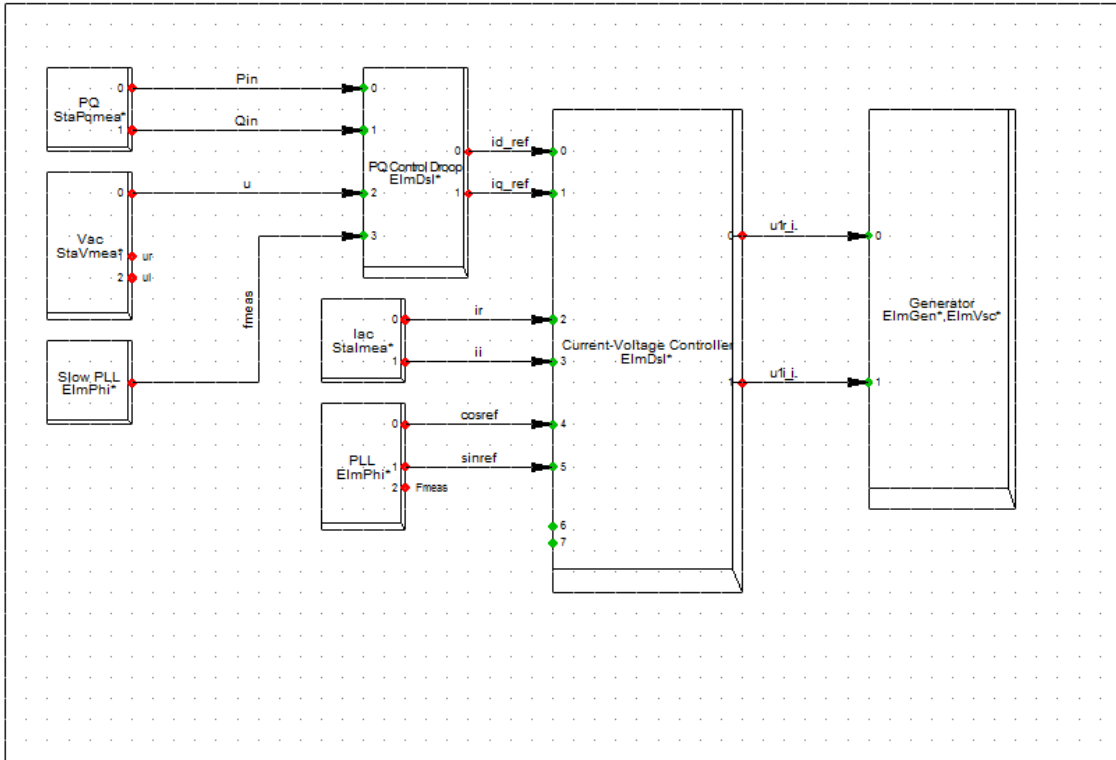


Figura 2.25: Controlador V/F simple implementado en la batería

En ambos tipos de control se utiliza el mismo control droop presentado en la Figura 2.26. El controlador del lazo de corriente se presenta en la Figura 2.27 para el caso del control P/Q y en la Figura 2.28 para el caso del control V/F.

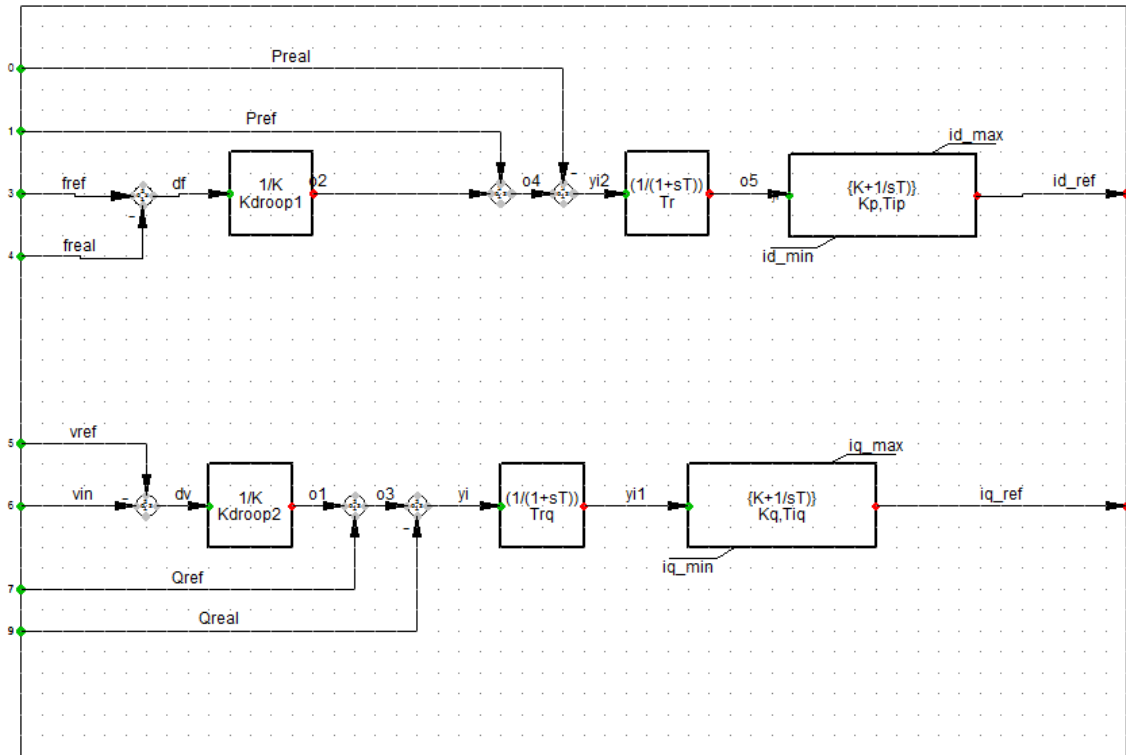


Figura 2.26: Control droop implementado en los inversores

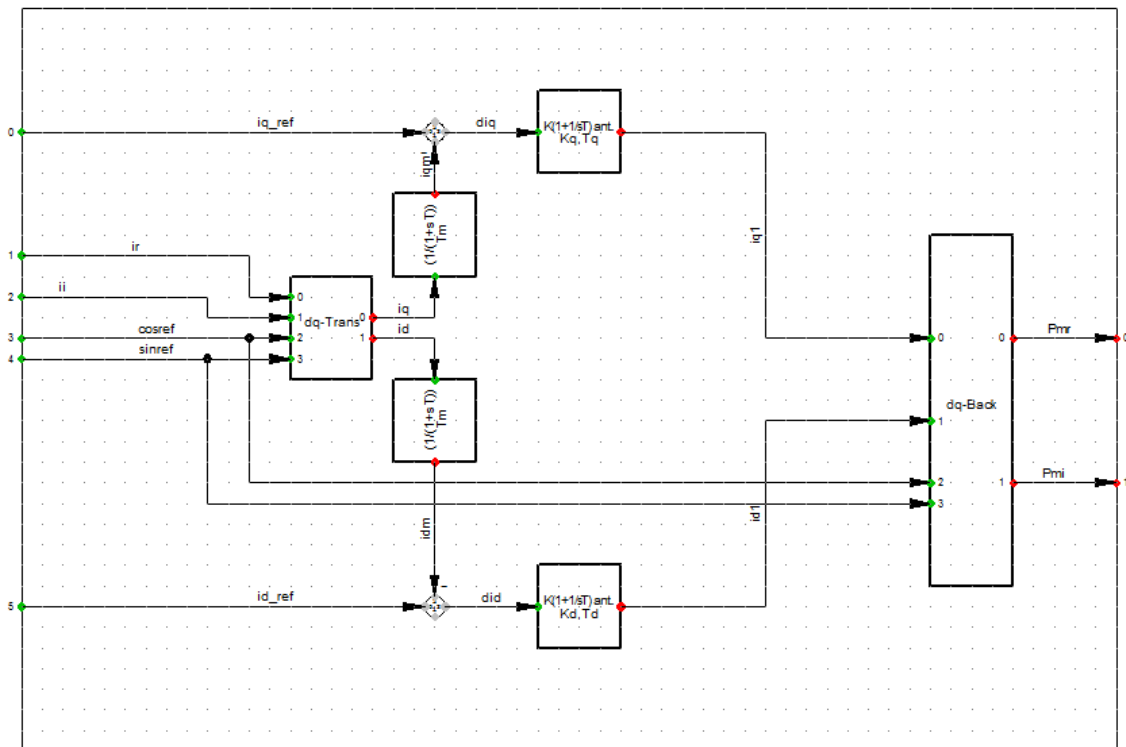


Figura 2.27: Controlador de corriente esquema P/Q

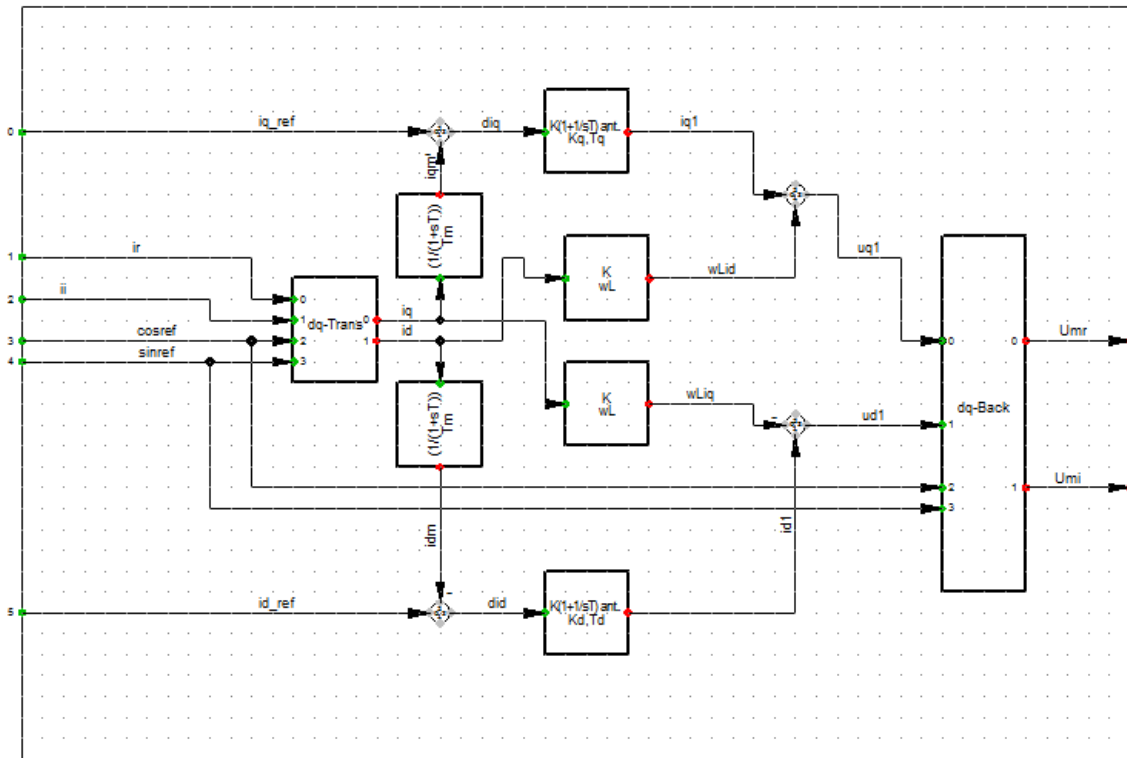


Figura 2.28: Controlador de voltaje esquema V/F

Por otro lado se deben detallar los valores nominales a utilizar en la máquina síncrona. Esta corresponde a una máquina que posee un alternador Stamford modelo UC224. En la Tabla 2.5 se aprecian los valores a utilizar, obtenidos del documento Data sheet de la máquina [30].

Tabla 2.5: Valores nominales a usar en la maquina Diésel [30]

Factor de potencia nominal	0,8
Xd DIR. AXIS SYNCHRONOUS	2,33 [P.U]
X'd DIR. AXIS TRANSIENT	0,18 [P.U]
X''d DIR. AXIS SUBTRANSIENT	0,12 [P.U]
Xq QUAD. AXIS REACTANCE	1,07 [P.U]
X''q QUAD. AXIS SUBTRANSIENT	0,14 [P.U]
XL LEAKAGE REACTANCE	0,07 [P.U]
X2 NEGATIVE SEQUENCE	0,13 [P.U]
X0 ZERO SEQUENCE	0,08 [P.U]

Finalmente resta presentar el modelo de planta del generador Diésel, el cual incluye el control de la excitatriz y el control de velocidad. En la Figura 2.29 se aprecia el esquema de la máquina.

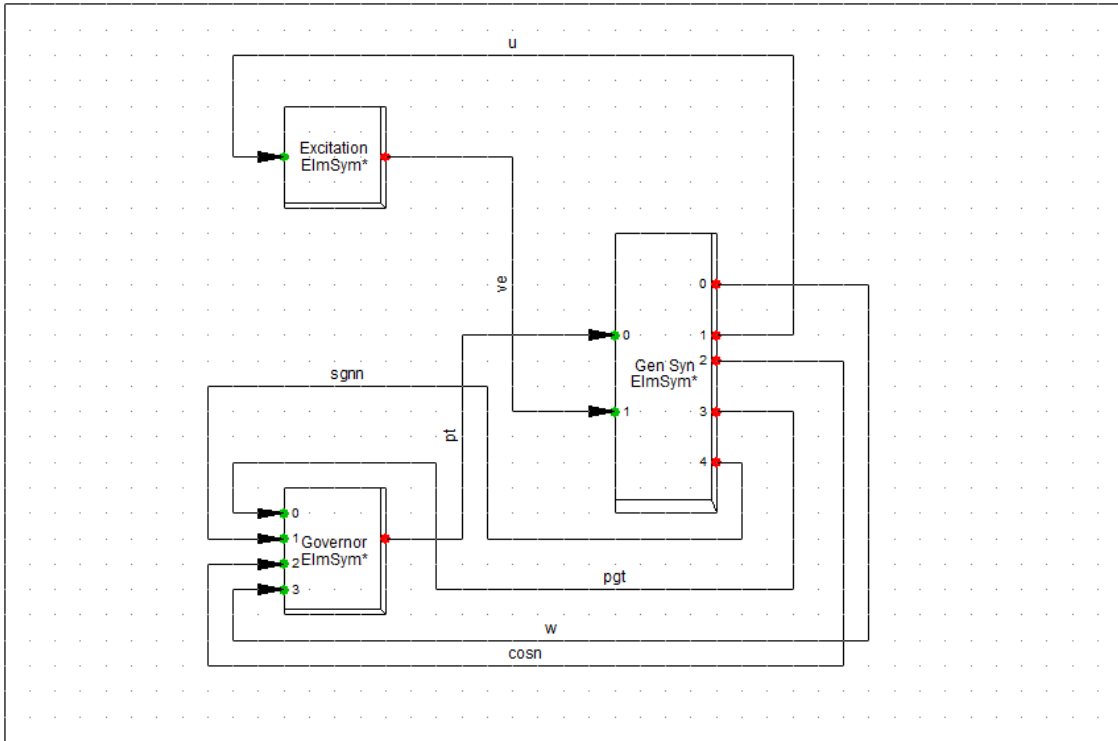


Figura 2.29: Frame a utilizar para modelar la máquina síncrona

En las Figuras 2.30 y 2.31 se presentan el controlador de la corriente de campo (AVR) y el controlador de velocidad (governador) respectivamente.

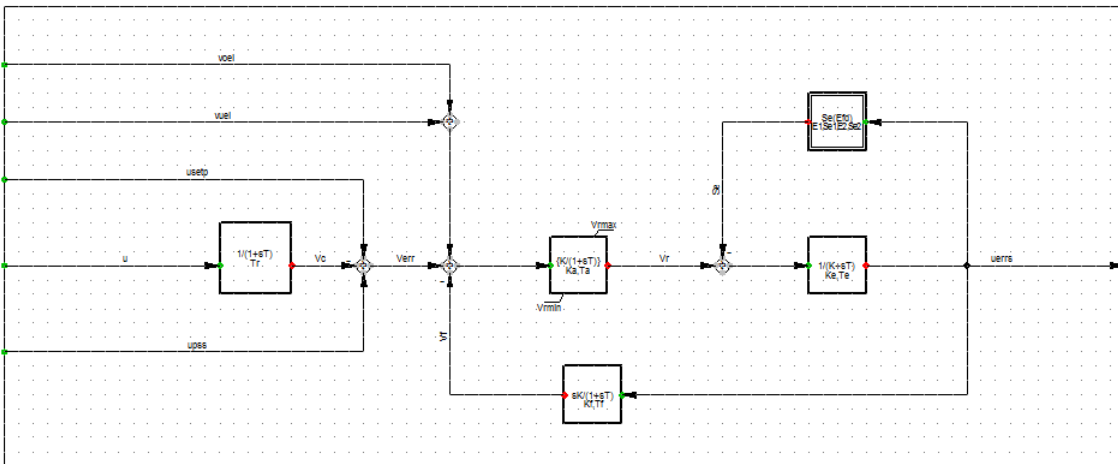


Figura 2.30: Diagrama de control de la corriente de campo

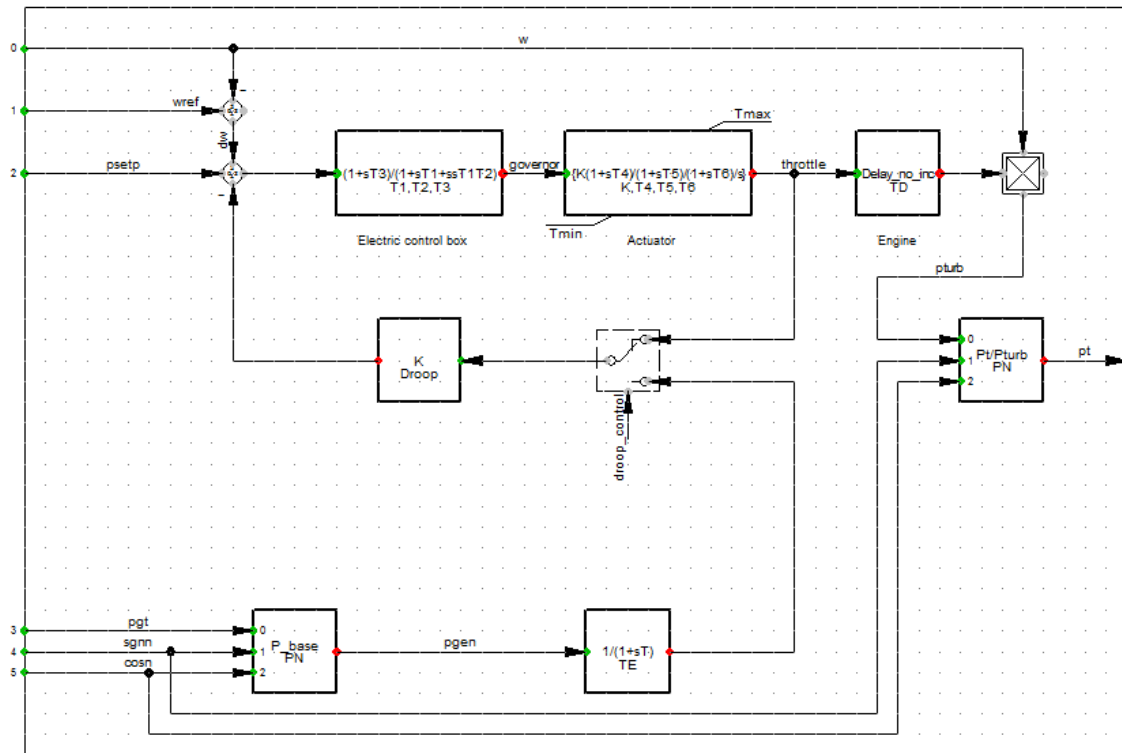


Figura 2.31: Diagrama de control de la velocidad de la máquina

2.2 Revisión bibliográfica

2.2.1 Comportamiento de los inversores sobre la corriente de cortocircuito

En una Micro-Red los inversores limitan la corriente de cortocircuito en la Micro-Red a 1,5 veces la corriente nominal [8]. En este trabajo se considera una limitación cercana a 2 veces la corriente nominal. Estos inversores pueden funcionar por medio de un control de tipo P/Q o V/f o Control Droop, luego cuando se presenta una falla en la Micro-Red cada inversor se comporta de la siguiente forma.

2.2.1.1 Bajo control P/Q

En este caso la corriente de falla no debiera superar la máxima corriente admisible por limitación, ya que en general las protecciones internas de los inversores están diseñados de esta forma. En el caso de presentarse un corto circuito trifásico, el inversor se comporta como una fuente de potencia constante mientras la corriente sea menor que la máxima permitida, por lo que se tiene que mientras la corriente sube la tensión cae, cuando la corriente de falla es igual a la máxima, el inversor se empieza a comportar como una fuente de corriente constante, y la protección actúa desconectando el inversor. En el caso de corto circuito asimétrico, se comporta como una fuente de secuencia positiva constante, y la corriente sube, en el caso de corto circuito bifásico, la componente de secuencia negativa de la

tensión sube y en el caso de corto a tierra monofásico, la tensión de secuencia cero sube. [3].

2.2.1.2 Bajo control V/f

En el caso de un corto circuito trifásico, el inversor se comporta como una fuente de voltaje/frecuencia constante y si la salida de potencia no alcanza el máximo, la corriente sube y la potencia incrementa, pero cuando la potencia máxima se alcanza, la tensión empieza a caer y la protección de bajo voltaje del inversor actúa. En un corto circuito asimétrico, el inversor es una fuente constante de potencia de secuencia positiva, y la corriente sube, en el caso de un corto circuito bifásico, la componente de secuencia negativa de la tensión sube y en el caso de corto a tierra monofásico, la tensión de secuencia cero sube. [3].

2.2.2 Curva Low voltage ride through(LVRT)

La curva “Low voltage ride through” (LVRT) es un estándar que representa el comportamiento que debe tener un inversor frente a caídas de voltajes. Un conjunto de curvas estandarizadas para unidades de potencia nominal menor o igual a 50 [MW] pueden apreciarse en la Figura 2.32 [31].

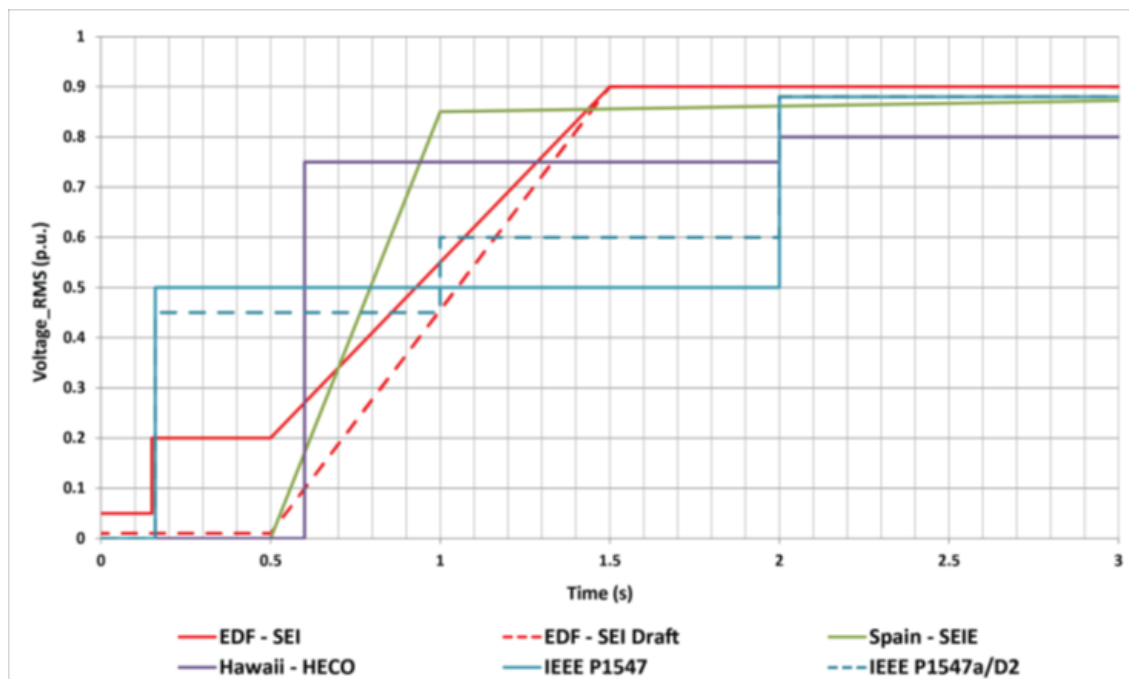


Figura 2.32: Curva “Low voltage ride through”, para distintos estándares [31]

Para este trabajo se utiliza la curva IEEE 1547, de esta forma se puede determinar el comportamiento de los inversores a simular.

2.2.3 Curva de carga CBEMA

Esta curva fue desarrollada por “The Computer Business Equipment Manufacturers Association” (CBEMA), posteriormente esta asociación cambio su nombre a “Information Technology Industry” (ITI). Esta curva fue adoptada por el estándar IEEE 446 y describe el comportamiento estandarizado estadístico que deben asegurar los fabricantes sobre las cargas domesticas frente a variaciones de voltaje. En la Figura 2.33 se presenta la última versión de esta curva (curva ITI) [32] [33].

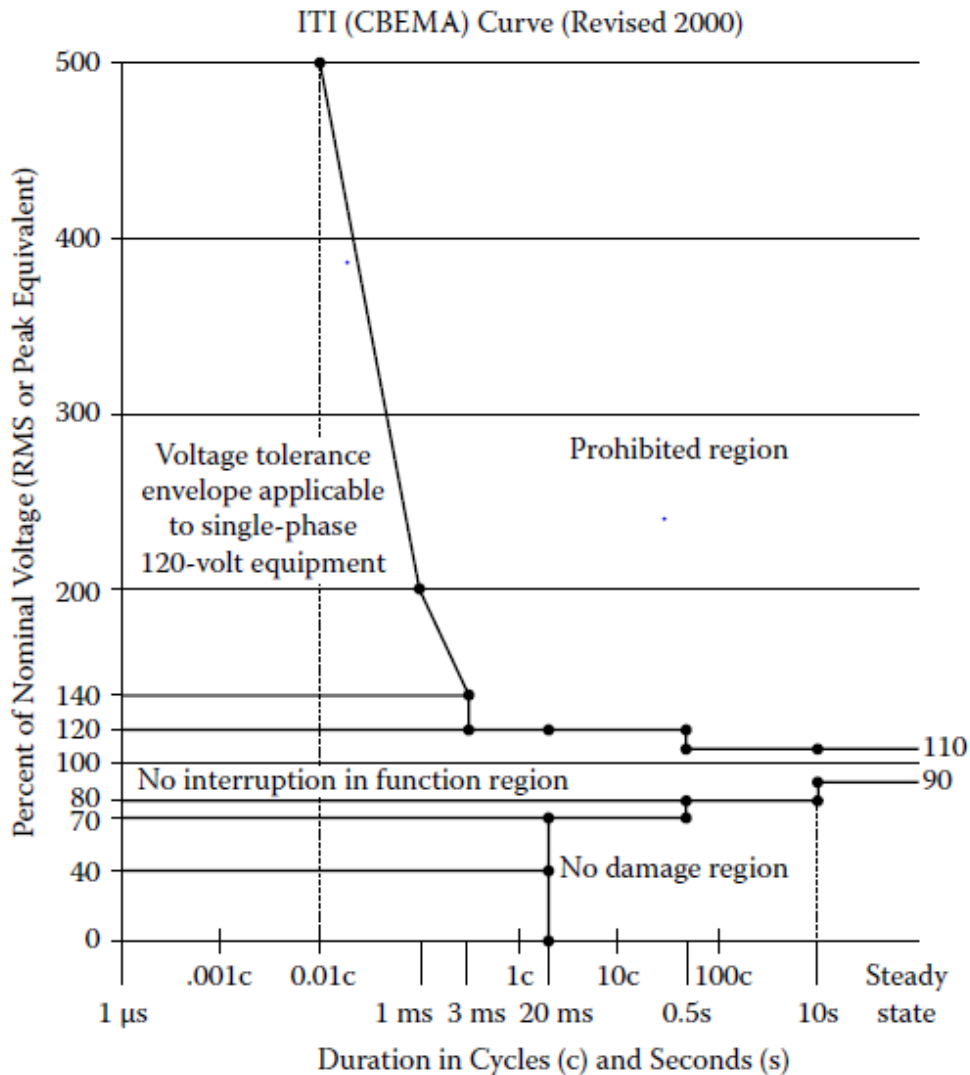


Figura 2.33: Curva de carga ITI [32]

La región prohibida corresponde a una zona que dañaría el equipo en cuestión, mientras que la zona de no daño no permite el correcto funcionamiento del equipo y este se desconecta [32].

Esta curva se obtuvo en sistemas monofásicos de 120[V] y 60 [Hz] y su aplicación en sistemas de 220[V] y 50 [Hz] queda a juicio del usuario de la misma [32] [33].

2.2.4 Estadística de fallas en redes eléctricas

Para poder definir el conjunto de fallas a simular en la Micro-Red se analizó el origen de las interrupciones del suministro en la estadística publicada por el CEDEC-SIC [34]. Al procesar esta estadística se llega al resultado de la Figura 2.34 mientras que en la Tabla 2.6 se detalla la nomenclatura utilizada para clasificar los tipos de fallas. Además la clasificación de “Otros” corresponde a interrupciones no relacionadas con fallas eléctricas donde normalmente se encontraban los mantenimientos preventivos o correctivos, junto a situaciones ambientales, como incendios o sismos. Por otro lado la clasificación “Equipos” corresponde a fallas internas en dispositivos eléctricos, para poder separar este tipo de fallas de las que ocurren en la red. Se debe mencionar que por simplicidad las fallas monofásicas se considerarán directas a tierra.

Tabla 2.6: Nomenclatura Fallas Eléctricas en la Red

Tipo de Falla	Código de identificación
Falla monofásica de baja impedancia	1FCC
Falla monofásica de alta impedancia	1FAI
Falla bifásica de baja impedancia a tierra	2FCC
Falla bifásica de alta impedancia a tierra	2FAICC
Falla bifásica levantada de tierra de baja impedancia	2FLT
Falla bifásica levantada de tierra de alta impedancia	2FAILT
Falla trifásica a tierra	3FCC
Falla trifásica levantada de tierra	3FLT
Falla trifásica a tierra de alta impedancia	3FAI

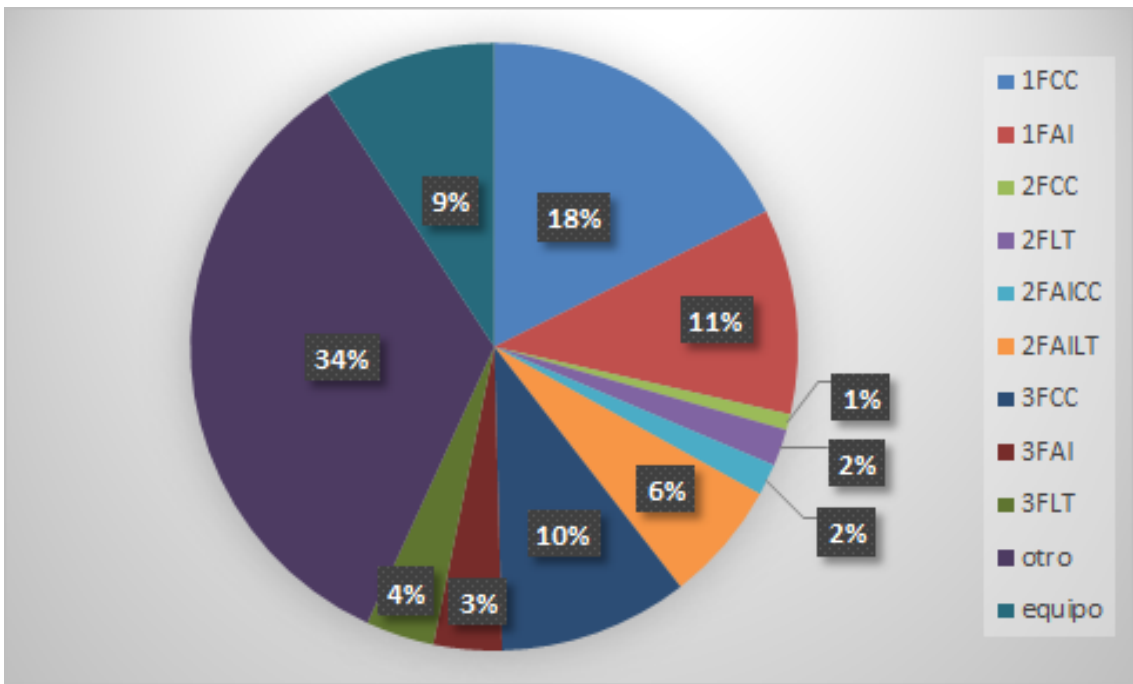


Figura 2.34: Origen de las interrupciones del suministro en la red eléctrica Chilena según el CDEC-SIC

Se filtra la información considerando sólo fallas eléctricas en la red. Luego en la Figura 2.35 se puede ver el porcentaje de participación de cada tipo de falla, además en la Figura 2.36 se puede apreciar de forma agrupada (desde un punto de vista de las fases involucradas) la distribución de las fallas en una red eléctrica.

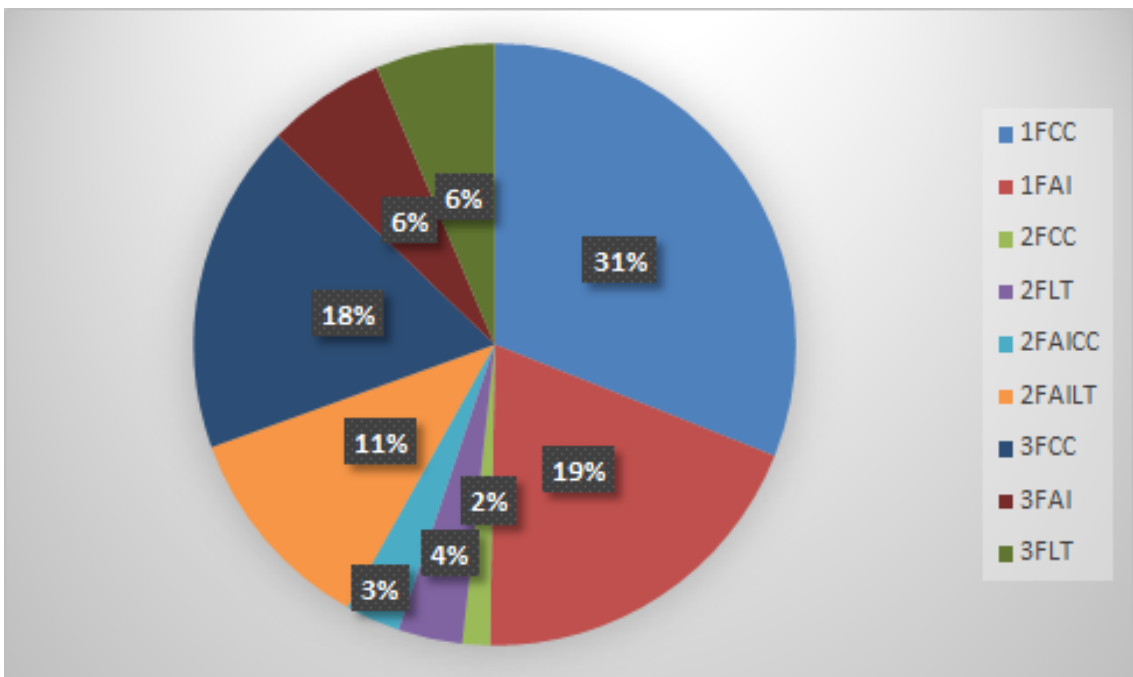


Figura 2.35: Fallas en la red eléctrica Chilena según el CDEC-SIC

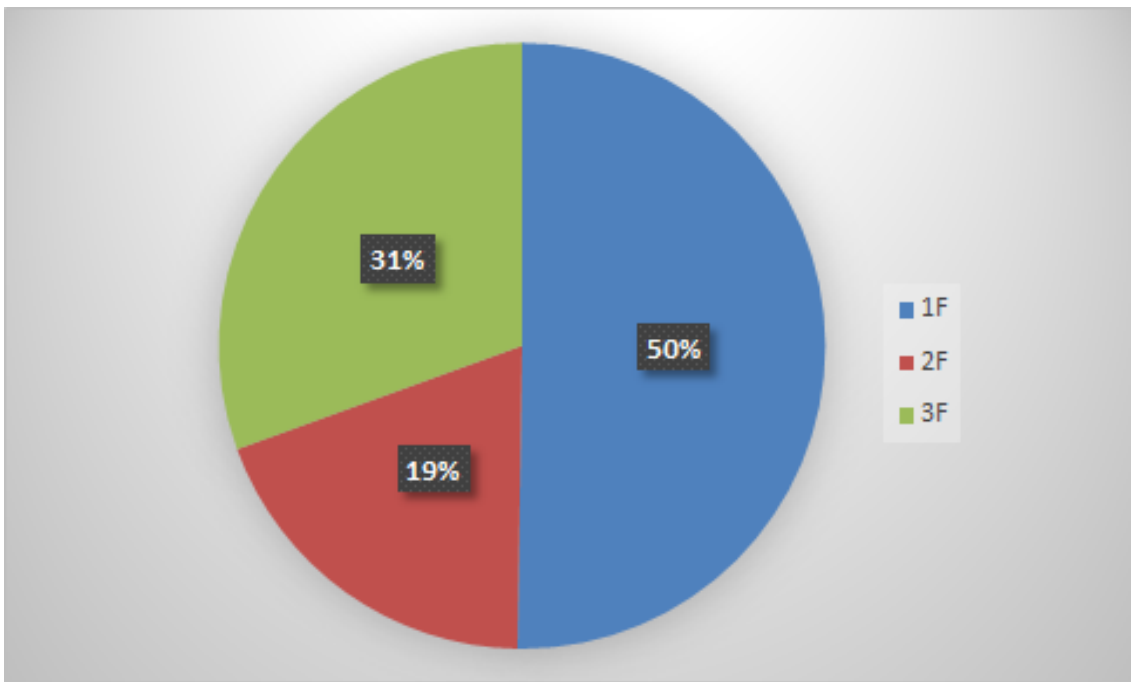


Figura 2.36: Fallas eléctricas por fase

En contraste se puede mencionar de [4] los porcentajes de ocurrencia de los tipos de fallas eléctricas en una red, estadística que se resume en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7: Estadísticas de Fallas [4]

Tipo de Falla	Porcentaje estadístico
Falla Monofásica	80 %
Falla Bifásica	8 %
Falla Trifásica	10 %

Se pueden apreciar porcentajes comparables entre los datos analizados en la Figura 2.36 y en la Tabla 2.7. Se debe destacar que en [4] se menciona que la ocurrencia de las fallas bifásicas levantadas de tierra es excepcional en contraste con las fallas bifásicas directas a tierra. Considerando lo observado en la Figura 2.35, las fallas bifásicas de alta impedancia levantadas de tierra tienen una considerable participación en el conjunto de fallas en la red eléctrica Chilena, esto puede explicarse mencionado que en general este tipo de fallas se relaciona con el contacto entre dos fases provocado por un ave o por la corteza de un árbol, lo cual siendo consecuentes con [34] son eventos que ocurren de forma importante en una red Chilena. Por otro lado según [4] las fallas bifásicas directas a tierra ocurren principalmente por la ocurrencia de una falla monofásica, en donde a la fase que ya falló se le suma otra de las fases restantes, mientras que las fallas bifásicas levantadas de tierra son de origen mecánico. Se puede concluir que lo mejor sería considerar estos dos tipos de fallas bifásicas dentro de los estudios a realizar, junto a las fallas monofásicas y la falla trifásica a tierra.

Por otro lado se debe considerar que el estudio será sobre una red con parte resistiva y con protecciones de sobre-corriente, por lo que será esperable tener problemas con las fallas de alta impedancia. De esta forma se propone realizar el estudio sobre fallas francas y posteriormente mostrar que ocurre frente a fallas de alta impedancia.

Fallas a simular:

- Falla monofásica de baja impedancia
- Falla bifásica a tierra de baja impedancia
- Falla bifásica levantada de tierra de baja impedancia
- Falla trifásica a tierra de baja impedancia
- Falla monofásica de alta impedancia
- Falla bifásica a tierra de alta impedancia
- Falla bifásica levantada de tierra de alta impedancia
- Falla trifásica a tierra de alta impedancia

2.2.4.1 Impedancia de falla

Para las fallas francas se utilizara una impedancia de valor igual a cero mientras que para las altas impedancias se consideran datos de corrientes de fallas de alta impedancia registrados en la Tabla 2.8. Estos datos corresponden a un nivel de tensión de 12,5 [kV], por lo que es necesario obtener los valores de las impedancias de falla equivalentes en partes por unidad. Se utilizan para este propósito las potencias bases S_{nom} presentadas en el catálogo Rhona sobre transformadores de distribución en la tabla 2.9 y por medio de las ecuaciones (2.23) y (2.24) se pueden calcular las impedancias de falla e impedancia base respectivamente. Por otro lado la ecuación (2.25) presenta como calcular la impedancia de falla en partes por unidad (se consideran tensiones fase-fase y potencia trifásica).

$$Z_{falla}[Ohm] = \frac{V_{nom}[V]}{\sqrt{3} * I_{falla}[A]} \quad (2.23)$$

$$Z_{base}[Ohm] = \frac{(V_{nom}[V])^2}{S_{nom}[VA]} \quad (2.24)$$

$$Z_{falla}[P.u] = \frac{Z_{falla}[Ohm]}{Z_{base}[Ohm]} = \frac{S_{nom}[VA]}{\sqrt{3} * I_{falla}[A] * V_{nom}[V]} \quad (2.25)$$

Tabla 2.8: Corrientes de fallas típicas en distintos tipos de superficies en un sistema de distribución de 12,5 [kV] [35]

Superficie	Corriente [A] a 7,2 [kV] fase-tierra
Asfalto seco	0
Concreto (no reforzado)	0
Arena seca	0
Arena húmeda	15
Césped seco	20
Pasto seco	25
Césped húmedo	40
Pasto húmedo	50
Concreto (reforzado)	75

Tabla 2.9: Potencias nominales de los transformadores de distribución del catálogo Rhona para tensiones de 12 y 13,2 [kV] [36]

Potencia [kVA]	Voltaje [kV]
15	12
30	12
45	12
75	12
100	12
150	12
200	12
300	12
500	12
15	13,2
30	13,2
45	13,2
75	13,2
100	13,2
150	13,2
200	13,2
300	13,2
500	13,2

En la Tabla 2.10 se presentan las impedancias de falla obtenidas utilizando la ecuación (2.25), considerando 12,5 [kV] como la tensión nominal.

Tabla 2.10: Impedancias de falla [P.u]

Superficie / Potencia base [kVA]	15	30	45	75	100	150	200	300	500
Arena húmeda	0,05	0,09	0,14	0,23	0,31	0,46	0,62	0,92	1,54
Césped seco	0,03	0,07	0,10	0,17	0,23	0,35	0,46	0,69	1,15
Pasto seco	0,03	0,06	0,08	0,14	0,18	0,28	0,37	0,55	0,92
Césped húmedo	0,02	0,03	0,05	0,09	0,12	0,17	0,23	0,35	0,58
Pasto húmedo	0,01	0,03	0,04	0,07	0,09	0,14	0,18	0,28	0,46
Concreto (reforzado)	0,01	0,02	0,03	0,05	0,06	0,09	0,12	0,18	0,31

Finalmente se observa que el peor caso corresponde a una impedancia de 1,54 [P.u]. Para poder obtener este valor en magnitudes físicas referidas a la Micro-Red se procede a utilizar la ecuación (2.26), considerando que la Micro-Red es de una tensión de 380 [V] fase-fase y de 10 [kVA] de potencia base. Este valor va a ser el utilizado como impedancia en el caso de fallas de alta impedancia y se asumirá como impedancia puramente resistiva.

$$Z_{falla}[Ohm] = Z_{falla}[P.u] * \frac{(V_{nom}[V])^2}{S_{nom}[VA]} = \frac{1,54 * 380^2}{10.000} = 22,2318[Ohm] \quad (2.26)$$

Capítulo 3

Metodología

La metodología de trabajo implementada corresponde a la de la Figura [3.1]. En primer lugar se deben definir las características de la Micro-Red:

- Debe poseer un punto de alimentación a una red externa (red de transmisión).
- Debe incorporar generación distribuida local.
- Debe tener consumos que representen tanto a los consumos domésticos como a los industriales.
- Debe incorporar tres fases y líneas con una parte resistiva comparable a la inductiva.
- Los dispositivos de protección deben estar presentes a lo largo de la red y en los generadores.

La construcción de la Micro-Red en DigSilent se realizó considerando los parámetros, la topología y los generadores presentados en 2.1.8. Los estados de operación fueron definidos considerando que el interruptor que conecta la barra 1 con el transformador se podía desconectar o conectar para definir operación en modo isla o conectado a la red respectivamente. La generación distribuida podía estar conectada o desconectada, esto generó un total de 32 estados de operación posibles en la Micro-Red.

Para establecer los modelos de planta de la generación distribuida se debe mencionar que las unidades inversoras podían ser capaces de imponer frecuencia y tensión en la barra a la cual se encontraban conectadas (bajo control V/F) y en caso de no ser capaces solo inyectaban energía (bajo control P/Q). Las unidades bajo control V/F tuvieron un pre-despacho igual a cero, el cual se ajustaba dependiendo de lo requerido para mantener la tensión y la frecuencia en valores nominales. Las unidades bajo control P/Q poseían un pre-despacho igual al 40 % de la capacidad de la unidad. Además en todas las unidades se asumió una fuente de combustible infinita.

El generador Diésel era capaz de controlar tensión y frecuencia, la batería operaba bajo un control V/F y el panel fotovoltaico y la turbina eólica operaban en modo P/Q. A su vez todas las unidades

presentaban un control droop de potencia activa y reactiva de un 5 % en el caso de posibles variaciones en la frecuencia y la tensión respectivamente.

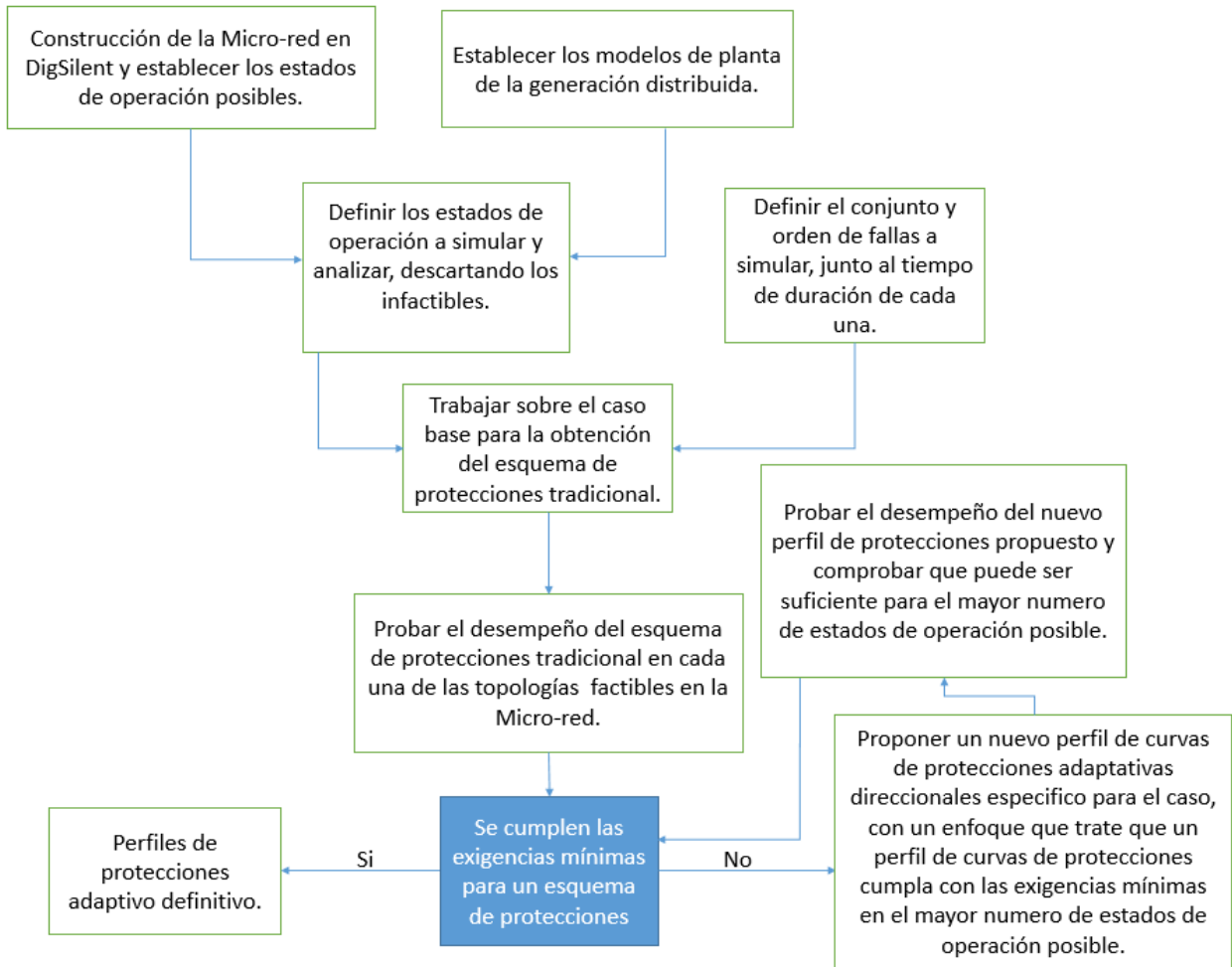


Figura 3.1: Metodología Propuesta

Para definir las distintas topologías a simular se consideró el estado del interruptor que conecta la Micro-Red con la red de transmisión externa y el estado en encendido o apagado de las unidades de generación distribuida locales. En consecuencia se definieron los estados de operación por medio de un vector, en donde cada dígito se podía presentar con el 0 o el 1. La tabla [3.1] presenta los estados de operación definidos, en donde se debieron descartar aquellos donde se operaba en modo isla y no había presencia de unidades que podían generar una barra de referencia que mantuviera las variables eléctricas de tensión y frecuencia dentro de los valores nominales.

Tabla 3.1: Estados de operación

Estado	Caso	Isla [0] o Red [1]	Gen-diesel	Bateria	Panel fotovoltaico	turbina eólica
00000	-	0	0	0	0	0
00001	-	0	0	0	0	1
00010	-	0	0	0	1	0
00011	-	0	0	0	1	1
00100	1	0	0	1	0	0
00101	2	0	0	1	0	1
00110	3	0	0	1	1	0
00111	4	0	0	1	1	1
01000	5	0	1	0	0	0
01001	6	0	1	0	0	1
01010	7	0	1	0	1	0
01011	8	0	1	0	1	1
01100	9	0	1	1	0	0
01101	10	0	1	1	0	1
01110	11	0	1	1	1	0
01111	12	0	1	1	1	1
10000	13	1	0	0	0	0
10001	14	1	0	0	0	1
10010	15	1	0	0	1	0
10011	16	1	0	0	1	1
10100	17	1	0	1	0	0
10101	18	1	0	1	0	1
10110	19	1	0	1	1	0
10111	20	1	0	1	1	1
11000	21	1	1	0	0	0
11001	22	1	1	0	0	1
11010	23	1	1	0	1	0
11011	24	1	1	0	1	1
11100	25	1	1	1	0	0
11101	26	1	1	1	0	1
11110	27	1	1	1	1	0
11111	28	1	1	1	1	1

De esta forma se descartaron los casos 000XX de la tabla [3.1] y resultando 28 casos a simular. Para cada caso se evaluaron las protecciones adaptativas obtenidas y las tradicionales cuando se enfrentaban a fallas francas y de alta impedancia.

El conjunto de fallas que fue simulado correspondió al obtenido en la sección 2.2.4 en el siguiente orden:

- Falla trifásica.
- Falla bifásica levantada de tierra.
- Falla bifásica a tierra.
- Falla monofásica.

La ubicación de las fallas se realizó en cada barra del sistema en el siguiente orden:

- Barra 1.
- Barra 2.
- Barra 3.
- Barra 4.
- Barra 5.
- Barra 6.

La duración de las fallas fue de 1 segundo y sólo ocurría una falla a la vez. Se simularon las fallas de impedancia igual a cero y las fallas de alta impedancia de forma separada. Se debe mencionar que la coordinación se realizó en torno a las fallas francas, ya que en general las fallas de alta impedancia se detectan como aumentos de carga con corrientes menores a la corriente nominal en la Micro-Red. Inicialmente se implementaron protecciones de sobre corriente de ajuste fijo no direccionales, las cuales se coordinaron sin las centrales encendidas y con la Micro-Red conectada a la red de transmisión externa¹. Esta configuración se consideró como el esquema inicial tradicional y los resultados obtenidos en cada estado de operación con este esquema representaron el desempeño de la Micro-Red sin una estrategia adaptativa implementada. Se observó si se cumplían o no los criterios mínimos exigidos en un esquema de protecciones, principalmente la selectividad y la sensibilidad.

En los casos en que no se cumplían los criterios se debieron implementar perfiles de curvas coordinadas con el fin de encontrar para cada estado un perfil de coordinación que asegure los criterios mínimos de un sistema de protecciones. Esto fue realizado en un proceso iterativo en donde se simulaban fallas francas y se medían las corrientes de falla producidas en cada caso, corrigiendo las curvas de sobre-corriente para que los dispositivos indicados se abrieran en cada falla.

Las protecciones de ajuste fijo no eran direccionales ya que se enfocan en una red de distribución cuyo flujo de falla es unidireccional, por otro lado las protecciones adaptativas eran direccionales ya

¹Actualmente no existe una coordinación previa en la red del laboratorio.

que una Micro-Red presenta generación interna que puede producir cambios en las direcciones de los flujos de falla. De esta forma se debió coordinar desde cada posible fuente que pudiera contribuir a la falla, es decir, ya no era solamente la red externa la que podía contribuir a una falla. Además se trató de cubrir la mayor cantidad de estados con una sola configuración de curvas adaptativa aprovechando la característica direccional de los dispositivos usados.

La coordinación de protecciones adaptativas sólo se realizó respecto a unidades capaces de imponer tensión y frecuencia en la red (la red de transmisión externa, el generador Diésel y la batería), ya que no era factible tratar de aislar por medio de las protecciones una porción de la Micro-Red en donde no se podía controlar la tensión y frecuencia. La mejor decisión en estos casos era que dicha porción pasara a black out, por lo que los generadores bajo control P/Q no tenían una dirección del esquema de protecciones enfocados en ellos. Las coordinaciones se realizaron desde las unidades consideradas (origen de las corrientes de falla) hacia las barras finales hasta donde podían llegar las contribuciones de estas unidades en caso de una falla.

En algunas ocasiones, cuando las protecciones actuaban y se abrían los interruptores, la Micro-Red terminaba dividida en partes, luego sólo podían seguir operando aquellas partes donde había unidades capaces de controlar tensión y frecuencia. Como consecuencia se discriminó a aquellos elementos que no eran capaces de imponer tensión y frecuencia en la red. Estos debieron ser desconectados inmediatamente si se encontraban operando en una parte de la Micro-Red dividida que no contenía una unidad con la capacidad de controlar tensión y frecuencia.

Se debió determinar hasta que barra era relevante coordinar una fuente. En ese sentido si en una barra convergen corrientes de falla de dos fuentes consideradas para coordinar, se siguió coordinando con respecto a aquella fuente que inyectaba la menor corriente de falla mientras la otra fuente se hallaría en el final de su coordinación. Se realizó de esta forma para cubrir el peor caso, el cual es que la corriente de falla sea de la menor magnitud posible. La única excepción a esta regla fue en el caso en que además converja corriente de falla proveniente de la red externa a dicha barra, en cuyo caso se continúa la coordinación con respecto a la red externa y se le da fin a la coordinación de los demás generadores que lleguen a esa barra. Esto se debe a que la red externa entrega una elevada corriente de falla, por lo cual los dispositivos coordinados en esta dirección no tendrán problemas en detectar la corriente cuando la Micro-Red opera conectada a la red externa. De esta forma para la coordinación adaptativa se obtuvieron dos perfiles de curvas; una para el modo conectado a la red externa y otra para el modo isla.

Con respecto a las curvas de sobre-corriente en las protecciones de las unidades de generación distribuida, éstas fueron de una velocidad magnética de 1 segundo y de una corriente de activación

magnética de 2 [P.u] para el caso de los elementos conectados a la red por medio de inversores² y de 30 [A] para el generador Diésel. Se consideró en la zona térmica estas curvas una corriente nominal de 16 [A] en el caso del generador Diésel³ y de 1[P.u] para los inversores. Además los inversores tenían la implementación de la curva “low voltage ride through”, mientras que el generador Diésel tenía una protección de baja tensión de 1 segundo al caer la tensión a un 89 % de la tensión nominal y otra de 60 milisegundos en caso de que la tensión sea menor a un 5 %.

Todas las curvas de protecciones adaptativas y de ajuste fijo utilizadas en el estudio correspondieron a la curva C extremadamente inversa. El mínimo tiempo instantáneo fue de 60 milisegundo junto a un intervalo de coordinación de 200 milisegundo⁴. La zona térmica consideró una corriente nominal de 16 [A] en donde el mínimo time dial correspondió a 0,1 segundo y fue aumentando en 0,1 segundos en el siguiente dispositivo en la coordinación. El punto de conexión a la red tenía una curva de protección no adaptativa de 16 [A] como corriente nominal y cuya parte magnética empezaba en 10 veces su corriente nominal con una velocidad de tiempo instantáneo de 860 milisegundos.

Como se utilizó un tiempo de distancia igual a 200 milisegundos entre las partes instantáneas magnéticas de las curvas (para asegurar coordinación al momento de implementar las protecciones en la realidad) y como no se tenían más de 5 dispositivos seguidos para coordinar frente a fallas cuya duración fue de 1 segundo, se asumió que la rapidez se lograba siempre y cuando el dispositivo correspondiente actuaba.

El conjunto de perfiles de curvas de protecciones que se obtuvo en el proceso iterativo corresponde al registro de curvas para la estrategia “Look up Table”. De esta forma para cada estado de operación de la Micro-Red correspondió un conjunto de curvas que cumplen los criterios mínimos de un sistema de protecciones.

Se probó el desempeño del sistema de protección adaptativo obtenido y se aseguró el buen desempeño del mismo en todos los casos correspondientes frente a fallas francas, comparando en contraste con las protecciones de ajuste fijo.

²En general las protecciones de las barras 2, 3, 4, 5 y 6 en su zona magnética resultaron ser más rápidas que 1 segundo, de esta forma se aseguró coordinación para no desconectar la generación en caso de no ser necesario.

³El generador Diésel se encuentra sobredimensionado para la Micro-Red.

⁴El siguiente dispositivo en la coordinación es 200 milisegundos más lento.

Capítulo 4

Resultados

4.1 Coordinaciones obtenidas

4.1.1 Caso base, protecciones de ajuste fijo

En la Figura 4.1 se presenta la Micro-Red sin generación distribuida presente (caso 13) y con la posición de los dispositivos de protección marcados con rojo. Es decir, la Micro-Red en este caso era una red de distribución pasiva. Luego la única fuente que contribuía al cortocircuito fue la red de transmisión externa. De esta forma las flechas grises indican cual era el origen, sentido y dirección de la corriente de falla que aportó la red externa. Finalmente se detectaron 3 ramas por las cuales podía circular la posible corriente de falla, terminadas en las barras 2, 5 y 6. Luego se debieron coordinar las curvas de sobre-corriente considerando estos 3 caminos.

La coordinación debió ser tal que mientras más lejano estaba un dispositivo de protección de la fuente, más rápida debía ser la curva magnética de sobre-corriente. Además de que tenía que tolerar una menor corriente magnética de activación. De esta forma el dispositivo más lento debía ser el de la barra 1, luego venían los dispositivos de las barras 2 y 3 (los cuales podían tener la misma velocidad), luego venía el dispositivo de la barra 4 y finalmente los de las barras 5 y 6 (los cuales podían tener la misma velocidad).

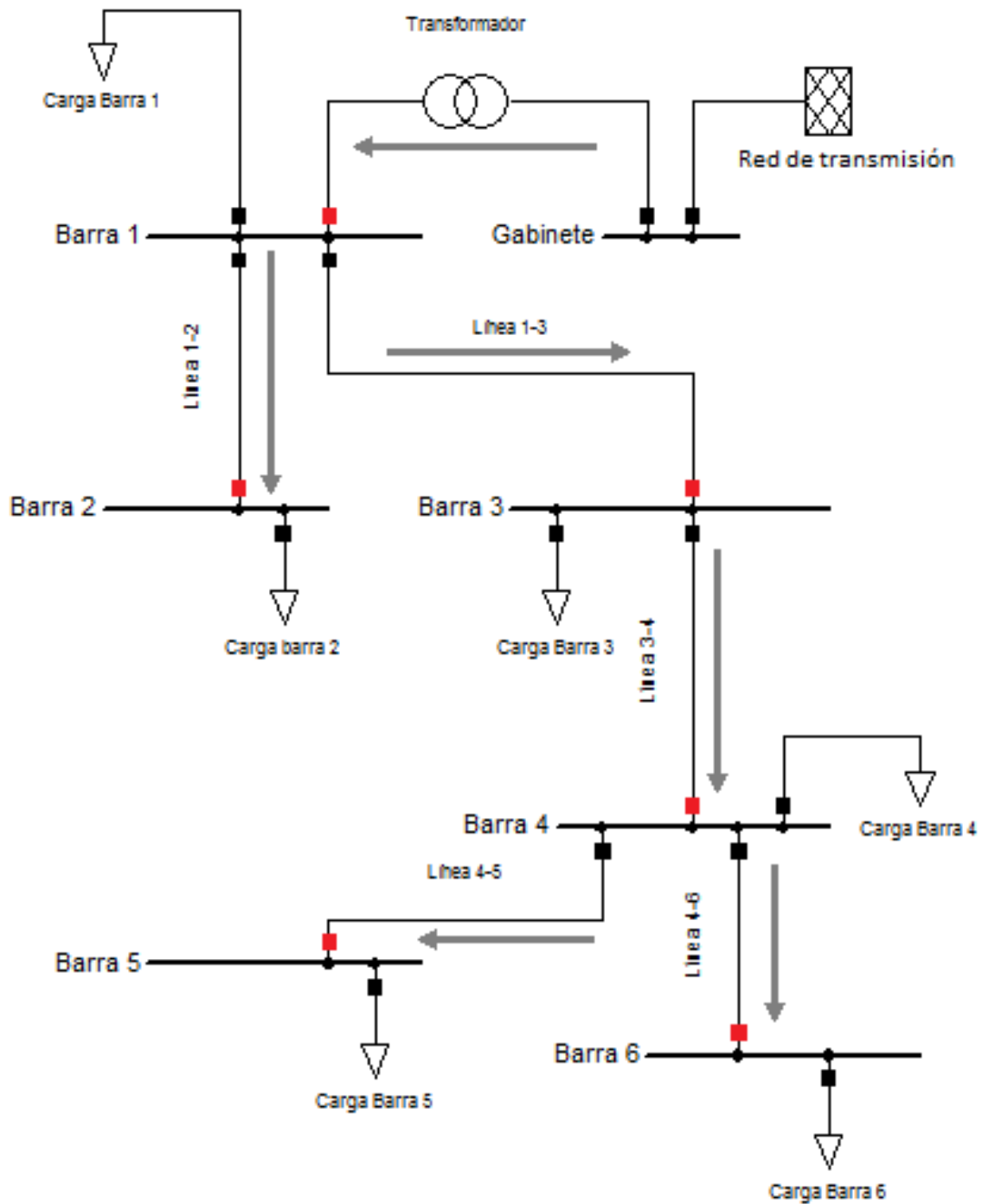


Figura 4.1: Situación caso base, red de distribución sin presencia de generación distribuida

Las mínimas corrientes magnéticas que detectaban las curvas de las protecciones fueron determinadas observando las corrientes de falla producidas por la red externa. Luego estas corrientes

debieron ser detectadas por los dispositivos correspondientes, por lo cual las corrientes magnéticas debieron ser menores a las producidas en cada falla.

En la Tabla 4.1 se presentan las magnitudes de las corrientes que circulan en la Micro-Red para cada falla franca en el caso 13.

Tabla 4.1: Nivel de la corriente de cortocircuito que circula por la Micro-Red en el caso 13

Ubicación falla	Tipo de falla	Corriente de cortocircuito [A]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Barra 1	Trifásica	222,34	222,34	222,34
	Bifásica levantada de tierra	196,66	189,07	8,31
	Bifásica a tierra	211,94	246,26	7,88
	Monofásica	236,45	8,38	7,47
Barra 2	Trifásica	134,66	134,58	134,64
	Bifásica levantada de tierra	119,39	114,08	8,31
	Bifásica a tierra	134,86	141,91	7,87
	Monofásica	141,68	8,02	7,90
Barra 3	Trifásica	111,06	111,06	110,50
	Bifásica levantada de tierra	99,10	93,51	8,31
	Bifásica a tierra	110,79	116,03	7,97
	Monofásica	115,55	8,05	7,96
Barra 4	Trifásica	75,14	75,13	74,17
	Bifásica levantada de tierra	67,31	63,11	8,31
	Bifásica a tierra	75,48	76,99	8,07
	Monofásica	77,27	7,99	8,11
Barra 5	Trifásica	59,71	59,56	58,44
	Bifásica levantada de tierra	53,80	49,90	8,31
	Bifásica a tierra	60,03	60,59	8,12
	Monofásica	61,03	7,98	8,17
Barra 6	Trifásica	53,91	53,86	52,90
	Bifásica levantada de tierra	48,50	45,21	8,31
	Bifásica a tierra	54,20	54,66	8,14
	Monofásica	54,97	7,98	8,19

De esta forma las corrientes magnéticas elegidas para los dispositivos corresponden a:

- 84 [A] en el dispositivo de la barra 1,
- 78 [A] en el dispositivo de la barra 2,

- 72 [A] en el dispositivo de la barra 3,
- 60 [A] en el dispositivo de la barra 4,
- 39,6 [A] en el dispositivo de la barra 5,
- 38,4 [A] en el dispositivo de la barra 6,

En la Figura 4.2 se presenta la coordinación inicial de protecciones. Esta fue considerada como la coordinación tradicional no direccional de la red, implementada para la operación como red de distribución pasiva. En la Tabla 4.2 se presenta a que dispositivo corresponde cada curva.

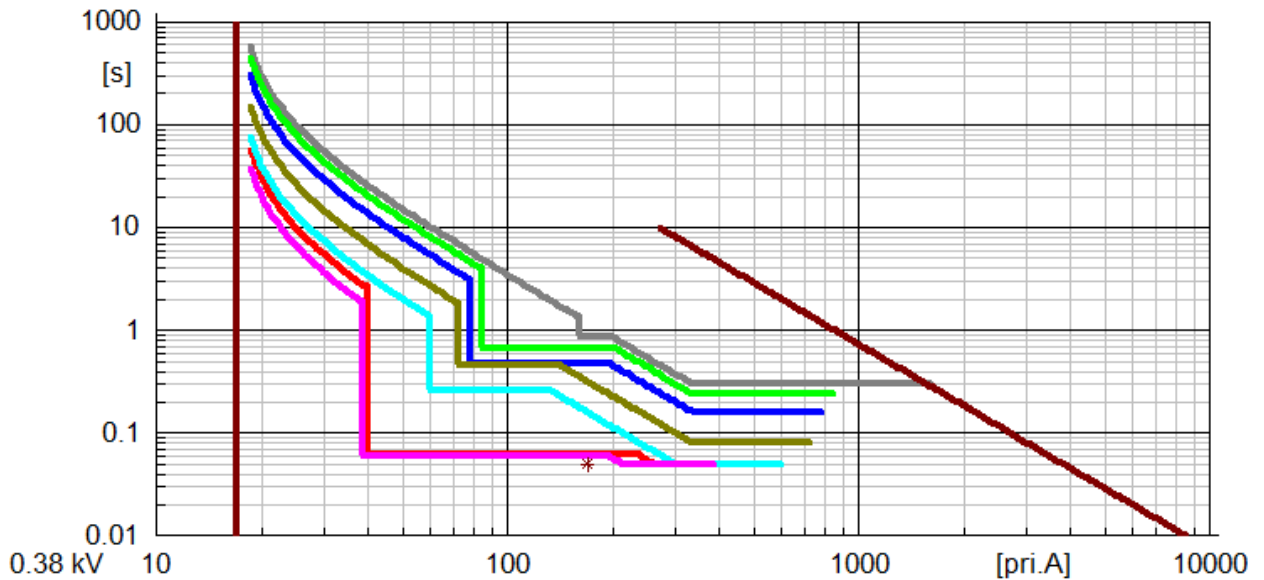


Figura 4.2: Coordinación de protecciones de ajuste fijo, dirección desde la red de transmisión hacia las barras 2, 5 y 6

Tabla 4.2: Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones de ajuste fijo, dirección desde la red de transmisión hacia las barras 2, 5 y 6

Color de la línea	Protección correspondiente
	Curva de protección barra 1
	Curva de protección barra 2
	Curva de protección barra 3
	Curva de protección barra 4
	Curva de protección barra 5
	Curva de protección barra 6
	Curva de protección Gabinete
	Curva de daño conductores

4.1.2 Caso conectado a la red con presencia de generación distribuida, protecciones adaptativas

En la Figura 4.3 se presenta la Micro-Red conectada a la red externa con las cuatro unidades de generación distribuida encendidas. En este caso se presentan 5 fuentes de corriente de falla, sin embargo el generador fotovoltaico y el generador eólico no fueron considerados en la coordinación porque no tenían capacidad de controlar tensión y frecuencia. De esta forma debieron ser desconectados inmediatamente en caso de que no se pudiera controlar de alguna forma las barras a las que se encontraban conectados (barra 5 y 3 respectivamente).

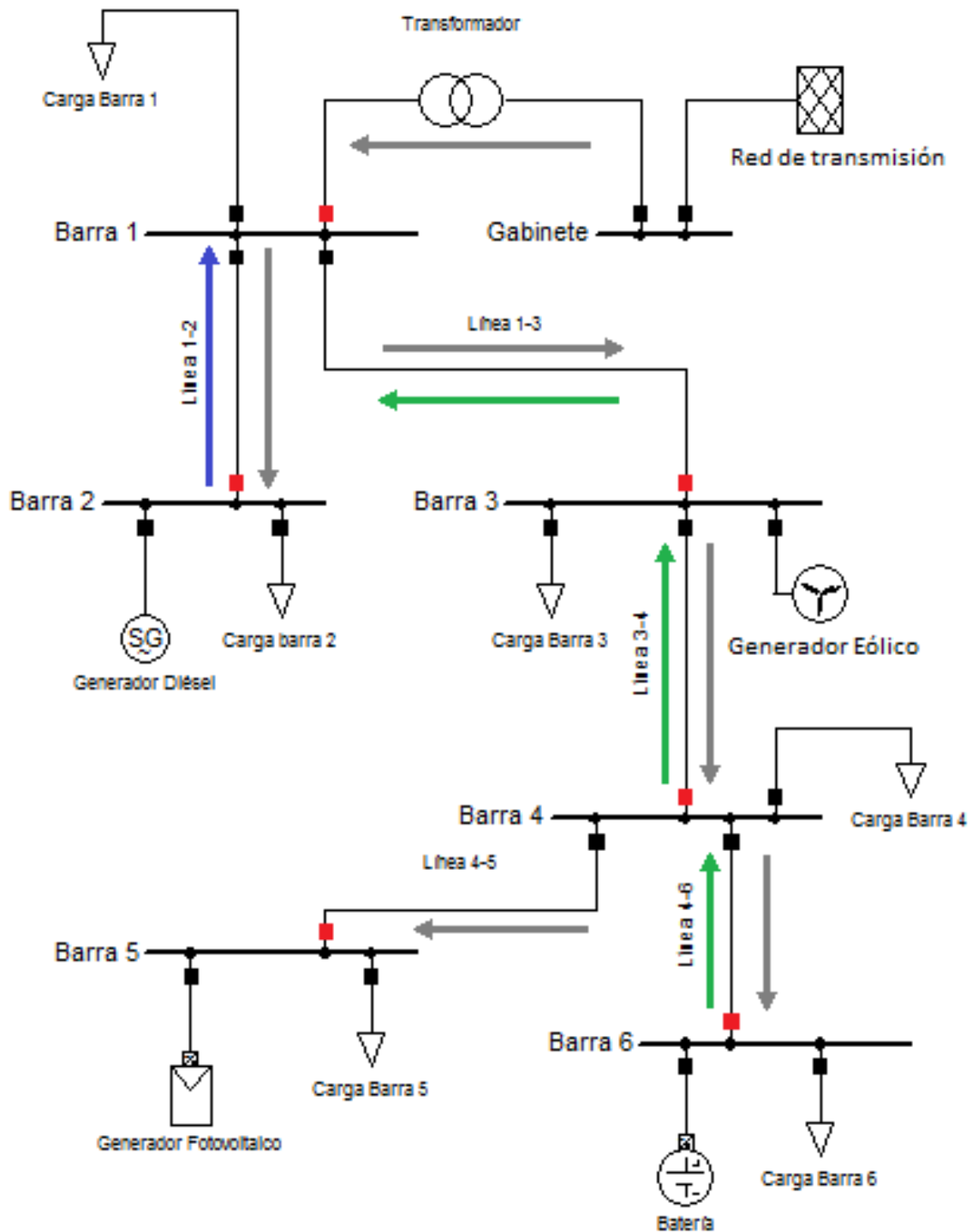


Figura 4.3: Situación Micro-Red con presencia de generación distribuida, modo conectado a la red de transmisión

La coordinación de protecciones se hizo considerando la influencia y el camino que seguían las

corrientes de falla indicadas por las flechas en la Figura 4.3. Las flechas grises indican la corriente de falla de la red externa, las azules la corriente de falla del generador Diésel y las flechas verdes la corriente de falla de la batería.

Se consideró que la influencia de la corriente de falla que suministró la red iba desde la barra 1 hacia las barras 2, 5 y 6 y sólo en dichas direcciones. Se coordinó esta dirección de las curvas considerando sólo la existencia de la red externa sin las demás unidades conectadas. Luego este caso correspondió al caso 13, por lo que se propuso la coordinación de la Figura 4.6¹. En la Tabla 4.7 se indica a que color corresponde cada curva. Esta coordinación aseguró selectividad y sensibilidad entre los casos 13 y 28 sobre las corrientes de falla producidas en cualquiera barra en la Micro-Red, cuando dichas corrientes provenían desde la red externa.

Después se consideró que la influencia de la batería iba desde la barra 6 hacia la barra 3 en dicha dirección. Esta coordinación pudo realizarse solo considerando la red externa y la batería conectadas, por lo que fue similar a analizar las corrientes de falla del caso 17. Luego en la Figura 4.7 se presenta la coordinación de protecciones que aseguró la correcta selectividad y sensibilidad para fallas ocurridas entre las barras 3 y 6 con respecto a la contribución de la batería en los casos que van desde el 13 hasta el 28. En la tabla 4.8 se presenta a que color corresponde cada curva. Para esta coordinación no se consideraron a las barras 1, 2 y 5 ya que la influencia de la batería no fue considerable en comparación a la de la red externa en dichas barras y la batería sólo sumó corriente de falla a la de la red externa. De esta forma la coordinación ya realizada entre las barras 1 y 2 en dirección desde la red externa hacia la barra 2 fue suficiente para cubrir dicha coordinación. Además la coordinación que va desde la barra 4 a la 5 que ya consideraba sólo a la red externa también fue suficiente para proteger la barra 5,

En la Tabla 4.3 se presentan las corrientes de falla suministradas por la batería cuando ocurrían fallas en las barras 1, 3, 4 y 6. La magnitud de estas corrientes determino las mínimas corrientes de la zona magnética en las curvas de los dispositivos en las barras 3, 4, 6 y la protección en la batería respectivamente.

¹ Similar a la coordinación tradicional pero solo en la dirección que va desde la red externa hacia las barras 2, 5 y 6.

Tabla 4.3: Corrientes de falla suministradas por la batería caso 17

Ubicación falla	Tipo de falla	Corriente de cortocircuito batería [A]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Barra 1	Trifásica	27,02	26,69	26,83
	Bifásica levantada de tierra	25,18	21,60	3,60
	Bifásica a tierra	27,03	26,69	2,71
	Monofásica	27,02	1,01	5,03
Barra 3	Trifásica	30,19	30,00	30,04
	Bifásica levantada de tierra	27,95	24,34	3,60
	Bifásica a tierra	30,19	30,00	3,46
	Monofásica	30,19	2,12	4,47
Barra 4	Trifásica	33,31	33,24	33,24
	Bifásica levantada de tierra	31,54	26,29	7,19
	Bifásica a tierra	33,31	33,24	7,19
	Monofásica	33,31	5,59	7,19
Barra 6	Trifásica	37,01	37,01	37,01
	Bifásica levantada de tierra	33,87	30,28	3,60
	Bifásica a tierra	37,01	37,01	3,67
	Monofásica	37,01	2,80	4,06

De esta forma las corrientes magnéticas elegidas para los dispositivos corresponden a (dirección desde la batería hacia la barra 3):

- 21,6 [A] en el dispositivo de la barra 3,
- 24 [A] en el dispositivo de la barra 4,
- 26,4 [A] en el dispositivo de la barra 6,
- 30 [A] en el dispositivo en la batería.

El generador Diésel tenía una influencia que iba desde la barra 2 hacia la barra 1. No se consideraron más barras ya que en la Figura 4.3 se observa que la contribución del generador Diésel se suma a las corrientes de falla provocadas por la red externa. Luego las coordinaciones que iban desde la barra 3 hacia las barras 5 y 6 se encontraban aseguradas con la coordinación que consideraba sólo la red externa por si sola.

Como observación se obtuvo que las corrientes de falla trifásicas generadas por el generador Diésel empiezan a decaer rápidamente, como se puede observar en la Figura 4.4. Se puede apreciar como la corriente de falla en el generador Diésel posee una corriente peak de falla que decae y en menos de 100 ms llega a ser menor que 40 [A] ante a una falla en la barra 1. Esto se puede explicar considerando que la excitación del generador Diésel se alimenta de la tensión de la barra 2, luego si esta tensión decae entonces la corriente de falla que inyecta el generador Diésel también debía hacerlo.

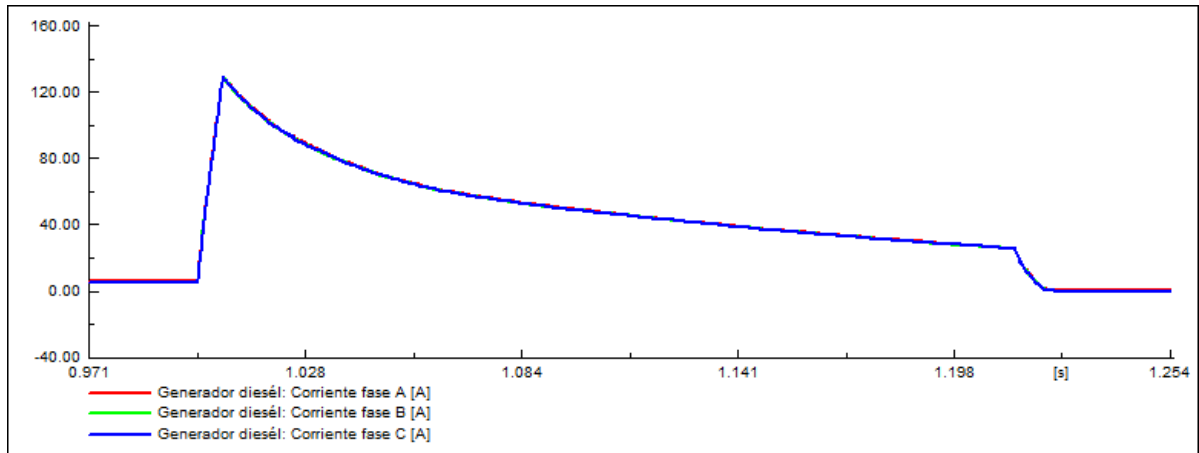


Figura 4.4: Corriente de falla RMS generador diésel frente a una falla trifásica en la barra 1

En las Tablas 4.4 y 4.5 se presentan las corrientes de falla del generador Diésel y la tensión en la barra 2 respectivamente cuando ocurrían fallas en las barras 1 y 2. La magnitud de estas corrientes determinó las mínimas corrientes de la zona magnética en las curvas de los dispositivos en las barras 2 y la protección en el generador Diésel respectivamente.

Tabla 4.4: Corrientes de falla del generador Diésel frente a fallas caso 21

Ubicación falla	Tipo de falla	Corriente de cortocircuito generador Diésel [A]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Barra 1	Trifásica	10,92	10,88	10,88
	Bifásica levantada de tierra	61,56	58,61	3,63
	Bifásica a tierra	60,65	55,81	2,73
	Monofásica	88,88	3,90	4,37
Barra 2	Trifásica	21,71	21,71	21,72
	Bifásica levantada de tierra	110,43	123,28	38,64
	Bifásica a tierra	114,35	107,86	59,06
	Monofásica	114,55	0,00	0,00

Tabla 4.5: tensiones barra 2 frente a fallas caso 21

Ubicación falla	Tipo de falla	Tensión en la barra 2 [Pu]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Barra 1	Trifásica	0,04	0,04	0,04
	Bifásica levantada de tierra	0,42	0,23	0,48
	Bifásica a tierra	0,24	0,22	0,36
	Monofásica	0,35	0,53	0,58
Barra 2	Trifásica	0,00	0,00	0,00
	Bifásica levantada de tierra	0,36	0,36	0,73
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,54
	Monofásica	0,00	0,40	0,40

Se puede observar que, frente a fallas trifásicas tanto en la barra 1 como en la barra 2, la tensión con que se alimenta la excitación del generador Diésel es tan baja que la corriente inyectada es considerablemente baja. Luego una forma de solucionar esta situación fue implementar una protección de baja tensión en la barra 2 al esquema adaptativo. Esta monitoreaba la tensión en la barra en la cual el generador Diésel alimentaba su excitación y mandaba una señal de apertura en el dispositivo de la barra 2 en caso de que dicha tensión decaiga en un 20 % durante 260 milisegundos. Se debe mencionar que la barra en la cual el generador Diésel alimenta su excitación corresponde a una extensión seccionada de la barra 2, es decir, esta barra se encontraba conectada a la barra 2 y mantenía sus mismas variables eléctricas mientras el generador se encontraba operando y se desconectaba de la barra 2 mientras el generador Diésel no estaba operando. Por otro lado si el generador Diésel se encontraba apagado, este dispositivo de seguridad también lo estaba.

De esta forma las corrientes magnéticas elegidas para los dispositivos corresponden a (dirección desde la el generador Diésel hacia la barra 1):

- 26,4 [A] en el dispositivo de la barra 2,
- 30 [A] en el dispositivo del generador Diésel.

En la Figura 4.8 se presenta la coordinación final obtenida que aseguró correcta coordinación entre los casos 13 y 28. En la Tabla 4.9 se menciona a que color corresponde cada curva.

Por otro lado se obtuvo que no era necesario cambiar la curva en la protección de la barra 1, ya que esta protección solamente observaba la corriente proveniente desde la red externa y en ningún caso fue sometida a corrientes de falla provenientes por la generación distribuida (ya que no se realizaron fallas en las barras aguas arriba de la Micro-Red). Esta curva se mantuvo invariante tanto en el modo

conectado a la red externa como en el modo isla. En la Figura 4.5 se presenta la curva de protección que se determinó para la barra 1, mientras que en la Tabla 4.6 se indica a que color corresponde cada curva.

Por último se debe mencionar que al utilizar dispositivos direccionales, lo cual permitió separar las coordinaciones en las tres direcciones presentadas por medio de las flechas en la Figura 4.3, se pudo obtener que mientras la Micro-Red se encontraba conectada a la red externa, las coordinaciones funcionaron independientemente de si el generador Diésel o la batería se encontraban conectados o no. En los casos en que alguna de estas unidades generadoras se conectaba, la coordinación correspondiente a la dirección a la cual inyectaban su corriente de falla pasaba a proteger las unidades. En caso de que no se encontraran conectadas no eran necesarias estas coordinaciones ya que no existía fuente que originara dichas corrientes de falla. Por otro lado la protección de la barra 5 no necesitó ser direccional, ya que sólo observó corrientes provenientes desde la barra 4 y desde esta barra siempre provenía al menos una gran corriente de cortocircuito generada por la red externa, a la cual sólo se le podían sumar las corrientes de falla del generador Diésel y la batería. Finalmente estas coordinaciones adaptativas funcionaron para todos los casos que consideraron conexión a la red de transmisión externa, es decir, los casos que van desde el 13 hasta el 28 frente a fallas francas.

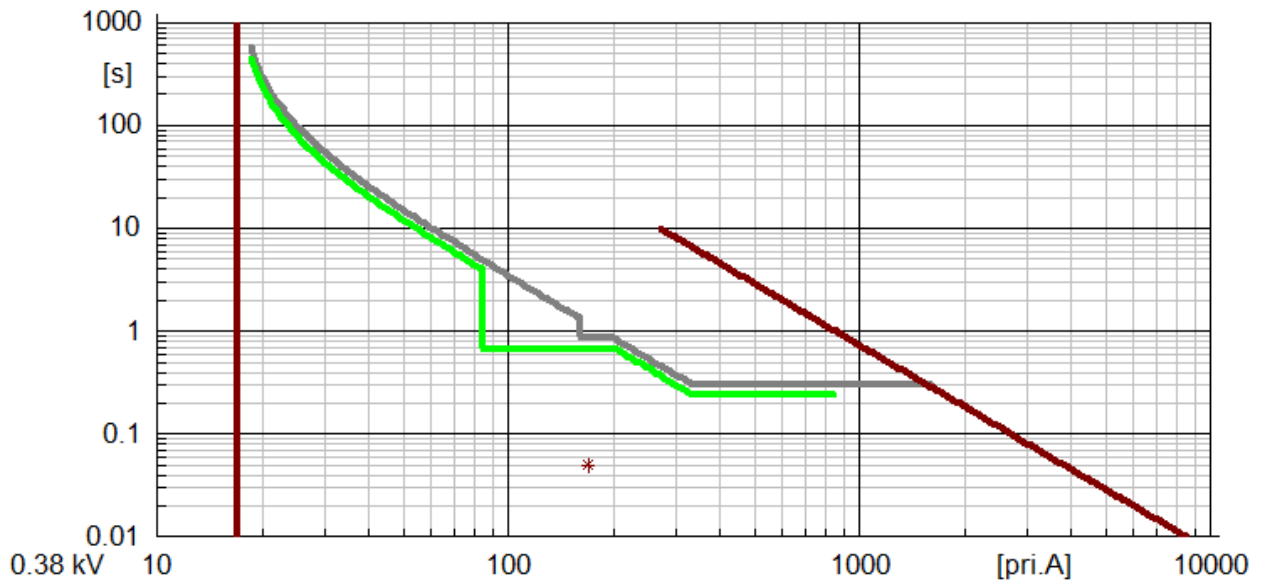


Figura 4.5: Coordinación de protección no adaptativa barra 1 y gabinete

Tabla 4.6: Leyenda correspondiente a la coordinación entre el gabinete y la barra 1

Color de la línea	Protección correspondiente
	Curva de protección barra 1
	Curva de protección Gabinete
	Curva de daño conductores

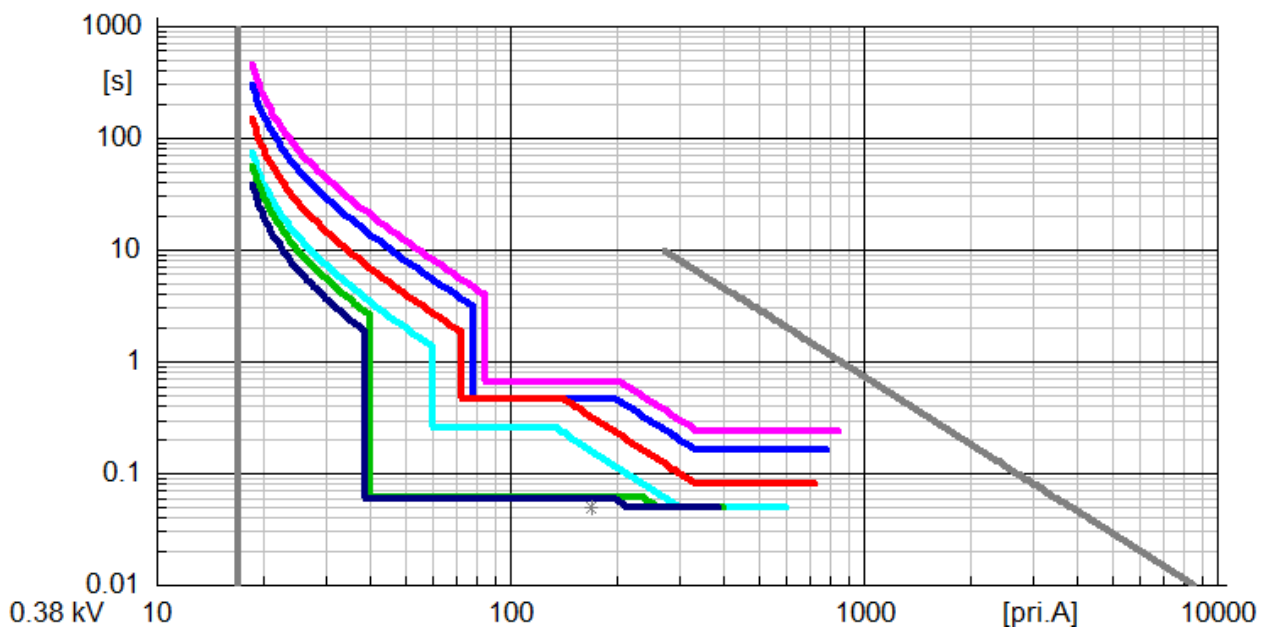









Figura 4.6: Coordinación de protecciones adaptativas, dirección desde la red de transmisión hacia las barras 2, 5 y 6

Tabla 4.7: Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativas, dirección desde la red de transmisión hacia las barras 2, 5 y 6

Color de la línea	Protección correspondiente
	Curva de protección barra 1
	Curva de protección barra 2
	Curva de protección barra 3
	Curva de protección barra 4
	Curva de protección barra 5
	Curva de protección barra 6
	Curva de daño conductores

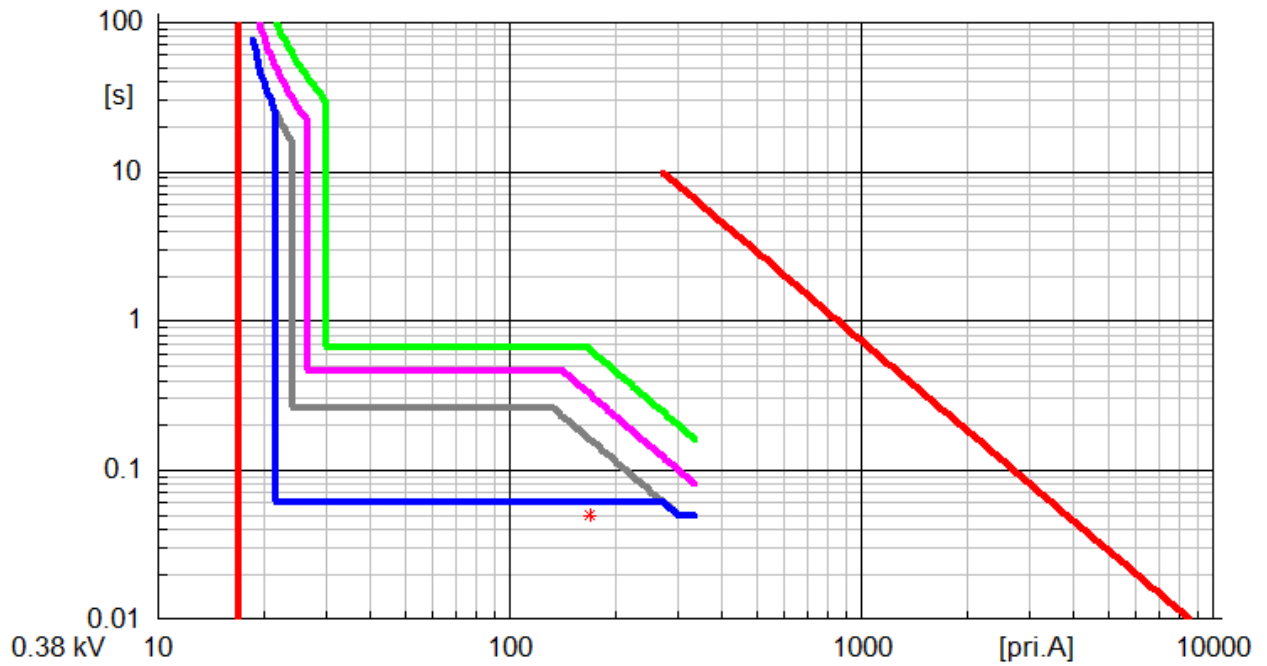







Figura 4.7: Coordinación de protecciones adaptativas, dirección desde la batería hacia la barra 3

Tabla 4.8: Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativas, dirección desde la batería hacia la barras 3

Color de la línea	Protección correspondiente
	Curva de protección barra 3
	Curva de protección barra 4
	Curva de protección barra 6
	Curva de protección relé batería
	Curva de daño conductores

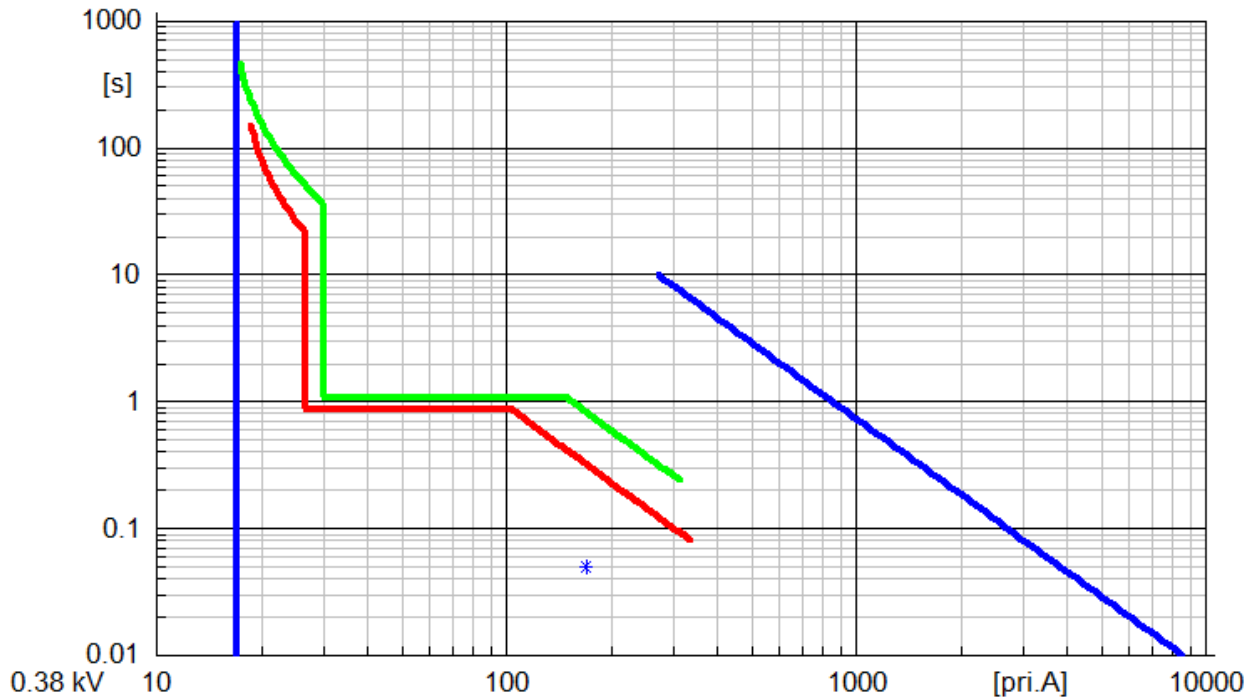


Figura 4.8: Coordinación de protecciones adaptativa, dirección desde el generador Diésel hacia la barra 2

Tabla 4.9: Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativas, dirección desde el generador Diésel hacia la barra 2

Color de la línea	Protección correspondiente
	Curva de protección relé Diésel
	Curva de protección barra 2
	Curva de daño conductores

4.1.3 Caso en modo isla con presencia de generación distribuida, protecciones adaptativas

Para realizar las coordinaciones de este caso se consideró el caso 12, el cual es representado en la Figura 4.3. Se observa que las dos fuentes que contribuyen a la falla son el generador Diésel y a la batería². El peor escenario es el caso 9, en donde solamente el generador Diésel y la batería se encontraban conectados. De esta forma las corrientes de falla fueron algo menores en comparación al caso 12, por lo que asegurar la coordinación en el caso 9 también la aseguró en el caso 12.

Como se puede apreciar en la Figura 4.9 sólo existieron dos posibles direcciones para coordinar, la que iba desde el generador Diésel hacia las barras 5 y 6 y la que iba desde la batería hacia las barras

²No se consideraron al generador fotovoltaico y al generador eólico ya que sus corrientes de falla corresponden a aproximadamente dos veces la corriente nominal (10 [A] y 3 [A] respectivamente).

2 y 5. Estas dos coordinaciones cubrieron a ambos generadores y actuaron de forma direccional, por lo que la ausencia de alguno de estos dos generadores no afectó el desempeño que tenía la coordinación que cubría al otro generador. Luego se obtuvo que para todos los casos que correspondieron a una operación en modo isla fue suficiente con coordinar con respecto a la batería y el generador Diésel para cubrir todos los casos que van desde el caso 1 hasta el 12,

En las Tablas 4.10 y 4.11 se presentan las corrientes de falla suministradas por el generador Diésel y la batería cuando ocurrían fallas en las barras 1 a la 6. La magnitud de las corrientes en la Tabla 4.10 determinaron las mínimas corrientes de la zona magnética de las curvas en; la protección de la barra 2, la protección del generador diésel y en las protecciones de las barras 3 a la 6 respectivamente, en la dirección que va desde el generador Diésel hacia las barras 5 y 6, considerando el orden de la ubicación de las fallas (barras 1 a la 6).

Por otro lado la magnitud de las corrientes en la Tabla 4.11 determinaron las mínimas corrientes de la zona magnética en las curvas de las protecciones en las barras 3, 2, 4, 6, 5 y en la protección en la batería respectivamente, en la dirección que va desde la batería hacia las barras 5 y 2, con respecto al orden de la ubicación de las fallas (barras 1 a la 6).

Finalmente la menor magnitud de corriente cuando ocurre una falla en la barra 5 fue considerada, ya que la curva implementada en dicha barra no era direccional y en general sólo media la suma de las corrientes de falla provenientes desde el generador Diésel y la batería. El peor caso debe ser sólo considerar a aquel generador que inyectó la menor corriente de falla en caso de una falla en la barra 5.

Tabla 4.10: Corriente de falla suministrada por el generador Diésel en caso de fallas francas, caso 9

Ubicación falla	Tipo de falla	Corriente de cortocircuito generador Diésel [A]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Barra 1	Trifásica	1,56	1,55	1,55
	Bifásica levantada de tierra	57,28	56,28	0,00
	Bifásica a tierra	57,36	52,43	0,00
	Monofásica	85,43	0,88	0,00
Barra 2	Trifásica	0,00	0,00	0,00
	Bifásica levantada de tierra	2,91	2,90	0,00
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00
	Monofásica	106,41	0,00	0,00
Barra 3	Trifásica	34,85	34,56	34,46
	Bifásica levantada de tierra	45,72	44,66	0,00
	Bifásica a tierra	46,57	43,68	0,00
	Monofásica	63,87	1,20	0,00
Barra 4	Trifásica	31,07	30,77	30,48
	Bifásica levantada de tierra	39,08	39,36	3,83
	Bifásica a tierra	41,55	39,01	6,78
	Monofásica	52,47	1,65	1,61
Barra 5	Trifásica	36,59	36,05	35,40
	Bifásica levantada de tierra	37,60	37,02	1,43
	Bifásica a tierra	41,74	39,58	1,58
	Monofásica	45,68	2,05	2,43
Barra 6	Trifásica	38,34	37,95	37,39
	Bifásica levantada de tierra	37,58	37,04	1,47
	Bifásica a tierra	42,66	40,75	0,95
	Monofásica	45,58	2,41	2,64

Tabla 4.11: Corriente de falla suministrada por la batería en caso de fallas francas, caso 9

Ubicación falla	Tipo de falla	Corriente de cortocircuito batería [A]		
		Fase A	Fase B	Fase C
Barra 1	Trifásica	27,37	27,04	27,17
	Bifásica levantada de tierra	26,53	22,58	14,18
	Bifásica a tierra	27,35	27,03	17,16
	Monofásica	27,34	12,45	12,82
Barra 2	Trifásica	25,74	25,33	25,53
	Bifásica levantada de tierra	23,36	23,06	13,91
	Bifásica a tierra	25,73	25,31	18,26
	Monofásica	25,70	12,73	13,16
Barra 3	Trifásica	30,53	30,34	30,38
	Bifásica levantada de tierra	29,74	24,02	11,67
	Bifásica a tierra	30,53	30,34	14,36
	Monofásica	30,52	9,57	10,01
Barra 4	Trifásica	33,65	33,58	33,58
	Bifásica levantada de tierra	31,86	26,56	7,24
	Bifásica a tierra	33,65	33,58	7,24
	Monofásica	33,65	5,64	7,24
Barra 5	Trifásica	27,63	27,44	27,40
	Bifásica levantada de tierra	25,62	20,49	6,45
	Bifásica a tierra	26,89	26,79	8,41
	Monofásica	26,19	5,39	5,85
Barra 6	Trifásica	37,42	37,42	37,42
	Bifásica levantada de tierra	32,88	31,95	0,00
	Bifásica a tierra	37,42	37,42	0,00
	Monofásica	37,42	0,00	0,00

Por un lado se observa la baja corriente trifásica inyectada por el generador Diésel cuando ocurren fallas en las barras 1 y 2. Esto se solucionó con una protección de baja tensión en la barra que alimenta la excitación de este generador (como en la sección anterior). Por otro lado la batería inyecta la menor corriente de falla en caso de una falla en la barra 5, por lo que se coordinó la curva de la protección de la barra 5 considerando solamente la corriente de falla de la batería.

De esta forma las corrientes magnéticas elegidas para los dispositivos en dirección desde la el generador Diésel hacia las barras 5 y 6 corresponden a:

- 28,8 [A] en el dispositivo de la barra 2,
- 30 [A] en el dispositivo en el generador Diésel.
- 26,4 [A] en el dispositivo de la barra 3,
- 24 [A] en el dispositivo de la barra 4,
- 21,6 [A] en el dispositivo de la barra 5,
- 19,2 [A] en el dispositivo de la barra 6,

Mientras que las corrientes magnéticas elegidas para los dispositivos en dirección desde la batería hacia las barras 2 y 5 corresponden a:

- 22,8 [A] en el dispositivo de la barra 3,
- 20,64 [A] en el dispositivo de la barra 2,
- 24 [A] en el dispositivo de la barra 4,
- 21,6 [A] en el dispositivo de la barra 5,
- 26,4 [A] en el dispositivo de la barra 6,
- 30 [A] en el dispositivo de la batería.

Las coordinaciones que aseguraron selectividad y sensibilidad se presentan en las Figuras 4.10 y 4.11. En las Tablas 4.12 y 4.13 se muestra a que dispositivo corresponde cada curva. Se puede apreciar que para asegurar sensibilidad, en general las curvas tenían una parte magnética que era menor a 30 [A] para ambas direcciones, esto se debió al rápido decaimiento observado en las corrientes de falla del generador Diésel y las bajas corrientes de falla de la batería. Se observó que para la coordinación que iba desde el generador Diésel hacia la barra 6, mientras más cercana era la barra al generador Diésel más lentas eran las curvas de sobre-corriente. Por otro lado en la dirección opuestas (desde la batería hacia la barra 2) se observó que las curvas correspondientes por barra eran más rápidas en la medida que las barras eran más cercanas al generador Diésel. Por ejemplo en la curva de la barra 2 en dirección Diésel hacia la barra 6 se observó la curva más lenta de la coordinación (sin considerar la curva de protecciones en el generador Diésel), mientras que en la dirección contraria (desde la batería hacia la barra 2) se observó que era la curva más rápida en la coordinación. Esto muestra la necesidad de que las protecciones adaptativas en la Micro-Red deben ser direccionales.

Con respecto a la barra 5 se observó que esta protección no necesitó ser direccional y solo debió considerar la dirección que iba desde la barra 4 a la 5. Por un lado el generador fotovoltaico no tenía capacidad de regular tensión y frecuencia por lo que debía desconectarse inmediatamente ante una falla que aisle la barra 5. Por otro lado, si el generador fotovoltaico hubiera podido controlar las variables eléctricas en la barra 5 entonces si hubiera sido necesaria una coordinación direccional que vaya desde la barra 5 hacia la 4, la cual coordine de forma correcta y aisle el generador fotovoltaico ante una falla en cualquier punto de la red.

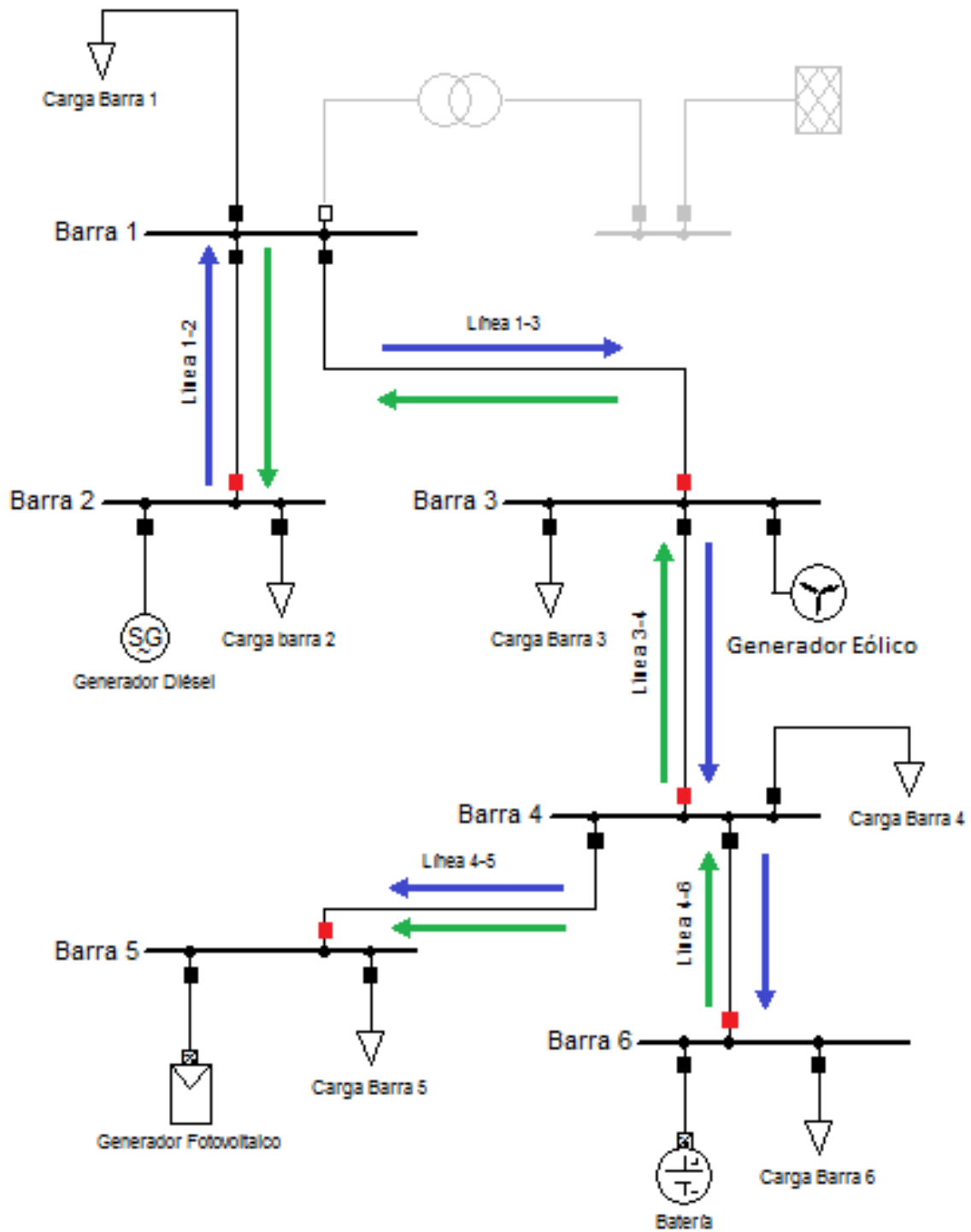


Figura 4.9: Situación Micro-Red con presencia de generación distribuida, modo isla

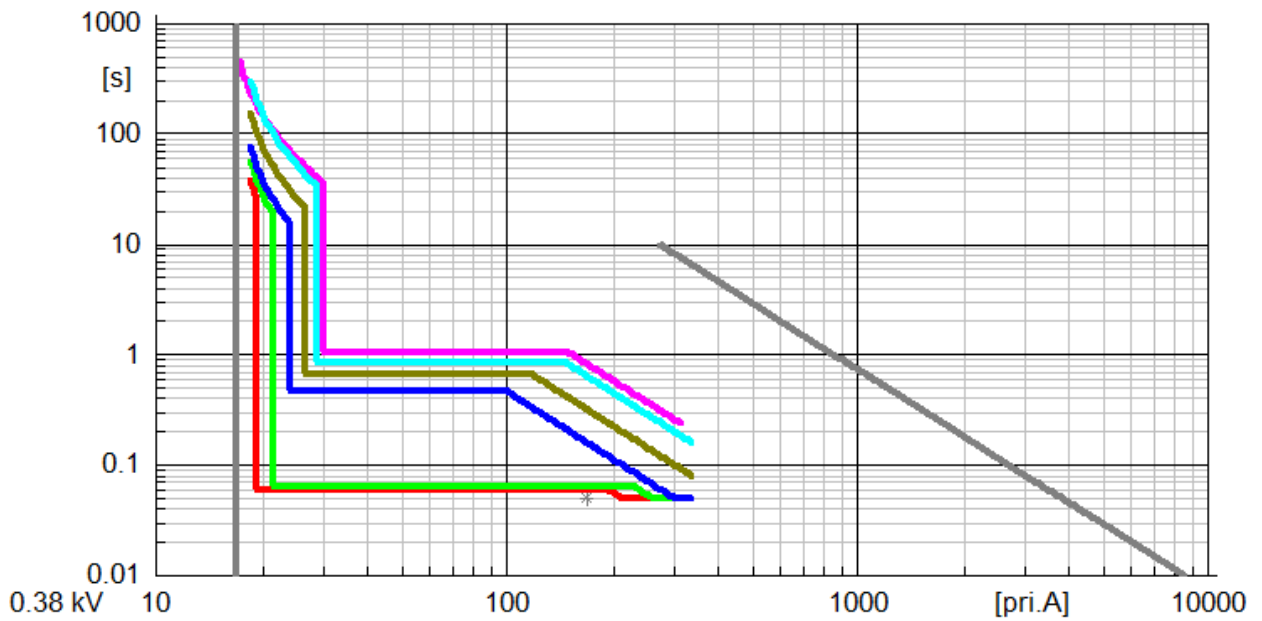









Figura 4.10: Coordinación de protecciones adaptativa en modo isla, dirección desde el generador Diésel hacia las barras 5 y 6

Tabla 4.12: Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativa en modo isla, dirección desde el generador Diésel hacia las barras 5 y 6

Color de la línea	Protección correspondiente
	Curva de protección relé Diésel
	Curva de protección barra 2
	Curva de protección barra 3
	Curva de protección barra 4
	Curva de protección barra 5
	Curva de protección barra 6
	Curva de daño conductores

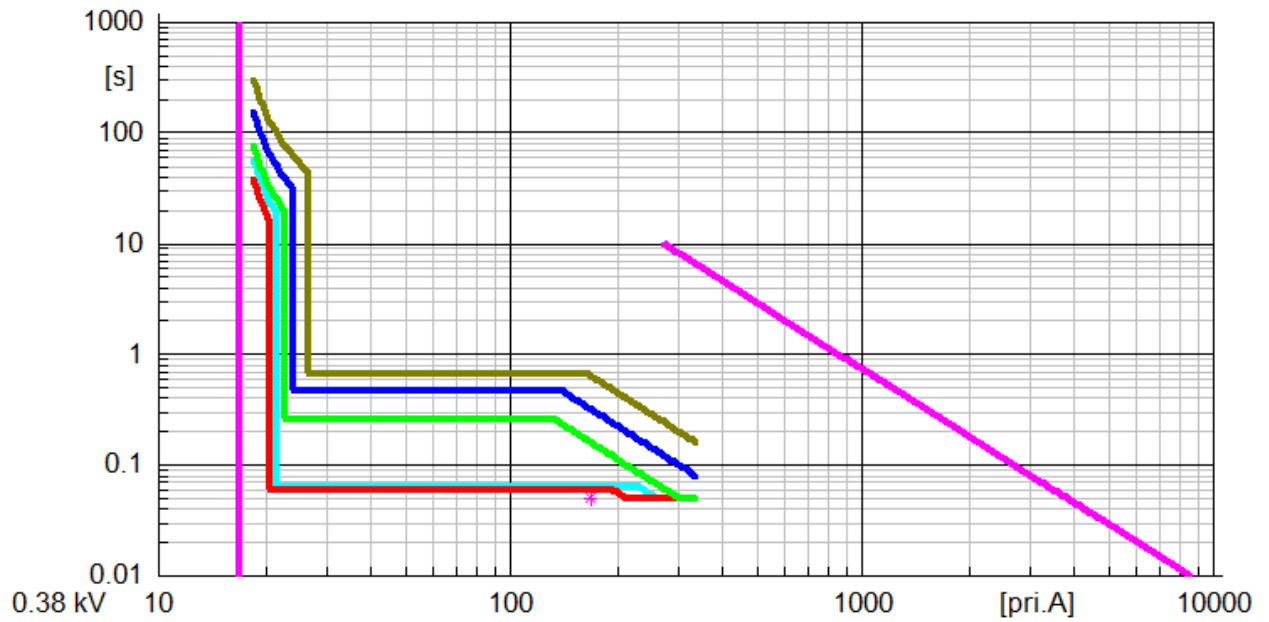








Figura 4.11: Coordinación de protecciones adaptativa en modo isla, dirección desde la batería hacia las barras 2 y 5

Tabla 4.13: Leyenda correspondiente a las curvas de protecciones adaptativa en modo isla, dirección desde la batería hacia las barras 2 y 5

Color de la línea	Protección correspondiente
	Curva de protección barra 2
	Curva de protección barra 3
	Curva de protección barra 4
	Curva de protección barra 5
	Curva de protección barra 6
	Curva de daño conductores

4.2 Resultados obtenidos

Cada caso fue observado con la implementación del esquema tradicional y el esquema adaptativo de forma separada frente a fallas francas y fallas de alta impedancia en cuatro simulaciones por topología; protecciones adaptativas con fallas de baja impedancia, protecciones de ajuste fijo con fallas de baja impedancia, protecciones adaptativas con fallas de alta impedancia, protecciones de ajuste fijo con fallas de alta impedancia.

Se estudiaron los resultados obtenidos para los casos 9, 12, 13 y el 28. Los casos 9 y 12 presentan la coordinación adaptativa en modo isla en contraste con las protecciones de ajuste fijo, además muestran qué tan influyente fue el no considerar el generador fotovoltaico y el eólico en la coordinación adaptativa en modo isla. Por otro lado el caso 13 presenta como la coordinación tradicional y adaptativa funcionan de forma similar³ en donde la única fuente de corriente de falla existente era la red externa para ambos esquemas de protecciones. El caso 28 muestra la coordinación adaptativa en comparación a la tradicional cuando todos los generadores distribuidos están conectados y la Micro-Red estaba conectada a la red externa. De esta forma se pudo abarcar de mejor manera el estudio, acotándolo a menos casos analizados. Sin embargo, se debe mencionar que el esquema adaptativo cumplió con la selectividad, sensibilidad y rapidez en las 28 topologías definidas en el Capítulo 3. Por otro lado, en las cuatro topologías de interés mencionadas el esquema tradicional tuvo problemas de desempeño.

En anexos sólo se presentan los resultados correspondientes a los casos de interés. En general se presentan las tablas correspondientes a los tiempos de operación ante fallas francas para la estrategia adaptativa y para la tradicional. Además se presenta el comportamiento de las corrientes de falla cuando el interruptor no operó en la estrategia tradicional.

Se debe mencionar que ningún esquema operó ante las fallas de alta impedancia, principalmente por que las corrientes no fueron mayores a la corriente nominal de la Micro-Red. Sin embargo, se presentan las tablas correspondientes a las tensiones en las barras, las corrientes en las líneas y la violación de la curva CBEMA en las cargas.

³El caso 13 fue un caso particular en donde la Micro-Red operó como red de distribución pasiva.

Capítulo 5

Análisis

5.1 Fallas de baja impedancia

A modo general se pudo apreciar que en modo isla las corrientes de falla resultaron ser tan bajas que las protecciones tradicionales no las pudieron detectar. Esto se debió a las bajas corrientes de falla que aportó la generación distribuida en comparación a la que puede provenir desde la red externa. Por otro lado en modo conectado a la red, cuando hay generación distribuida conectada, todas las corrientes de fallas provenientes desde la red externa siempre fueron detectadas con protecciones de ajuste fijo. Esto se debió a que las protecciones de ajuste fijo están configuradas para proteger la red de cualquier sobre-corriente que provenga desde la red externa sólo en la dirección que va desde la red externa hacia la Micro-Red. Esto dejó una porción operando solamente con generación distribuida (generador Diésel o batería) en donde no se detectaron las bajas corrientes de falla. Con respecto al esquema adaptativo, este operó de forma correcta en todos los casos.

5.1.1 Caso 9

Con respecto al caso 9 se pudieron observar problemas de selectividad y sensibilidad en las diversas fallas aplicadas en el esquema de protecciones de ajuste fijo, a diferencia del esquema de protecciones adaptativo. Se obtuvo principalmente que las protecciones de las unidades generadoras se activaron en situaciones en que no debieron ocurrir (sobre todo en el generador Diésel). Esto se debió a que las protecciones de ajuste fijo sólo estaban dimensionadas para elevadas corrientes de falla proveniente desde la red externa.

En la Figura 5.1 se presentan las protecciones que deberían activarse en caso de una falla en la barra 1 para este caso y se puede observar que debieron abrirse los interruptores de las barras 2 y 3. De esta forma en el caso de las protecciones adaptativas se observa, en la Tabla 6.1 en anexos, que

se logró selectividad, sensibilidad y rapidez. Esto no se logró con protecciones de ajuste fijo como se observa en la Tabla 6.3 en anexos.

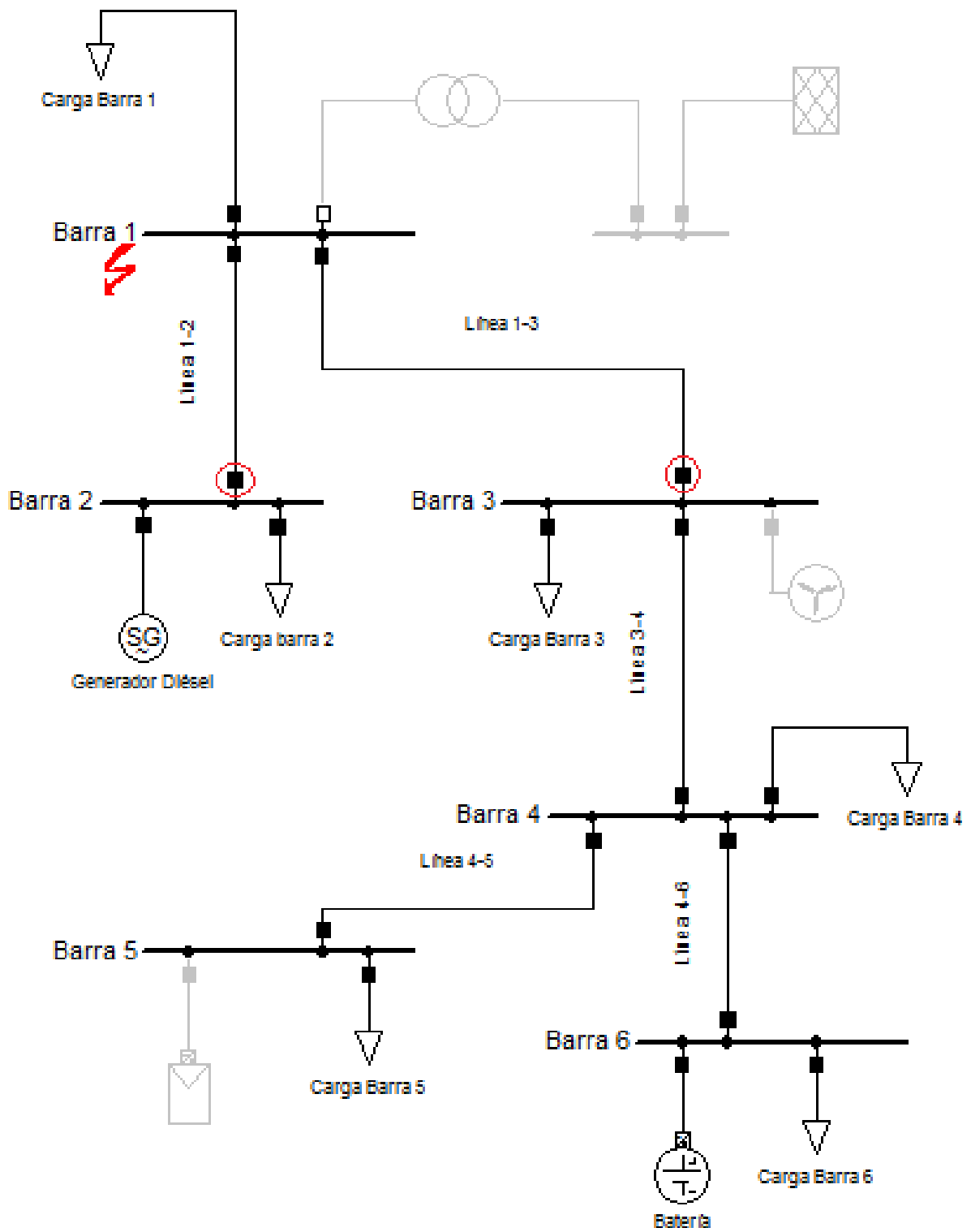


Figura 5.1: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 1, caso 9,

Con respecto a las protecciones de ajuste fijo, cuando se aplicaron fallas en la barra 1 se observa en la Tabla 6.3 que la protección de la barra 2 sólo se activó en la falla monofásica. Esto se debe, como se observa en la Figura 6.1 (en anexos), a que en dicha falla el generador Diésel fue capaz de entregar una mayor corriente en la fase fallada (superior a 100 [A]) y esta a su vez tuvo un decaimiento mucho menor en comparación a los otros tipos de fallas. Por esta razón fue detectada por la curva de ajuste fijo en la barra 2 (ya que supera los 78 [A] magnéticos de la curva). Además el interruptor de la barra 3 nunca se abrió debido a que es un interruptor que no estaba dimensionado para detectar la baja corriente que provino desde el batería. Esta corriente nunca superó los 30 [A] como se observa en la Figura 6.2 y como se observa en la Figura 4.2 se necesita una corriente de 72 para activar el interruptor 3 cuando hay protecciones de ajuste fijo.

En las Tablas 6.3 y 6.4 se puede apreciar que cuando no se activó la protección de la barra 2, si se activó la protección del generador Diésel. En el caso de la batería nunca se activó su protección debido a que la protección de la batería estaba dimensionada para 30 [A] como comienzo de la parte instantánea magnética de la curva. Por otro lado, la parte térmica era de aproximadamente 10 segundos de activación como se observa en la Figura 4.7 y las fallas sólo duraron 1 segundo. De esta forma se presentaron problemas de selectividad en el caso del generador Diésel y problemas de sensibilidad y rapidez en el caso de la batería.

Cuando se aplicaron fallas en las barras 2, 3 y 4 se debieron activar las protecciones (y abrir sus interruptores correspondientes) que se indican en las Figuras 5.2, 5.3 y 5.4. Se puede apreciar en las Tablas 6.1 y 6.2 en anexos que las protecciones ajustables adaptativas cumplieron con las selectividad y sensibilidad necesarias. Sobre las protecciones de ajuste fijo, según la Tabla 6.3 en anexos, no actuó ninguna de las protecciones correspondientes. En la Tabla 6.4 se presentan los interruptores de los generadores y en las Figuras 6.3 y refxxx6 se presentan las corrientes de falla inyectadas por la batería y el generador Diésel. Por un lado se puede apreciar que en las fallas en estas barras siempre se activó la protección del generador Diésel, lo cual sólo cumplió con la selectividad cuando se hizo la falla en la barra 2. Por otro lado la batería solamente fue desconectada ante las fallas en las barras 3 y 4 (las cuales son más cercanas a este generador que la barra 2).

En general se puede apreciar que el generador Diésel entregó corrientes menores a 40 [A] cuando ocurrieron fallas en las barras 3 y 4, lo cual es una baja magnitud para ser detectada por las protecciones de ajuste fijo en dichas barras (72 [A] y 60 [A] respectivamente). Además la batería siempre entregó corrientes cercanas a los 30 [A] en las fallas, siendo un poco menor cuando las falla eran en la barra 2 y un poco mayores a 30 [A] cuando las fallas eran en las barras 3 y 4. Esto se explica por la parte resistiva en las líneas de la Micro-Red y en el hecho de que entre las barras 2 y 3 hay dos líneas en serie, por lo que son 4 líneas en serie entre la batería y la barra 2. De esta forma la batería no se desconectó ante una falla en la barra 2 y si en las fallas en las barras 3 y 4. Por otro lado ninguna protección de ajuste fijo tenía una corriente magnética de activación menor a 38 [A], lo que explica que ningún interruptor se abriera por la corriente de falla de la batería.

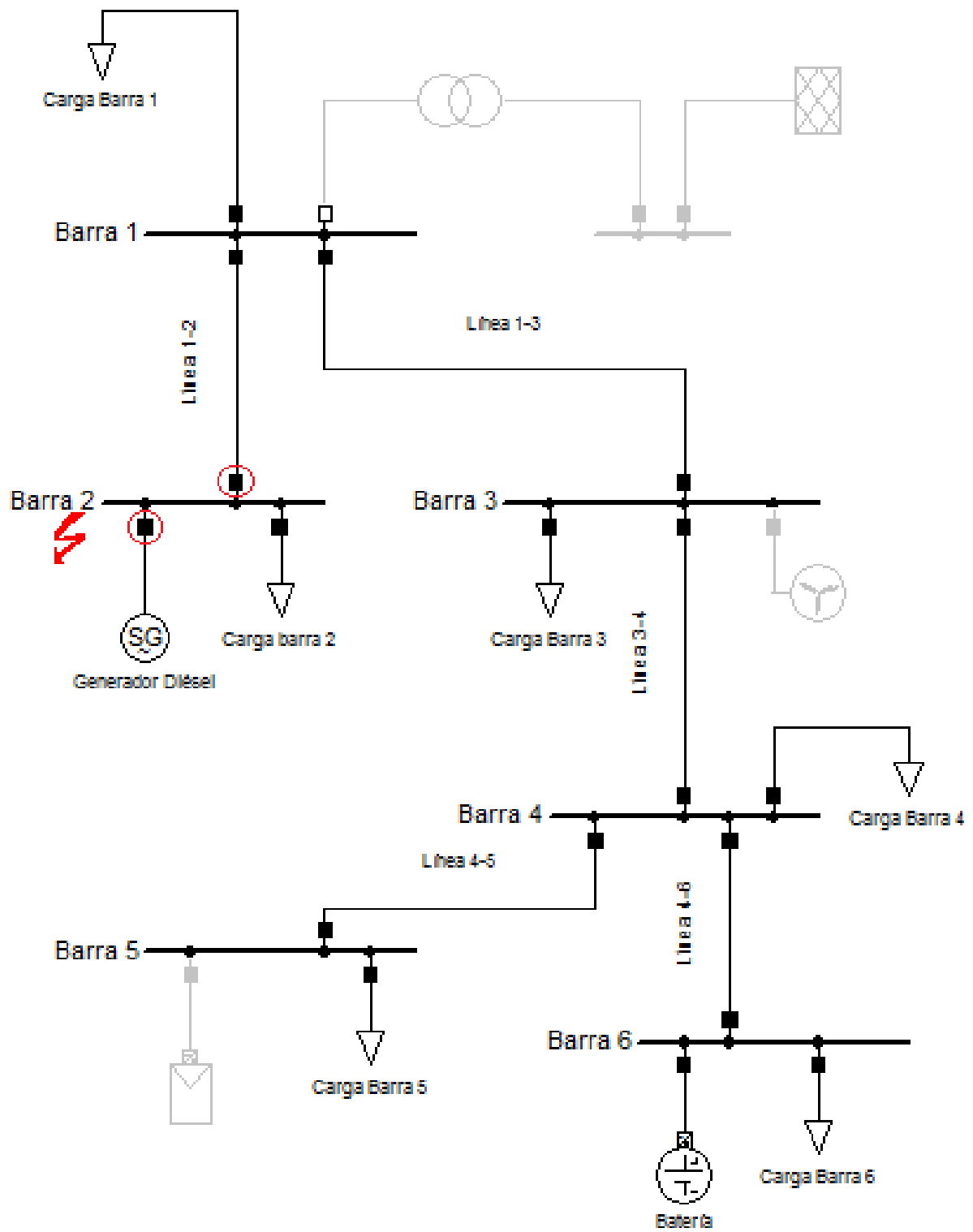


Figura 5.2: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 2, caso 9,

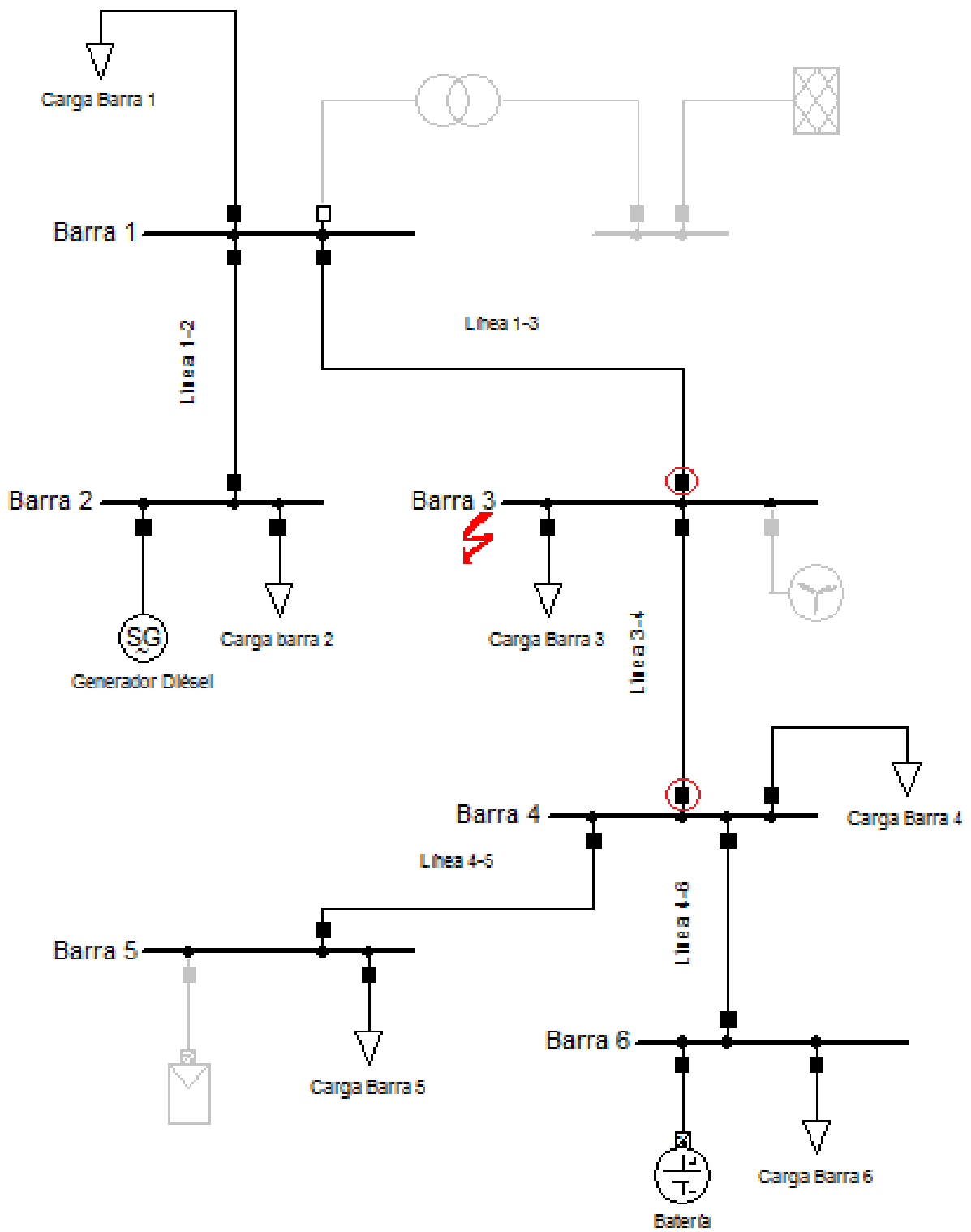


Figura 5.3: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 3, caso 9,

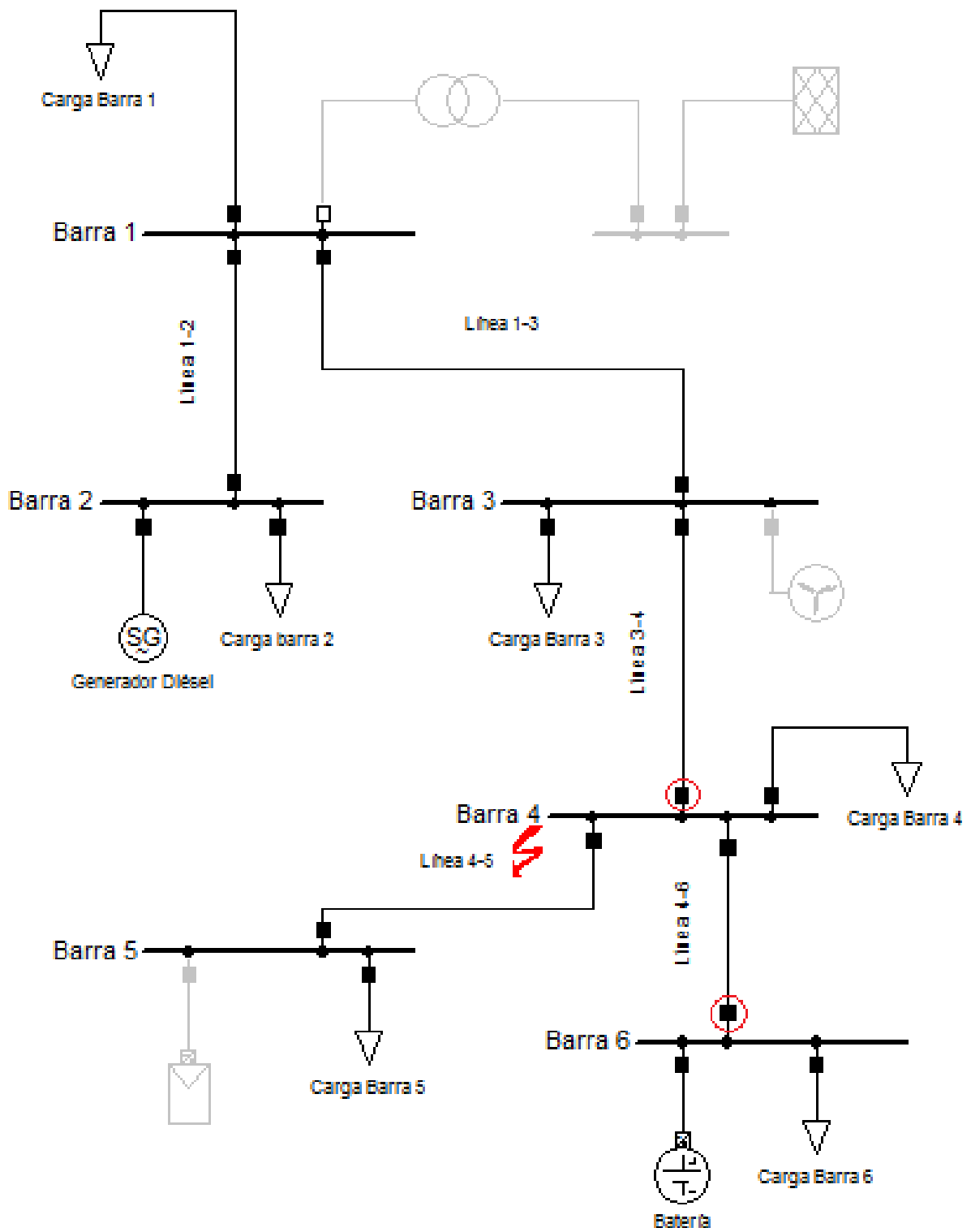


Figura 5.4: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 4, caso 9,

Cuando se producen fallas en la barra 5 se deben activar las protecciones indicadas en la Figura 5.5. Por un lado las protecciones adaptativas, según las Tablas 6.1 y reftablatopgen9biadap en anexos, activaron la protección correspondientes a la barra 5. En el caso de las protecciones de ajuste fijo (en las Tablas 6.3 y reftablatopgen9bitra) también se activó dicha protección. Esto se debió a que, como se puede ver en la Figura 4.2, dicha protección fue dimensionada para que su parte magnética se active con una corriente cercana a los 40 [A] y la corriente resultante que llegó a la barra 5 corresponde a la suma vectorial (ya que estas corrientes son alternas y poseen fase) de las corrientes que inyectaron el generador Diésel y la batería, y en la Figura 6.5 se aprecia que superó los 40 [A] para todas las fallas en la barra 5. En la Figura 6.5 se presentan las corrientes que circularon en las líneas que unen las barras 3 y 4, las barras 4 y 6 y las barras 4 y 5, siendo esta ultima la resultante de la suma vectorial de las dos primeras.

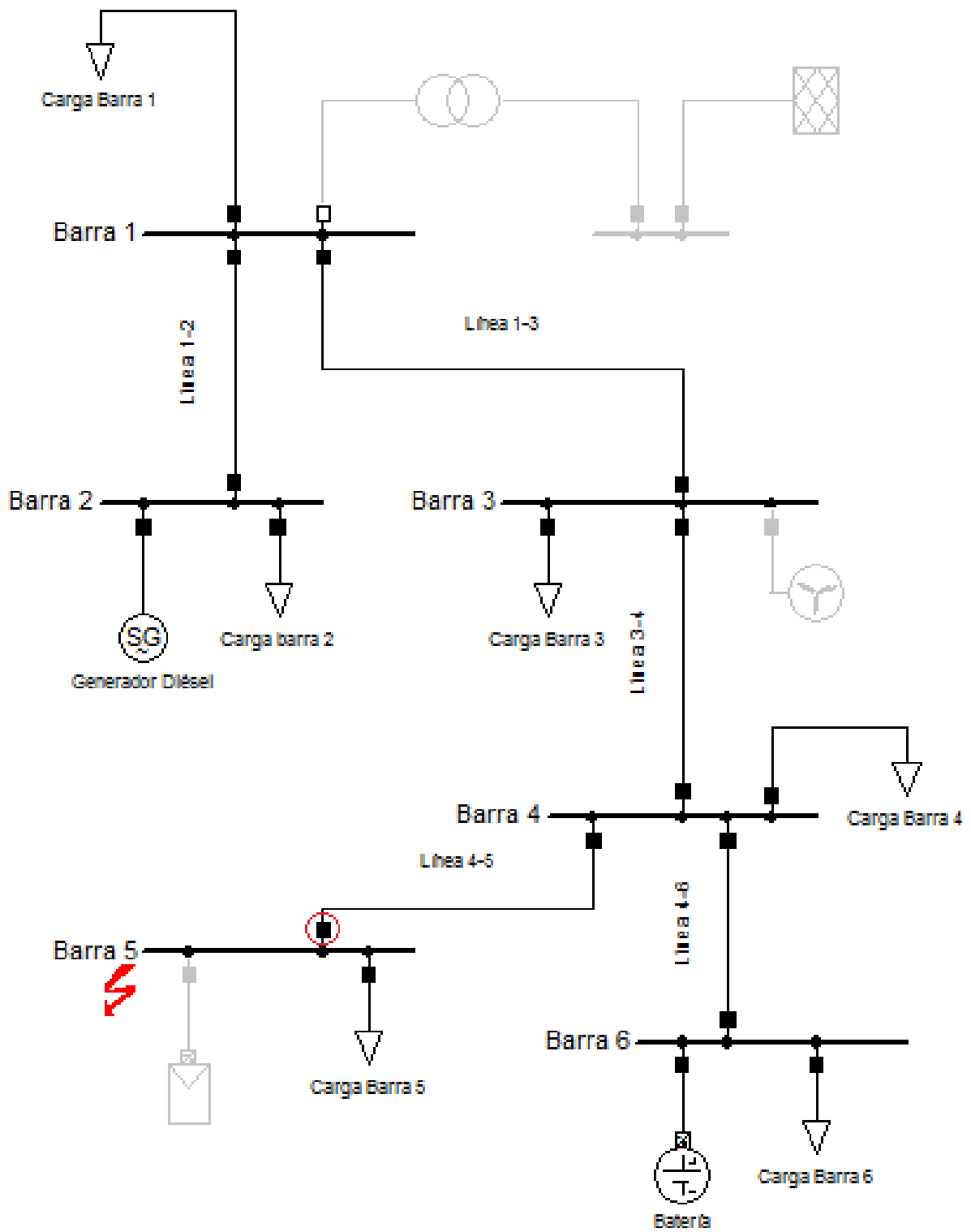


Figura 5.5: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 5, caso 9,

Cuando se aplicó una falla en la barra 6 se debieron activar las protecciones indicadas en la Figura 5.6. Con respecto a las protecciones adaptativas, según las Tablas 6.1 y reftablatopgen9biadap en anexos, se puede observar que para todas las fallas en la barra 6 se cumplió selectividad, sensibilidad y rapidez.

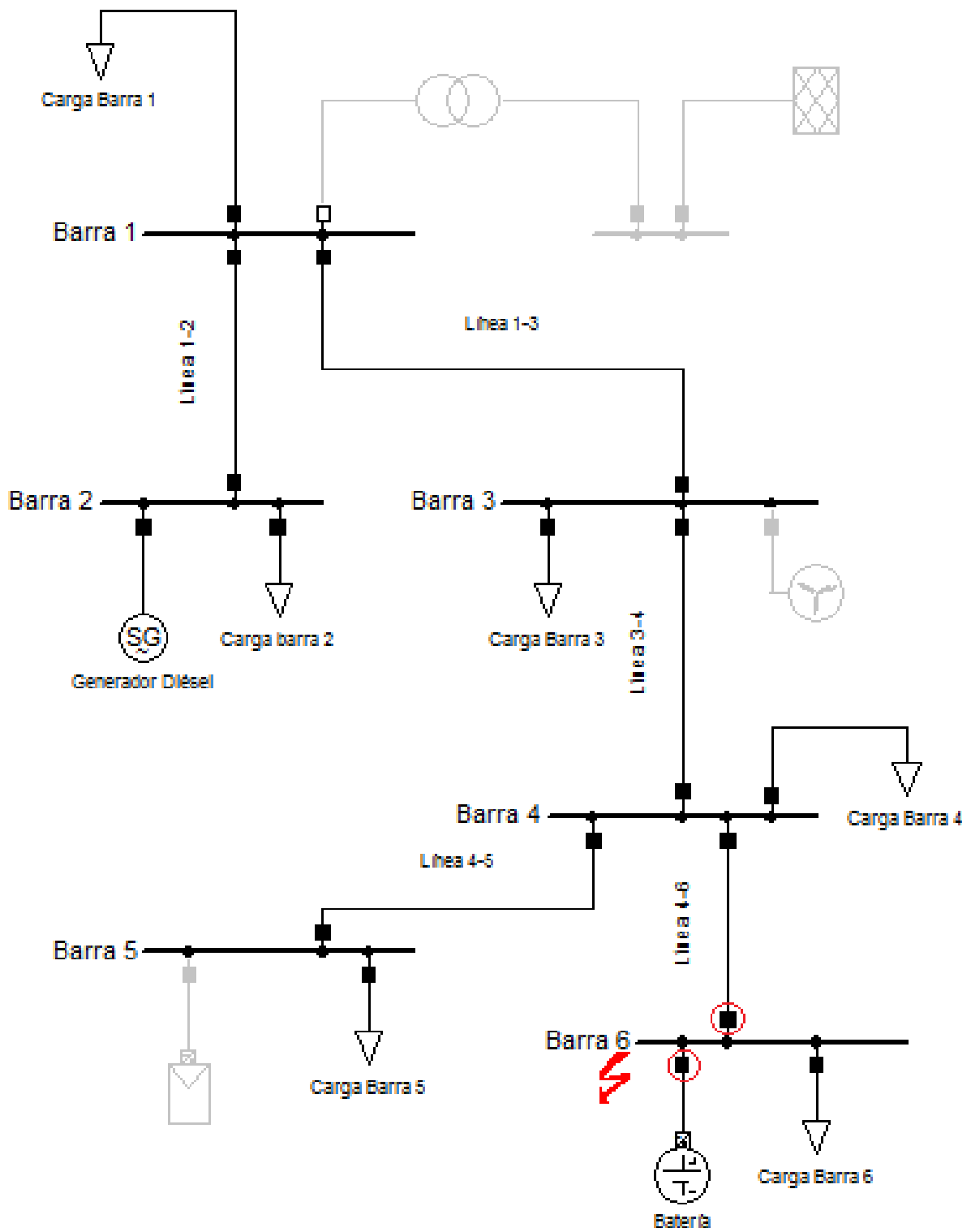


Figura 5.6: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 6, caso 9,

Con respecto a las protecciones de ajuste fijo, se puede observar en la Tabla 6.3 en anexos como sólo se activó el interruptor de la barra 6 para las fallas bifásica a tierra y en la monofásica a tierra. Esto se debió, como se observa en la Figura 6.6, a la corriente que inyectó el generador Diésel (y que fue la corriente que observó el dispositivo de la barra 6). Esta corriente decayó rápidamente y quedó por debajo de 40 [A] cuando no se abrió el interruptor de la barra 6 (fallas trifásica y bifásica levantada de tierra) y se mantuvo sobre 40 [A] hasta ser detectada por la protección de la barra 6 para las fallas bifásica a tierra y monofásica.

Por otro lado en la Figura 6.6 y en la Tabla 6.4 se aprecian las corrientes inyectadas por los generadores y sus interruptores respectivamente. Se observa que en el caso de la batería su interruptor se activó en todos los casos en que hubo falla en la barra 6. Para el generador Diésel esto ocurrió en las fallas que no fueron detectadas por la protección en la barra 6, por lo que se presentó un problema de selectividad. Esto se explica ya que en las fallas que no se detectaron en la Micro-Red las corrientes de falla de parte del generador Diésel son menores a 40 [A] (falla trifásica y bifásica levantada de tierra) y esta magnitud solo es suficiente para ser detectada por la protección de dicho generador.

5.1.2 Caso 12

Con respecto al caso 12 se pudieron observar problemas de selectividad y sensibilidad con respecto a las protecciones de ajuste fijo. En primer lugar se puede observar en la Figura 5.7 cuales son las protecciones que debieron activarse en caso de una falla en la barra 1. Por un lado se puede decir que la corriente de falla que inyectó el generador Diésel fue lo único que pudo activar la protección de la barra 2, mientras que los demás generadores fueron los que inyectaron corriente para activar la protección de la barra 3. Por otro lado, en las Tablas 6.5 y 6.6 en anexos se puede observar cómo se cumplieron la selectividad, la sensibilidad y la rapidez con las protecciones adaptativas.

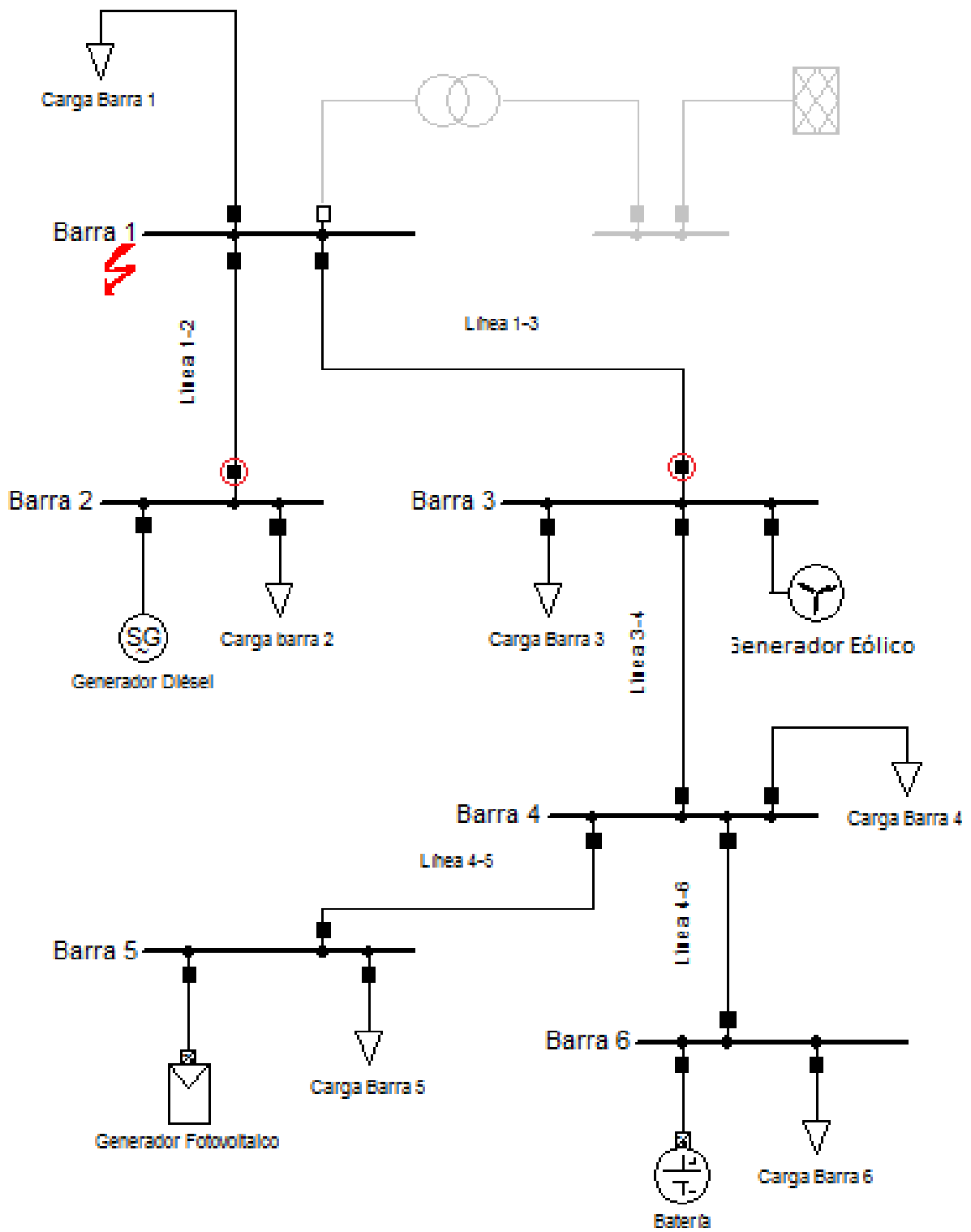


Figura 5.7: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 1, caso 12,

En las Tablas 6.7 y 6.8 se presentan los interruptores que operaron en caso de una falla en la barra 1 para curvas de ajuste fijo. Se puede observar que el interruptor de la barra 2 solo se activó en la falla monofásica y el de la barra 3 nunca se activó. Además en la Figura 6.7 se presentan las corrientes inyectadas por cada generador cuando habían protecciones de ajuste fijo presentes. En la Figura 6.8 se presentan las corrientes que circularon en las líneas 1-2 y 1-3¹. En ambas figuras se observa que en general la suma de las corrientes de falla entregadas por la batería, el generador eólico y el panel fotovoltaico no superó el umbral de 72 [A] para el cual fue configurada la protección de la barra 3 en modo tradicional. Esto explica por qué para las fallas en la barra 1 esta protección no se abrió. La corriente de falla entregada por el generador Diésel sólo se mantuvo por sobre los 96 [A] en la falla monofásica, mientras que para las otras fallas esta decayó rápidamente. De esta forma no ocurrió la apertura del interruptor en la barra 2 en tres de las cuatro fallas. Se debe mencionar que en la Figura 4.2 se indican los umbrales de activación de las protecciones de ajuste fijo.

En la Tabla 6.8 se puede apreciar cual fue la activación de las protecciones correspondientes a la generación distribuida cuando ocurre una falla en la barra 1. Se observa que el generador Diésel fue desconectado en cada caso menos en aquel donde la protección de la barra 2 se activó (falla monofásica). La batería no se desactivó nunca y las protecciones del generador eólico y el fotovoltaico se activaron en las cuatro fallas. Con respecto a la protección del generador Diésel se puede decir que hubo un problema de selectividad cuando dicha protección se activó antes que la de la barra 2. En la batería hay un problema de sensibilidad y rapidez ya que nunca se desconectó y en los generadores eólico y fotovoltaico se aprecian problemas de seguridad, ya que no debieron abrirse mientras la batería continuaba conectada. Los interruptores del generador eólico y el fotovoltaico se abrieron para las fallas en la barra 1 debido a la curva LVRT, ya que el tiempo de apertura en general es de 166 milisegundos. Esto no ocurre en el caso de las protecciones adaptativas como se ve en la Tabla 6.8, por lo que se puede decir que al no activarse la protección en la barra 3 la tensión en dicha barra se mantiene baja al igual que en la barra 5.

Con respecto a las fallas en las barras 2, 3 y 4, en las Figuras 5.8, 5.9 y 5.10 se muestran los interruptores que debieron abrirse. En las Tablas 6.5 y 6.6 en anexos se observa que los interruptores correspondientes se abrieron cuando debieron hacerlo para el esquema adaptativo. En las Tablas 6.7 y 6.8 no se activó ninguna protección de ajuste fijo en la Micro-Red y si se activaron las protecciones de la generación distribuida cuando no debían hacerlo.

¹Esta corriente es la sumatoria de la corriente generada por la batería, el generador eólico y el panel fotovoltaico.

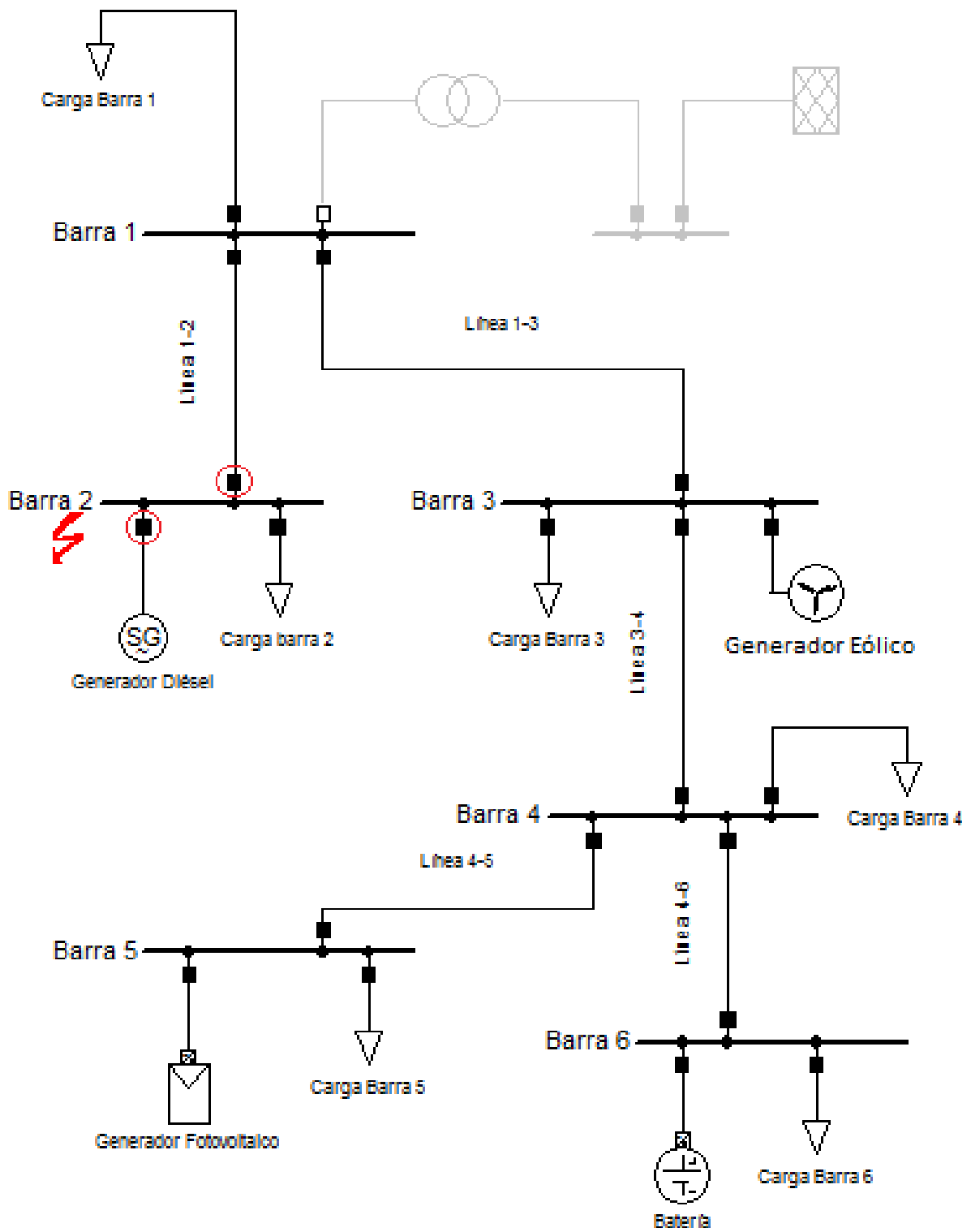


Figura 5.8: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 2, caso 12,

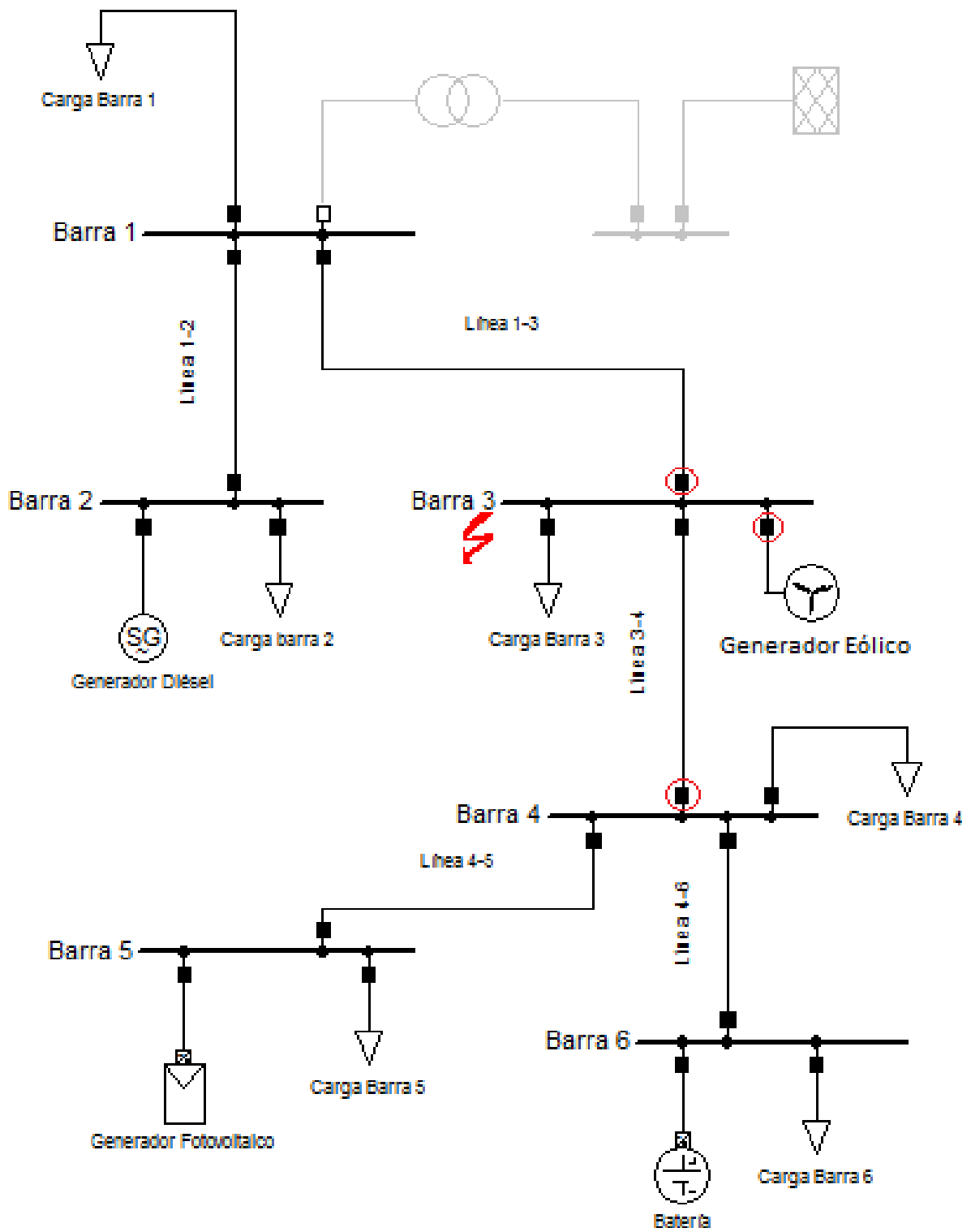


Figura 5.9: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 3, caso 12,

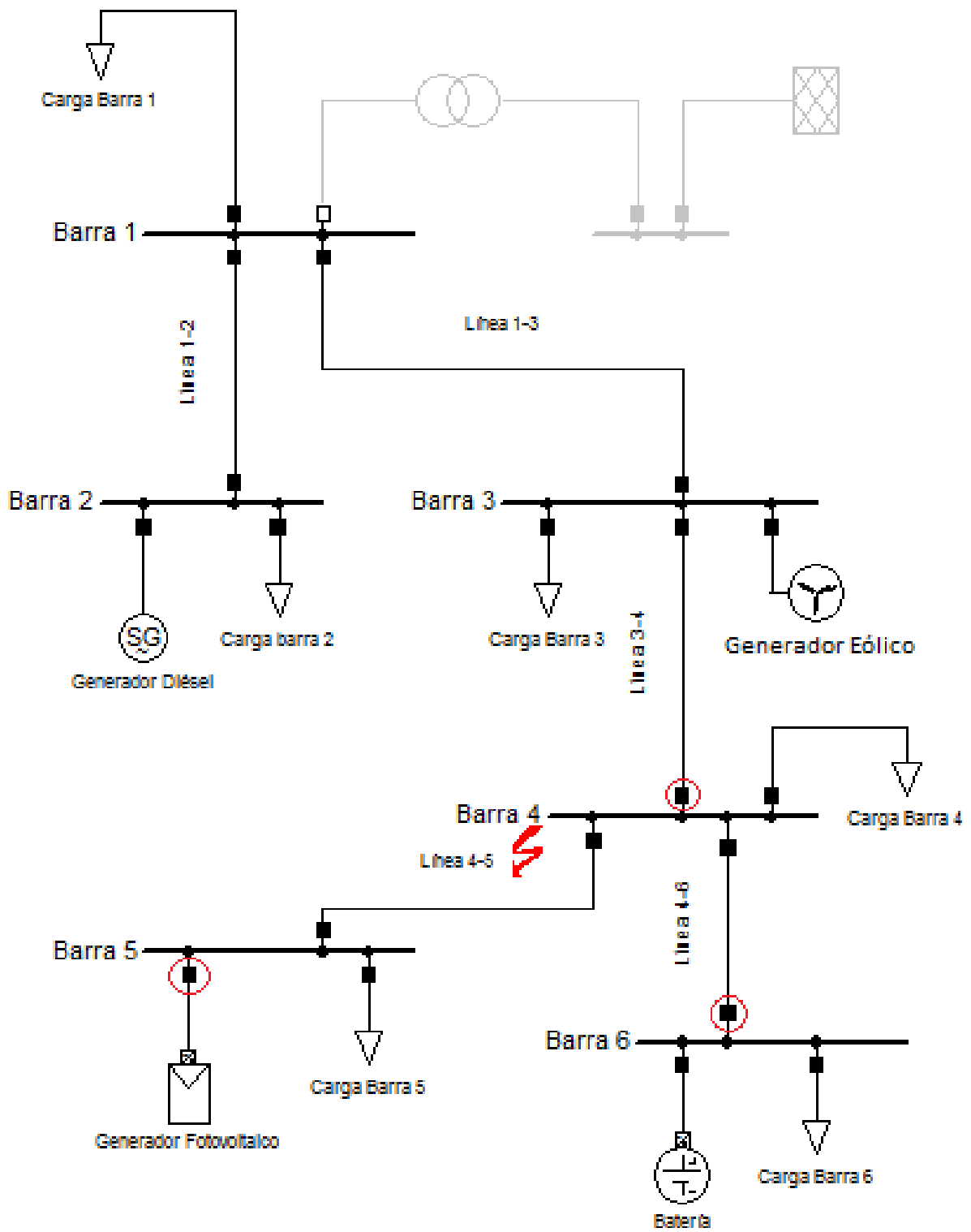


Figura 5.10: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 4, caso 12,

Por otro lado en las Figuras 6.9, 6.10 y 6.11 se aprecian las corrientes que circularon por la línea 1-2 ante fallas en la barra 2, las líneas 1-3 y 3-4 ante fallas en la barra 3 y las líneas 3-4 y 4-6 ante fallas en la barra 4 respectivamente. Se pudo observar que la corriente de las fallas realizadas en la barra 2 resultaron ser corrientes menores a 30 [A]. Esto explica que no se haya abierto ningún interruptor tradicional para las fallas aplicadas en la barra 2, ya que la magnitud de la corriente fue menor a los umbrales de apertura instantáneos de las protecciones de ajuste fijo. Para las fallas en la barra 3, se aprecia que la corriente que circuló desde la barra 1 hacia la 3 (la corriente que inyectó el generador Diésel) decayó rápidamente y en ningún caso se mantuvo por sobre los 72 [A] para los cuales se encontraba configurada la protección de ajuste fijo en la barra 3. Por otro lado, la corriente que circuló entre las barras 3 y 4 fue menor que el umbral configurado en la curva tradicional de la barra 4 (menor a 60 [A]). Luego para las fallas en la barra 4 se observó que las corrientes que iban desde la barra 3 a la 4 (la suma de las corrientes impuesta por el generador Diésel y el generador eólico) decayó rápidamente y llegó a ser menor que los 60 [A] de umbral que fue impuesta en la protección de ajuste fijo en la barra 4. Por otro lado, la corriente que circuló entre las barras 4 y 6 permaneció por debajo de los 40 [A] de umbral magnéticos implementados en la curva tradicional de la protección en la barra 6,

En la Tabla 6.4 se presentan las aperturas de los interruptores del generador Diésel, la batería, el generador fotovoltaico y el generador eólico. Como se puede apreciar en todos los casos el Diésel fue desconectado y la batería fue desconectada cuando las fallas fueron en las barras 3 y 4 (ya que la impedancia de línea hasta la barra 2 era lo suficientemente grande como para limitar la corriente de la batería). De esta forma en esta situación se presentaron problemas de selectividad. Con respecto al generador eólico y fotovoltaico, estos siempre fueron desconectados y considerando sus tiempos de apertura se puede deducir que se debe a la curva LVRT.

Con respecto a las fallas en las barras 5 y 6 se puede apreciar que, para el caso adaptativo y el de protecciones de ajuste fijo, en las Tablas 6.5, 6.6, 6.7 y 6.8 se cumplió selectividad y sensibilidad. Esto se puede concluir ya que para las fallas en las barras 5 y 6 se deberían abrir los interruptores indicados en las Figuras 5.11 y Figuras 5.12, los cuales si se abrieron en ambas estrategias de coordinación.

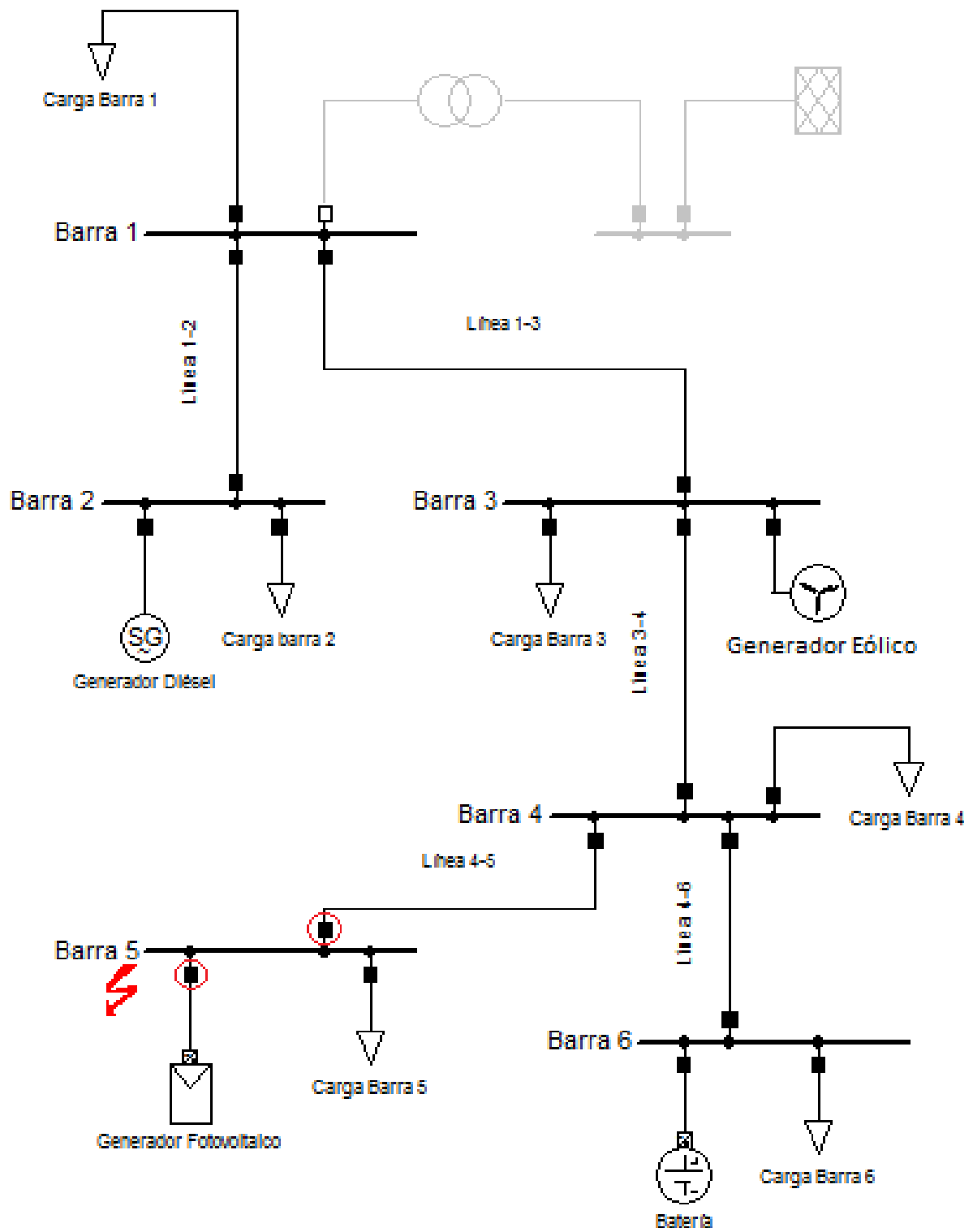


Figura 5.11: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 5, caso 12,

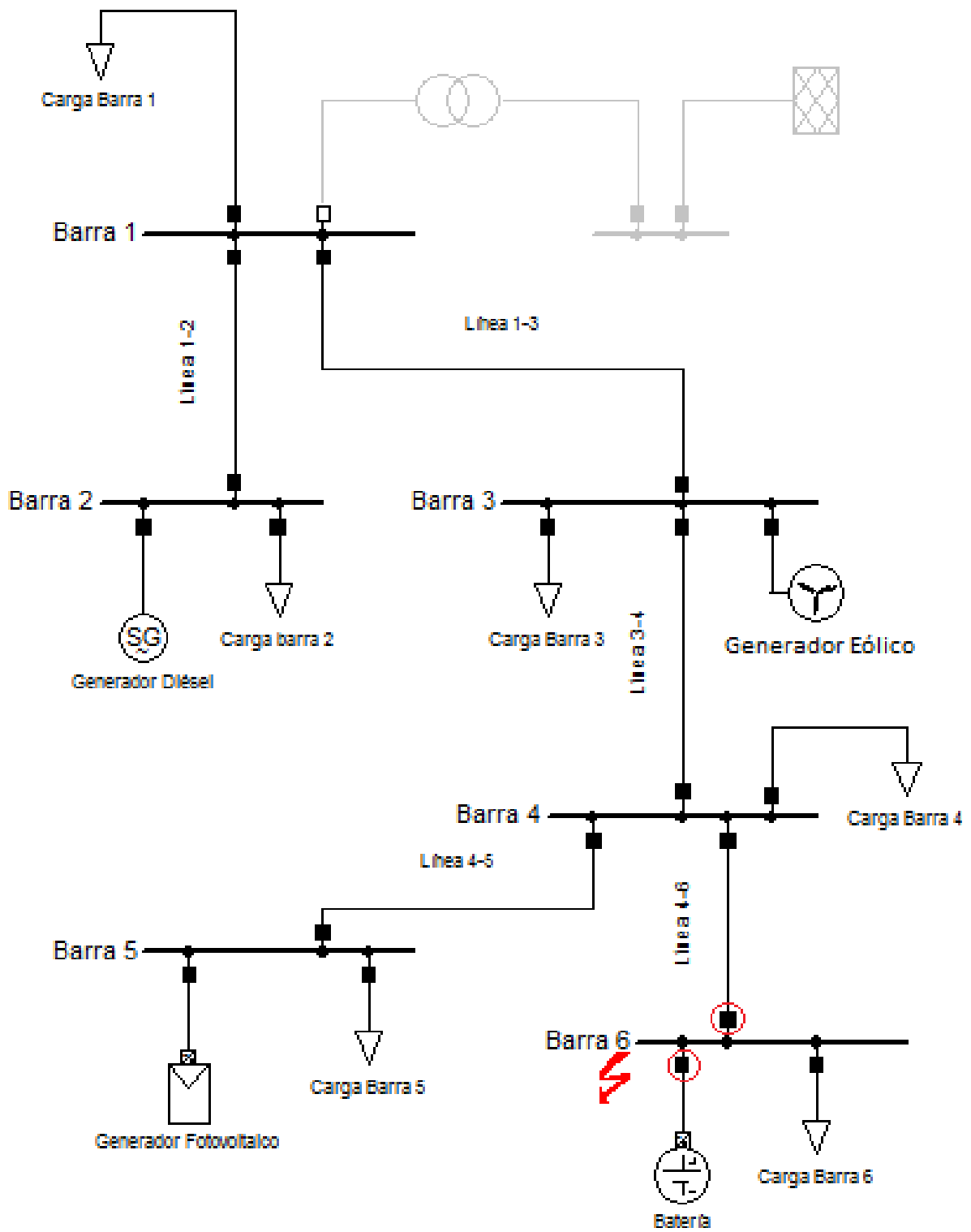


Figura 5.12: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 6, caso 12,

Con respecto a los generadores, en las Tablas 6.6 y 6.8 se observa que el panel fotovoltaico fue desconectado en las fallas en la barra 5, mientras que la batería fue desconectada cuando hubo fallas en la barra 6. En las Figuras 6.13 y 6.12 se presentan las corrientes que habían en la línea 4-5 y las corrientes inyectadas por la generación distribuida ante las fallas en la barra 5 respectivamente. Por otro lado las Figuras 6.15 y 6.14 se presentan las corrientes que habían en la línea 4-6 y las corrientes inyectadas por la generación distribuida ante las fallas en la barra 6 respectivamente. Se puede apreciar que para las fallas en la barra 5, las sumas de las corrientes que inyectaron el generador Diésel, el generador eólico y la batería (corriente que circula entre las barras 5 y 6) superó los 60[A], lo cual es mayor a los aproximadamente 40 [A] que estaban configurados como umbral instantáneo en la protección de ajuste fijo en la barra 5. Por otro lado, para las fallas en la barra 6 se observa que la suma de las corrientes de falla del generador Diésel, el generador eólico y el generador fotovoltaico es apenas superior a los aproximadamente 40 [A] de umbral instantáneos configurados en la protección de ajuste fijo en la barra 6. Esto fue una coincidencia circunstancial, ya que en el caso 9 este interruptor no se activó para las fallas trifásicas y bifásicas levantadas de tierra en caso de falla en la barra 6 y en el caso 12 tanto el generador eólico como el fotovoltaico aportaron un poco más de corriente de falla para activar la protección de ajuste fijo.

Se debe mencionar que, tanto en el caso 9 como en el 12, cuando ocurren fallas en la barra 5 se considera que tanto el generador Diésel como la batería están en paralelo (ya que en general la corriente resultante en la línea 4-5 es la suma de la contribución de estos dos generadores), por lo que debe ser considerada la menor corriente de falla que puede provenir de alguno de estos dos generadores de forma separada. Luego los 40 [A] de umbral magnético en la protección de ajuste fijo en la barra 5 no deberían ser capaces de detectar las corrientes de falla en caso de que uno de estos dos generadores (Diésel o batería) estuvieran apagados, a diferencia de la curva ajustable de la estrategia adaptativa que por lo menos detecta 21,6 [A] de corriente de falla.

5.1.3 Caso 13

Con respecto al caso 13, este represento un caso particular en donde la operación de la Micro-Red con toda la generación distribuida apagada es exactamente lo mismo que operar como una red de distribución pasiva. Por otro lado la coordinación de las protecciones con enfoque tradicional fueron hechas con respecto a las corrientes de falla que inyectaba la red externa. Además las protecciones adaptativas en modo conectado a la red poseen coordinaciones con respecto a la dirección de la corriente de falla del caso 13. En particular, había una coordinación adaptativa la cual fue creada considerando la dirección de la corriente que circula desde la red externa hacia las barras 2, 5 y 6, y por otro lado en el caso de protecciones de ajuste fijo existe una coordinación la cual sólo consideró la dirección y la corriente de falla suministrada por la red externa. Luego es esperable que para ambos casos se hayan obtenido exactamente los mismos resultados.

Finalmente en las Figuras 5.13, 5.14, 5.15, 5.16, 5.17, 5.18 se presentan los interruptores que

deberían ser abiertos en caso de fallas en las barras 1, 2, 3, 4, 5 y 6 respectivamente y como se puede observar en las Tablas 6.9 y 6.10 en anexos, para las fallas en cada barra se cumplieron selectividad y sensibilidad en todos los casos.

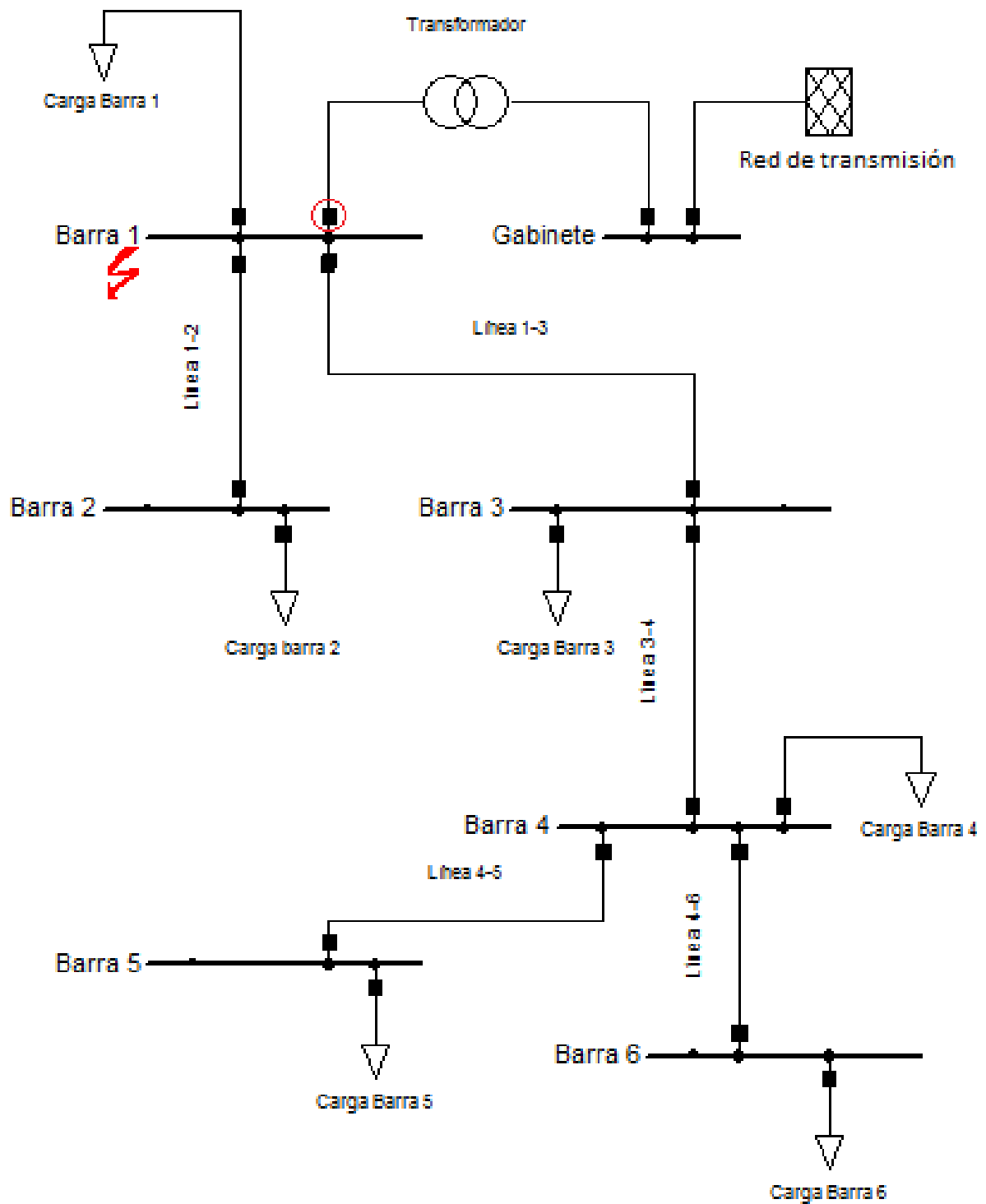


Figura 5.13: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 1, caso 13,

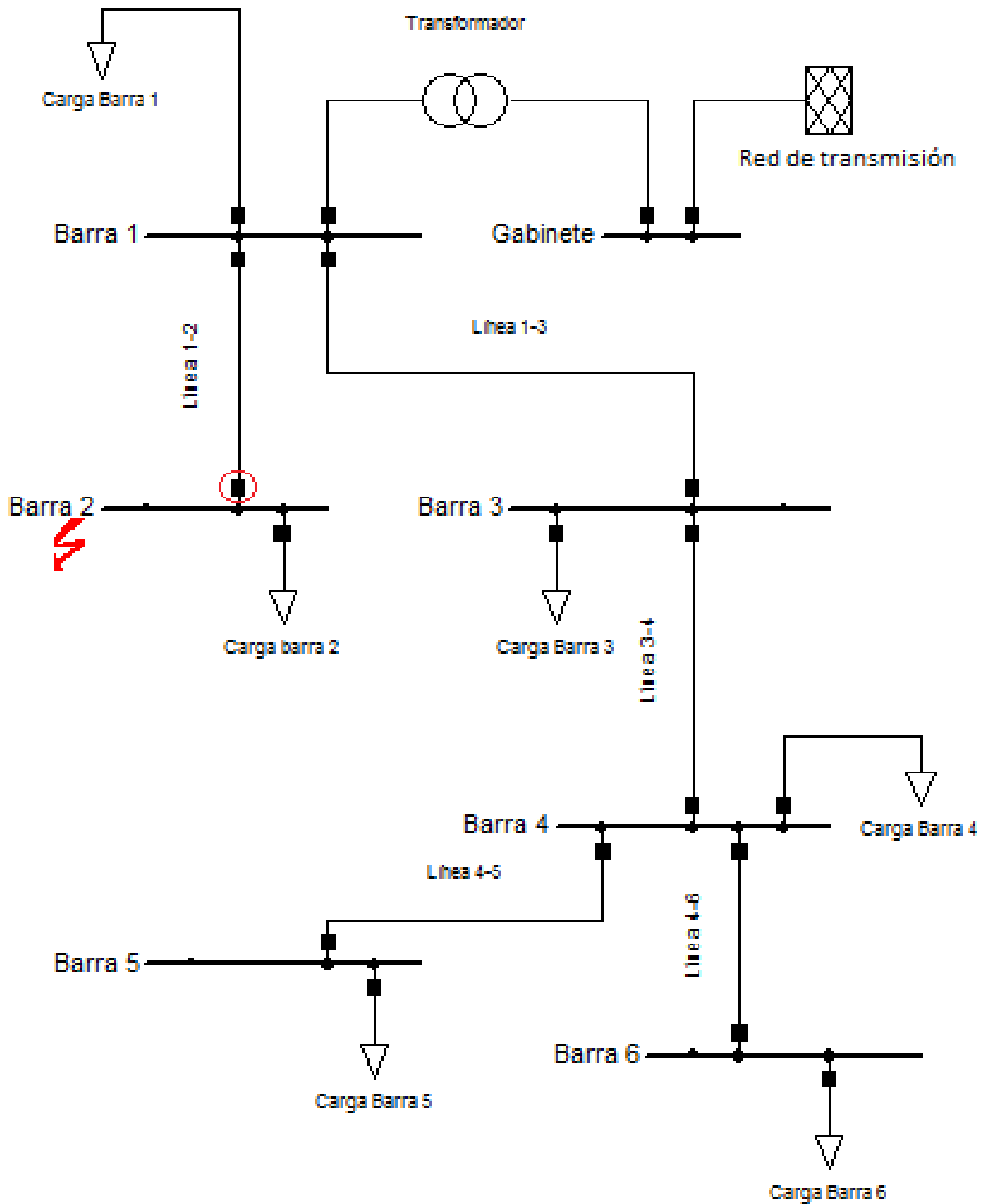


Figura 5.14: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 2, caso 13,

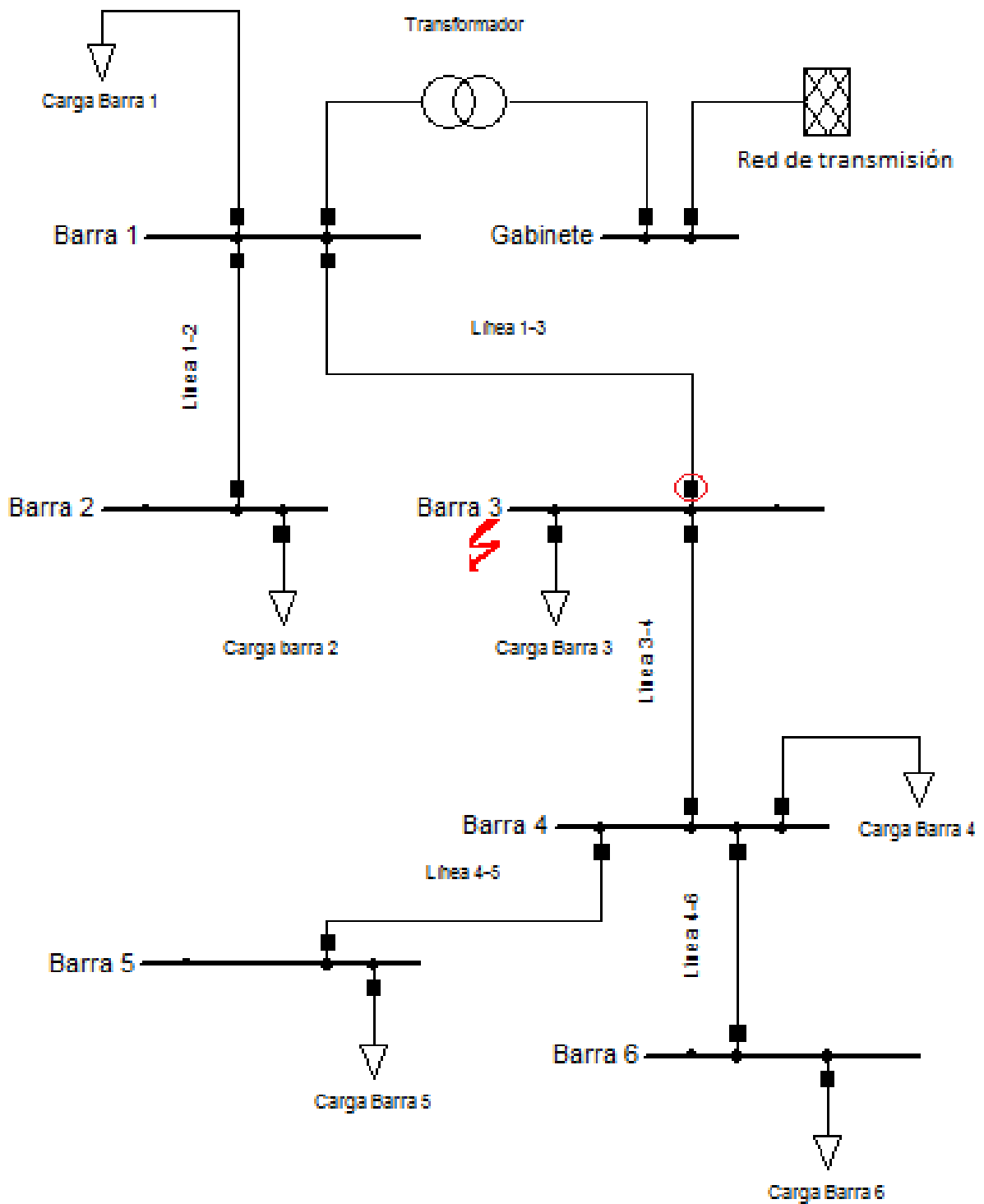


Figura 5.15: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 3, caso 13,

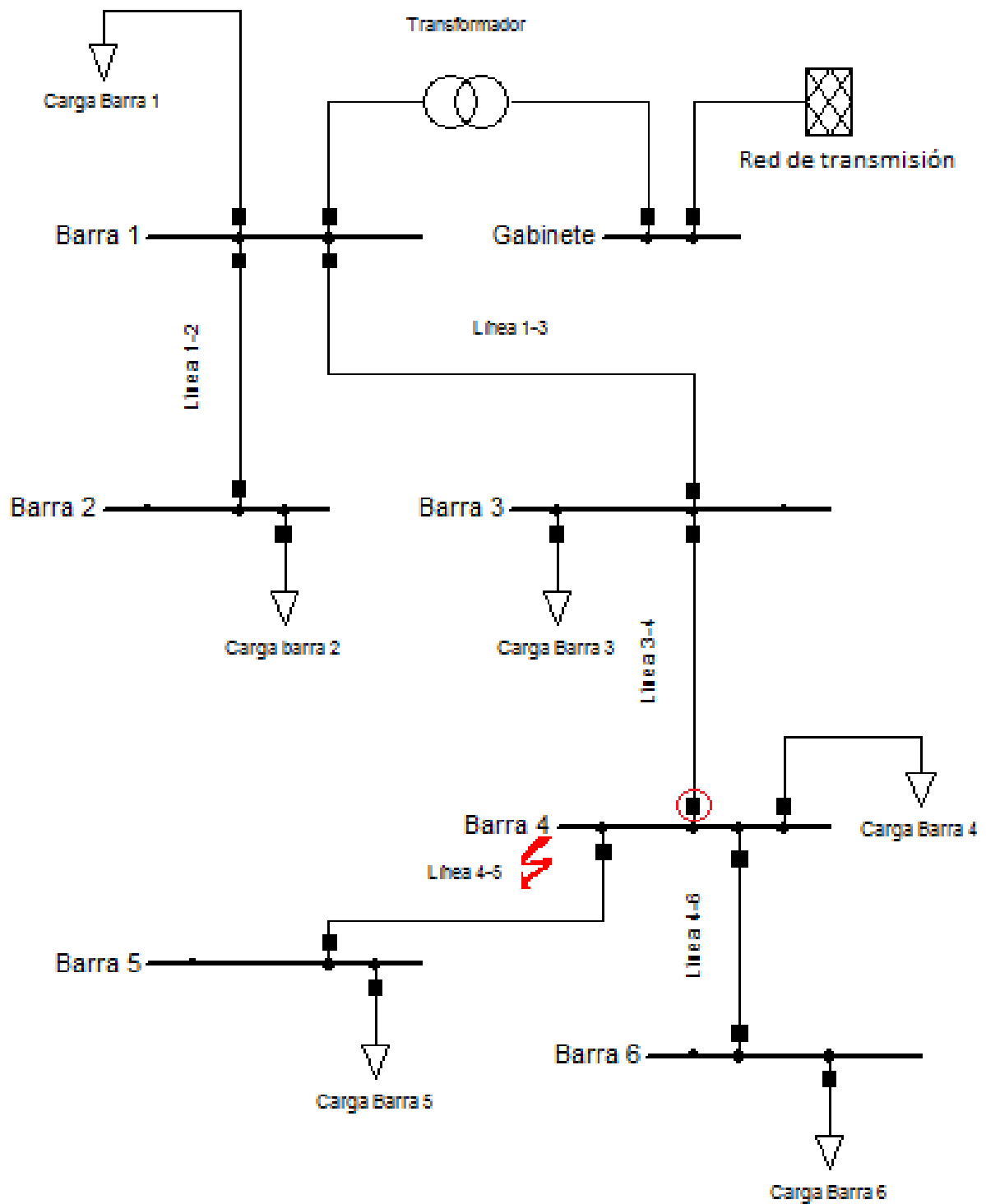


Figura 5.16: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 4, caso 13,

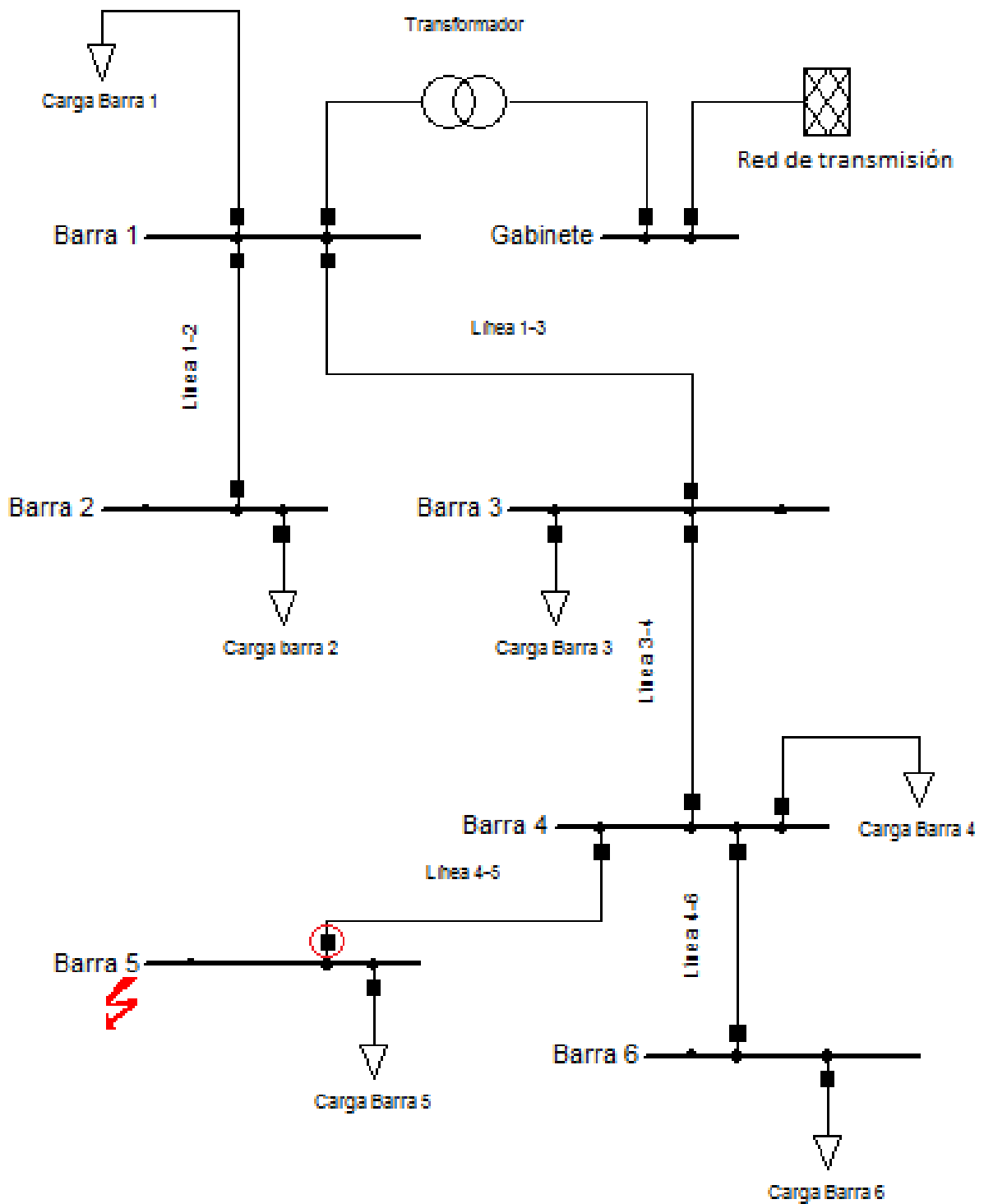


Figura 5.17: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 5, caso 13,

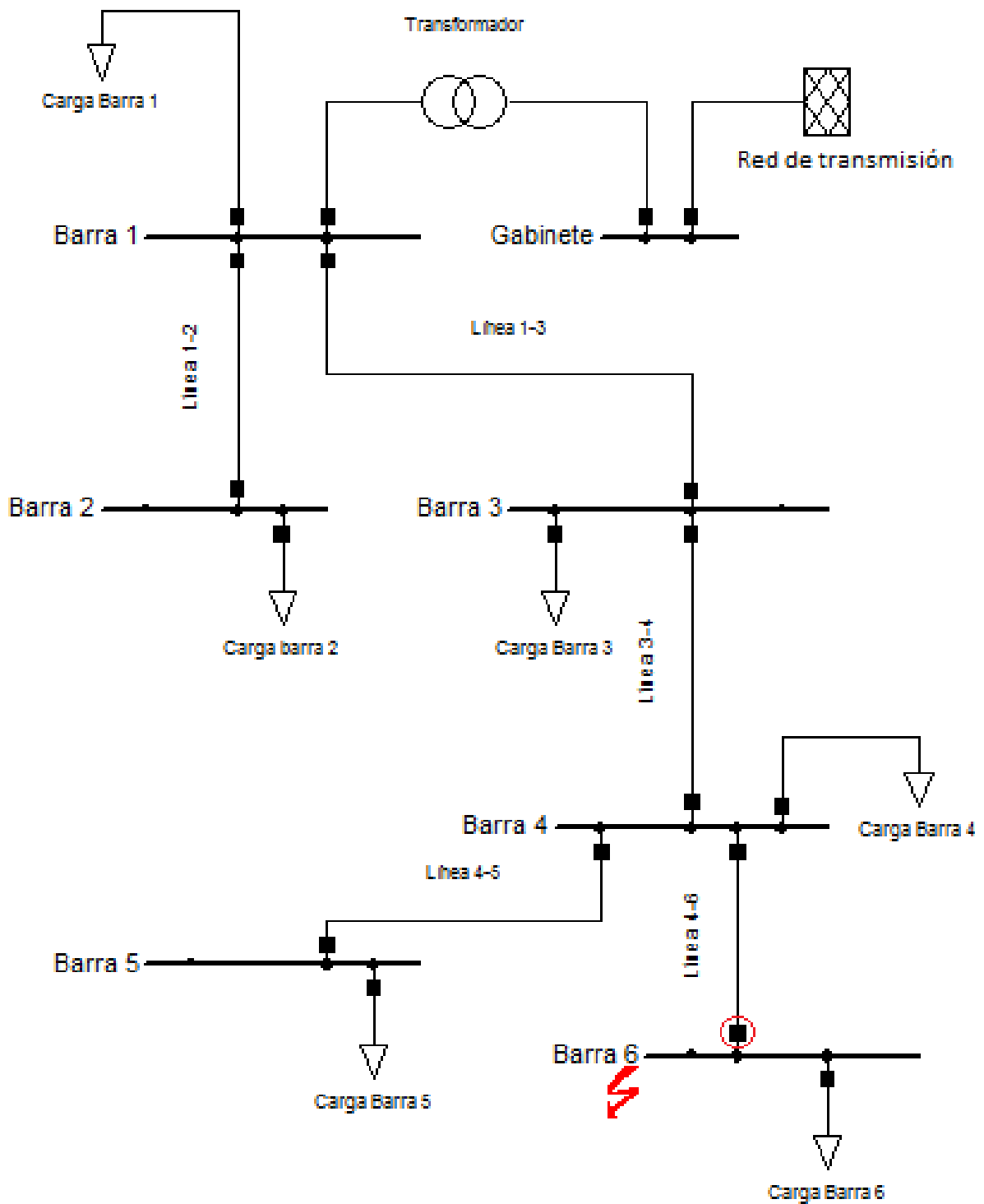


Figura 5.18: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 6, caso 13,

5.1.4 Caso 28

Para analizar el caso 28 se debió considerar que la coordinación adaptativa incluyó tres posibles direcciones de la corriente de falla. Estas fueron:

- La que comenzaba en la red externa y terminaba en las barras 2, 5 y 6.
- La que comenzaba en el generador Diésel y terminaba en la barra 2.
- La que comenzaba en la batería y terminaba en la barra 3.

Por otro lado las protecciones de ajuste fijo sólo fueron ajustadas para soportar las corrientes de falla proveniente de la red externa. Luego ocurrieron problemas de coordinación en el esquema tradicional con respecto a las corrientes proveniente desde el generador Diésel y la batería hacia las fallas.

Cuando se presentan fallas en la barra 1 los interruptores que se deberían abrir se indican en las Figura 5.19. En las Tablas 6.11 y 6.12 en anexos se observa que para protecciones adaptativas se abrieron estos interruptores. Sin embargo, para protecciones de ajuste fijo se obtuvo en las Tablas 6.13 y 6.14 en anexos que sólo se cumplió la apertura del dispositivo de la barra 1. Esto se debió a que la curva de ajuste fijo (la cual es la misma curva fija en la estrategia tradicional y en la adaptativa) de dicho dispositivo estaba configurada para proteger con respecto a la red externa.

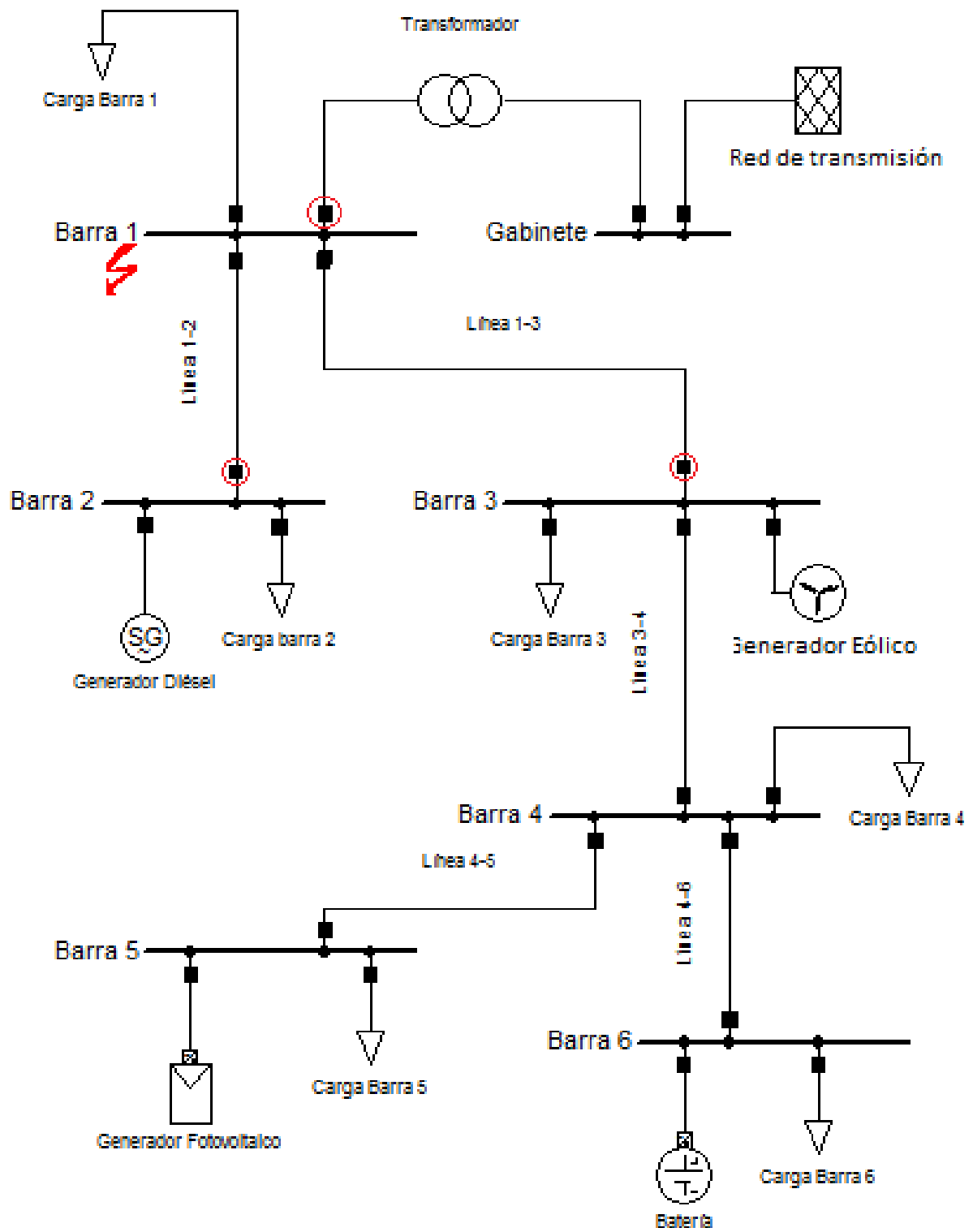


Figura 5.19: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 1, caso 28.

En la Figura 6.16 se puede apreciar la corriente que circuló en las líneas 1-2 y 1-3. Además en la Figura 4.2 se puede ver que la corriente necesaria para activar la parte magnética instantánea de las curvas de ajuste fijo es de 78 [A] y de 72 [A] para los dispositivos en las barras 2 y 3 respectivamente. Esto explica que en el caso tradicional el dispositivo de la barra 2 sólo se haya abierto para las fallas bifásica levantada de tierra y la monofásica, ya que fueron las únicas fallas en donde la corriente en la línea 1-2 superó los 78 [A]. Por otro lado la corriente que circuló entre las barras 1 y 3 fue menor a 40 [A] en todas las fallas. Es por esta razón que no se abrió el interruptor de la barra 3 en ningún caso. Por otro lado el interruptor del generador Diésel se activó cuando la protección en la barra 2 no lo hizo y el interruptor de la batería jamás se abrió, esto se debe a lo mismo que ocurrió en el caso 9 y 12 (la impedancia entre la batería y la barra 2 es lo suficientemente alta para limitar esta corriente de falla).

Sobre las fallas en la barra 2, se puede apreciar en la Figura 5.20 cuales son los interruptores que deberían abrirse. Luego observando las Tablas 6.11, 6.12, 6.13 y 6.14 en anexos, se puede ver que para las fallas en la barra 2 se abrió el interruptor 2 y el del generador Diésel para todas las fallas en la barra 2 con las protecciones adaptativas y las tradicionales. Esto puede explicarse considerando que la corriente que circuló entre las barras 1 y 2 correspondió a la suma de las corrientes de falla de la red externa, la batería, el generador eólico y el generador fotovoltaico y como la protección de ajuste fijo de la barra 2 solamente estaba dimensionada para la contribución de la red externa, se obtuvo como consecuencia que la protección de ajuste fijo de la barra 2 observaba corriente suficiente para abrirse. Por otro lado la protección del generador Diésel se encontraba configurada para abrirse ante cualquier falla franca en la barra 2, de esta forma se obtuvo que no se presentaron problemas de coordinación para fallas en la barra 2,

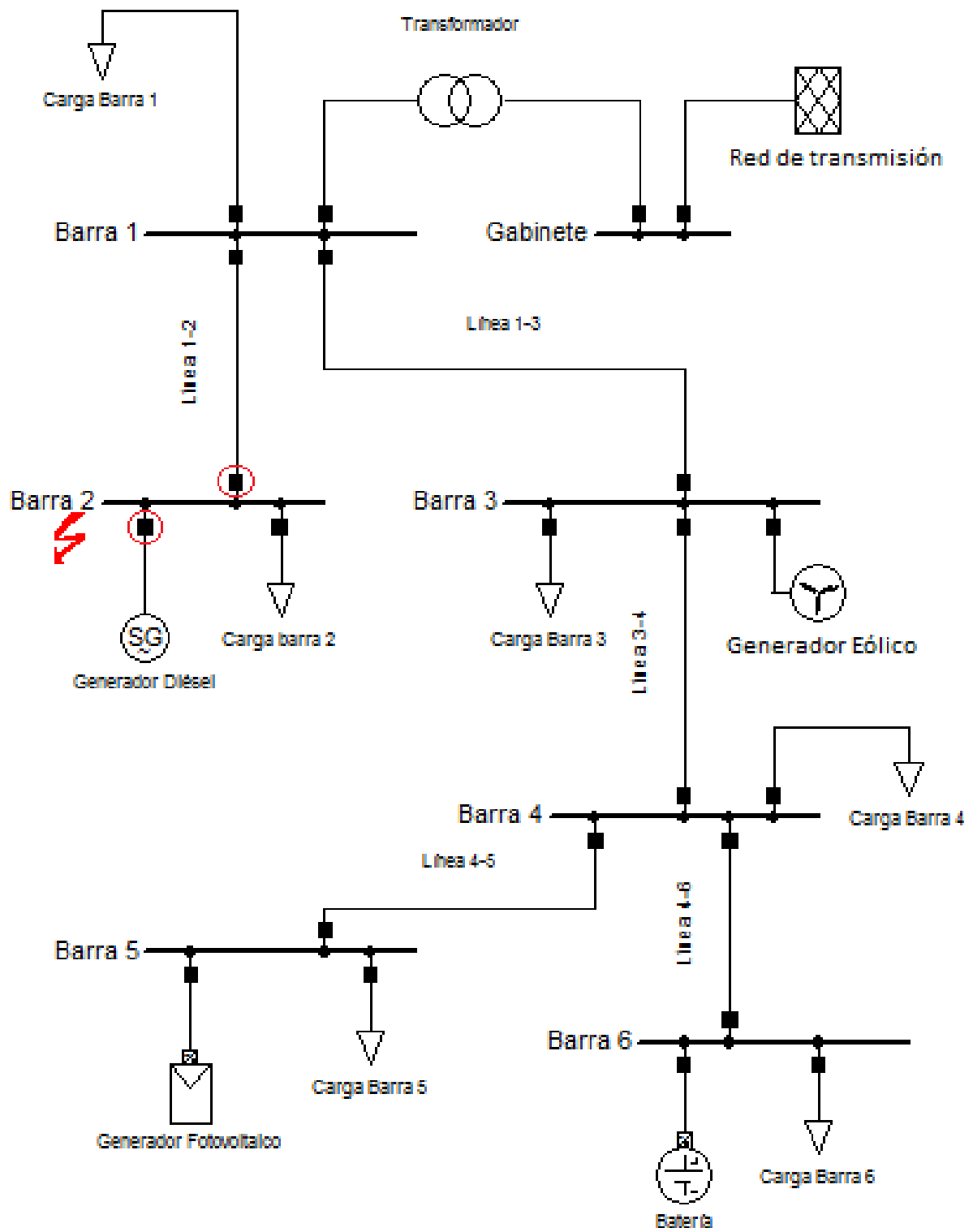


Figura 5.20: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 2, caso 28.

Con respecto a las fallas en la barra 3, se observa en la Figura 5.21 los interruptores que debieron abrirse. Se obtuvo que las protecciones de ajuste fijo detectaron la falla en la barra 3, con respecto a la corriente que se midió entre las barras 1 y 3. Esto se debió a que esta corriente por lo menos traía la contribución de la corriente de la red externa. Por otro lado se observó, en la Tabla 6.13 en anexos, que sólo se tuvieron problemas con el interruptor de la barra 4, el cual observaba la corriente que provenía desde la batería e iba hacia la barra 3.

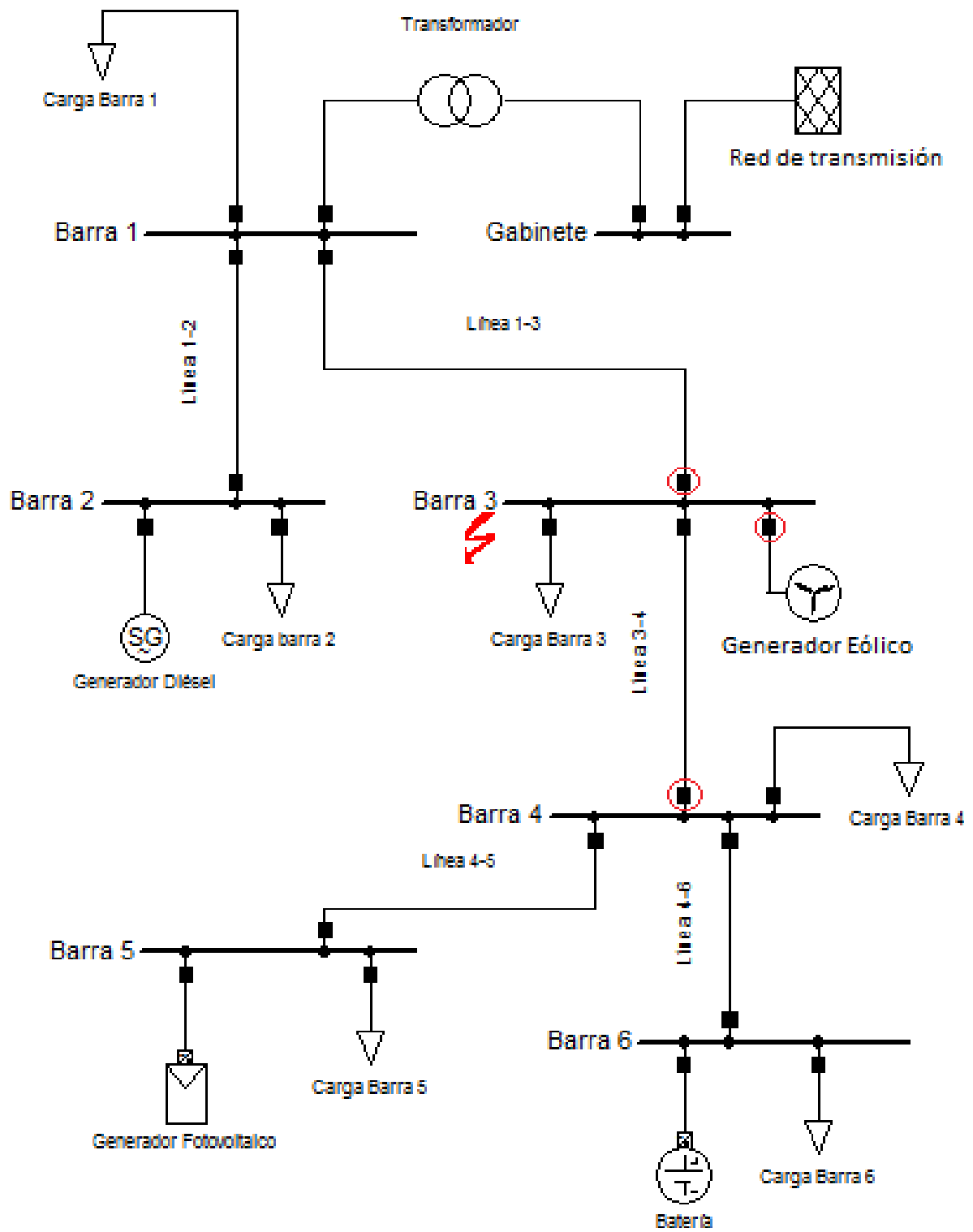


Figura 5.21: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 3, caso 28.

En la Figura 6.17 se observa la corriente que inyectó la batería y el generador fotovoltaico hacia la barra 3 (corriente en la línea 3-4). Se puede apreciar que fue una corriente menor a los 60 [A] que activarían la protección de ajuste fijo en la barra 4 ante las fallas en la barra 3. Por otro lado en la Tabla 6.14 se pueden apreciar los estados de los interruptores de los generadores. Se puede ver que la batería no fue desconectada debido a la lejanía de las fallas en la barra 4, mientras que el panel fotovoltaico fue desconectado para todas las fallas en la barra 3. Esto se debió a la protección LVRT (considerando el tiempo de apertura), la cual se activó al haber problemas de sensibilidad con respecto al interruptor de la barra 4. Por último, el generador eólico siempre se desconectaba ya que las fallas se estaban realizando en la barra en que se encontraba conectado. De esta forma se muestra, que en caso de haber fallas en la barra 3, se presentan problemas de sensibilidad, selectividad y seguridad en la porción de la Micro-Red en donde queda la batería cuando hay protecciones de ajuste fijo. Por otro lado las protecciones adaptativas pudieron coordinar correctamente en esta situación.

Cuando ocurren fallas en la barra 4 se espera que se abran los interruptores indicados en la Figura 5.22. En las Tablas 6.11 y 6.12 se puede apreciar que las protecciones adaptativas cumplieron con la coordinación para fallas en la barra 4. Sobre las protecciones de ajuste fijo en las Tablas 6.13 y 6.14 se observaron problemas de coordinación, principalmente de selectividad desde el punto de vista de la dirección que va desde la batería hacia la barra 4. Se puede ver que se activó la protección correspondiente a la batería en las cuatro fallas, ya que como se observa en la Figura 6.18 la batería inyectó una muy baja corriente de falla para que la protección de ajuste fijo en la barra 6 la detectara. Pero como eran corrientes que estaban por sobre los 30 [A], si podían ser detectadas por el dispositivo en la batería. Por otro lado la corriente de falla que provenía desde la red externa si se detectó de forma correcta en las cuatro fallas en la barra 4 (como se observa en la Tabla 6.13). Esto se debió a que las protecciones de ajuste fijo se encontraban configuradas solamente para detectar esta corriente de falla.

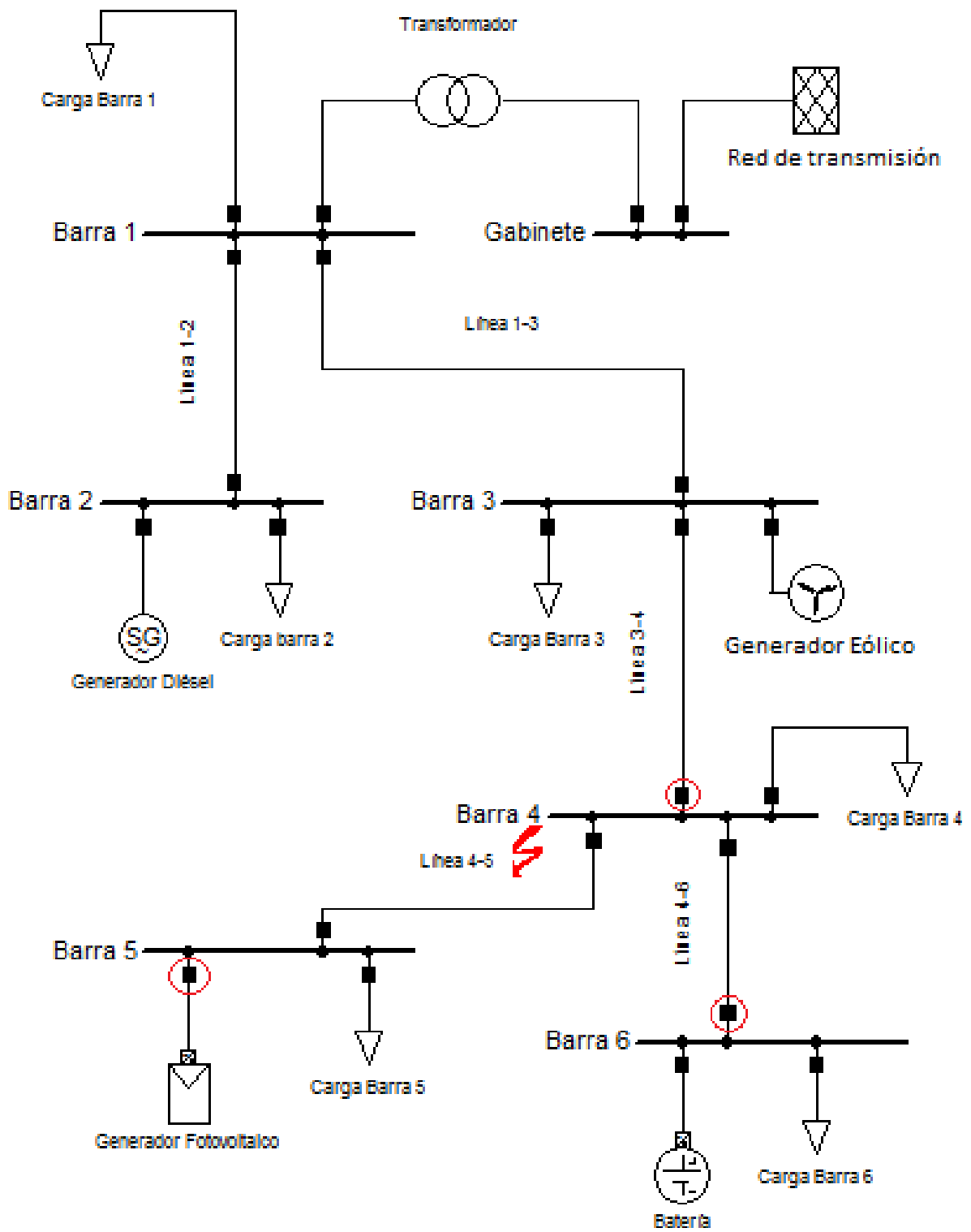


Figura 5.22: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 4, caso 28.

Cuando ocurren fallas en las barras 5 y 6, los interruptores que deben abrirse son los indicados en las Figuras 5.23 y 5.24 respectivamente. En las Tablas 6.11, 6.12, 6.13 y 6.14 en anexos se observa que tanto en el caso adaptativo como en el tradicional se cumplió la coordinación de protecciones. Esto se debe a que debieron actuar las protecciones en las barras 5 y 6 considerando que la fuente de la corriente de falla provenía desde la red externa. Luego como las protecciones de ajuste fijo fueron dimensionadas para proteger frente a fallas provenientes desde la red externa, se obtuvo que las protecciones de ajuste fijo no presentaron problemas frente a fallas en las barras 5 y 6. Por otro lado las protecciones de la batería y el panel fotovoltaico siempre actuaron para las fallas en las barras 6 y 5 respectivamente, principalmente porque están configuradas para proteger ante una falla en la barra a la cual se encuentran conectados estos generadores.

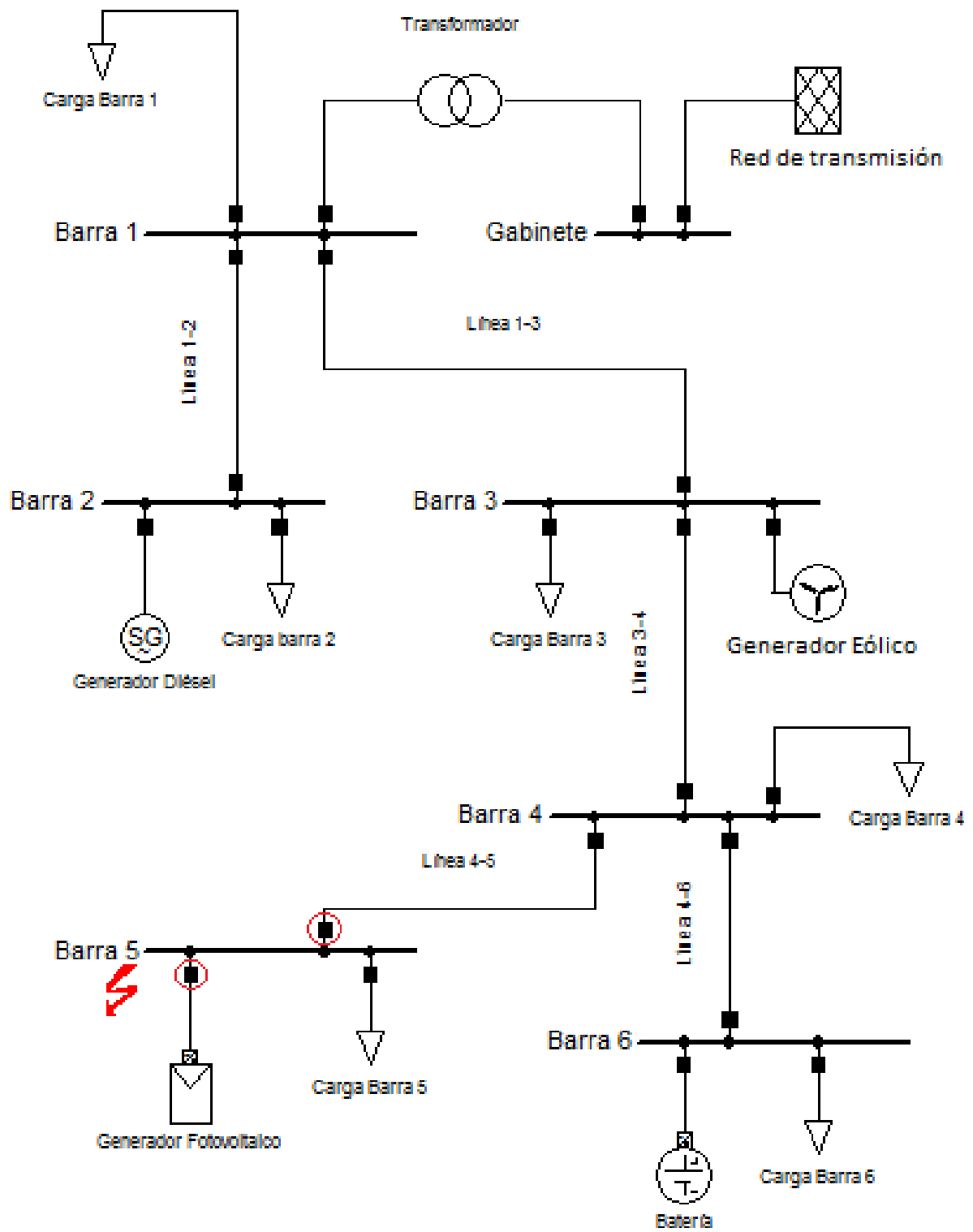


Figura 5.23: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 5, caso 28.

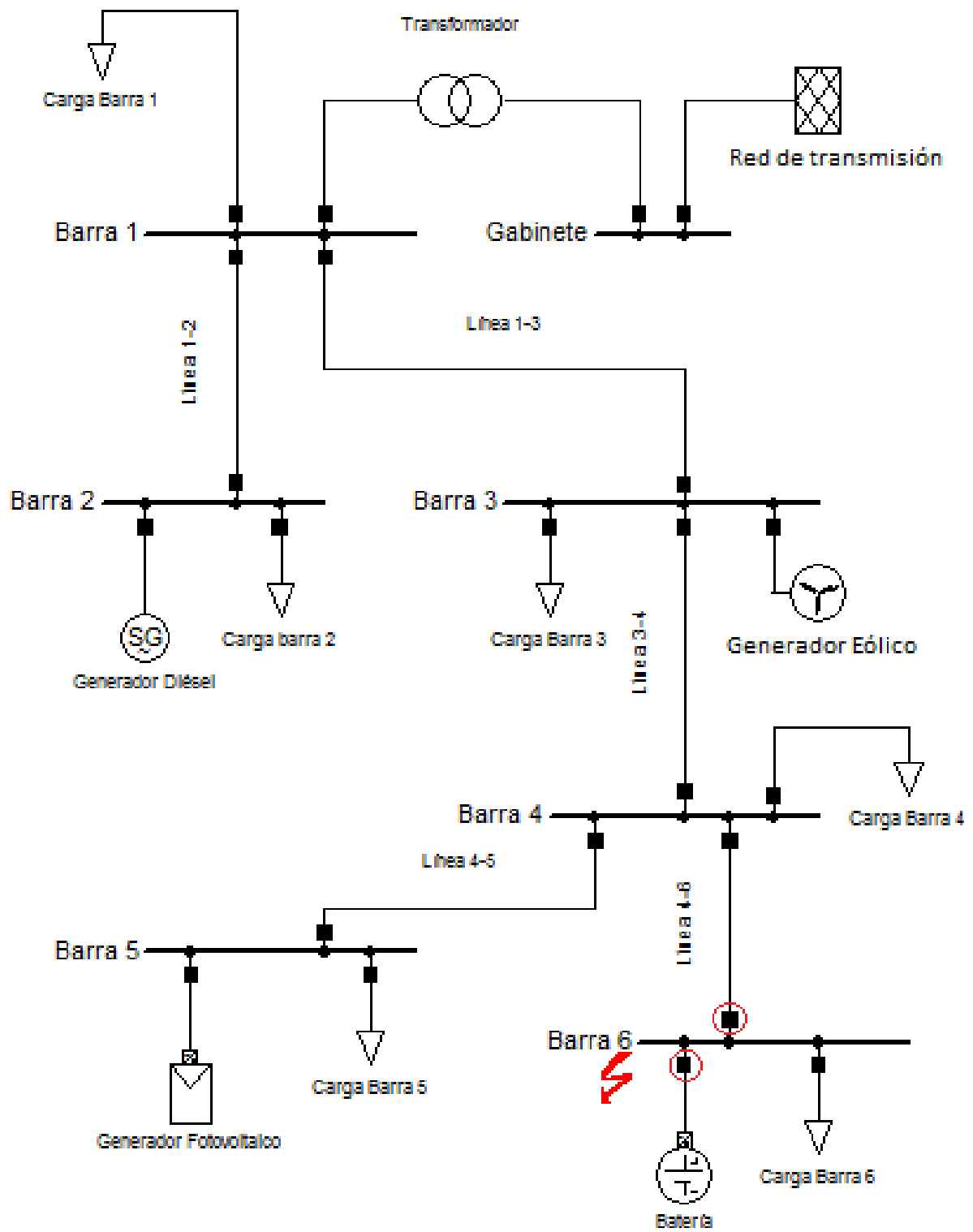


Figura 5.24: Interruptores que deben abrirse en caso de una falla en la barra 6, caso 28.

5.2 Fallas de alta impedancia

Se puede decir que para todos los casos el esquema consideró a las fallas de alta impedancia como aumentos de carga. Como se observa en las Tablas 6.16, 6.19 , 6.22 y 6.25 estas fallas no provocaron corrientes superiores a 15 [A] en un tiempo considerable para hacer actuar las protecciones (tanto adaptativas y tradicionales) por lo menos en la zona térmica. Esto se debió a que la impedancia utilizada fue de 22,23 [Ohm], la cual si se conecta a un sistema de 380 [V] fase-fase produciría una corriente de aproximadamente 10 [A]. Esta es una magnitud lo suficientemente baja como para ser considerada una carga normal en la Micro-Red (considerando que la corriente nominal de la red era de 15 [A]). Además el aumento de potencia generada en los generadores frente a estas fallas no superó la potencia nominal de las unidades en ningún caso.

Con respecto a las tensiones se pudo apreciar en las Tablas 6.15, 6.18 , 6.21 y 6.24 desbalances en las fases que no superaron el 10 %. Las mayores variaciones se observaron en las barras más lejanas de las unidades que controlaban tensión en la Micro-Red y que a la vez se encontraban cerca de las fallas de alta impedancia. Con respecto a la frecuencia se observó en todos los casos una respuesta natural de aumento carga. Esto se debió al control primario de frecuencia determinado por el “control droop” implementado en las unidades.

Con respecto a la curva CBEMA se observó en las Tablas 6.17, 6.20 , 6.23 y 6.26 que solamente fue violada en el caso 13. En dicho caso la red externa era la única fuente disponible y considerando que la red tenía naturaleza resistiva es normal tener problemas de regulación de tensión en las barras más lejanas a la barra 1.

Finalmente se puede apreciar que se cumplió la hipótesis inicial de que las protecciones de sobrecorriente no iban a ser capaces de detectar fallas de alta impedancia en una red con características resistivas. En general estas fallas se comportaron como un aumento de carga. En la literatura se propone detectar fallas de alta impedancia por medio de protecciones de distancia, sin embargo el principio de funcionamiento de este tipo de protección tiende a tener problemas en una red con características resistivas en las líneas [19].

Capítulo 6

Conclusiones

Como conclusión se puede decir que en una Micro-Red con presencia de generación distribuida, tanto en modo conectado a la red de transmisión o en modo isla, se pueden presentar problemas de coordinación con un esquema de protecciones tradicional ajustado solamente para detectar corrientes de fallas provenientes desde la red externa. Con respecto a las protecciones tradicionales, en modo isla las corrientes de falla resultaron ser tan bajas que los interruptores tradicionales no las pudieron detectar. Por otro lado en modo conectado a la red externa, cuando hay generación distribuida conectada, todas las corrientes de falla provenientes desde la red externa siempre fueron detectadas en la dirección que va desde la red externa hacia las barras finales de la Micro-Red. Sin embargo, esto provocó que la red fuera dividida en dos partes; la primera se mantuvo conectada a la red externa, mientras que la segunda se mantuvo con la falla y con la generación distribuida que ya estaba conectada en las barras de esa porción. En esta última porción donde aún se encontraba la falla no se detectaron las corrientes de falla que van desde los generadores hacia la falla, ya que la situación era similar a detectar bajas corrientes de fallas en una Micro-Red aislada.

Las protecciones adaptativas al ser de carácter direccional adquieren la capacidad de discriminar las posibles fuentes de corriente que contribuyen a la falla. De esta forma se coordinaron con respecto al camino que va desde una fuente hasta la última barra donde dicha fuente mantenía influencia. Con respecto a esto último se pudo proponer una posible estrategia para enfrentar el problema de coordinar un esquema de protecciones en una Micro-Red con presencia de generación distribuida. Esta consistió en definir hasta dónde pudo ser relevante la corriente de falla que cada fuente aportaba y coordinar con respecto a dicho tramo establecido. Por otro lado cuando en una barra convergían corrientes de falla de dos o más fuentes (si la red externa producía corriente de falla en dicha barra), era la red externa la que mantenía influencia en dicha barra y en el tramo que continuaba. En la otra fuente se habría encontrado el final de su tramo correspondiente para coordinar y sólo sumaría a la elevada corriente de falla que ya provenía desde la red externa (ya que es detectable por las protecciones coordinadas con respecto a la red externa). En caso de que la red externa no este convergiendo a la barra ó en modo isla, se consideró a la fuente que entrega la menor corriente de falla. De esta forma se puede

asegurar coordinación (en el peor caso) cuando la corriente de falla es de la menor magnitud posible. Esta estrategia permitió asegurar una única coordinación adaptativa para los casos de modo isla y una única coordinación para los casos de modo conectado a la red externa.

No fue necesario coordinar con respecto a cada generador presente. En ese sentido, lo mejor fue coordinar con respecto a aquellos generadores capaces de regular tensión y frecuencia en las barras a las cuales estaban conectados, es decir, aquellas unidades operando en modo V/F. Aquellas unidades operando en modo P/Q no necesitaron coordinaciones direccionales asociadas a ellas, ya que no es conveniente aislar un generador que no puede imponer tensión y frecuencia nominal. Además de esta forma se puede realizar una menor cantidad de coordinaciones. Es recomendable implementar una protección en las unidades operando en modo P/Q de modo que si se detecta que la barra a la cual están conectadas estas unidades no mantiene una tensión y frecuencia nominales, la unidad se desconecta automáticamente.

Sobre las protecciones adaptativas se puede concluir que no es necesario que todos los dispositivos sean direccionales. En particular aquellas barras extremas que no presentan algún tipo de generación V/F no necesitan una protección direccional. Esto se pudo observar en el caso de la barra 5 en este trabajo.

Con respecto al generador Diésel se debe mencionar que la corriente de falla entregó en este estudio dependía de la tensión con que se alimentaba su campo de excitación. Esa alimentación provenía desde la misma barra en la cual estaba conectado el generador (barra 2). De esta forma se observó como resultado que ante fallas trifásicas en las barras 1 y 2, las corrientes de falla decayeron rápidamente. Esto muestra que para generadores síncronos que alimentan su excitación en la misma barra a la que se conectan se necesita una estrategia adicional que pueda asegurar el no tener problemas ante fallas cercanas. Un ejemplo es considerar las caídas de tensión en coordinación con la protección de sobre corriente en el mismo generador.

Sobre el objetivo general se puede decir que se cumplió satisfactoriamente, ya que se logró desarrollar una metodología que logro implementar una esquema de protecciones adaptativo. Además se pudo comparar el desempeño del esquema adaptativo obtenido en contraste con el esquema tradicional obtenido de coordinar con respecto a la red externa, con lo cual se pudo concluir de forma positiva.

Se puede concluir que en total se necesita sólo una coordinación en modo isla y otra en modo conectado a la red. Sin embargo este trabajo se limitó a estudiar cambios de topología en la Micro-Red relacionados con la conexión y desconexión de unidades generadoras. En ese sentido se propone como trabajo futuro estudiar posibles cambios de topología en la red relacionados a la conexión o desconexión de líneas. De esta forma se puede producir dos o más Micro-Redes separadas en donde

una de las partes puede quedar o no conectada a la red externa mientras la otra parte queda operando en modo isla; además de sólo considerar aquellas divisiones que si son factibles¹. Por otro lado también se propone la conexión de un segundo generador Diésel en la barra 2 o una segunda batería en la barra 6 (ambos de distinta capacidad respectivamente) para investigar que sucede frente a dos generadores paralelos. Según los resultados preliminares incluidos en este trabajo, es recomendable sólo coordinar con respecto al generador que entrega la menor corriente de falla. Por otro lado se propone estudiar los posibles cambios en las cargas junto a la implementación de cargas críticas y no críticas y la desconexión de las últimas en caso de tener escases de suministro.

También se propone como trabajo futuro el realizar una experiencia docente de laboratorio. Esto se debe a que el estudio se realizó en una red existente en el Laboratorio de Energía y Accionamiento en el cuarto piso del DIE de la FCFM de la universidad de Chile.

Por otro lado también se propone como trabajo a futuro la mejora del modelo utilizado para simular la Micro-Red, en particular sobre los valores las impedancias de secuencia cero de la red del Laboratorio de Energía y Accionamiento. Como las líneas presentes en dicha red son impedancias concentradas y no cables de impedancia distribuida las formulas existentes para el cálculo de la impedancia de secuencia cero ya no son válidas y por ende se necesita una medición experimental de las mismas². Por otro lado los modelos de planta no consideran los detalles asociados a cada tipo de generador estático mientras que el generador Diésel posee un modelo completo, construido con los datos correspondientes al generador existente y el transformador posee todos sus parámetros correctamente medidos.

Adicionalmente se puede decir que es recomendable realizar un estudio similar sobre una red más grande y comprobar las consideraciones y conclusiones destacadas en esta memoria, ya que por una parte se obtuvieron resultados de que en modo isla las protecciones de ajuste fijo cumplían con su cometido en ciertas fallas, en particular cuando se aplicaban en las barras 5 y 6. Sin embargo esto podría ser una coincidencia, ya que si la fuente de generación (el generador Diésel) hubiera estado más lejos de la barra 1 y la barra 6 hubiera estado más cerca esa barra, es muy probable que se hubieran presentado problemas de sensibilidad (la coordinación tradicional empieza en la barra 1).

Se puede concluir que las protecciones adaptativas pueden proteger de forma correcta una Micro-Red, siempre y cuando estas sean direccionales (independiente del estado en la topología en que se encuentre la Micro-Red). Se debe realizar un estudio de fallas detallado en la Micro-Red particular y si los cambios de topología solo están asociados a conexión ó desconexión de generadores, se puede decir que sólo se requiere de un perfil de coordinación para el modo conectado a la red y un perfil de coordinación para el modo isla. La única diferencia se da en que la coordinación en modo isla no

¹No es factible dejar una porción de la Micro-Red sin unidades que puedan regular tensión y frecuencia.

²Además de una medición de las impedancias de secuencia positiva, ya que se consideraron las impedancia declaradas en el curso de laboratorio de energía.

considera la red externa como fuente de corriente de falla, mientras el modo conectado a la red la considera como una fuente permanente de corriente de falla en cualquier caso. Por otro lado, se puede coordinar con respecto a cada generador en modo V/F y no habría mayores dificultades cuando estos no se encuentren conectados por la flexibilidad que permiten las protecciones direccionales.

Con respecto a las protecciones de ajuste fijo, se puede decir que en modo isla no es 100% seguro que detecten fallas y es mucho más probable que se presenten problemas de sensibilidad. En modo conectado a la red externa sólo detectarán la corriente que proviene desde la red externa y sólo se asegura el poder aislar de la falla la porción de red que queda conectada a la red externa en caso de que se abra el interruptor que detecto la corriente de falla de la red externa.

Bibliografía

- [1] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, First Edit. United Kingdom, 2009.
- [2] N. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and control*, First Edit. United Kingdom: IEEE, 2014.
- [3] L. Fusheng, *Microgrid Technology and Engineering Application*. Oxford, UK, 2014.
- [4] W. Brokering, R. Palma and L. Vargas, *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Primera edición. Chile, 2008.
- [5] S. Sharkn, M. Abusara, G. Orfanoudakis, and B. Hussain, *Power Electronic Converters for Microgrids*. Singapore: John Wiley and Sons, 2014.
- [6] Z. Dongmei, Z. Nan and L. Yanhua, "Micro-grid Connected/Islanding Operation Based on Wind and PV Hybrid Power System", in *IEEE PES ISGT ASIA 2012*.
- [7] E. Sortomme, G. J. Mapes, B. A. Foster, and S. S. Venkata, "Fault analysis and protection of a microgrid," in *Proc. North Amer. Power Symp.*, 2008, Sep. 2008, pp. 1–6.
- [8] X. Wang, J. Qi, and Y. Hou, "Studies on Fault Analysis and Protection Configuration Schemes in an Isolated Micro-grid," in *IEEE PES General Meeting*, 2014, pp. 1–5.
- [9] R.M. Tumilty, M. Brucolit, G.M. Burt, T.C. Greent, "Approaches to Network Protection for Inverter Dominated Electrical Distribution Systems", *IEEE*, 2006.
- [10] D. TongLE, W. Gang and L. HaiFeng, "Dynamic Modeling and Simulation Analysis on Micro-grid Based on", School of Electric Power, South China University of Technology, 2011.
- [11] Basem Idlbi, "DYNAMIC SIMULATION OF A PV-DIESEL-BATTERY HYBRID PLANT FOR OFF GRID ELECTRICITY SUPPLY", Cairo University, march 2012, pp 24-28.
- [12] "Máquinas Eléctricas", 1983, Publicación C/5, Depto. de Ingeniería Eléctrica, Univ. de Chile, (Parte "Máquinas Sincrónicas")
- [13] Y. Wang, Z. Lu, Y. Min, "Analysis and Comparison on the Control Strategies of Multiple Voltage Source Converters in Autonomous Microgrid", *IEEE*, 2010.

- [14] P.Yuan, L.PeiQiang L.XinRan, L.Bo and X, ZhenHua, Strategy of Research and Application for the Microgrid Coordinated Control. The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection. IEEE, 2011.
- [15] N. Hajilu, G.B. Gharehpetian, S.H. Hosseinian, M. R.and M. Kohansal," Power Control Strategy in Islanded Microgrids Based on VF and PQ Theory Using Droop Control of Inverters", International Congress on Electric Industry Automation (ICEIA), Shiraz University, Iran, 2015.
- [16] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su and J. M. Guerrero, Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids", IEEE Trans. Smart Grid, 2016.
- [17] Jie Feng Hu, Jian Guo Zhu ,“A Droop Control Strategy of Parallel-Inverter-Based Microgrid”, IEEE, 2011.
- [18] Simpson-Porco, J.W.; Dorfler, F.; Bullo, F.; Shafiee, Q.; Guerrero, J.M. "Stability, power sharing, & distributed secondary control in droop-controlled microgrids", Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2013 IEEE International Conference on, On page(s): 672 – 677.
- [19] Germán Andrés Morales España, René Alexander Barrera Cárdenas, Gabriel Ordóñez Plata. “ANÁLISIS EN EL PLANO R-X PARA LOCALIZAR FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA”. Ingeniare. Revista Chilena de ingeniería, vol. 17 N° 2, 2009, pp. 213-222.
- [20] Legrand “DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA hasta 4000 A”. DMX - DPX - REPARTICIÓN - XL-PART - LEXIC - XL / GUÍA TÉCNICA.
- [21] Vasileios A. Papaspiliotopoulos, George N. Korres, Nikos D. Hatziaargyriou, "Protection coordination in modern distribution grids integrating optimization techniques with adaptive relay setting", PowerTech 2015 IEEE Eindhoven, pp. 1-6, 2015.
- [22] Claudio Sergio Mardegan, Rasheek Rifaat, Considerations in Applying IEEE Recommended Practice for Protection Coordination in Industrial and Commercial Power Systems—Part I", Industry Applications IEEE Transactions on, vol. 52, pp. 3705-3713, 2016, ISSN 0093-9994.
- [23] <http://products.schneider-electric.us/technical-library/>, “IEEE-VIT (IEC-E)-10PU(1) Very Inverse Time, Sepam Digital Relay Very Inverse Time Trip Curve, Document Number: 3000TC0710, Document Type: trip curve, Date Published: January 2008”
- [24] N.Morales y J.Romo, “Transformadores: Transformadores monofásicos de dos enrollados”, Oficina de publicaciones docentes, DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, UNIVERSIDAD DE CHILE, Santiago Chile 1996.
- [25] IEEE Std C57.12.90tm, IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. 2010.
- [26] Laboratorio de Accionamiento y Energia FCFM, Plantilla Parámetros Micro-Red. Santiago.
- [27] Merlin Gerin, Catalogue: “Miniature circuit-breakers and earth leakage circuit-breakers (MCBs/ELCBs)”.

- [28] E.Blanc, "Development of LV circuit breakers to standard IEC 947-2", Cahier Technique no. 150.
- [29] Comisión Nacional de Energía, "NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO", Enero 2016, Santiago de Chile. Pág 81.
- [30] STAMFORD POWER GENERATION "UCI224D - Technical Data Sheet"
- [31] J.Merino, P.Mendoza and C.Venganzones, State of the Art and Future Trends in Grid Codes Applicable to Isolated Electrical Systems. 2014.
- [32] R.Sastry and M.Sarma, Power Quality VAR Compensation in Power Systems. New York, USA, 2009.
- [33] A.kusko and M.Thompson, Power Quality in Electrical Systems. New York, USA, 2007.
- [34] CDEC-SIC, <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/indice-de-desempeno/>, Tiempo de Restablecimiento del Servicio, 2014.
- [35] John Tengdin, Chairman, Ron Westfall, Vice Chairman, Kevin Stephan. "High Impedance Fault Detection Technology". Report of PSRC Working Group D15 March 1, 1996.
- [36] Catálogo Rhona. "<http://www.rhona.cl/seccion/32/distribucion.html>"

Anexos

Fallas de baja impedancia

Caso 9

Protecciones ajustables

Tabla 6.1: Tiempo de operación protecciones bajo esquema adaptativo, caso 9, fallas francas

		Ubicación del interruptor					
		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	-	0,678	0,266	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,861	0,285	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,861	0,268	-	-	-
	Monofásica	-	0,861	0,267	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	0,066	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,069	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,066	-	-	-	-
	Monofásica	-	0,070	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	0,661	0,466	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,662	0,470	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,661	0,467	-	-
	Monofásica	-	-	0,661	0,466	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	0,462	-	0,664
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	0,462	-	0,666
	Bifásica a tierra	-	-	-	0,462	-	0,665
	Monofásica	-	-	-	0,462	-	0,665
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	0,067	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	0,067	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	0,067	-
	Monofásica	-	-	-	-	0,067	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	0,063
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	0,063
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	0,063
	Monofásica	-	-	-	-	-	0,063

Tabla 6.2: Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 9, fallas francas, esquema adaptativo en la Micro-Red

		Ubicación del interruptor	
		Generador diésel	Batería
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-
	Bifásica a tierra	-	-
	Monofásica	-	-
Barra 2	Trifásica	0,994	-
	Bifásica levantada de tierra	0,998	-
	Bifásica a tierra	0,992	-
	Monofásica	0,994	-
Barra 3	Trifásica	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-
	Bifásica a tierra	-	-
	Monofásica	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-
	Bifásica a tierra	-	-
	Monofásica	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-
	Bifásica a tierra	-	-
	Monofásica	-	-
Barra 6	Trifásica	-	0,664
	Bifásica levantada de tierra	-	0,666
	Bifásica a tierra	-	0,665
	Monofásica	-	0,665

Protecciones de ajuste fijo

Tabla 6.3: Tiempo de operación protecciones bajo esquema tradicional, caso 9, fallas francas

		Ubicación del interruptor					
		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	0,467	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Monofásica	-	-	-	-	0,064	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	0,064
	Monofásica	-	-	-	-	-	0,064

Tabla 6.4: Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 9, fallas francas, esquema tradicional en la Micro-Red

		Ubicación del interruptor	
		Generador diésel	Batería
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	0,996	-
	Bifásica levantada de tierra	0,998	-
	Bifásica a tierra	1,000	-
	Monofásica	-	-
Barra 2	Trifásica	0,997	-
	Bifásica levantada de tierra	1,000	-
	Bifásica a tierra	0,996	-
	Monofásica	0,992	-
Barra 3	Trifásica	0,999	0,665
	Bifásica levantada de tierra	0,997	-
	Bifásica a tierra	0,999	0,665
	Monofásica	1,000	0,665
Barra 4	Trifásica	0,998	0,664
	Bifásica levantada de tierra	0,999	0,665
	Bifásica a tierra	0,998	0,664
	Monofásica	1,004	0,664
Barra 5	Trifásica	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-
	Bifásica a tierra	-	-
	Monofásica	-	-
Barra 6	Trifásica	1,008	0,664
	Bifásica levantada de tierra	1,016	0,664
	Bifásica a tierra	-	0,664
	Monofásica	-	0,664

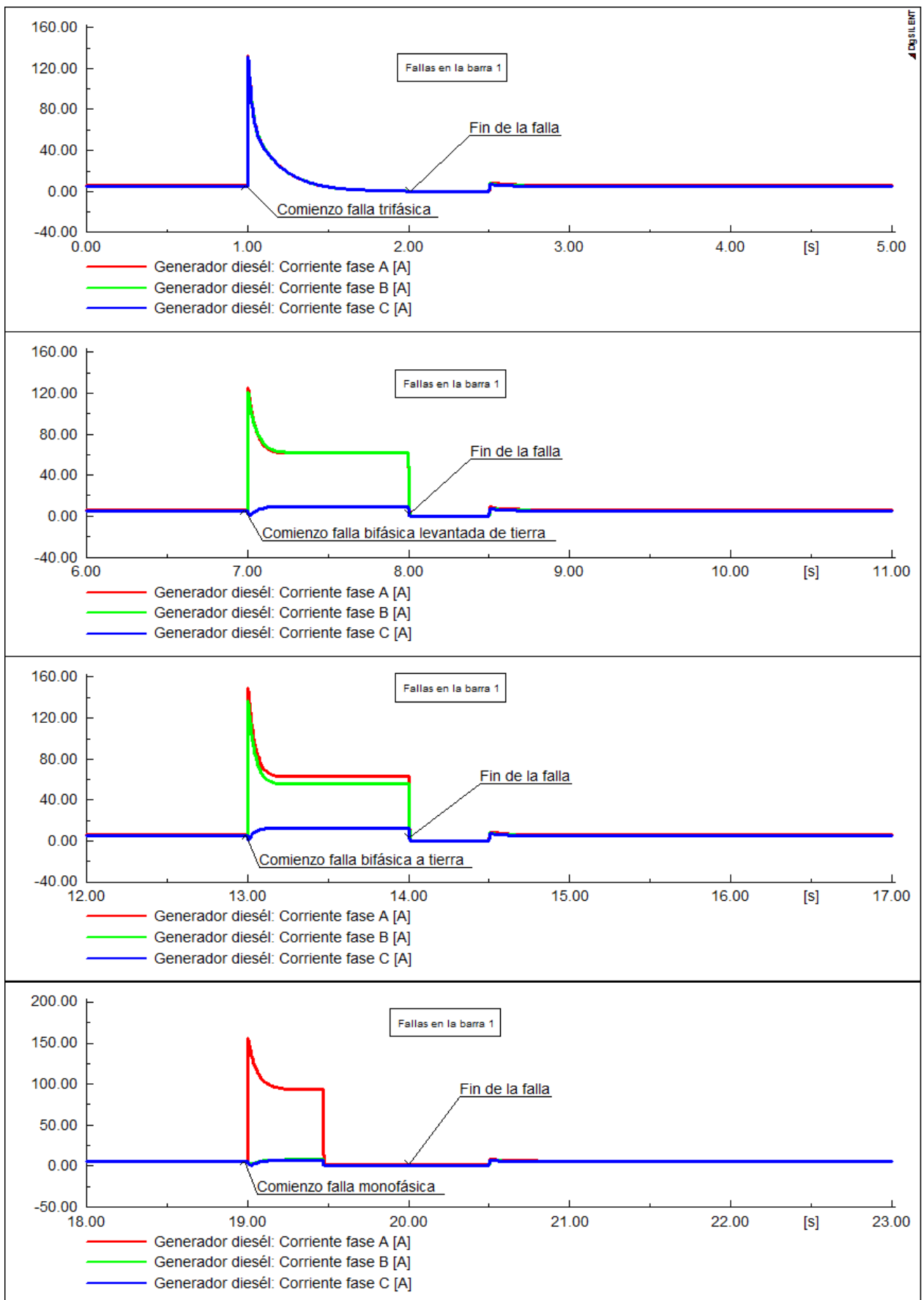


Figura 6.1: Corrientes de falla del generador Diésel ante fallas en la barra 1, caso 9, protecciones de ajuste fijo.

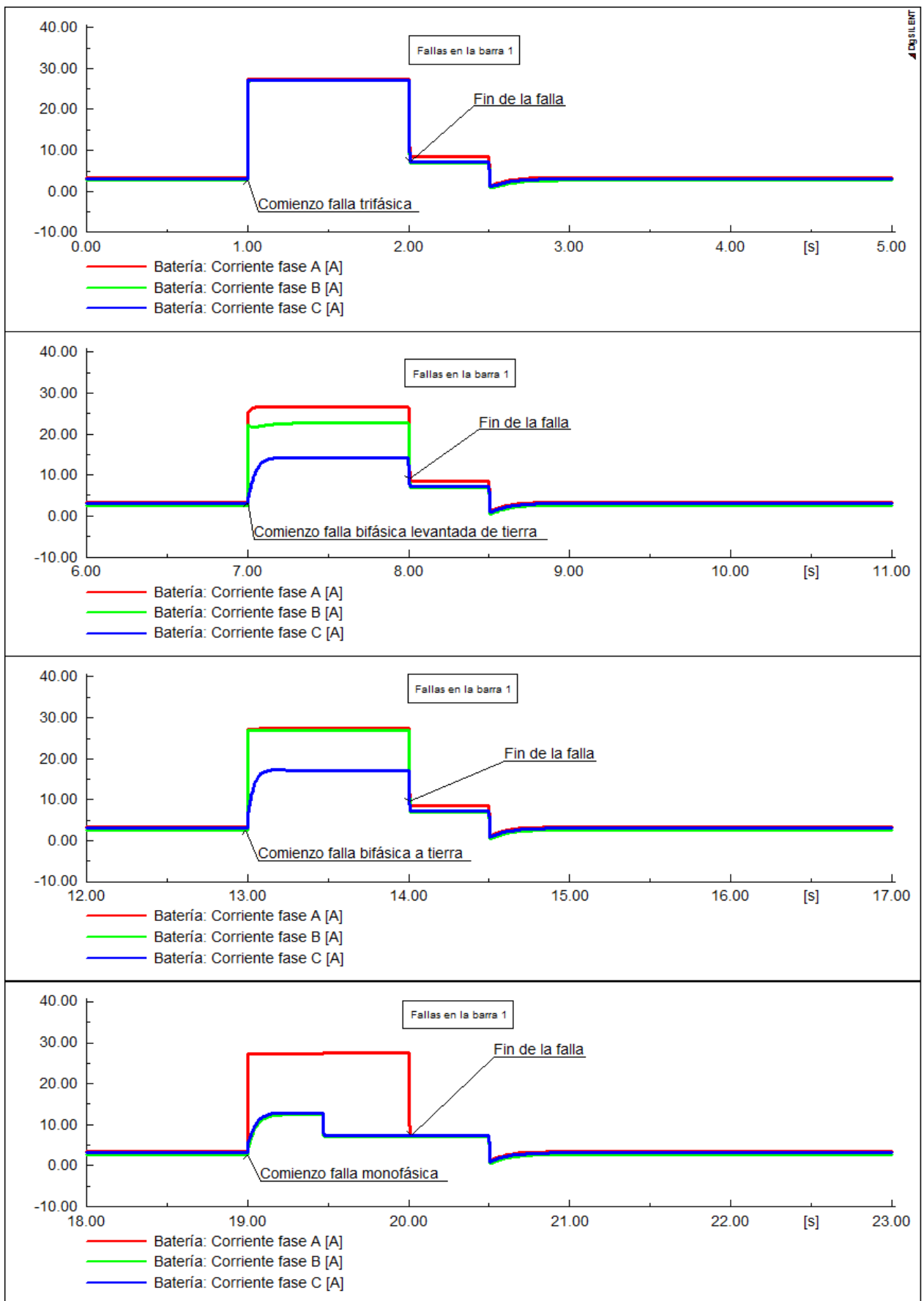


Figura 6.2: Corrientes de falla de la batería ante fallas en la barra 1, caso 9, protecciones de ajuste fijo.

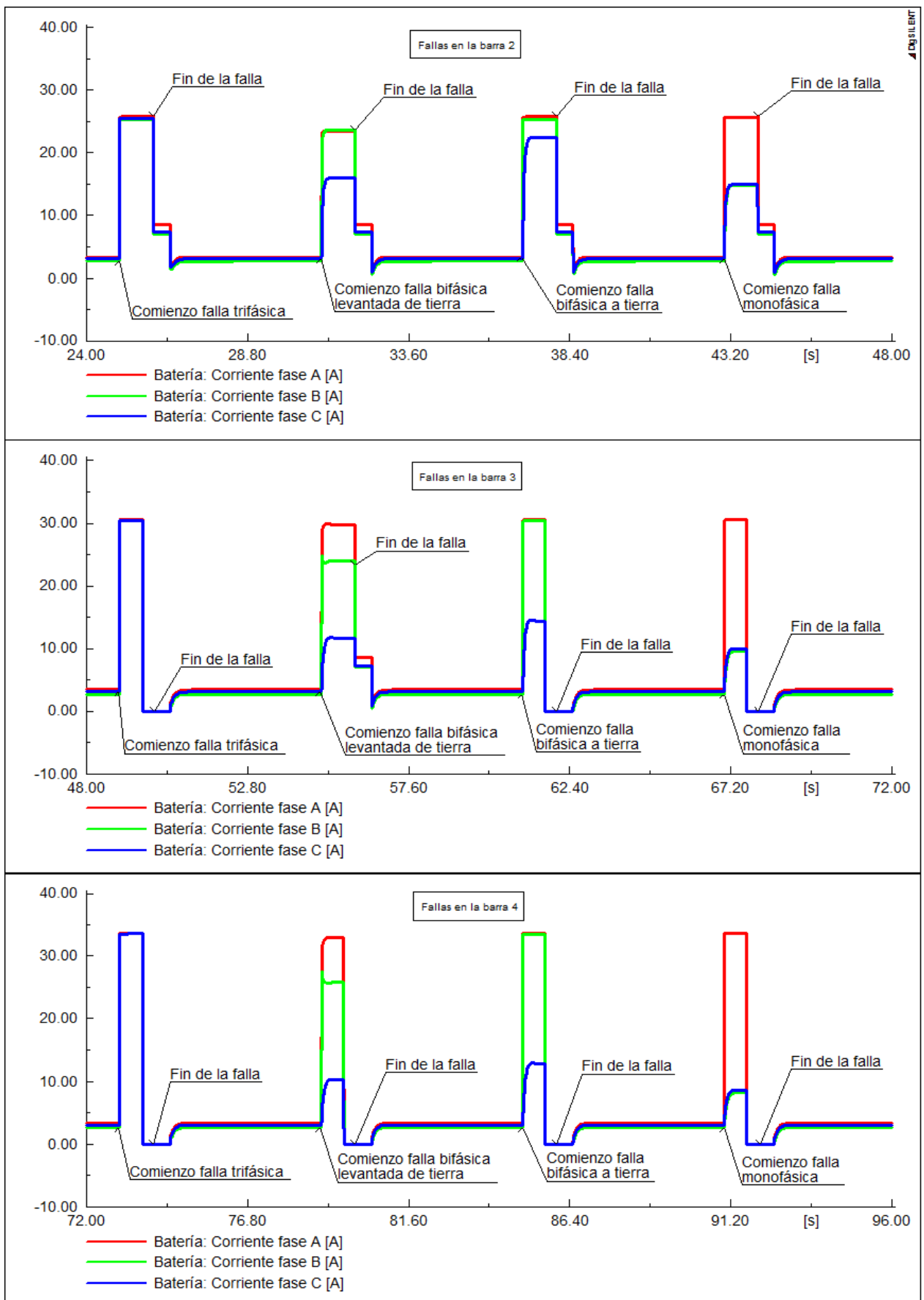


Figura 6.3: Corrientes de falla de la batería ante fallas en las barras 2, 3 y 4, caso 9, protecciones de ajuste fijo.

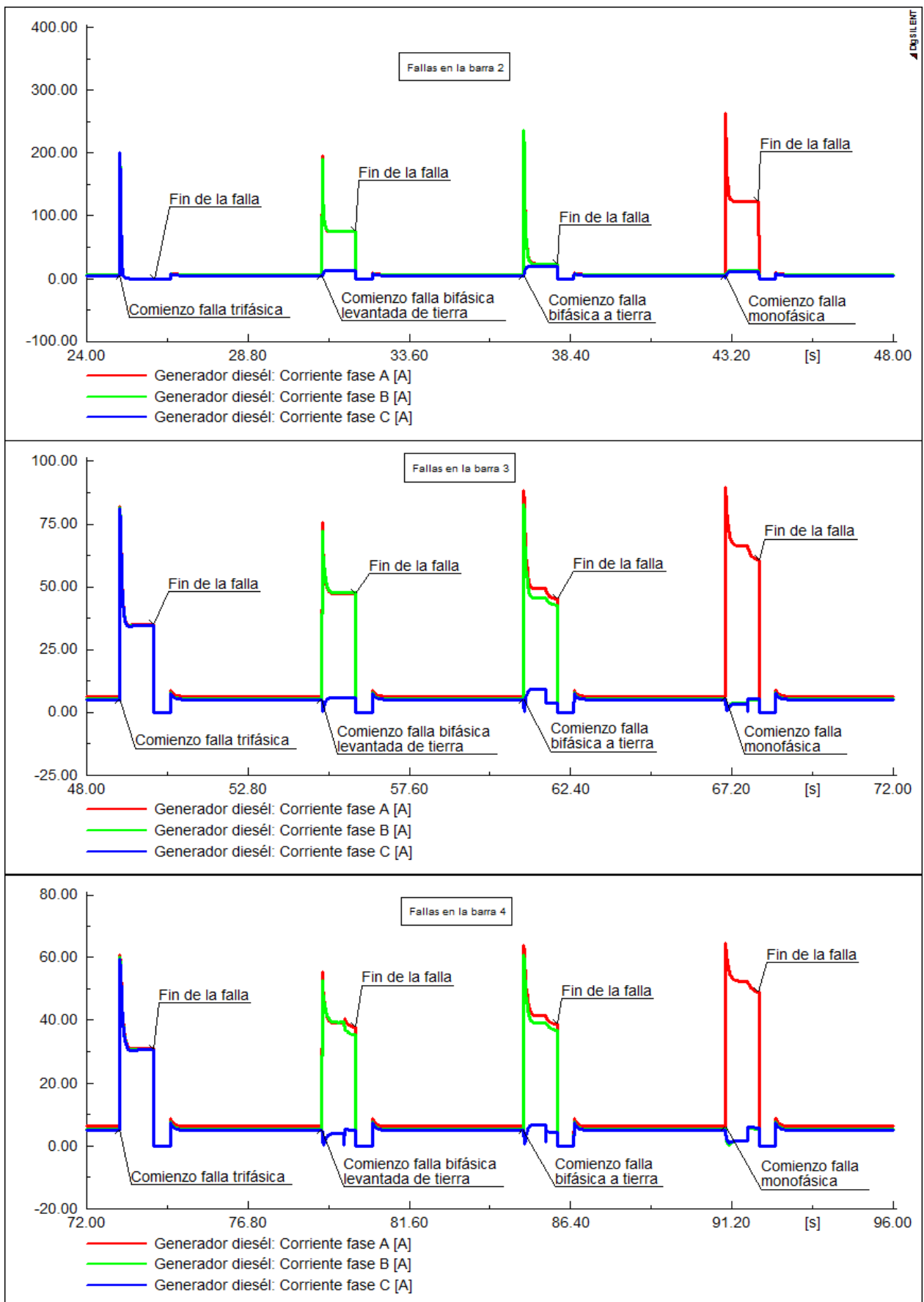


Figura 6.4: Corrientes de falla del generador Diésel ante fallas en las barras 2, 3 y 4, caso 9, protecciones de ajuste fijo.

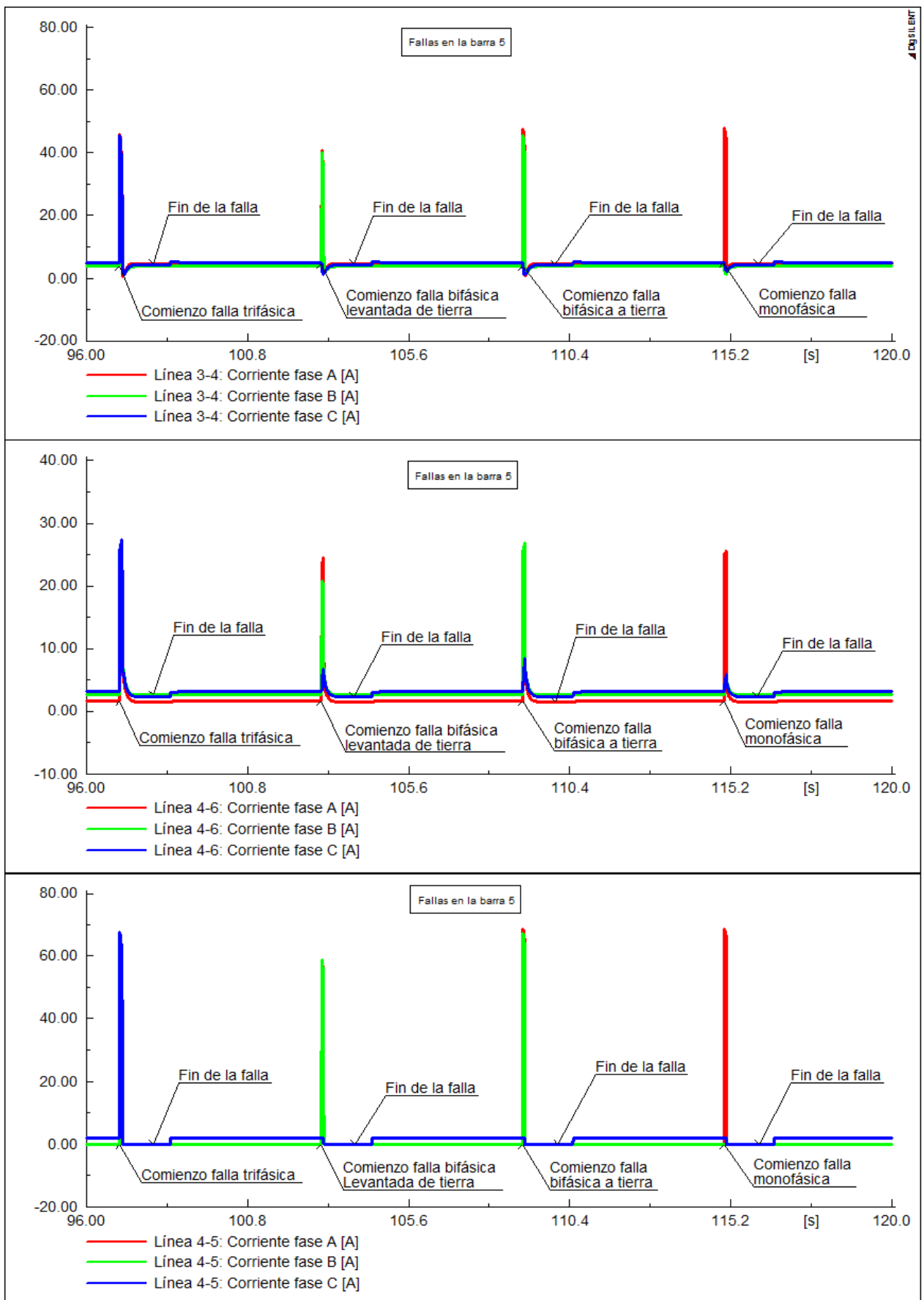


Figura 6.5: Corriente en las líneas 3-4, 4-6 y 4-5 frente a fallas en la barra 5, caso 9, protecciones de ajuste fijo.

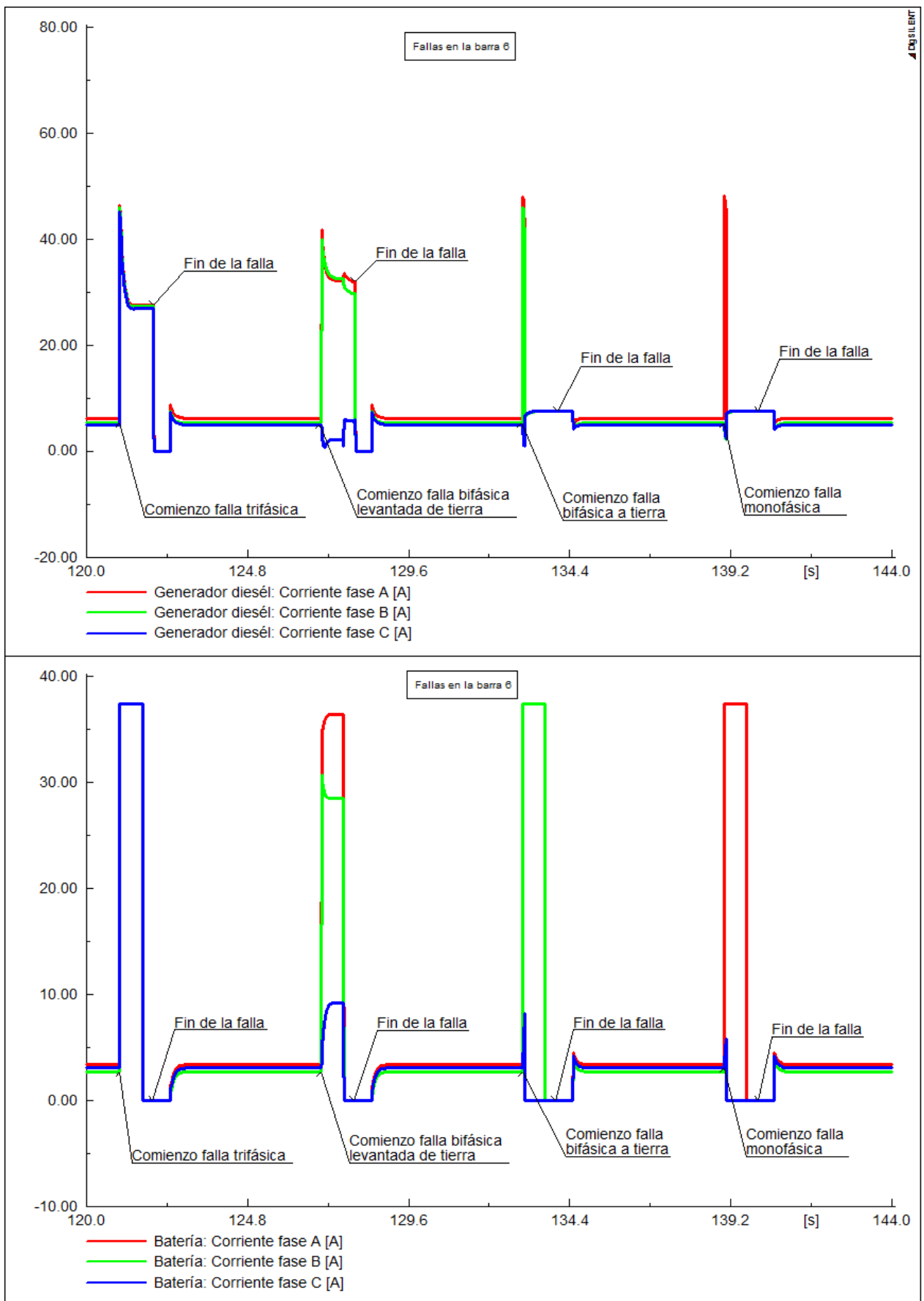


Figura 6.6: Corrientes de falla del generador Diésel y la batería ante fallas en la barra 6, caso 9, protecciones de ajuste fijo.

Caso 12

Protecciones ajustables

Tabla 6.5: Tiempo de operación protecciones bajo esquema adaptativo, caso 12, fallas francas

		Ubicación del interruptor					
		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	-	0,339	0,265	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,861	0,268	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,861	0,265	-	-	-
	Monofásica	-	0,861	0,265	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	0,065	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,067	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,065	-	-	-	-
	Monofásica	-	0,065	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	0,661	0,464	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,662	0,467	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,661	0,465	-	-
	Monofásica	-	-	0,661	0,465	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	0,462	-	0,664
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	0,462	-	0,668
	Bifásica a tierra	-	-	-	0,462	-	0,666
	Monofásica	-	-	-	0,462	-	0,665
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	0,066	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	0,067	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	0,066	-
	Monofásica	-	-	-	-	0,066	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	0,062
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	0,063
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	0,062
	Monofásica	-	-	-	-	-	0,062

Tabla 6.6: Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 12, fallas francas, esquema adaptativo en la Micro-Red

		Ubicación del interruptor			
		Generador diésel	Batería	Generador fotovoltaico	Generador eólico
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	0,057	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	0,060	-	-	-
	Bifásica a tierra	0,058	-	-	-
	Monofásica	0,999	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	-	0,166
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	0,167
	Bifásica a tierra	-	-	-	0,165
	Monofásica	-	-	-	0,228
Barra 4	Trifásica	-	-	0,165	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,158	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,165	-
	Monofásica	-	-	0,355	-
Barra 5	Trifásica	-	-	0,066	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,067	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,066	-
	Monofásica	-	-	0,066	-
Barra 6	Trifásica	-	0,665	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,665	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,665	-	-
	Monofásica	-	0,665	-	-

Protecciones de ajuste fijo

Tabla 6.7: Tiempo de operación protecciones bajo esquema tradicional, caso 12, fallas francas

		Ubicación del interruptor					
		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	0,467	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Monofásica	-	-	-	-	0,064	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	0,064
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	0,065
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	0,064
	Monofásica	-	-	-	-	-	0,064

Tabla 6.8: Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 12, fallas francas, esquema tradicional en la Micro-Red

		Ubicación del interruptor			
		Generador diésel	Batería	Generador fotovoltaico	Generador eólico
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	0,998	-	0,165	0,165
	Bifásica levantada de tierra	0,998	-	0,166	0,166
	Bifásica a tierra	1,000	-	0,166	0,166
	Monofásica	-	-	0,271	0,199
Barra 2	Trifásica	0,997	-	0,165	0,160
	Bifásica levantada de tierra	1,000	-	0,166	0,166
	Bifásica a tierra	0,998	-	0,165	0,165
	Monofásica	0,999	-	0,187	0,176
Barra 3	Trifásica	0,999	0,665	0,165	0,165
	Bifásica levantada de tierra	0,997	-	0,165	0,165
	Bifásica a tierra	0,999	0,665	0,165	0,165
	Monofásica	1,000	0,909	0,248	0,241
Barra 4	Trifásica	0,999	0,664	0,164	0,164
	Bifásica levantada de tierra	0,996	0,681	0,165	0,165
	Bifásica a tierra	0,998	0,664	0,167	0,167
	Monofásica	1,004	0,664	0,367	0,911
Barra 5	Trifásica	-	-	0,064	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,064	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,064	-
	Monofásica	-	-	0,064	-
Barra 6	Trifásica	-	0,664	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,665	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,664	-	-
	Monofásica	-	0,664	-	-

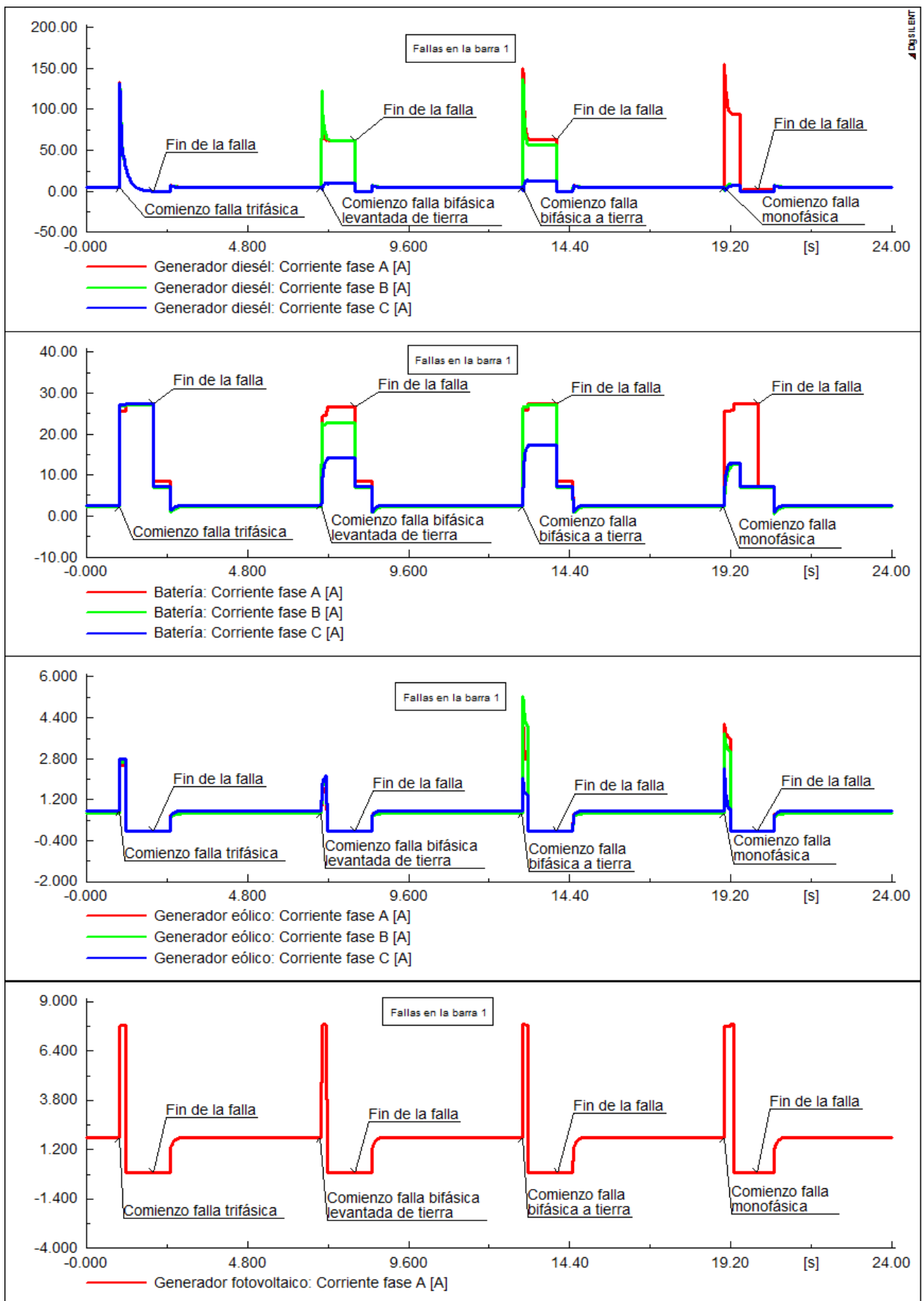


Figura 6.7: Corrientes de falla de la generación distribuida ante fallas en la barra 1, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

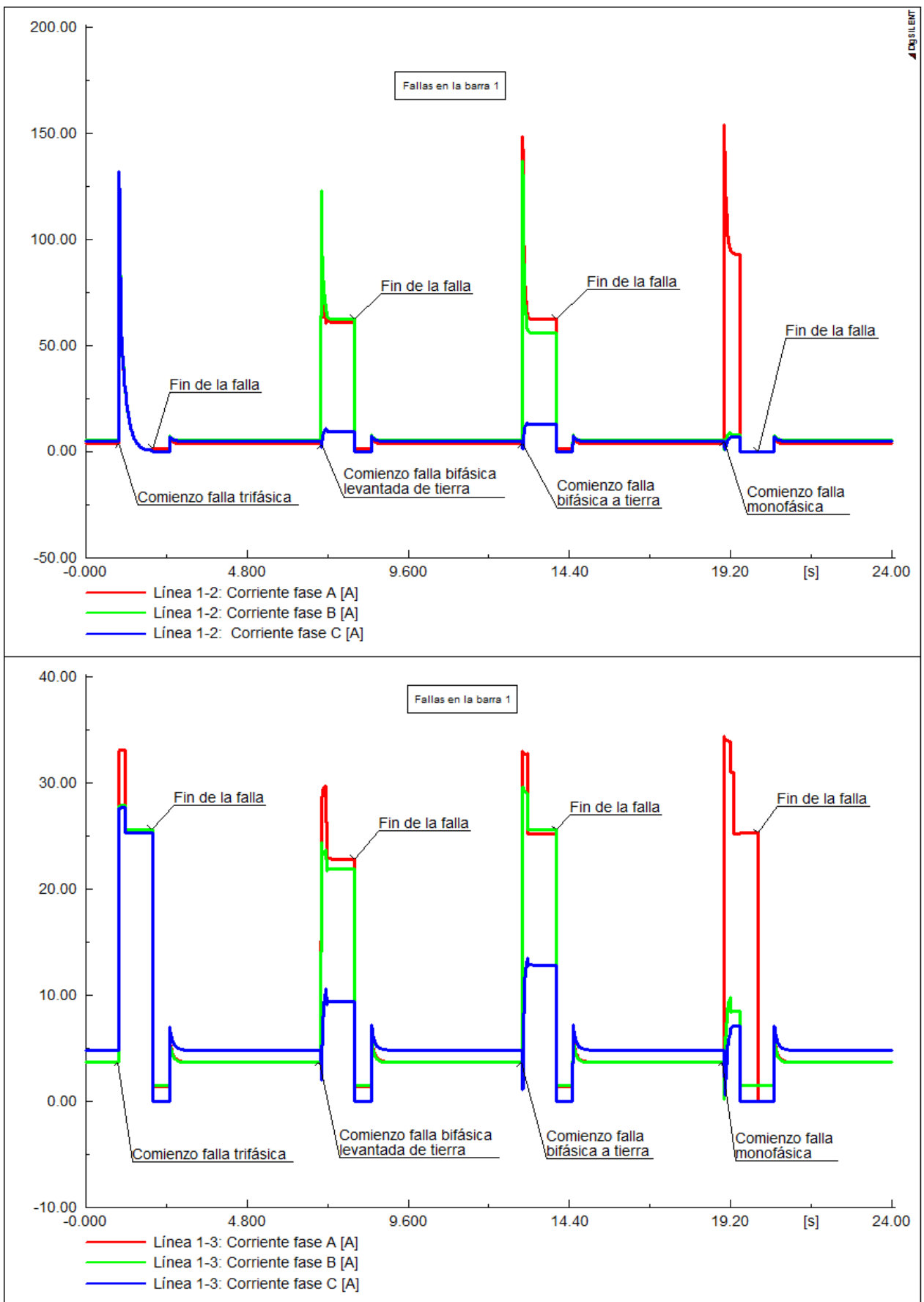


Figura 6.8: Corriente en las líneas 1-2 y 1-3 frente a fallas en la barra 1, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

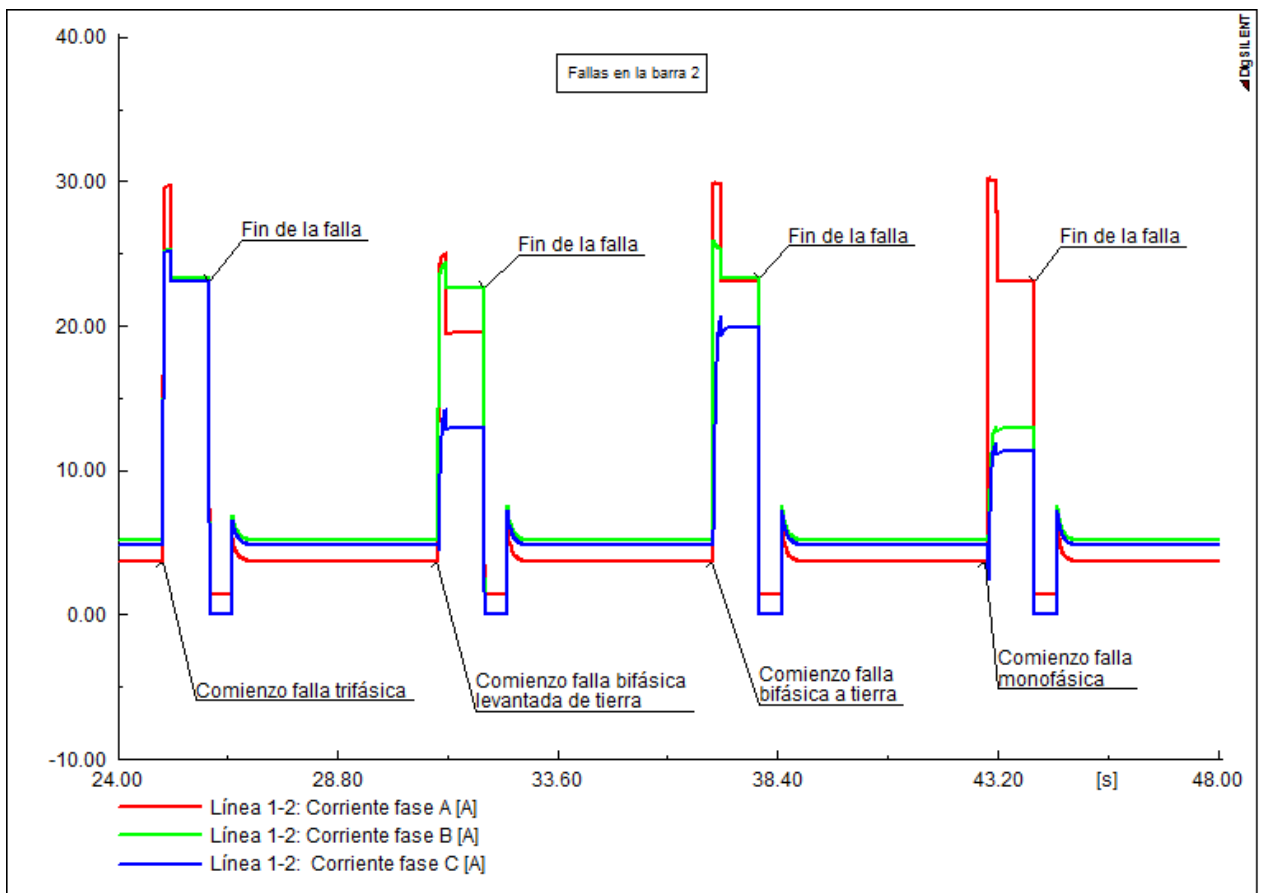


Figura 6.9: Corriente en las línea 1-2 frente a fallas en la barra 2, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

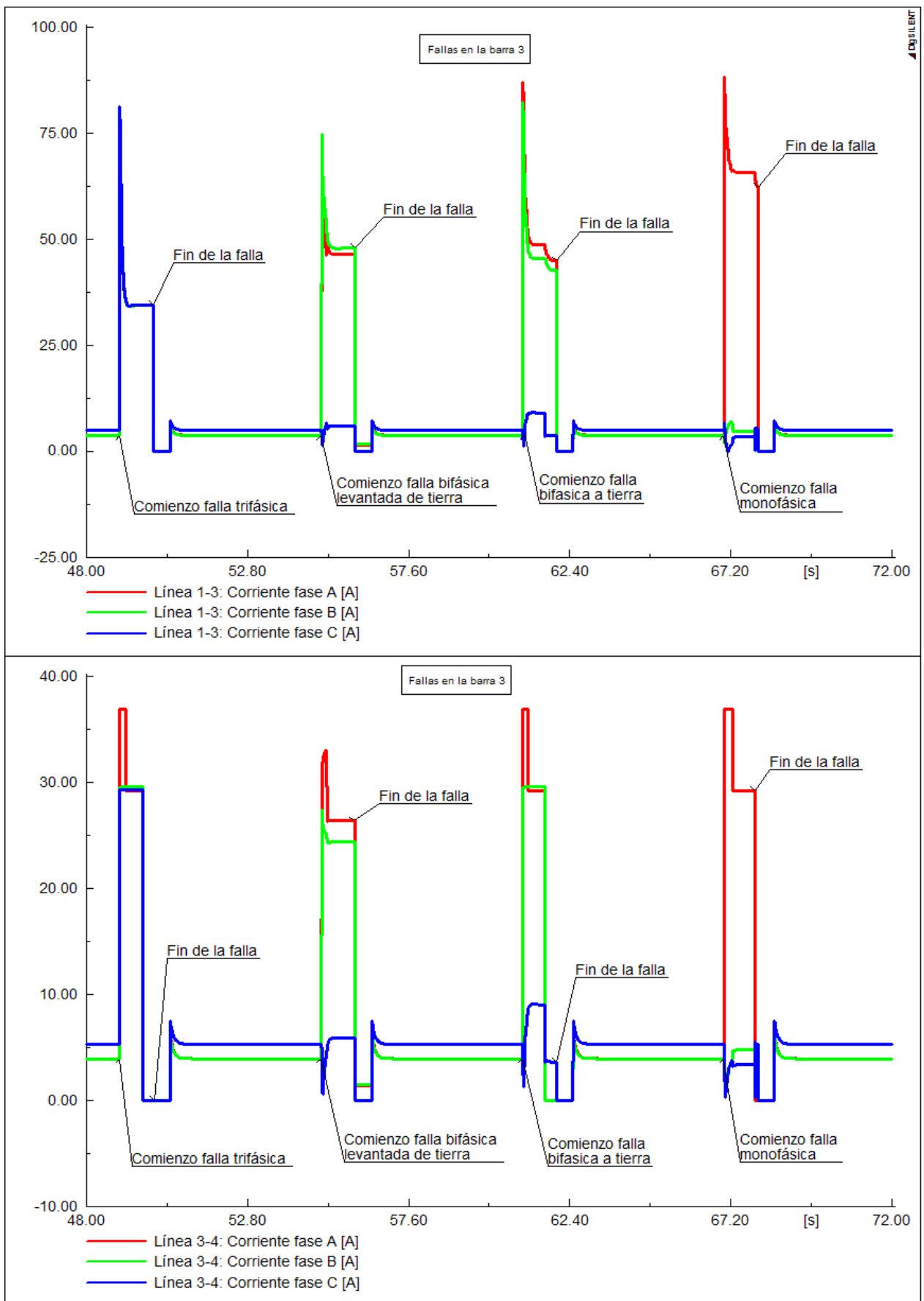


Figura 6.10: Corriente en las líneas 1-3 y 3-4 frente a fallas en la barra 3, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

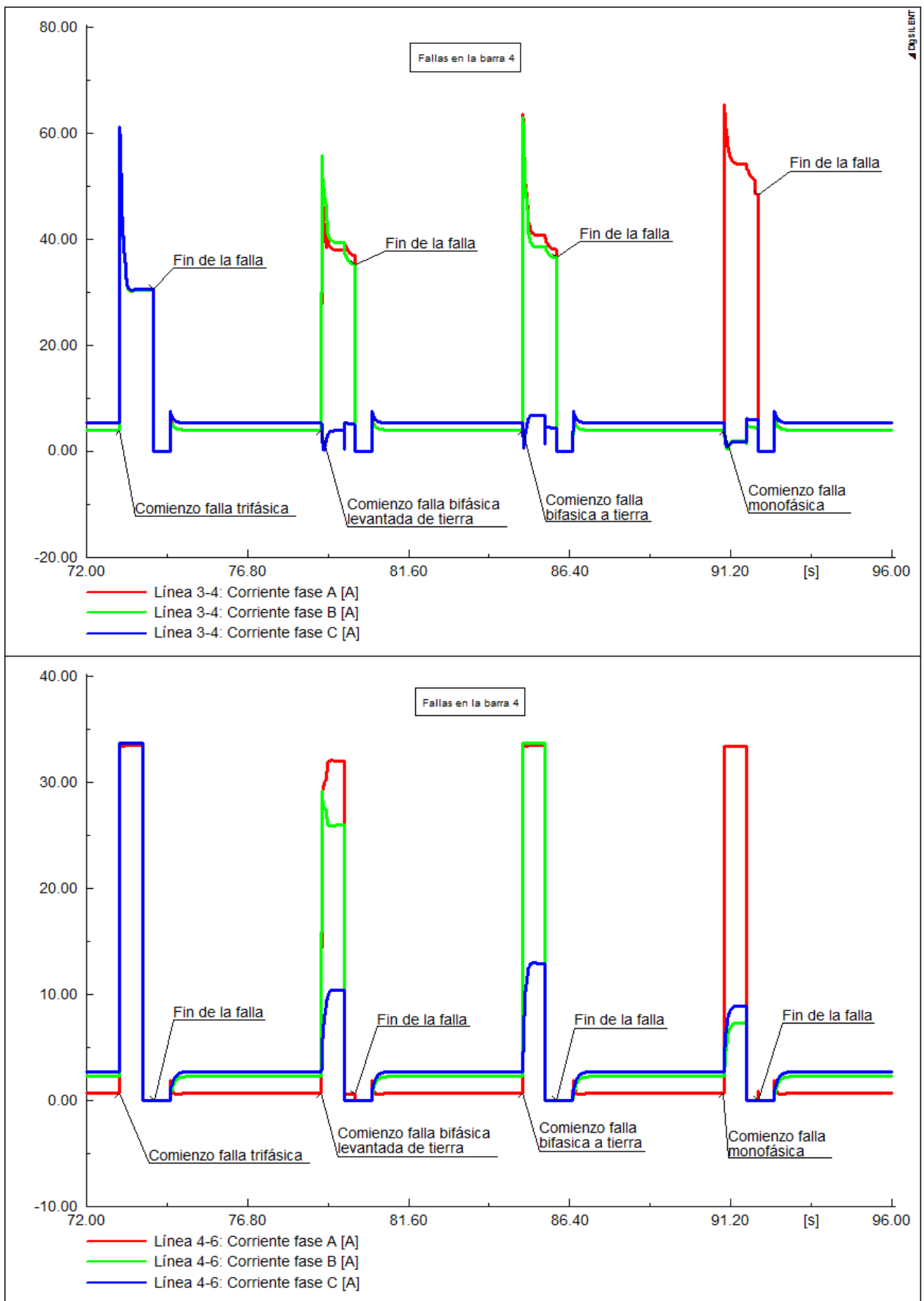


Figura 6.11: Corriente en las líneas 3-4 y 4-6 frente a fallas en la barra 4, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

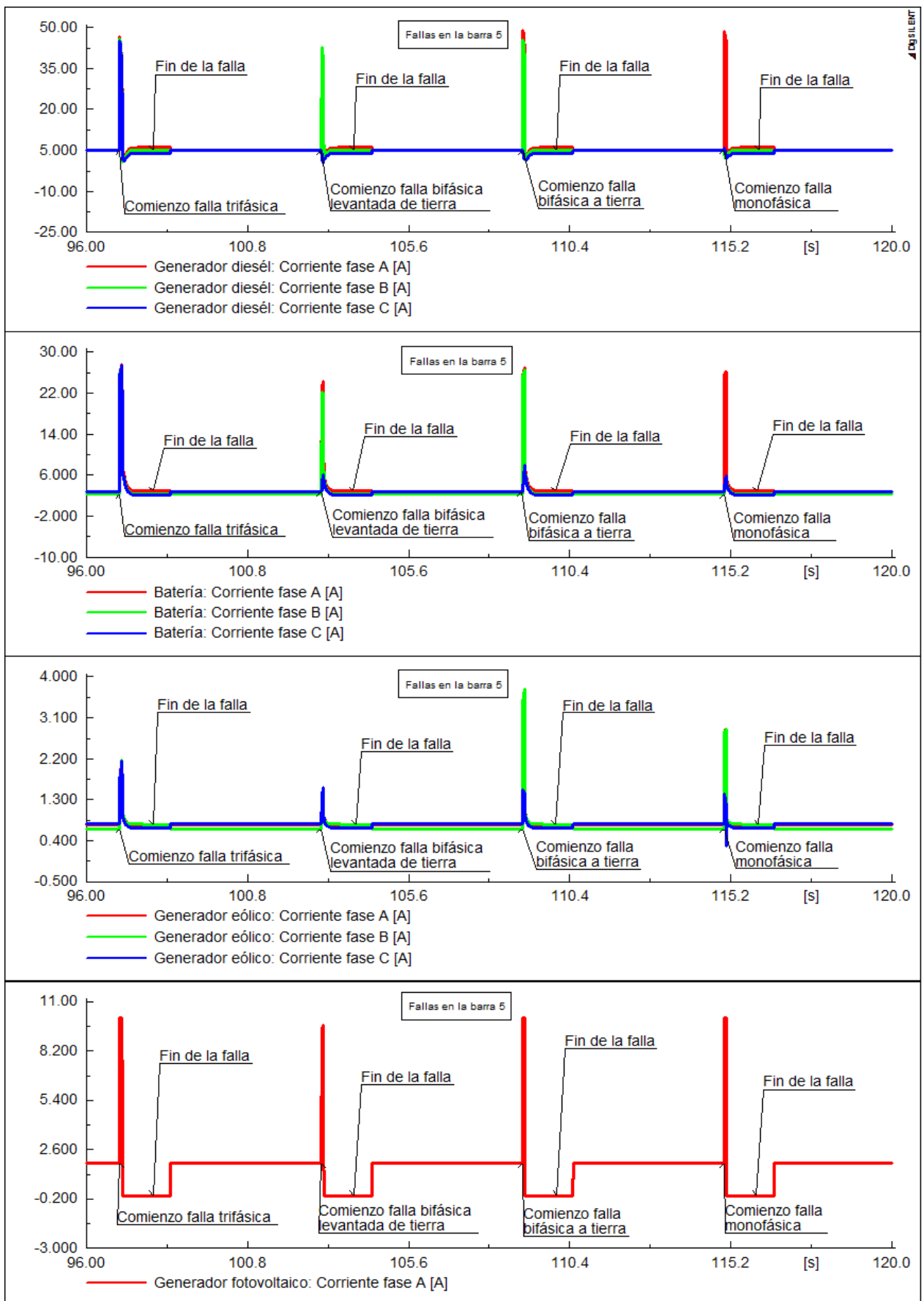


Figura 6.12: Corrientes de falla de la generación distribuida ante fallas en la barra 5, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

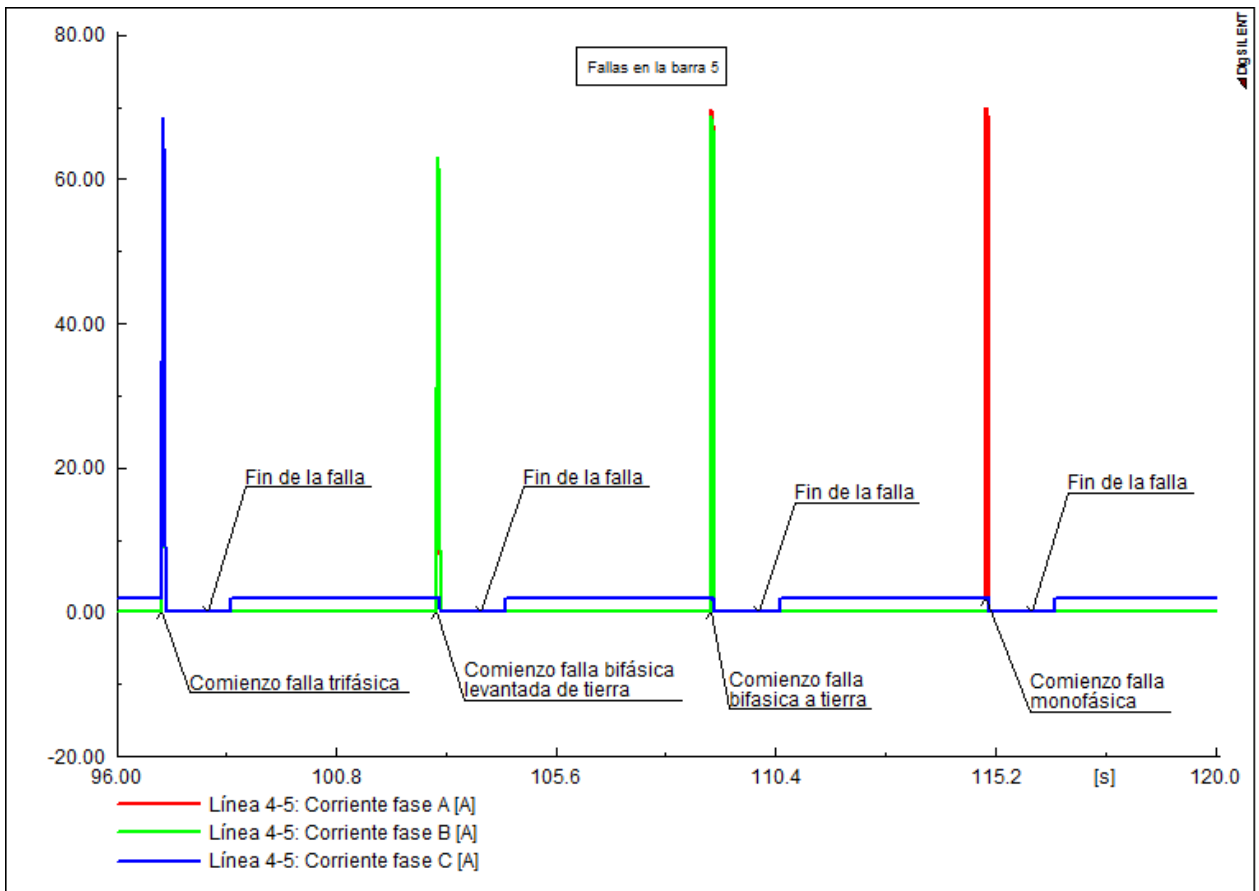


Figura 6.13: Corriente en la línea 4-5 frente a fallas en la barra 5, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

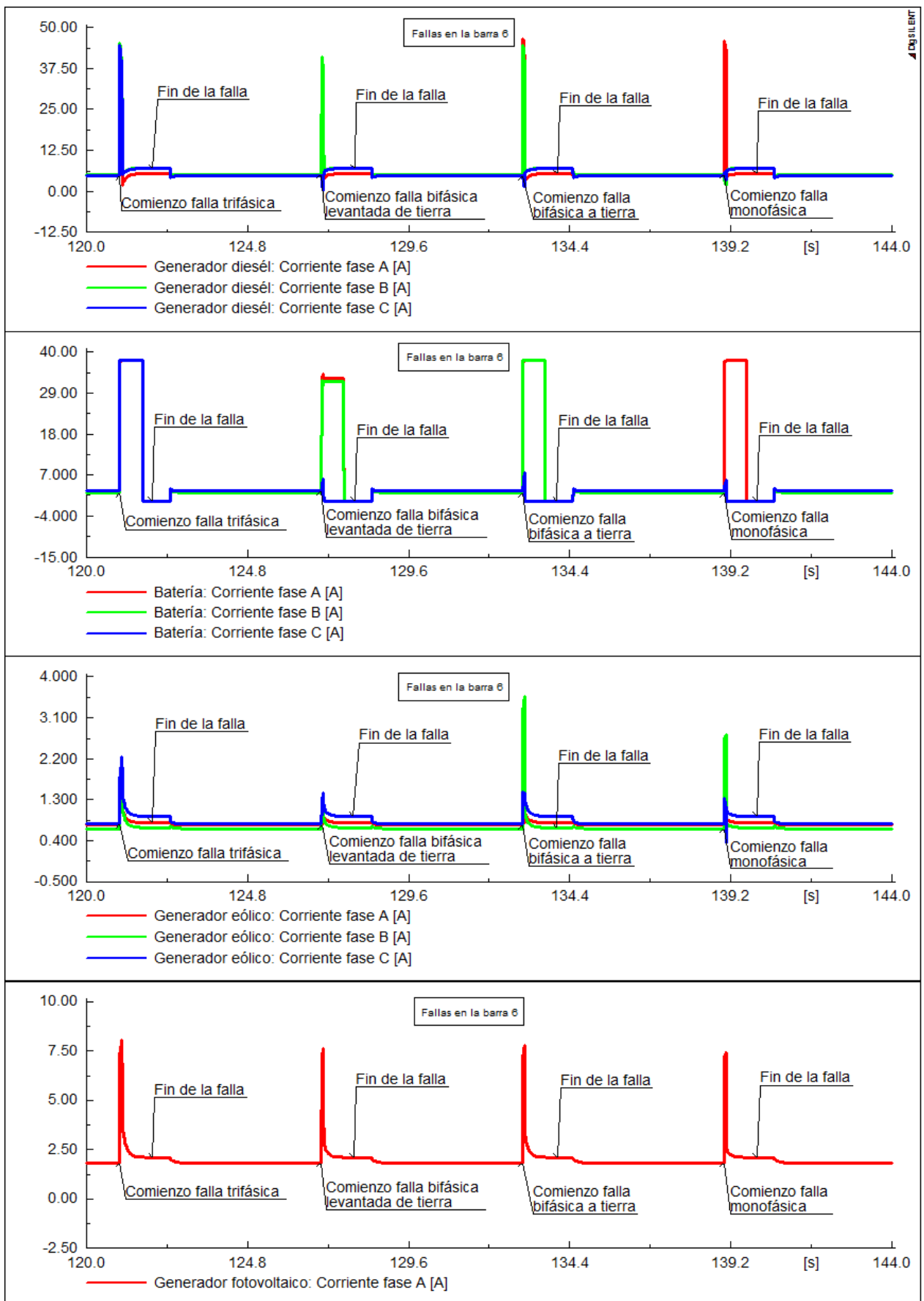


Figura 6.14: Corrientes de falla de la generación distribuida ante fallas en la barra 6, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

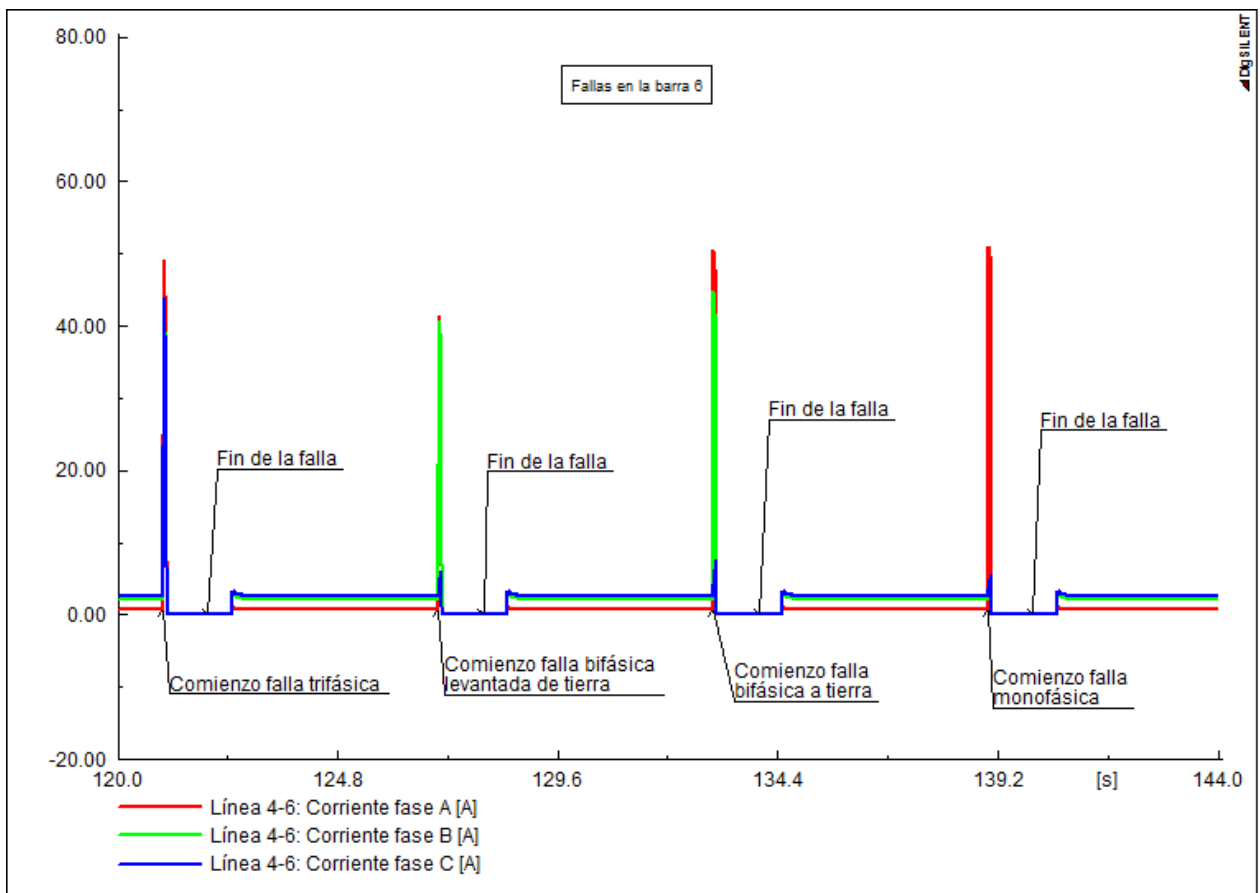


Figura 6.15: Corriente en la línea 4-6 frente a fallas en la barra 6, caso 12, protecciones de ajuste fijo.

Caso 13

Protecciones ajustables

Tabla 6.9: Tiempo de operación protecciones bajo esquema adaptativo, caso 13, fallas francas

		Ubicación del interruptor					
		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	0,551	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	0,662	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	0,449	-	-	-	-	-
	Monofásica	0,487	-	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	0,468	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,469	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,468	-	-	-	-
	Monofásica	-	0,468	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	0,463	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,465	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,463	-	-	-
	Monofásica	-	-	0,464	-	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	0,264	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	0,265	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	0,264	-	-
	Monofásica	-	-	-	0,265	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	0,065	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Monofásica	-	-	-	-	0,064	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	0,064
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	0,066
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	0,064
	Monofásica	-	-	-	-	-	0,065

Protecciones de ajuste fijo

Tabla 6.10: Tiempo de operación protecciones bajo esquema tradicional, caso 13, fallas francas

		Ubicación del interruptor					
		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	0,551	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	0,662	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	0,449	-	-	-	-	-
	Monofásica	0,487	-	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	0,468	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,468	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,468	-	-	-	-
	Monofásica	-	0,468	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	0,463	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,464	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,463	-	-	-
	Monofásica	-	-	0,463	-	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	0,264	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	0,265	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	0,264	-	-
	Monofásica	-	-	-	0,264	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	0,065	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Monofásica	-	-	-	-	0,064	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	0,064
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	0,064
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	0,064
	Monofásica	-	-	-	-	-	0,064

Caso 28

Protecciones ajustables

Tabla 6.11: Tiempo de operación protecciones bajo esquema adaptativo, caso 28, fallas francas

		Ubicación del interruptor					
		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	0,560	0,350	0,065	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	0,639	0,861	0,066	-	-	-
	Bifásica a tierra	0,478	0,861	0,065	-	-	-
	Monofásica	0,515	0,788	0,065	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	0,468	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,469	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,468	-	-	-	-
	Monofásica	-	0,468	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	0,463	0,265	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,463	0,265	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,463	0,264	-	-
	Monofásica	-	-	0,463	0,265	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	0,264	-	0,464
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	0,264	-	0,465
	Bifásica a tierra	-	-	-	0,264	-	0,464
	Monofásica	-	-	-	0,265	-	0,466
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Monofásica	-	-	-	-	0,064	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	0,064
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	0,065
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	0,064
	Monofásica	-	-	-	-	-	0,065

Tabla 6.12: Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 28, fallas francas, esquema adaptativo en la Micro-Red

		Ubicación del interruptor			
		Generador diésel	Batería	Generador fotovoltaico	Generador eólico
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	0,062	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	0,057	-	-	-
	Bifásica a tierra	0,058	-	-	-
	Monofásica	0,999	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	-	0,166
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	0,165
	Bifásica a tierra	-	-	-	0,161
	Monofásica	-	-	-	0,624
Barra 4	Trifásica	-	-	0,165	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,159	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,166	-
	Monofásica	-	-	0,630	-
Barra 5	Trifásica	-	-	0,064	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,064	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,064	-
	Monofásica	-	-	0,064	-
Barra 6	Trifásica	-	0,665	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,666	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,667	-	-
	Monofásica	-	0,666	-	-

Protecciones de ajuste fijo

Tabla 6.13: Tiempo de operación protecciones bajo esquema tradicional, caso 28, fallas francas

		Ubicación del interruptor					
		Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	0,560	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	0,662	0,468	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	0,477	-	-	-	-	-
	Monofásica	0,514	0,467	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	0,468	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,468	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,468	-	-	-	-
	Monofásica	-	0,468	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	0,463	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,463	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,463	-	-	-
	Monofásica	-	-	0,463	-	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	0,263	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	0,264	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	0,263	-	-
	Monofásica	-	-	-	0,263	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	0,063	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	0,064	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	0,063	-
	Monofásica	-	-	-	-	0,063	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	0,063
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	0,064
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	0,063
	Monofásica	-	-	-	-	-	0,063

Tabla 6.14: Tiempo de operación protecciones en generadores, caso 28, fallas francas, esquema tradicional en la Micro-Red

		Ubicación del interruptor			
		Generador diésel	Batería	Generador fotovoltaico	Generador eólico
Ubicación falla	Tipo de falla	Top [s]	Top [s]	Top [s]	Top [s]
Barra 1	Trifásica	0,997	-	0,165	0,165
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,163	0,163
	Bifásica a tierra	0,999	-	0,167	0,167
	Monofásica	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	0,995	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	1,000	-	-	-
	Bifásica a tierra	0,996	-	-	-
	Monofásica	0,998	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	0,165	0,165
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,164	0,164
	Bifásica a tierra	-	-	0,164	0,164
	Monofásica	-	-	0,164	0,767
Barra 4	Trifásica	-	0,665	0,164	0,164
	Bifásica levantada de tierra	-	0,830	0,168	0,168
	Bifásica a tierra	-	0,665	0,167	0,167
	Monofásica	-	0,665	0,829	-
Barra 5	Trifásica	-	-	0,063	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	0,064	-
	Bifásica a tierra	-	-	0,063	-
	Monofásica	-	-	0,063	-
Barra 6	Trifásica	-	0,664	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	0,665	-	-
	Bifásica a tierra	-	0,664	-	-
	Monofásica	-	0,664	-	-

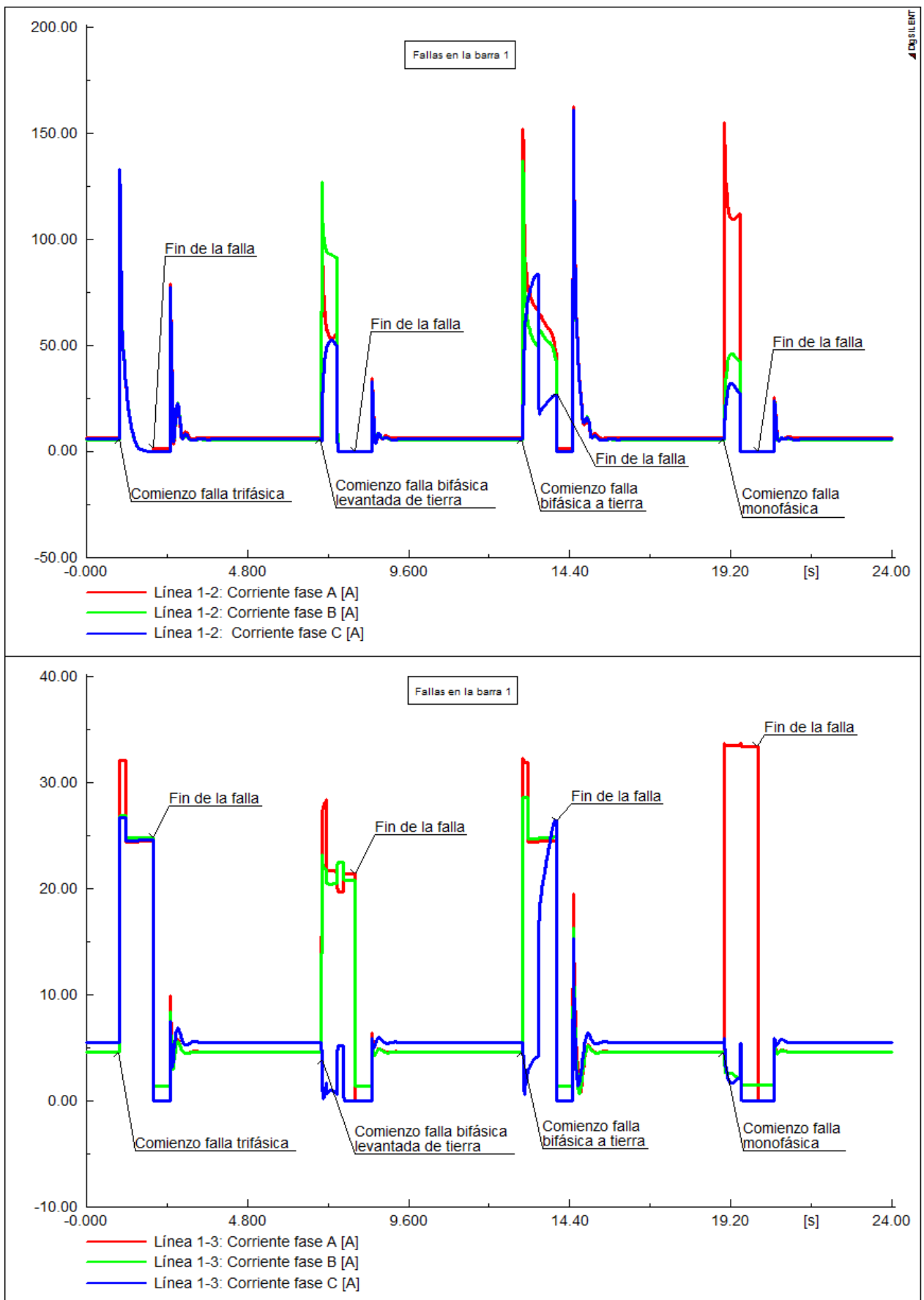


Figura 6.16: Corriente en las línea 1-2 y 1-3 frente a fallas en la barra 1, caso 28, protecciones de ajuste fijo.

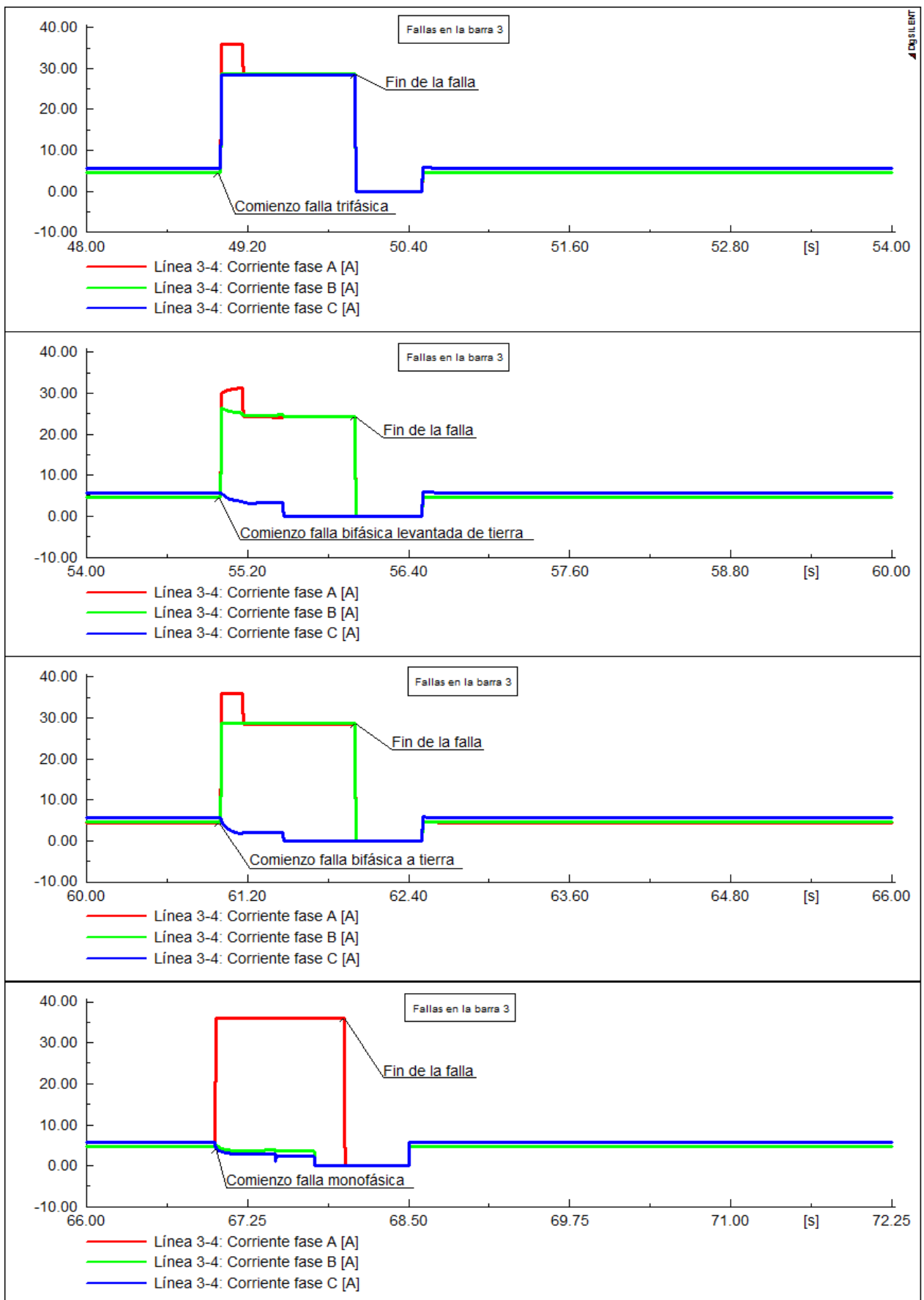


Figura 6.17: Corriente en la línea 3-4 frente a fallas en la barra 3, caso 28, protecciones de ajuste fijo.

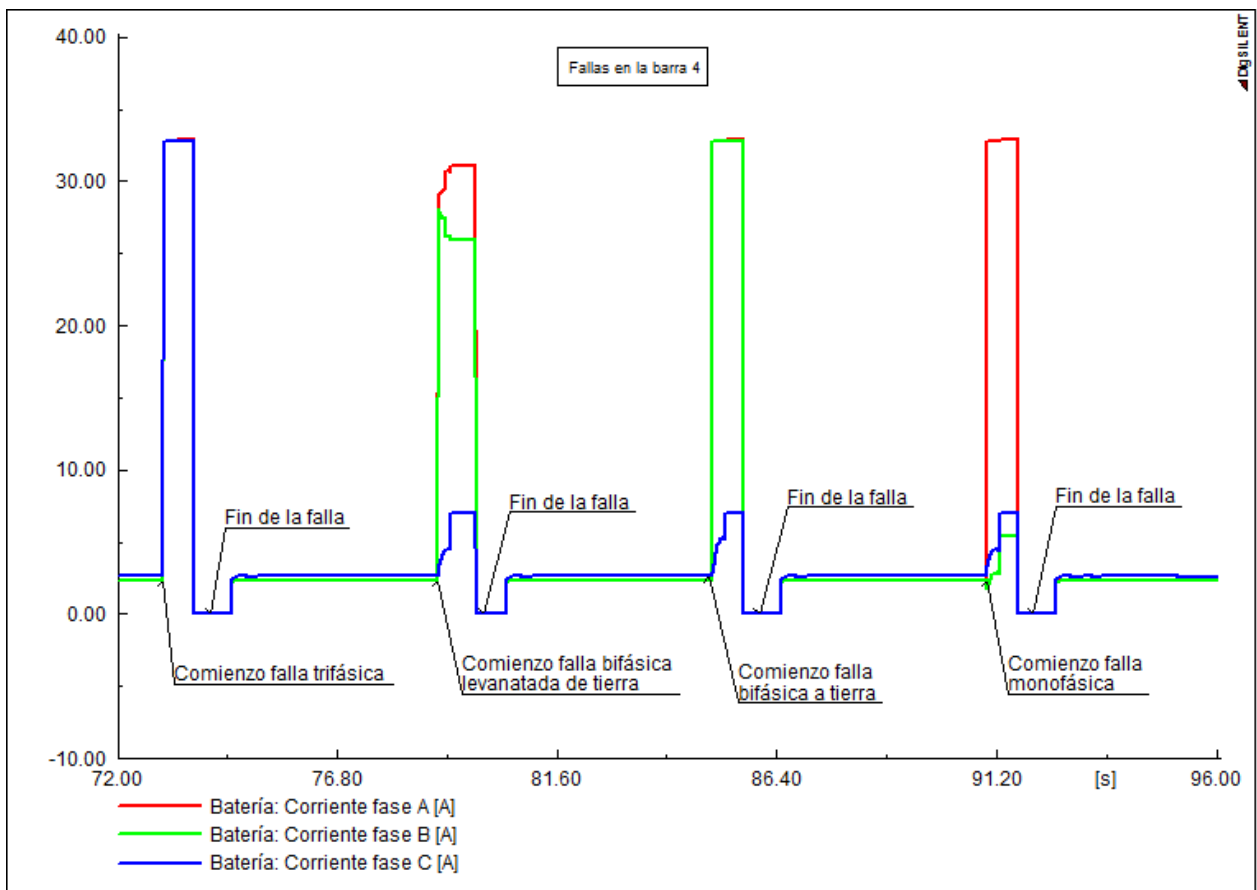


Figura 6.18: Corrientes de falha de la batería ante fallas en la barra 4, caso 28, protecciones de ajuste fijo.

Falhas de alta impedancia

Caso 9

Tabla 6.15: Tensiones en las barras del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 9, ambos esquemas de protección

		Tensión [Pu]																	
		Fases Barra 1			Fases Barra 2			Fases Barra 3			Fases Barra 4			Fases Barra 5			Fases Barra 6		
Ubicación falla	Tipo de falla	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Barra 1	Trifásica	0,97	0,96	0,97	1,00	1,00	1,00	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,96	0,96	0,94	0,99	1,00	0,99
	Bifásica levantada de tierra	0,99	0,91	0,99	1,03	0,97	1,00	0,98	0,91	0,98	0,98	0,92	0,97	0,98	0,92	0,96	1,01	0,96	1,00
	Bifásica a tierra	0,98	0,97	1,01	1,02	1,02	1,02	0,97	0,97	0,99	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,99	1,00	1,00
	Monofásica	0,99	1,01	1,02	1,04	1,03	1,04	0,98	1,00	1,00	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97	0,99	1,01	1,00
Barra 2	Trifásica	0,99	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	1,00	1,01	1,01
	Bifásica levantada de tierra	1,01	0,95	0,98	1,02	0,95	0,99	1,00	0,95	0,97	0,99	0,95	0,96	0,99	0,95	0,95	1,02	0,99	1,00
	Bifásica a tierra	1,01	1,00	1,00	1,02	1,01	1,01	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,96	1,01	1,01	1,00
	Monofásica	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,04	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	1,00	1,01	1,00
Barra 3	Trifásica	0,98	0,98	0,98	1,02	1,02	1,02	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,94	0,94	0,95	0,93	0,98	0,99	0,98
	Bifásica levantada de tierra	1,00	0,93	1,00	1,04	0,99	1,02	0,97	0,86	0,99	0,97	0,88	0,97	0,97	0,88	0,96	1,01	0,92	1,00
	Bifásica a tierra	0,99	0,99	1,01	1,03	1,02	1,03	0,95	0,95	1,00	0,95	0,95	0,98	0,95	0,95	0,97	0,98	0,99	1,00
	Monofásica	1,00	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	0,95	1,00	1,00	0,95	0,99	0,98	0,95	0,99	0,97	0,97	1,01	1,00
Barra 4	Trifásica	1,00	1,00	1,00	1,03	1,03	1,03	0,96	0,96	0,96	0,92	0,93	0,92	0,92	0,93	0,91	0,96	0,97	0,97
	Bifásica levantada de tierra	1,02	0,96	1,01	1,05	1,01	1,03	0,99	0,89	0,99	0,95	0,84	0,98	0,95	0,84	0,97	1,00	0,89	1,01
	Bifásica a tierra	1,01	1,00	1,02	1,04	1,04	1,04	0,97	0,96	1,00	0,93	0,93	0,98	0,93	0,93	0,97	0,96	0,97	1,01
	Monofásica	1,01	1,02	1,03	1,05	1,04	1,05	0,97	1,00	1,01	0,92	0,99	0,98	0,92	0,99	0,98	0,96	1,01	1,00
Barra 5	Trifásica	1,00	1,00	1,00	1,03	1,03	1,03	0,96	0,96	0,96	0,92	0,93	0,92	0,89	0,89	0,88	0,96	0,97	0,97
	Bifásica levantada de tierra	1,02	0,96	1,01	1,05	1,01	1,03	0,99	0,90	0,99	0,95	0,84	0,98	0,92	0,79	0,97	1,00	0,89	1,00
	Bifásica a tierra	1,01	1,00	1,02	1,04	1,03	1,04	0,97	0,96	1,00	0,93	0,93	0,98	0,89	0,89	0,97	0,96	0,97	1,01
	Monofásica	1,01	1,02	1,03	1,05	1,04	1,05	0,97	1,00	1,01	0,93	0,99	0,98	0,89	0,99	0,97	0,96	1,01	1,00
Barra 6	Trifásica	1,02	1,01	1,02	1,05	1,05	1,05	0,98	0,98	0,98	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,94	0,94	0,95	0,94
	Bifásica levantada de tierra	1,03	0,97	1,02	1,06	1,02	1,04	1,01	0,92	1,00	0,98	0,86	0,98	0,98	0,86	0,98	0,98	0,83	1,01
	Bifásica a tierra	1,02	1,01	1,03	1,05	1,05	1,04	0,99	0,98	1,01	0,95	0,95	0,99	0,95	0,95	0,98	0,94	0,95	1,01
	Monofásica	1,02	1,02	1,03	1,05	1,04	1,05	0,98	1,01	1,01	0,94	0,99	0,98	0,94	0,99	0,98	0,93	1,01	1,01

Tabla 6.16: Corrientes en las líneas del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 9, ambos esquemas de protección

		Corrientes en las líneas [A]																	
		Fases trafo-barra1			Fases Línea 1-2			Fases Línea 1-3			Fases Línea 3-4			Fases Línea 4-5			Fases Línea 4-6		
Ubicación falla	Tipo de falla	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Barra 1	Trifásica	0,00	0,00	0,00	13,83	16,33	2,94	3,53	2,17	2,94	3,53	2,17	2,94	0,00	0,00	1,85	6,63	7,25	5,89
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	10,75	11,12	3,47	2,34	2,39	3,47	2,34	2,39	3,47	0,00	0,00	1,86	4,82	6,03	5,13
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	11,71	4,35	4,25	2,59	3,02	4,25	2,59	3,02	4,25	0,00	0,00	1,87	3,87	3,78	4,08
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	2,78	3,18	2,95	2,78	3,30	2,95	2,78	3,30	2,95	0,00	0,00	1,85	5,67	6,87	7,21
Barra 2	Trifásica	0,00	0,00	0,00	3,62	2,48	2,64	3,62	3,08	2,64	3,62	3,08	2,64	0,00	0,00	1,83	5,92	7,41	6,32
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	2,98	3,32	3,24	2,98	2,85	3,24	2,98	2,85	3,24	0,00	0,00	1,85	4,55	5,78	5,41
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	3,37	4,20	4,12	3,37	2,90	4,12	3,37	2,90	4,12	0,00	0,00	1,87	3,41	3,92	4,23
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	8,79	9,38	9,12	8,79	7,75	9,12	2,05	2,91	2,08	0,00	0,00	1,79	6,21	7,35	7,69
Barra 3	Trifásica	0,00	0,00	0,00	11,96	14,40	3,26	11,96	13,11	3,26	4,09	2,32	3,26	0,00	0,00	1,86	7,67	7,72	5,40
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	9,69	10,13	3,72	9,69	8,48	3,72	1,74	2,20	3,72	0,00	0,00	1,87	5,38	6,56	4,80
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	10,45	4,51	4,38	10,45	3,14	4,38	1,70	3,14	4,38	0,00	0,00	1,87	4,62	3,60	3,91
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	8,11	8,70	8,41	8,11	7,03	8,41	8,11	7,03	8,41	0,00	0,00	1,76	6,56	7,68	8,00
Barra 4	Trifásica	0,00	0,00	0,00	10,43	13,06	3,60	10,43	11,67	3,60	10,43	11,67	3,60	0,00	0,00	1,87	8,66	8,15	5,05
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	8,81	9,32	3,98	8,81	7,62	3,98	8,81	7,62	3,98	0,00	0,00	1,87	5,87	7,03	4,53
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	9,42	4,66	4,51	9,42	3,27	4,51	9,42	3,27	4,51	0,00	0,00	1,88	5,27	3,46	3,77
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	8,00	8,64	8,23	8,00	6,98	8,23	8,00	6,98	8,23	8,82	8,86	10,38	6,37	7,49	7,75
Barra 5	Trifásica	0,00	0,00	0,00	10,04	12,54	3,65	10,04	11,16	3,65	10,04	11,16	3,65	13,77	13,77	1,87	8,19	7,74	4,92
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	8,67	9,19	4,00	8,67	7,50	4,00	8,67	7,50	4,00	8,81	8,82	1,87	5,71	6,87	4,48
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	9,26	4,68	4,52	9,26	3,28	4,52	9,26	3,28	4,52	8,80	0,00	1,88	5,14	3,43	3,74
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	7,56	8,22	7,94	7,56	6,49	7,94	7,56	6,49	7,94	0,00	0,00	1,80	2,47	1,52	1,51
Barra 6	Trifásica	0,00	0,00	0,00	9,30	12,35	3,89	9,30	10,84	3,89	9,30	10,84	3,89	0,00	0,00	1,88	6,89	5,53	4,83
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	8,17	8,73	4,22	8,17	6,99	4,22	8,17	6,99	4,22	0,00	0,00	1,88	3,15	2,15	4,35
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	8,69	4,79	4,63	8,69	3,38	4,63	8,69	3,38	4,63	0,00	0,00	1,88	3,80	3,36	3,66
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	4,61	5,27	5,00	4,61	3,74	5,00	4,61	3,74	5,00	0,00	0,00	1,87	1,57	2,69	3,07

Tabla 6.17: Violación de la curva CBEMA en las cargas frente a fallas de alta impedancia, caso 9, ambos esquemas de protección

Ubicación falla		Violación curva CBEMA																								
		Carga barra 1					Carga barra 2					Carga barra 4					Carga barra 5					Carga barra 6				
		bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]		
Tipo de falla	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	
Barra 1	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Caso 12

Tabla 6.18: Tensiones en las barras del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 12, ambos esquemas de protección

		Tensión [Pu]																	
		Fases Barra 1			Fases Barra 2			Fases Barra 3			Fases Barra 4			Fases Barra 5			Fases Barra 6		
Ubicación falla	Tipo de falla	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Barra 1	Trifásica	0,98	0,97	0,97	1,01	1,01	1,01	0,98	0,97	0,96	0,98	0,97	0,96	0,99	0,97	0,95	1,00	1,00	0,99
	Bifásica levantada de tierra	1,00	0,91	1,00	1,03	0,98	1,01	1,00	0,92	0,99	1,00	0,92	0,97	1,01	0,92	0,96	1,02	0,96	1,00
	Bifásica a tierra	0,99	0,98	1,01	1,03	1,02	1,02	0,99	0,97	0,99	0,98	0,97	0,98	0,99	0,97	0,97	1,00	1,00	1,00
	Monofásica	1,00	1,02	1,03	1,04	1,03	1,04	0,99	1,00	1,00	0,98	0,99	0,98	0,99	0,99	0,97	1,00	1,01	1,00
Barra 2	Trifásica	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99	0,98	0,98	0,99	0,98	0,97	1,00	0,98	0,96	1,01	1,01	1,01
	Bifásica levantada de tierra	1,02	0,95	0,99	1,02	0,96	1,00	1,01	0,95	0,98	1,01	0,95	0,96	1,02	0,95	0,96	1,03	0,99	1,00
	Bifásica a tierra	1,01	1,00	1,01	1,02	1,01	1,02	1,00	0,99	0,99	1,00	0,98	0,97	1,01	0,98	0,97	1,01	1,01	1,00
	Monofásica	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,04	1,01	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	1,01	0,98	0,97	1,01	1,00	1,00
Barra 3	Trifásica	0,99	0,99	0,99	1,02	1,02	1,02	0,96	0,95	0,95	0,96	0,95	0,94	0,98	0,95	0,93	0,99	0,99	0,98
	Bifásica levantada de tierra	1,01	0,94	1,01	1,04	1,00	1,02	0,98	0,87	0,99	0,99	0,88	0,98	1,00	0,88	0,97	1,02	0,93	1,00
	Bifásica a tierra	1,01	0,99	1,02	1,04	1,03	1,03	0,97	0,95	1,00	0,97	0,95	0,98	0,98	0,95	0,97	0,99	0,99	1,00
	Monofásica	1,01	1,02	1,03	1,04	1,04	1,05	0,97	1,00	1,01	0,97	0,99	0,98	0,98	0,99	0,98	0,99	1,01	1,00
Barra 4	Trifásica	1,01	1,00	1,00	1,04	1,04	1,04	0,98	0,97	0,97	0,95	0,93	0,92	0,96	0,93	0,92	0,98	0,98	0,97
	Bifásica levantada de tierra	1,03	0,96	1,02	1,05	1,01	1,03	1,01	0,90	1,00	0,98	0,84	0,98	0,99	0,84	0,97	1,01	0,89	1,01
	Bifásica a tierra	1,02	1,01	1,02	1,05	1,04	1,04	0,99	0,97	1,00	0,95	0,93	0,98	0,96	0,93	0,97	0,98	0,97	1,00
	Monofásica	1,02	1,02	1,03	1,05	1,04	1,05	0,99	1,01	1,01	0,95	0,99	0,98	0,96	0,99	0,98	0,97	1,01	1,00
Barra 5	Trifásica	1,01	1,00	1,01	1,04	1,04	1,04	0,98	0,97	0,97	0,95	0,93	0,92	0,93	0,90	0,88	0,98	0,98	0,97
	Bifásica levantada de tierra	1,03	0,96	1,02	1,05	1,01	1,03	1,01	0,91	1,00	0,98	0,84	0,98	0,96	0,79	0,97	1,01	0,89	1,00
	Bifásica a tierra	1,02	1,01	1,03	1,05	1,04	1,04	0,99	0,97	1,00	0,95	0,93	0,98	0,93	0,90	0,97	0,98	0,97	1,00
	Monofásica	1,02	1,03	1,03	1,05	1,04	1,05	0,99	1,01	1,01	0,95	0,99	0,98	0,93	0,99	0,98	0,97	1,01	1,00
Barra 6	Trifásica	1,03	1,02	1,02	1,05	1,05	1,05	1,00	0,99	0,99	0,97	0,96	0,95	0,98	0,96	0,94	0,95	0,95	0,94
	Bifásica levantada de tierra	1,04	0,98	1,03	1,06	1,03	1,04	1,03	0,93	1,01	1,00	0,87	0,98	1,01	0,87	0,98	0,99	0,83	1,01
	Bifásica a tierra	1,03	1,02	1,03	1,05	1,05	1,05	1,00	0,99	1,01	0,97	0,95	0,99	0,98	0,95	0,98	0,95	0,94	1,01
	Monofásica	1,03	1,03	1,03	1,05	1,05	1,05	1,00	1,01	1,01	0,96	0,99	0,99	0,97	0,99	0,98	0,94	1,01	1,00

Tabla 6.19: Corrientes en las líneas del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 12, ambos esquemas de protección

		Corrientes en las líneas [A]																	
		Fases trafo-barras1			Fases Línea 1-2			Fases Línea 1-3			Fases Línea 3-4			Fases Línea 4-5			Fases Línea 4-6		
Ubicación falla	Tipo de falla	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Barra 1	Trifásica	0,00	0,00	0,00	11,65	16,28	2,77	5,29	2,37	2,77	4,43	1,42	3,18	3,19	0,00	1,86	4,89	6,65	5,18
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	9,10	10,89	3,43	2,95	2,54	3,43	2,47	2,03	3,73	2,68	0,00	1,87	3,32	5,36	4,51
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	10,07	4,34	4,14	2,43	3,07	4,14	2,18	3,19	4,55	2,41	0,00	1,88	2,50	3,20	3,57
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	4,09	3,14	2,98	4,09	3,39	2,98	3,26	2,79	2,77	2,90	0,00	1,85	3,97	6,13	6,47
Barra 2	Trifásica	0,00	0,00	0,00	4,96	2,50	2,54	4,96	3,23	2,54	4,20	2,40	2,77	3,01	0,00	1,84	4,19	6,72	5,61
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	3,48	3,28	3,12	3,48	2,94	3,12	3,00	2,55	3,46	2,63	0,00	1,86	3,00	5,11	4,78
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	3,18	4,17	3,94	3,18	2,91	3,94	2,97	3,03	4,43	2,34	0,00	1,88	2,03	3,37	3,69
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	7,00	9,21	8,84	7,00	7,58	8,84	2,94	2,25	1,76	3,00	0,00	1,80	4,57	6,67	7,01
Barra 3	Trifásica	0,00	0,00	0,00	9,67	14,40	3,02	9,67	13,10	3,02	5,40	1,80	3,63	3,48	0,00	1,87	5,89	7,25	4,67
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	7,92	9,81	3,78	7,92	8,15	3,78	2,29	1,64	4,02	2,80	0,00	1,87	3,90	5,89	4,18
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	8,61	4,55	4,36	8,61	3,27	4,36	1,59	3,36	4,69	2,57	0,00	1,88	3,23	2,99	3,42
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	6,18	8,56	8,14	6,18	6,89	8,14	6,95	7,72	9,11	3,06	0,00	1,77	4,96	7,03	7,34
Barra 4	Trifásica	0,00	0,00	0,00	8,03	13,13	3,39	8,03	11,73	3,39	8,97	12,36	3,99	3,74	0,00	1,88	6,87	7,84	4,31
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	6,93	9,05	4,03	6,93	7,36	4,03	7,68	8,31	4,30	2,89	0,00	1,88	4,43	6,41	3,91
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	7,50	4,73	4,48	7,50	3,40	4,48	8,37	3,50	4,85	2,69	0,00	1,88	3,92	2,86	3,26
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	6,01	8,49	7,99	6,01	6,82	7,99	6,78	7,61	8,94	5,99	8,88	10,43	4,81	6,84	7,11
Barra 5	Trifásica	0,00	0,00	0,00	7,57	12,74	3,45	7,57	11,34	3,45	8,49	11,94	4,07	10,73	14,30	1,87	6,41	7,47	4,18
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	6,74	8,95	4,05	6,74	7,26	4,05	7,48	8,17	4,35	6,16	8,86	1,88	4,29	6,25	3,85
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	7,30	4,76	4,50	7,30	3,43	4,50	8,16	3,52	4,88	6,31	0,00	1,88	3,79	2,83	3,23
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	5,62	8,06	7,67	5,62	6,33	7,67	6,39	7,18	8,65	2,99	0,00	1,81	4,09	2,27	2,21
Barra 6	Trifásica	0,00	0,00	0,00	6,91	12,31	3,70	6,91	10,79	3,70	7,85	11,46	4,26	3,56	0,00	1,88	8,16	6,09	4,08
	Bifásica levantada de tierra	0,00	0,00	0,00	6,24	8,48	4,25	6,24	6,74	4,25	7,02	7,67	4,53	2,83	0,00	1,89	4,62	2,90	3,72
	Bifásica a tierra	0,00	0,00	0,00	6,73	4,87	4,56	6,73	3,52	4,56	7,60	3,60	4,97	2,65	0,00	1,88	5,19	2,77	3,14
	Monofásica	0,00	0,00	0,00	3,73	5,19	4,84	3,73	3,67	4,84	3,94	3,94	5,31	1,84	0,00	1,88	0,70	2,27	2,68

Tabla 6.20: Violación de la curva CBEMA en las cargas frente a fallas de alta impedancia, caso 12, ambos esquemas de protección

Ubicación falla		Violación curva CBEMA																								
		Carga barra 1					Carga barra 2					Carga barra 4					Carga barra 5					Carga barra 6				
		bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]		
Tipo de falla	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	
Barra 1	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Caso 13

Tabla 6.21: Tensiones en las barras del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 13, ambos esquemas de protección

		Tensión [Pu]																	
		Fases Barra 1			Fases Barra 2			Fases Barra 3			Fases Barra 4			Fases Barra 5			Fases Barra 6		
Ubicación falla	Tipo de falla	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Barra 1	Trifásica	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	0,97	0,98	0,97	0,93	0,95	0,93	0,93	0,95	0,92	0,91	0,95	0,93
	Bifásica levantada de tierra	1,03	0,96	1,02	1,03	0,96	1,02	0,99	0,93	0,98	0,95	0,90	0,94	0,95	0,90	0,93	0,94	0,90	0,94
	Bifásica a tierra	1,01	1,01	1,02	1,00	1,01	1,02	0,97	0,98	0,98	0,93	0,95	0,94	0,93	0,95	0,93	0,92	0,95	0,94
	Monofásica	1,01	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	0,97	0,99	0,98	0,93	0,96	0,94	0,93	0,96	0,93	0,92	0,96	0,94
Barra 2	Trifásica	1,01	1,01	1,01	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,93	0,95	0,93	0,93	0,95	0,92	0,91	0,95	0,93
	Bifásica levantada de tierra	1,03	0,97	1,02	0,99	0,90	1,02	0,99	0,94	0,98	0,95	0,91	0,94	0,95	0,91	0,93	0,94	0,91	0,94
	Bifásica a tierra	1,01	1,01	1,02	0,97	0,97	1,02	0,97	0,98	0,98	0,93	0,95	0,94	0,93	0,95	0,93	0,92	0,95	0,94
	Monofásica	1,01	1,02	1,02	0,97	1,02	1,02	0,97	0,99	0,98	0,93	0,96	0,94	0,93	0,96	0,93	0,92	0,96	0,94
Barra 3	Trifásica	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	0,93	0,94	0,93	0,89	0,91	0,89	0,89	0,91	0,88	0,88	0,91	0,89
	Bifásica levantada de tierra	1,03	0,97	1,02	1,02	0,97	1,02	0,96	0,86	0,98	0,92	0,83	0,94	0,92	0,83	0,93	0,91	0,83	0,94
	Bifásica a tierra	1,01	1,01	1,02	1,00	1,01	1,02	0,93	0,94	0,98	0,89	0,91	0,94	0,89	0,91	0,93	0,88	0,91	0,94
	Monofásica	1,01	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	0,93	0,99	0,98	0,89	0,96	0,94	0,89	0,96	0,93	0,88	0,96	0,94
Barra 4	Trifásica	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	0,93	0,94	0,94	0,86	0,88	0,86	0,86	0,88	0,85	0,85	0,88	0,86
	Bifásica levantada de tierra	1,03	0,98	1,02	1,02	0,98	1,02	0,96	0,88	0,98	0,88	0,79	0,94	0,88	0,79	0,93	0,87	0,79	0,94
	Bifásica a tierra	1,01	1,01	1,02	1,00	1,01	1,02	0,94	0,94	0,98	0,86	0,88	0,94	0,86	0,88	0,93	0,85	0,88	0,94
	Monofásica	1,01	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	0,94	0,99	0,98	0,86	0,96	0,94	0,86	0,96	0,93	0,85	0,96	0,94
Barra 5	Trifásica	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	0,93	0,94	0,94	0,86	0,88	0,86	0,83	0,85	0,82	0,85	0,88	0,86
	Bifásica levantada de tierra	1,02	0,98	1,02	1,02	0,98	1,02	0,96	0,89	0,98	0,88	0,80	0,94	0,85	0,75	0,93	0,87	0,80	0,94
	Bifásica a tierra	1,01	1,01	1,02	1,00	1,01	1,02	0,94	0,95	0,98	0,86	0,88	0,94	0,83	0,85	0,93	0,85	0,88	0,94
	Monofásica	1,01	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	0,94	0,99	0,98	0,86	0,96	0,94	0,83	0,96	0,93	0,85	0,96	0,94
Barra 6	Trifásica	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	0,94	0,95	0,94	0,86	0,88	0,86	0,86	0,88	0,85	0,80	0,83	0,81
	Bifásica levantada de tierra	1,02	0,98	1,02	1,02	0,98	1,02	0,96	0,89	0,98	0,88	0,80	0,94	0,88	0,80	0,93	0,83	0,73	0,94
	Bifásica a tierra	1,01	1,01	1,02	1,00	1,01	1,02	0,94	0,95	0,98	0,86	0,88	0,94	0,86	0,88	0,93	0,81	0,83	0,94
	Monofásica	1,01	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	0,94	0,99	0,98	0,86	0,96	0,94	0,86	0,96	0,93	0,81	0,96	0,94

Tabla 6.22: Corrientes en las líneas del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 13, ambos esquemas de protección

		Corrientes en las líneas [A]																	
		Fases trafo-barras1			Fases Línea 1-2			Fases Línea 1-3			Fases Línea 3-4			Fases Línea 4-5			Fases Línea 4-6		
Ubicación falla	Tipo de falla	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Barra 1	Trifásica	25,22	24,29	8,31	1,82	0,00	0,00	8,45	5,97	8,31	8,45	5,97	8,31	0,00	0,00	1,95	1,99	0,00	0,00
	Bifásica levantada de tierra	19,75	17,67	8,28	1,78	0,00	0,00	8,25	6,25	8,28	8,25	6,25	8,28	0,00	0,00	1,95	1,94	0,00	0,00
	Bifásica a tierra	19,76	7,99	8,30	1,78	0,00	0,00	8,25	6,31	8,30	8,25	6,31	8,30	0,00	0,00	1,95	1,95	0,00	0,00
	Monofásica	19,25	17,34	17,61	11,24	9,61	9,61	8,22	6,25	8,19	8,22	6,25	8,19	0,00	0,00	1,93	1,94	0,00	0,00
Barra 2	Trifásica	24,11	23,09	8,31	17,25	15,72	0,00	8,42	5,99	8,31	8,42	5,99	8,31	0,00	0,00	1,95	1,99	0,00	0,00
	Bifásica levantada de tierra	19,31	17,35	8,28	11,28	9,62	0,00	8,24	6,25	8,28	8,24	6,25	8,28	0,00	0,00	1,95	1,94	0,00	0,00
	Bifásica a tierra	19,33	7,99	8,30	11,28	0,00	0,00	8,25	6,32	8,30	8,25	6,32	8,30	0,00	0,00	1,95	1,94	0,00	0,00
	Monofásica	18,63	16,76	16,88	1,77	0,00	0,00	16,89	15,03	16,88	7,90	6,01	7,88	0,00	0,00	1,85	1,86	0,00	0,00
Barra 3	Trifásica	23,17	21,92	8,31	1,81	0,00	0,00	21,38	20,47	8,31	8,15	5,51	8,31	0,00	0,00	1,95	1,92	0,00	0,00
	Bifásica levantada de tierra	18,69	16,77	8,28	1,78	0,00	0,00	16,94	15,04	8,28	7,93	6,01	8,28	0,00	0,00	1,95	1,87	0,00	0,00
	Bifásica a tierra	18,70	7,99	8,30	1,78	0,00	0,00	16,95	6,32	8,30	7,93	6,32	8,30	0,00	0,00	1,95	1,87	0,00	0,00
	Monofásica	17,64	15,90	15,89	1,77	0,00	0,00	15,90	14,17	15,89	15,90	14,17	15,89	0,00	0,00	1,78	1,79	0,00	0,00
Barra 4	Trifásica	21,28	19,96	8,31	1,81	0,00	0,00	19,48	18,52	8,31	19,48	18,52	8,31	0,00	0,00	1,95	1,84	0,00	0,00
	Bifásica levantada de tierra	17,68	15,91	8,28	1,78	0,00	0,00	15,94	14,18	8,28	15,94	14,18	8,28	0,00	0,00	1,95	1,80	0,00	0,00
	Bifásica a tierra	17,69	7,99	8,30	1,78	0,00	0,00	15,95	6,32	8,30	15,95	6,32	8,30	0,00	0,00	1,95	1,80	0,00	0,00
	Monofásica	17,38	15,63	15,53	1,77	0,00	0,00	15,64	13,91	15,53	15,64	13,91	15,53	8,17	8,34	9,85	1,80	0,00	0,00
Barra 5	Trifásica	20,60	19,17	8,31	1,80	0,00	0,00	18,80	17,73	8,31	18,80	17,73	8,31	12,63	12,63	1,95	1,84	0,00	0,00
	Bifásica levantada de tierra	17,42	15,65	8,28	1,78	0,00	0,00	15,68	13,92	8,28	15,68	13,92	8,28	8,19	8,35	1,95	1,80	0,00	0,00
	Bifásica a tierra	17,43	8,00	8,30	1,78	0,00	0,00	15,69	6,32	8,30	15,69	6,32	8,30	8,19	0,00	1,95	1,80	0,00	0,00
	Monofásica	17,10	15,50	15,51	1,77	0,00	0,00	15,36	13,78	15,51	15,36	13,78	15,51	0,00	0,00	1,79	9,65	8,19	8,04
Barra 6	Trifásica	20,09	18,74	8,31	1,80	0,00	0,00	18,30	17,29	8,31	18,30	17,29	8,31	0,00	0,00	1,95	13,64	12,17	0,00
	Bifásica levantada de tierra	17,13	15,52	8,28	1,78	0,00	0,00	15,40	13,79	8,28	15,40	13,79	8,28	0,00	0,00	1,95	9,67	8,20	0,00
	Bifásica a tierra	17,15	8,00	8,30	1,78	0,00	0,00	15,41	6,32	8,30	15,41	6,32	8,30	0,00	0,00	1,95	9,68	0,00	0,00
	Monofásica	10,07	8,02	8,32	1,80	0,00	0,00	8,34	6,34	8,32	8,34	6,34	8,32	0,00	0,00	1,96	1,97	0,00	0,00

Tabla 6.23: Violación de la curva CBEMA en las cargas frente a fallas de alta impedancia, caso 13, ambos esquemas de protección

Ubicación falla		Violación curva CBEMA																								
		Carga barra 1					Carga barra 2					Carga barra 4					Carga barra 5					Carga barra 6				
		bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]		
Tipo de falla	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	
Barra 1	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-

Caso 28

Tabla 6.24: Tensiones en las barras del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 28, ambos esquemas de protección

		Tensión [Pu]																	
		Fases Barra 1			Fases Barra 2			Fases Barra 3			Fases Barra 4			Fases Barra 5			Fases Barra 6		
Ubicación falla	Tipo de falla	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Barra 1	Trifásica	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,01	1,01	1,01	0,99	0,99	0,98	1,00	0,99	0,97	1,00	1,01	1,00
	Bifásica levantada de tierra	1,05	1,00	1,04	1,05	1,03	1,04	1,03	0,99	1,01	1,01	0,97	0,98	1,02	0,97	0,98	1,02	0,99	1,00
	Bifásica a tierra	1,03	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,01	1,01	1,01	1,00	0,99	0,98	1,00	0,99	0,98	1,00	1,01	1,00
	Monofásica	1,03	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,01	1,02	1,01	0,99	0,99	0,98	1,00	0,99	0,98	1,00	1,00	1,00
Barra 2	Trifásica	1,04	1,03	1,03	1,01	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,00	0,99	0,98	1,01	0,99	0,98	1,00	1,01	1,00
	Bifásica levantada de tierra	1,05	1,02	1,03	1,03	0,98	1,02	1,03	1,00	1,01	1,01	0,99	0,98	1,02	0,99	0,97	1,01	1,00	1,00
	Bifásica a tierra	1,04	1,04	1,04	1,02	1,02	1,03	1,02	1,01	1,01	1,00	0,99	0,98	1,01	0,99	0,97	1,01	1,01	1,00
	Monofásica	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,02	1,01	1,01	1,00	0,99	0,98	1,01	0,99	0,98	1,00	1,00	1,00
Barra 3	Trifásica	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,96	0,98	0,97	0,95	0,99	0,99	0,98
	Bifásica levantada de tierra	1,05	1,01	1,04	1,05	1,03	1,04	1,00	0,92	1,01	1,00	0,92	0,99	1,01	0,92	0,98	1,01	0,94	1,00
	Bifásica a tierra	1,04	1,03	1,04	1,05	1,05	1,04	0,99	0,98	1,01	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	0,99	0,99	1,00
	Monofásica	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	0,99	1,02	1,01	0,97	0,99	0,98	0,98	0,99	0,98	0,99	1,00	1,00
Barra 4	Trifásica	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,00	0,99	0,99	0,95	0,94	0,93	0,96	0,94	0,92	0,97	0,97	0,96
	Bifásica levantada de tierra	1,05	1,02	1,04	1,05	1,04	1,04	1,02	0,94	1,01	0,97	0,86	0,99	0,99	0,86	0,98	1,00	0,90	1,00
	Bifásica a tierra	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,00	0,99	1,01	0,95	0,94	0,98	0,96	0,94	0,98	0,97	0,97	1,00
	Monofásica	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,00	1,02	1,01	0,95	0,99	0,98	0,96	0,99	0,98	0,97	1,00	1,00
Barra 5	Trifásica	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,00	0,99	0,99	0,95	0,94	0,93	0,93	0,91	0,89	0,97	0,97	0,96
	Bifásica levantada de tierra	1,05	1,02	1,04	1,05	1,04	1,04	1,02	0,94	1,01	0,98	0,87	0,99	0,95	0,81	0,98	1,00	0,90	1,00
	Bifásica a tierra	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,00	0,99	1,01	0,95	0,94	0,98	0,93	0,91	0,98	0,97	0,97	1,00
	Monofásica	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,00	1,02	1,01	0,95	0,99	0,98	0,93	0,99	0,98	0,97	1,00	1,00
Barra 6	Trifásica	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,01	1,00	1,00	0,97	0,96	0,95	0,97	0,96	0,94	0,94	0,94	0,93
	Bifásica levantada de tierra	1,05	1,02	1,04	1,06	1,04	1,05	1,03	0,96	1,01	0,99	0,89	0,99	1,00	0,89	0,98	0,97	0,84	1,00
	Bifásica a tierra	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,01	1,00	1,01	0,97	0,96	0,98	0,97	0,96	0,98	0,94	0,94	1,00
	Monofásica	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,01	1,02	1,01	0,96	0,99	0,98	0,97	0,99	0,98	0,94	1,00	1,00

Tabla 6.25: Corrientes en las líneas del Sistema frente a fallas de alta impedancia, caso 28, ambos esquemas de protección

		Corrientes en las líneas [A]																	
		Fases trafo-barra1			Fases Línea 1-2			Fases Línea 1-3			Fases Línea 3-4			Fases Línea 4-5			Fases Línea 4-6		
Ubicación falla	Tipo de falla	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Barra 1	Trifásica	17,64	15,76	8,44	3,32	9,50	7,68	4,83	3,40	5,27	4,45	3,27	5,53	2,28	0,00	1,87	2,10	3,54	3,02
	Bifásica levantada de tierra	11,69	12,81	7,50	6,20	5,76	7,18	4,19	4,20	5,39	4,03	4,06	5,55	2,10	0,00	1,87	1,48	3,19	2,93
	Bifásica a tierra	10,79	6,50	6,05	5,84	6,31	6,26	4,22	4,59	5,43	4,06	4,50	5,65	2,05	0,00	1,87	1,32	2,46	2,81
	Monofásica	13,29	13,87	13,87	13,62	12,21	12,42	4,36	4,28	4,95	4,09	4,14	5,08	2,14	0,00	1,87	1,61	3,39	3,67
Barra 2	Trifásica	14,93	15,97	10,35	16,28	13,56	8,53	4,83	3,92	5,00	4,53	3,73	5,22	2,18	0,00	1,86	1,81	3,63	3,27
	Bifásica levantada de tierra	11,45	12,02	8,91	11,94	10,41	7,48	4,48	4,37	5,15	4,28	4,22	5,34	2,08	0,00	1,86	1,43	3,14	3,13
	Bifásica a tierra	9,62	7,00	6,96	10,21	5,94	6,42	4,56	4,44	5,35	4,37	4,38	5,58	2,01	0,00	1,87	1,20	2,58	2,89
	Monofásica	11,49	12,11	12,05	6,63	5,97	6,05	10,44	10,84	12,14	2,83	2,99	3,81	2,33	0,00	1,82	2,30	4,14	4,46
Barra 3	Trifásica	14,79	13,41	7,69	3,85	8,62	7,14	13,47	17,08	5,22	4,19	1,24	5,61	2,74	0,00	1,87	3,60	4,44	2,93
	Bifásica levantada de tierra	10,38	11,28	7,02	6,00	5,67	6,87	10,56	10,83	5,51	2,88	2,99	5,58	2,32	0,00	1,87	2,23	3,97	2,87
	Bifásica a tierra	9,56	6,12	5,92	5,67	6,24	6,09	10,57	4,66	5,52	2,85	4,53	5,66	2,27	0,00	1,87	2,08	2,41	2,80
	Monofásica	10,42	11,03	10,93	6,42	5,79	5,88	8,93	9,51	10,76	9,49	10,07	11,44	2,48	0,00	1,77	3,00	4,79	5,11
Barra 4	Trifásica	12,87	12,05	7,20	4,13	7,88	6,89	10,81	14,83	5,29	11,62	15,18	5,65	3,11	0,00	1,87	4,89	5,37	2,86
	Bifásica levantada de tierra	9,50	10,34	6,67	5,81	5,52	6,71	9,02	9,50	5,52	9,58	10,17	5,62	2,47	0,00	1,87	2,94	4,66	2,83
	Bifásica a tierra	8,81	5,92	5,74	5,47	6,19	6,03	9,03	4,67	5,51	9,70	4,54	5,69	2,43	0,00	1,87	2,83	2,40	2,76
	Monofásica	10,21	10,78	10,62	6,36	5,82	5,91	8,66	9,35	10,52	9,22	9,89	11,18	6,54	8,96	10,52	2,91	4,68	4,97
Barra 5	Trifásica	12,28	11,51	7,03	4,26	7,81	6,76	10,12	14,28	5,30	10,91	14,60	5,66	11,46	14,46	1,87	4,59	5,09	2,84
	Bifásica levantada de tierra	9,34	10,13	6,60	5,78	5,56	6,66	8,74	9,34	5,52	9,30	9,98	5,63	6,56	8,95	1,87	2,86	4,56	2,82
	Bifásica a tierra	8,67	5,87	5,70	5,45	6,17	6,02	8,75	4,68	5,51	9,42	4,54	5,69	6,59	0,00	1,87	2,75	2,40	2,76
	Monofásica	9,81	10,43	10,38	6,28	5,56	5,66	7,87	8,47	9,81	8,46	9,07	10,51	2,46	0,00	1,80	5,49	3,73	3,46
Barra 6	Trifásica	11,76	11,43	6,90	4,30	7,23	6,82	9,05	13,30	5,35	9,89	13,71	5,68	2,98	0,00	1,87	9,22	8,26	2,82
	Bifásica levantada de tierra	9,00	9,84	6,43	5,64	5,29	6,65	7,93	8,47	5,54	8,54	9,15	5,65	2,44	0,00	1,87	5,55	3,85	2,80
	Bifásica a tierra	8,41	5,77	5,61	5,29	6,17	6,00	7,94	4,69	5,50	8,63	4,55	5,71	2,41	0,00	1,87	5,65	2,40	2,74
	Monofásica	4,74	5,05	5,08	6,29	5,64	5,68	4,62	4,60	5,53	4,56	4,59	5,74	1,85	0,00	1,87	0,69	2,35	2,63

Tabla 6.26: Violación de la curva CBEMA en las cargas frente a fallas de alta impedancia, caso 28, ambos esquemas de protección

Ubicación falla		Violación curva CBEMA																								
		Carga barra 1					Carga barra 2					Carga barra 4					Carga barra 5					Carga barra 6				
		bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]			bajo tensión [Pu]		Sobre tensión [Pu]		
Tipo de falla	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	
Barra 1	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 2	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 3	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 4	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 5	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barra 6	Trifásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica levantada de tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bifásica a tierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

