



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

EFECTOS EN LA MASIFICACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

PABLO FERNANDO DROGUETT PAILLALEF

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DIAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
NELSON MORALES OSORIO
JUAN ALBERTO BRAVO CERDA

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2013

RESUMEN DE MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: PABLO DROGUETT PAILLALEF
FECHA: 17/04/2013
PROF. GUÍA: SR. LUIS VARGAS D.

“Efectos en la Masificación de Unidades de Generación Distribuida en los Sistemas de Protección de Sobrecorriente de las Redes de Distribución”

El rápido crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha llevado a considerar dentro de las formas de concepción de energía la inserción de unidades de generación en redes de empresas distribuidoras, conocida como Generación Distribuida (GD). Sin embargo, la interconexión de GD presenta desafíos técnicos y regulatorios, en particular en los actuales esquemas de protecciones eléctricas.

El objetivo general del presente trabajo de título es determinar empíricamente el impacto en las protecciones de sobrecorriente asociados a la conexión de unidades de GD sobre un sistema de distribución, identificando los problemas que se pueden provocar en la coordinación de protecciones con la masificación de la interconexión de unidades de GD. Con esto, se espera contribuir al proceso de integración de GD, indicando aspectos críticos a considerar en los futuros estudios de coordinación de protecciones.

La evaluación del impacto se realizó por medio del software *DigSilent Power Factory*, mediante simulaciones sobre un sistema de prueba, que busca presentar en forma simplificada la interacción de las corrientes de fallas aportada por la red de transmisión y por las unidades de GD con la operación de los dispositivos de protección de sobrecorriente: relé, reconectador y fusibles. La metodología de trabajo consiste en la interconexión de unidades de GD de diferentes capacidades y en diferentes localidades, identificando los aportes de corriente por parte de los GD y el sistema de transmisión a la falla, para determinar el efecto sobre la coordinación de protecciones, analizándose comparativamente las respuestas.

Como resultado del estudio, se determinó que los esquemas de coordinación implementados no son efectivos con la interconexión masiva de unidades de GD. Se determinaron los puntos de instalación de mayor conflicto con las protecciones y una metodología para evaluar el nivel de penetración de GD aceptado por la red, correspondiendo a un 25% de la red estudiada. Para los efectos derivados de la conexión de GD, que se observan en la red de distribución, flujos bidireccionales y aumento del nivel de cortocircuito, permiten concluir que el problema de coordinación debe ser replanteado, considerando una adecuada coordinación de las protecciones establecidas con la GD, que permita no tener una pérdida completa del sistema de distribución ante un escenario de falla.

Agradecimientos

Sin dudar el recorrido que he enfrentado para poder llegar a este momento ha sido largo, en la cual vivencie una serie de anécdotas con personas increíbles que me presentó esta gran aventura. Años de estudios y de gran dedicación que con la entrega de este trabajo cierran unos de los ciclos más importantes sin dudar de mi vida.

Quisiera dedicar este trabajo en primer lugar a mi familia, a mis padres Luis y Norma, pilares fundamentales en mi vida, que sin su apoyo, cariño y consejos no hubiera logrado alcanzar este primer gran logro.

A mis primos Manuel Droguett y Manuel Paillalef, mi tía Nora y mi padrino Jorge por estar continuamente alentándome en todo momento.

A mis amigos y compañeros de Universidad: amigos del colegio, bachiamigos y eléctricos, por su apoyo, alegría y compañía en este lindo camino. Sin duda uno de los mejores regalos fue conocerlos y poder compartir estos años con ustedes.

Agradecer a Don Jaime Cotos por toda la ayudada brindada, quien siempre estuvo presente ante cualquier duda. Muchas gracias por su buena disposición, fue un gran apoyo en el desarrollo del presente trabajo.

Tabla de Contenido

Capítulo 1	Introducción.....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Alcance.....	1
1.3	Objetivos Generales.....	2
1.4	Objetivos Específicos.....	2
1.5	Estructura General Memoria.....	2
Capítulo 2	Introducción a la Generación Distribuida y a los Sistemas de Protección.....	4
2.1	Redes de Distribución Eléctrica.....	4
2.1.1	Sistema de Distribución Primaria.....	4
2.1.2	Sistema de Distribución Secundaria.....	5
2.2	Sistemas de Protección.....	6
2.2.1	Componentes de un sistema de protección.....	7
2.2.2	Características de los sistemas de protección.....	8
2.2.3	Equipos de Protección de Sobrecorriente en Redes de Distribución.....	10
2.2.4	Análisis de despeje de fallas por medio de las curvas características de los equipos de protección de las redes de distribución.....	16
2.3	Generación Distribuida.....	19
2.3.1	Efectos de la interconexión de la Generación Distribuida en las redes de distribución.....	22
2.4	Marco Legislativo y Regulatorio frente a la Interconexión de Generación Distribuida.....	23
2.5	Experiencia Internacional.....	26
2.5.1	Efectos de la interconexión de GD en las protecciones de sobrecorriente en un alimentador radial.....	26
2.6	Sumario.....	30
Capítulo 3	Coordinación de Protecciones y Casos de Estudios.....	31
3.1	Parámetros para Selección de las Protecciones.....	31
3.1.1	Fusibles para seccionamiento de ramales.....	31
3.1.2	Protección de transformadores con fusibles.....	32

3.1.3	Protección de bancos de condensadores con fusibles	33
3.1.4	Protección alimentador central con reconectador.....	33
3.2	Coordinación de los Dispositivos de Sobrecorriente	34
3.2.1	Coordinación fusible-fusible	34
3.2.2	Coordinación reconectador- fusible.....	35
3.2.3	Coordinación relé-fusible	37
3.3	Redes de Análisis.....	37
3.3.1	Protección de sobrecorriente para el alimentador <i>IEEE 34-Node Test Feeder</i> , circuito 1	40
3.3.2	Protección de sobrecorriente para red de análisis disparo falso, circuito 2	61
3.4	Sumario	63
Capítulo 4	Incorporación de GD a los Casos Bases.....	64
4.1	Tecnologías de Generación Distribuida.....	64
4.1.1	Unidades de generación distribuida	66
4.1.2	Tipos de conexiones del Transformador de Interconexión de GD.....	68
4.2	Parámetros de Configuración para la Interconexión de GD a la Red.....	70
4.2.1	Modelo de GD a simular	70
4.2.2	Transformador de Interconexión	72
4.2.3	Localización de la interconexión.....	74
4.3	Simulaciones Red de Análisis 1	75
4.3.1	Fatiga del fusible	76
4.3.2	Fusión del fusible para fallas temporales.....	79
4.3.3	Disparo falso en fusibles	82
4.4	Simulaciones Red de Análisis 2	85
4.4.1	Disparo falso en relés de sobrecorriente.....	86
4.5	Sumario	89
Capítulo 5	Recomendaciones y Observaciones.....	90
5.1	Análisis de los Resultados de la Simulación.....	90
5.2	Análisis de Sensibilidad	97
5.2.1	Evolución de la corriente de falla según el punto de instalación de la unidad de GD	97

5.2.2	Evolución de la corriente de falla según su localización	102
5.2.3	Puntos conflictivos en la pérdida de coordinación en las protecciones.....	105
5.3	Medidas de Mitigación para enfrentar los Problemas en la Coordinación de Protecciones con presencia de GD.....	107
5.3.1	Método Generalizado para evaluar el impacto de GD en la protección del Sistema 107	
5.3.2	Cambios de configuración en las protecciones	121
5.4	Despeje de Fallas con GD	128
Capítulo 6 Conclusiones y Trabajo Futuro.....		131
6.1	Conclusiones	131
6.2	Trabajo Futuro.....	135
Bibliografía.....		136
Anexo A		140
	Características de la Red Radial de Pruebas	141
Anexo B		149
	Estudio Flujo de Carga con adición de GD	150
	Estudio de Cortocircuitos con adición de GD	153
Anexo C		158
	Representación gráfica de problemas de coordinación por fatiga del fusible	159
	Representación gráfica de problemas de coordinación por fusión frente a fallas temporales .	178
	Representación gráfica de problemas de coordinación por disparo falso de fusibles	187

Índice de Figuras

Estructura del Sistema Eléctrico de Potencia actual, Fuente: [2].	5
Modificaciones en el esquema del Sistema Eléctrico a futuro, Fuente: [2].	6
Traslape en los SP, Fuente: [3].	9
Protecciones presentes en la red de distribución, Fuente: [6].	10
Efecto de la corriente de cortocircuito según su ubicación frente a la Subestación, Fuente: [6].	11
Tipos de curva tiempo-corriente de un Reconectador.	12
Secuencia de operación de Reconectador en falla permanente, Fuente: [6].	12
Dispositivo de protección Reconectador, Fuente [6].	13
Puntos candidatos para la instalación de reconectores en un sistema de distribución, Fuente: [7].	14
Coordinación entre fusibles de Media Tensión, Fuente: [6].	15
Dispositivo de protección Fusible.	15
Dispositivo de protección Seccionalizador.	16
Protecciones principales y de respaldo, Fuente: [5].	17
Coordinación de reconectador con fusibles.	18
Curvas de coordinación de protecciones entre reconectador y fusible, Fuente: [8].	18
Clasificación Chilena de los medios de generación, Fuente: [10].	20
Conexión de los PMGD, PMG y MGNC en el Sistema Eléctrico, Fuente: [11].	21
Aumento del nivel de cortocircuito.	27
Problema Fatiga del Fusible.	28
Problema Fusión del fusible para fallas temporales.	29
Falso disparo.	29
Criterio de coordinación entre fusibles.	34
Coordinación entre fusibles tipo K.	35
Coordinación entre fusibles tipo T.	35
Curvas coordinación reconectador-fusible, Fuente: [7].	36
Coordinación relé-fusible.	37
Red de análisis 1, alimentador <i>IEEE 34-Node Test Feeder</i> .	38
Red de análisis 2, problema disparo falso.	40
Dispositivos de protección del alimentador <i>IEEE 34-Node Test Feeder</i> .	41
Zonas de protección de los fusibles.	44
Coordinación R-F1 para falla mínima.	45
Coordinación R-F1 para falla máxima.	45
Coordinación R-F2 para falla mínima.	46
Coordinación R-F2 para falla máxima.	46

Coordinación R-F3 para falla mínima.	47
Coordinación R-F3 para falla máxima.	47
Coordinación R-F4 para falla mínima.	48
Coordinación R-F4 para falla máxima.	48
Coordinación R-F5 para falla mínima.	49
Coordinación R-F5 para falla máxima.	49
Coordinación R-F6 para falla mínima.	50
Coordinación R-F6 para falla máxima.	50
Coordinación R-F7 para falla mínima.	51
Coordinación R-F7 para falla máxima.	51
Coordinación R-F8 para falla mínima.	52
Coordinación R-F8 para falla máxima.	52
Coordinación F7-F9 para falla mínima.	53
Coordinación F7-F9 para falla máxima.	53
Coordinación F7-F10 para falla mínima.	54
Coordinación F7-F10 para falla máxima.	54
Coordinación R-F11 para falla mínima.	55
Coordinación R-F11 para falla máxima.	55
Coordinación F5-F12 para falla mínima.	56
Coordinación F5-F12 para falla máxima.	56
Efecto del Time Dial sobre curva de tiempo-corriente.	58
Efecto del <i>Time Curve Adder</i> sobre la curva de tiempo-corriente.	58
Efecto del <i>Minimum Response Time</i> sobre la curva de tiempo-corriente.	59
Configuración curva instantánea del reconectador 1.	60
Configuración curva retardada del reconectador 1.	60
Curva tiempo-corriente falla permanente, operación reconectador.	61
Punto de instalación de las protecciones de sobrecorriente.	62
Curvas características de los relés de sobrecorriente de los alimentadores 1 y 2.	63
Modelo genérico de una fuente de generación distribuida, Fuente: [22].	64
Aporte de corriente de cortocircuito de generador sincrónico, Fuente: [23].	67
Aporte de corriente de cortocircuito de generador de inducción excitado por red, Fuente: [24].	68
Fasores de tensión en sistemas con neutro aislado, desplazamiento del neutro.	69
Dimensiones de los transformadores de distribución.	73
Cuadro características técnicas de los transformadores de distribución Rhona.	73
Puntos de instalación de las unidades de GD.	74
Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F5, caso 6.	78
Coordinación R-F1 para falla mínima, Caso Base.	79
Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla mínima en zona de protección de F5, caso 7.	81

Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.....	82
Esquema de falso disparo, caso 7.....	83
Problema disparo falso para falla mínima en zona de protección de F7, caso 7.....	84
Coordinación R-F7 para falla mínima, Caso Base.....	85
Caso de estudio disparo falso de relé, circuito 2.....	87
Problema disparo falso relé 2 para falla máxima en nodo 802 del alimentador 1.....	88
Despeje de falla nodo 802 del alimentador por relé 1.....	89
Margen entre falla fatiga del fusible y fusión frente a fallas temporales.....	93
Falla en el lateral 5 con GD instalada en el nodo 890.....	93
Margen de coordinación entre reconectador y fusible F5.....	94
Pérdida de sensibilidad en el fusible F11.....	96
Esquema de análisis para el estudio de evolución de la corriente de falla según el punto de instalación de GD.....	97
Evolución de la corriente según localización de los GD de 50% y 80%, falla en nodo 852.....	99
Falla aguas abajo del GD y subestación.....	99
Falla entre subestación y GD.....	100
Falla entre subestación y unidades de GD.....	101
Evolución de la corriente según niveles de penetración, falla en lateral 4.....	102
Esquema de análisis para el estudio de evolución de la corriente de falla según su ubicación.....	103
Evolución de la corriente según localización de la falla, GD de 50% en nodo 848.....	104
Evolución de la corriente según localización de la falla, caso 1.....	105
Límite de penetración de GD en el nodo 840, fatiga de fusible.....	111
Límite de penetración de GD en el nodo 848, fusión frente a fallas temporales.....	113
Límite de penetración de GD en el nodo 848, disparo falso fusibles.....	117
Límite de penetración de GD en el nodo 840, disparo falso fusibles.....	118
Límite de penetración de GD en el nodo 862, disparo falso fusibles.....	119
Máximo nivel de penetración para evitar disparo falso en relé.....	120
Falla en la zona de protección del fusible F5, para análisis en el cambio de configuración del reconectador.....	121
Coordinación antes y después de implementar modificaciones, falla máxima F5, GD de 2060 KVA.....	122
Coordinación antes y después de implementar modificaciones, caso 6, falla máxima F5.....	124
Corrección de la problemática disparo falso relé 2.....	125
Problema disparo falso relé 2.....	126
Tiempo de operación del relé 1.....	126
Despeje de corrientes de fallas en alimentadores radiales con interconexión de GD.....	127
Despeje de falla con presencia de GD en la red.....	128
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F5, caso 1.....	159
Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.....	160

Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F5, caso 2.	161
Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.	161
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F5, caso 2.	162
Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.	162
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F5, caso 3 y 4.	163
Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.	164
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 5.	165
Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.	165
Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F5, caso 5.	166
Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.	166
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F5, caso 5.	167
Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.	167
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 6.	168
Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.	169
Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F5, caso 6.	169
Coordinación R-F1 para falla mínima, Caso Base.	170
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 7.	171
Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.	171
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 8.	172
Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.	173
Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F6, caso 8.	173
Coordinación R-F6 para falla mínima, Caso Base.	174
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F6, caso 8.	174
Coordinación R-F6 para falla máxima, Caso Base.	175
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 9.	176
Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.	176
Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F6, caso 9.	177
Coordinación R-F6 para falla máxima, Caso Base.	177
Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla máxima en zona de protección de F5, caso 6.	178
Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.	179
Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla mínima en zona de protección de F5, caso 7.	180
Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.	180
Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla máxima en zona de protección de F5, caso 7.	181
Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.	181
Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla mínima en zona de protección de F5, caso 8.	182

Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.....	183
Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla máxima en zona de protección de F5, caso 8.....	183
Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.....	184
Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla mínima en zona de protección de F5, caso 9.....	185
Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.....	185
Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla máxima en zona de protección de F5, caso 9.....	186
Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.....	186
Esquema de falso disparo, caso 7.....	187
Problema disparo falso para falla mínima en zona de protección de F7, caso 7.....	188
Problema disparo falso para falla máxima en zona de protección de F7, caso 7.....	189
Esquema de falso disparo, caso 8.....	190
Problema disparo falso para falla mínima en zona de protección de F11, caso 8.....	191
Problema disparo falso para falla máxima en zona de protección de F11, caso 8.....	191
Esquema de falso disparo, caso 9.....	192
Problema disparo falso para falla máxima en zona de protección de F8, caso 9.....	193
Problema disparo falso para falla máxima en zona de protección de F8, caso 9.....	193

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

La mayoría de los sistemas de distribución en el mundo diseñan sus sistemas de protección sin considerar un aumento sustancial en los niveles de generación a nivel domiciliario o comercial. Sin embargo, con las políticas de promoción en Energías Renovables no Convencionales (ERNC) se espera aumentar significativamente el aporte de estos sistemas a nivel de distribución primaria y secundaria.

Impulsada por razones técnicas, económicas y ambientales, el sector energético se está moviendo hacia una era en la cual una gran parte de los aumentos de la demanda de energía eléctrica se suplirá mediante la instalación de unidades de Generación Distribuida.

La incorporación considerable de unidades de generación, en las redes de distribución, modifica el actual esquema radial del sistema de distribución, en donde la potencia fluye desde la subestación hacia las cargas. Con las interconexiones de unidades de generación, la red de distribución se convierte en un sistema complejo debido a la presencia de múltiples fuentes que pueden generar cambios de dirección en el flujo de potencia en ciertos segmentos de la red, ocasionando diversos impactos en las condiciones operativas del sistema. Esto traerá nuevos retos para la operación y el diseño de la red de distribución, en especial a los actuales esquemas de protecciones eléctricas empleados.

La contribución de un pequeño generador en las redes de distribución no tiene mayor impacto en su sistema de protección, sin embargo, si consideramos las contribuciones de varias unidades generadoras instaladas en sus redes, éstas podrían modificar los niveles de cortocircuitos para el cual han sido configurados los dispositivos de protección del sistema de distribución, provocando fallidas operaciones que pueden afectar tanto en la confiabilidad como en la seguridad del sistema.

1.2 Alcance

Este trabajo aborda la simulación de la interconexión de varias unidades de generación distribuida en un sistema de distribución eléctrica de característica radial, con el fin de realizar

un diagnóstico de los principales problemas que enfrentarán los dispositivos de protección de sobrecorriente, coordinación relé-fusible y reconectador-fusible, con la integración de fuentes de generación en su red.

1.3 Objetivos Generales

Determinar empíricamente el impacto asociado a la conexión de generación distribuida sobre la coordinación de protecciones de sobrecorriente, identificando aspectos críticos a considerar en la interconexión de unidades de generación distribuida.

Contribuir al proceso de integración de unidades de generación mediante la elaboración de recomendaciones que permita mantener una adecuada coordinación de protecciones frente a la masificación de conexión de unidades de generación distribuida.

1.4 Objetivos Específicos

Entre los objetivos específicos se encuentran:

- Obtener una perspectiva del estado de arte de la generación distribuida, incluyendo tecnologías y normativa vigente referente al impacto en los esquemas de protección.
- Modelar un alimentador radial de distribución y realizar simulaciones para determinar el impacto en la coordinación de protecciones que tendrá la interconexión de medios de generación ante determinadas fallas, analizando los casos de mayor problemática que enfrentan los esquemas de protección con la incorporación de estos nuevos medios de generación.
- A partir del análisis empírico de los casos simulados extraer recomendaciones para futuros estudios de impacto en los esquemas de protección asociado a la conexión de medios de generación distribuidos.

1.5 Estructura General Memoria

En el capítulo 2, se entrega un marco general de las protecciones de sobrecorriente implementadas en las redes de distribución y la generación distribuida. Además, se estudia el estado del arte de los efectos de la incorporación de la generación distribuida en las protecciones de sobrecorriente, analizando la normativa vigente en Chile y estándares internacionales.

En el capítulo 3, se detallan los circuitos de análisis, proporcionándole un esquema de protecciones frente a fallas de cortocircuitos, mediante el uso del software *DigSilent Power Factory*.

En el capítulo 4 se define el tipo de tecnología de generación distribuida a implementar en el caso de estudio. Además, se definen los casos de estudios.

En el capítulo 5 se realiza un análisis de los resultados obtenidos en el capítulo 4, presentando una serie de recomendaciones para migrar los problemas exhibidos en la coordinación de protecciones, con el fin de mantener implementado el esquema salvamento de fusibles.

El capítulo 6 corresponde finalmente a las discusiones y conclusiones obtenidas a través del desarrollo del trabajo, destacándose resumidamente los resultados más relevantes obtenidos, y el trabajo a futuro a realizar.

Capítulo 2

Introducción a la Generación Distribuida y a los Sistemas de Protección

Esta sección comienza con la descripción de ciertos conceptos necesarios para el desarrollo del tema del trabajo de título, finalizando con una recopilación de información de los problemas observados que puede llegar a enfrentar los actuales esquemas de protección de la red de distribución frente a la conexión de sistemas de generación en sus instalaciones.

2.1 Redes de Distribución Eléctrica

Las redes de distribución eléctrica corresponden a un conjunto de instalaciones, conformado principalmente por líneas, subestaciones y equipos, que permiten suministrar la potencia y energía originada por grandes centros generadores a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de las zonas de concesión pero que se conectan a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

En Chile, según [1], las redes de distribución son aquellas instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Dentro de las redes de distribución se distinguen dos subsistemas, diferenciados principalmente por los niveles de tensión de sus instalaciones, siendo éstos:

2.1.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Corresponden a las instalaciones encargadas de proporcionar energía en media tensión a los centros transformadores y redes de baja tensión, con transmisiones de algunos MW, encargadas de apoyar a las redes de distribución secundaria. Los niveles de tensión en zonas rurales son de 23 kV, mientras que para zonas urbanas éstas pueden ser de 12 kV, 13,2 kV o 15 kV.

2.1.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

Corresponden a las instalaciones encargadas de proporcionar energía en baja tensión a los usuarios finales, por lo que operan en la misma tensión que las redes de usuarios, $380\text{ V}_{\text{fase-fase}}$ o $220\text{ V}_{\text{fase-neutro}}$.

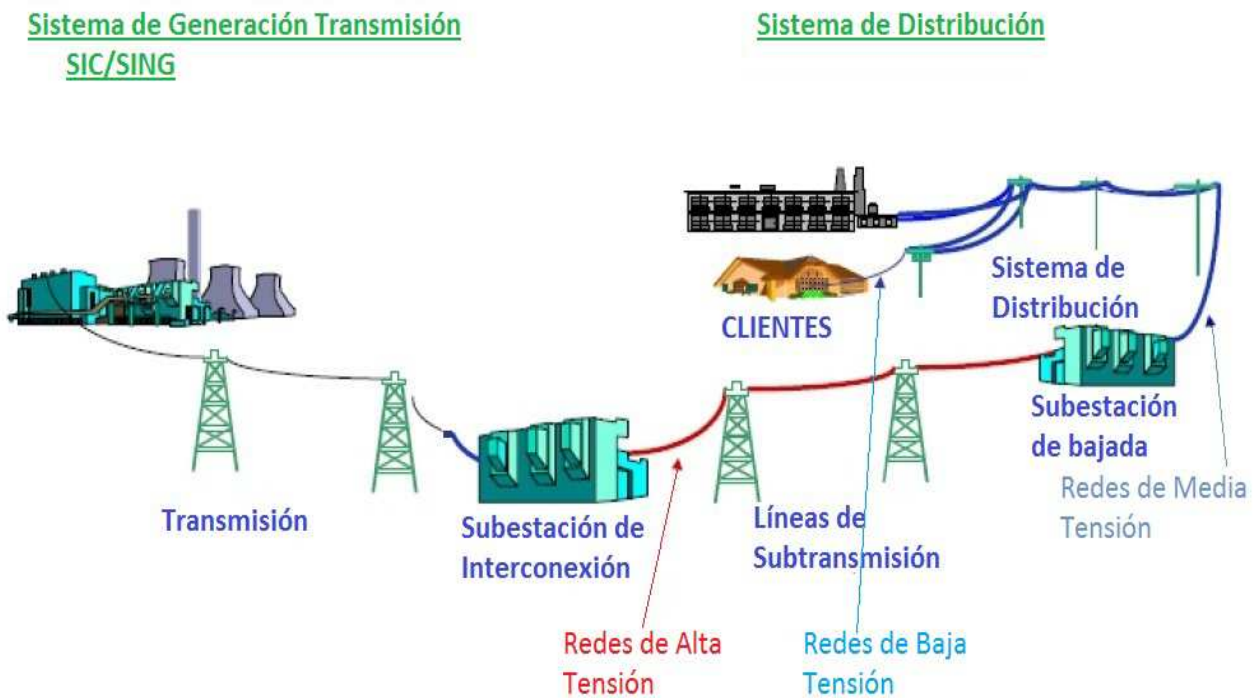


Figura 1: Estructura del Sistema Eléctrico de Potencia actual, Fuente: [2].

En Chile, la distribución corresponde en una gran proporción a la compra de grandes bloques de Potencia y Energía, provenientes de largas líneas de transmisión encargadas de transportar la energía originada por las centrales de generación eléctrica, para su posterior venta a muchos usuarios minoristas. Esta modalidad de suministro genera que a nivel de las redes de distribución los flujos sean prácticamente unidireccionales debido a la característica radial de la red, característica que se modificaría con la incorporación de unidades de generación distribuida

- d) Proteger el SEP, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo. En circunstancias de falla se produce una disminución de transferencia de potencia activa a través del sistema, lo cual pone en peligro la estabilidad transitoria del sistema.

En el caso particular de un SP para las redes de distribución, se desea que éste cumpla con las siguientes funciones [5]:

- a) Aislar fallas permanentes de secciones no falladas del sistema.
- b) Minimizar el número de fallas permanentes y de salidas, desenergizando rápidamente fallas transitorias para evitar que puedan causar fallas permanentes y se produzcan interrupciones de servicio.
- c) Minimizar el tiempo de localización de fallas, por medio de una adecuada coordinación de los dispositivos de protección, actuando sólo el dispositivo más cercano a la falla.
- d) Prevenir daño a los equipos, para esto se deben tomar en cuenta las curvas de daños de los equipos en la coordinación de SP, las que dependen del tiempo y magnitud de la corriente de falla, de modo que no se produzcan considerables disminuciones en la vida útil de los equipos.
- e) Minimizar la probabilidad de caída de conductores, evitando que los conductores se quemen y caigan a tierra debido al arqueo en el punto de falla.
- f) Minimizar las fallas internas de los equipos, por medio de fusibles limitadores de corriente para evitar fallas disruptivas en transformadores y capacitores.
- g) Minimizar accidentes mortales, desenergizando conductores caídos.

2.2.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

A continuación se especificarán los elementos que habitualmente son posibles de encontrar en un SP. Dentro de ellas, destacan: Transformadores de Medida, Relés de Protección, Circuitos Auxiliares de Control e Interruptores de Poder.

➤ Transformadores de Medida

Los transformadores de medida, en adelante TTMM, lo componen los Transformadores de corrientes (TTCC) y los de potencial (TTPP), los cuales permiten obtener muestras reducidas y proporcionales de las tensiones o corrientes primarias. Además, aíslan los circuitos secundarios respecto del sistema primario y no perturban con su presencia al sistema primario.

➤ **Relés de Protección**

Corresponde al elemento inteligente dentro del SP, el cual tiene las funciones de recibir y acondicionar información desde los TTMM, para luego procesar y analizar dicha información, decidiendo la operación del relé, sobre la base de un criterio predefinido.

➤ **Circuitos Auxiliares de Control**

Corresponden a las acciones de control adicionales que se deben realizar una vez que el relé de protección haya operado. Entre ellas cabe destacar la apertura del interruptor de poder, alarmas, registro de fallas, señalización, reconexión automática, bloqueo, teleprotección y supervisión. Para hacer posible estos tipos de control, se necesitan circuitos desarrollados por medio de lógica convencional, controladores lógicos programables (PLC) y lógica digital incorporada a las protecciones numéricas.

➤ **Interruptores de Poder**

Corresponde al elemento accionado por el relé o por el operador, el cual tiene como función la de aislar los equipos en carga.

2.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Más allá del esquema o filosofía de protección que se escoja, existe una serie de atributos o cualidades que son siempre deseables en los SP. Si bien, es normal que todos ellos no se puedan lograr simultáneamente, debiéndose sacrificar, total o parcialmente, algunos de ellos en beneficio de otros, según corresponda la situación.

➤ **Sensibilidad**

Capacidad de detectar una anomalía en el SEP, o identificar una condición límite entre lo normal y lo anormal. Se trata de determinar niveles o umbrales de operación, a través del estudio de sus ajustes. Esta característica debe verificarse: para cualquier condición de generación conectada, para cualquier topología del sistema, para cualquier nivel de demanda y para cualquier tipo de anomalía que le corresponda.

➤ **Selectividad**

Capacidad de determinar cuál es el equipo o elemento afectado por la anomalía, y aislar sólo a éste por medio de equipos de interrupción. Esta propiedad se obtiene muchas veces por la incorporación de retardos intencionales en los SP, lo cual se determina mediante estudios de ajustes.

➤ **Coordinación**

Corresponde al resultado de lograr simultáneamente la Sensibilidad y Selectividad.

➤ **Rapidez**

Se desea que el SP actúe en el menor tiempo posible, de modo de minimizar el daño causado por la anomalía.

➤ **Confiabilidad**

Corresponde a la característica asociada a la correcta y debida operación del SP. Esto se logra por medio de un diseño adecuado, mantenimiento y respaldo de los equipos.

➤ **Respaldo**

Reemplazo o apoyo funcional que un equipo brinda a otro, mejorando de este modo la confiabilidad de los SP.

➤ **Traslape**

Característica dada por la superposición de las zonas entre los SP vecinos. De este modo se evita la existencia de que algún punto del SEP se encuentre desprotegido.

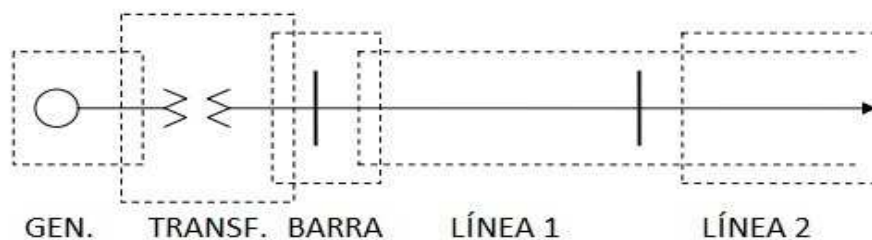


Figura 3: Traslape en los SP, Fuente: [3].

2.2.3 EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los equipos de protección de sobrecorriente corresponden a dispositivos cuya selectividad reacciona frente a un aumento de corriente sobre los valores normales de operación del elemento protegido, es decir, actúa cuando la corriente circulante por el elemento protegido supera un cierto valor preestablecido, de este modo, se discrimina que el sistema se encuentra bajo la presencia de alguna falla.

Una Red de distribución radial se encuentra conformada básicamente de un alimentador trifásico principal, el cual es protegido por un interruptor de potencia o reconectador instalado a la salida de la subestación de bajada, cabecera del alimentador. Además, está conformado por seccionadores o fusibles que permiten conectar los circuitos laterales monofásicos o trifásicos al alimentador principal. Para la conexión o seccionamiento por emergencia con otros alimentadores se utilizan cuchillas operadas manual o remotamente.

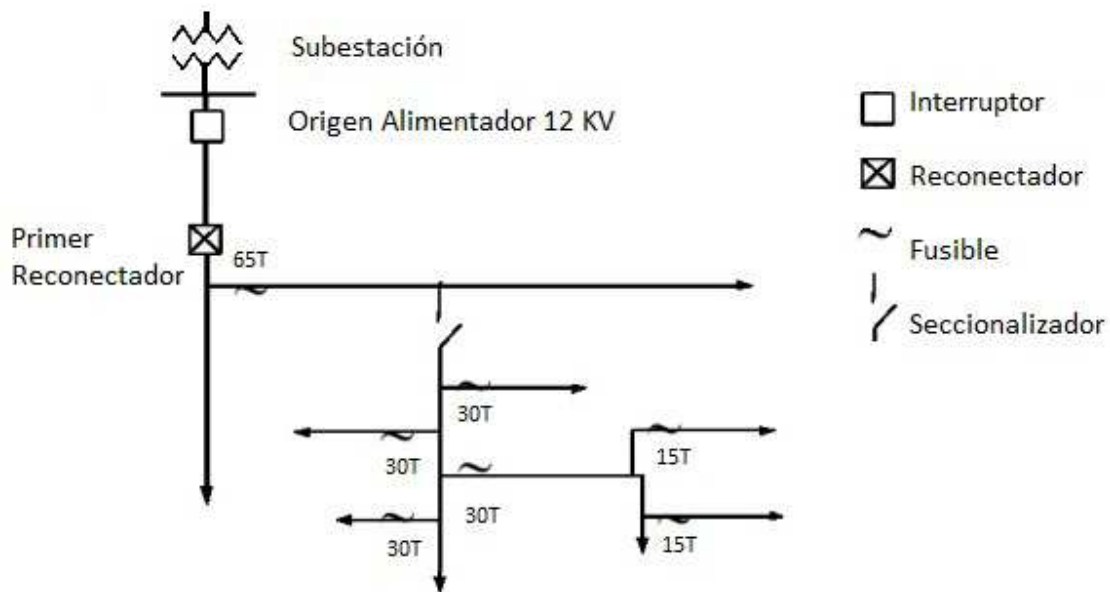


Figura 4: Protecciones presentes en la red de distribución, Fuente: [6].

Un factor a tomar en cuenta al momento de evaluar los dispositivos de protección a instalar, es el efecto de la distancia sobre la corriente de falla, observándose una disminución de la corriente de falla a medida que la distancia de la subestación se incrementa, por efecto de la impedancia de la línea [6].

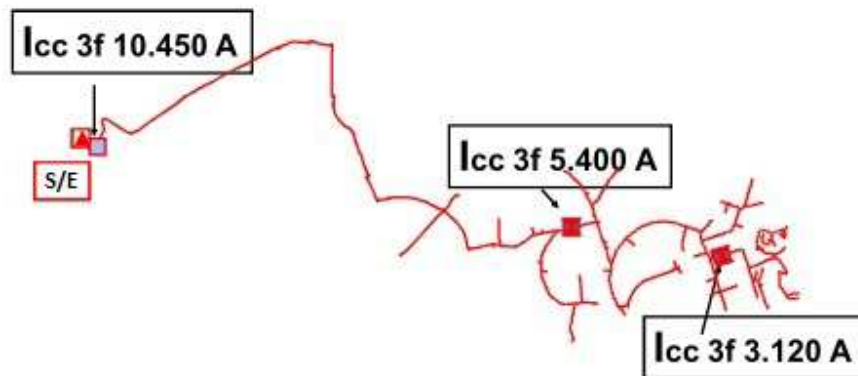


Figura 5: Efecto de la corriente de cortocircuito según su ubicación frente a la Subestación, Fuente: [6].

A continuación se describirán los equipos de protección de mayor empleo en las redes de distribución.

➤ Reconectador

El reconectador es un dispositivo de interrupción de carga eléctrica, con posibilidad de recierre automático ajustable, con opción de monitoreo y operación telemandada, instalado preferiblemente en líneas de distribución. Este equipo, permite interrumpir el flujo en caso de detectar una condición de sobrecorriente, teniendo como característica principal la de reconectar y energizar el circuito protegido, cerrando sus contactos nuevamente, una vez transcurrido un tiempo determinado. De este modo, es capaz de eliminar fallas temporales por medio de la desenergización momentánea de la red. En caso de que la falla siga presente, se repite la secuencia de apertura-cierre un número de veces más, tres veces como máximo, quedando en posición abierta definitivamente posterior a la cuarta operación de apertura. De esta manera, si la falla es de carácter permanente, el reconectador abre en forma definitiva, aislando la sección fallada de la alimentación del sistema.

El reconectador consta de un sistema de control que permite programar un cierto número de operaciones de apertura-cierre, pudiendo además variar el intervalo y la secuencia de operación. Entre las características de capacidad con que un reconectador posee, está la de determinar el tiempo que debe tardar en abrir. Este tiempo es función del valor de los Amperes que alcanza la corriente de falla y la curva de tiempo-corriente que esté programada. Dentro de las curvas tiempo-corriente, se tienen 2 tipos de operación, curva de disparo rápido y curva de disparo retardado.

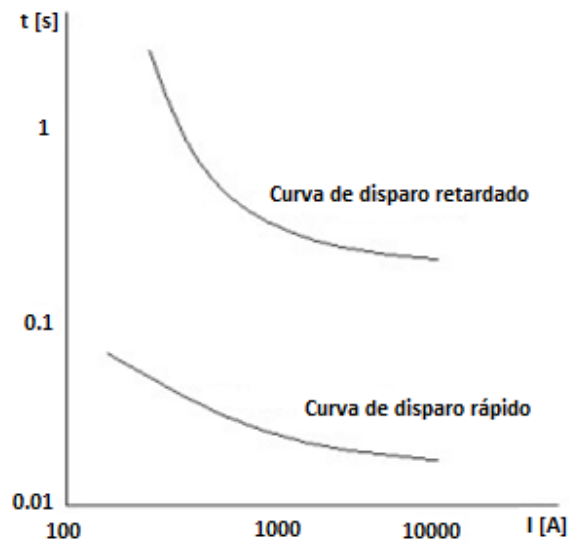


Figura 6: Tipos de curva tiempo-corriente de un Reconector.

En la siguiente figura se muestra la secuencia de operación del reconector en presencia de una falla permanente. Dicha secuencia está programada para una operación rápida, seguida de dos operaciones retardadas.

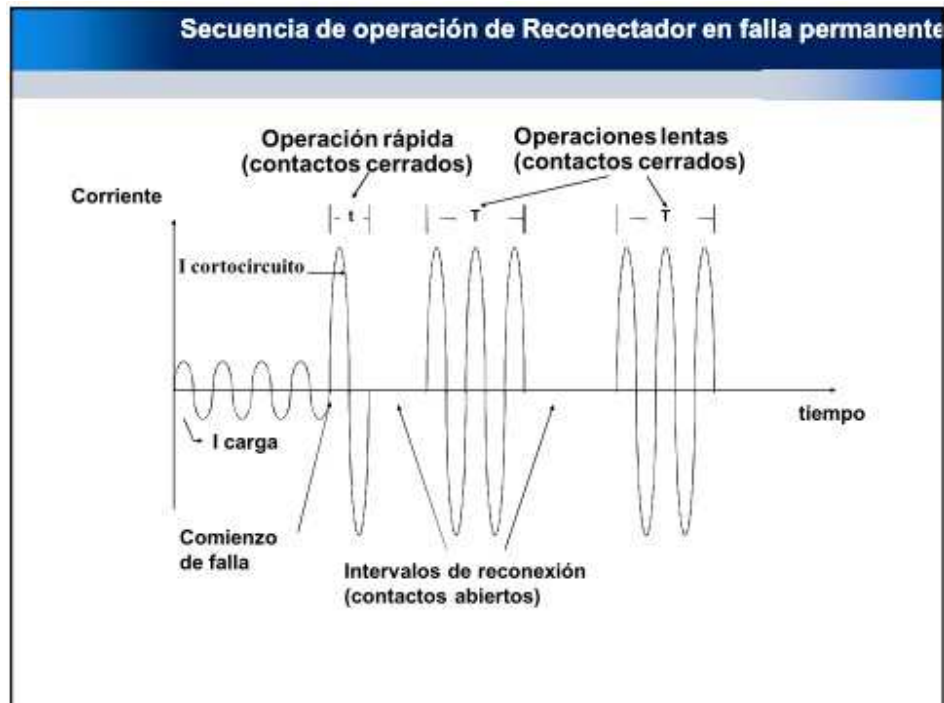


Figura 7: Secuencia de operación de Reconector en falla permanente, Fuente: [6].

La tarea principal del reconectador consiste en discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se despeje por medio de sucesivas reconexiones, o bien, sea despejada por el elemento de protección más cercano a la falla, si esta falla es de carácter permanente, de este modo, sólo se aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.



Figura 8: Dispositivo de protección Reconectador, Fuente [6].

Según [7], las ubicaciones preferentes de los reconectores dentro del sistema de distribución son:

- a) En la salida de subestaciones, como dispositivo de protección del alimentador primario. En esta ubicación permite aislar al alimentador principal en caso de falla permanente.
- b) En líneas de distribución a una distancia de la subestación. Permite segmentar alimentadores largos, previniendo la salida completa del alimentador en caso que ocurra una falla permanente cerca del final del alimentador.
- c) En ramales y derivaciones importantes desde el alimentador principal. Protege al alimentador principal de posibles interrupciones y salidas debido a fallas en las derivaciones.
- d) En pequeños ramales monofásicos.

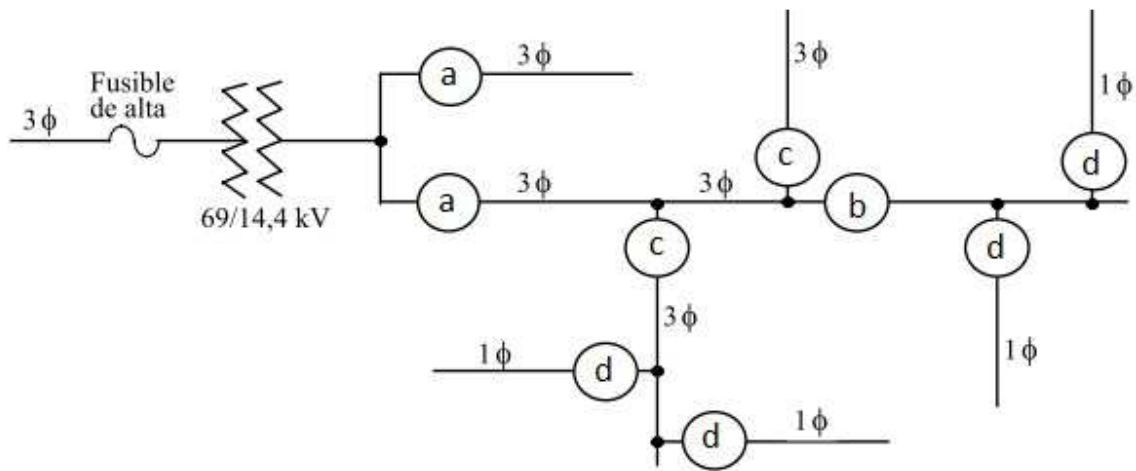


Figura 9: Puntos candidatos para la instalación de reconectores en un sistema de distribución, Fuente: [7].

➤ Fusible

El fusible es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en la protección de distribución. Estos dispositivos están diseñados para la protección de transformadores y ramales en donde la línea es relativamente corta o de poca importancia, por lo que no se justifican el uso de reconectores. Está conformado por un elemento sensible a la corriente y un mecanismo de soporte de éste. El elemento sensible a la corriente se funde al circular por él una corriente elevada y peligrosa durante un tiempo determinado, interrumpiendo y disponiendo de un ambiente dieléctrico que previene el restablecimiento del arco cuando circula una corriente peligrosa por él. Además, produce el desenganche del cilindro, que cae, lo cual facilita la detección de la fase fallada para su posterior reemplazo.

El fusible posee curvas característica tiempo-corriente, las que dan a conocer el tiempo virtual de fusión o de interrupción, en función de la corriente presumida simétrica bajo condiciones específicas de operación. La faja comprendida entre la curva característica de tiempo mínimo de fusión, correspondiente a la corriente mínima y al tiempo en el que el fusible comienza a fundirse sin originarse un arco, y la curva característica de tiempo máximo de aclaramiento, correspondiente al tiempo máximo que toma extinguir el arco y liberar la falla, se denomina zona fusión tiempo-corriente.

En la figura 10 se muestra la coordinación entre fusibles de distinta capacidad según la corriente de cortocircuito que circula en los puntos de instalación, con las respectivas curvas tiempo-corriente asociadas a cada fusible.

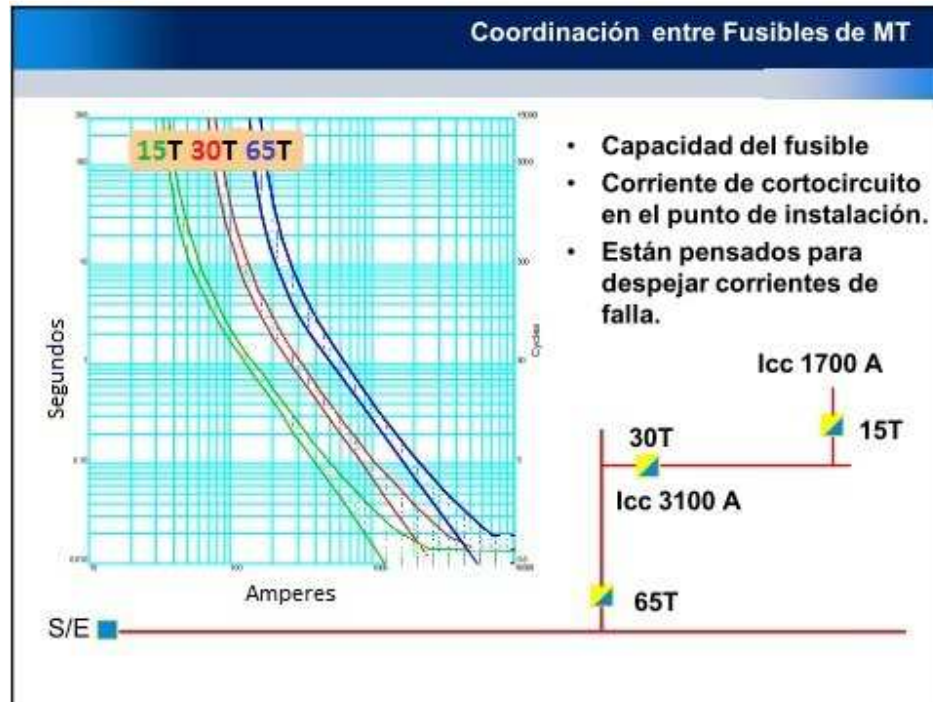


Figura 10: Coordinación entre fusibles de Media Tensión, Fuente: [6].

Dentro de las características del fusible se tiene que combina el elemento sensor y de interrupción en una sola unidad. Además, es un dispositivo monofásico, por lo que sólo el fusible de la fase dañada operará, quedando las otras fases activas, debiéndose reponer el elemento fusible posterior a la operación de fusión.



Figura 11: Dispositivo de protección Fusible.

➤ Seccionalizador

El seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico, que debe ser utilizado en operación conjunta con otro equipo en serie, esto se debe, a que el seccionalizador no está diseñado para interrumpir corrientes de fallas. Por lo tanto, su operación debe realizarse mientras el circuito se encuentre desenergizado por la operación previa de un interruptor o un reconectador.

Dependiendo del esquema de coordinación, el seccionalizador deberá abrir durante el primero, segundo o tercer intervalo de la apertura, en el tiempo muerto de la protección de cabecera, para aislar fallas permanentes y confinarlas a pequeños tramos de la red. Este equipo no tiene curvas características de tiempo-corriente, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.



Figura 12: Dispositivo de protección Seccionalizador.

2.2.4 ANÁLISIS DE DESPEJE DE FALLAS POR MEDIO DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La coordinación de los dispositivos de protección en los sistemas de distribución debe realizarse en cascada debido a la característica radial de la red. Este accionamiento en serie de las protecciones permite definir como protección principal al dispositivo que se encuentre más cercano a la falla, mientras que la protección de respaldo corresponde al siguiente dispositivo más cercano del lado de la alimentación.

En la siguiente figura al ocurrir una falla en el punto 1, el fusible D corresponde a la protección principal y el fusible C a la protección de respaldo, mientras que para el caso en que se produzca una falla en el punto 2, el fusible C es la protección principal y el interruptor A es la protección de respaldo.

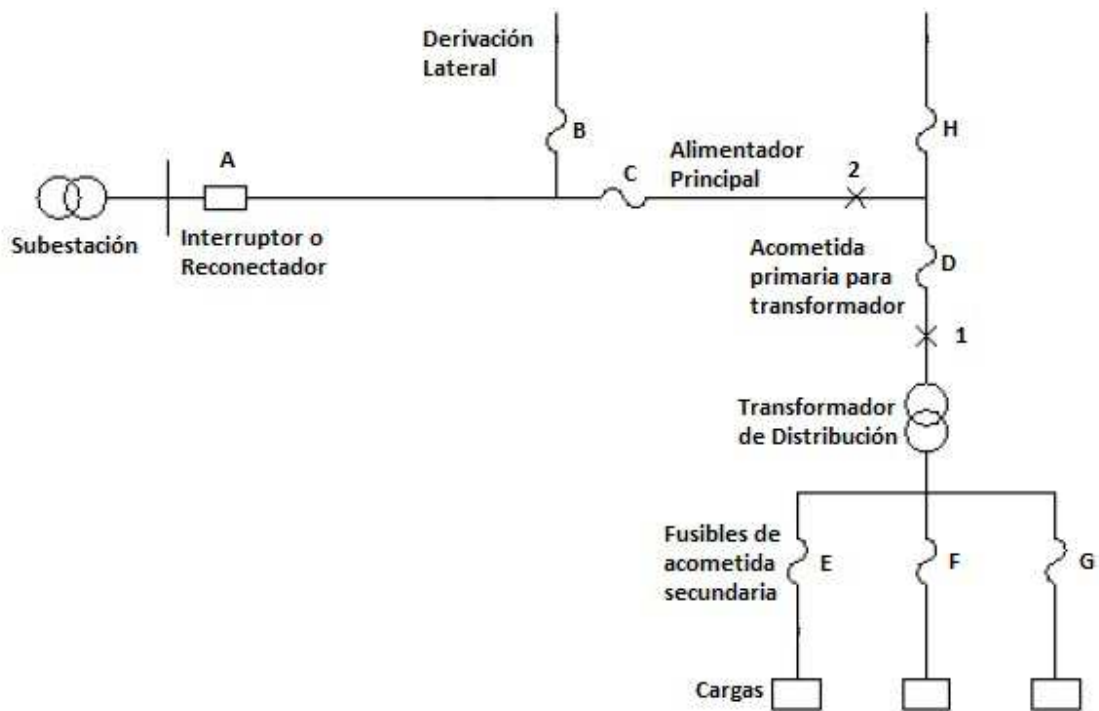


Figura 13: Protecciones principales y de respaldo, Fuente: [5].

Los principios generales que se deben tomar en cuenta al momento de coordinar los elementos de protección en alimentadores de distribución radial se limitan básicamente a dos consideraciones: la falla debe ser despejada por el dispositivo de protección principal, antes de que el dispositivo de respaldo actúe en caso de que este no tenga reconexión automática o antes de que se agoten la cantidad de reconexiones en caso de tenerlas, y minimizar las interrupciones tanto en tiempo de duración como en el tramo de la línea en caso de fallas permanentes.

➤ Despeje de fallas entre reconectador y fusible

El funcionamiento en conjunto de estos equipos pretende que en presencia de una falla permanente en una derivación lateral del circuito, ésta sea liberada por medio del fusible que protege tal segmento, mientras que para el caso de una falla temporal, ésta sea liberada por la acción del reconectador de cabecera.

El análisis se realizará tanto para el caso de falla permanente como el de falla temporal. Para ello se utilizará el esquema de protecciones presentado en el diagrama unilineal de la siguiente figura.

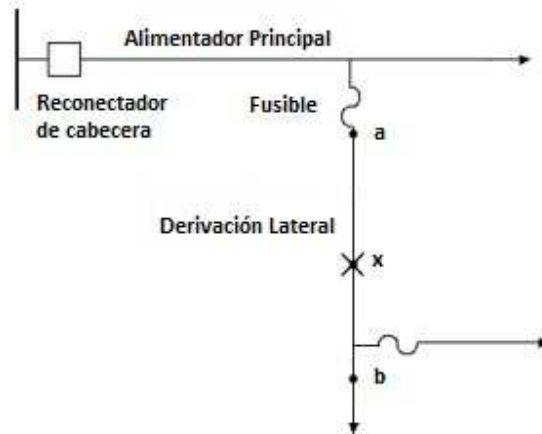


Figura 14: Coordinación de reconector con fusibles.

A continuación se muestran las curvas tiempo-corriente asociados al reconector (curva rápida y curva retardada) y a la operación del fusible.

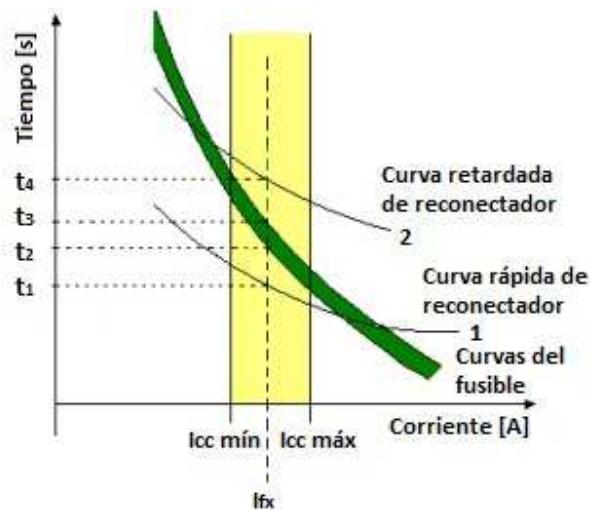


Figura 15: Curvas de coordinación de protecciones entre reconector y fusible, Fuente: [8].

Las curvas que encierran la franja verde corresponden a la franja de fusión tiempo-corriente característica del fusible. Además se observan la curva rápida y curva lenta del reconector, las que permiten garantizar su operación primero que el fusible para fallas temporales, y de respaldo para fallas permanentes cuando la operación del fusible haya fallado.

El primer caso en analizar corresponderá a la presencia de una falla temporal en el punto “x”, ubicada entre los fusibles a y b (figura 14). Al momento de ocurrir la falla temporal en dicha ubicación, la corriente aumenta instantáneamente de valor hasta alcanzar el valor I_{fx} , el cual es observado en primera instancia por la curva rápida del reconectador en el tiempo t_1 , provocando en ese instante la primera apertura del interruptor. El fusible no alcanza a actuar con la corriente I_{fx} , debido a que la falla temporal fue liberada con el accionamiento de la primera apertura del interruptor, cerrando automáticamente sus contactos en un intervalo posterior, asegurando la continuidad de servicio.

El segundo caso es cuando el sistema se encuentra en presencia de una falla permanente en el punto “x”. Al momento de la falla, se produce un aumento instantáneo significativo en la corriente, la cual es detectada en primera instancia por la curva rápida del reconectador en el tiempo t_1 , interrumpiendo el flujo y cerrando sus contactos en un intervalo posterior. Como la falla es permanente, la corriente de falla se mantiene, siendo ahora detectada por la curva mínima de fusión del fusible en el tiempo t_2 , empezando a fundirse el fusible. Ya para el tiempo t_3 se tiene al fusible totalmente fundido, liberando la falla antes que el reconectador opere por medio de su curva lenta, asegurando de este modo la continuidad de servicio en los lugares exceptos de la falla.

2.3 Generación Distribuida

En la actualidad, no existe consenso a nivel mundial de la definición única y exacta de Generación Distribuida, en adelante GD, esto se debe a que existen muchos factores que influyen en la percepción del concepto, entre ellos se encuentran las tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, entre otras.

En la actualidad, diversos autores u organismos utilizan definiciones similares, diferenciándose en algunos aspectos. A continuación se destacarán algunas de las definiciones que se pueden encontrar en la literatura.

La Agencia Internacional de la Energía (*IEA*), encasilla a la GD como unidades de generación que se conectan exclusivamente a la red de distribución en baja tensión y que usan dentro de sus tecnologías a los motores, mini y microhidráulicas, pilas de combustible y sistemas fotovoltaicos. Por otro lado el *Distribution Power Coalition of América (DPCA)*, considera como GD a la generación en pequeña escala que suministra electricidad a los puntos más cercanos de los consumos, que se pueden conectar directamente al consumidor o a la red de

transporte o distribución. El *DPCA* no hace mención respecto a algún tipo de tecnología en particular.

En general, los sistemas de GD corresponden a la producción de energía eléctrica en pequeña escala, las cuales se conectan al sistema de distribución, encontrándose localizados en o cerca de los puntos de consumos, no implicando el uso de una tecnología en particular. En Chile, dentro de los Sistemas de GD, se encuentran tres categorías diferenciadas según capacidad y puntos de conexión [9], definidas en el decreto 244, las cuales se aprecian en la siguiente figura.

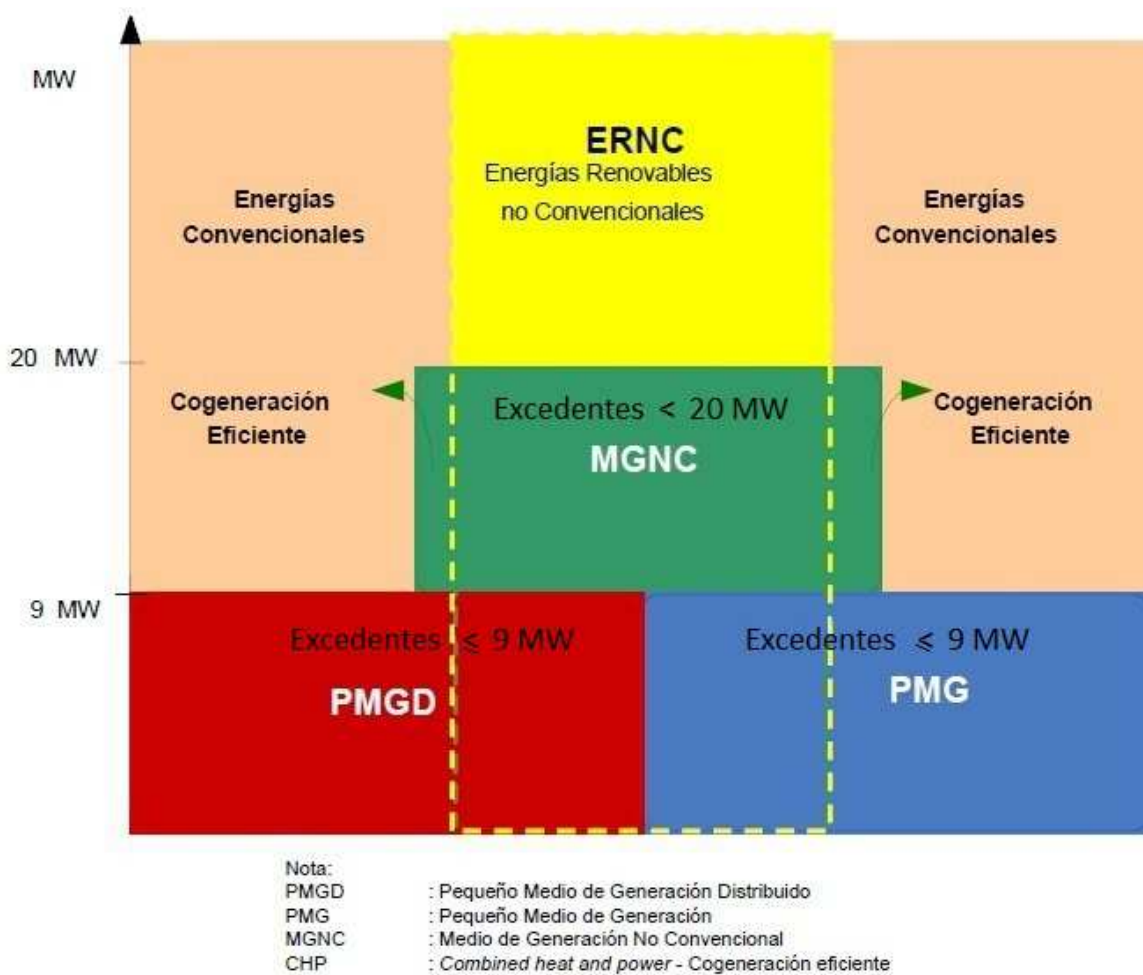


Figura 16: Clasificación Chilena de los medios de generación, Fuente: [10].

➤ **Pequeños Medios de Generación (PMG)**

Corresponden a los sistemas de generación cuyos excedentes de potencias sean iguales o inferiores a 9 MW, y que se encuentren conectados a sistemas troncales, de subtransmisión o adicional.

➤ **Medios de Generación No Convencionales (MGNC)**

Corresponden a los sistemas de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20 MW. Estos se pueden conectar a sistemas troncales, de subtransmisión, adicional o a redes de distribución.

➤ **Pequeños Medios de Generación Distribuido (PMGD)**

Corresponden a los sistemas de generación cuyos excedentes de potencia sean iguales o inferiores a 9 MW, y que se encuentren conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

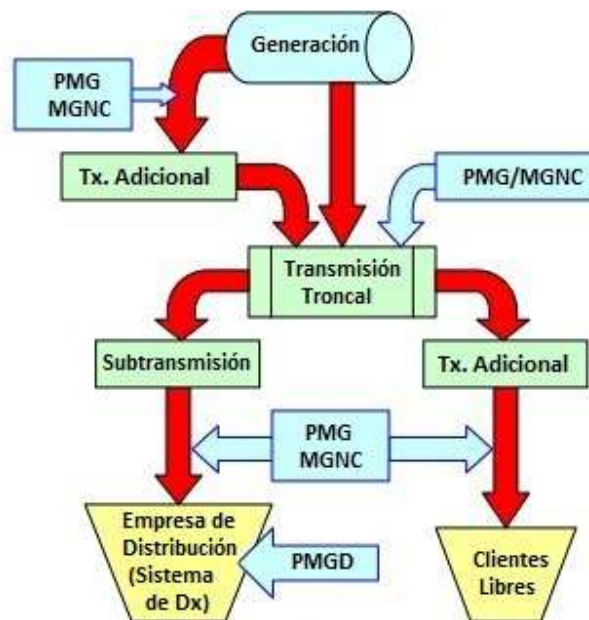


Figura 17: Conexión de los PMGD, PMG y MGNC en el Sistema Eléctrico, Fuente: [11].

Con las políticas de promoción de las ERNC introducidas por las leyes N°19.940, N° 20.018 y N° 20.257 a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), se pretende incentivar el uso de la ERNC y diversificar la matriz energética.

Para el análisis de este trabajo se considerarán los PMGD, esto debido a que estos sistemas de generación se conectan exclusivamente en las redes de distribución eléctrica [11], instalándose en sectores muy cercanos a los centros de carga.

2.3.1 EFECTOS DE LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La conexión de GD en las redes de distribución otorga una serie de beneficios y complicaciones a las empresas distribuidoras [12].

Dentro de los beneficios que otorga la interconexión de GD, a las empresas distribuidoras, se encuentran: la disminución de las pérdidas asociadas a la transmisión y distribución con respecto a las grandes centrales de generación instaladas en sectores alejados de los consumos, suministro de energía más económico debido a la posición privilegiada en la que se encuentran conectados los generadores, aumento de la confiabilidad del sistema por medio de la disminución, tanto en cantidad como en tiempo, de las interrupciones gracias al respaldo local que suministran estos medios de generación, desplazamiento de inversión en ampliaciones y robustecimiento de líneas de subtransmisión y distribución, incremento de la calidad de suministro eléctrico proporcionando regulación de tensión y control de energía reactiva y el uso de energías renovables que evitan contaminación por combustibles fósiles perjudiciales para el calentamiento global.

Por otro lado, la interconexión de GD también provoca ciertas dificultades a las empresas distribuidoras, destacándose dentro de ellas: posible producción de inestabilidad en la red asociado a la calidad de la tecnología utilizada en la GD, alzas de voltaje no deseado en la red, pérdida de un consumidor que se convierte en generador y pérdida de coordinación en los sistemas de protección en el despeje de fallas. Esta última dificultad problemática que enfrentan las empresas distribuidoras con la interconexión de las unidades de GD en los sistemas de distribución será la que se abordará en profundidad en el desarrollo de este trabajo.

➤ **Impacto de la Generación Distribuida en las protecciones de las redes de distribución**

El diseño de las redes de distribución eléctrica ha sido proyectado para que la potencia fluya en una sola dirección. Con la introducción de la GD, esta consideración ya no será válida, trayendo nuevos retos para la operación y diseño de la red, siendo el área de las protecciones una de las áreas críticas más afectadas.

La conexión de GD convierte a las redes de distribución de sistemas simples a redes complejas, esto se debe a que los sistemas radiales tendrán ahora múltiples fuentes, las cuales hacen cambiar el flujo de las corrientes de falla, afectando la operación de los SP actualmente implementados. Por lo tanto, los esquemas de protecciones tradicionales se convierten en no efectivos, debiendo evaluar nuevamente la ubicación de las protecciones para mantener la seguridad del sistema en los niveles exigidos.

Estudios desarrollados han mostrado algunos de los problemas que se pueden presentar con la GD en los SP actuales [8], destacándose dentro de ellas:

- a) Operación incorrecta de las protecciones de los alimentadores.
- b) Incremento o decrecimiento de los niveles de cortocircuito.
- c) Pérdida de sensibilidad.
- d) Aislamiento no deseado.
- e) Recierre no sincronizado.
- f) Fallo del esquema de los fusibles.
- g) Reducción del alcance potencial de cortocircuitos a localizar por la protección.
- h) Problemas en la coordinación de los SP.

2.4 Marco Legislativo y Regulatorio frente a la Interconexión de Generación Distribuida

En este segmento se destacarán las medidas de seguridad que se estipulan en el marco legal y regulatorio Chileno e internacional, en particular las referentes a los SP, para conectar y posteriormente operar, GD conectada en la red de distribución, en especial las que se describen en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión y el estándar IEEE 1547.

➤ **Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión [13]**

En el procedimiento técnico de conexión e inicio de operación de un PMGD faculta al interesado en conectar un PMGD a solicitar los antecedentes de la red de distribución para el diseño y operación del PMGD, en particular información de los equipos de maniobra, interrupción y compensación, puntos de conexión de los usuarios a la red de distribución y la capacidad de cortocircuito de la Subestación encargada de abastecer al alimentador en donde se desea conectar el PMGD. Una vez con estos datos, el interesado deberá determinar los efectos que producirá la conexión del PMGD en la red de distribución por medio de simulaciones y cálculos, e informar dichos resultados a la empresa distribuidora describiendo las protecciones, corrientes de cortocircuitos y entregar un informe de impacto de la conexión del PMGD. Si la relación entre cortocircuito y potencia es mayor a 20, el alimentador no requerirá de instalaciones adicionales. Finalmente los protocolos de conexión y desconexión del PMGD de la red de distribución deberán ser ejecutados según los procedimientos que tenga establecido la empresa distribuidora, previa coordinación con el operador del PMGD.

Algunas de las exigencias técnicas que se requieren para conectar el PMGD al sistema de distribución son:

- a) El interruptor de acoplamiento deberá permitir la desconexión automática del PMGD para corrientes de fallas.
- b) La instalación de conexión deberá constar de un interruptor, un equipo de corte visible, equipos de control y las protecciones de desacoplamiento, adicional al interruptor propio de la unidad generadora.
- c) Para la conexión del PMGD a un paño de subestación, éste deberá estar incorporado a los enclavamientos respectivos de ella. En caso de conectar en una derivación de una línea de Media Tensión, se deberán implementar los enclavamientos desconectador frente a interruptor y desconectores de puesta a tierra.
- d) La conexión del PMGD no debe obligar a un cambio en la coordinación de las protecciones, de este modo no se debe sobrepasar las capacidades de despeje de cortocircuitos de la red.
- e) Las medidas de protección contra sobrecargas o cortocircuitos deberán respetar las normas vigentes.
- f) El PMGD podrá regular tensión sólo cuando esto se haya acordado por ambas partes. En tal caso, el PMGD no deberá elevar la tensión más allá del 6% de la tensión previa existente sin la conexión de éste.

- g) En caso de fallas en el circuito al cual se encuentra conectado el PMGD, éste deberá desconectarse de forma automática.

➤ **Estándar IEEE 1547 [14]**

En la actualidad existe una gran diversidad de políticas institucionales que entregan parámetros referentes a la interconexión de GD en las redes de distribución, destacando dentro de ellas: El estándar IEEE 1547, el *Massachusetts Technology Collaborative* (MTC), el *Electric Power Research Institute* (EPRI), el *Distributed Utility Integration Test* (DUIT) y el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). De las políticas anteriores, las más utilizada corresponde al estándar IEEE 1547 “*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”, el cual se concentra en dar especificaciones técnicas para la conexión, diseño, instalación y evaluación de pequeños medios de generación en los sistemas de distribución, entregando consideraciones de seguridad, requerimientos de operación y respuesta bajo condiciones generales y anormales. Las descripciones son aplicables a todas las tecnologías de generación distribuida de capacidad agregada igual o inferior a 10 MVA.

El estándar IEEE 1547 se establece una serie de criterios para la conexión de generación distribuida, destacándose dentro de ellos los siguientes:

- a) Se le exige a la unidad de GD que no regule activamente la tensión en el nodo de conexión.
- b) La presencia de la unidad de GD no debe hacer que la tensión en los nodos de la red exceda los límites reglamentarios para ningún estado de carga de la red y potencia inyectada por el generador.
- c) La conexión/desconexión de la unidad de GD de la red de distribución en la configuración de operación normal, debe variar dentro de un rango acotado la tensión en estado estacionario de los distintos nodos de la red de influencia del generador.
- d) La unidad de GD debe detectar la condición de isla y desconectarse de la red, en un tiempo inferior a 2 seg.
- e) El generador debe ser capaz de detectar fallas en la red local a la cual está conectado, debiendo cesar de energizar la red frente a fallas a las cuales el generador aporta corriente de cortocircuito.
- f) El generador debe cesar de energizar la red de distribución antes del recierre por parte de la empresa distribuidora.

Como ya se destacó, este estándar propone que en caso de encontrarse el sistema en presencia de una falla, se deben desconectar de manera instantánea todas las unidades de GD, de modo de recuperar el estado original del sistema previo a la conexión de GD, con el fin de mantener la tradicional coordinación de protección de sobrecorrientes, y de este modo poder aislar la falla sin realizar modificaciones en los ajustes de los relés.

Del mismo modo, en [15] y [16] han sugerido que todas las unidades de GD que se encuentren aguas abajo del reconector, se deben desconectar antes de la acción rápida de éste, con el fin de prevenir que los esquemas de protección se vean afectados por el aporte en las corrientes de fallas por parte de la GD, pudiendo causar pérdida de coordinación de los dispositivos de protección. Sin embargo, varios problemas surgen de la aplicación de la desconexión de la GD, encontrándose dentro de ellas: pérdida de potencia de la GD en caso de presencia de fallas temporales y problemas de sincronización de la GD durante la reconexión, posterior al despeje pertinente de la falla.

2.5 Experiencia Internacional

A nivel mundial, se están desarrollando metodologías que permitan promover el uso de generación distribuida mediante energías renovables. Las modificaciones legislativas se preocupan tanto de incentivar el uso de este tipo de energías como la posterior conexión de GD.

Sin embargo, como bien se mencionó anteriormente, la interconexión de unidades de GD en el sistema de distribución puede conllevar a la pérdida de coordinación en los actuales esquemas de protección empleados. A continuación se describirán las problemáticas que enfrentan los sistemas de protección de sobrecorriente frente a la interconexión de GD en la red de distribución.

2.5.1 EFECTOS DE LA INTERCONEXIÓN DE GD EN LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN UN ALIMENTADOR RADIAL

La interconexión de GD a la red de distribución modifica la característica radial del sistema de distribución, trayendo problemas en la coordinación de las protecciones frente a fallas de cortocircuito. La protección tradicional ya no es efectiva, debido a que la incorporación de GD puede generar aumentos en los niveles de corrientes de falla, cuyo impacto dependerá del tamaño, ubicación y cantidad de GD conectados a la red.

En [17], se destacan tres problemáticas que se pueden producir en la coordinación entre reconectores y fusibles al momento de conectar GD en la red de distribución. A continuación se discute los posibles problemas en las protecciones de sobrecorriente con la adición de GD en los esquemas de sobrecorriente existentes.

➤ **Caso 1: Aumento de los niveles de cortocircuito.**

La figura 18 muestra una falla en unas de las derivaciones laterales de un sistema de distribución con GD interconectada.

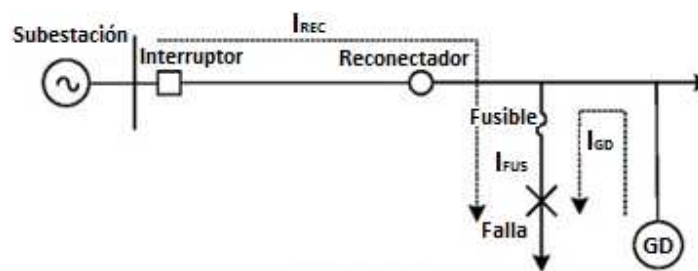


Figura 18: Aumento del nivel de cortocircuito.

Las corrientes que se analizan en estos casos son:

- I_{REC} : Corriente de falla proveniente del sistema de subtransmisión.
- I_{GD} : Corriente de falla aportada por la conexión de la GD.
- I_{FUS} : Corriente de falla en el lateral.

Al comparar las corrientes, se observa que la corriente I_F es mayor que la corriente que observa el reconector, esto se debe al aporte de la GD que se encuentra inyectando potencia al alimentador, por lo que el fusible detecta una corriente de falla mayor a la detectada por el reconector. Esta nueva fuente contribuye en que se produzca un aumento en los niveles de cortocircuito, lo cual puede derivar en dos problemáticas:

- a) **Fatiga del fusible:** Se produce cuando el fusible comienza a fundirse antes de la operación rápida del reconector, reduciendo la vida útil del dispositivo pero no causa la fusión completa del fusible, por lo que no habrá una interrupción permanente. En la figura 18, la falla localizada aguas abajo del fusible puede comenzar a fatigarse como se observa en la figura 19, en donde el punto 4 correspondiente a la corriente vista por el fusible en su curva mínima de fusión

tiene un tiempo de accionamiento menor que el punto 3, que representa a la corriente vista por la curva rápida del reconectador.

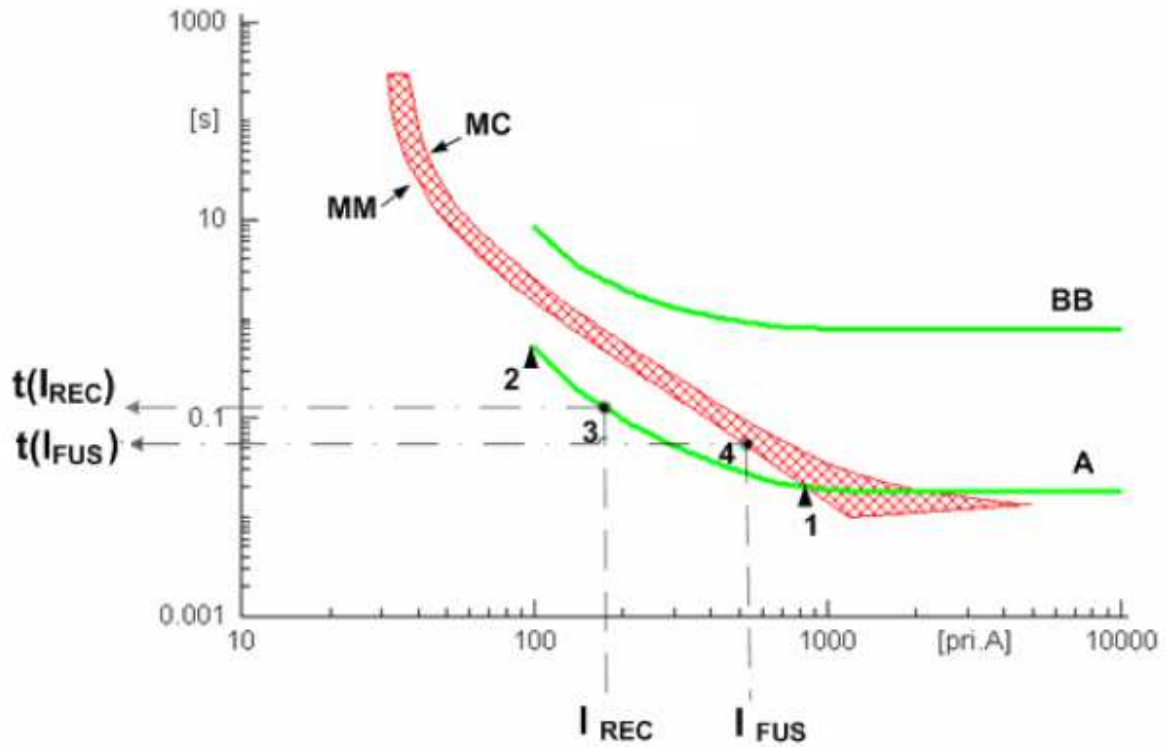


Figura 19: Problema Fatiga del Fusible.

- b) Fusión del fusible frente fallas temporales: A medida que el nivel de penetración de la GD aumente, la corriente de falla a través del fusible también lo hará, de este modo el lateral puede sufrir un corte permanente durante una falla que puede ser potencialmente temporal, esto produce costos innecesarios en el sistema asociados al reemplazo del elemento fusible y a costos por energía no suministrada. En la figura 20, se observa que el punto 4 correspondiente a la corriente vista por el fusible en su curva de tiempo máximo de aclaramiento tiene un tiempo asociado menor al punto 3, el cual corresponde a la corriente vista por el reconectador en su curva rápida.

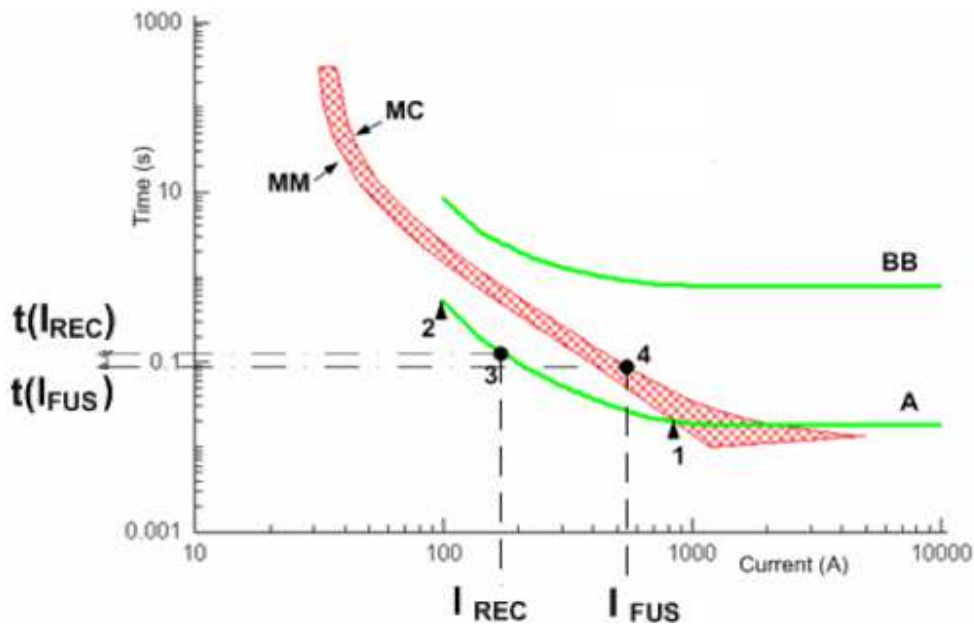


Figura 20: Problema Fusión del fusible para fallas temporales.

➤ **Caso 2: Desconexión de segmento sin falla, disparo incorrecto.**

El disparo incorrecto se produce cuando un dispositivo de protección que se encuentra instalado fuera de la zona de falla, opera y causa irrazonablemente la interrupción eléctrica en un alimentador sano. La figura 21, presenta un esquema con dos alimentadores radiales alimentados de una misma subestación. En uno de los alimentadores se conecta un unidad de GD aguas abajo del reconectador, mientras que en el otro alimentador se produce una falla. Si al momento de falla la corriente I_R es suficiente para operar el reconectador del alimentador al cual se encuentra conectada la GD, las protecciones dejarían desenergizado al alimentador sano.

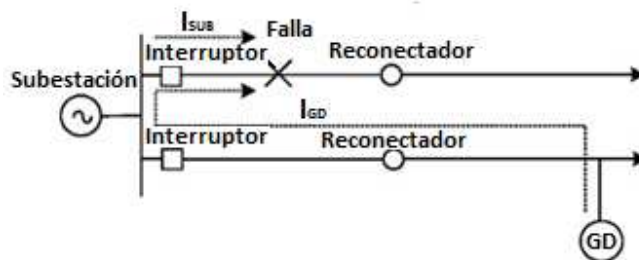


Figura 21: Falso disparo.

Ambos casos descritos corresponden a situaciones inaceptables tanto desde el punto de vista ingenieril y como económico, que conllevan problemas en la confiabilidad del sistema de protección.

2.6 Sumario

Los actuales esquemas de protección en los sistemas de distribución, compuestos por equipos de sobrecorriente que se activan frente a la presencia de elevadas corrientes, aislando la sección fallada, son coordinados para asegurar la debida continuidad de servicio durante condiciones de fallas en el sistema. Sin embargo, la interconexión de unidades de Generación Distribuida al sistema de distribución puede producir conflictos en la operación del sistema, en particular, pérdidas de coordinación entre reconectores y fusibles. Esto conduce a problemas en los actuales esquemas de protecciones de sobrecorriente implementados, destacándose dentro de ellas la fusión del fusible frente a fallas temporales, fatiga del fusible y disparos incorrectos.

Capítulo 3

Coordinación de Protecciones y Casos de Estudios

Esta sección discute los parámetros a considerar en la selección y coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente. Además, describe y presenta los resultados del esquema de protección implementado en los casos de estudios en análisis.

3.1 Parámetros para Selección de las Protecciones

3.1.1 FUSIBLES PARA SECCIONAMIENTO DE RAMALES

El apropiado funcionamiento de los fusibles de distribución se obtiene cuando el dispositivo es capaz de detectar condiciones difíciles de proteger, interrumpe las fallas rápidamente y se coordina con otros dispositivos de protección para minimizar la cantidad de usuarios afectados por la acción del fusible.

Para la adecuada selección de los fusibles de distribución, cualquiera sea su tipo, es necesario conocer de manera general los siguientes factores:

- Tensión del sistema
- Máxima corriente de cortocircuito presentada
- Máxima corriente de carga
- Capacidad de interrupción
- Tipo de sistema: aéreo o subterráneo, en delta o estrella multiaterrizado

Conociendo estos factores, es posible determinar la tensión, corriente de operación y capacidad de interrupción que deberá tener el fusible para su adecuado funcionamiento.

Para los fusibles utilizados en derivaciones laterales del alimentador principal con propósito de seccionamiento, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Corrientes normales y de sobrecarga, incluyendo armónicos prolongados.

- Corrientes transitorias del circuito: corrientes de magnetización de transformadores, de arranque de motores, *inrush* de capacitores y de puesta en marcha en frío.
- Características *Burn-down* de los conductores.
- Coordinación con otros dispositivos de protección.

Para escoger el tamaño mínimo de la corriente nominal del fusible, la cual corresponde a la máxima corriente que este puede llevar en forma permanente, se debe tomar en cuenta la máxima corriente de carga normal del lugar de instalación, la corriente de arranque y de carga fría. De este modo, la corriente nominal del fusible seleccionado debe cumplir lo siguiente:

$$I_{\text{nominal continua}} \geq I_{\text{continua máxima}}$$

Dicha corriente nominal corresponde aproximadamente a la mitad de la corriente con la cual comienza a fundirse el fusible.

La selección del voltaje nominal del fusible en sistemas trifásicos efectivamente puestos a tierra, deberá cumplir lo siguiente:

- a) Para cargas monofásicas derivadas del alimentador principal

$$V_{\text{Régimen máximo del fusible}} \geq V_{\text{máximo } f-t \text{ del sistema}}$$

- b) Para cargas trifásicas

$$V_{\text{Régimen máximo del fusible}} \geq V_{\text{máximo } f-f \text{ del sistema}}$$

Finalmente, para la selección de los valores nominales de interrupción de los fusibles, se debe considerar lo siguiente:

$$I_{\text{interrupción nominal simétrica fusible}} \geq I_{\text{falla máxima posible}}$$

3.1.2 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON FUSIBLES

El objetivo de estos fusibles es interrumpir cualquier falla por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema de alimentación del primario, debiéndose coordinar con la protección del lado secundario para robustecer la protección del equipo.

Las Distribuidoras implementan la filosofía de baja relación de fusión para asegurar la efectiva protección del transformador. De este modo, los fusibles seleccionados son tan pequeños como sea posible para proveer máxima protección contra sobrecarga.

Se define como relación de fusión a la razón entre la corriente de fusión mínima del fusible y la corriente de plena carga del transformador.

$$\text{Relación de fusión} = \frac{\text{corriente de fusión mínima del fusible}}{\text{corriente a plena carga del transformador}} = 2 \text{ a } 4$$

Por medio de esta relación, es posible determinar la corriente a plena carga del transformador para la cual el fusible primario debe operar.

Al igual que en los fusibles para seccionamiento de ramales, el voltaje nominal del fusible seleccionado debe ser mayor o igual que el voltaje nominal del lado primario del transformador.

3.1.3 PROTECCIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES CON FUSIBLES

El objetivo de estos fusibles es resguardar al sistema de distribución de las fallas ocurridas en los condensadores y de los condensadores fallados, debiendo operar el fusible que los resguarda antes que los dispositivos de protección instalados aguas arriba.

Debido a la presencia de sobrevoltajes, sobrecapacitancias y armónicos en el sistema, la corriente de carga de los condensadores supera a la nominal, pudiendo los condensadores llevar continuamente del 120% al 165% de la corriente nominal del condensador.

Algunas reglas fundamentales para la protección de los condensadores por medio de los fusibles son:

- a) La corriente que debe soportar del fusible será de un 135% de la corriente nominal, valor usado comúnmente.
- b) El fusible debe soportar las corrientes transitorias *inrush*.
- c) El fusible debe operar antes de que la rotura del tanque suceda.

3.1.4 PROTECCIÓN ALIMENTADOR CENTRAL CON RECONECTADOR

Los factores a considerar para la selección del reconectador son:

- a) Tensión del sistema.
- b) Máxima corriente de falla en el punto de instalación del reconectador.
- c) Máxima corriente de falla en la zona que protege el reconectador.
- d) Coordinación con otros dispositivos.

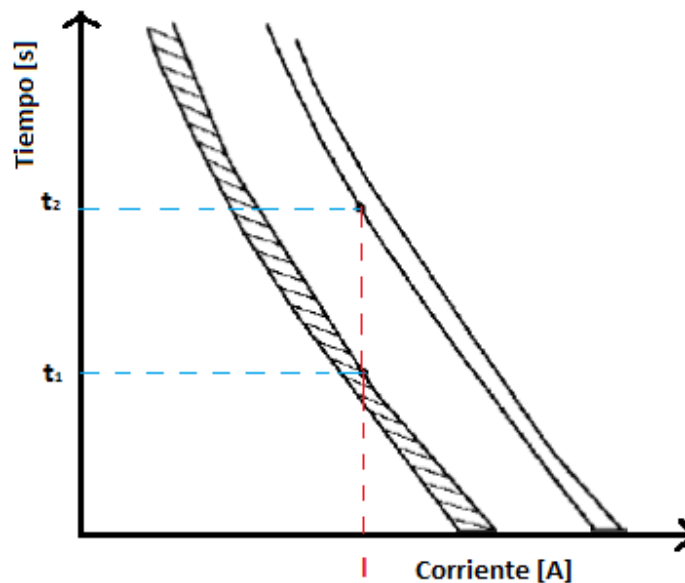
e) Sensibilidad de fallas a tierra.

3.2 Coordinación de los Dispositivos de Sobrecorriente

3.2.1 COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE

La coordinación entre fusibles se puede llevar a cabo por medio de la utilización gráfica de sus curvas características de tiempo-sobrecorriente o por medio de tablas de coordinación estandarizadas. Este último método corresponde al medio más cómodo y mayor utilizado al momento de coordinar fusibles en cascada.

Las tablas de coordinación señalan el nivel máximo de corriente de falla para cual existe coordinación entre los dispositivos de protección principal y de respaldo. Este nivel de corriente se determina exigiendo que el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo sea mayor al tiempo de máximo aclaramiento del fusible principal.



Criterio de coordinación fusible-fusible
 $t_1 < 0,75 t_2$

Figura 22: Criterio de coordinación entre fusibles.

Las siguientes tablas corresponden a las coordinaciones entre fusibles tipo K y fusibles tipo T según EEI-NEMA respectivamente.

FUSIBLES DE PROTECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Figura 23: Coordinación entre fusibles tipo K.

FUSIBLES DE PROTECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Figura 24: Coordinación entre fusibles tipo T.

3.2.2 COORDINACIÓN RECONECTADOR- FUSIBLE

La coordinación reanectador-fusible se realiza por medio del método de trazado de las curvas características del reanectador y fusible, la cual permite obtener el rango de niveles de cortocircuito en que es posible la coordinación entre los dispositivos.

Para lograr la coordinación entre reanectador-fusible, se deberán cumplir dos condiciones:

- Para toda corriente de falla ubicada en la zona protegida del fusible, su tiempo mínimo de fusión deberá ser mayor que el producto entre el tiempo de operación de la característica rápida del reconectador y el factor K_1 , factor que depende tanto de la secuencia de operación como del tiempo de la primera reconexión. El punto de intersección entre dichas curvas corresponde al punto de corriente máxima de coordinación, correspondiente al punto rojo de la figura 25.
- Para toda corriente de falla ubicada en la zona protegida del fusible, su tiempo máximo de aclaramiento debe ser menor que el tiempo de operación de la característica retardada del reconectador. En caso de que estas curvas se encuentren muy cercanas, el reconectador deberá programarse para que opere a lo menos con dos operaciones retardadas, de modo que el reconectador pueda reponer el servicio al resto del sistema.

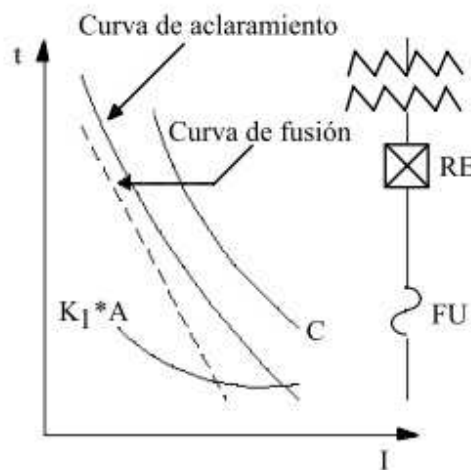


Figura 25: Curvas coordinación reconector-fusible, Fuente: [7].

La siguiente tabla muestra los valores del factor de corrección K_1 según el tiempo de la primera reconexión.

Tabla 1: Valores de factor de corrección K_1 .

Tiempo de reconexión (ciclos)	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25 – 30	1,25	1,80
60	1,25	1,35

90	1,25	1,35
120	1,25	1,35

3.2.3 COORDINACIÓN RELÉ-FUSIBLE

La coordinación entre un relé de sobrecorriente de una subestación y un fusible de una derivación lateral se obtiene cuando el fusible opera antes de que lo haga la curva de tiempo-corriente del relé, con un margen de 0,2 a 0,3 segundos entre la curva de máximo aclaramiento y la curva de tiempo inverso del relé, de este modo, se evita errores en la señal del transformador de corriente. Esta coordinación, a diferencia de la coordinación reconectador-fusible, no permite aislar las fallas temporales por medio de la desenergización temporal de la red, por lo que frente a una falla aguas abajo de la instalación del fusible, éste debe despejar la falla, ya sea temporal o permanente, mientras que el relé corresponde a la protección de respaldo.

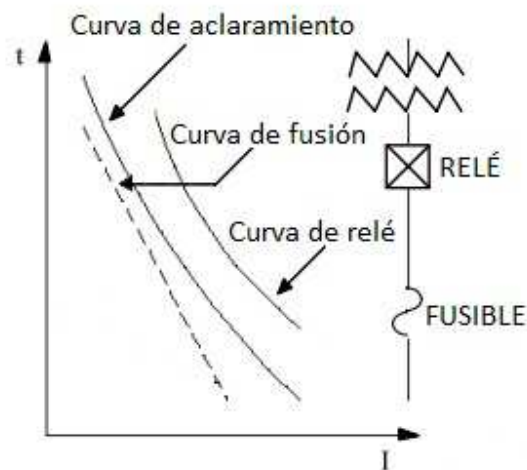


Figura 26: Coordinación relé-fusible.

3.3 Redes de Análisis

El análisis de los casos de estudios se realizará por medio de dos circuitos, el primero corresponde al alimentador *IEEE 34-Node Radial Test Feeder System* [18] y el segundo corresponde a una modificación del circuito anterior. El alimentador de 34 nodos pertenece a un

grupo de alimentadores radiales de prueba, utilizados para el análisis de los sistemas de distribución por medio de algún software de análisis de Sistemas de Potencias.

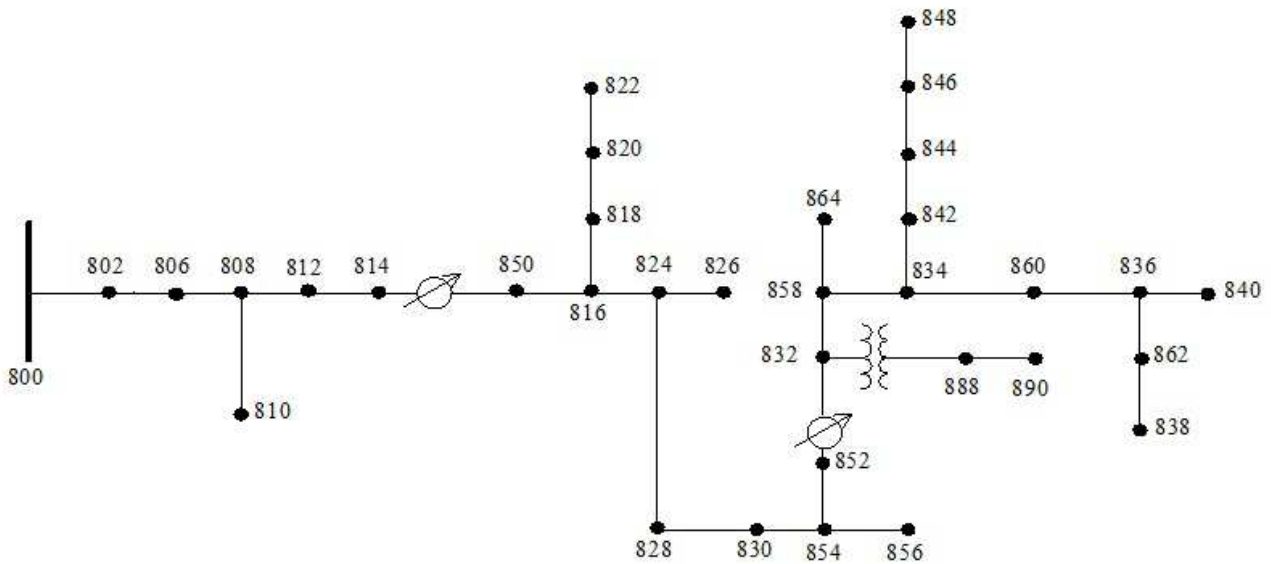


Figura 27: Red de análisis 1, alimentador *IEEE 34-Node Test Feeder*.

El alimentador *IEEE 34-Node Test Feeder* tiene una amplia variedad de componentes y características topológicas, destacándose dentro de ellas [19]:

- a) Una subestación transformadora de 69/24,9 kV y potencia nominal de 2500 kVA
- b) Un transformador de bajada en uno de los circuitos laterales 24,9/4,16 kV

Tabla 2: Características transformadores red *IEEE 34-Node Test Feeder*.

Transformadores	[kVA]	Voltaje de Alta [kV]	Voltaje de Baja [kV]	R [%]	X [%]
Subestación	2500	69 – D	24,9 - Yaterizado	1	8
XFM - 1	500	24,9 - Yaterizado	4,16 - Yaterizado	1,9	4,08

- c) Seis cargas equilibradas y diecinueve cargas desequilibradas: doce cargas monofásicas, tres cargas bifásicas y cuatro cargas trifásicas. La carga total del alimentador es aproximadamente de 2060 kVA, con un factor de potencia de 0,86.
- d) Dos reguladores de tensión, ubicados entre los nodos 814-850 y 852-832.

- e) Dos bancos de condensadores para compensación de reactivos, denotados como Cap-844 y Cap-848. Éstos corresponden a extensiones de los nodos 844 y 848 respectivamente.
- f) Seis circuitos laterales monofásicos numerados como 1, 2, 3, 4, 6 y 8; y cuatro circuitos laterales trifásicos numerados como 5, 7, 8 y 11. Los laterales 5 y 7 son completamente alimentadores trifásicos, el lateral 8 combina una sección trifásica con una monofásica, mientras que el lateral 11 comparte características similares a la del alimentador principal, sin embargo se considera como una lateral debido a su localización y proximidad con otra derivación lateral trifásica.
- g) El lateral 5 es el único de los laterales que opera en un distinto nivel de tensión, 4,16 kV, en donde se produce una caída de tensión en el nodo más alejado debido a las altas corrientes constantes de las cargas puntuales y las pérdidas producidas a lo largo del lateral.

El alimentador *IEEE 34 Node Test Feeder* fue modelado en el software *DigSilent Power Factory*, versión 14.1. Algunos de los supuestos [20], referentes a la modelación del alimentador corresponden a que este prototipo es de característica radial, compuesto por un alimentador principal único. Entre sus características están las presencias de derivaciones laterales monofásicas y trifásicas, y cargas de característica estáticas, por lo que no representan a motores.

Para determinar empíricamente la falla en la coordinación por disparo falso, descrita en el capítulo 2, se realizó una modificación a la red *IEEE 34 Node Test Feeder*, la cual consistió en replicar el alimentador, pero sin considerar el lateral 5, e instalarlo paralelo al alimentador original, de este modo, de la subestación emergerán 2 alimentadores principales de características similares, como se observa en la figura 28.

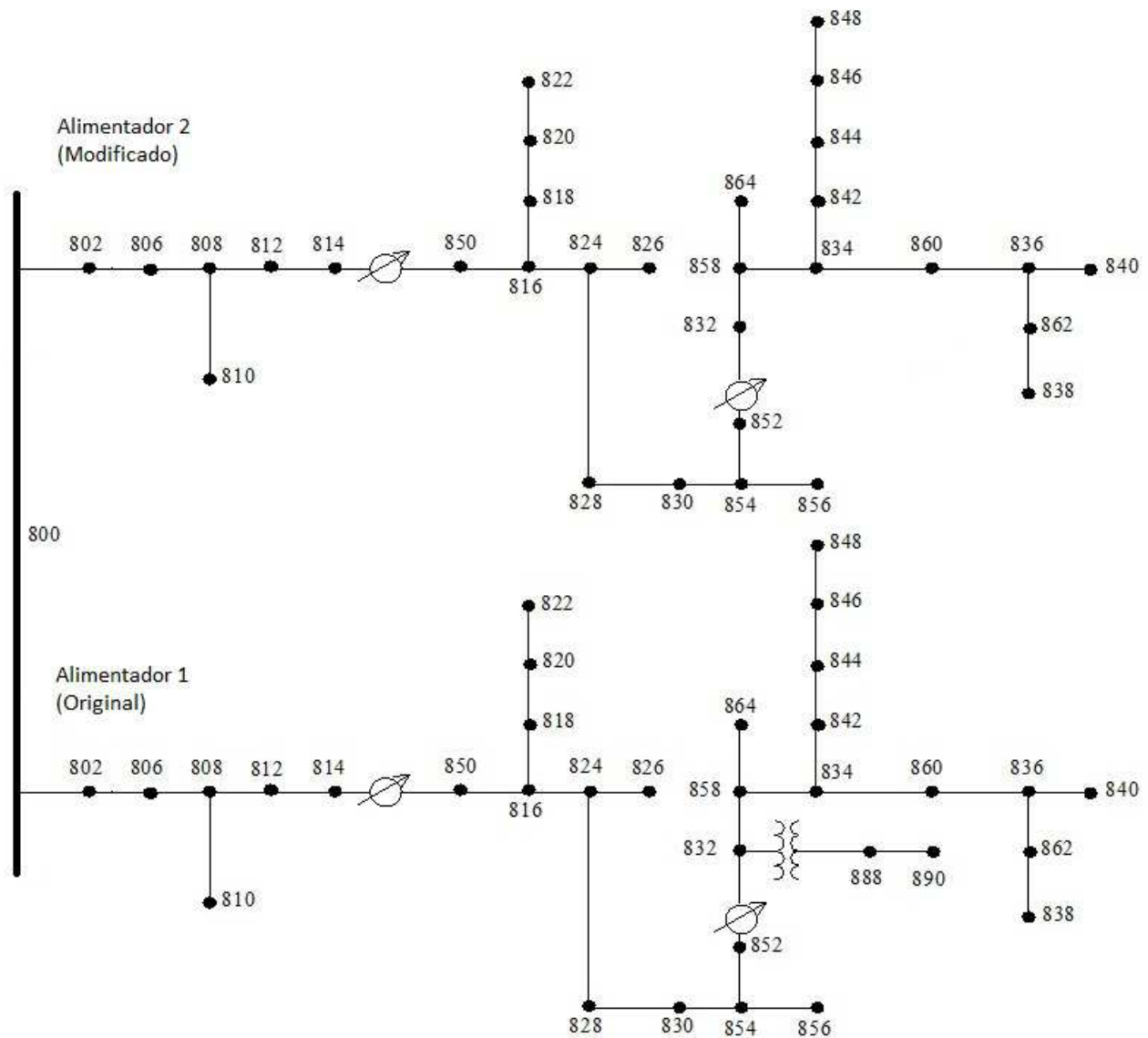


Figura 28: Red de análisis 2, problema disparo falso.

Los detalles de la configuración de cada uno de los elementos que componen el sistema se detallarán en el Anexo A.

3.3.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE PARA EL ALIMENTADOR *IEEE 34-NODE TEST FEEDER*, CIRCUITO 1

Los dispositivos de protección de sobrecorriente a implementar en el alimentador *IEEE 34-Node Test Feeder* corresponderán a reconectadores y fusibles, implementando el esquema salvamento de fusibles, es decir, la coordinación utilizada es reconectador-fusible. Esto se debe a

que las fallas temporales suceden con mayor frecuencia que las fallas permanentes en los sistemas de distribución, un 80% aproximadamente, por lo que el reconectador debe ser ajustado para que opere antes que los fusibles para fallas ocurridas aguas abajo de los fusibles. Para esto, se proyecta la instalación de un reconectador cercano a la subestación, específicamente aguas abajo del nodo 800, mientras que en cada una de las derivaciones laterales del alimentador principal son protegidas por fusibles.

En la figura 29, se observan las ubicaciones de los dispositivos de protección. La denotación “R” se refiere a la ubicación del reconectador, mientras que “F” es para las instalaciones de los fusibles.

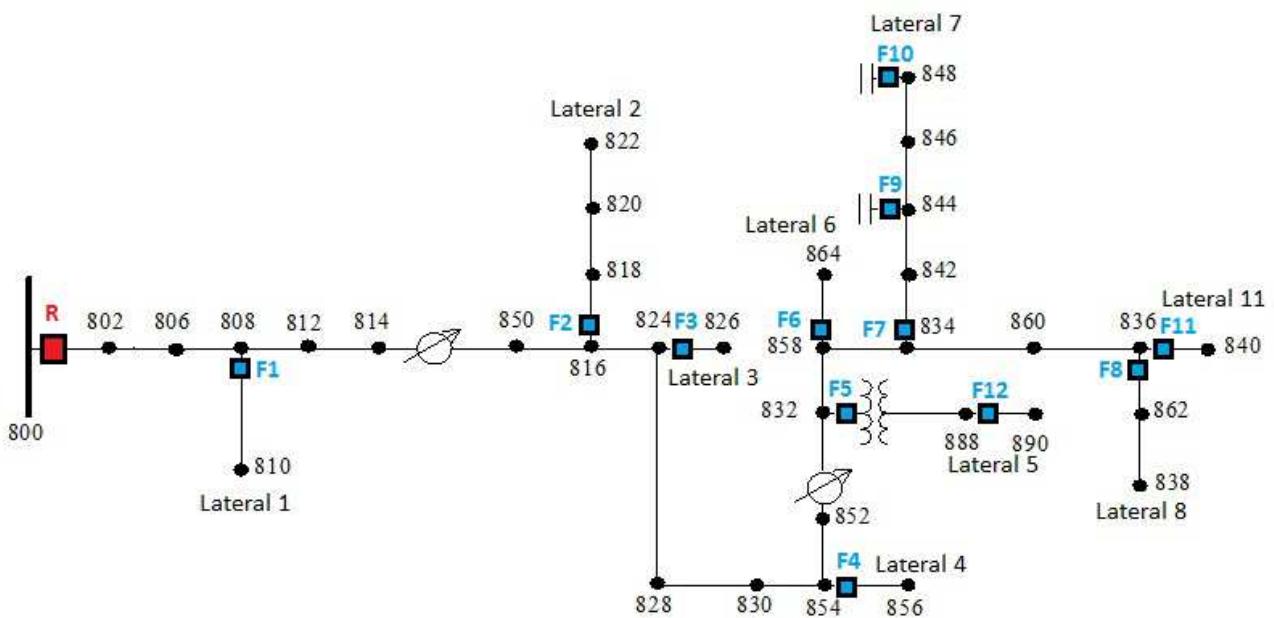


Figura 29: Dispositivos de protección del alimentador IEEE 34-Node Test Feeder.

Para la determinación satisfactoria de las características nominales de los dispositivos de protección del sistema de distribución, se realizó de manera previa estudios de flujo de potencia y de cortocircuitos, para determinar las corrientes de carga y de interrupción de los equipos.

El estudio de flujo de carga del alimentador *IEEE 34-Node Radial Test Feeder* fue implementado en *DigSilent*. Por medio de este análisis, se obtuvieron los valores de la corriente de carga de cada uno de los tramos que componen el alimentador, las cuales se describen en la tabla 3.

Tabla 3: Resultados del estudio de flujo de carga.

Fusibles	De Nodo	Hacia Nodo	Corriente de Carga [A]
F1	808	810	0,397
F2	816	808	4,276
F3	824	826	1,032
F4	854	856	0,094
F5	832	888	4,087
F6	858	864	0,051
F7	834	842	5,821
F8	836	862	0,726
F9	844	Cap-844	2,293
F10	848	Cap-848	3,437
F11	836	840	1,309
F12	888	890	24,474

La determinación de las corrientes de interrupción que los fusibles deben aislar se obtuvo por medio del análisis del estudio de cortocircuito. Es así, que la obtención del rango de interrupción de falla de cada uno de los dispositivos, se determinó por medio del cálculo de las corrientes de fallas máximas y mínimas de las zonas de protección de cada fusible y reconectador. La falla máxima se simuló en el nodo siguiente aguas abajo de la instalación del respectivo dispositivo de protección, mientras que para la falla mínima, ésta se simuló en el nodo más alejado aguas abajo de la ubicación del fusible.

Para las derivaciones trifásicas del alimentador principal, las fallas máximas correspondieron a fallas trifásicas a tierra, mientras que para las fallas mínimas se implementó una falla monofásica a tierra con una impedancia de 20 [Ohm] [21]. En el caso de análisis de las derivaciones laterales monofásicas, las fallas máximas correspondieron a fallas monofásicas a tierra sin impedancia, mientras que para fallas mínimas se simuló, al igual que en derivaciones trifásicas, fallas monofásicas a tierra con impedancia de 20 [Ohm].

Los resultados de simulación de las corrientes de fallas de cada uno de los tramos que componen el alimentador, se describen en la tabla 4.

Tabla 4: Resultados del estudio de cortocircuitos.

Fusibles	De Nodo	Hacia Nodo	Icc mín [A]	Icc máx[A]
F1	808	810	350,084	588,034
F2	816	808	122,526	266,842
F3	824	826	182,014	251,883
F4	854	856	160,569	221,726
F5	832	888	124,657	173,644

F6	858	864	122,097	161,517
F7	834	842	116,257	166,251
F8	836	862	116,651	163,179
F9	844	Cap-844	118,210	165,164
F10	848	Cap-848	116,183	162,464
F11	836	840	116,372	163,130
F12	888	890	105,503	536,070

En el caso del reconectador, la corriente de falla detectada por éste, durante un escenario de falla mínima en cualquiera de los laterales, debe exceder a la corriente de disparo mínimo del reconectador. La tabla 5, muestra los valores de las corrientes de fallas mínimas observadas por el reconectador en cada una de las derivaciones laterales que compone el circuito.

Tabla 5: Corrientes de fallas mínimas observadas por el reconectador.

Nodo del Reconectador	Nodo de la Falla	Número del Lateral	I_f por Reconectador [A]
800	810	1	345,639
800	822	2	118,152
800	826	3	175,345
800	856	4	154,369
800	888	5	118,990
800	864	6	116,557
800	848	7	110,983
800	838	8	111,359
800	Cap-844	9	112,848
800	Cap-848	10	110,913
800	840	11	111,093

Los estudios de flujo de carga y de cortocircuitos, en conjunto con las curvas características de tiempo-corriente, disponibles en la base de datos de los dispositivos de protección de *DigSilent*, permitieron finalmente definir las características de los equipos de sobrecorriente a instalar en el alimentador *IEEE 34-Node Radial Test Feeder*. La tabla 6, proporciona el listado de equipos implementados en el caso de estudio.

Tabla 6: Lista de los dispositivos de protección de sobrecorriente para el alimentador.

Dispositivo de Sobrecorriente	Nomenclatura	Fabricante	I nominal [A]
R	CME-FORM4C (1 instantánea, 2 retardadas)	Cooper	3
F1	3DR Positrol	S&C	3
F2	15T Positrol	S&C	15
F3	3DR Positrol	S&C	3

F4	3DR Positrol	S&C	3
F5	10T Positrol	S&C	10
F6	3DR Positrol	S&C	3
F7	20K SMU-20	S&C	20
F8	3DR Positrol	S&C	3
F9	10E SMU-20	S&C	10
F10	15E SMU-20	S&C	15
F11	3DR Positrol	S&C	3
F12	50E SMU-20	S&C	50

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en la coordinación de protecciones de cada una de las zonas de protección de las derivaciones laterales que componen la red. La figura 30, muestra las zonas de protección de cada fusible, siendo esta denotada por medio de la sección contenida por los rectángulos de borde celeste.

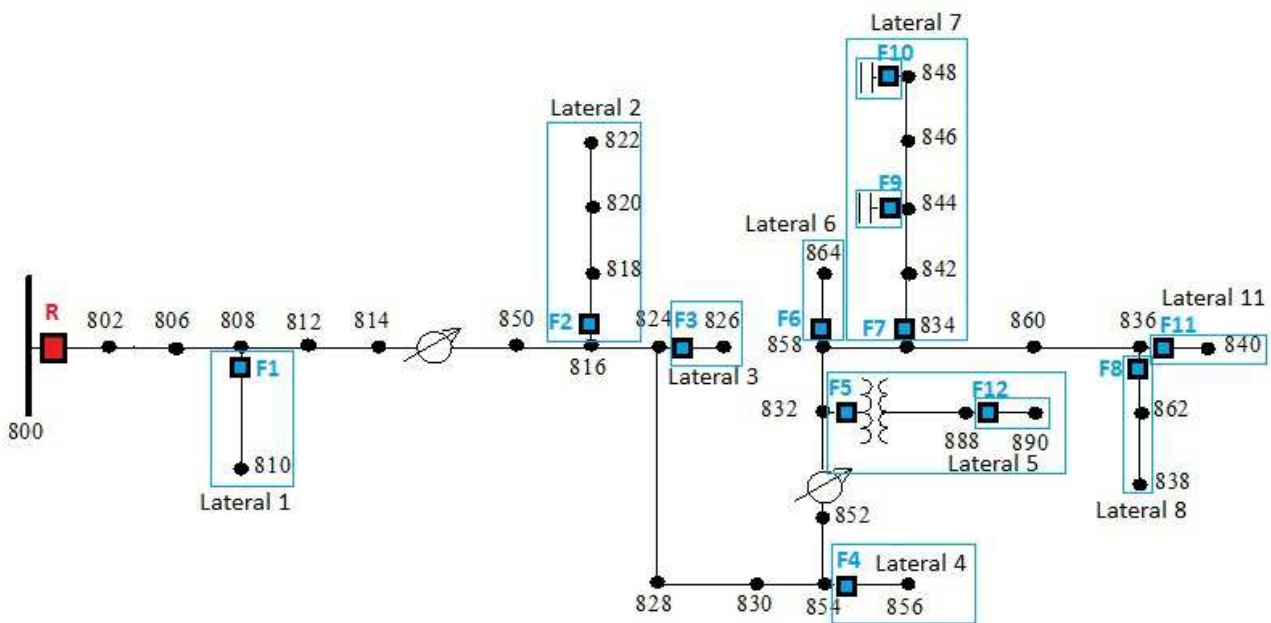


Figura 30: Zonas de protección de los fusibles.

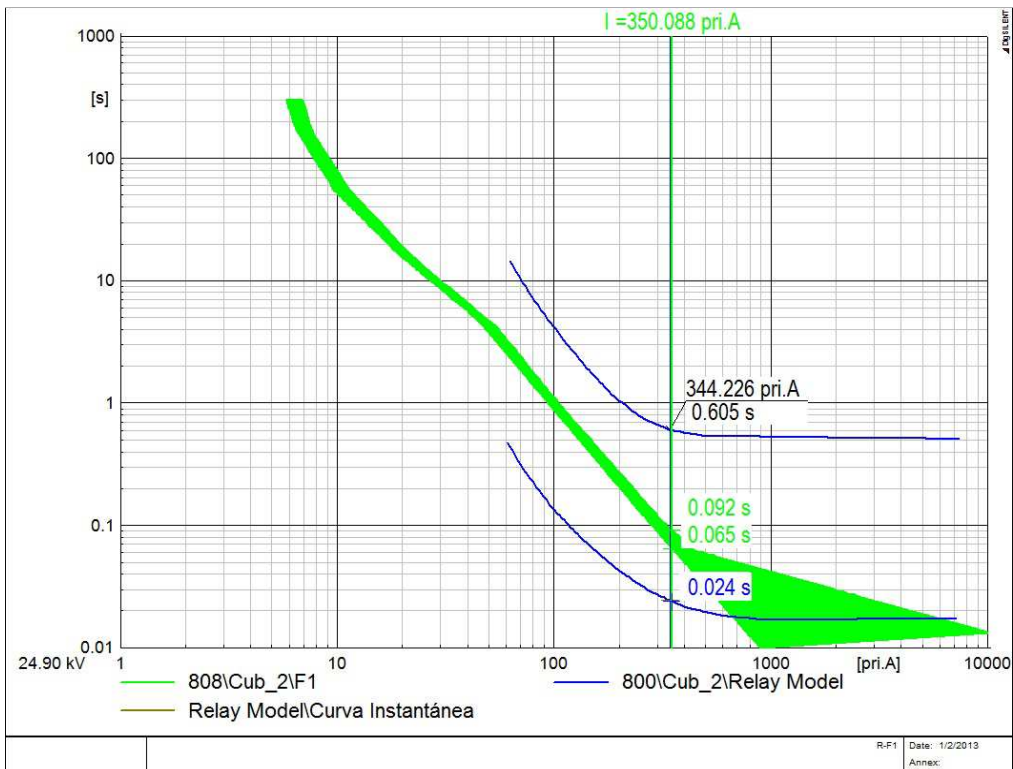


Figura 31: Coordinación R-F1 para falla mínima.

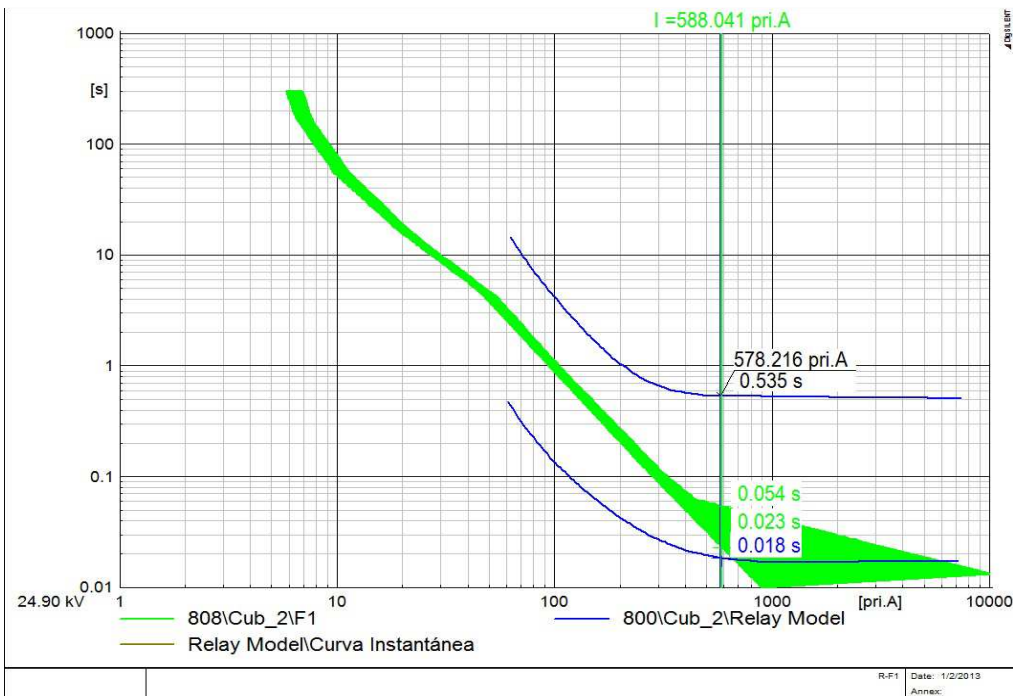


Figura 32: Coordinación R-F1 para falla máxima.

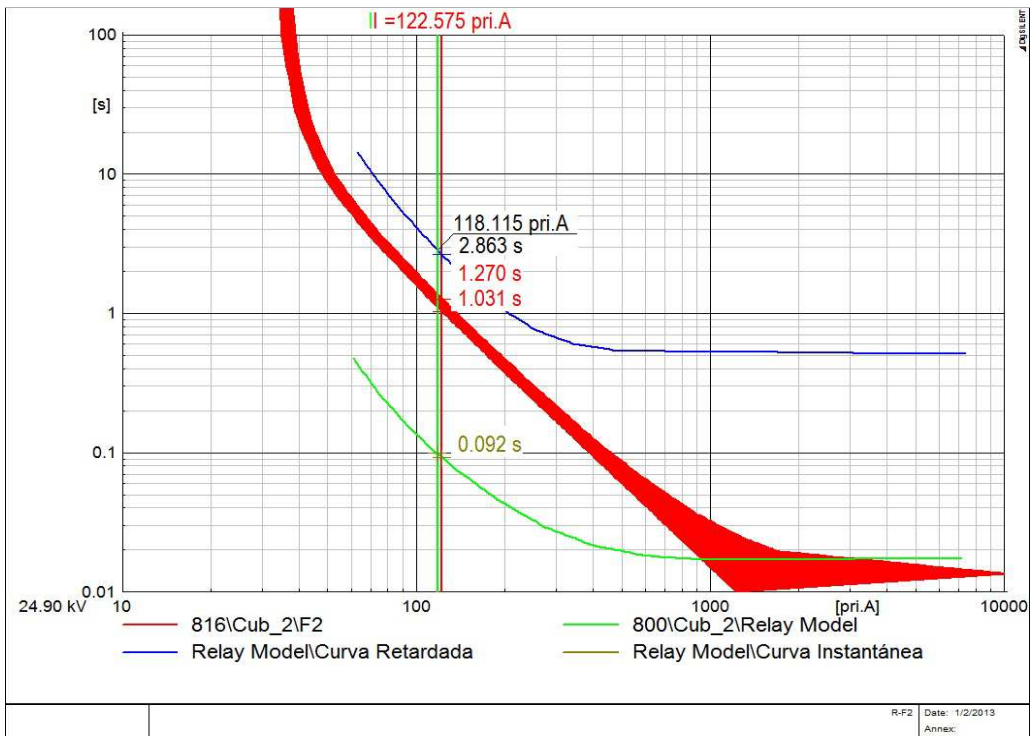


Figura 33: Coordinación R-F2 para falla mínima.

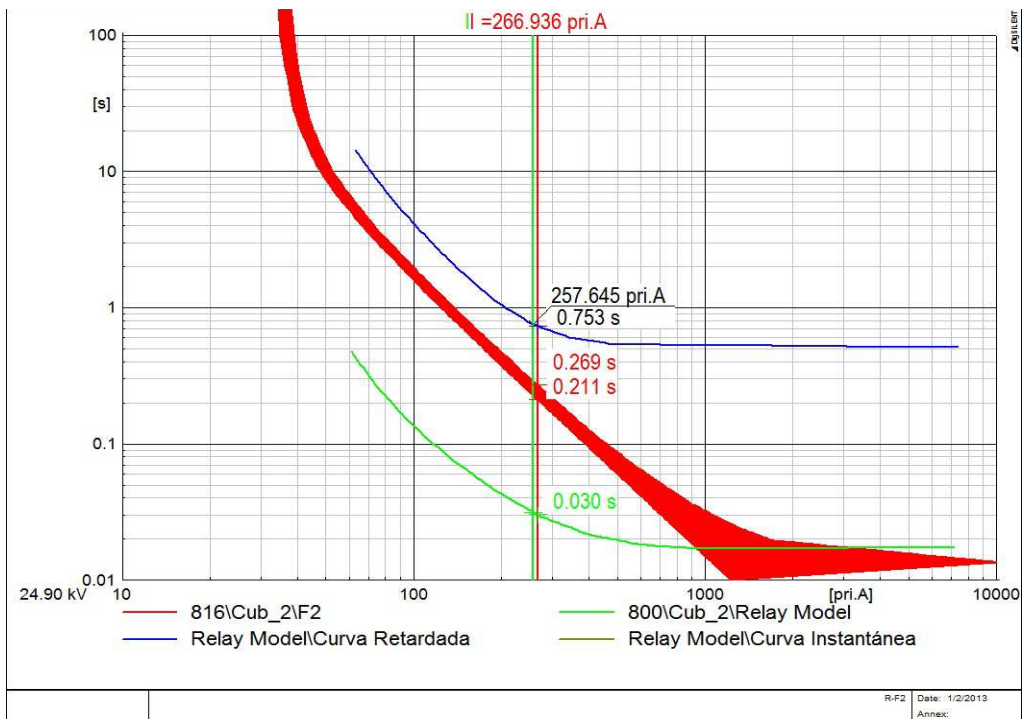


Figura 34: Coordinación R-F2 para falla máxima.

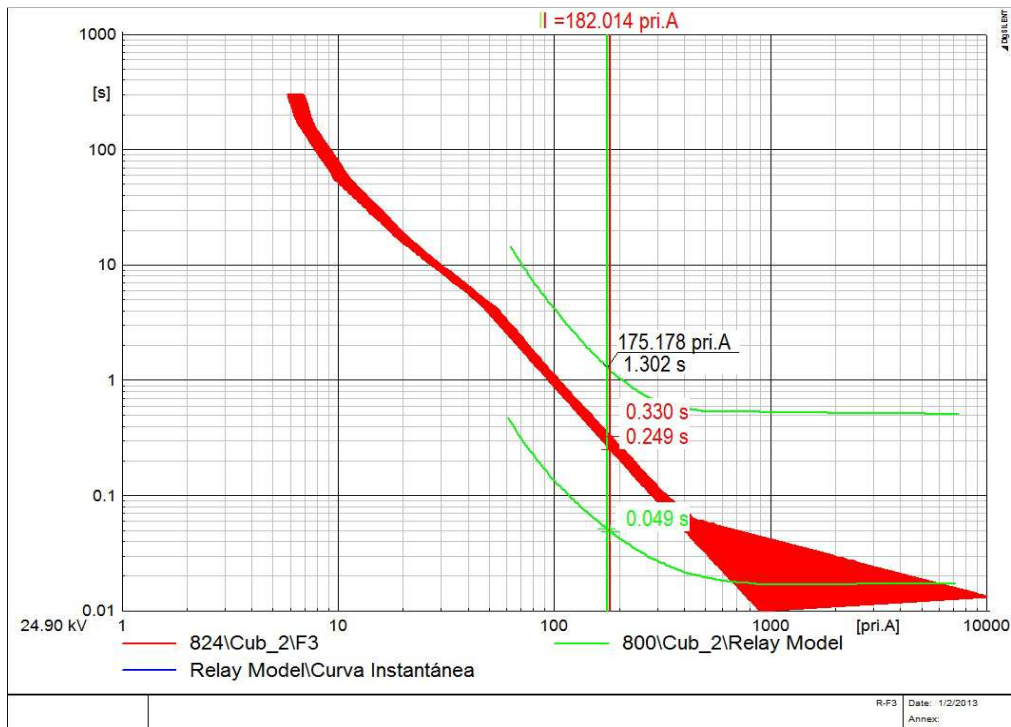


Figura 35: Coordinación R-F3 para falla mínima.

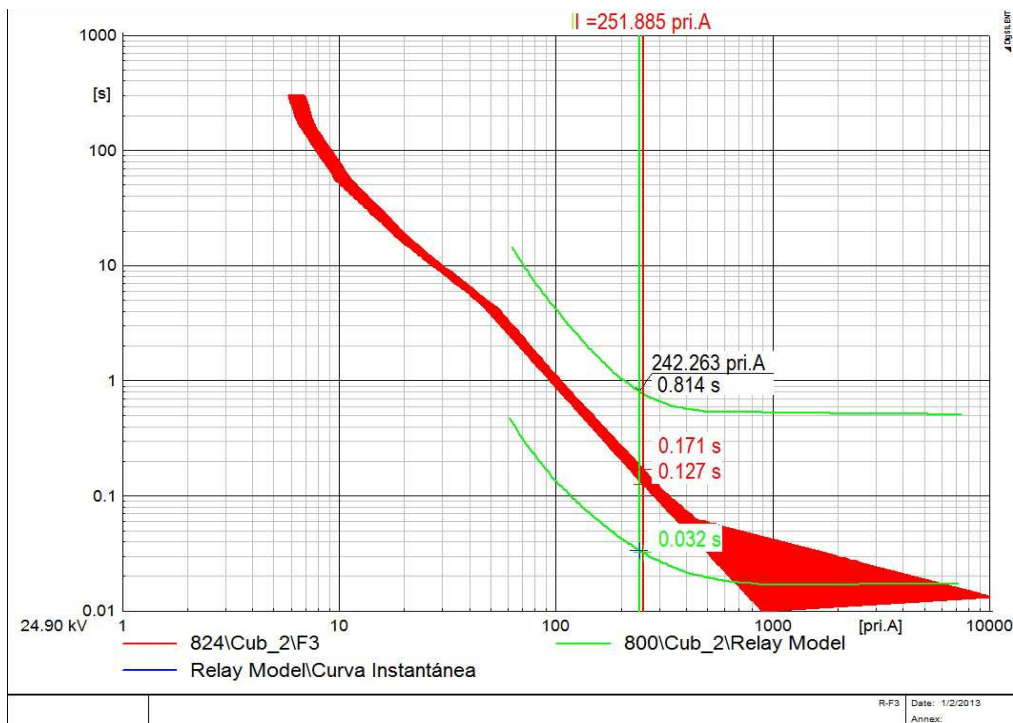


Figura 36: Coordinación R-F3 para falla máxima.

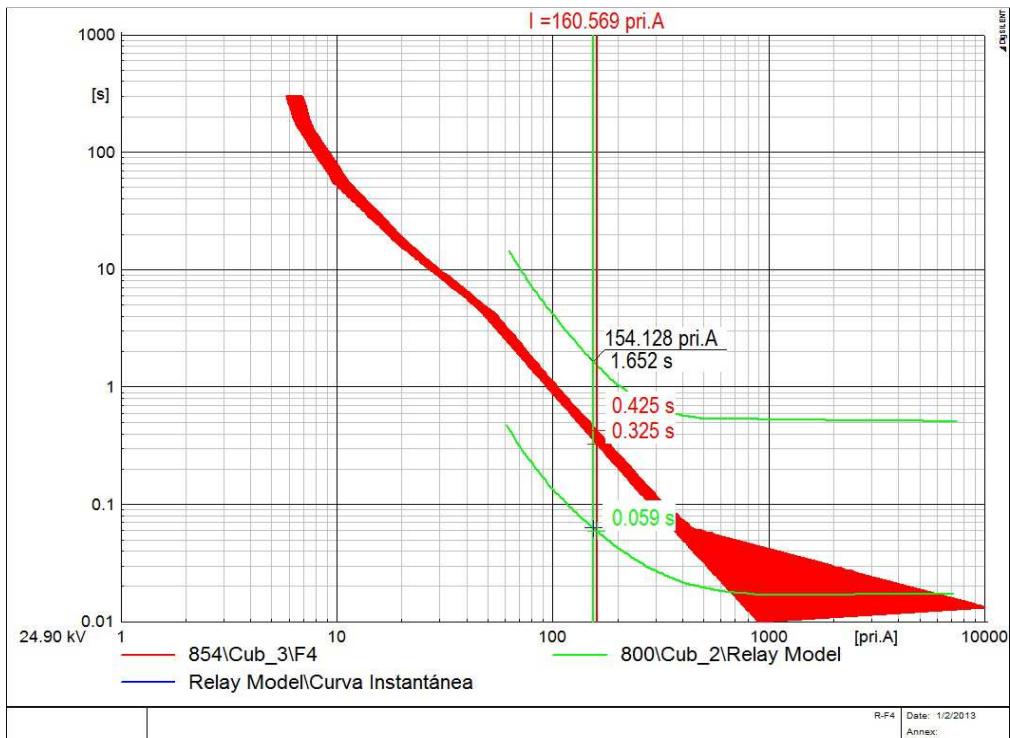


Figura 37: Coordinación R-F4 para falla mínima.

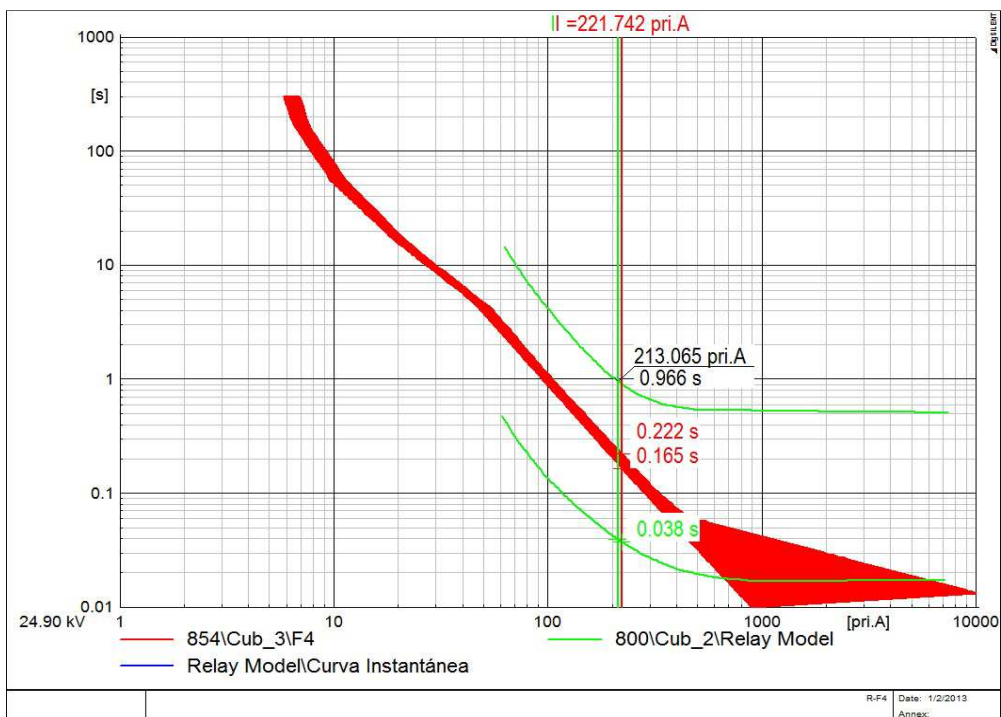


Figura 38: Coordinación R-F4 para falla máxima.

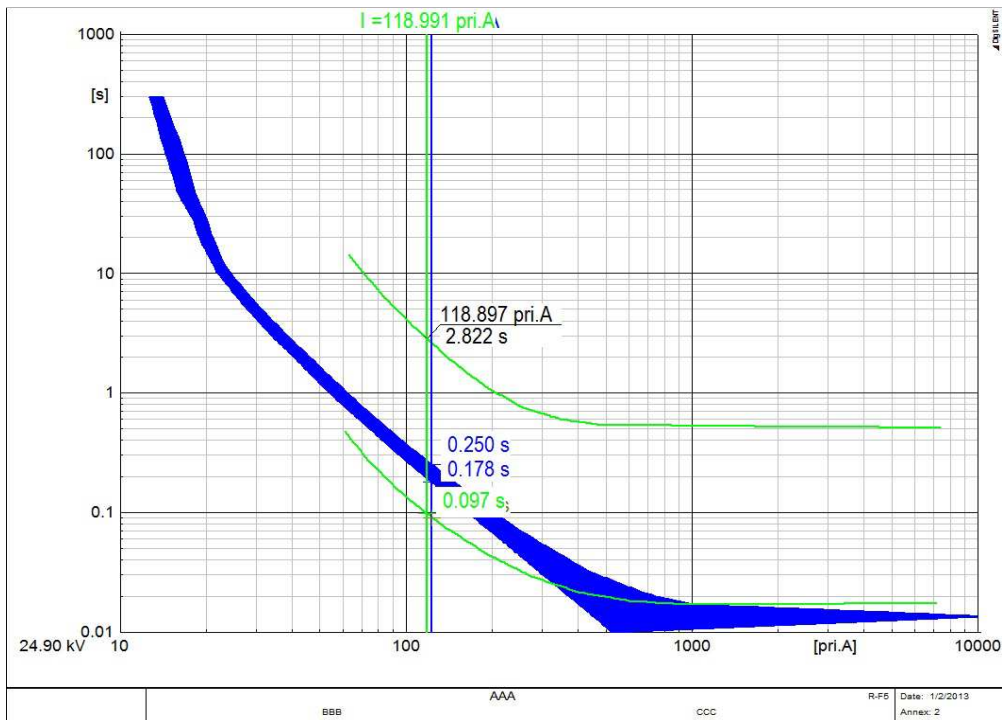


Figura 39: Coordinación R-F5 para falla mínima.

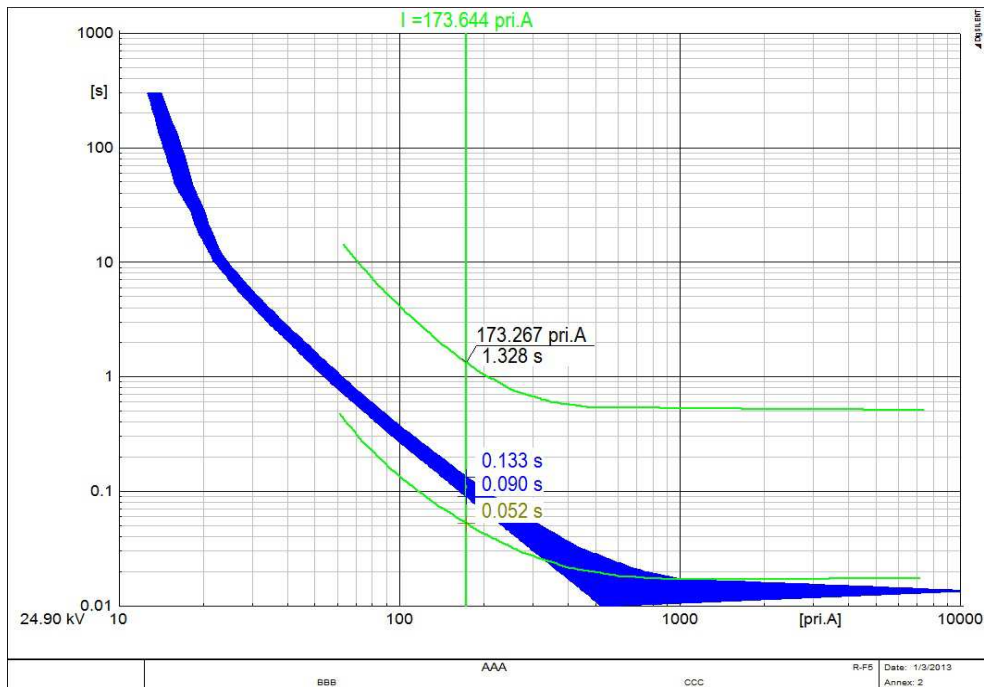


Figura 40: Coordinación R-F5 para falla máxima.

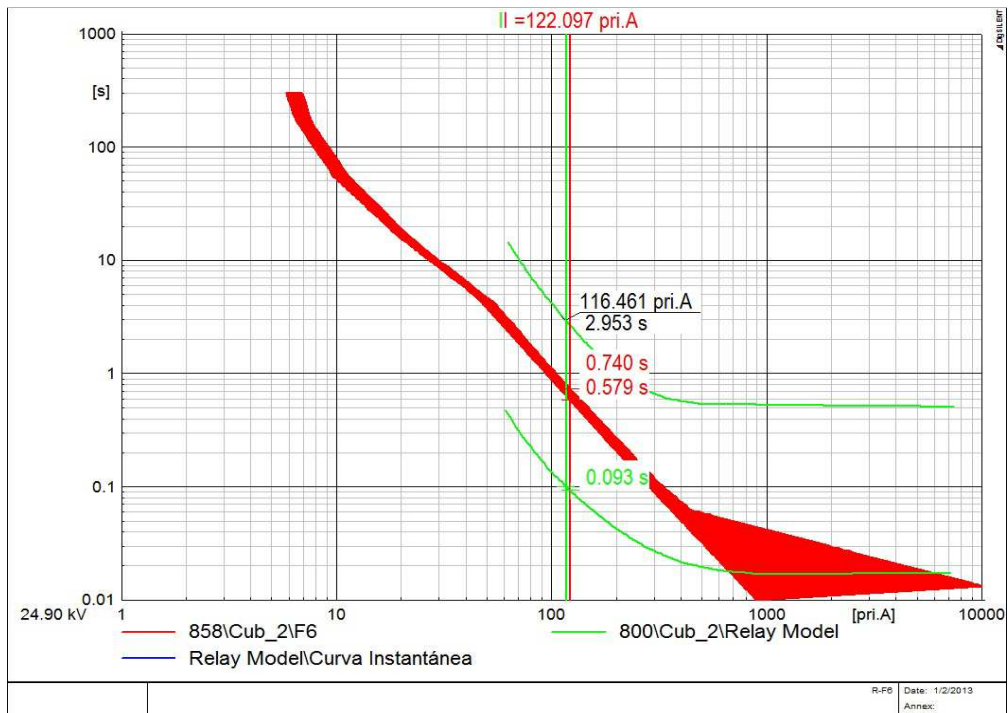


Figura 41: Coordinación R-F6 para falla mínima.

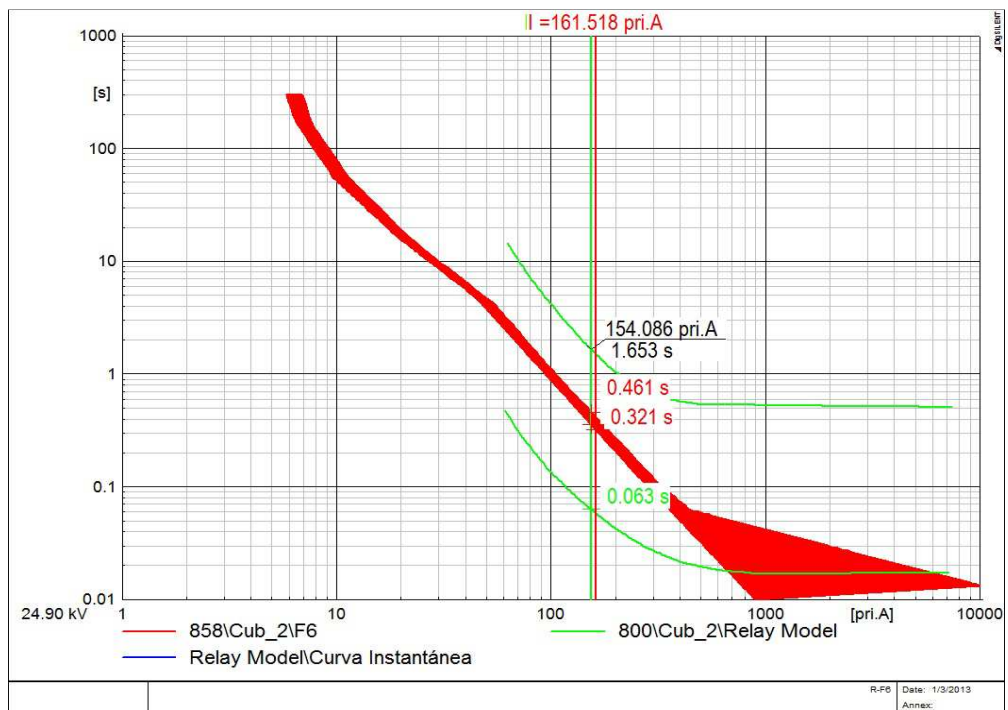


Figura 42: Coordinación R-F6 para falla máxima.

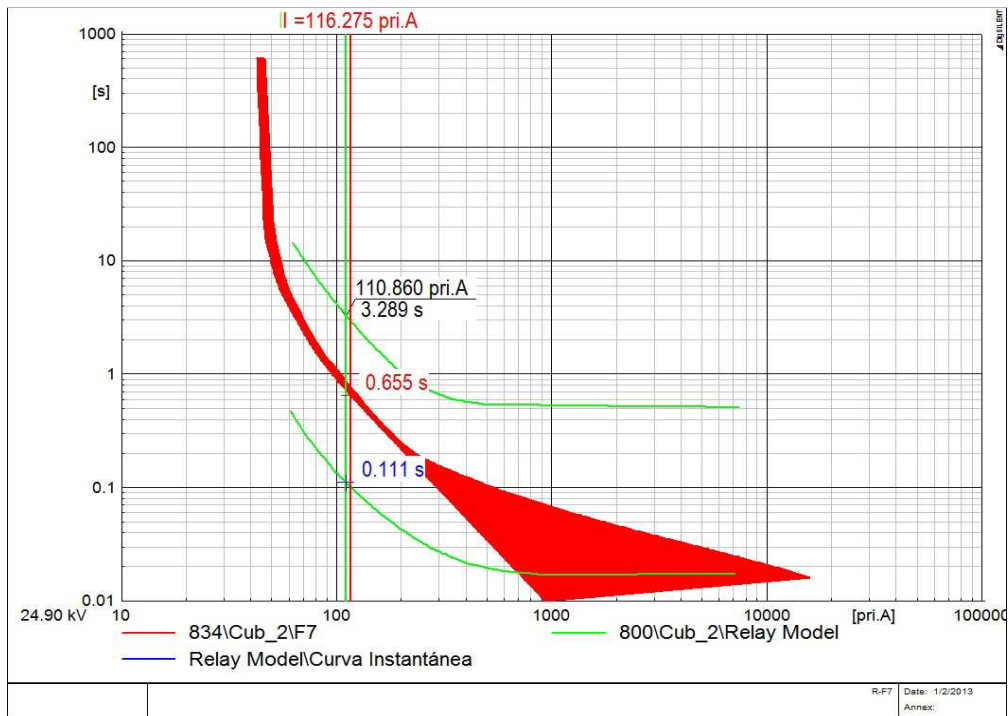


Figura 43: Coordinación R-F7 para falla mínima.

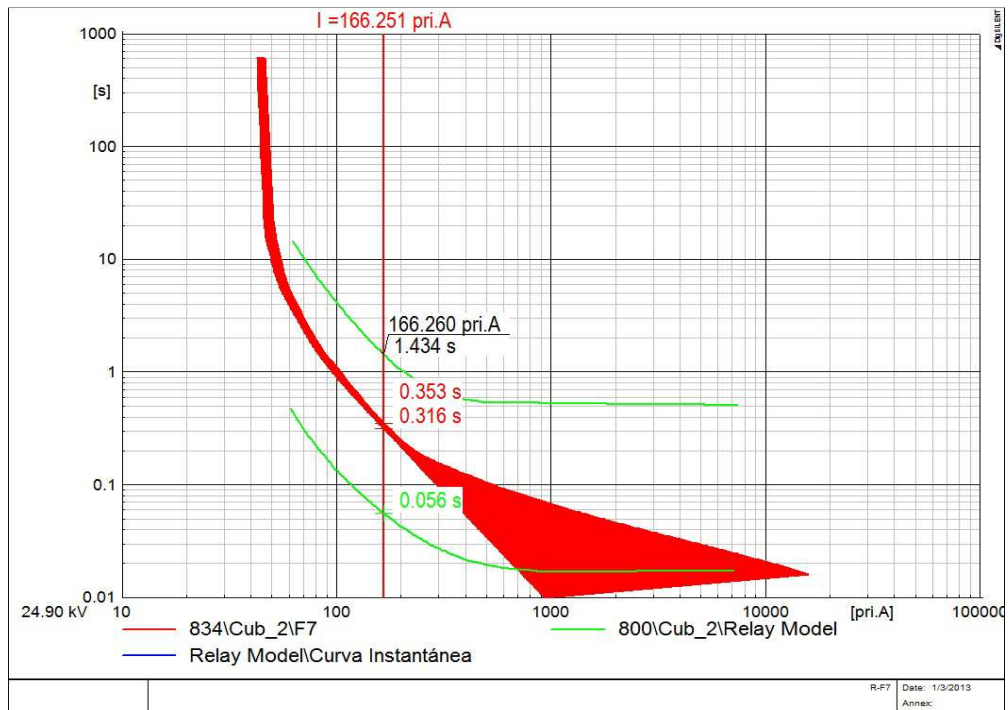


Figura 44: Coordinación R-F7 para falla máxima.

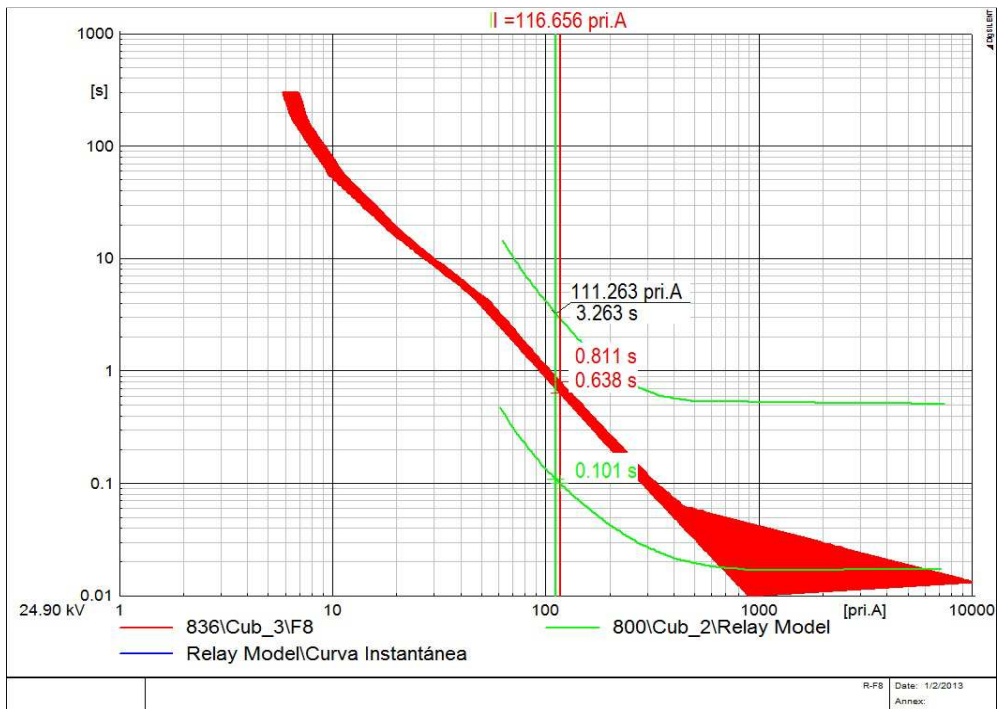


Figura 45: Coordinación R-F8 para falla mínima.

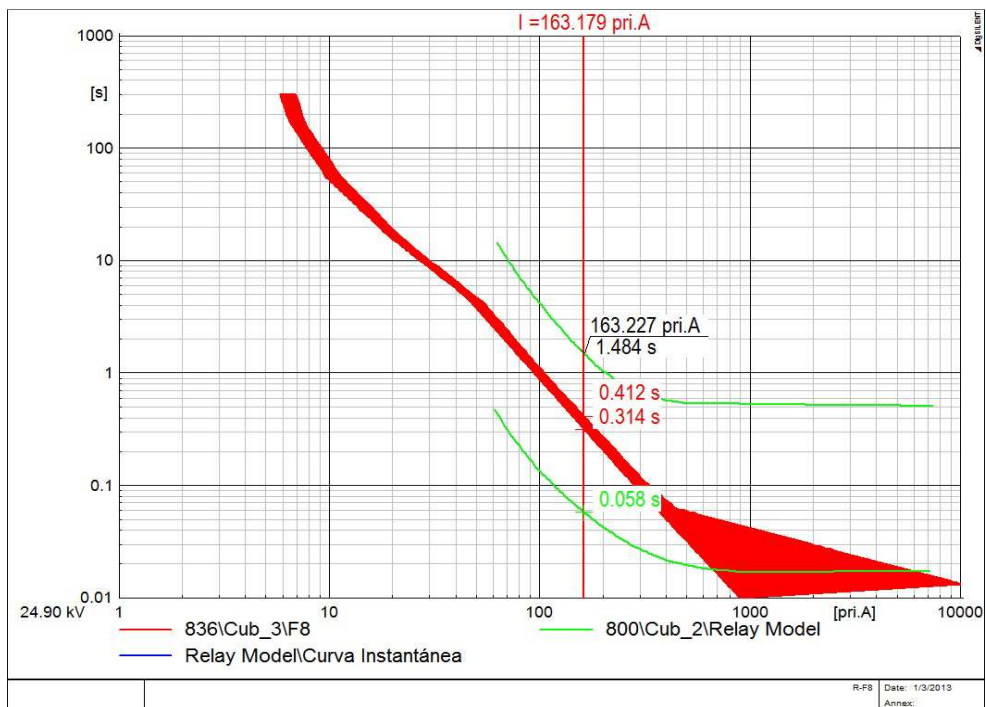


Figura 46: Coordinación R-F8 para falla máxima.

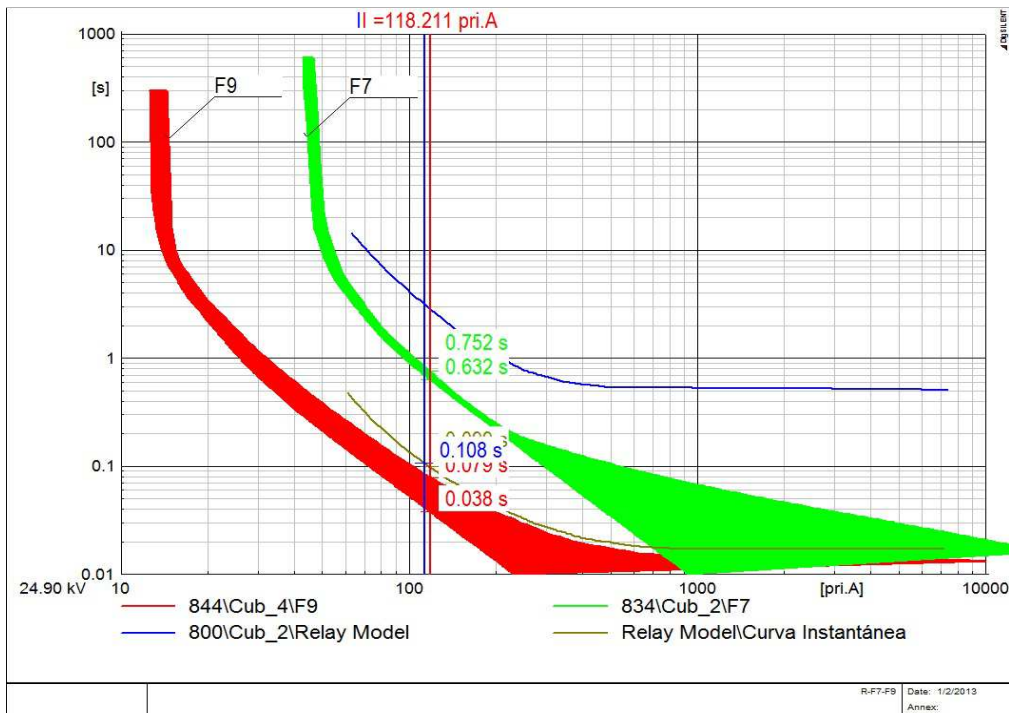


Figura 47: Coordinación F7-F9 para falla mínima.

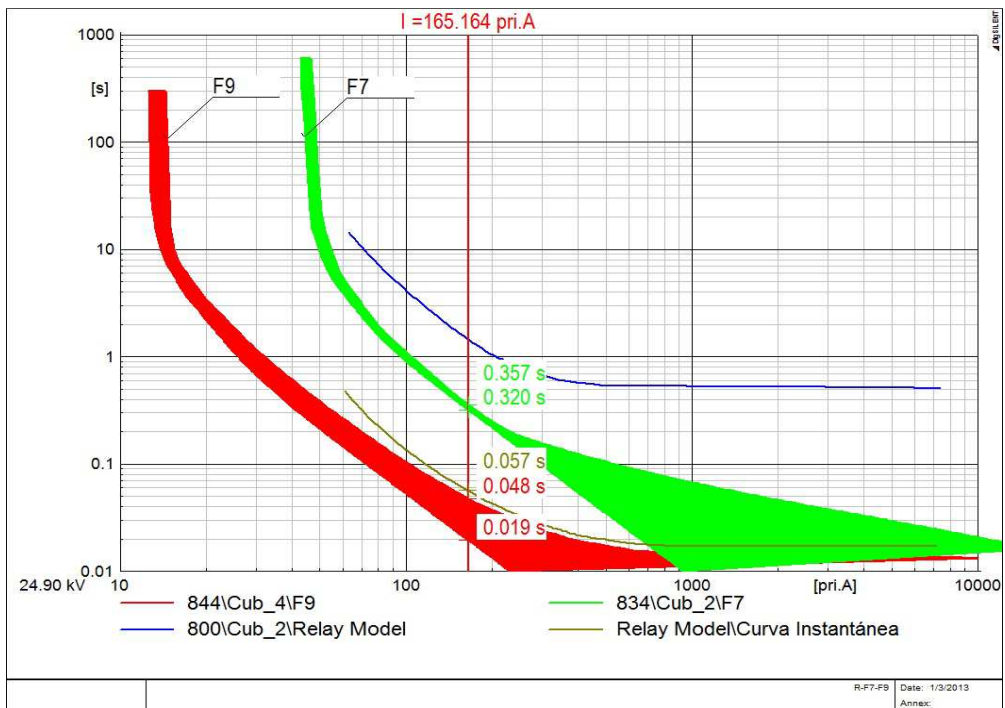


Figura 48: Coordinación F7-F9 para falla máxima.

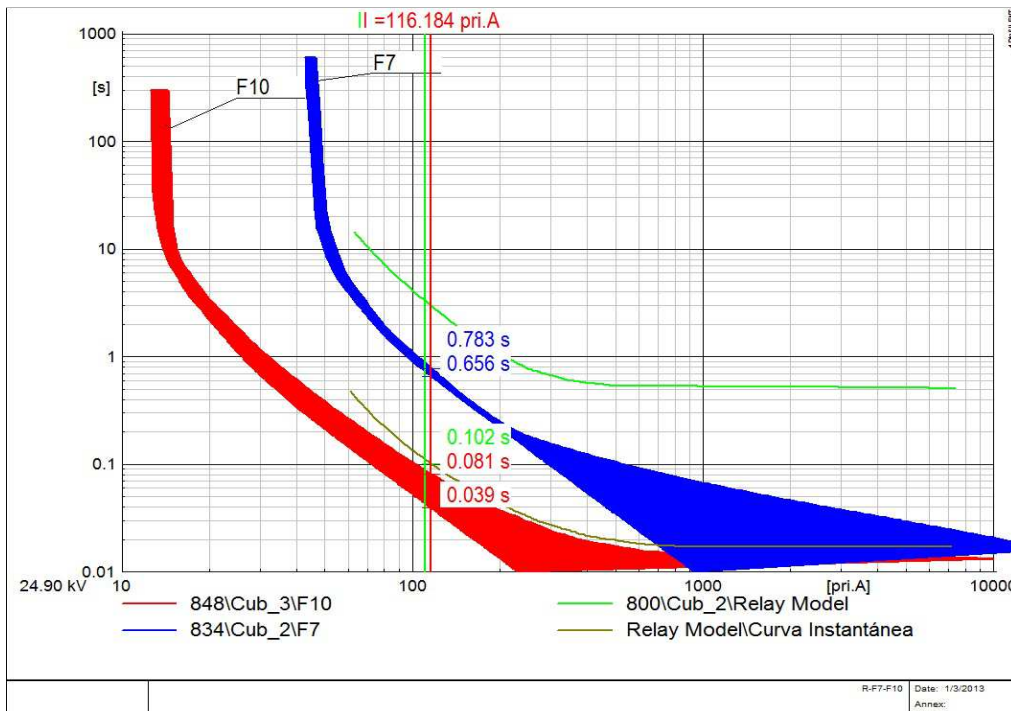


Figura 49: Coordinación F7-F10 para falla mínima.

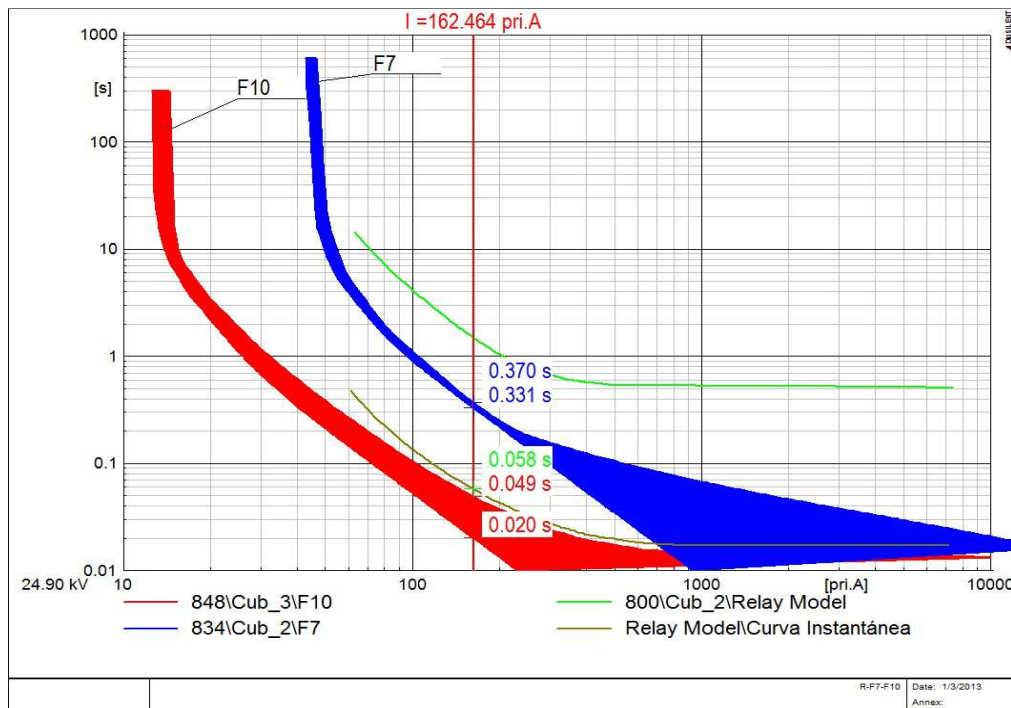


Figura 50: Coordinación F7-F10 para falla máxima.

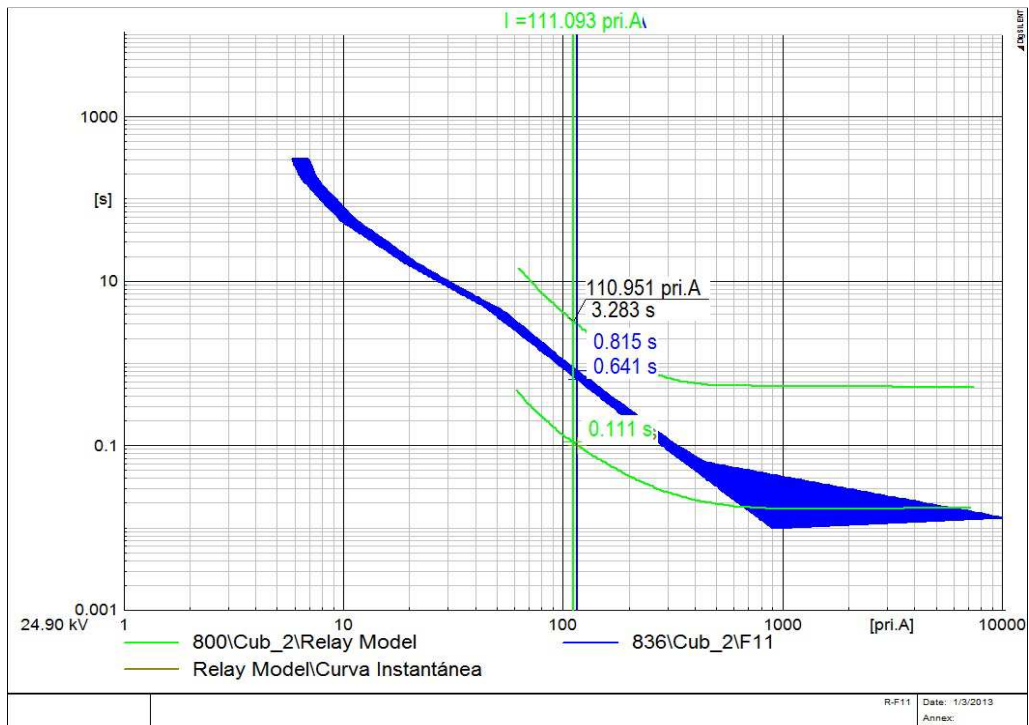


Figura 51: Coordinación R-F11 para falla mínima.

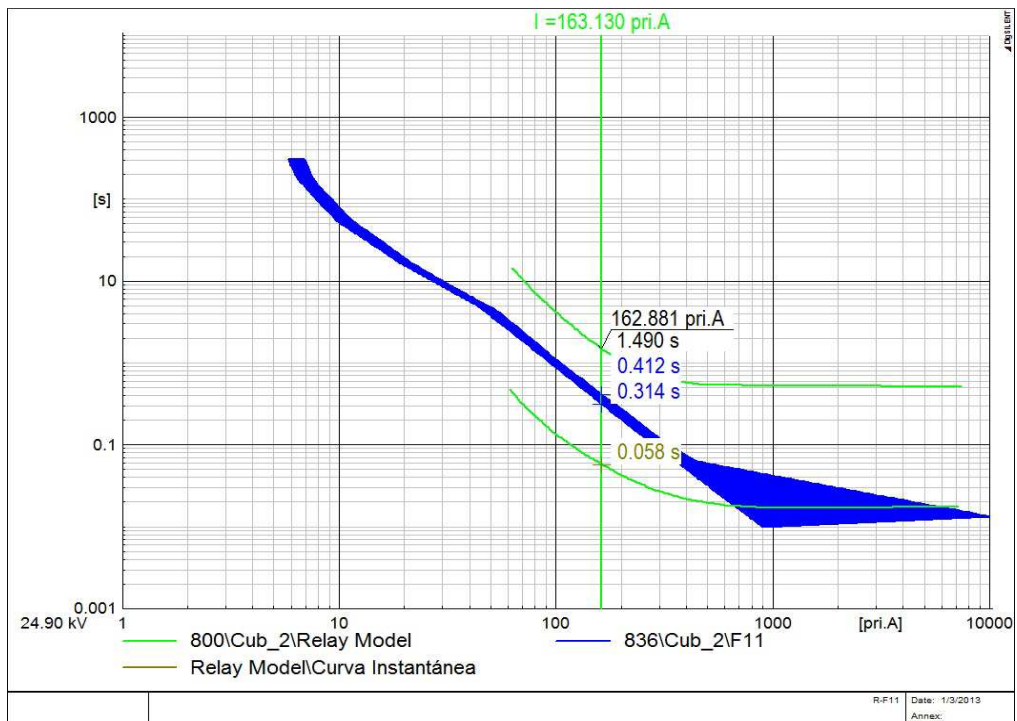


Figura 52: Coordinación R-F11 para falla máxima.

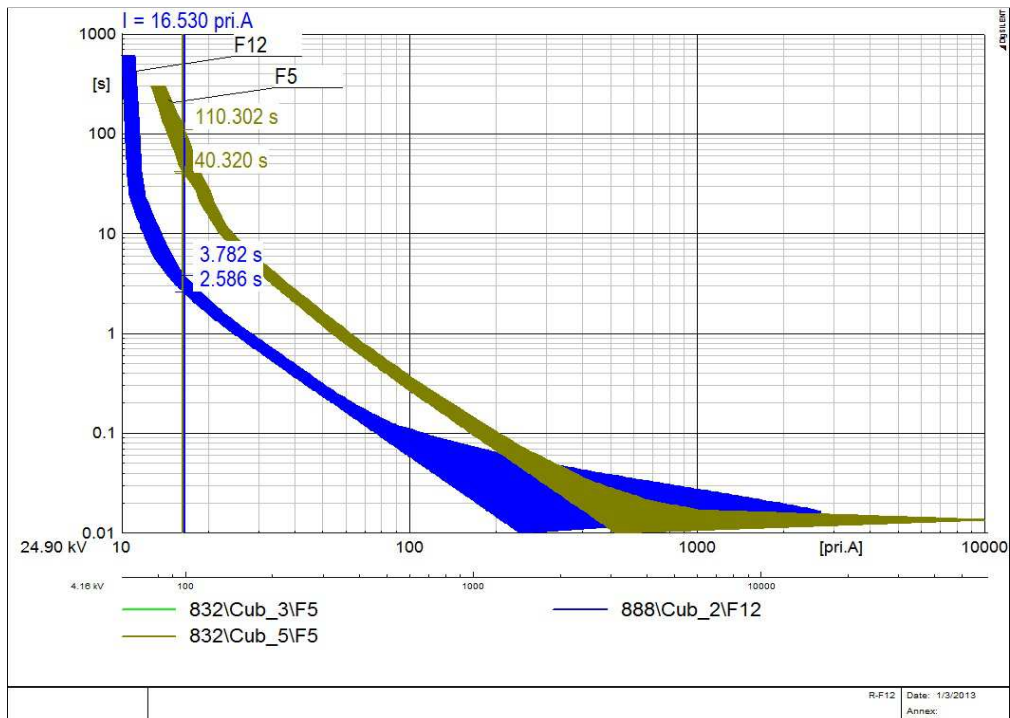


Figura 53: Coordinación F5-F12 para falla mínima.

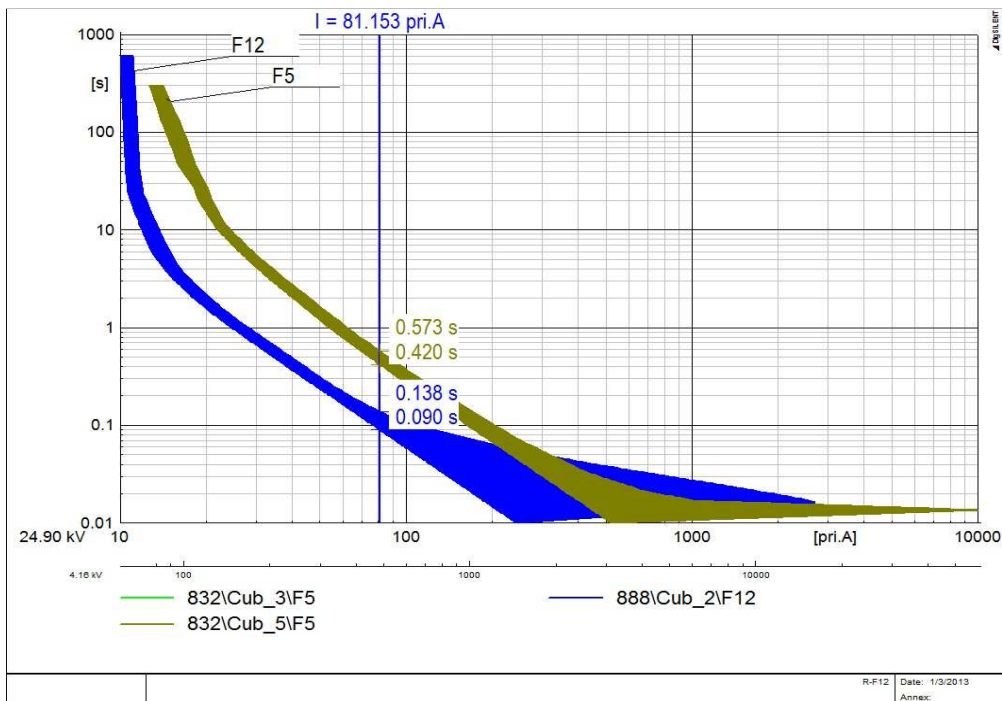


Figura 54: Coordinación F5-F12 para falla máxima.

El esquema de coordinación implementado fue dirigido para abordar los impactos de fallas temporales y permanentes que pueda sufrir el sistema. El objetivo del esquema implementado, es que frente a una falla en el sistema, el disparo instantáneo del reconectador opere completamente antes que comience la curva mínima de fusión del fusible para asegurar una apropiada operación de salvamento de fusibles.

El reconectador seleccionado en el alimentador 1 opera a un nivel de tensión fase-neutro de 14,4 kV, con un disparo nominal mínimo de 61[A]. La tabla 4, verifica el adecuado funcionamiento del reconectador, observándose que las corrientes de fallas mínimas detectadas por el reconectador son mayores a la corriente de disparo mínimo del reconectador.

La secuencia de operación del reconectador fue ajustada para que efectúe un disparo rápido y dos retardados. Según [21], los tipos de curvas seleccionadas para la operación rápida y retardada del reconectador corresponden a las secuencias 103 y 134 respectivamente. Este tipo de curvas ayudan a tener un elevado margen de coordinación entre las curvas del fusible y las del reconectador.

Otros parámetros importantes para la adecuada configuración del reconectador, en vías de conseguir la coordinación con los fusibles, se obtiene por medio de modificaciones sobre las curvas de disparo rápido y retardado a través de las siguientes variables:

➤ *Time Dial (Curve Multipliers)*

Permite cambiar la curva de operación del reconectador en el plano vertical, desplazando de este modo los tiempos de despeje asociado al rango de operación de corriente de interrupción de la curva. Este ajuste multiplica cada punto del tiempo de operación por este valor.

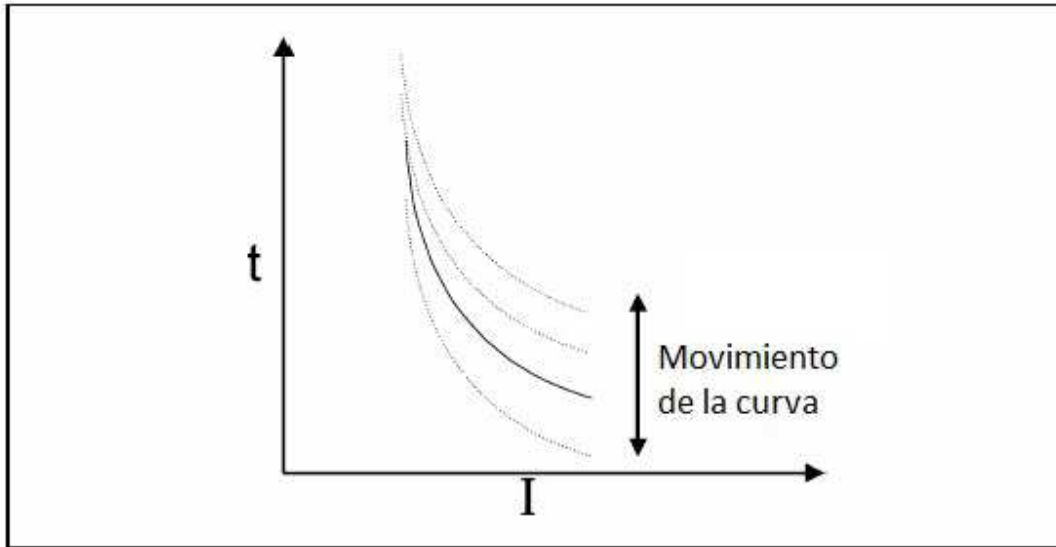


Figura 55: Efecto del Time Dial sobre curva de tiempo-corriente.

➤ *Time Curve Adder*

Permite elevar los tiempos de respuestas, asociados a las corrientes más altas de la curva, agregando una constante de tiempo paralelo a la curva de tiempo-corriente.

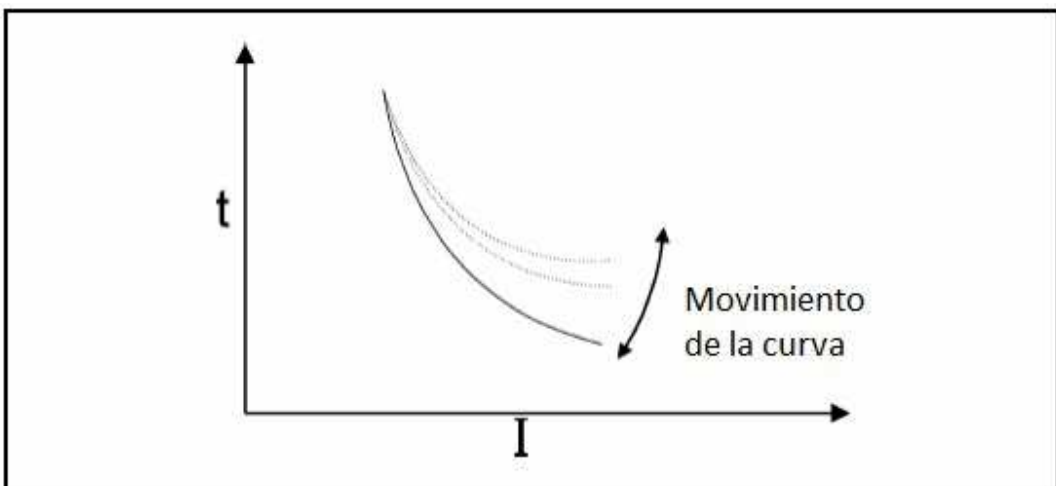


Figura 56: Efecto del *Time Curve Adder* sobre la curva de tiempo-corriente.

➤ *Minimum Response Time:*

Permite establecer un valor de tiempo para fijar la señal mínima de tiempo de disparo, de este modo, no hay problemas en que tan rápido la curva del fusible opere.

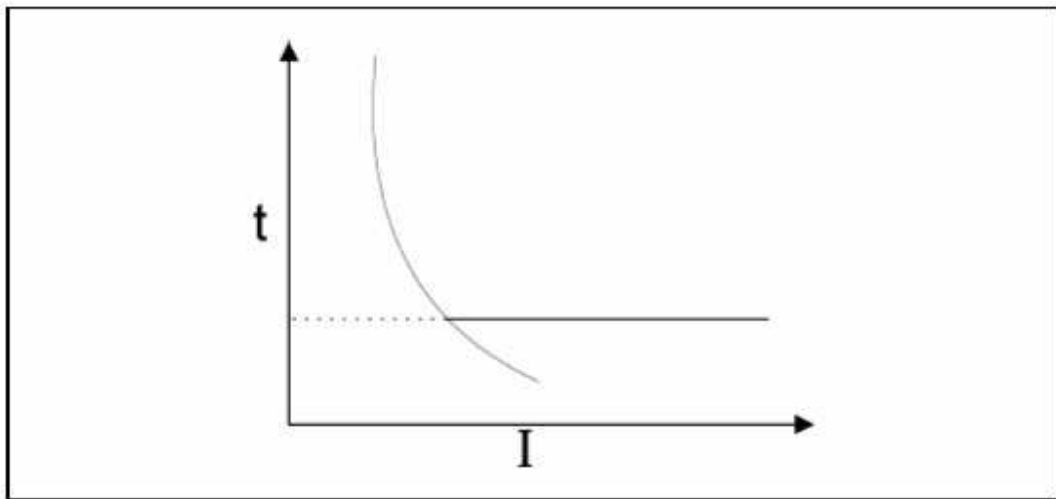
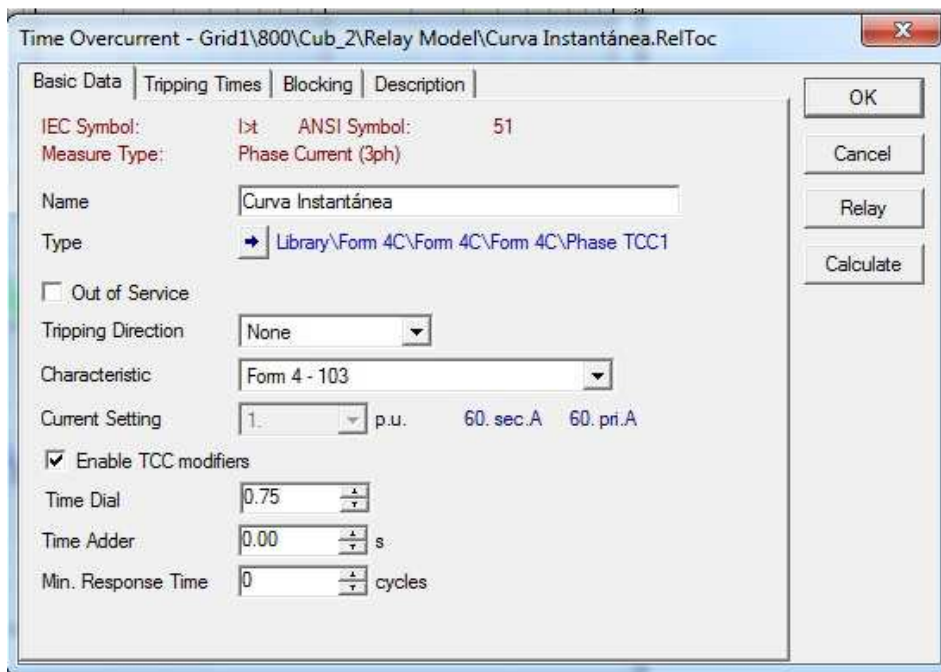


Figura 57: Efecto del *Minimum Response Time* sobre la curva de tiempo-corriente.

A continuación se muestran las configuraciones de las curvas rápida y retardada del reconector.



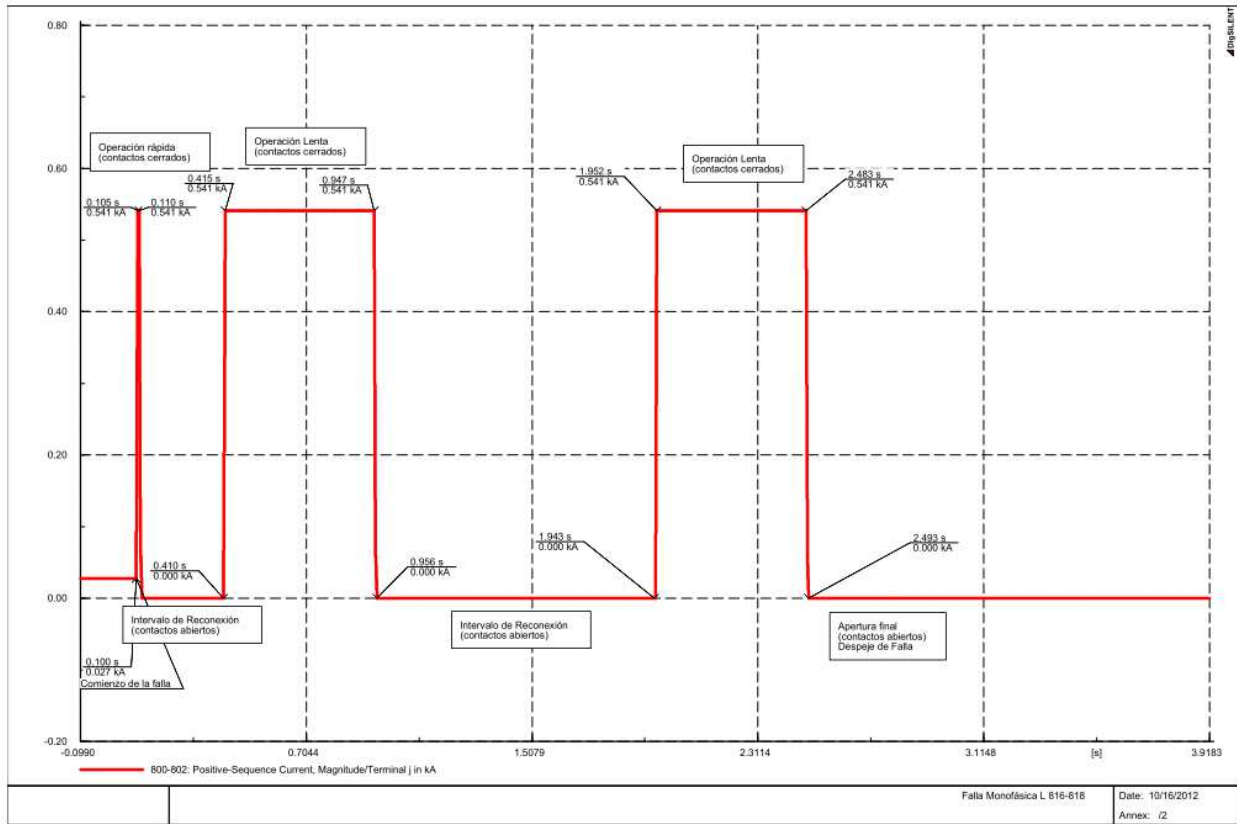


Figura 60: Curva tiempo-corriente falla permanente, operación reconector.

3.3.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE PARA RED DE ANÁLISIS DISPARO FALSO, CIRCUITO 2

Para esta red, se implementó el esquema de coordinación relé-fusible, usado en los alimentadores que suministran energía a plantas industriales y centros urbanos de carga, en donde las cargas son sensibles a las interrupciones momentáneas y pueden sufrir una perturbación significativa si la línea se desactiva momentáneamente. La instalación de los relés de sobrecorrientes será a la cabecera de cada alimentador principal, mientras que la instalación de los fusibles se mantiene a la del alimentador original.

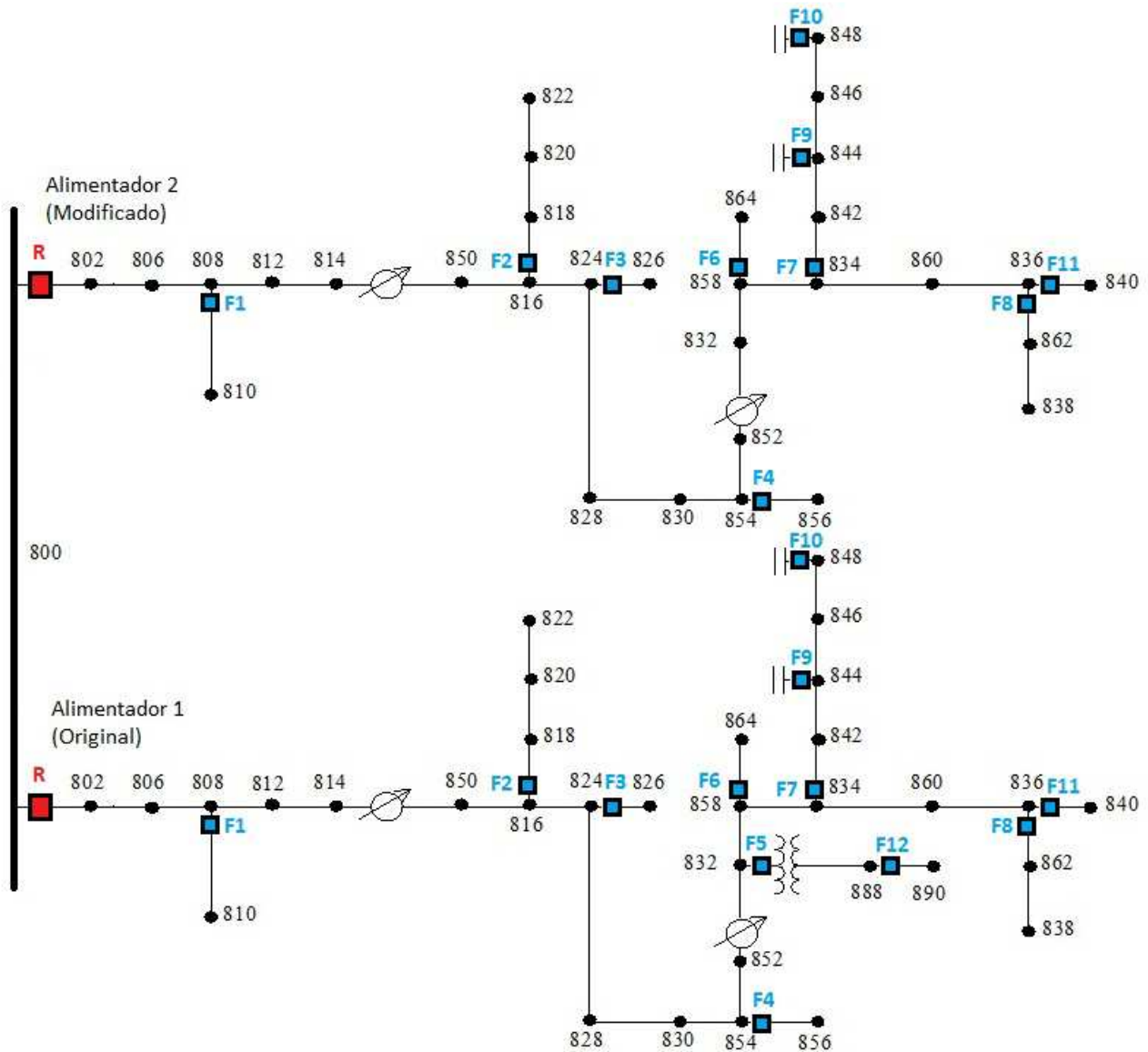


Figura 61: Punto de instalación de las protecciones de sobrecorriente.

La característica de tiempo-corriente del relé del alimentador 1 corresponde a la 134 (igual característica que la curva retardada del reconectador), con un ajuste *Time Dial* de 1,38; *Time Adder* de 0,10 y *Min Response Time* igual a 1.

Mientras que el relé del alimentador 2 corresponde a la 139, con un ajuste *Time Dial* de 1,85; *Time Adder* de 0,18 y *Min Response Time* igual a 0. Los fusibles de cada derivación mantienen las características seleccionados en la red original, descrita en el punto anterior. Los relés de los alimentadores operan a un nivel de tensión fase-neutro de 14,4 kV, con disparos nominales mínimo de 27[A]y 61[A] respectivamente.

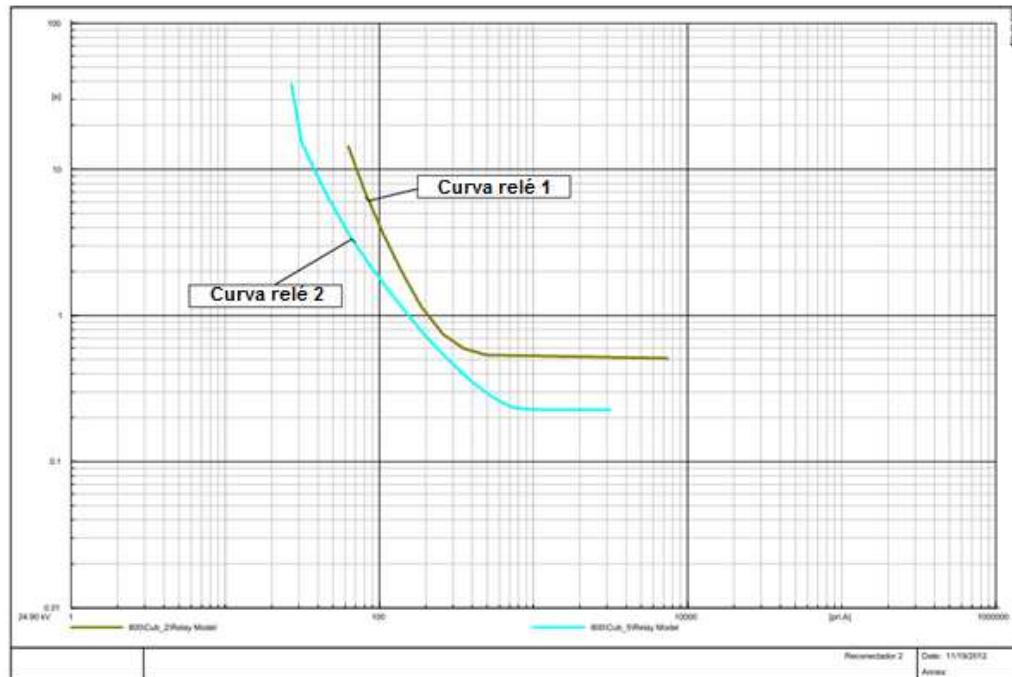


Figura 62: Curvas características de los relés de sobrecorriente de los alimentadores 1 y 2.

3.4 Sumario

Los casos de estudios corresponden a dos circuitos, el primero corresponde al alimentador radial estándar, *IEEE 34-Node Radial Test Feeder System*, mientras que el segundo corresponde a una derivación del circuito anterior. Ambos circuitos fueron analizados por medio del software *DigSilent Power Factory*, incorporándoles dispositivos de protección. Se realizaron estudios de flujo de carga y de cortocircuitos para obtener las características de interrupción de cada uno de los dispositivos. El esquema de protección implementado en el circuito 1 corresponde al salvamento de fusibles, conformado por un reconectador, encargado de proteger al alimentador principal, y fusibles para la protección de las derivaciones laterales, mientras que en el circuito 2 la coordinación implementada fue relé –fusible, con la instalación de los relés de sobrecorriente en las cabeceras de los alimentadores, manteniendo las zonas de protección de los fusibles del circuito 1.

Capítulo 4

Incorporación de GD a los Casos Bases

En este capítulo se discute el tipo de GD a implementar en la modelación, con su respectivo transformador de interconexión. Además, se definen los puntos de interconexión y los casos de estudios a analizar. Finalmente, se realiza el estudio de cortocircuitos con presencia de GD en la red, presentándose los resultados obtenidos del estudio de coordinación.

4.1 Tecnologías de Generación Distribuida

Las tecnologías empleadas para la conversión de energía en la GD no son del todo nuevas, algunas de ellas corresponden a tecnologías maduras que tienen tiempo en el mercado, entre ellas se encuentran las tecnologías que emplean el uso de combustibles fósiles: motores de combustión interna, turbinas de combustión y algunas celdas de combustibles, mientras que otras tecnologías emplean fuentes de energía renovable: microturbina hidráulica, generadores eólicos y celda fotovoltaica.

La dinámica de algunas fuentes de GD es distinta a las de las tecnologías utilizadas en las centrales convencionales de generación centralizada. Dentro de las tecnologías utilizadas en la GD se encuentran algunas que no tienen partes móviles, mientras que otras tienen muy poca inercia y son conectadas a la red de suministro eléctrico a través de convertidores electrónicos de potencia. Además, existen tecnologías que se conectan directamente a la red pero operando en forma asincrónica.

El modelo genérico de una fuente de GD se compone de los siguientes elementos:

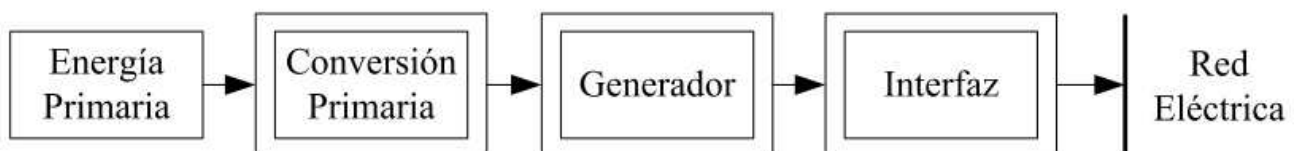


Figura 63: Modelo genérico de una fuente de generación distribuida, Fuente: [22].

La siguiente tabla describe cada uno de los módulos que componen el modelo genérico para cada una de las fuentes de GD.

Tabla 7: Componentes del modelo genérico de fuentes de GD, Fuente: [22]

Tecnología	Energía Primaria	Conversión Primaria	Generador	Interfaz
Motor de Combustión Interna	Diésel, Gas Natural o Biocombustibles	Motor de Combustión Interna	Sincrónico	No
Micro-Turbinas Turbinas a gas ciclo combinado Turbinas de Combustión	Diésel, Gas Natural o Biocombustibles	Turbina a Gas	Sincrónico Asincrónico Imán Permanentes	Convertidor DC-AC según el esquema
Pequeñas Hidros	Agua	Turbina Hidráulica	Sincrónico Asincrónico	Convertidor DC-AC según el esquema
Sistema de Conversión de Energía	Viento	Turbina de Viento	Sincrónico Asincrónico Imán Permanentes	Convertidor DC-AC según el esquema
Solar Térmica	Sol	Celda Fotovoltaica	Sincrónico	No
Celdas de Combustible	Hidrógeno	No	No	Convertidor DC-DC y DC-AC
Geotérmico	Recurso Geotérmico	Turbina a Vapor	Sincrónico	No
Energía del Océano	Olas o Mareas	Varios	Varios	Según el Esquema
Motor Stirling	Calor	Motor Stirling	Sincrónico Asincrónico	Convertidor DC-AC según el esquema

4.1.1 UNIDADES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para determinar la corriente de cortocircuito en un sistema, es necesario reconocer los diferentes equipos que contribuyen en ella. Al producirse una falla, las corrientes de frecuencia fundamental circulantes en el sistema de distribución provienen principalmente de las máquinas eléctricas conectadas y del sistema de transmisión, a través de la subestación. Las principales fuentes que aportan en el aumento de las corrientes de cortocircuitos corresponden a la empresa de transmisión, los generadores sincrónicos, los motores sincrónicos y de inducción.

La incorporación de GD en los sistemas de distribución, altera la potencia de cortocircuito del sistema. El aporte de las unidades GD a la corriente de falla depende del tipo de generador y potencia relativa [23]. Las distintas tecnologías empleadas en la GD se pueden clasificar en dos categorías según el tipo de tensión que entregan las unidades de generación. La primera categoría corresponde a unidades síncronas que tienen la capacidad de interconectarse al sistema de distribución con la misma frecuencia de la red. La segunda categoría son las unidades asíncronas, éstas necesitan de dispositivos de electrónica de potencia, ya sea un inversor CC-AC para medios de generación de tensión CC o un convertidor AC-AC para unidades asíncronas como un generador de inducción, necesarios para su interconexión al sistema de distribución.

➤ Generadores síncronos

La mayoría de los generadores en servicio en la actualidad son generadores síncronos. Un generador síncrono es una máquina de corriente alterna en el que la velocidad de rotación de funcionamiento es constante y se encuentra en sincronismo con la frecuencia del sistema de la red eléctrica al cual está conectado. Estos generadores necesitan corriente continua para excitar el campo del rotor. La energía de excitación puede conseguirse por medio de diversas alternativas tecnológicas, tales como máquinas de corriente continua, rectificadores controlados o convertidores de corriente continua que consumen del orden de un 0,5% de la potencia nominal del generador. Cuando una máquina síncrona se usa para un sistema conectado a la red, tiene como ventaja, frente a una máquina asíncrona, que no requiere de energía reactiva de la red.

Los generadores sincrónicos y asíncrónicos con doble alimentación, equipos con excitación independiente, proveen corrientes de cortocircuitos de duración acotada por la activación de las protecciones, por lo que su contribución debe estudiarse como el correspondiente a la red de potencia.

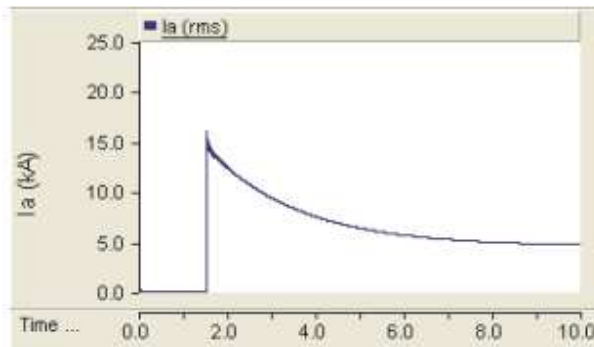


Figura 64: Aporte de corriente de cortocircuito de generador sincrónico, Fuente: [23].

➤ Generadores asíncronos

Un generador de inducción es una máquina asíncrona que requiere una fuente externa para proporcionar la corriente de magnetización necesaria para establecer el campo magnético a través del espacio de aire entre el rotor del generador y el estator. Sin dicha fuente, un generador de inducción no puede suministrar energía eléctrica, pero siempre debe operar en paralelo con un sistema, conectado a la red pública o por medio de condensadores que suministren la corriente magnetizante necesaria para suplir los requerimientos de reactivos del generador de inducción. Los generadores de inducción funcionan a una velocidad de rotación que se determina por la máquina motriz y es ligeramente mayor que la requerida para sincronismo exacto. Debajo de la velocidad síncrona, estas máquinas funcionan como motores de inducción y por lo tanto, pasan a convertirse en una carga.

Los generadores de inducción, con excitación dependiente de la tensión de la red, proveen corrientes de cortocircuitos, en escenarios de fallas, a través de las energías almacenadas en condensadores o en magnetismo, por lo que su duración en la falla no supera a un ciclo.

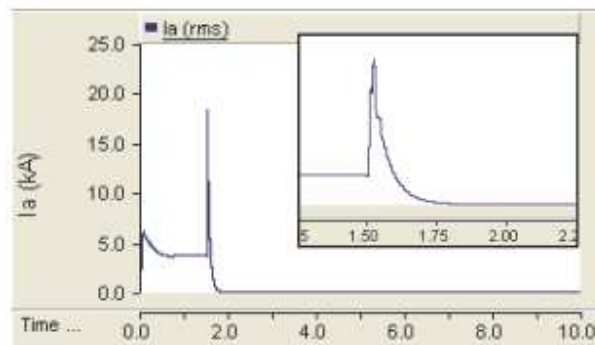


Figura 65: Aporte de corriente de cortocircuito de generador de inducción excitado por red, Fuente: [24].

Según [24], cada tipo de generador tiene una contribución diferente ante una falla, siendo de mayor magnitud el aporte para los generadores síncronos, más bajo para los generadores de inducción o asíncronos y finalmente los de menos aporte corresponden a las unidades de generación que utilizan inversores.

4.1.2 TIPOS DE CONEXIONES DEL TRANSFORMADOR DE INTERCONEXIÓN DE GD

La interconexión de las unidades de GD en forma directa con el sistema no es recomendable, más bien es riesgoso y cuestionable, esto se debe a que los generadores poseen un nivel de aislamiento incompatible con los correspondientes al del sistema de potencia [23]. Por tanto, la conexión de la GD al sistema de distribución debe ser por medio de un transformador de interconexión, el cual permite cumplir con una serie de funciones, destacándose entre ellas:

- a) Adaptar los niveles de tensión.
- b) Bloquear las terceras armónicas.
- c) Evitar la inyección de corriente continua al sistema.
- d) Realizar el control de las corrientes de cortocircuito.
- e) Facilitar la detección de las sobrecorrientes por el sistema.
- f) Evitar las sobretensiones por resonancia.

A continuación se describen las distintas formas posibles de conectar el transformador de interconexión:

- Delta del lado del generador y estrella aislada de tierra del lado del sistema

Este tipo de conexión permite bloquear el paso hacia el sistema de las terceras armónicas que puede llegar a generar la unidad de GD. Además, al tenerse aislado el centro de estrella del transformador de la GD, se puede producir un desplazamiento del neutro por presencia de una falla monofásica en el alimentador [25]. La magnitud del desplazamiento dependerá de la resistencia de falla.



Figura 66: Fasores de tensión en sistemas con neutro aislado, desplazamiento del neutro.

- Delta del lado del generador y estrella puesta a tierra del lado del sistema

Esta configuración evita el desplazamiento del neutro frente a una falla monofásica, de este modo no se sujeta a sobretensiones a las fases sanas. Otra característica de este tipo de conexión corresponde a que modifica el camino a tierra que recorren las corrientes de secuencia cero, repartiendo dicha componente en los distintos caminos a tierra.

- Delta del lado del generador y del lado del sistema

Esta conexión se utiliza en GD de baja potencia, requiriendo que el generador de la GD se conecte en estrella puesta a tierra. Este esquema de conexión no aporta corriente a las fallas a tierra, de este modo no insensibiliza a la protección del alimentador.

- Estrella puesta a tierra del lado del generador y Delta del lado del sistema

Las principales ventajas que presenta este tipo de conexión son: permite bloquear el paso hacia el sistema de las terceras armónicas que puede llegar a generar la GD, no contribuye corriente a las fallas a tierra en el sistema y proporciona algo de aislamiento a los huecos de tensión del sistema. Dentro de las desventajas se encuentran: sistema expuesto a ferresonancia debido a los cables de alimentación y calentamiento entre generador y transformador por las corrientes de tercera armónica.

- Estrella puesta a tierra del lado del generador y estrella puesta a tierra del lado del sistema

Este tipo de conexión cuenta como ventajas: poca inclinación a la ocurrencia de ferresonancia en alimentaciones mediante cables, impide el desplazamiento del neutro en caso de falla monofásica y los dispositivos de maniobra son de menor costo. Por otro lado, las desventajas de esta configuración son las siguientes: la GD aporta corriente a todas las fallas del sistema, el sistema contribuye en las fallas internas en la GD acrecentando el daño en el generador, la GD ve el desbalance de fases del sistema y no bloquea el paso de las corrientes homopolares y terceras armónicas.

- Estrella del lado del generador y estrella puesta a tierra del lado del sistema

Este tipo de conexión cuenta como problema principal el presentar un camino para la circulación de las terceras armónicas, generadas por la GD o por la electrónica del inversor.

4.2 Parámetros de Configuración para la Interconexión de GD a la Red

Como bien se revisó en el ítem anterior, existe una variada gama de fuentes de energía que son empleadas en la GD. Los estudios iniciales en este trabajo no han asignado una fuente de generación de energía en particular para los generadores empleados en la incorporación de la GD a la red. Por lo tanto, este trabajo no pretende responder a las preguntas específicas de una determinada fuente de energía, analizando de este modo el peor caso, el cual corresponde a la interconexión de unidades de generación síncronas.

4.2.1 MODELO DE GD A SIMULAR

Los tipos de generadores a interconectar a la red corresponden a generadores síncronos trifásicos de polos salientes. Las unidades de GD interconectadas pueden suministrar completamente la potencia requerida en el lateral al cual se conecta, pudiendo ser capaz de suministrar a otras cargas ubicadas fuera del lateral.

La tabla 8, muestra los parámetros requeridos para la modelación del generador síncrono, obtenidos de [17]. En el caso de la potencia reactiva, $Q > 0$ indica producción de reactivos, mientras que $Q < 0$ indica el consumo.

Tabla 8: Parámetros eléctricos de modelación de generadores síncronos.

V_{nominal} [kV]	0,480	0,480
f [Hz]	50	50
S_{nominal} [kVA]	406	1075
P_{nominal} [kW]	347	918
V [p.u.]	1	1
Q_{max} [p.u.]	0,5	0,5
Q_{min} [p.u.]	-0,25	-0,25
Factor de Potencia	0,854	0,854
X_d [p.u.]	2,900	2,890
X_q [p.u.]	2,440	1,720
X_d' [p.u.]	0,170	0,250
X_d'' [p.u.]	0,120	0,170
X_q'' [p.u.]	0,340	0,290
R_a [p.u.]	0,003	0,003
x_1 [s]	0,070	0,080

H [p.u.]	0,194	0,322
T_d' [p.u.]	0,080	0,185
T_d'' [p.u.]	0,019	0,025
T_q'' [p.u.]	0,019	0,025

Las unidades de GD fueron modelados mediante nodos PQ, es decir, proporcionan un valor constante de potencia activa y reactiva a la red cada hora, independientemente de la tensión.

4.2.2 TRANSFORMADOR DE INTERCONEXIÓN

La elección del tipo de conexión a emplear en el transformador de interconexión se realizó en base a un análisis de las ventajas y desventajas que proporciona cada una de las configuraciones. La conexión más común, y la que indica [13], corresponde a la conexión Delta en el lado del generador y Estrella aterrizada en el lado de media tensión. Este esquema de conexión tiene como inconveniente que interviene el camino a tierra, pudiendo producir una reducción en la corriente sensada por la protección, acortando la zona protegida de la protección. La conexión Delta-Delta, en cambio, no aporta corriente a las fallas a tierra, de esta manera no insensibiliza a la protección diferencial.

La configuración Delta-Delta fue la elegida para modelar la interconexión de la unidad GD al sistema [26], con potencias nominales superiores a la potencia de la GD, según las disponibles en el mercado, de modo que estos no se saturan. Dada las capacidades de generación de potencias de las unidades de GD a incorporar, los transformadores seleccionados corresponden al transformador de 500 kVA y 1250 kVA.

Los datos de impedancias utilizados corresponden a los valores proporcionados por el fabricante de transformadores de distribución Rhona.

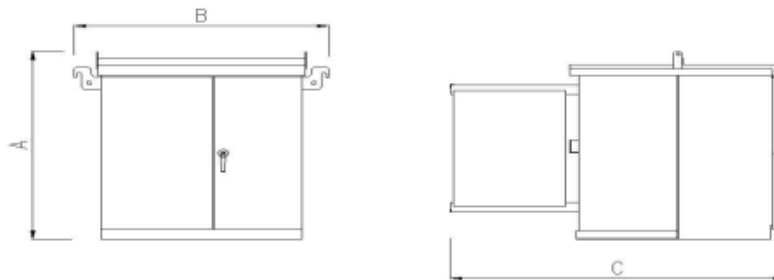


Figura 67: Dimensiones de los transformadores de distribución.

Cuadro de Características Técnicas
Technical Characteristics

Potencia Power [kVA]	Clase Class [kV]	Pérdidas Losses		Z%	Dimensiones Dimensions			Líquido Liquid [Lts]	Peso Weight [kg]
		Pfe [W]	Pcu [W]		A [mm]	B [mm]	C [mm]		
150	15	460	2180	4	1390	1620	1570	530	1390
	25	550	2100	4	1390	1620	1570	530	1420
200	15	600	3300	4	1390	1620	1570	500	1520
	25	740	2850	4	1390	1620	1570	500	1600
250	15	740	3200	4	1480	1650	1570	560	1770
	25	770	3000	4	1480	1650	1570	560	1800
300	15	780	4000	4	1480	1650	1570	520	1830
	25	870	3550	4	1480	1650	1570	520	1850
400	15	960	4800	4	1630	1580	1810	720	2290
	25	1100	4400	4	1630	1580	1810	710	2410
500	15	1080	5950	5	1630	1580	1810	710	2340
	25	1120	5800	5	1630	1580	1810	680	2410
600	15	1350	9500	5	1800	1760	2050	960	3020
	25	1600	9000	5	1800	1760	2050	1030	3100
750	15	1600	10100	5	1800	1760	2050	1120	3300
	25	1950	9100	5	1800	1760	2050	1170	3560
1000	15	1900	12400	5	1800	1760	2370	1200	3680
	25	2400	11800	5	1800	1760	2370	1290	3790
1250	15	2200	14950	5	1840	1890	2380	1220	4100
	25	2650	13500	5	1840	1890	2380	1270	4300
1500	15	2500	17850	5.75	1980	1890	2480	1410	4800
	25	2800	15900	5.75	1980	1890	2480	1410	5140
1750	15	2750	18900	5.75	1980	1890	2480	1350	5220
	25	3100	16900	5.75	1980	1890	2480	1550	5380
2000	15	3000	19950	5.75	1980	1910	2510	1520	5450
	25	3300	17100	5.75	1980	1910	2510	1520	5850

Figura 68: Cuadro características técnicas de los transformadores de distribución Rhona.

4.2.3 LOCALIZACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN

Debido a que sólo se modeló GD trifásica, los lugares en los cuales se interconectaron las unidades de GD corresponden a los laterales trifásicos (lateral 5, lateral 7, lateral 8 y lateral 11), esto con el fin de reducir la sobrecarga en el transformador de la subestación [20]. De este modo, los puntos de conexión en de la GD son los indicados en la siguiente tabla.

Tabla 9: Nodos de interconexión de las unidades de GD.

Nodo	Ubicación
840	Lateral 11
848	Lateral 7
862	Lateral 8
890	Lateral 5

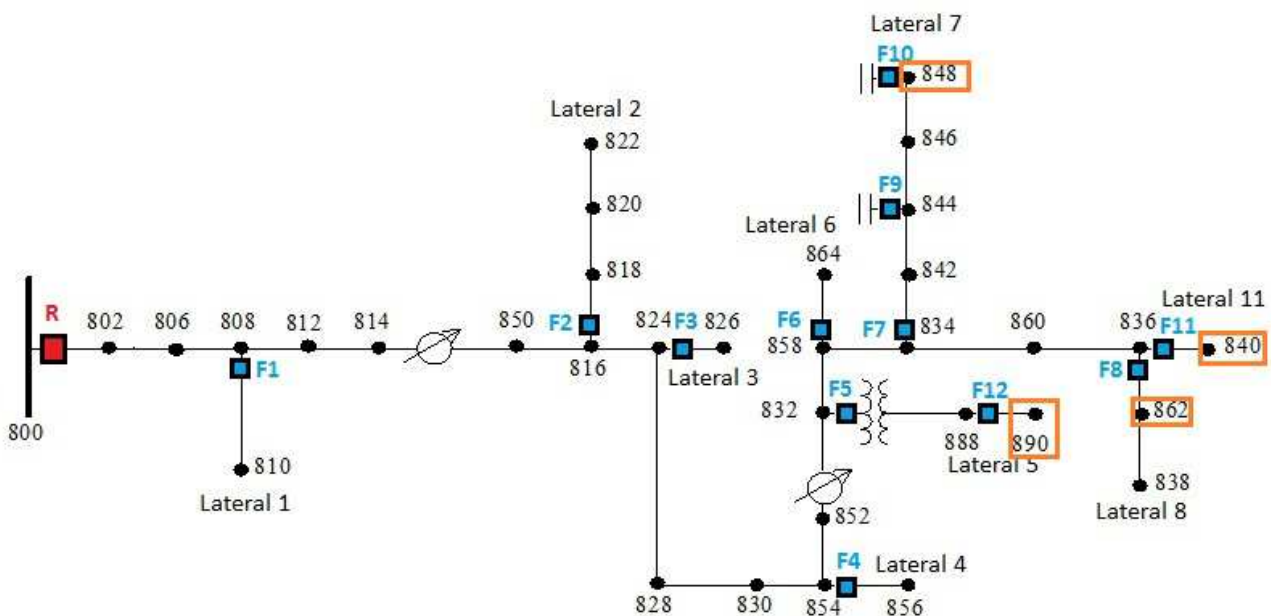


Figura 69: Puntos de instalación de las unidades de GD.

4.3 Simulaciones Red de Análisis 1

Con el fin de validar y generalizar los posibles conflictos que traen consigo la interconexión de unidades de GD en los esquemas de protección de sobrecorriente existentes, se modeló la incorporación de generadores síncronos de polos salientes, distribuyéndose dentro de los nodos de instalación según la tabla 9.

La capacidad total de los generadores instalados no superó la carga total del alimentador, la cual es aproximadamente de 2060 kVA [26]. Esto permitió definir las combinaciones de instalación de unidades de GD descritas en la tabla 10.

Tabla 10: Casos de estudios de interconexión de GD al circuito 1.

Casos de Estudio	Nodos de interconexión de unidades de GD				Potencia Total [kVA]
	Nodo 840 [kVA]	Nodo 848 [kVA]	Nodo 862 [kVA]	Nodo 890 [kVA]	
Caso 1	406	406		406	1218
Caso 2	406	406	406		1218
Caso 3		406	406	406	1218
Caso 4	406		406	406	1218
Caso 5	406	406	406	406	1624
Caso 6	2 x 406	406	406	406	2030
Caso 7	406	1075	406		1887
Caso 8	1075	406	406		1887

Caso 9	406	406	1075		1887
--------	-----	-----	------	--	------

A continuación se presentan los problemas observados en la coordinación de protecciones una vez incorporadas las unidades de generación distribuida. Los resultados obtenidos de los estudios de flujo de carga y de cortocircuitos, se adjuntaran en el Anexo B.

4.3.1 FATIGA DEL FUSIBLE

En este ítem, exhibe los casos en que la interconexión de GD provocó problemas de fatiga del fusible en el alimentador radial *IEEE 34 Node Radial Test Feeder*. Para esto se simularon las fallas mínimas y máximas que conciernen a cada uno de las zonas de protección de los fusibles. La problemática queda descrita de la siguiente manera:

$$t(I_{falla}^{fus MC}) < t(I_{falla}^{rec slow})$$

$$t(I_{falla}^{fus MC}) > t(I_{falla}^{rec fast})$$

$$t(I_{falla}^{fus MM}) < t(I_{falla}^{rec fast})$$

En donde,

- $I_{falla}^{rec slow}$: Corriente de falla observada por la curva retardada del reconectador.
- $I_{falla}^{rec fast}$: Corriente de falla observada por la curva rápida del reconectador.
- $I_{falla}^{fus MM}$: Corriente de falla observada por la curva de mínima de fusión del fusible.
- $I_{falla}^{fus MC}$: Corriente de falla observada por la curva de máximo interrupción de corriente del fusible.

La cantidad de problemas observados por fatiga del fusible son descritos en la tabla 11. Los resultados de las curvas de tiempo-corriente para cada uno de los casos observados se encuentran adjuntados en el Anexo C.

Tabla 11: Cantidad de problemas por fatiga del fusible observados.

Circuito de estudio	Problemas en el esquema de protección	Total
Circuito 1	Fatiga de Fusible	16

A continuación se presentará un resultado en particular, correspondiente a la fatiga del fusible observado en la zona de protección del fusible F5, para el caso de análisis 6.

➤ Caso 6

Tabla 12: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 6.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Mín Falla	169,067	0,125	0,095	0,140	3,746

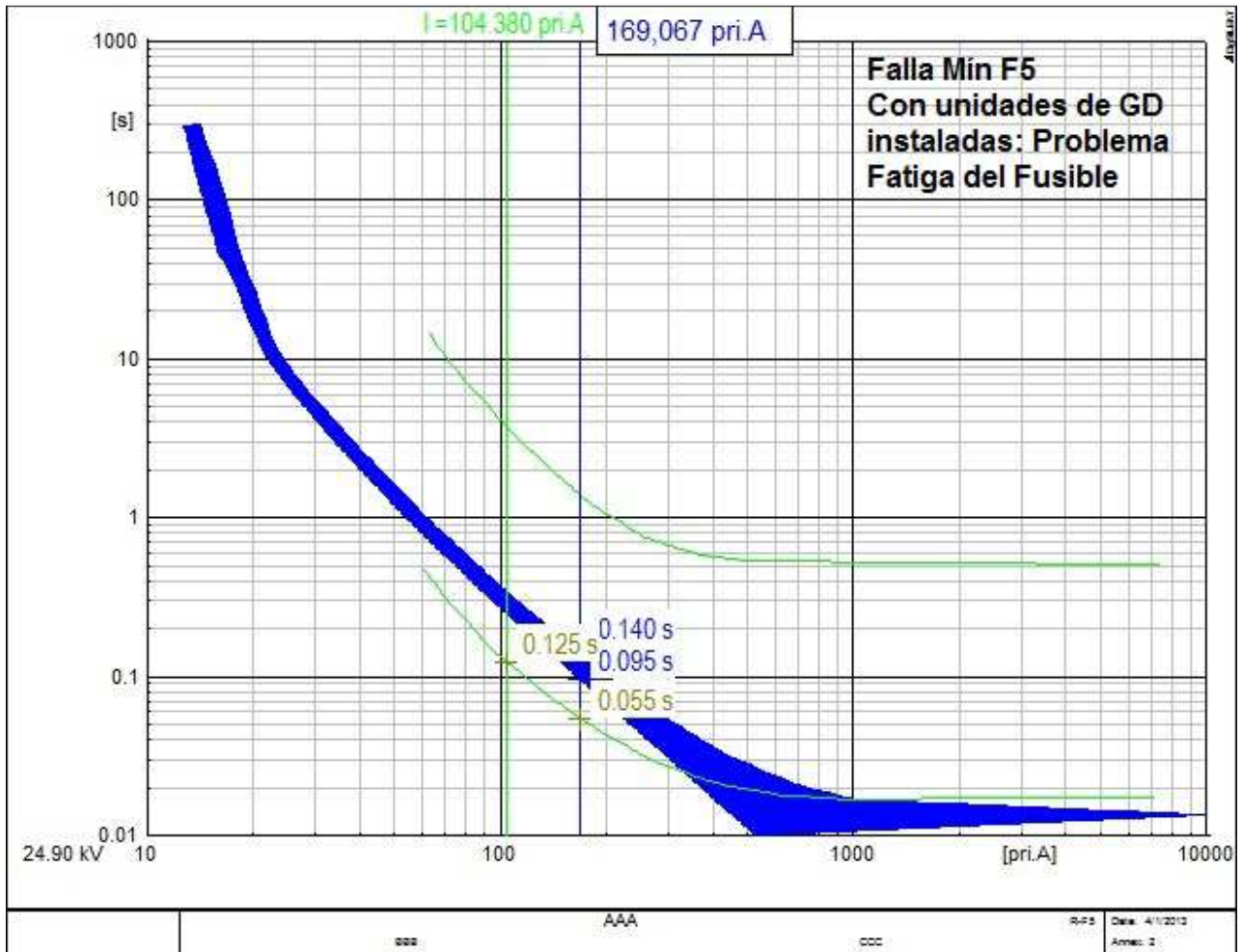


Figura 70: Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F5, caso 6.

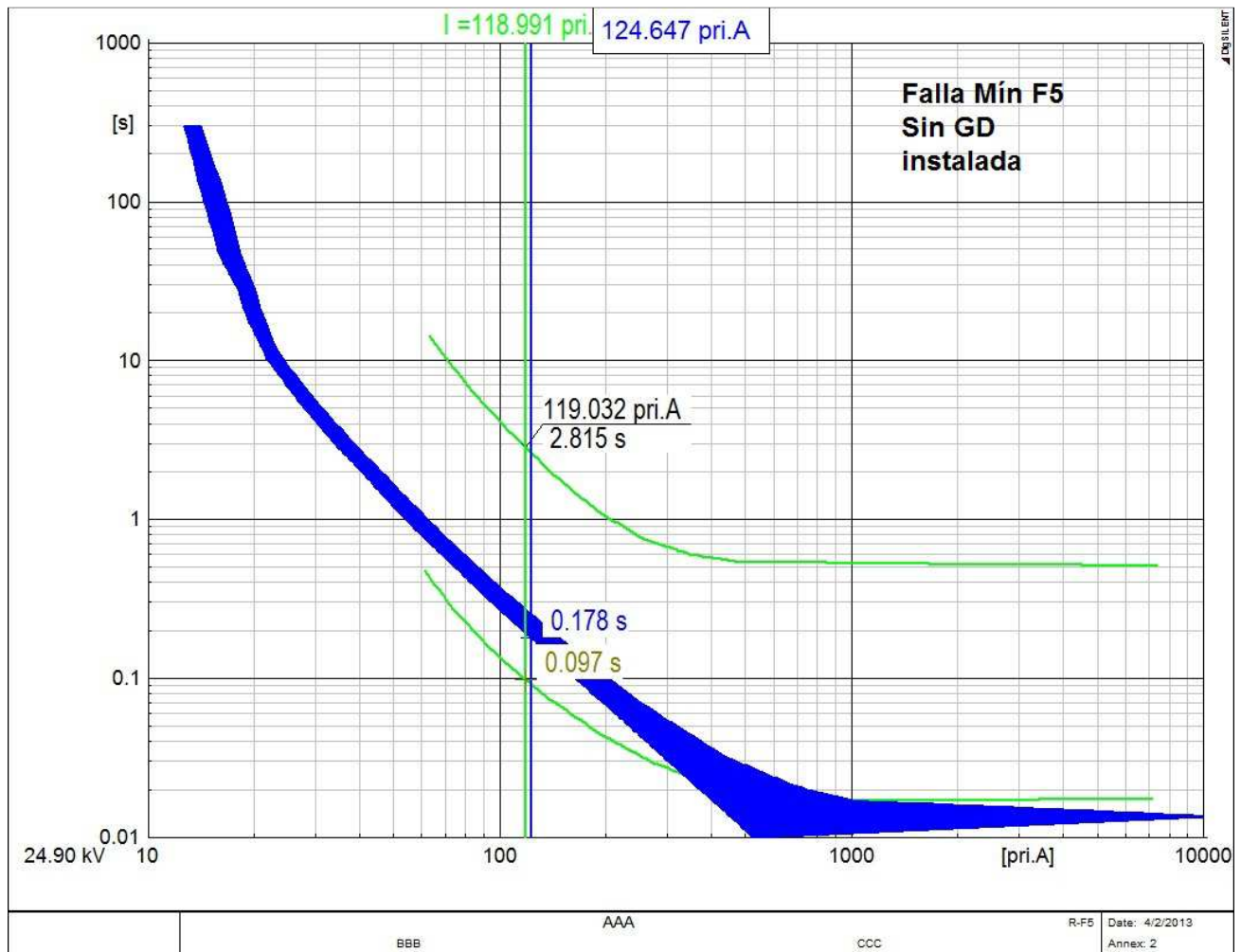


Figura 71: Coordinación R-F1 para falla mínima, Caso Base.

4.3.2 FUSIÓN DEL FUSIBLE PARA FALLAS TEMPORALES

En este ítem se muestran los casos en que la interconexión de GD provocó problemas de fusión del fusible en el alimentador radial *IEEE 34 Node Radial Test Feeder*. Para esto se simuló las fallas mínimas y máximas que conciernen a cada uno de las zonas de protección de los fusibles. La problemática queda descrita de la siguiente manera:

$$t(I_{falla}^{fus MC}) < t(I_{falla}^{rec fast})$$

En donde,

- $I_{falla}^{rec\ fast}$: Corriente de falla observada por la curva rápida del reconectador [A].
- $I_{falla}^{fus\ MC}$: Corriente de falla observada por la curva de máximo interrupción de corriente del fusible [A].
- $t(I_{falla}^{rec\ fast})$: Tiempo en que la corriente de falla observada por la curva rápida del reconectador [s].
- $t(I_{falla}^{fus\ MC})$: Tiempo en que la corriente de falla observada por la curva de máximo interrupción de corriente del fusible [s]

La cantidad de problemas observados por fusión frente a fallas temporales son descritos en la tabla 13. Los resultados de las curvas de tiempo-corriente para cada uno de los casos observados se encuentran adjuntados en el Anexo C.

Tabla 13: Cantidad de problemas por fusión frente a fallas temporales observados.

Circuito de estudio	Problemas en el esquema de protección	Total
Circuito 1	Fusión para falla temporal	7

A continuación se presentará un resultado en particular, correspondiente a la fusión frente a fallas temporales observado en la zona de protección del fusible F5, para el caso de análisis 7.

➤ Caso 7

Tabla 14: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 7.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Mín Falla	196,255	0,136	0,071	0,107	3,962

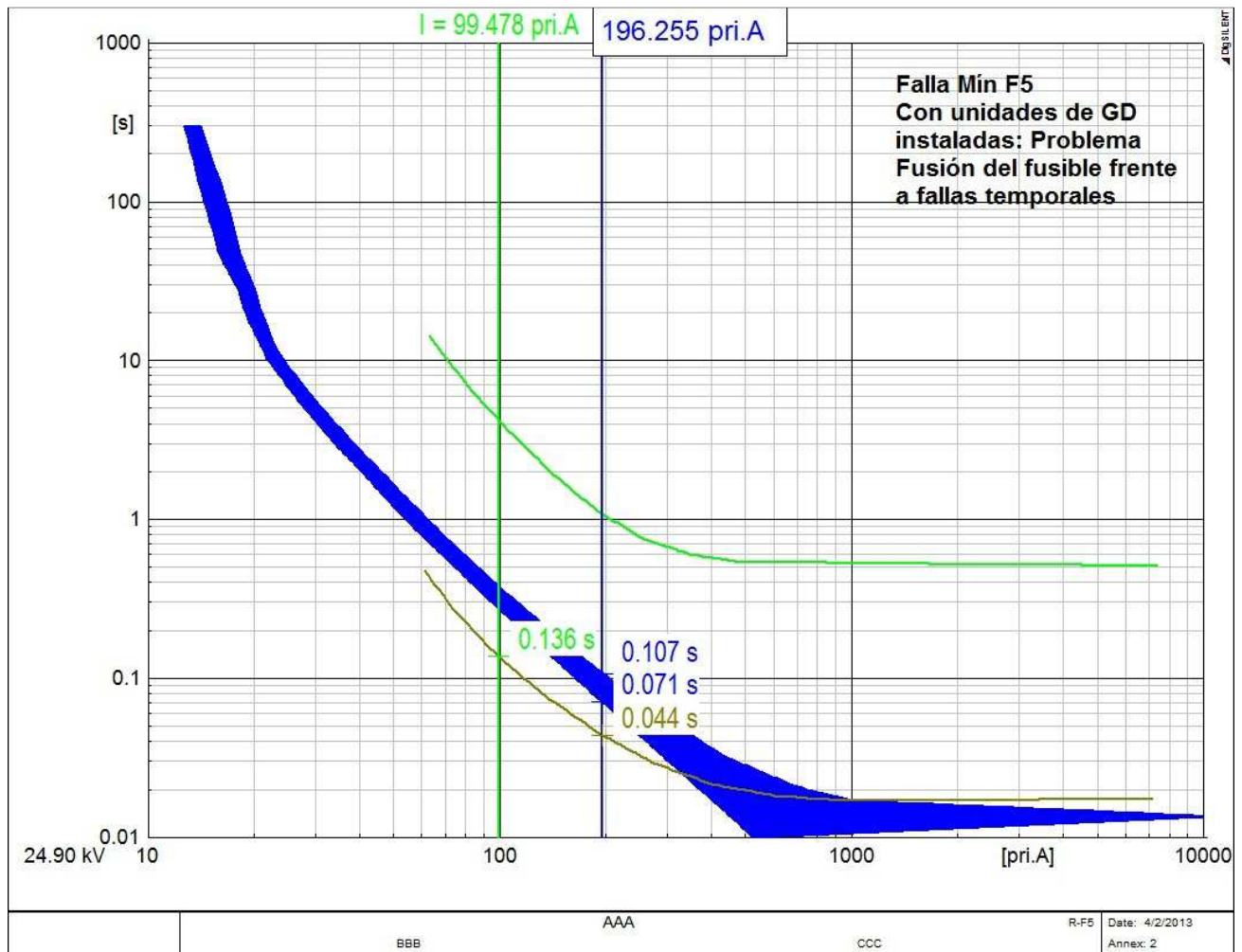


Figura 72: Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla mínima en zona de protección de F5, caso 7.

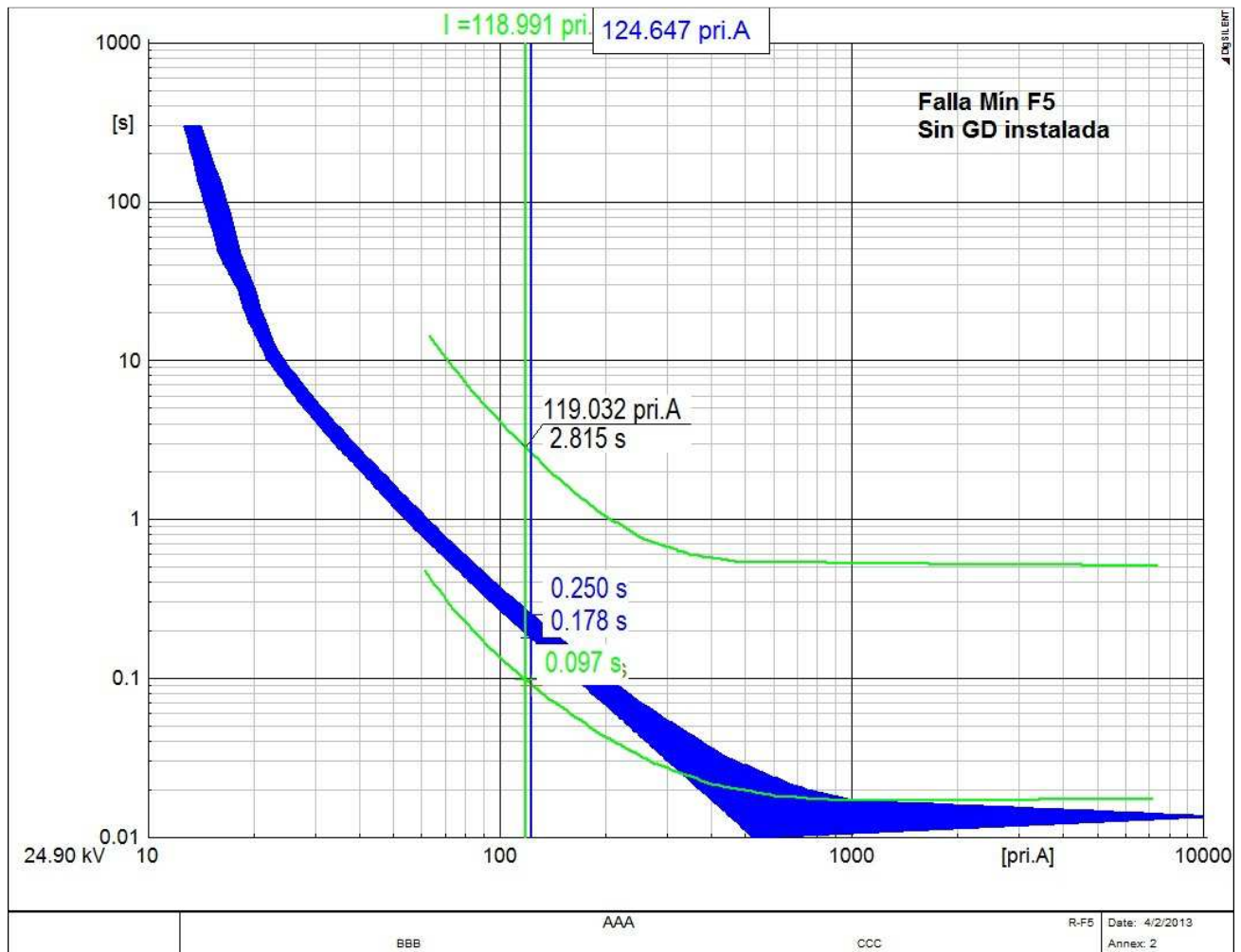


Figura 73: Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.

4.3.3 DISPARO FALSO EN FUSIBLES

En este ítem se muestran los casos en que la interconexión de GD provocó problemas de disparo falso en la red modificada y en el alimentador *IEEE 34 Node Radial Test Feeder* original. La cantidad de problemas observados por disparo falso del fusible son descritos en la tabla 15. Los resultados de las curvas de tiempo-corriente para cada uno de los casos observados se encuentran adjuntados en el Anexo C.

Tabla 15: Cantidad de problemas por disparo falso del fusible observados.

Circuito de estudio	Problemas en el esquema de protección	Total
Circuito 1	Disparo falso del fusible	6

A continuación se presentará un resultado en particular, correspondiente a la disparo falso del fusible observado en la zona de protección del fusible F7, para el caso de análisis 7.

➤ Caso 7

En este caso se observó que el fusible del lateral 7 opera antes que la curva lenta del reconectador para una falla que se encuentra aguas arriba del punto de instalación del fusible, nodo 834. La figura 74, muestra un esquema del caso en estudio, en donde se observa que el punto de ubicación del cortocircuito corresponde al nodo 834, el cual corresponde a formar parte del alimentador central.

Al encontrarse sometido el sistema a una falla permanente, el fusible F7 operaría antes de la activación de la curva lenta del reconectador, aislando el lateral 7 para una falla fuera de su zona de protección.

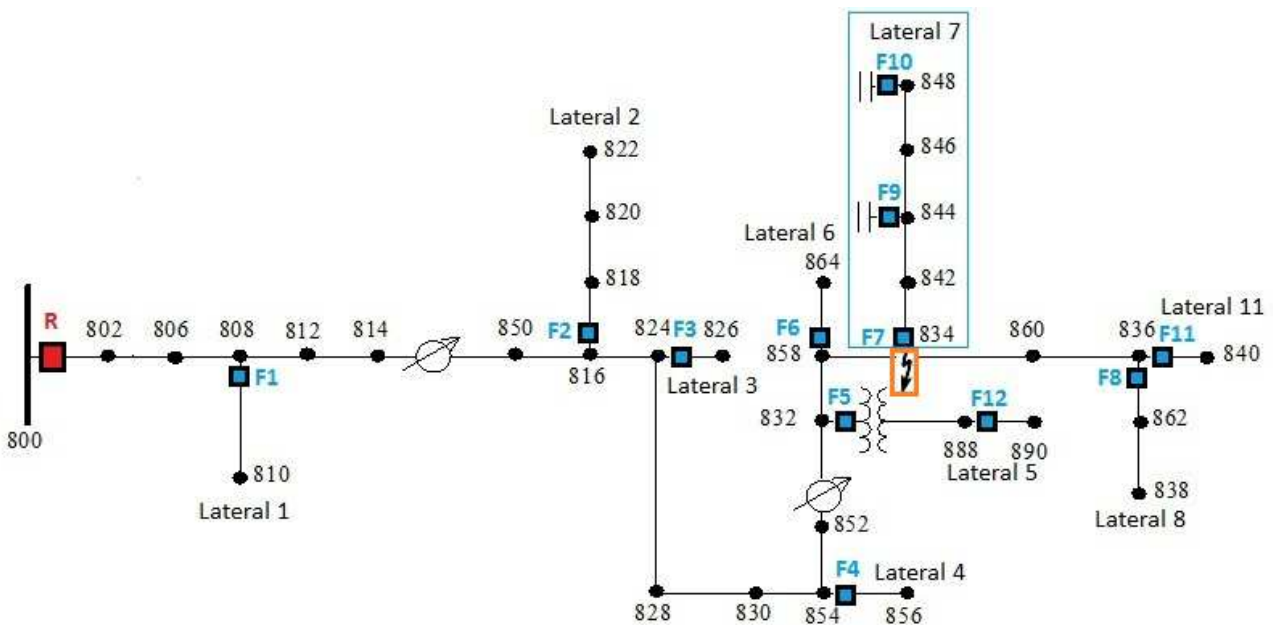


Figura 74: Esquema de falso disparo, caso 7.

Tabla 16: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 7.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F7	Mín Falla	127,943	0,056	0,536	0,626	1,433

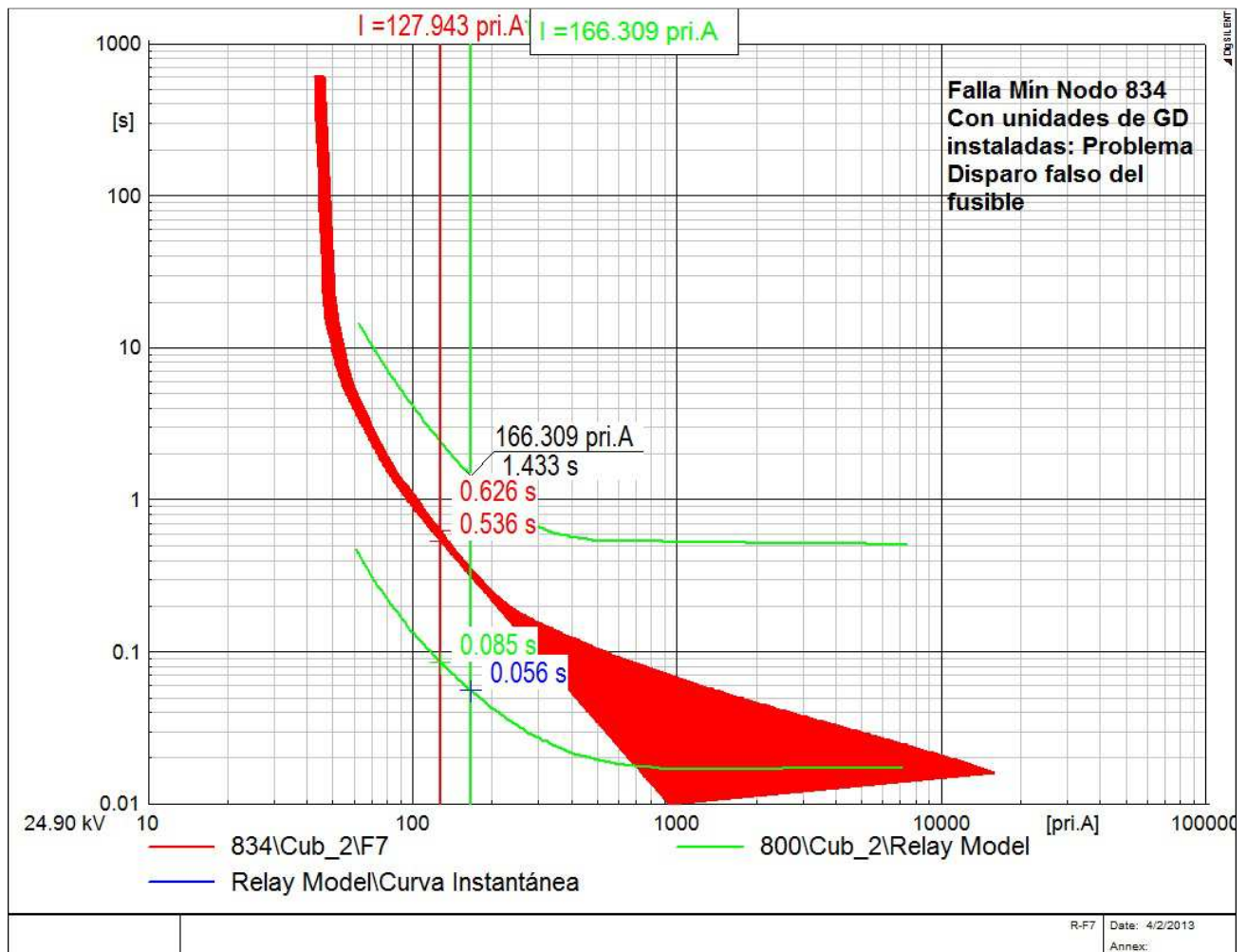


Figura 75: Problema disparo falso para falla mínima en zona de protección de F7, caso 7.

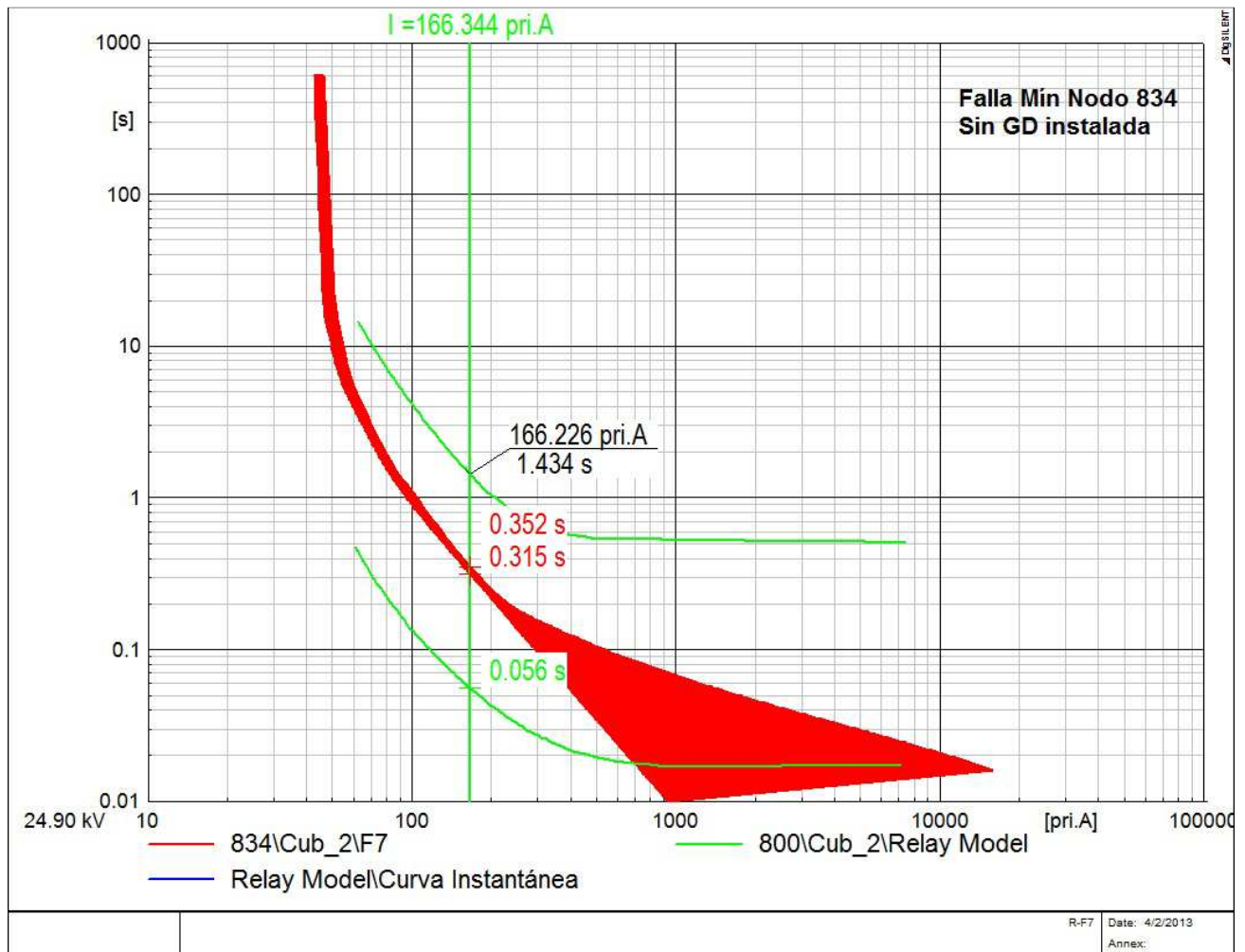


Figura 76: Coordinación R-F7 para falla mínima, Caso Base.

4.4 Simulaciones Red de Análisis 2

Al igual que en el estudio del circuito 1, se definieron una serie de casos de análisis para observar posibles problemas por disparo falso del relé del alimentador sin presencia de falla. Para esto, se interconectaron unidades de GD sólo al alimentador 2, mientras que en el alimentador 1 se simulaban fallas trifásicas a tierra en el nodo 802, esto se debe a que es el nodo más cercano a la subestación, por lo que los niveles de cortocircuitos presentes en dicha ubicación corresponden a los de mayor magnitud. Además, un previo análisis simple permitió observar que a medida que se alejaba de la subestación el punto de falla, menor era el aporte de corriente de cortocircuito por parte de los generadores instalados en el alimentador 2, por lo que finalmente el estudio se concentró para fallas ubicadas en el nodo 802 del alimentador 1.

Los casos de análisis fueron similares que los descritos en el circuito 1, salvo que al no haber lateral 5 en el alimentador 2, se excluyeron del estudio los casos 1, 3, 4, 5 y 6. En los casos estudiados, no se presenciaron problemas por disparo falso del relé de sobrecorriente, por lo que finalmente se procedió a la instalación de una unidad de GD de capacidad de 2060 kVA, para observar si dicha magnitud de GD era capaz de generar problemas de disparo falso del relé 2.

4.4.1 DISPARO FALSO EN RELÉS DE SOBRECORRIENTE

En este caso se observó la operación temprana del relé 2 respecto al relé del alimentador 1, para una falla ubicada en el alimentador 1, específicamente en el nodo 802.

La figura 76, muestra un esquema del caso en estudio, en donde se observa que el punto de ubicación del cortocircuito corresponde al nodo 802 del alimentador 1.

Al encontrarse sometido el sistema a una falla, el relé de sobrecorriente del alimentador 2 operaría antes que el relé de protección del alimentador 1, aislando al alimentador 2 en su totalidad, operando dicho equipo de protección para fallas fuera de su zona de protección.

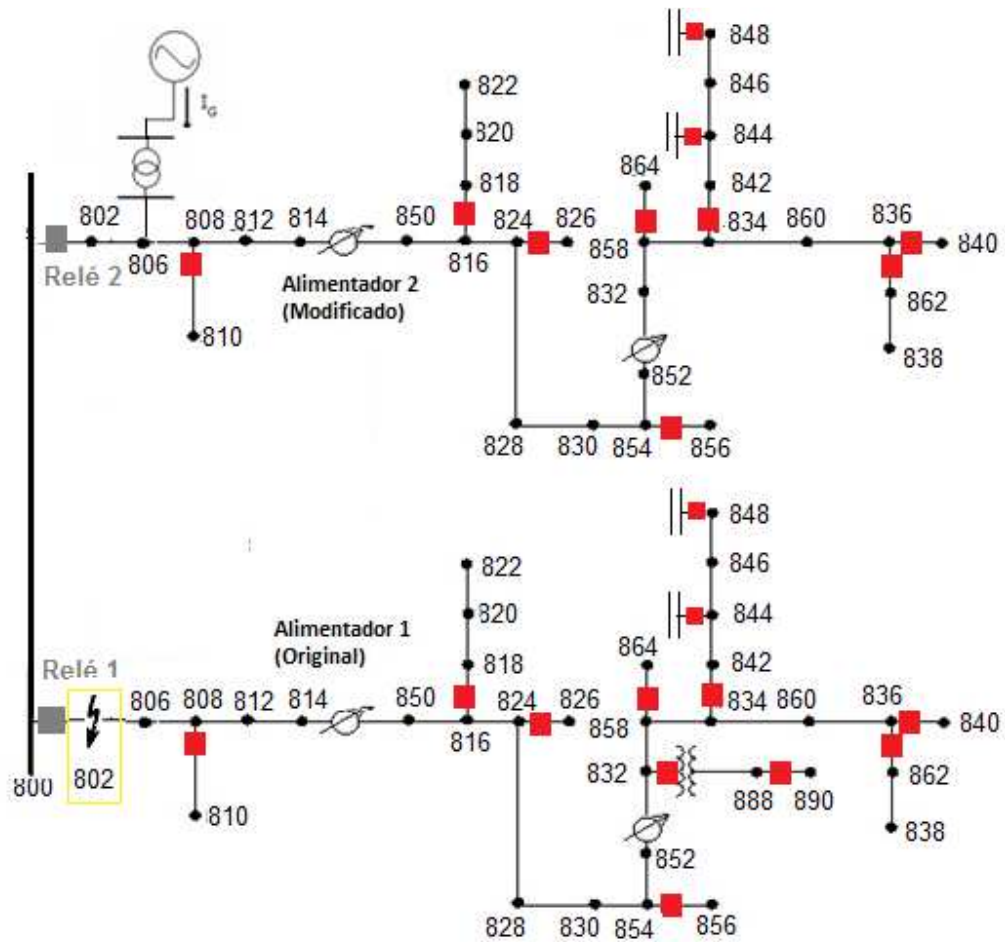


Figura 77: Caso de estudio disparo falso de relé, circuito 2.

La problemática queda descrita de la siguiente manera:

$$t(I_{falla}^{relé 2}) < t(I_{falla}^{relé 1})$$

$$I_{falla}^{relé 2} > I_{pick\ up}^{relé 2}$$

$$I_{falla}^{relé 2} < I_{falla}^{relé 1}$$

Tabla 17: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 7.

Instalación de GD en Nodo 806 del alimentador 2, Falla en Nodo 802 del alimentador 1				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{relé 2}$ [A]	$t(I_{falla}^{relé 2})$ [s]	$I_{falla}^{relé 1}$ [A]	$t(I_{falla}^{relé 1})$ [s]
100%	232,021	0,637	1763,908	0,685

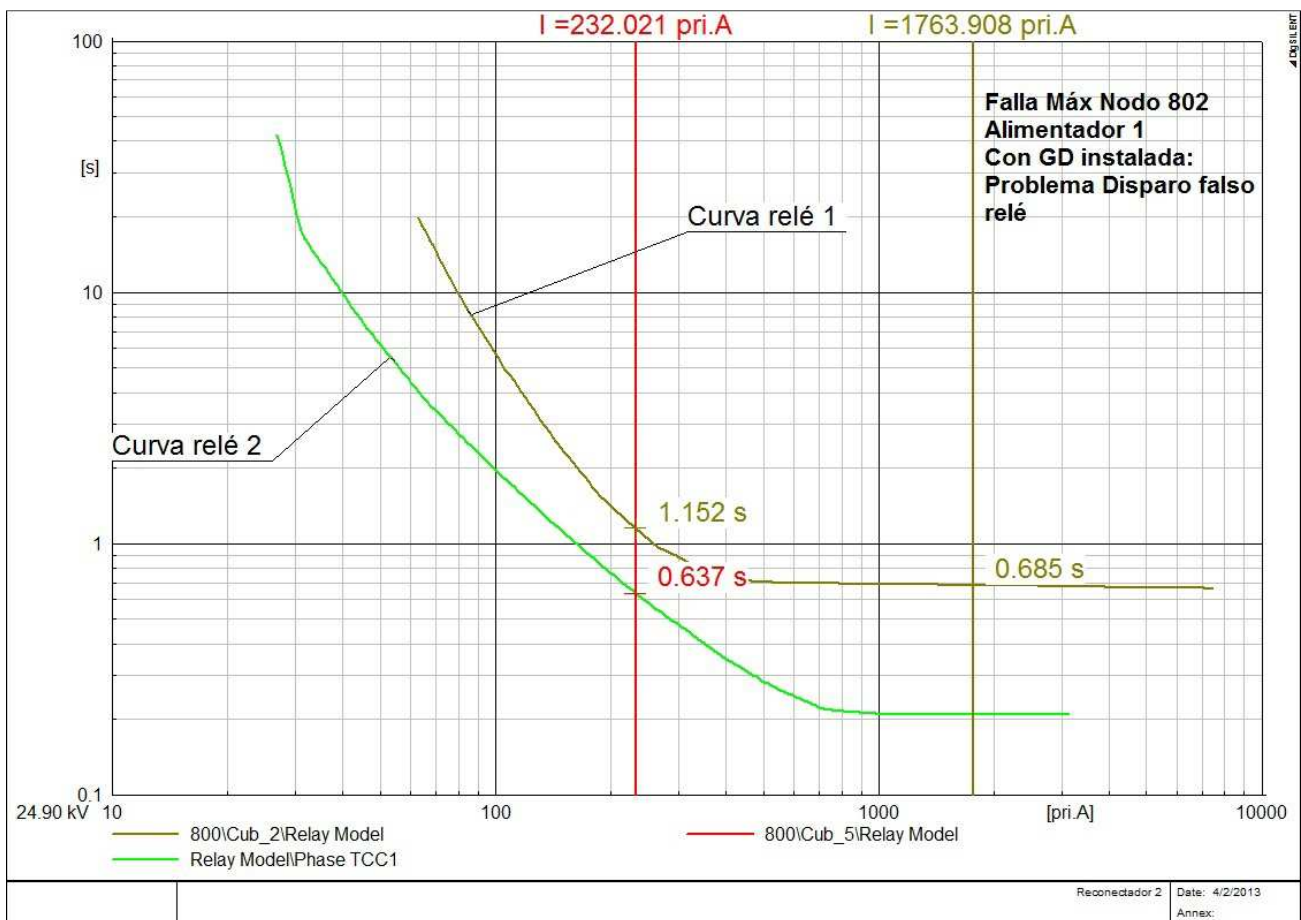


Figura 78: Problema disparo falso relé 2 para falla máxima en nodo 802 del alimentador 1.

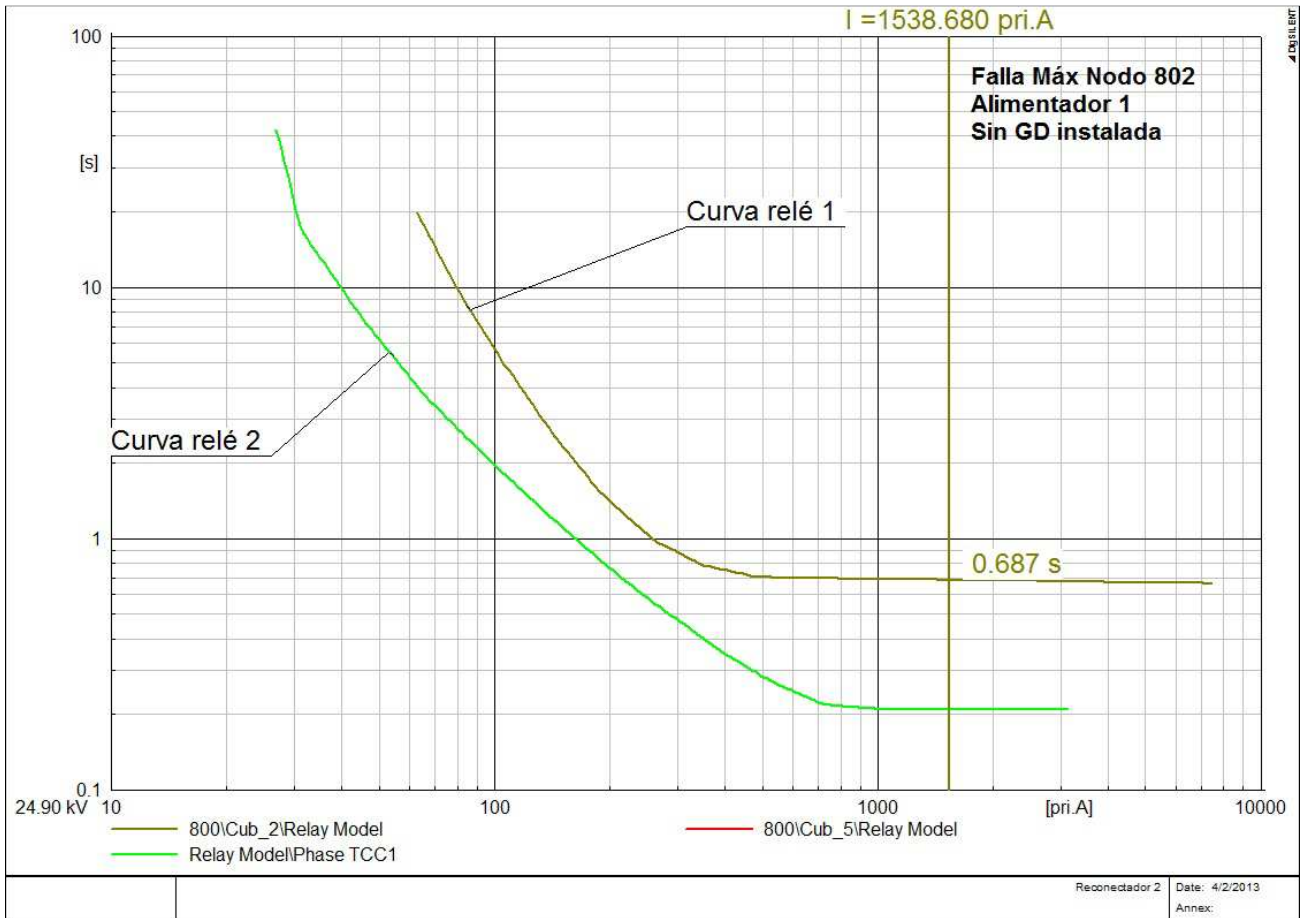


Figura 79: Despeje de falla nodo 802 del alimentador por relé 1.

4.5 Sumario

Se definió como caso de estudio la interconexión de GD por medio de generadores síncronos de polos salientes trifásicos, utilizándose como interfaz de conexión transformadores de mayor capacidad a la de los generadores, de modo que éste no se sature. El tipo de conexión de transformador utilizado es la conexión delta-delta.

Se definieron los casos de estudio de conexión de GD en diferentes localidades y de distintos tamaños para analizar la aparición de problemas en la coordinación de protecciones, obteniéndose una serie de resultados en que se visualizan problemas de fatiga, fusión frente a fallas temporales y disparo falso de las protecciones.

Capítulo 5

Recomendaciones y Observaciones

En este capítulo se analizarán los resultados obtenidos, sugiriendo algunas medidas para evitar la pérdida de coordinación entre los dispositivos de sobrecorriente. Para esto, se realizará un análisis de sensibilidad de la evolución de la corriente de cortocircuito frente a variables como la ubicación, tamaño de la GD y el punto de localización de la falla.

5.1 Análisis de los Resultados de la Simulación

En primer lugar, cabe destacar que en todos los casos se apreció un cambio en los valores de las corrientes de falla, observándose un aumento en los niveles de cortocircuito producto del aporte de las unidades de GD interconectadas al sistema de distribución. Además, se observaron segmentos del circuito, en los cuales había un cambio en la dirección de la corriente, esto se debe a que instalaron unidades de GD cuya capacidad excedía las cargas locales de la derivación lateral a la cual se encontraba interconectada. Estas modificaciones en el sistema de distribución son causantes de los problemas en la coordinación de protecciones por fatiga del fusible, fusión del fusible en presencia de fallas temporales y disparos incorrectos.

La tabla 18, muestra un resumen de la cantidad de problemas observados en las protecciones de sobrecorriente en el alimentador radial *IEEE 34 Node Radial Test Feeder*, específicamente en los circuitos de análisis 1 y 2. De los resultados obtenidos, se observa que la problemática con mayor frecuencia corresponde a la fatiga del fusible, seguidas por la fusión para fallas temporales y de disparo falso respectivamente. De este modo, se concluye que el problema más común en presentarse, con la integración de GD, corresponde a la fatiga del fusible, mientras que la problemática de disparo falso del relé de sobrecorriente corresponde a la descoordinación más difícil en presentarse.

Tabla 18: Resumen de los problemas presentados en los circuitos de estudios.

Circuito de estudio	Problemas en el esquema de protección	Total
Circuito 1	Fatiga de Fusible	16
	Fusión para falla temporal	7
	Disparo Falso fusibles	6
Circuito 2	Disparo Falso relé de sobrecorriente	1

Un detalle más exhausto de los problemas presentados en el circuito 1, es mostrado en la tabla 19, en la cual se realiza un desglose de los problemas observados para cada caso de estudio analizado. En dicha tabla, se contempla que a medida que aumenta la capacidad de GD instalada en el sistema, aumenta la cantidad de problemas observados. Si bien, el caso 6 corresponde al de mayor potencia total de GD instalada, ésta se encuentra distribuida en unidades de menores capacidades de potencia dentro de las distintas ramificaciones laterales que componen el circuito, lo cual amortigua el impacto de aparición de eventuales descoordinaciones por disparos en falso y fusión de fusible frente a fallas temporales. Esto último, permite concluir que los problemas de selectividad en las protecciones por disparo falso en fusibles surgen debido a la instalación de una unidad de gran magnitud o a una gran concentración de unidades de GD en una determinada derivación lateral. Del mismo modo, ocurre con problemas de fusión de fusibles frente a fallas temporales, apreciándose un aumento de dicha problemática con el aumento concentrado de potencia instalada de GD en una derivación lateral, como lo son los casos 7, 8 y 9.

Tabla 19: Detalle de fallas presentes en cada caso de análisis del circuito 1.

Casos de Estudio	Fatiga de Fusible	Fusión para falla temporal	Disparo Falso	Total de problemas observados
Caso 1	1	0	0	1
Caso 2	2	0	0	2

Caso 3	1	0	0	1
Caso 4	1	0	0	1
Caso 5	3	0	0	3
Caso 6	2	1	0	3
Caso 7	1	2	2	5
Caso 8	3	2	2	7
Caso 9	2	2	2	6

De los resultados obtenidos, se puede observar que a partir del caso 6 en adelante, se comenzaron a presentar problemas de descoordinación por fusión frente a fallas temporales. En estos casos, de mayor nivel de penetración de GD, la falla máxima en la zona de protección del fusible F5 pasó de ser un problema de fatiga del fusible a un problema de fusión frente a fallas temporales. De este modo, los problemas de fatiga del fusible pueden dar origen a fusiones para fallas temporales a medida que aumenta la capacidad de integración de GD en la red, debido al aumento en los aportes de corriente de cortocircuito por las unidades de GD. En la figura 80, se muestra la ocurrencia de una falla máxima en la zona de protección del fusible F5 para el caso 5, la recta vertical azul corresponde a la corriente de falla observada por el fusible F5 de 296,068 [A], mientras que la recta vertical roja corresponde a la corriente de falla para la cual se produce pérdida de coordinación por fusión frente a fallas temporales, siendo esta de 306,636 [A]. El margen de 10,568 [A], comprendido entre las rectas verticales de color azul y rojo de la figura 80, es muy pequeño, por lo que se puede concluir que el problema de fusión frente a fallas temporales surge para niveles de penetración de GD cercanos al del caso 5, 1624 KVA. Sin embargo, la GD instalada en el nodo 890 (figura 81), se encuentra ubicado aguas abajo del fusible F5, por lo que su corriente de falla no colabora en la aparición de fusión para fallas temporales, dado que el fusible no alcanza a ver dicho aporte. De esta manera, los GD de 406 KVA de capacidad, ubicados en los nodos 840, 848 y 862 son los que contribuyen al problema de fusión frente a fallas temporales, por lo que este problema comienza a manifestarse para potencias de integración cercanas a 1218 KVA.

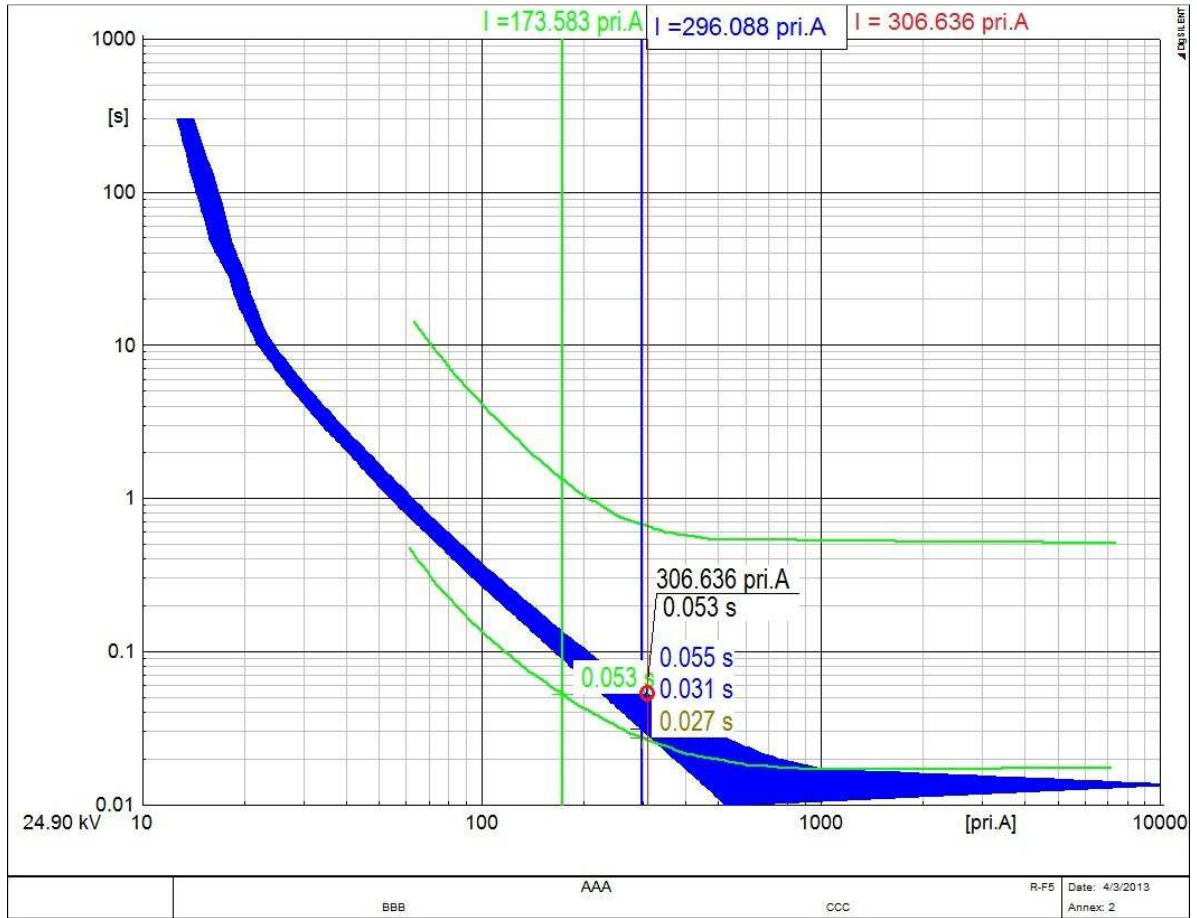


Figura 80: Margen entre falla fatiga del fusible y fusión frente a fallas temporales.

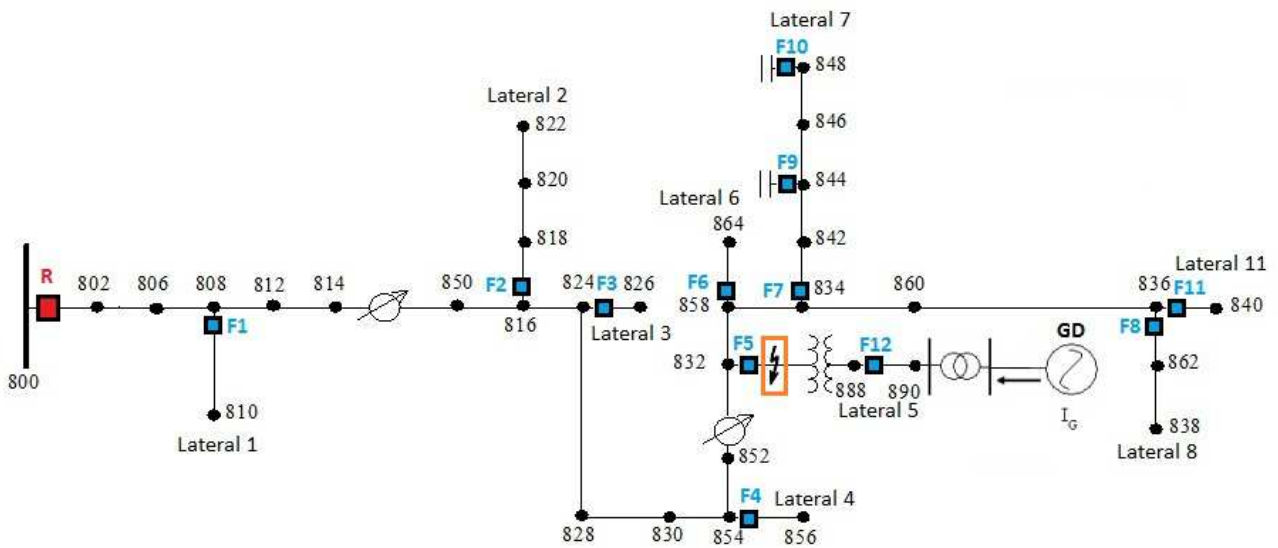


Figura 81: Falla en el lateral 5 con GD instalada en el nodo 890.

Dentro de las derivaciones laterales con mayor presencia de problemas de descoordinación, el Lateral 5 es el que presentó un mayor número de casos problemáticos, particularmente con fatiga del fusible y fusión para fallas temporales, observando la ocurrencia de 15 casos de un total de 29 observados. Esta gran concentración de problemas, se debe al estrecho margen de coordinación logrado entre el reconectador y el fusible F5, correspondiendo al menor margen obtenido entre todas las coordinaciones reconectador-fusible del sistema. Recordar que el fusible F5 se encuentra coordinado además con el fusible F12, el cual se encuentra instalado en un segmento con nivel de tensión de 4,16 kV. Dicha coordinación, específicamente en el respaldo que debe suministrar el fusible F5 al fusible F12 para un cortocircuito mínimo en la zona de protección de F12, no permitió conseguir una mayor flexibilización en el margen de coordinación reconectador-fusible F5.

La variación de la corriente de falla observada por el fusible F5 con la incorporación de las unidades de GD debe estar entre las corrientes acotadas por el margen demarcado en la figura 82, para que la coordinación se mantenga. Naturalmente, la disparidad entre la corriente observada por el fusible F5 y la divisada por el reconectador dependió de la capacidad de potencia de las unidades instaladas y de sus puntos candidatos de instalación, las cuales sobrepasaron el margen de coordinación de 55,425 [A] en la mayoría de los casos.

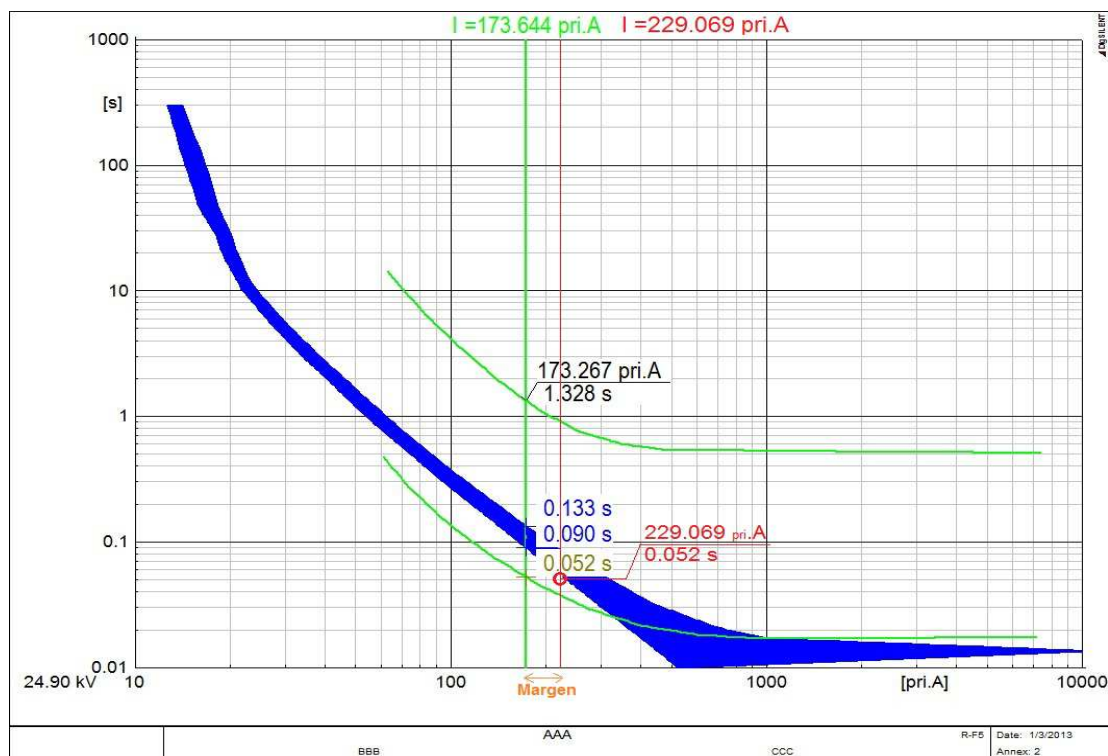


Figura 82: Margen de coordinación entre reconectador y fusible F5.

Con respecto al problema de disparo falso en relés de sobrecorriente, se observó que éste se produjo en una oportunidad para los casos de análisis planteados. Se apreció que para que se manifieste dicha descoordinación, es necesario que se cumplan dos condiciones: un elevado nivel de penetración de GD y que la característica de la curva de tiempo-corriente del relé al cual se encuentra instalada la GD sea más rápida que la curva del relé del alimentador en paralelo, esto es, que la curva de relé con GD se encuentre por debajo hacia la izquierda de la otra curva. Un análisis de los puntos de instalación de la GD, determinó que a medida que la unidad de GD se encuentre conectado más a la cola del alimentador, menor es el aporte en la corriente de falla en el alimentador paralelo, por lo que la conexión de unidades de GD cercanas a la subestación, facilita el surgimiento de disparo falso del relé.

Un problema que se observó en las derivaciones laterales a las cuales se interconectaron las unidades de GD, correspondió a una pérdida de sensibilidad en los fusibles que protegen dichos laterales, al producirse una falla entre el fusible y el GD, como se muestra en la figura 83. En ella, se aprecia que la corriente que observa el fusible F11 es menor a la corriente de falla total, debido al aporte que genera la GD conectada aguas abajo del punto de falla. De este modo, al ser menor la corriente que observa el fusible, mayor será el tiempo que empleará el fusible para despejar la falla, sometiendo a sobrefuerzos por un intervalo mayor a los equipos afectados. Antes de la incorporación de la GD, el fusible es ajustado para que sea capaz de responder frente a fallas mínimas, las cuales son alimentadas completamente por la subestación del sistema de distribución. Un efecto extremo de la interconexión de la GD, es que el aporte de la unidad de GD sea de gran magnitud, de modo que el fusible aguas arriba del punto de falla no sea capaz de detectar que el sistema se encuentra bajo una anomalía.

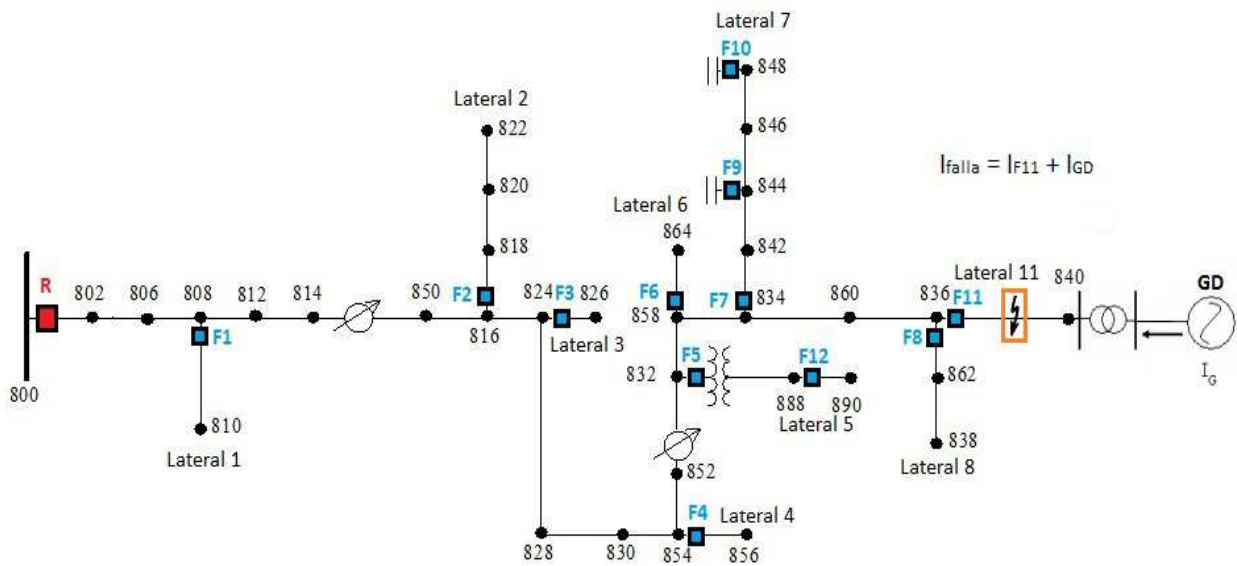


Figura 83: Pérdida de sensibilidad en el fusible F11.

Cabe destacar que una consecuencia de la instalación de unidades de GD al alimentador radial, corresponde a la disminución de la corriente de falla aportada por la subestación. Cuando el alimentador, sin la interconexión de unidades de GD, se encuentra sometido a una condición de falla, la corriente de cortocircuito es totalmente suministrada por la subestación del sistema de distribución. Al momento de conectar unidades de GD al sistema de distribución, se observa que la corriente de cortocircuito aumenta, pero la contribución a la corriente de falla por parte de la subestación disminuye, lo que se asocia con presencia de fallas de alta impedancia. La tabla 20, muestra la disminución de la corriente de cortocircuito suministrada por la subestación en las zonas de protección de los fusibles, en ella el caso base corresponde al alimentador radial sin GD, mientras que los casos 1, 5, 6 y 7 corresponden a sistemas con unidades de GD integradas, en niveles de penetración de potencia ascendentes respectivamente.

Tabla 20: Disminución de la corriente de falla aportada por la subestación con la integración de GD.

	Caso Base	Caso 1	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Zona de Falla	Aporte S/E	Aporte S/E	Aporte S/E	Aporte S/E	Aporte S/E
F1	588,034	581,102	581,135	581,144	581,163
F2	266,842	251,629	250,285	249,178	249,264
F3	251,883	236,489	235,019	236,489	233,896
F4	221,726	205,668	203,837	202,302	202,420
F5	173,644	173,604	173,604	173,563	173,543
F6	161,517	144,880	142,405	140,233	140,505

F7	166,251	165,065	165,048	165,048	166,216
F8	163,179	160,960	160,960	160,382	161,409
F9	165,164	163,597	163,378	163,359	164,667
F10	162,464	160,013	159,305	158,794	160,977
F11	163,130	160,913	160,888	160,301	161,325

Al observar los resultados de la tabla, se observa que las zonas en donde menor caída en el aporte de corriente de cortocircuito por parte de la subestación, se produce en los laterales en donde se encuentran unidades de GD conectadas.

5.2 Análisis de Sensibilidad

En esta sección se discutirán los cambios que sufre la corriente de falla al modificar ciertos parámetros, dentro de ellos se encuentra el punto de instalación de la GD, el tamaño del GD y el punto de ubicación de la falla.

5.2.1 EVOLUCIÓN DE LA CORRIENTE DE FALLA SEGÚN EL PUNTO DE INSTALACIÓN DE LA UNIDAD DE GD

Este ejercicio consiste en instalar una unidad de GD en varias localizaciones y ver como evoluciona el cortocircuito para una falla en un nodo fijo. Para esto, se simuló una falla trifásica a tierra en el nodo 852 y se instaló una unidad de GD con capacidades de 50% y 80% de la demanda total del alimentador en los nodos candidatos marcados en la figura 84.

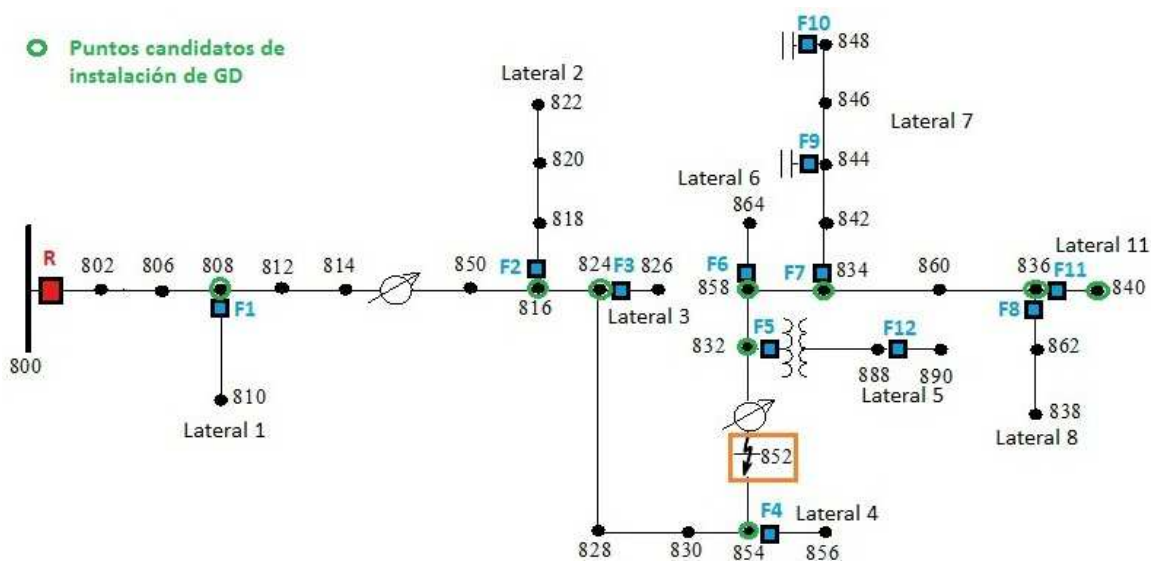


Figura 84: Esquema de análisis para el estudio de evolución de la corriente de falla según el punto de instalación de GD.

Tabla 21: Variación de la corriente según instalación del GD de 50% de capacidad, falla en nodo 852.

Nodo ubicación del GD	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD [A]	Distancia del GD respecto a la S/E [km]
808	208,179	172,298	36,320	11,137
816	245,638	174,246	73,078	31,724
824	253,128	176,621	78,937	34,836
854	271,129	182,641	92,778	44,592
832	297,833	195,903	110,166	55,818
858	297,243	195,903	109,158	57,312
834	296,524	195,903	107,964	59,089
836	295,931	195,903	107,008	60,521
840	295,821	195,903	106,834	60,783

Tabla 22: Variación de la corriente según instalación del GD de 80% de capacidad, falla en nodo 852.

Nodo ubicación del GD	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD [A]	Distancia del GD respecto a la S/E [km]
808	214,160	160,590	54,164	11,137
816	270,212	162,987	109,369	31,724
824	282,225	166,357	118,960	34,836
854	312,134	175,210	142,406	44,592
832	352,432	195,903	167,506	55,818
858	350,946	195,903	165,203	57,312
834	349,128	195,903	162,486	59,089
836	347,632	195,903	160,316	60,521
840	347,355	195,903	159,922	60,783

Los resultados muestran que tanto la magnitud total de la corriente de cortocircuito como la corriente de falla suministrada por el GD aumentan a medida que se acerca el punto de instalación de la unidad de GD a la localización de la falla, de este modo, la interconexión de GD en el nodo 832 correspondió al caso de mayor corriente de cortocircuito total y de aporte por parte del GD. Al comparar los resultados obtenidos de la instalación de GD de un 50% y un 80% de capacidad para un mismo punto de interconexión, se observa que al aumentar la capacidad del GD, aumenta el aporte de GD y disminuye la contribución por parte de la subestación. Con respecto a la corriente suministrada por la subestación, su aporte a la corriente de falla depende de si el GD se encuentra conectado aguas arriba o aguas abajo de la falla.

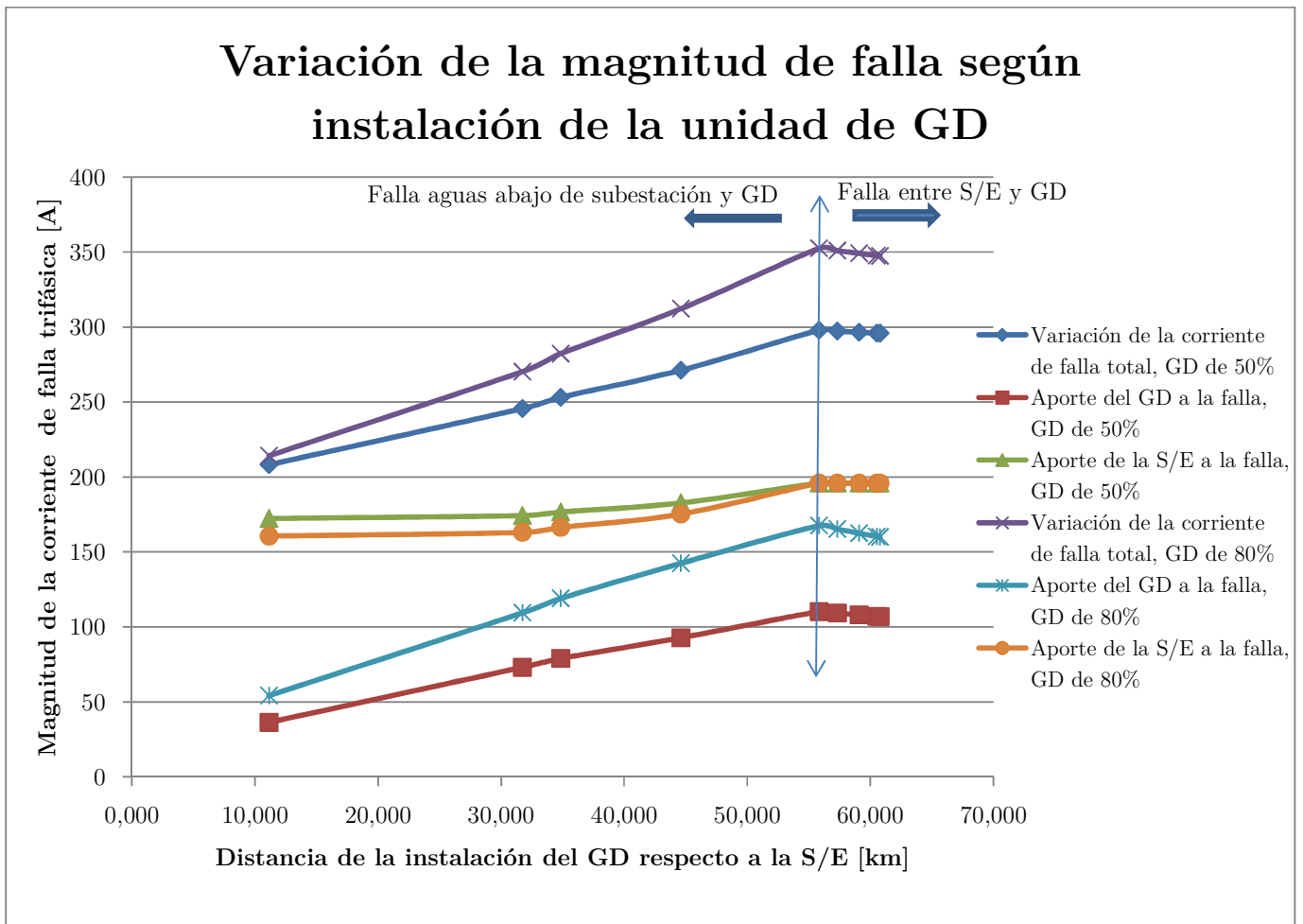


Figura 85: Evolución de la corriente según localización de los GD de 50% y 80%, falla en nodo 852.

Cuando el GD se encuentra conectado aguas arriba de la falla, como se observa en la figura 86, menor es la contribución de la subestación mientras más cerca se encuentre el GD de ella.

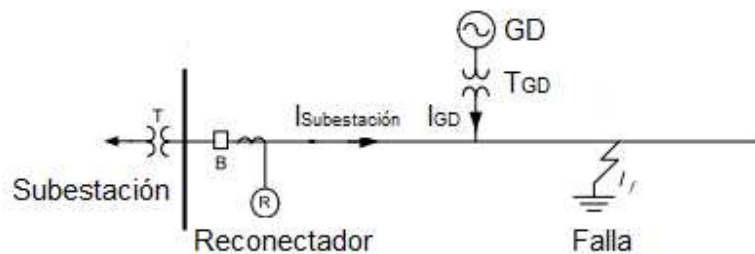


Figura 86: Falla aguas abajo del GD y subestación.

Cuando la falla se encuentra entre la subestación y el punto de interconexión del GD, como en la figura 87, el aporte de la subestación habrá alcanzado su mayor magnitud, manteniéndose dicho aporte para cualquier punto de instalación del GD aguas abajo de la falla. Además, al comparar la instalación de un GD de 50% y 80% de capacidad, se aprecia que el aporte de la subestación no cambia, por ende, la contribución de la subestación es independiente del tamaño del GD en este escenario.

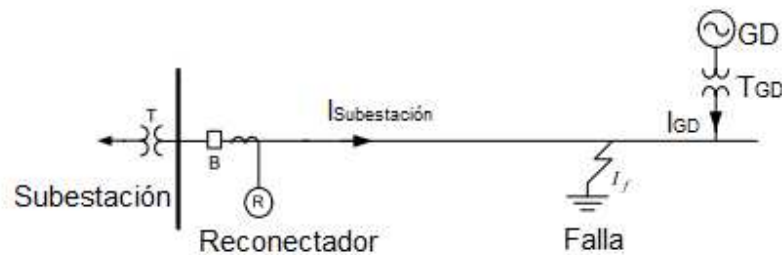


Figura 87: Falla entre subestación y GD.

Se corroboró el comportamiento de las corrientes de fallas para los casos estudiados, en particular, los casos con el mismo nivel de penetración de potencia instalada de GD, de este modo, se analizaron dos niveles. El primero correspondió a la agrupación de los casos 1, 2, 3 y 4, con un nivel de penetración de 1218 KVA, cuya diferencia corresponde a los puntos de instalación de sus unidades de GD. Mientras que el segundo grupo corresponde a la agrupación, de los casos 7, 8 y 9, con un nivel de penetración de 1887 KVA.

Dado que la incorporación de las unidades de GD se realizó en las derivaciones laterales ubicadas al otro extremo de la subestación, laterales: 5, 7, 8 y 11, este análisis correspondió al descrito en la figura 87. Por lo tanto, una ubicación adecuada de la falla para el estudio corresponde a una falla en la zona de protección del fusible F4, como se indica en la figura 88.

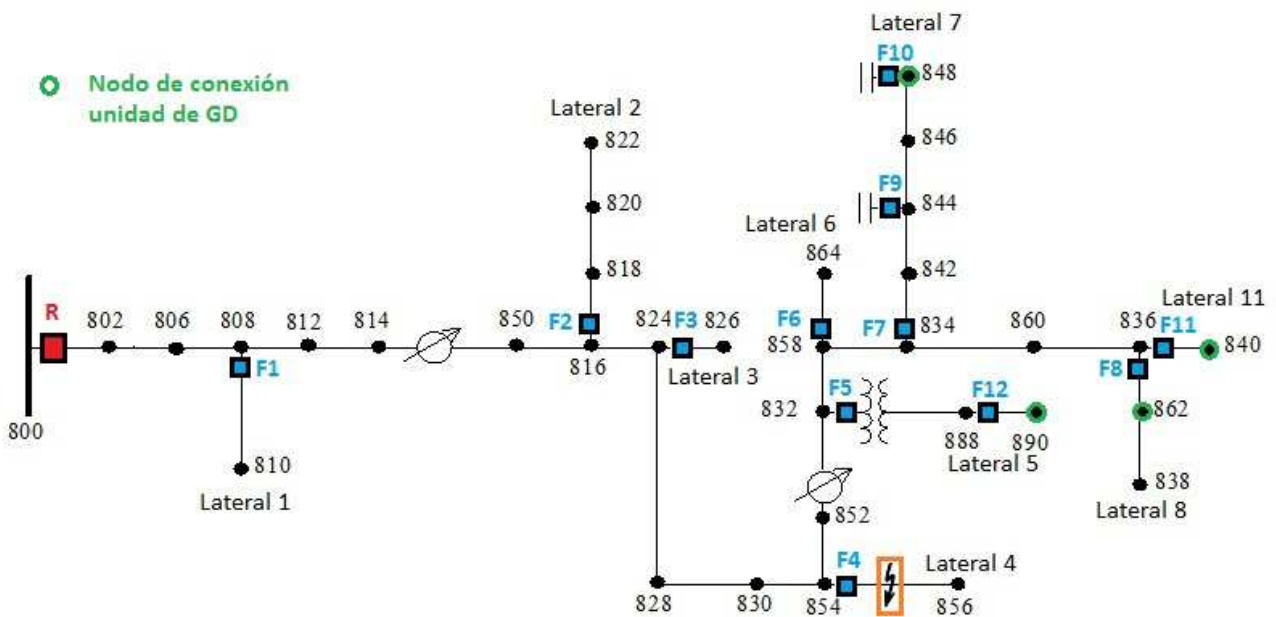


Figura 88: Falla entre subestación y unidades de GD.

Las curvas de la figura 89, muestran que se mantiene la tendencia descrita en la evoluciones de las corrientes de falla para la conexión de una unidad de GD, es decir, se mantienen constantes los aportes de la subestación a la corriente de falla para ambos niveles de penetración. Mientras que se ve un aumento en la corriente de falla total y en la corriente aportada por los GD, al aumentar el nivel de penetración de GD en la red.

Este estudio, permite visualizar cuales son los puntos de instalación de GD en donde se ve más afectado un determinado punto de falla. Su aplicación sirve para observar los efectos que tiene la conexión de GD en la zona de protección con menor margen de coordinación obtenido entre reconectador y fusible. De este modo, este análisis debiese ser el primero en realizarse, para determinar los puntos de conexión de GD de mayor y menor impacto en la protección con menor margen de coordinación alcanzado.

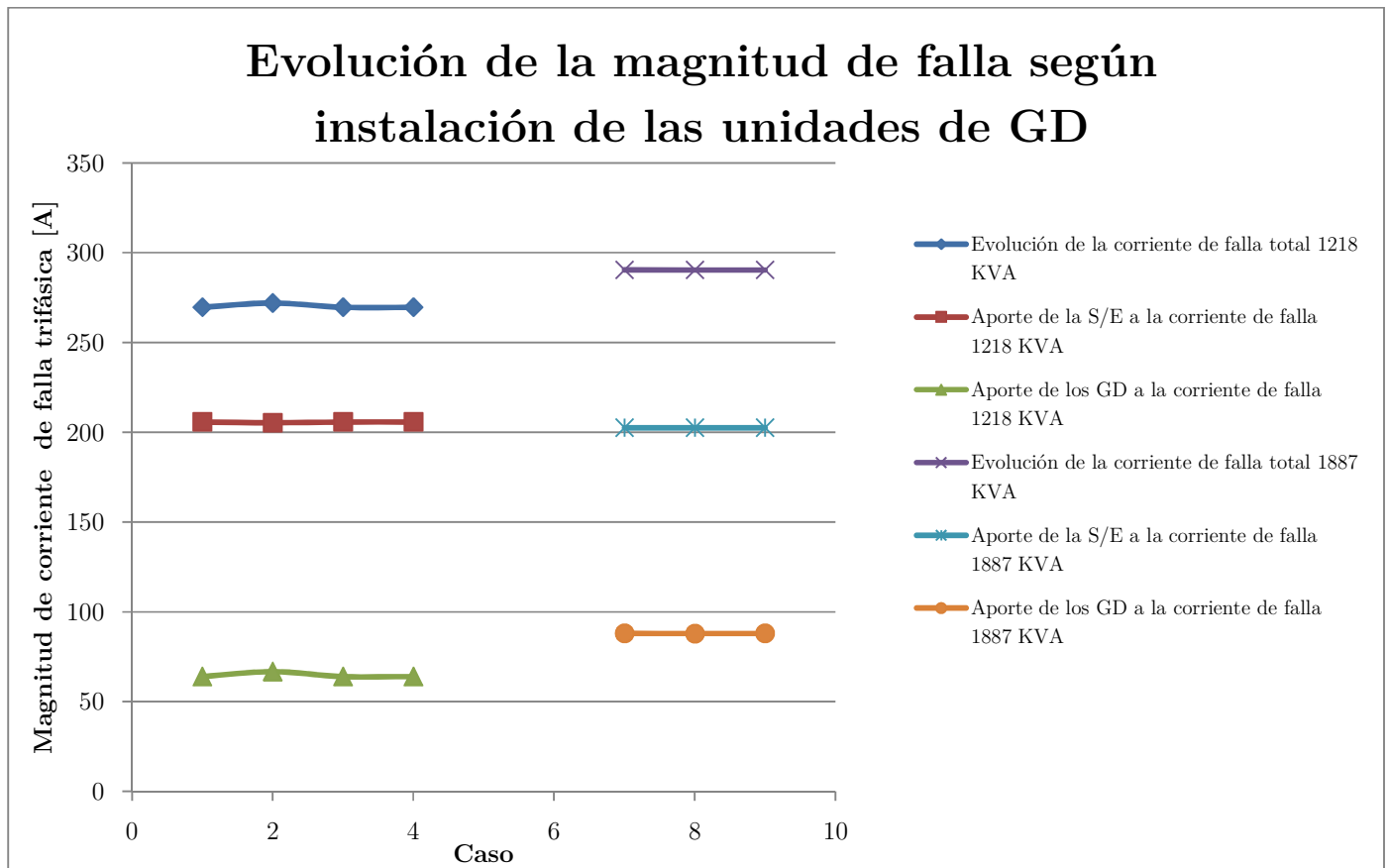


Figura 89: Evolución de la corriente según niveles de penetración, falla en lateral 4.

5.2.2 EVOLUCIÓN DE LA CORRIENTE DE FALLA SEGÚN SU LOCALIZACIÓN

Este ejercicio consiste en instalar una unidad de GD y ver cómo evoluciona la corriente de cortocircuito a medida que se aleja la localización de la falla de la subestación de la empresa de distribución. Para esto, se instaló un GD en el nodo 848 con una capacidad de 50% y se realizó una serie de fallas trifásicas a tierra en los nodos destacados en la figura 90.

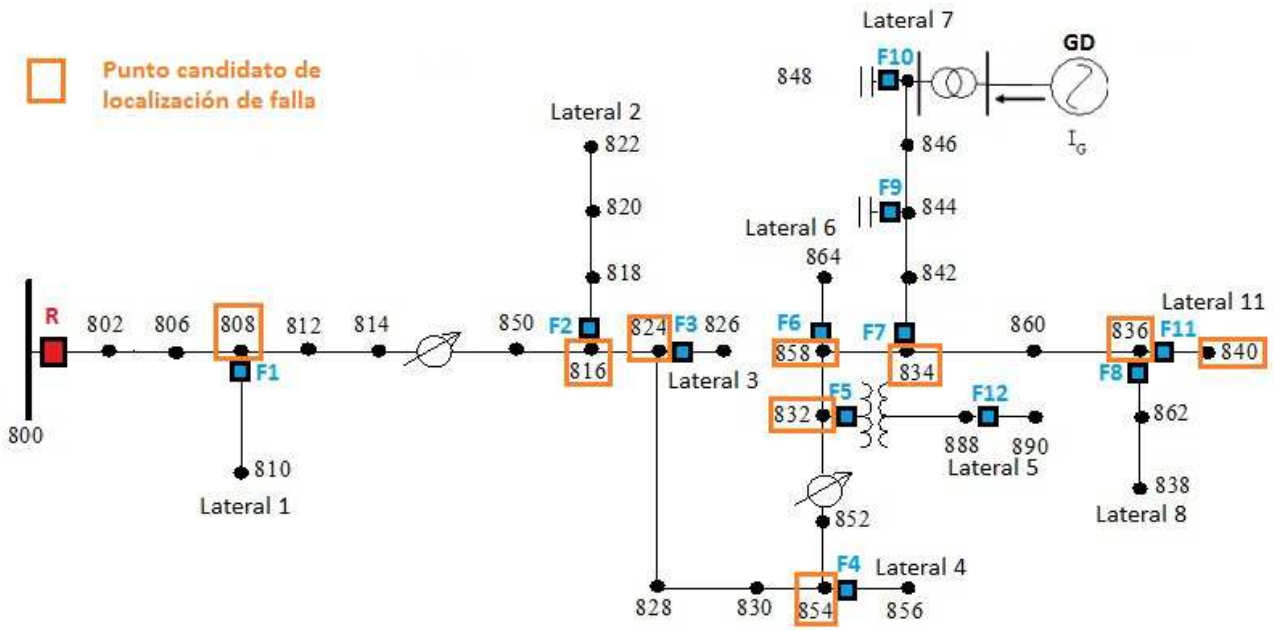


Figura 90: Esquema de análisis para el estudio de evolución de la corriente de falla según su ubicación.

Tabla 23: Variación de la corriente según localización de la falla, GD de 50% en nodo 848.

Nodo ubicación de la Falla	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD [A]	Distancia de la falla respecto a la S/E [km]
808	653,818	572,369	80,695	11,137
816	380,935	287,961	93,647	31,724
824	364,465	269,965	95,481	34,836
854	334,287	237,519	99,538	44,592
832	286,269	173,756	116,521	55,818
858	283,503	170,301	117,736	57,312
834	280,343	166,344	119,193	59,089
836	272,468	161,671	115,845	60,521
840	272,468	161,671	115,845	60,783

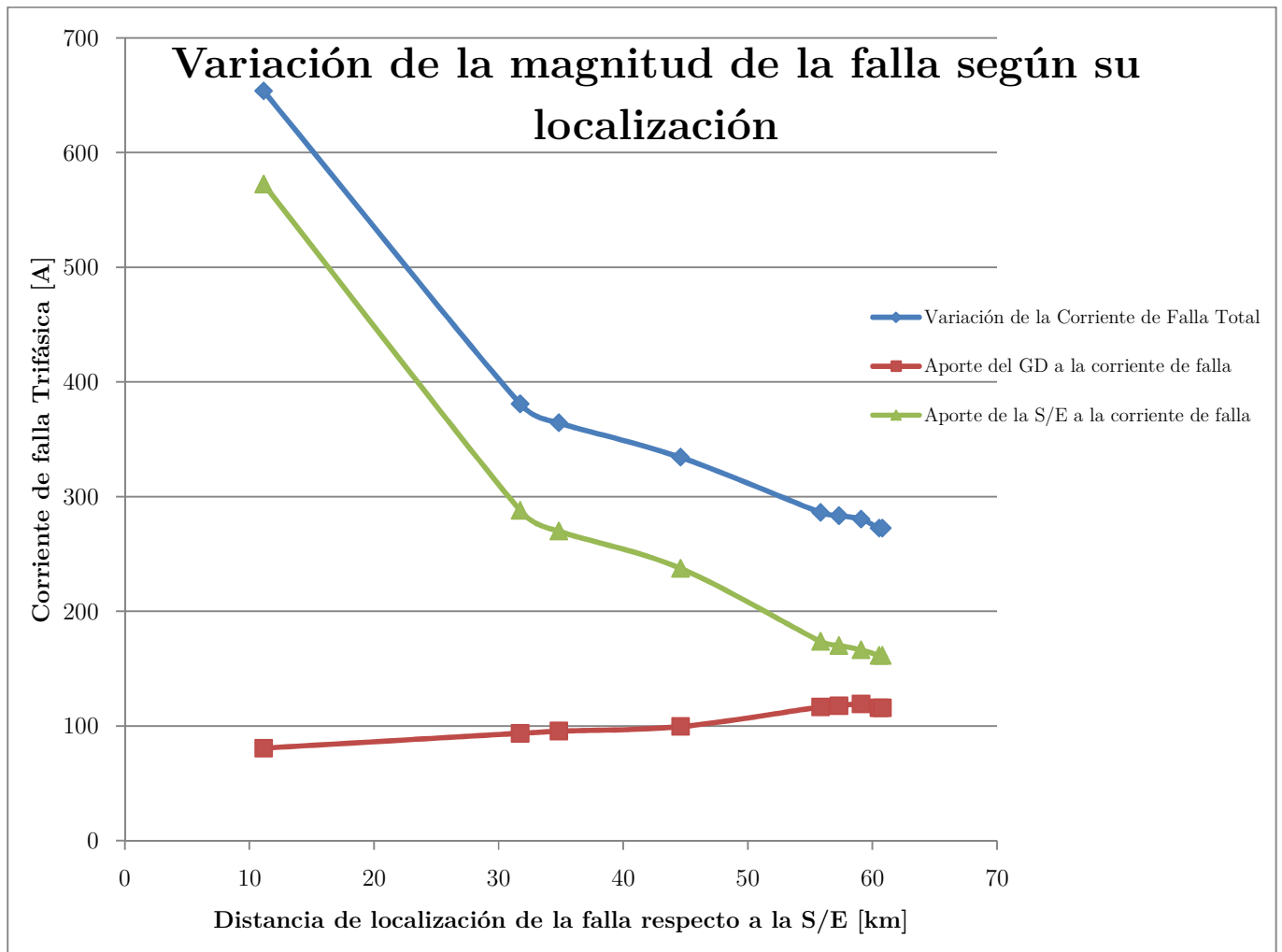


Figura 91: Evolución de la corriente según localización de la falla, GD de 50% en nodo 848.

Se observa que a medida que se aleja la ubicación de la falla de la subestación, menor es la magnitud de ésta, al igual que la corriente de falla contribuida por la subestación, debido al aumento de impedancia de falla vista por ambas. Por otro lado, la corriente de falla suministrada por el GD aumenta a medida que el punto de falla se acerca al punto de instalación del GD. La misma tendencia se observó en los casos de estudios analizados, en particular se presentarán las curvas de evolución de las corrientes de fallas para el caso 1. Cabe destacar que se observó un leve aumento en la corriente de falla total en la zona de protección del fusible F5, lo cual se debe a que en dicha zona el aporte total de las unidades de GD es la mayor observada.

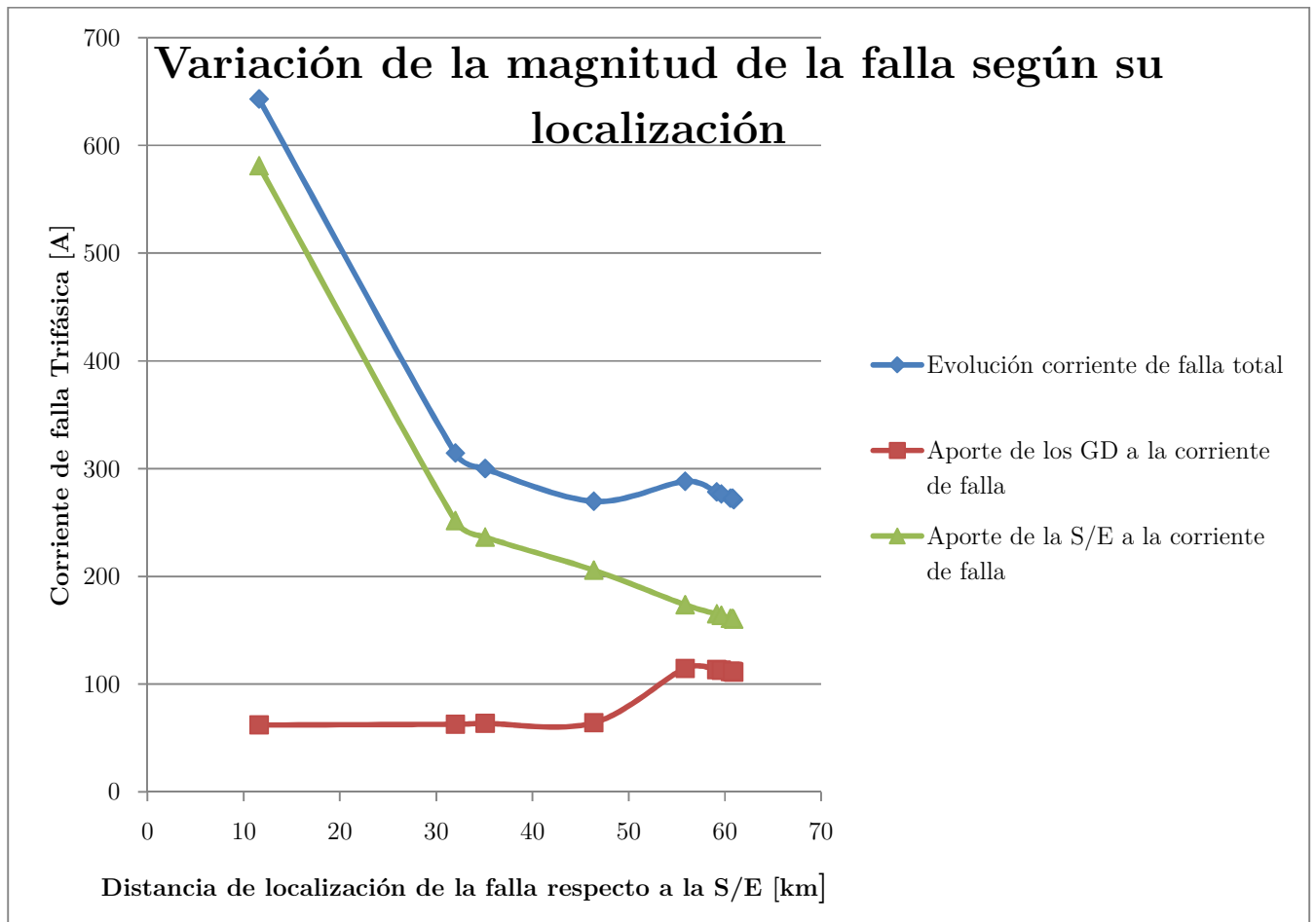


Figura 92: Evolución de la corriente según localización de la falla, caso 1.

Este estudio, permite visualizar los efectos que tiene la instalación del GD en cada una de las zonas de protección. Por lo tanto, permite observar si se ha producido cambios en la coordinación de protecciones implementadas.

5.2.3 PUNTOS CONFLICTIVOS EN LA PÉRDIDA DE COORDINACIÓN EN LAS PROTECCIONES

La siguiente tabla describe las características principales que presentan los problemas de coordinación de las protecciones de sobrecorriente.

Tabla 24: Características de los problemas de descoordinación en las protecciones.

Tipo de descoordinación	Característica	Ubicación del GD
Fatiga del fusible	Disparidad entre la corriente vista por el reconectador y fusible	Aguas arriba del fusible
Fusión para fallas temporales		
Disparo falso	Corriente de falla en reversa	Aguas abajo del fusible o relé

Dado que, en los problemas de coordinación por fatiga del fusible y fusión para fallas temporales, la GD debe estar instalado aguas arriba del equipo de protección primario, el lugar más indicado para evaluar la aparición de este problema corresponde en el nodo más cercano aguas arriba de la instalación del fusible con menor margen de coordinación reconectador-fusible. Esto se debe, a que la GD se encuentre lo más cercano posible a la falla, por lo que su aporte a la corriente de falla será máximo, produciéndose la mayor disparidad entre las corrientes vistas por el reconectador y el fusible. Por lo tanto, en el circuito 1 se debe evaluar la aparición de estos problemas, en la zona de protección del fusible F5, con la conexión de un GD en la localización más cercana de los puntos candidatos de interconexión, que en este caso corresponde al nodo 862. Respecto, al punto de instalación de la GD con menor impacto en la corriente de falla en la zona de protección del fusible F5, esta corresponde a la conexión de una unidad de GD lo más alejado de dicho punto, en el nodo 802, donde se tiene el menor aporte del GD a la corriente de falla. Cabe destacar que si la corriente de disparo mínimo de la protección de cabecera, fue escogida igual a la menor corriente de falla observada en el circuito, la cercanía de la instalación de la GD a la subestación puede insensibilizar a la protección de cabecera, debido a la disminución en la corriente de falla aportada por la subestación en este escenario.

Para el caso de disparo falso, el GD debe instalarse en el nodo siguiente aguas abajo del relé, ya que en esta ubicación la distancia entre el punto de falla en el alimentador paralelo y la instalación de GD es mínima, por lo que el aporte de las máquinas de GD a la falla será el máximo posible. Debido a que en el disparo falso, el equipo de protección de cabecera que presenta problemas de selectividad sólo observa la corriente suministrada por el GD, ésta debe ser de gran magnitud, ya que debe superar la corriente de disparo mínimo del equipo para poder activar su funcionamiento. Por lo tanto, en el circuito 2 se debe evaluar la aparición de este problema con la conexión de un GD en el nodo 802.

5.3 Medidas de Mitigación para enfrentar los Problemas en la Coordinación de Protecciones con presencia de GD

En este ítem se darán algunas recomendaciones para evitar la pérdida de coordinación entre los dispositivos de sobrecorriente con la integración de GD, las cuales corresponden a la identificación del nivel de penetración para el cual aparecen los problemas de coordinación, de modo de acotar su integración al sistema de distribución, y algunas modificaciones en las configuraciones de las protecciones instaladas.

5.3.1 MÉTODO GENERALIZADO PARA EVALUAR EL IMPACTO DE GD EN LA PROTECCIÓN DEL SISTEMA

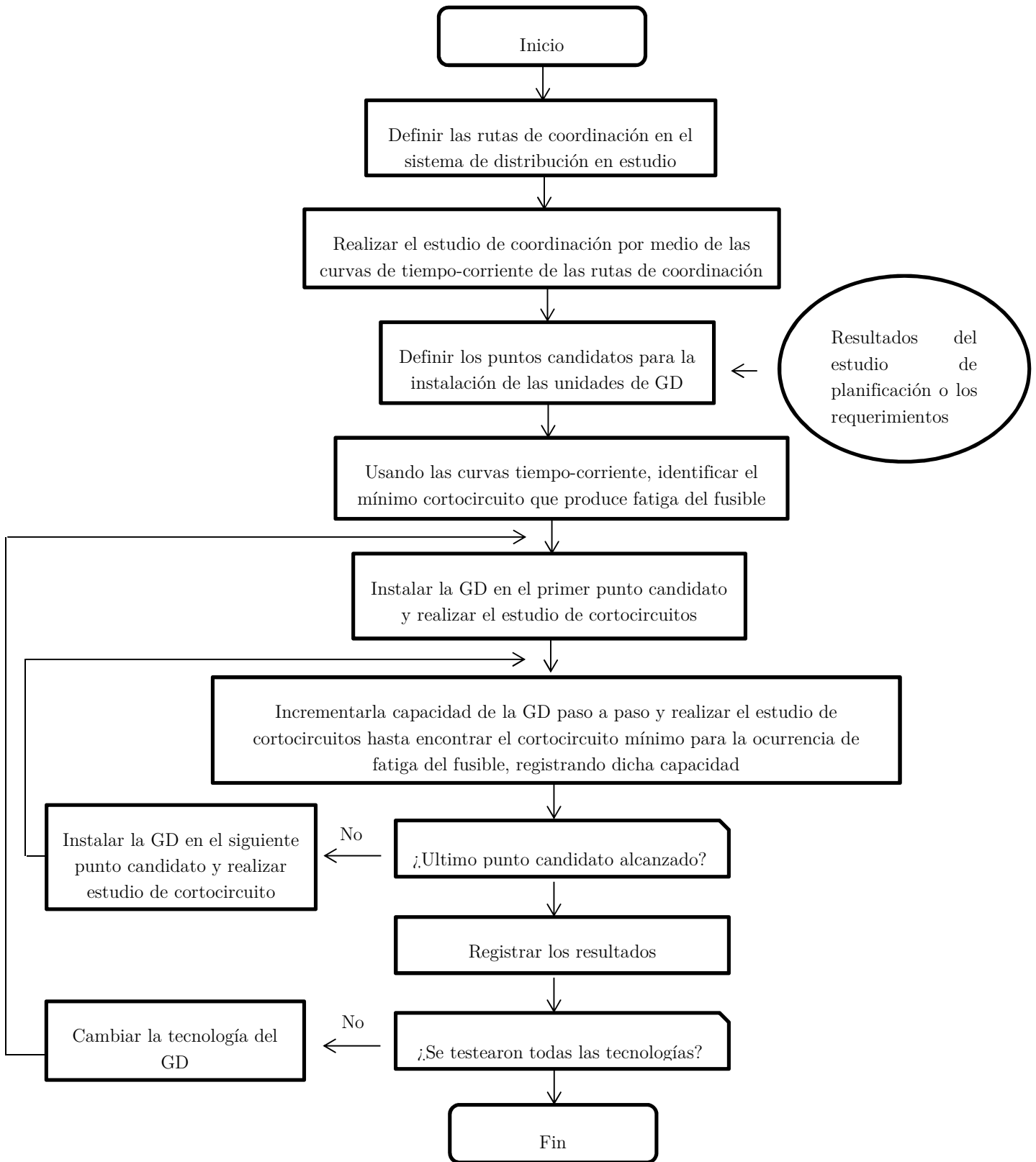
En cada una de las problemáticas, la corriente mínima de cortocircuito que conduce a la pérdida de coordinación ayudará a identificar el nivel de penetración admisible de GD, de este modo, se podría evitar pérdidas de coordinación conociendo bien la capacidad admisible de interconexión de GD por el sistema de distribución para mantener el esquema de coordinación implementado.

5.3.1.1 MÉTODO GENERALIZADO PARA EVALUAR LOS LÍMITES DE PENETRACIÓN PARA LA PÉRDIDA DE COORDINACIÓN POR FATIGA DEL FUSIBLE Y FUSIÓN DE FALLAS TEMPORALES

El objetivo de la metodología es desarrollar un procedimiento generalizado que determina el límite de inserción de GD, en términos de tamaño, ubicación y tecnología, desde el punto de vista de la pérdida de coordinación [27]. El procedimiento general se puede resumir en las siguientes etapas:

- a) En el sistema de análisis, definir diferentes rutas de coordinación. Una ruta de coordinación puede ser definido como un conjunto de dispositivos de protección situados a lo largo de una ruta de circuito de arranque, desde el reconector del alimentador principal hasta los fusibles de protección aguas abajo. El hecho de que la mayor parte de los fusibles laterales se selecciona para que sea de características similares, conduce a un número limitado de trayectorias de coordinación diferentes. Un camino de coordinación único, podría representar a muchos laterales que utilizan fusibles de la misma característica.

- b) Llevar a cabo el estudio de coordinación y la construcción de los gráficos de tiempo-corriente de los dispositivos de protección para la coordinación de las distintas rutas definidas en el sistema en estudio sin la instalación de GD.
- c) Observar la corriente mínima de cortocircuito en que la fatiga del fusible ocurre entre todas las rutas de coordinación definidas. Esta corriente es obtenida observando la intersección entre la curva rápida del reconectador y la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible. Debe tenerse en cuenta que esta corriente mínima podría no existir en el caso en que no haya intersección entre las curvas de coordinación del reconectador y el fusible. En tal caso, no habrá límite de capacidad de instalación de GD para violar la coordinación del sistema.
- d) Definir los puntos candidatos para la instalación de unidades de GD. El límite de penetración se calcula para estos puntos específicos. Estos puntos candidatos se pueden obtener a partir de un estudio de planificación para determinar la localización óptima de GD para minimizar las pérdidas del sistema y mejorar el perfil de tensión, o puede ser dictado por el cliente.
- e) Simular en primer lugar la instalación de GD en el punto candidato escogido, a continuación, aumentar el tamaño de la unidad GD y su interfaz de transformación paso a paso hasta alcanzar la intensidad de cortocircuito mínima actual para la pérdida de la coordinación, a continuación, registrar el tamaño GD. Cabe señalar que el aumento del tamaño de la GD y su transformador de interconexión inherentemente aumenta la capacidad del circuito.
- f) Repita el paso estipulado en la letra e) para los otros puntos de candidatos y registrar los resultados.
- g) Cambie la tecnología de GD, considerando los casos de generadores síncronos, inversores o generadores a base de inducción, a continuación, repita los pasos descritos desde la letra e) a la letra g), registrando los resultados en cada caso.



Con el fin de determinar la capacidad de generación que presenta fallas de coordinación por fatiga del fusible, se procedió con el método descrito anterior. En el análisis de sensibilidad se estudió sólo la incorporación de unidades de generación distribuida síncronas.

El fusible F5 correspondió al que presentó mayores problemas por fatiga, por lo que el estudio de evaluación de los límites de penetración de GD se concentró específicamente en fallas que conciernen a la zona de protección del fusible F5, en particular para fallas trifásicas a tierra. La figura 82, muestra el margen de coordinación del fusible F5, el cual corresponde al menor de las rutas de coordinación definidas.

El estudio se realizó con la instalación de una unidad de GD, obteniéndose como resultado un porcentaje de 25% de penetración de la carga total del alimentador para visualizar problemas por fatiga del fusible, correspondiente a una unidad de 515 KVA de capacidad.

Tabla 25: Estudio de penetración de GD para fatiga fusible, nodo 840.

Instalación de GD en Nodo 840				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ fast}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MM}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]
28%	173,615	0,053	233,030	0,050
25%	173,618	0,053	227,088	0,053
24%	173,619	0,053	224,463	0,054

Tabla 26: Estudio de penetración de GD para fatiga fusible, nodo 848.

Instalación de GD en Nodo 848				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ fast}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MM}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]
25%	173,618	0,053	227,131	0,053

Tabla 27: Estudio de penetración de GD para fatiga fusible, nodo 862.

Instalación de GD en Nodo 862				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ fast}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MM}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]
25%	173,618	0,053	227,092	0,053

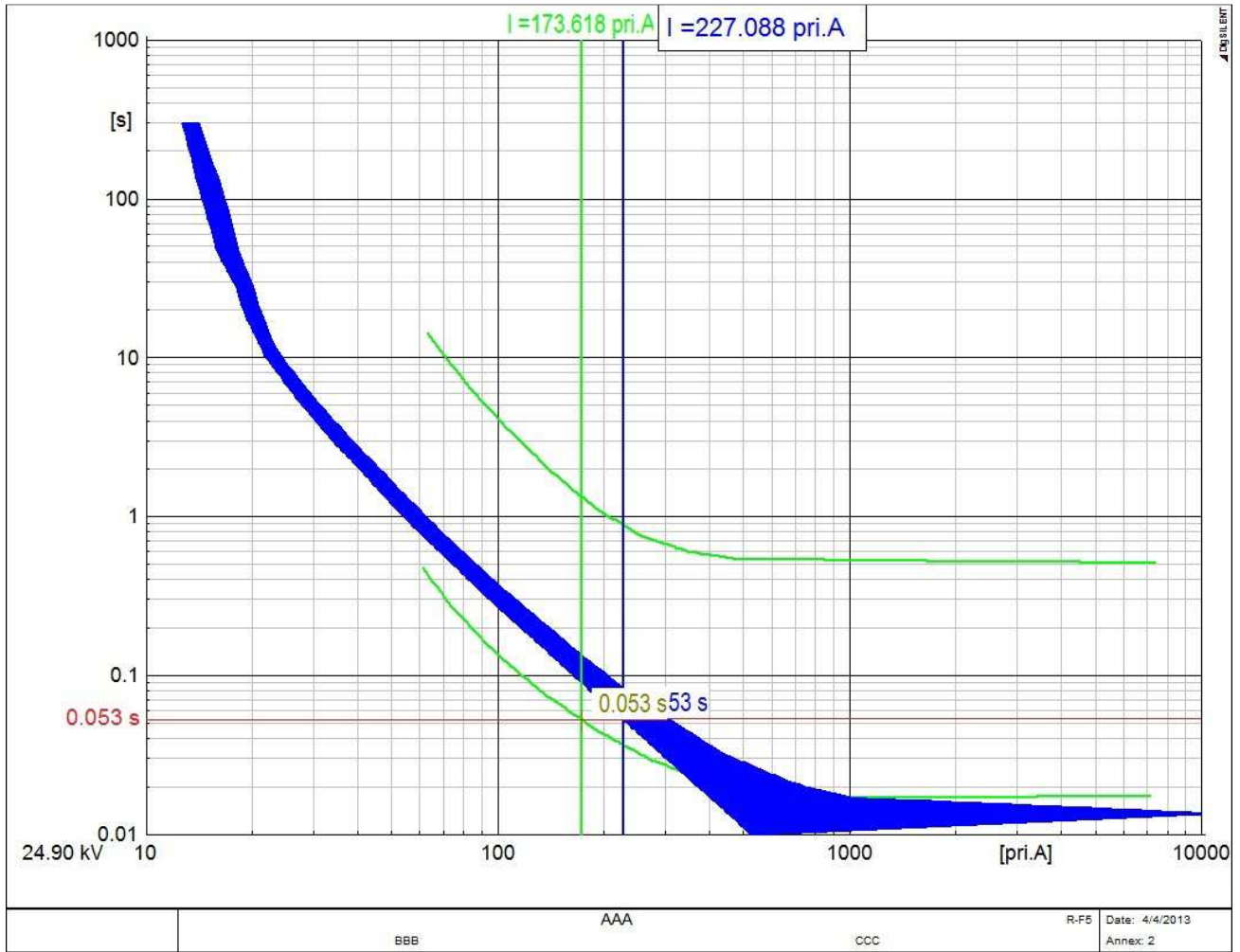


Figura 93: Límite de penetración de GD en el nodo 840, fatiga de fusible.

Para determinar la capacidad de generación para la cual se presenta fallas de coordinación por fusión frente a fallas temporales, se procedió con el mismo método. En el análisis de sensibilidad se estudió sólo la incorporación de unidades de generación distribuida síncronas.

El fusible F5 correspondió al que presentó mayores problemas por fusión frente a fallas temporales, por lo que el estudio de evaluación de los límites de penetración de GD se concentró específicamente en fallas que conciernen a la zona de protección del fusible F5, en particular para fallas trifásicas a tierra.

El estudio se realizó con la instalación de una unidad de GD, obteniéndose como resultado un porcentaje de 55% de penetración de la carga total del alimentador para visualizar problemas por fusión frente a fallas temporales, correspondiente a una unidad de 1133 KVA de capacidad.

Tabla 28: Estudio de penetración de GD para fusión frente fallas temporales, nodo 848.

NODO 848				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ fast}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MM}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]
60%	173,572	0,053	317,277	0,050
57%	173,576	0,053	310,211	0,052
55%	173,578	0,053	304,209	0,053
54%	173,579	0,053	303,122	0,054

Tabla 29: Estudio de penetración de GD para fatiga fusible, nodo 840.

NODO 840				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ fast}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MM}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]
55%	173,578	0,053	304,301	0,053

Tabla 30: Estudio de penetración de GD para fatiga fusible, nodo 862.

NODO 862				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ fast}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MM}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]
55%	173,578	0,053	304,335	0,053

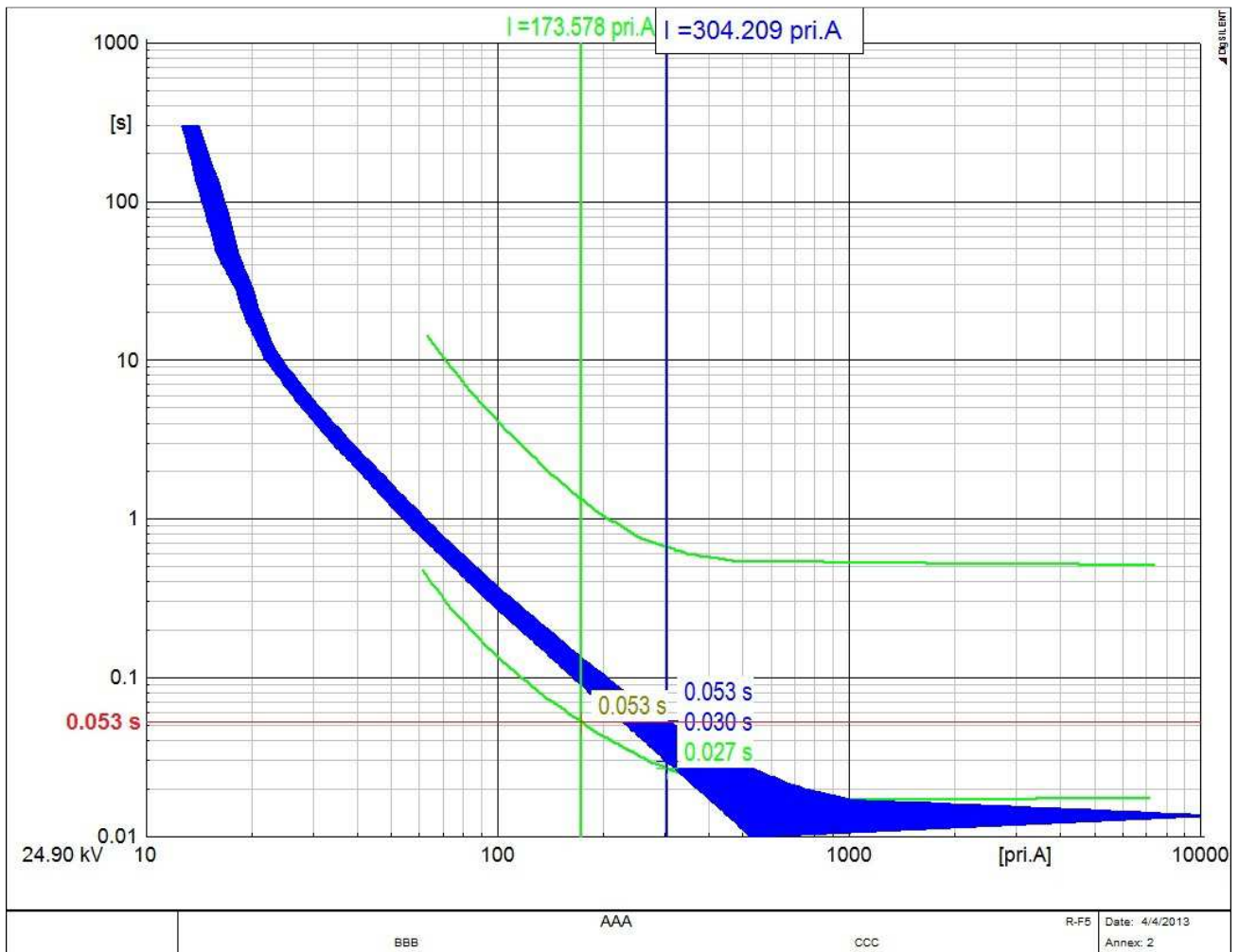
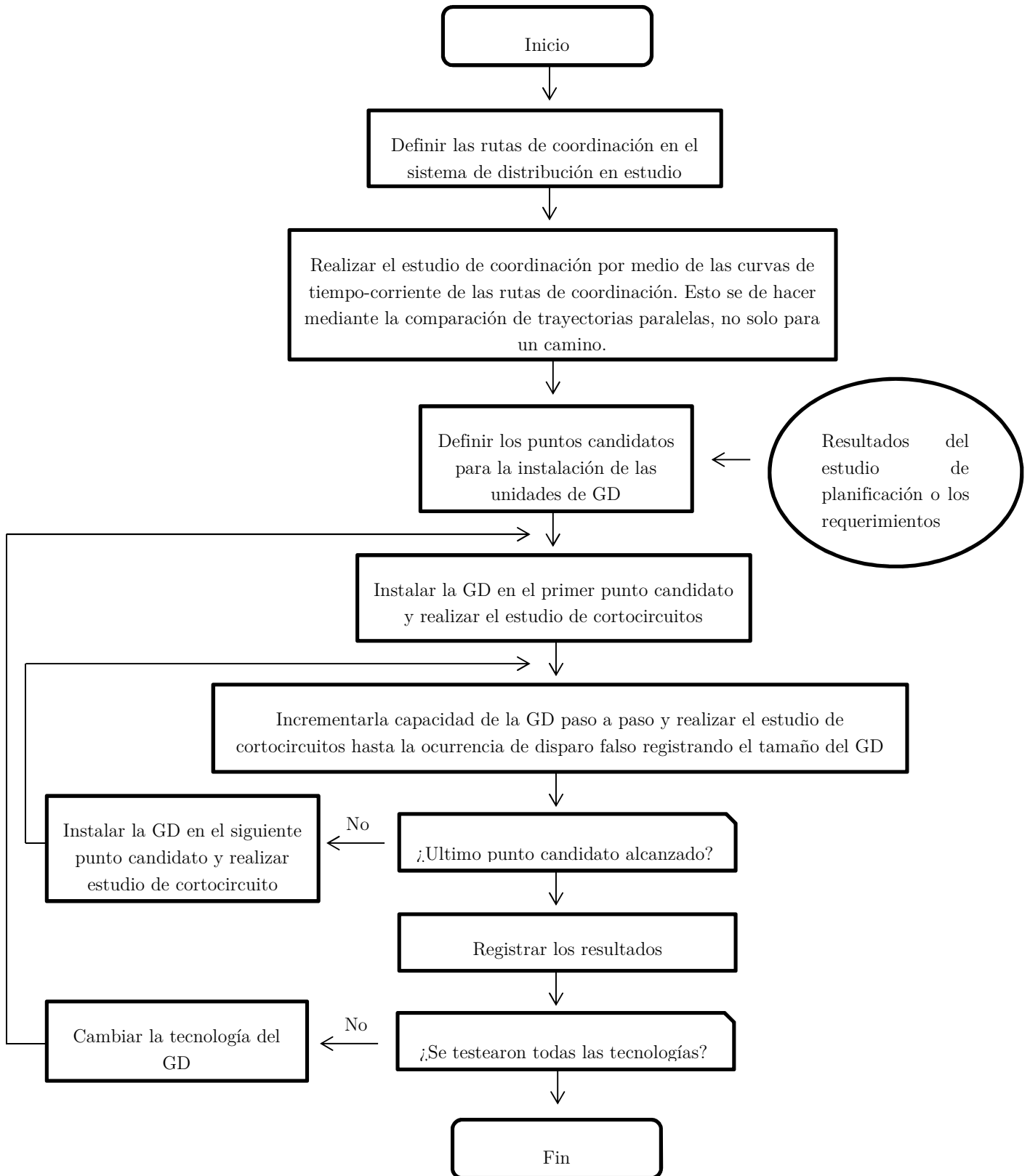


Figura 94: Límite de penetración de GD en el nodo 848, fusión frente a fallas temporales.

5.3.1.2 MÉTODO GENERALIZADO PARA EVALUAR LOS LÍMITES DE PENETRACIÓN PARA LA PÉRDIDA DE COORDINACIÓN POR DISPARO FALSO

El objetivo de la metodología es desarrollar un procedimiento generalizado que determina el límite de inserción de GD, en términos de tamaño, ubicación y tecnología, desde el punto de vista de la pérdida de coordinación por disparo falso [27]. El procedimiento general se puede resumir en las siguientes etapas:

- a) En el sistema de análisis, definir diferentes rutas de coordinación a estudiar.
- b) Llevar a cabo el estudio de coordinación y la construcción de los gráficos de tiempo-corriente de los dispositivos de protección para la coordinación de las distintas rutas definidas en el sistema en estudio sin la instalación de GD.
- c) Definir los puntos candidatos para la instalación de unidades de GD.
- d) Simular la instalación de GD en el primer punto candidato escogido, a continuación, aumentar el tamaño de la unidad de GD paso a paso hasta alcanzar la intensidad de cortocircuito mínima en la cual ocurre disparo falso, a continuación, registrar el tamaño GD.
- e) Repita los pasos estipulados desde la letra d) a la letra e) para los otros puntos de candidatos y registrar los resultados.
- f) Cambie la tecnología de GD, considerando los casos de generadores síncronos, inversores o generadores a base de inducción, a continuación, repita los pasos de las letras e) a la f), registrando los resultados en cada caso.



Con el fin de determinar la capacidad de generación para la cual se presenta fallas de coordinación por disparo falso en fusibles, se procedió con el método descrito anterior. En el análisis de sensibilidad se estudió sólo la incorporación de unidades de generación distribuida síncronas.

Los casos de análisis correspondieron a los fusibles instalados para la protección de los laterales 7, 8 y 11, debido a que en ellos se presentaron problemas de disparo falso en los fusibles. El estudio se realizó con la instalación de una unidad de GD, con el objeto de determinar la capacidad para la cual se presentan disparos falsos en fusibles, cuyos porcentajes de concentración para cada caso, se destacan en las tablas 31, 32 y 33.

Dado que se analiza el límite de penetración de capacidad de GD a instalar para prevenir problemas de coordinación por disparo falso en fusibles, se elige el menor porcentaje de los casos analizados. De este modo, con un nivel de penetración de un 34% de GD instalada ocurren fallas en la coordinación de protecciones por disparo falso en fusibles, correspondiente a una capacidad de 700 kVA.

Tabla 31: Estudio de penetración de GD para disparo falso de fusibles con GD en nodo 848.

Instalación de GD en Nodo 848, Falla en Nodo 834				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ slow}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MC}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]
50%	166,344	1,444	107,771	0,627
36%	166,344	1,444	85,376	1,339
35%	165,633	1,444	82,475	1,444
34%	166,344	1,444	80,193	1,539

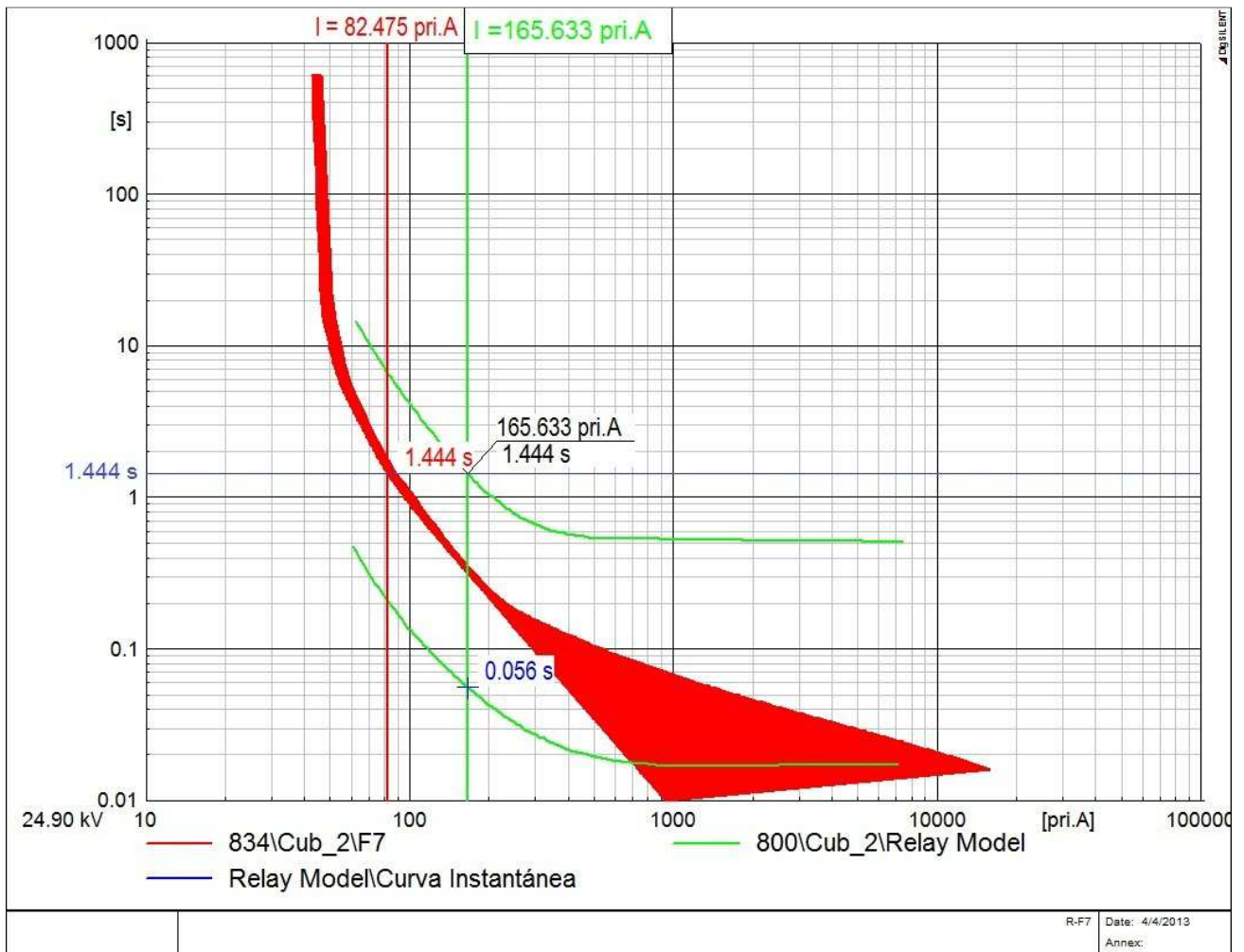


Figura 95: Límite de penetración de GD en el nodo 848, disparo falso fusibles.

Tabla 32: Estudio de penetración de GD para disparo falso de fusibles con GD en nodo 840.

Instalación de GD en Nodo 840, Falla en Nodo 836				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ slow}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MC}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]
35%	163,269	1,490	90,474	1,381
34%	163,269	1,490	87,394	1,490
33%	163,269	1,490	85,336	1,570

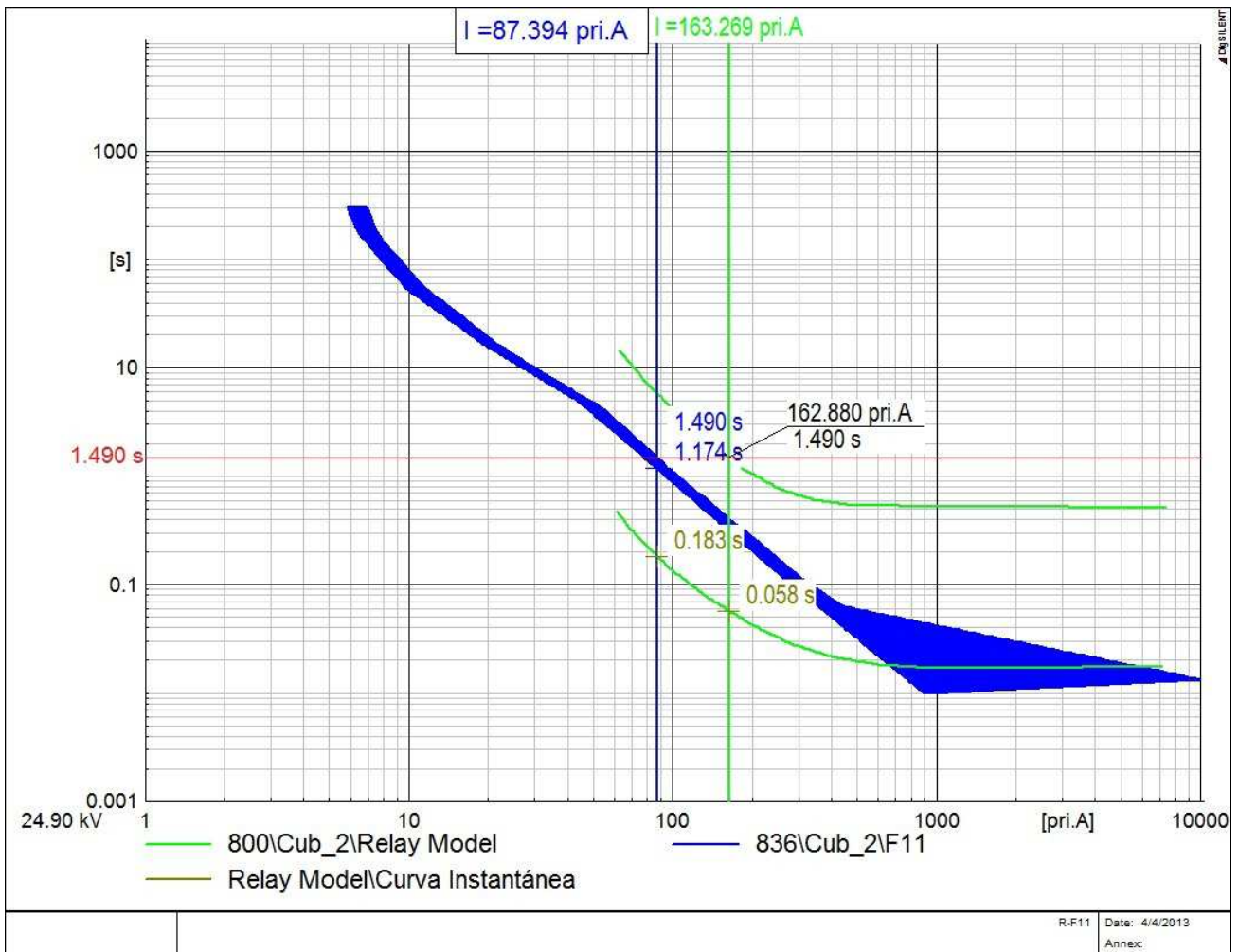


Figura 96: Límite de penetración de GD en el nodo 840, disparo falso fusibles.

Tabla 33: Estudio de penetración de GD para disparo falso de fusibles con GD en nodo 862.

Instalación de GD en Nodo 862, Falla en Nodo 836				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{rec\ slow}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]	$I_{falla}^{fus\ MC}$ [A]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]
35%	163,038	1,487	90,555	1,378
34%	163,038	1,487	87,542	1,487
33%	163,038	1,487	85,408	1,567

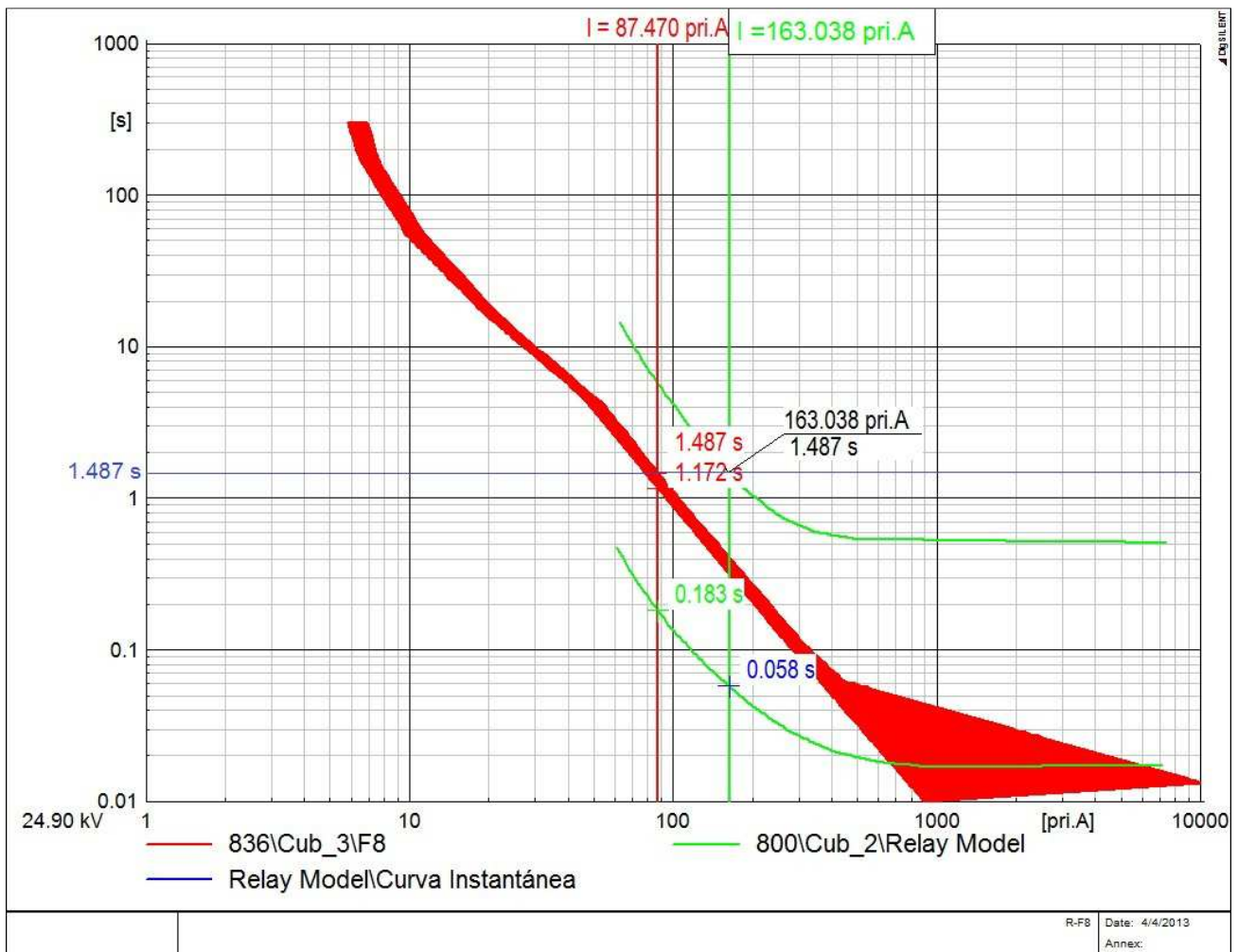


Figura 97: Límite de penetración de GD en el nodo 862, disparo falso fusibles.

Para determinar la capacidad de generación para la cual se presenta fallas de coordinación por disparo falso en relés de sobrecorriente, se procedió con el mismo método anterior. En el análisis de sensibilidad se estudió sólo la incorporación de unidades de generación distribuida síncronas.

El caso de análisis correspondió a la instalación de GD en el alimentador 2, específicamente en el nodo 802 y para fallas ubicadas en el nodo 802 del alimentador 1, esto se debe a que en dicha ubicación se produce el mayor aporte de GD a la corriente de cortocircuito. El estudio se realizó con la instalación de una unidad de GD, cuyo porcentaje de penetración corresponde a un 94%.

Tabla 34: Estudio de penetración de GD para disparo falso de relé, GD en nodo 802 del alimentador 2.

Instalación de GD en Nodo 802 del alimentador 2, Falla en Nodo 802 del alimentador 1				
Nivel de penetración GD	$I_{falla}^{relé 2}$ [A]	$t(I_{falla}^{relé 2})$ [s]	$I_{falla}^{relé 1}$ [A]	$t(I_{falla}^{relé 1})$ [s]
95%	220,295	0,679	1752,474	0,685
94%	218,711	0,685	1750,985	0,685
93%	215,853	0,696	1747,336	0,685

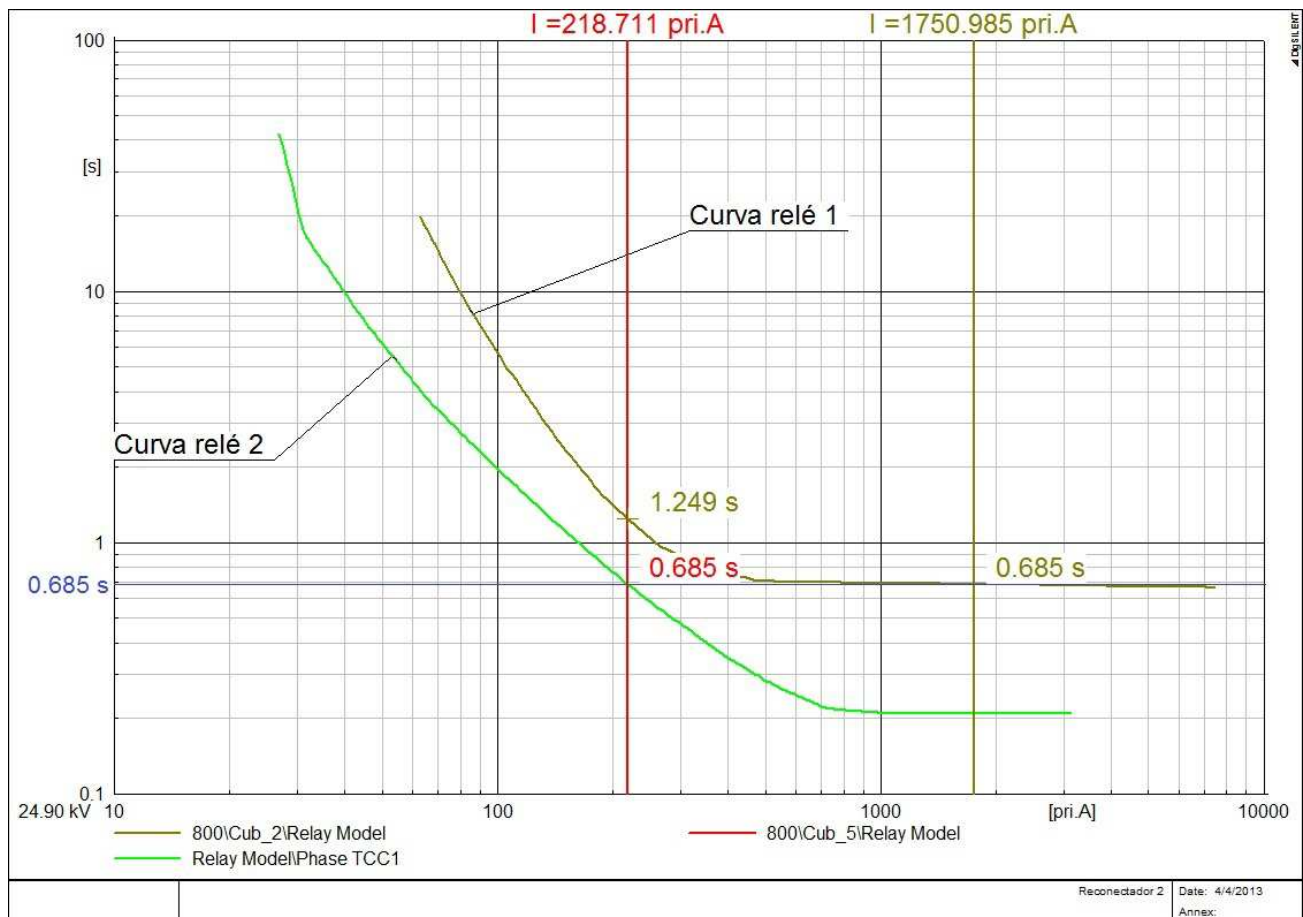


Figura 98: Máximo nivel de penetración para evitar disparo falso en relé.

5.3.2 CAMBIOS DE CONFIGURACIÓN EN LAS PROTECCIONES

5.3.2.1 MEDIDA DE MITIGACIÓN PROBLEMA FUSIÓN PARA FALLAS TEMPORALES

Este problema es caracterizado por el aumento en los niveles de cortocircuito debido a la incorporación de una nueva fuente de generación instalada en el sistema de distribución. Como el reconectador se encuentra instalado generalmente en la cabecera, este no alcanza a ver el aporte del GD. Este aumento en la corriente de falla observado por el fusible, disminuye el tiempo empleado en el despeje de la falla por acción del fusible, por lo que puede llegar a producir problemas por fatiga del fusible y fusión para fallas temporales.

La solución para este problema sería reprogramar los niveles de corriente de operación del reconectador, para que frente a eventuales aumentos en las corrientes de cortocircuitos, la curva de disparo rápido del reconectador opere antes que las curvas del fusible para cualquier falla presente en el sistema, de este modo, se reconfiguró la curva de disparo rápido del reconectador. Para esto, se realizó el estudio de cortocircuito del caso con mayor frecuencia, falla trifásica a tierra en la zona de protección del fusible F5, frente al escenario de una eventual incorporación de una unidad de GD de capacidad de potencia de 2060 KVA (figura 99), correspondiente al total de la carga del alimentador, de esta manera, es posible determinar el mayor aporte a la corriente de cortocircuito. Una vez obtenidos los niveles de cortocircuitos observados por el reconectador y el fusible, se procede a coordinar las curvas para la migración por fatigas y fusión frente a fallas temporales.

Las modificaciones de la curva de disparo rápido del reconectador consistieron en el cambio de la curva característica a la 104 y el *Time Dial* a 0,15.

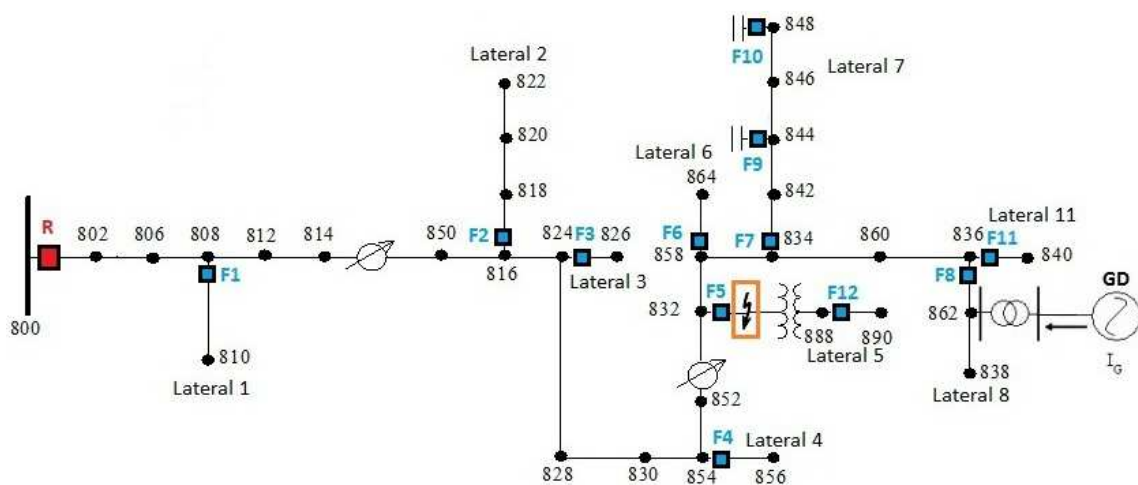


Figura 99: Falla en la zona de protección del fusible F5, para análisis en el cambio de configuración del reconectador.

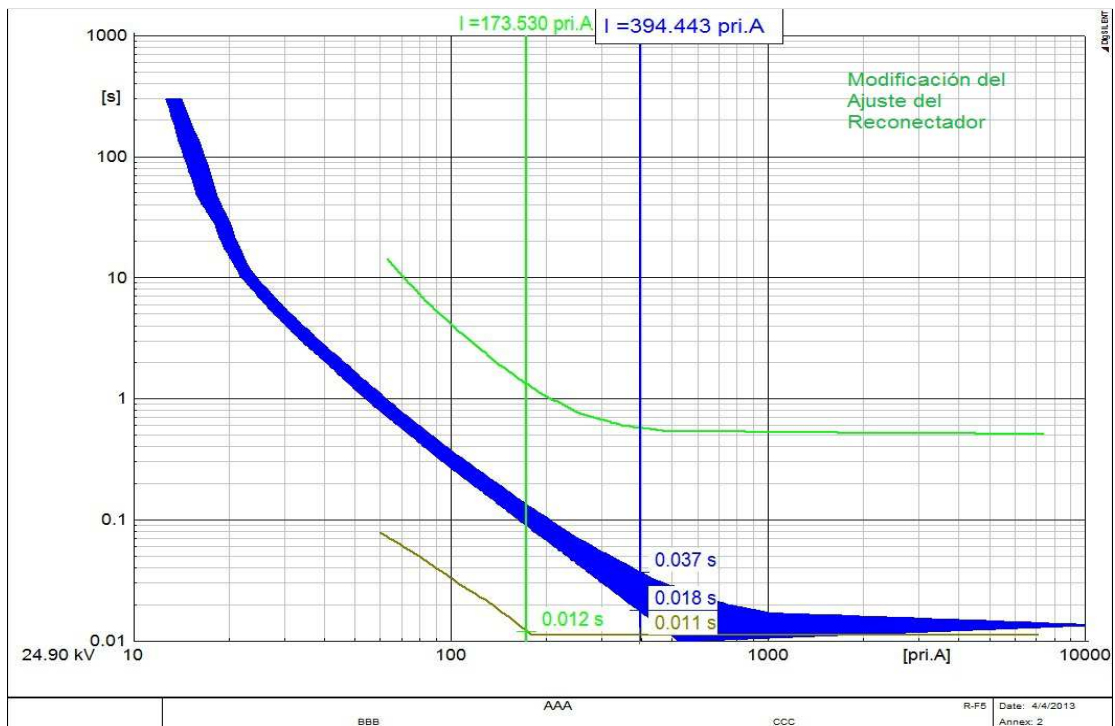
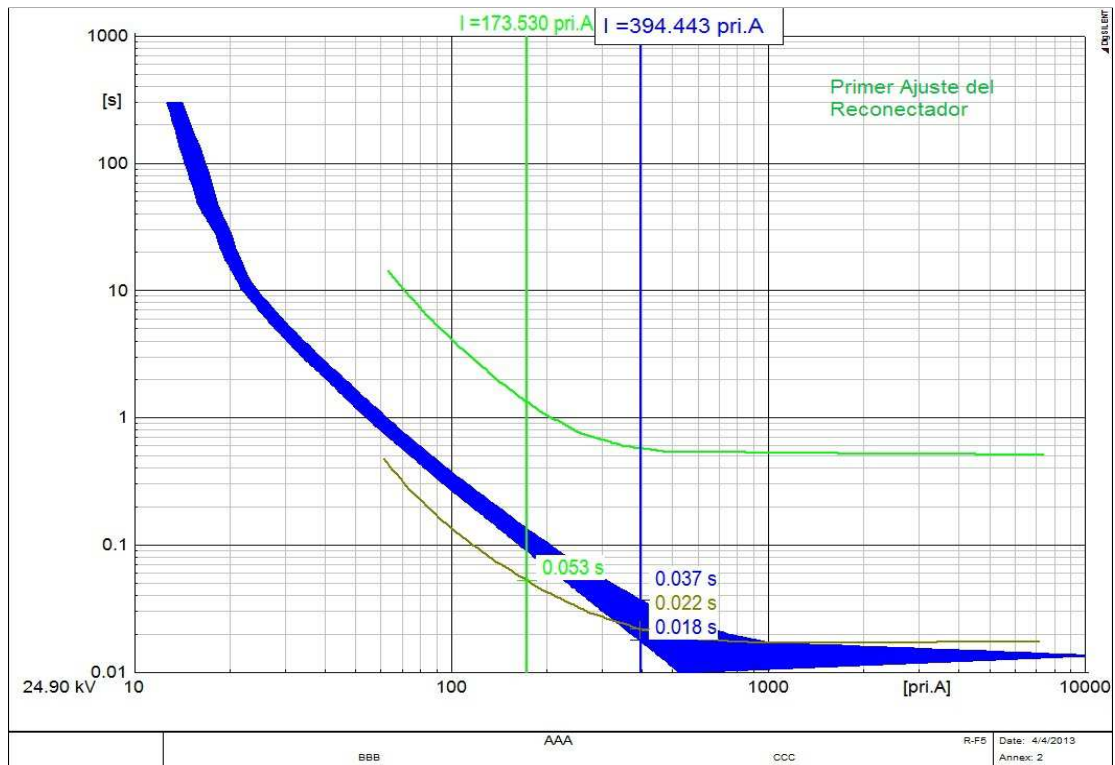


Figura 100: Coordinación antes y después de implementar modificaciones, falla máxima F5, GD de 2060 KVA.

En la tabla 35, se muestran los tiempos de despeje de la falla por las curvas del fusible y la curva de disparo rápido del reconectador. La última columna muestra la relación entre el tiempo de despeje por la curva mínima de fusión del fusible y la curva de disparo rápido del reconectador, la cual debe ser mayor a 1,25 para lograr una adecuada coordinación. De esta manera, se observa que se logró desplazar los problemas de coordinación por fusión frente a fallas temporales y fatiga del fusible.

Tabla 35: Nueva coordinación reconectador-fusible para los casos de falla por fusión frente fallas temporales.

Caso	Fusible	Tipo de Falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$\frac{t(I_{falla}^{fus\ MM})}{t(I_{falla}^{rec\ fast})}$
Caso 6	F5	Falla Máx.	336,649	0,012	0,024	0,046	2,00
Caso 7	F5	Falla Mín.	259,683	0,028	0,041	0,067	1,46
	F5	Falla Máx.	381,635	0,012	0,019	0,039	1,58
Caso 8	F5	Falla Mín.	259,538	0,028	0,041	0,067	1,46
	F5	Falla Máx.	381,167	0,012	0,019	0,039	1,58
Caso 9	F5	Falla Mín.	259,778	0,028	0,041	0,067	1,46
	F5	Falla Máx.	381,300	0,012	0,019	0,039	1,58

La figura 101, muestra las curvas de tiempo-corriente del reconectador y el fusible, del caso 6, frente una falla máxima en la zona de protección del fusible F5, en el cual se presencié una falla en la coordinación de protecciones por fusión frente a fallas temporales, y las respectivas modificaciones en la coordinación una vez implementado los cambios en la curva de disparo rápido del reconectador, en la cual se mantiene la coordinación reconectador-fusible pertinente para los niveles de cortocircuitos presentes en la zona de protección del fusible F5.

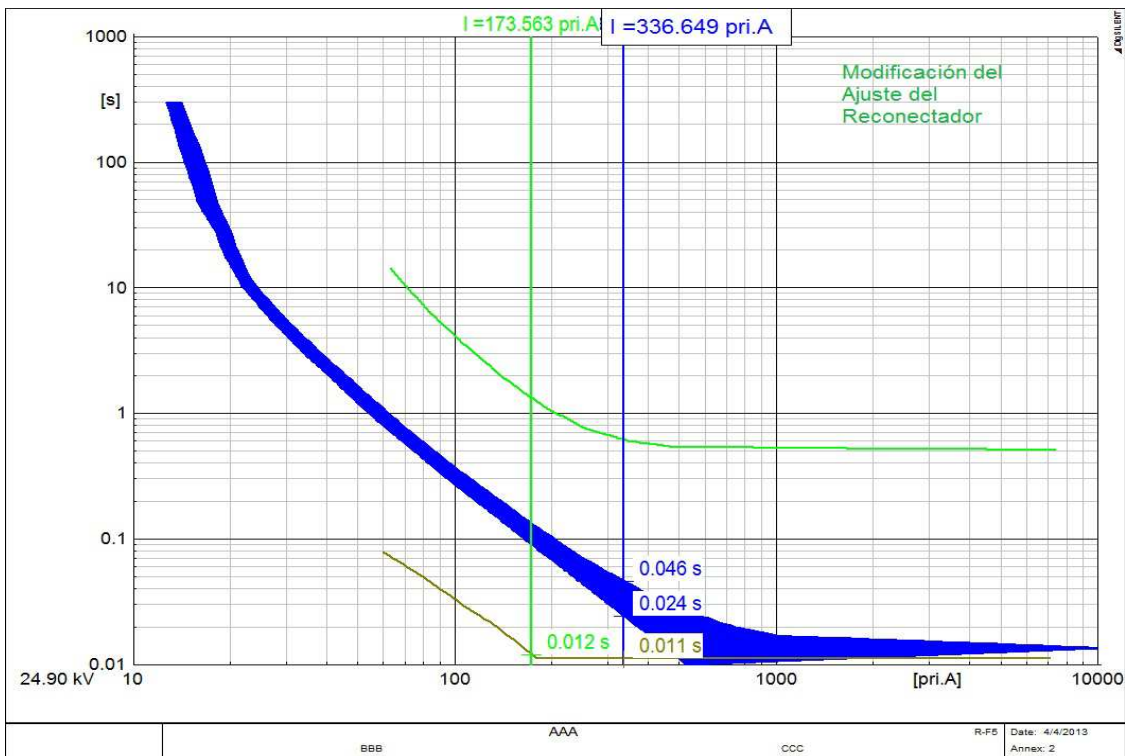
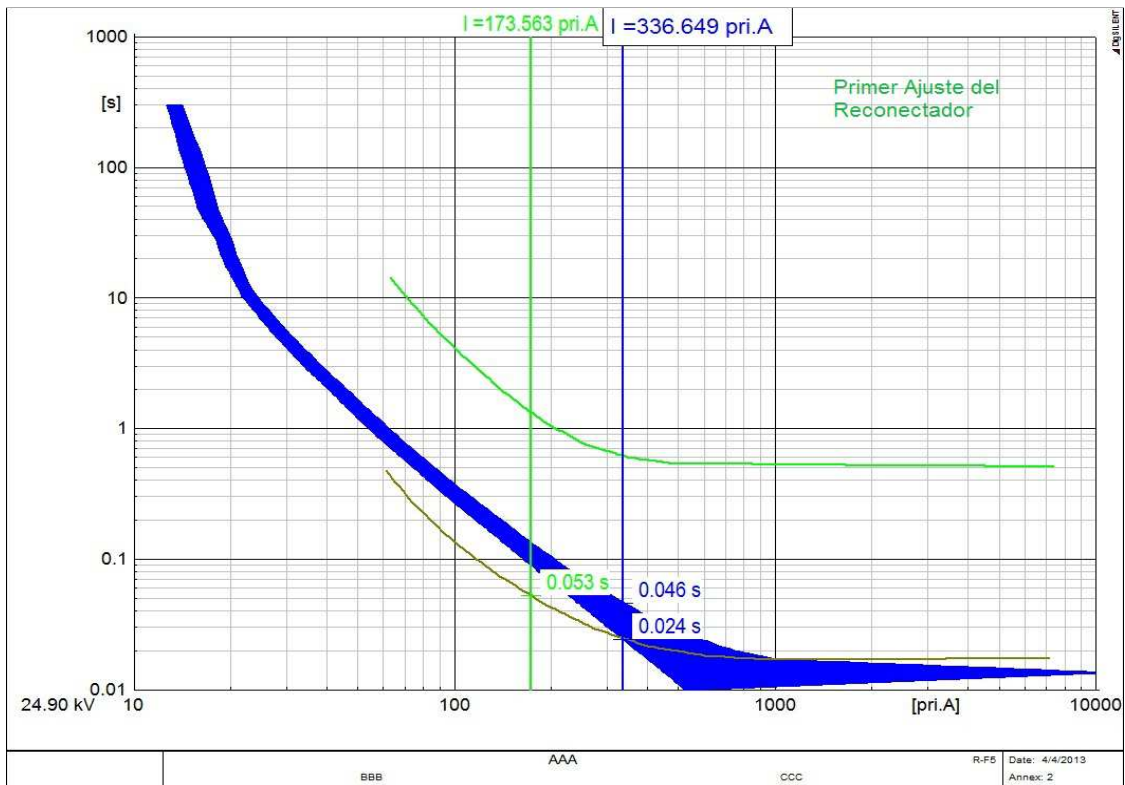


Figura 101: Coordinación antes y después de implementar modificaciones, caso 6, falla máxima F5.

5.3.2.2 MEDIDA DE MITIGACIÓN PROBLEMA DISPARO FALSO

Formas de mitigar este problema corresponden a la utilización de protección direccional o por medio de la modificación de las configuraciones de la protección de cabecera. A continuación, se presentarán los resultados obtenidos al modificar los ajustes del relé.

La solución para este problema sería reprogramar la curva de tiempo-corriente del relé del alimentador 2, para que frente a eventuales fallas generadas en el alimentador 1, éstas sean despejadas por medio de la acción del relé 1, y no por el relé 2. Para esto, se cambia la característica del relé 2, de modo que ésta sea igual a la curva del relé 1.

Como ambos alimentadores tienen características similares, la implementación de este método sería correcta. Cabe destacar, que el mayor aporte en las corrientes de cortocircuitos proviene de la subestación, por lo que al producirse una falla en el alimentador 1, la corriente que observaría el relé 2 sería menor que la observada por el relé 1, de este modo, el tiempo de operación del relé 1 sería menor que el del relé 2, pudiendo despejar la falla sin producir fallas por disparo falso del relé 2.

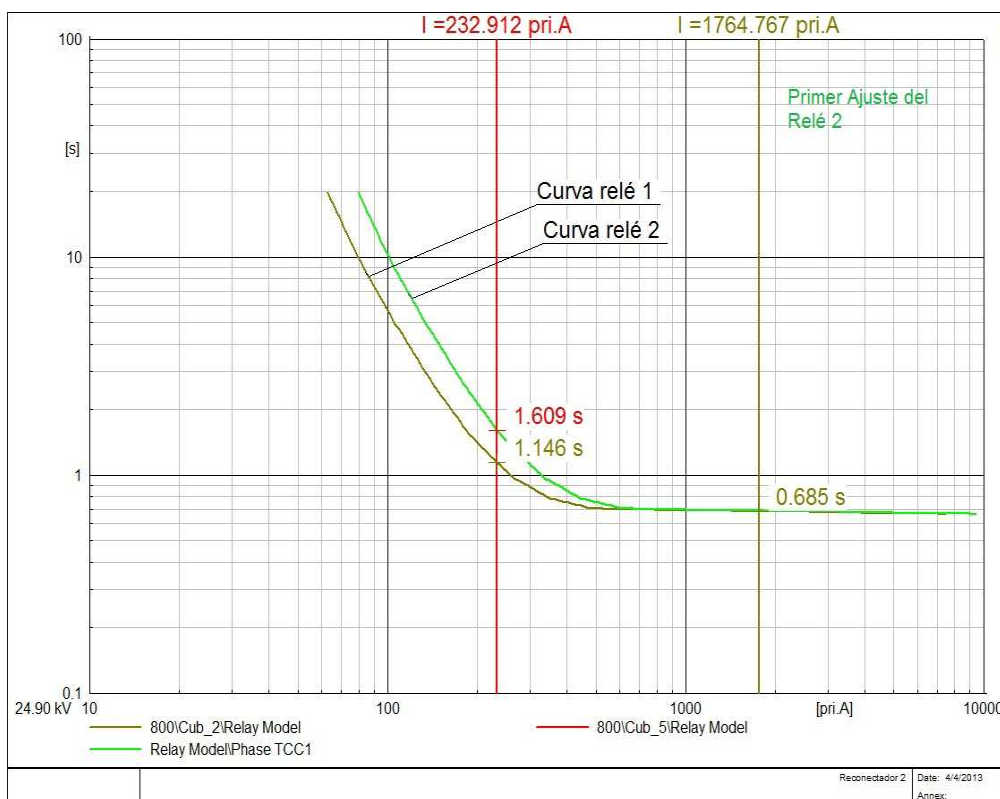


Figura 102: Corrección de la problemática disparo falso relé 2.

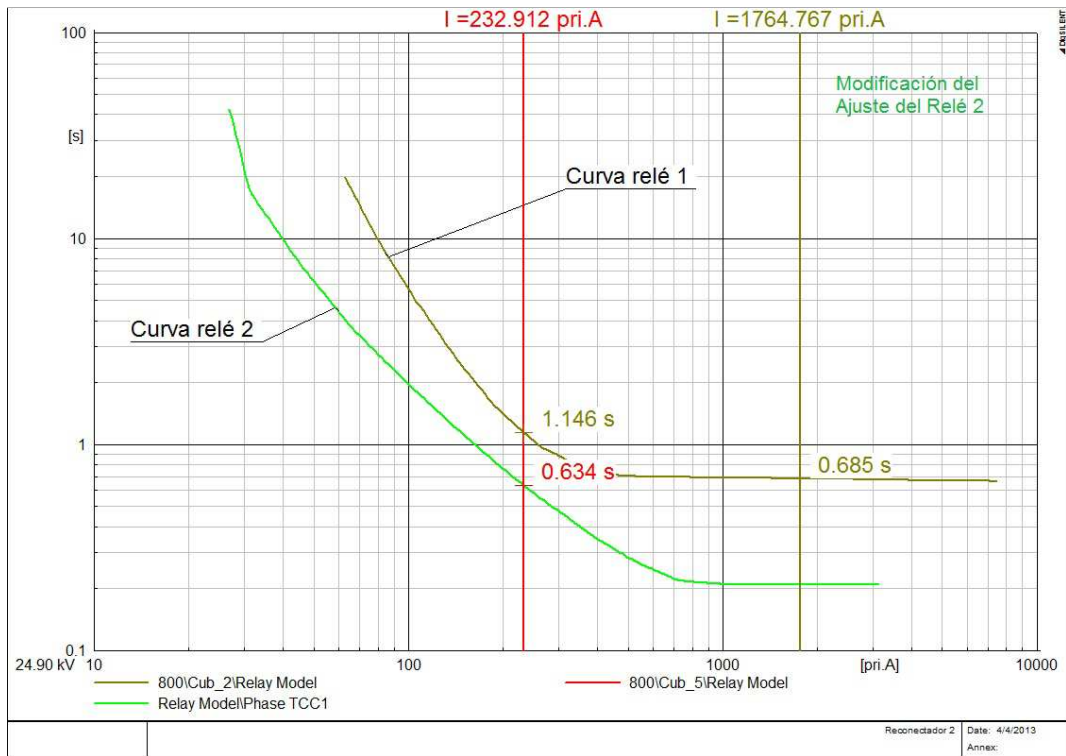


Figura 103: Problema disparo falso relé 2.

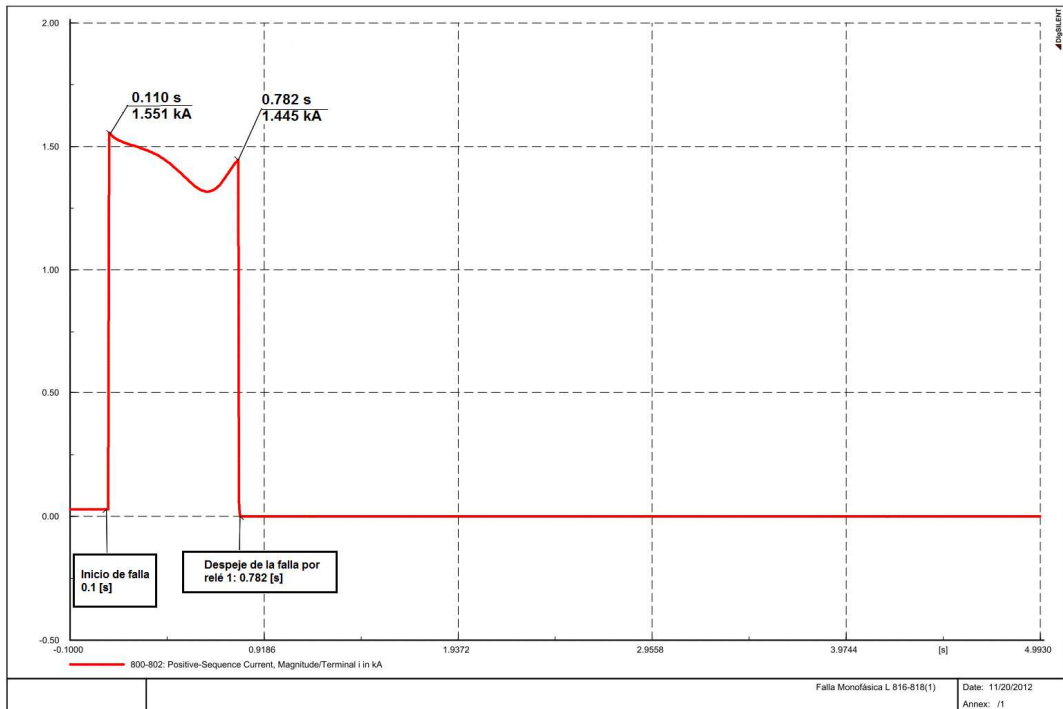


Figura 104: Tiempo de operación del relé 1

Algunas de las recomendaciones para mitigar el problema de disparo falso en coordinaciones relé-fusibles, corresponden a reconfigurar las curvas de tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente de los alimentadores que emergen de la misma subestación, de modo que la respuesta del relé de protección del alimentador sin GD sea más rápida que la del relé que protege al alimentador con interconexión de unidades de GD. Esto se logra cuando la curva del relé encargado de proteger al alimentador sin GD, se encuentra por debajo y a la izquierda de la curva del relé del alimentador con GD, como se observa en la siguiente figura.

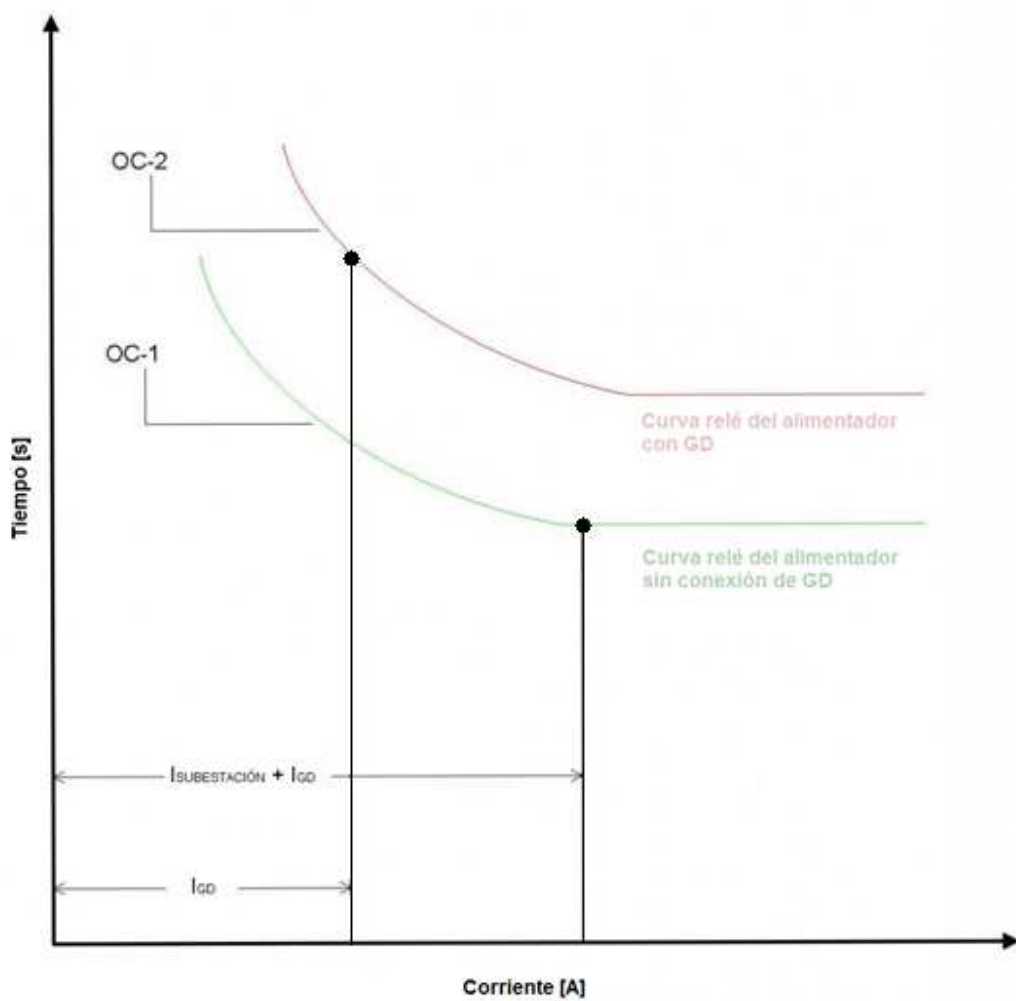


Figura 105: Despeje de corrientes de fallas en alimentadores radiales con interconexión de GD.

5.4 Despeje de Fallas con GD

Con los cambios en las configuraciones de las protecciones propuestos en los ítems anteriores, se salvaguardan los criterios de coordinación de protecciones. Así, en el circuito 1 al encontrarse sometido en una situación de falla, la curva de disparo rápido opera antes que el fusible, mientras que para el circuito 2, se elimina la indebida activación de la protección de cabecera por disparo falso.

Una práctica común en redes de distribución es el uso de reconectores automáticos con el fin de despejar fallas temporales, restaurando el suministro de energía con un bajo impacto, bajo la suposición de que la subestación instalada aguas arriba del alimentador es la única fuente de alimentación de la red. Con la presencia de GD en el sistema, surgen flujos adicionales a la alimentación por parte de la subestación, por lo que en condición de falla la operación del reconector del alimentador principal no asegura el despeje inmediato de ésta.

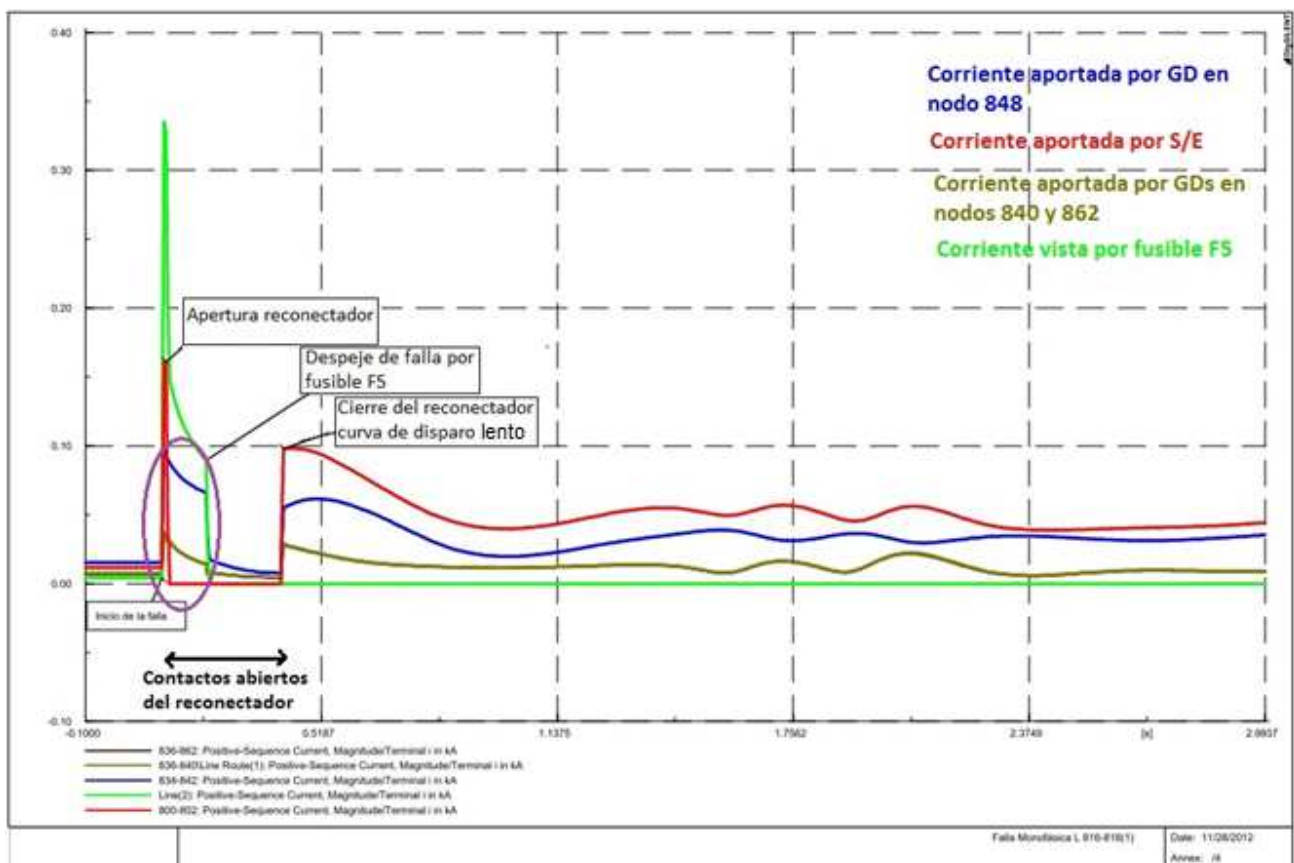


Figura 106: Despeje de falla con presencia de GD en la red.

La figura anterior, presenta de forma gráfica el despeje de una falla máxima en la zona de protección del fusible F5, para el caso 5, en donde se conectan unidades de GD en los nodos 840, 848 y 862. En ella, se observa que al momento de encontrarse los contactos abiertos del reconectador, la corriente vista por el fusible F5 decae, pero no complemente a cero. Esto se debe a que las unidades de GD conectados a la red se encuentran aportando corriente de cortocircuito al punto de falla, como se muestra en la figura 106, de este modo, las fallas temporales podrían no ser despejadas por la acción del reconectador.

La suposición de que la subestación es la única fuente de alimentación en el sistema de distribución es invalidada por la presencia de unidades de GD dispersos que también pueden energizar el circuito. Con el fin de evitar un daño importante, todos los dispositivos de protección de las unidades de GD tienen que estar cuidadosamente coordinados con el reconectador de cabecera. Si ocurre un fallo temporal en el alimentador y las unidades de GD no se desconectan, la falla será alimentada por los generadores, evitando la extinción del arco antes del intento de recierre del circuito, por lo que el intento de reconexión no tendrá éxito. Esto último trae como consecuencias en un aumento de exposición a esfuerzos de cortocircuitos innecesarios a los equipos del sistema de distribución, manteniéndose el arco, dañando a los conductores y aislaciones.

Por otro lado, si la falla es totalmente despejada en el intervalo de tiempo muerto del reconectador, recierres fuera de fase pueden ocurrir si las unidades de GD continúan conectadas al momento de la activación de recierre de la protección de cabecera, ya que por lo general en los sistemas de distribución no se realizan comprobación de sincronización en los alimentadores de distribución. Este recierre fuera de fase puede provocar una serie de problemas que pueden afectar tanto a las unidades de GD como al sistema de distribución. Dentro de los problemas destacan la aparición de elevados torques electromecánicos, dañando a generadores rotatorios conectados, formación de importantes transientes de sobrevoltajes, debido a la diferencia de los ángulos de voltaje de fase, que pueden dañar tanto a los dispositivos del alimentador como a los equipos de los clientes y severas corrientes *inrush* que pueden circular por los transformadores y motores conectados al alimentador.

Dos posibilidades inmediatas pueden ser llevadas para evitar los problemas de reconexión que afectan a un sistema con presencia de unidades de GD. La primera corresponde a la desconexión inmediata de las unidades de GD cuando ocurre una falla en el circuito al cual están conectadas, de acuerdo al estándar IEEE. Algunas tecnologías de GD presentan dificultades para detectar fallas, en esos casos, las unidades de GD tendrían severos problemas con la desconexión bajo condiciones de falla, requiriendo el uso complementario de esquemas de comunicación de ayuda, así al mismo tiempo en que el dispositivo de protección de cabecera del

alimentador principal dispara, se manda una señal de disparo remota al interruptor de la interconexión del generador, realizándose la desconexión del GD independientemente de si se ha detectado la condición de falla por parte del GD. Este mecanismo de desconexión del generador es realizado por medio de teledisparo, *remote transfer tripping*. Con la implementación de la norma IEC 61850, se espera que los esquemas de comunicación se favorezcan y mejoren, a través del intercambio de información y señales entre todos los dispositivos interconectados a la red Ethernet.

Por otro lado, los esquemas de reconexión pueden ser ligeramente modificados con el fin de integrar la presencia de unidades de GD interconectadas a la red. La nueva configuración puede incorporar chequeo de tensión antes de enviar la orden cierre del reconectador, de modo que el reconectador no se cierra hasta que la tensión aguas abajo es menor que un valor prefijado. El uso de la unidad de supervisión de tensión asegura que en el intento de volver a cerrar, ninguna unidad de GD se encuentre energizando el circuito.

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajo Futuro

En este capítulo se expondrán las conclusiones generales y las respectivas recomendaciones para futuras investigaciones.

6.1 Conclusiones

Los constantes requerimientos de energía eléctrica y la preocupación de los efectos medioambientales, que conllevan la generación de energía por medios convencionales, han planteado como alternativa la interconexión de unidades de GD al sistema de distribución. Sin embargo, la incorporación de GD puede provocar desafíos en los esquemas de protección implementados.

Los equipos de protección de la red de distribución se basan en la corriente medida para discernir si el equipo protegido se encuentra frente a una condición de falla. Con la interconexión de GD el sistema pierde su configuración radial, pudiendo cambiar la dirección y los niveles de las corrientes de cortocircuitos. Estas modificaciones pueden llevar a pérdidas de coordinación en las protecciones, encontrándose dentro de ellas la fatiga del fusible, la fusión frente a fallas temporales y el disparo falso.

La contribución ante una falla, por parte de un generador, depende del tipo de generador que se emplee, siendo de mayor magnitud el aporte para los generadores síncronos, más bajo para los generadores de inducción o asíncronos y finalmente, los de menor aporte, corresponden a las unidades de generación que utilizan inversores. De esta manera, si se presentan problemas de coordinación con GD que emplean como interfaz un inversor, se presentarán problemas también para el resto de las tecnologías de generación.

La interconexión de unidades de GD conlleva una disminución en el aporte de la corriente de falla proveniente de la subestación, aumentando dicho aporte a medida que el punto de instalación de la GD se aleja de la subestación y disminuye su potencia. El caso más desfavorable corresponde la instalación de un GD de gran magnitud aguas abajo de ubicación de la protección de cabecera del alimentador, por lo que si la corriente de disparo mínimo de dicho equipo fue seleccionado igual a la corriente de falla mínima presente en el sistema, la

disminución de la corriente vista por el reconectador no percibiría una falla en la red, insensibilizando al equipo. El caso contrario corresponde cuando la GD es conectada a la cola del alimentador, debido a que para cualquier falla en la red, la corriente de falla aportada por la subestación será la máxima posible.

Una medida para prevenir el impacto negativo sobre la coordinación de protecciones es determinar el nivel de penetración de GD que acepta la red antes de comenzar a presentar problemas. Los límites de penetración calculados dependen en gran medida del sistema, es decir, dependiendo de las características de las protecciones originales, configuraciones y niveles de cortocircuito, por lo cual se plantea un procedimiento para su evaluación. Los problemas más fáciles de ocurrir corresponden a la fatiga del fusible y fusión frente a fallas temporales, las cuales se deben evaluar por medio de la instalación de GD en el punto más cercano posible a la zona de protección que tenga el menor rango de coordinación reconectador-fusible, e ir aumentando paulatinamente la capacidad de la unidad de GD hasta alcanzar la intensidad de cortocircuito mínima para la pérdida de la coordinación. Los resultados del caso de estudio particular para el alimentador *IEEE 34 Node Test Feeder*, revelaron que con un 25% de capacidad de GD, respecto a la carga total del alimentador, se obtienen fallas por fatiga del fusible, mientras que con un 55% de capacidad de GD instalada, se presentan fallas por fusión del fusible frente a fallas temporales. El desarrollo de esta metodología facilitará la integración segura de las unidades de GD, permitiendo un ahorro financiero del sistema de distribución mediante la captura de las características más destacadas de la integración, como lo son, la disminución de las pérdidas en la red, el uso de energía renovable y el aplazo de los trabajos de expansión del sistema de transmisión y distribución.

La masificación de interconexión de unidades de GD puede provocar que se presenten simultáneamente para una misma falla problemas de fusión de fusibles y disparo falso, a diferencia en el caso de conexión de una unidad de GD en la cual sólo puede ocurrir una de las dos para una falla determinada. De este modo, el esquema de protección que se debe implementar para el caso de varias unidades debe ser más robusto que el caso de interconexión de una unidad de GD.

El estudio de sensibilidad de evolución de la corriente de falla respecto a variables como localización de la falla, ubicación y tamaño del GD, permitió determinar que los mayores de aporte de las unidades GD a las corrientes de fallas ocurren para fallas cercanas al punto de interconexión de las unidades de GD y para potencias de mayor magnitud. De esta manera, los equipos que pueden presentar mayores problemas por fusión frente a fallas temporales corresponden a los que se encuentran más próximos a la instalación del GD, excluyendo a los equipos que protegen las derivaciones laterales en donde se interconecta la unidades de GD, esto

se debe a que dichas protecciones no alcanzan a observar el aporte de la GD. De este modo, al presentarse una falla en la zona de protección de un fusible, al cual se encuentra conectado algún GD, el fusible presentará problemas de sensibilidad y rapidez, sometiendo a su zona de protección a esfuerzos eléctricos por un mayor tiempo.

El problema de disparo falso presenta mayor complicación en las redes compuestas de dos alimentadores que emergen de una misma subestación, dado que deja desenergizado a un alimentador en su totalidad, lo cual afecta negativamente en los índices de confiabilidad de la red, sometiendo a la red a pérdidas de ingresos, debido al valor de la energía no suministrada, e incrementa las penalizaciones realizadas por los organismos de regulación y control. Este problema fue observado cuando se tuvo un gran porcentaje de penetración de GD en uno de los alimentadores, cercano al 100% de las cargas conectadas, debido a que el aporte de la unidad de GD debe superar el umbral para el cual fue configurado el relé. Además, la característica tiempo-corriente del equipo de protección de cabecera del alimentador en el cual se produce la falla debe ser de característica más lenta que el alimentador al cual son interconectadas las unidades de GD.

Se hace inminente la utilización de protecciones con control electrónico en los sistemas con GD interconectada. Las modificaciones en los ajustes de la protección de cabecera para el cese de problemas en la coordinación de protecciones corresponden a la medida de menor impacto, esto se debe a que otras medidas incurren en mayores costos como la instalación de equipos de protección direccionales, pocos comunes en las redes de distribución y de mayor costo. Esta modificación en los ajustes de la protección de cabecera se realiza en base al estudio de cortocircuito del peor caso, es decir, frente al escenario de una eventual incorporación de una unidad de GD de capacidad de potencia igual a la carga del alimentador y en el nodo de instalación más cercano a la coordinación de dispositivos con menor margen. De esta manera, se garantiza la adecuada coordinación para la totalidad de la red.

Los equipos de GD insertos en la red, contribuyen en los cortocircuitos en presencia de un escenario de falla. En la coordinación reconectador-fusible este aporte, por parte de las máquinas, no alcanza a ser observado por la protección de cabecera, reconectador, lo cual genera una disparidad entre la corriente de falla observada entre ambos equipos, siendo mayor la corriente de falla medida por el fusible. La diferencia entre las fallas observadas puede ser no despreciable, originando que actúe el fusible antes que la operación rápida del reconectador para cualquier falla, fusión del fusible frente a fallas temporales. Esta acción no es recomendable en un sistema rural, debido a que un 80% de las fallas originadas en el sistema de distribución corresponden a fallas temporales, las cuales son eliminadas por medio de la desenergización momentánea a través de la operación rápida del reconectador, de este modo, se incurriría en

costos innecesarios en la reposición del fusible. Al interconectar un gran porcentaje de GD, ésta podría energizar, de manera no despreciable, la falla en el intervalo en que se encuentran abiertos los contactos del reconectador, de este modo, la falla podría no ser despejada por la acción de la curva de disparo rápido. Además, si la GD se encuentra conectada al sistema en el tiempo muerto del reconectador, al momento de recierre se conectarán dos sistemas no sincronizados, produciéndose daños en la GD y en la red.

6.2 Trabajo Futuro

Se prevé un aumento importante de interconexión de GD a al red de distribución, por lo tanto, surge la necesidad de modelar un sistema de coordinación adecuado para enfrentar un adecuado despeje de fallas sin dañar al sistema o al GD, como por ejemplo, por diferencias de voltajes, frecuencia y fases, al reconectar el sistema con presencia de GD en el sistema. Una solución podría ser la desconexión automática de las unidades de GD, pero esto no permitiría entregar respaldo de generación por parte de la GD.

La masificación de GD dentro de las redes de distribución trae un aumento en la dependencia de la alimentación de las cargas por parte de estos generadores, por lo que la desconexión de estas unidades en caso de fallas no es recomendable, requiriéndose implementar una adecuada coordinación entre el reconectador y la protección de interconexión de las unidades de GD con el fin de evitar problemas de sincronización fuera de fase y alimentación del arco de falla en intervalos de tiempo muerto del reconectador, sosteniendo la presencia de la falla dentro de la red.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio," Gobierno de Chile, Norma Técnica 2009.

- [2] Juan Alberto Bravo and Fernando Flatow , Componentes de la Dx y Características de la carga, 2011, Apuntes del curso: Gestión de la Distribución de Energía Eléctrica, Universidad de Chile.

- [3] Sergio Díaz, Introducción a las Protecciones de Instalaciones Eléctricas, 2011, Apuntes del curso: Protecciones de Instalaciones Eléctricas, Universidad de Chile.

- [4] Walter Brokering Christie, Rodrigo Palma Behnke, and Luis Vargas Díaz, *Norma Lúfque*, Primera ed. Santiago, Chile: Pearson, 2008.

- [5] Samuel Ramírez Castaño, *Protecciones de Sistemas Eléctricos*, Primera ed. Manizales, Colombia, 2003.

- [6] Luis Díaz Rozas, Mantenimiento Redes Aéreas MT/BT, 2011, Apuntes del curso Gestión de la Distribución de Energía Eléctrica, Universidad de Chile.

- [7] Medardo Navarro, Protecciones de Sistemas de Distribución, Universidad de la Frontera.

- [8] Marta Bravo de las Casas and Yumil Yanez Boza, "Retos a las Protecciones Eléctricas en las Redes de Distribución con Generación Distribuida," *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, vol. 17, no. 1, pp. 101-107, 2009.

- [9] Fomento y Reconstrucción Ministerio de Economía, "Aprueba Reglamento para Medios de Generación No convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos," Subsecretaria de Economía, Fomento y

Reconstrucción, Decreto 244 2006.

- [10] Rodrigo Palma Behnke, "Inserción de ERNC en el Mercado Eléctrico," in *Seminario Energías Renovables No Convencionales en Zonas Mineras*, 2010.
- [11] Jorge Herrera, "Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico," in *Distribución Eléctrica, PUCV*, 2009.
- [12] Ricardo Alberto Mohr Rioseco, "Inserción de Generadores de Energía Renovable en Redes de Distribución," Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería 2007.
- [13] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, "Norma técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión," Subsecretaria de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Norma Técnica 2007.
- [14] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2009.
- [15] W. El-khattam and T.S. Sidhu, "Resolving the Impact of Distributed Renewable Generation on Directional overcurrent Relay Coordination: A Case Study," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 4, pp. 415-425, 2008.
- [16] Jinjie Ma, Yuping Lu, Jiao Du, and Xia Lin, "A New Fault Location Scheme Based on Distributed Short-circuit Current in Distribution System with DGs," in *ICSET*, Singapore, 2008.
- [17] Karen Butler-Purry and Hamed Funmilayo, "Overcurrent Protection Issues for Radial Distribution Systems with Distributed Generators," U.S. National Science Foundation, 2009.
- [18] IEEE Power Engineering Society, "IEEE 34 Node Test Feeder," IEEE,.

- [19] IEEE Distribution Planning Working Group Report, "Radial Distribution Test Feeders," *Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, 1991.
- [20] Hamed Funmilayo, A New Approach to Mitigate the Impact of Distributed Generation on the Overcurrent Protection Scheme of Radial Distribution Feeders, 2008, Thesis.
- [21] Hamed Funmilayo, James Silva, and Karen Butler-Purry, "Overcurrent Protection for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 2, April 2012.
- [22] Francisco Gonzalez-Longatt, *Tecnologías Empleadas en Generación Distribuida*, 2008, Sistemas de Generación Distribuida.
- [23] J.C. Gómez , J. Vaschetti, and C.V. Coyos, "Generación Distribuida: Tipo de Conexión del Transformador de Interconexión," in *Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ*, Puerto de Iguazú, 2009.
- [24] J.C. Gómez, S.M. Nesci, and F.A. Barbero, "Corrientes de Cortocircuito de Generadores Eólicos: Modelado y Comprobación Experimental," in *Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ*, Puerto Iguazú, 2009.
- [25] Carlos Arroyo Arana, "Protección de Fallas a Tierra en Sistemas de Distribución," Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, 1998.
- [26] James Silva, Hamed Funmilayo, and Karen Butler-Purry, "Impact of Distributed Generation on the IEEE 34 Node Radial Test Feeder with Overcurrent Protection," in *Power Symposium*, 2007, pp. 49-57.
- [27] Tarek Abdel-Galil et al., "Protection Coordination Planning with Distributed Generation," Canmet Energy Technology Centre, Québec, Clean Energy Technologies 2007.

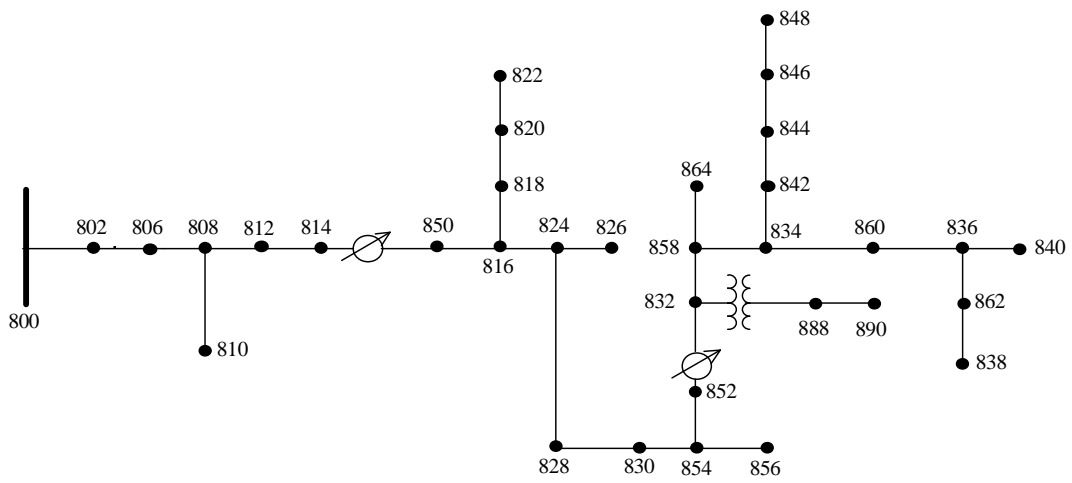
- [28] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, "An Appropriate Distributed Generation Sizing Considering Recloser-Fuse Coordination," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific*, 2005, pp. 1-6.
- [29] Surachai Chaitusaney and Akihiko Yokoyama, "Prevention of Reliability Degradation from Recloser-Fuse Miscoordination due to Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 2545-2554 , October 2008.
- [30] Oscar Felipe Tuta and Ricardo Hincapié, "Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida," *Scientia et Technica*, no. 49, Diciembre 2011.

Anexo A

Características de la Red Radial de Pruebas

IEEE 34 Node Test Feeder

IEEE 34 Node Test Feeder



Overhead Line Configurations (Config.)

Config.	Phasing	Phase ACSR	Neutral ACSR	Spacing ID
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Line Segment Data

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Transformer Data

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2500	69 - D	24.9 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 - Gr. W	1.9	4.08

Spot Loads

Node	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-4 kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Distributed Loads

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Shunt Capacitors

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Regulator Data

Regulator ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A - B - C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.7	2.7	2.7
X - Setting:	1.6	1.6	1.6
Voltage Level:	122	122	122

Regulator ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A - B - C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.5	2.5	2.5
X - Setting:	1.5	1.5	1.5
Voltage Level:	124	124	124

IEEE 34 Node Test Feeder

Impedances

Configuration 300:

----- Z & B Matrices Before Changes -----

Z (R +jX) in ohms per mile

1.3368	1.3343	0.2101	0.5779	0.2130	0.5015
		1.3238	1.3569	0.2066	0.4591
				1.3294	1.3471

B in micro Siemens per mile

5.3350	-1.5313	-0.9943
	5.0979	-0.6212
		4.8880

Configuration 301:

Z (R +jX) in ohms per mile

1.9300	1.4115	0.2327	0.6442	0.2359	0.5691
		1.9157	1.4281	0.2288	0.5238
				1.9219	1.4209

B in micro Siemens per mile

5.1207	-1.4364	-0.9402
	4.9055	-0.5951
		4.7154

Configuration 302:

Z (R +jX) in ohms per mile

2.7995	1.4855	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B in micro Siemens per mile

4.2251	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000
		0.0000

Configuration 303:

Z (R +jX) in ohms per mile

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		2.7995	1.4855	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B in micro Siemens per mile

0.0000	0.0000	0.0000
	4.2251	0.0000
		0.0000

Configuration 304:

Z (R +jX) in ohms per mile

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		1.9217	1.4212	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B in micro Siemens per mile

0.0000	0.0000	0.0000
	4.3637	0.0000
		0.0000

Anexo B

Estudio Flujo de Carga con adición de GD

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga una vez que las unidades de GD fueron interconectadas al sistema. A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos en los nuevos casos de estudios. Los valores de corriente destacados con color rojo, corresponden a los segmentos del circuito en donde la dirección de la corriente cambio de dirección con respecto a la red sin unidades de GD interconectadas.

Tabla 36: Estudio Flujo de Carga para el caso 1.

Fusibles	De Nodo	Hacia Nodo	Corriente de Carga [A]		
			Caso Base	Caso 1	% de Cambio
F1	808	810	0,397	0,389	2,02
F2	816	808	4,276	4,174	2,39
F3	824	826	1,032	1,002	2,91
F4	854	856	0,094	0,090	4,26
F5	832	888	4,087	4,644	13,63
F6	858	864	0,051	0,049	3,92
F7	834	842	5,821	3,394	41,69
F8	836	862	0,726	0,691	4,82
F9	844	Cap-844	2,293	2,403	4,80
F10	848	Cap-848	3,437	3,605	4,89
F11	836	840	1,309	6,634	406,80
F12	888	890	24,474	27,808	13,62

Tabla 37: Estudio Flujo de Carga para el caso 2.

Fusibles	De Nodo	Hacia Nodo	Corriente de Carga [A]		
			Caso Base	Caso 2	% de Cambio
F1	808	810	0,397	0,389	2,02
F2	816	808	4,276	4,174	2,39
F3	824	826	1,032	1,002	2,91
F4	854	856	0,094	0,090	4,26
F5	832	888	4,087	4,644	13,63
F6	858	864	0,051	0,049	3,92
F7	834	842	5,821	3,394	41,69
F8	836	862	0,726	0,691	4,82
F9	844	Cap-844	2,293	2,403	4,80
F10	848	Cap-848	3,437	3,605	4,89
F11	836	840	1,309	6,634	406,80
F12	888	890	24,474	27,808	13,62

Tabla 38: Estudio Flujo de Carga para el caso 3.

Fusibles	De Nodo	Hacia Nodo	Corriente de Carga [A]		
			Caso Base	Caso 3	% de Cambio
F1	808	810	0,397	0,389	2,02
F2	816	808	4,276	4,174	2,39
F3	824	826	1,032	1,002	2,91
F4	854	856	0,094	0,090	4,26
F5	832	888	4,087	4,644	13,63
F6	858	864	0,051	0,049	3,92
F7	834	842	5,821	3,394	41,69
F8	836	862	0,726	7,074	874,38
F9	844	Cap-844	2,293	2,403	4,80
F10	848	Cap-848	3,437	3,605	4,89
F11	836	840	1,309	1,247	4,74
F12	888	890	24,474	27,808	13,62

Tabla 39: Estudio Flujo de Carga para el caso 4.

Fusibles	De Nodo	Hacia Nodo	Corriente de Carga [A]		
			Caso Base	Caso 4	% de Cambio
F1	808	810	0,397	0,389	2,02
F2	816	808	4,276	4,174	2,39
F3	824	826	1,032	1,002	2,91
F4	854	856	0,094	0,090	4,26
F5	832	888	4,087	4,644	13,63
F6	858	864	0,051	0,049	3,92
F7	834	842	5,821	3,394	41,69
F8	836	862	0,726	7,074	874,38
F9	844	Cap-844	2,293	2,403	4,80
F10	848	Cap-848	3,437	3,605	4,89
F11	836	840	1,309	1,247	4,74
F12	888	890	24,474	27,808	13,62

Tabla 40: Estudio Flujo de Carga para el caso 5.

Fusibles	De Nodo	Hacia Nodo	Corriente de Carga [A]		
			Caso Base	Caso 5	% de Cambio
F1	808	810	0,397	0,389	2,02
F2	816	808	4,276	4,174	2,39
F3	824	826	1,032	1,002	2,91
F4	854	856	0,094	0,090	4,26
F5	832	888	4,087	4,644	13,63
F6	858	864	0,051	0,049	3,92
F7	834	842	5,821	3,394	41,69
F8	836	862	0,726	7,074	874,38
F9	844	Cap-844	2,293	2,403	4,80
F10	848	Cap-848	3,437	3,605	4,89
F11	836	840	1,309	1,247	4,74
F12	888	890	24,474	27,808	13,62

Tabla 41: Estudio Flujo de Carga para el caso 6.

Fusibles	De Nodo	Hacia Nodo	Corriente de Carga [A]		
			Caso Base	GD 460 kVA en 802	% de Cambio
F1	808	810	0,397	0,386	2,77
F2	816	808	4,276	4,259	0,40
F3	824	826	1,032	1,018	1,36
F4	854	856	0,094	0,090	4,26
F5	832	888	4,087	4,674	14,36
F6	858	864	0,051	0,049	3,92
F7	834	842	5,821	10,404	78,73
F8	836	862	0,726	7,086	876,03
F9	844	Cap-844	2,293	2,397	4,54
F10	848	Cap-848	3,437	3,596	4,63
F11	836	840	1,309	6,645	407,64
F12	888	890	24,474	27,989	14,36

Estudio de Cortocircuitos con adición de GD

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del estudio de cortocircuitos para las fallas máximas una vez que las unidades de GD fueron interconectadas al sistema. A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos en los nueve casos de estudios. Los valores de corriente destacados con color rojo, corresponden a los segmentos del circuito en se presentaron problemas de coordinación con la instalación de unidades de GD.

Tabla 42: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 1.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 1	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	643,027	9,35	
F2	Monofásica a tierra	266,842	314,306	17,79	
F3	Monofásica a tierra	251,883	299,942	19,08	
F4	Monofásica a tierra	221,726	269,583	21,58	
F5	Trifásica a tierra	173,644	255,364	47,06	Fatiga del Fusible
F6	Monofásica a tierra	161,517	214,338	32,70	
F7	Trifásica a tierra	166,251	236,675	42,36	
F8	Trifásica a tierra	163,179	272,460	66,97	
F9	Trifásica a tierra	165,164	276,288	67,28	
F10	Trifásica a tierra	162,464	271,079	66,85	
F11	Trifásica a tierra	163,130	230,718	41,43	
F12	Trifásica a tierra	536,070	645,354	20,39	

Tabla 43: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 2.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 2	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	645,718	9,81	
F2	Monofásica a tierra	266,842	316,699	18,68	
F3	Monofásica a tierra	251,883	302,341	20,03	
F4	Monofásica a tierra	221,726	271,926	22,64	
F5	Trifásica a tierra	173,644	296,068	70,50	Fatiga del Fusible
F6	Monofásica a tierra	161,517	217,833	34,87	
F7	Trifásica a tierra	166,251	248,287	49,34	
F8	Trifásica a tierra	163,179	243,880	49,46	
F9	Trifásica a tierra	165,164	288,161	74,47	
F10	Trifásica a tierra	162,464	282,583	73,94	
F11	Trifásica a tierra	163,13	243,793	49,45	
F12	Trifásica a tierra	536,07	685,920	27,95	

Tabla 44: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 3.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 3	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	643,033	9,35	
F2	Monofásica a tierra	266,842	314,310	17,79	
F3	Monofásica a tierra	251,883	299,947	19,08	
F4	Monofásica a tierra	221,726	269,587	21,59	
F5	Trifásica a tierra	173,644	255,377	47,07	Fatiga del Fusible
F6	Monofásica a tierra	161,517	214,343	32,71	
F7	Trifásica a tierra	166,251	236,686	42,37	
F8	Trifásica a tierra	163,179	230,809	41,45	
F9	Trifásica a tierra	165,164	276,3	67,29	
F10	Trifásica a tierra	162,464	271,091	66,86	
F11	Trifásica a tierra	163,13	272,349	66,95	
F12	Trifásica a tierra	536,07	645,371	20,39	

Tabla 45: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 4.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 4	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	642,939	9,34	
F2	Monofásica a tierra	266,842	314,235	17,76	
F3	Monofásica a tierra	251,883	299,875	19,05	
F4	Monofásica a tierra	221,726	269,587	21,59	
F5	Trifásica a tierra	173,644	255,377	47,07	Fatiga del Fusible
F6	Monofásica a tierra	161,517	214,343	32,71	
F7	Trifásica a tierra	166,251	236,686	42,37	
F8	Trifásica a tierra	163,179	230,809	41,45	
F9	Trifásica a tierra	165,164	276,3	67,29	
F10	Trifásica a tierra	162,464	271,091	66,86	
F11	Trifásica a tierra	163,13	272,349	66,95	
F12	Trifásica a tierra	536,07	645,371	20,39	

Tabla 46: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 5.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 5	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	654,289	11,27	
F2	Monofásica a tierra	266,842	325,201	21,87	
F3	Monofásica a tierra	251,883	311,218	23,56	
F4	Monofásica a tierra	221,726	281,243	26,84	
F5	Trifásica a tierra	173,644	296,068	70,50	Fatiga del Fusible
F6	Monofásica a tierra	161,517	228,929	41,74	
F7	Trifásica a tierra	166,251	278,217	67,35	
F8	Trifásica a tierra	163,179	272,460	66,97	
F9	Trifásica a tierra	165,164	317,572	92,28	
F10	Trifásica a tierra	162,464	310,622	91,19	
F11	Trifásica a tierra	163,13	272,349	66,95	
F12	Trifásica a tierra	536,07	685,920	27,95	

Tabla 47: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 6.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 6	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	663,174	12,78	
F2	Monofásica a tierra	266,842	334,146	25,22	
F3	Monofásica a tierra	251,883	320,559	27,27	
F4	Monofásica a tierra	221,726	291,056	31,27	
F5	Trifásica a tierra	173,644	336,649	93,87	Fusión falla temporal
F6	Monofásica a tierra	161,517	241,784	49,70	
F7	Trifásica a tierra	166,251	278,217	67,35	
F8	Trifásica a tierra	163,179	312,676	91,62	
F9	Trifásica a tierra	165,164	360,134	118,05	
F10	Trifásica a tierra	162,464	351,162	116,15	
F11	Trifásica a tierra	163,13	312,530	91,58	
F12	Trifásica a tierra	536,07	719,947	34,30	

Tabla 48: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 7.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 7	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	662,683	12,69	Fatiga del Fusible
F2	Monofásica a tierra	266,842	333,601	25,02	
F3	Monofásica a tierra	251,883	319,971	27,03	
F4	Monofásica a tierra	221,726	290,405	30,97	
F5	Trifásica a tierra	173,644	374,430	115,63	Fusión falla temporal
F6	Monofásica a tierra	161,517	241,595	49,58	
F7	Trifásica a tierra	166,251	373,534	124,68	Disparo Falso
F8	Trifásica a tierra	163,179	365,214	123,81	
F9	Trifásica a tierra	165,164	371,293	124,80	
F10	Trifásica a tierra	162,464	366,379	125,51	
F11	Trifásica a tierra	163,13	322,345	97,60	
F12	Trifásica a tierra	536,07	651,974	21,62	

Tabla 49: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 8.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 8	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	662,571	12,68	Fatiga del Fusible
F2	Monofásica a tierra	266,842	333,501	24,98	
F3	Monofásica a tierra	251,883	319,874	26,99	
F4	Monofásica a tierra	221,726	290,314	30,93	
F5	Trifásica a tierra	173,644	373,993	115,38	Fusión falla temporal
F6	Monofásica a tierra	161,517	241,481	49,51	Fatiga del Fusible
F7	Trifásica a tierra	166,251	372,951	124,33	
F8	Trifásica a tierra	163,179	369,950	126,71	
F9	Trifásica a tierra	165,164	369,061	123,45	
F10	Trifásica a tierra	162,464	359,681	121,39	
F11	Trifásica a tierra	163,13	243,793	49,45	Disparo Falso
F12	Trifásica a tierra	536,07	651,699	21,57	

Tabla 50: Estudio de Cortocircuitos falla máxima para el caso 9.

Fusibles	Tipo de Falla	Corriente de Cortocircuito Máx. [A]			Problema Observado
		Caso Base	Caso 9	% de Aumento	
F1	Monofásica a tierra	588,034	662,6	12,68	Fatiga del Fusible
F2	Monofásica a tierra	266,842	333,527	24,99	
F3	Monofásica a tierra	251,883	319,899	27,00	
F4	Monofásica a tierra	221,726	290,338	30,94	
F5	Trifásica a tierra	173,644	374,113	115,45	Fusión falla temporal
F6	Monofásica a tierra	161,517	241,511	49,53	Fatiga del Fusible
F7	Trifásica a tierra	166,251	373,068	124,40	
F8	Trifásica a tierra	163,179	370,219	126,88	Disparo Falso
F9	Trifásica a tierra	165,164	369,178	123,52	
F10	Trifásica a tierra	162,464	359,796	121,46	
F11	Trifásica a tierra	163,13	327,052	100,49	
F12	Trifásica a tierra	536,07	651,774	21,58	

Anexo C

Representación gráfica de problemas de coordinación por fatiga del fusible

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del estudio de cortocircuitos al implementar la interconexión de unidades de GD. A continuación se presentan los gráficos de las curvas tiempo-corriente de los casos que presentaron fatiga de fusible.

➤ Caso 1

Tabla 51: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 1.

Zona de Protección	Tipo de Falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Máx Falla	255,364	0,053	0,042	0,068	1,324

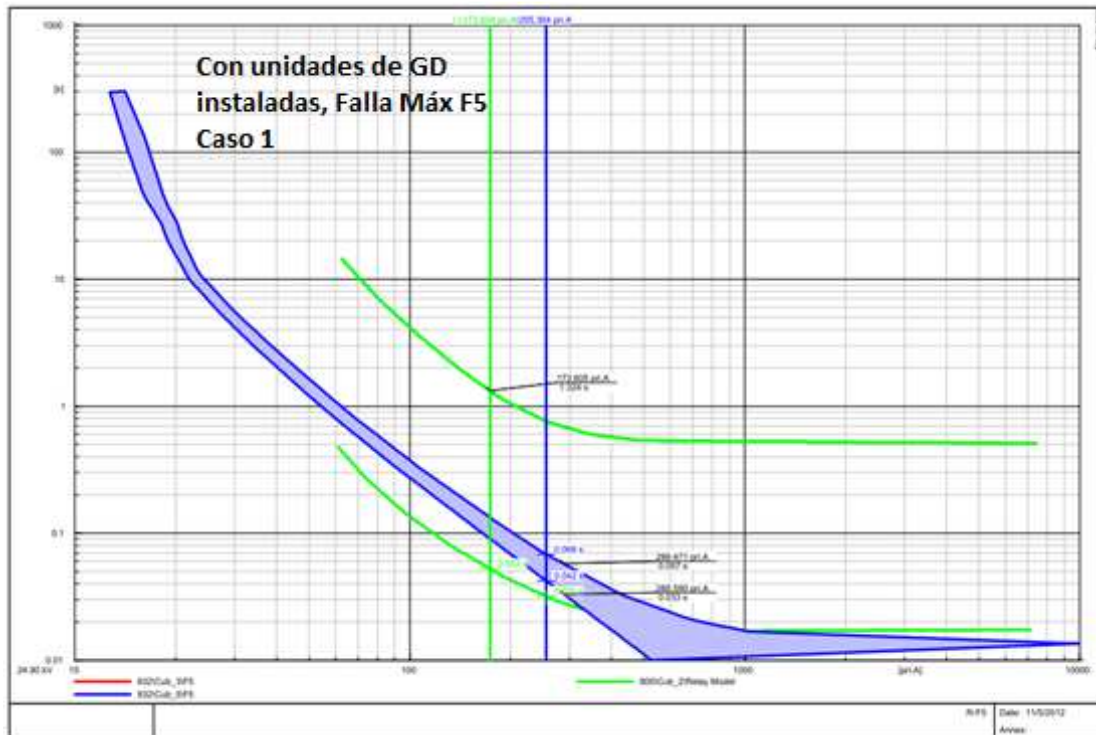


Figura 107: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F5, caso 1.

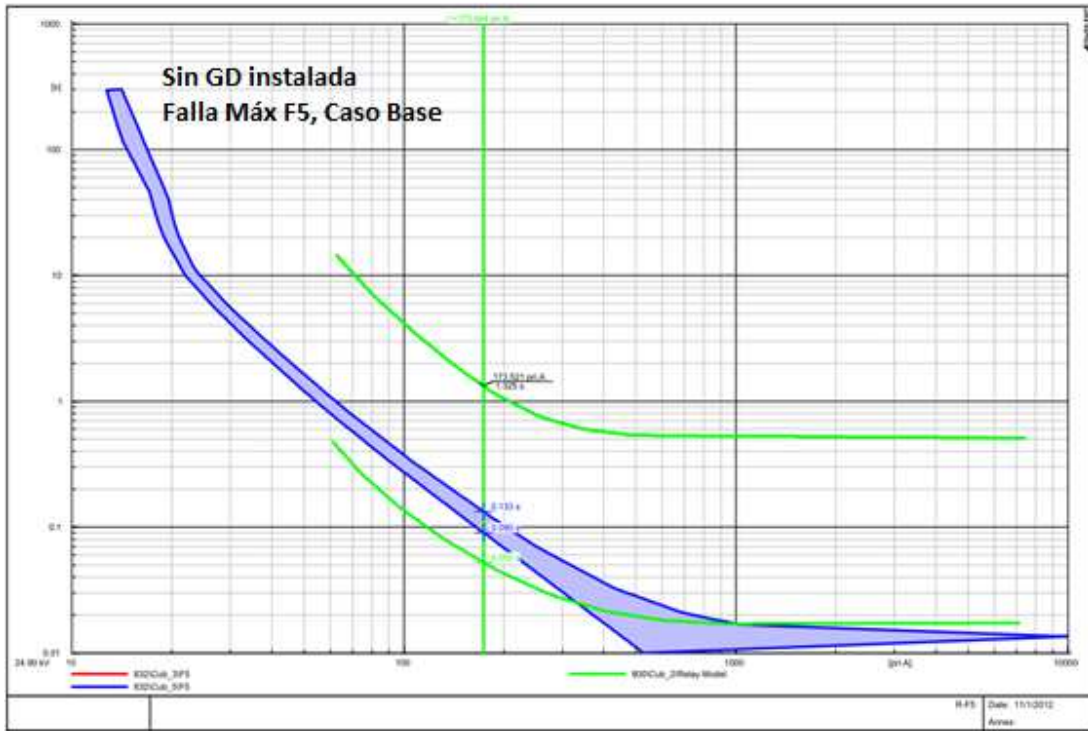


Figura 108: Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 2

Tabla 52: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 2.

Zona de Protección	Tipo de Falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Mín Falla	165,220	0,115	0,101	0,148	3,406
F5	Máx Falla	296,068	0,053	0,031	0,055	1,325

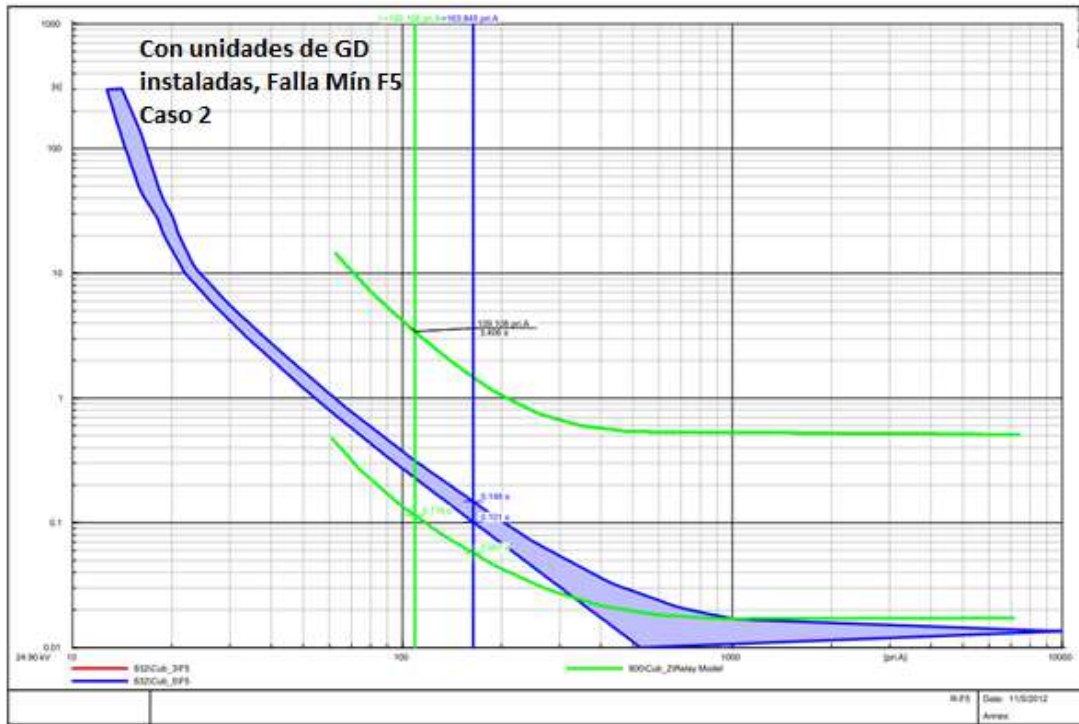


Figura 109 Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F5, caso 2.

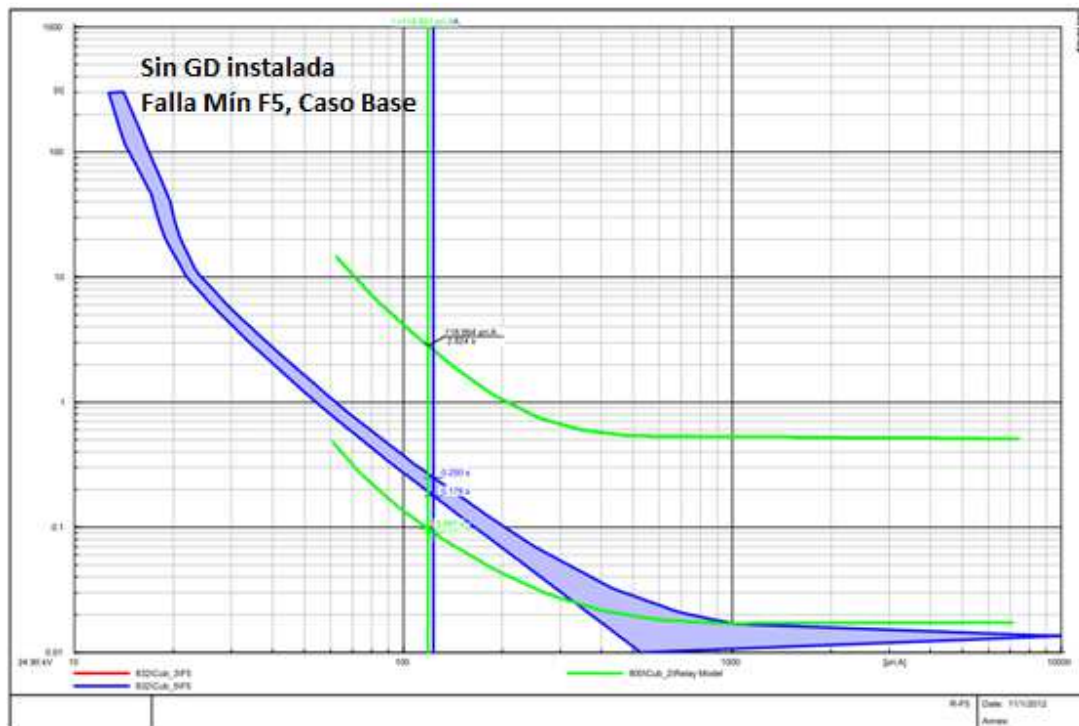


Figura 110: Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.

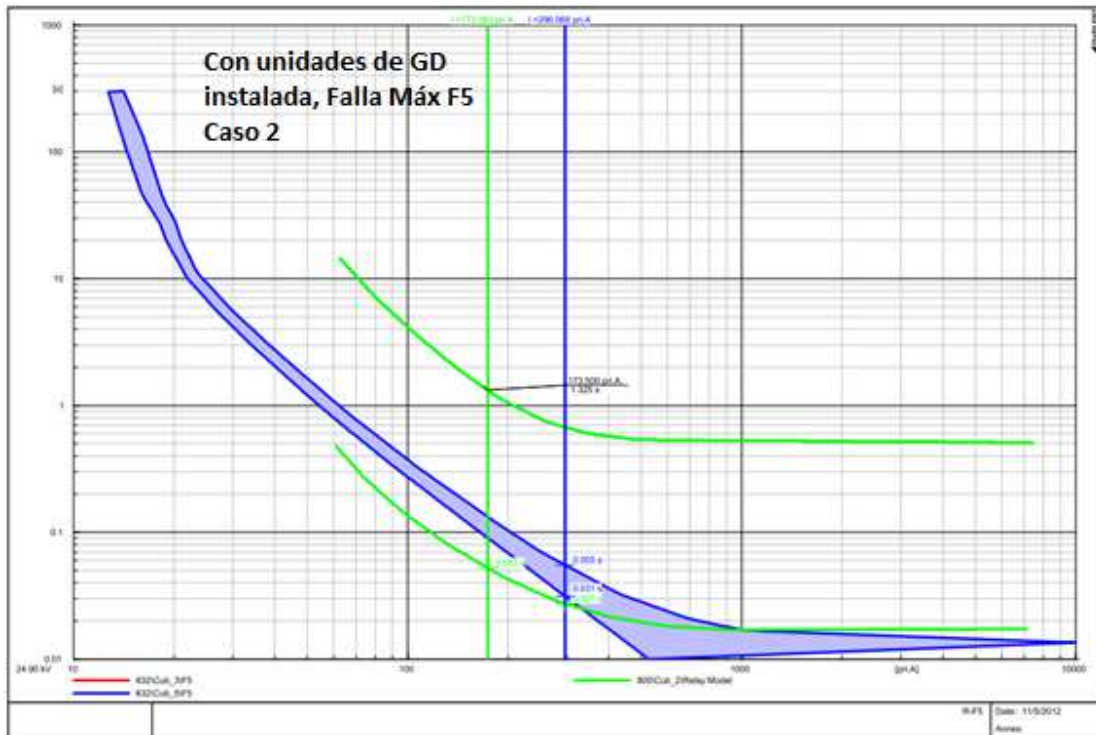


Figura 111: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F5, caso 2.

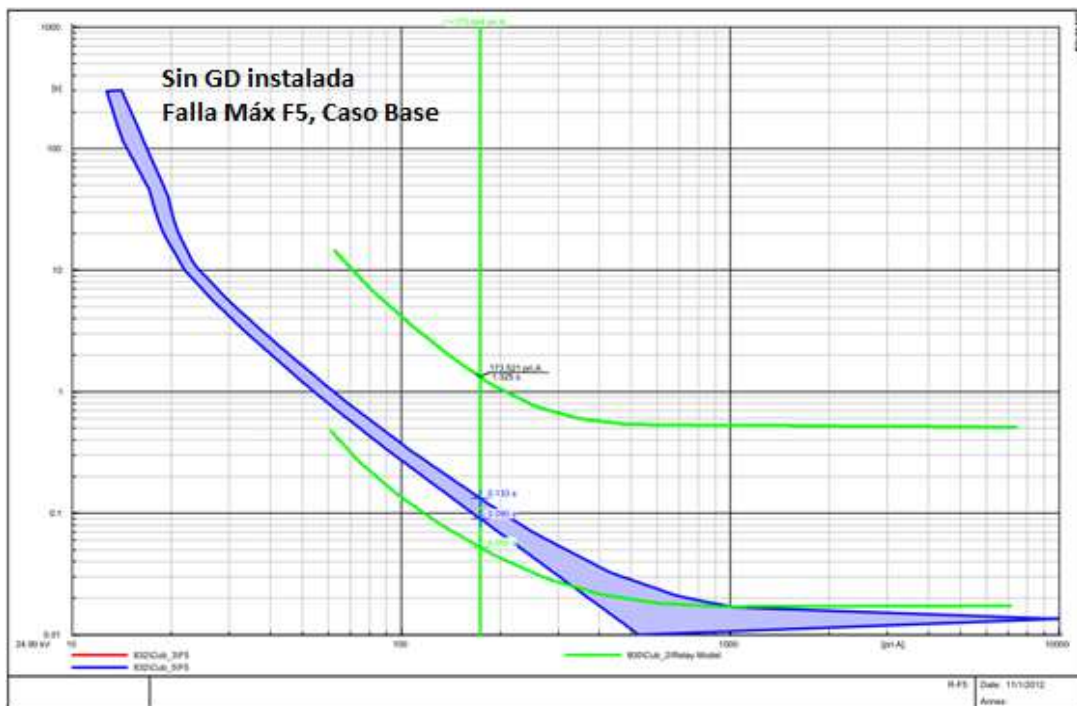


Figura 112: Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 3 y 4

Tabla 53: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 3.

Zona de Protección	Tipo de Falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Máx Falla	255,377	0,053	0,042	0,068	1,325

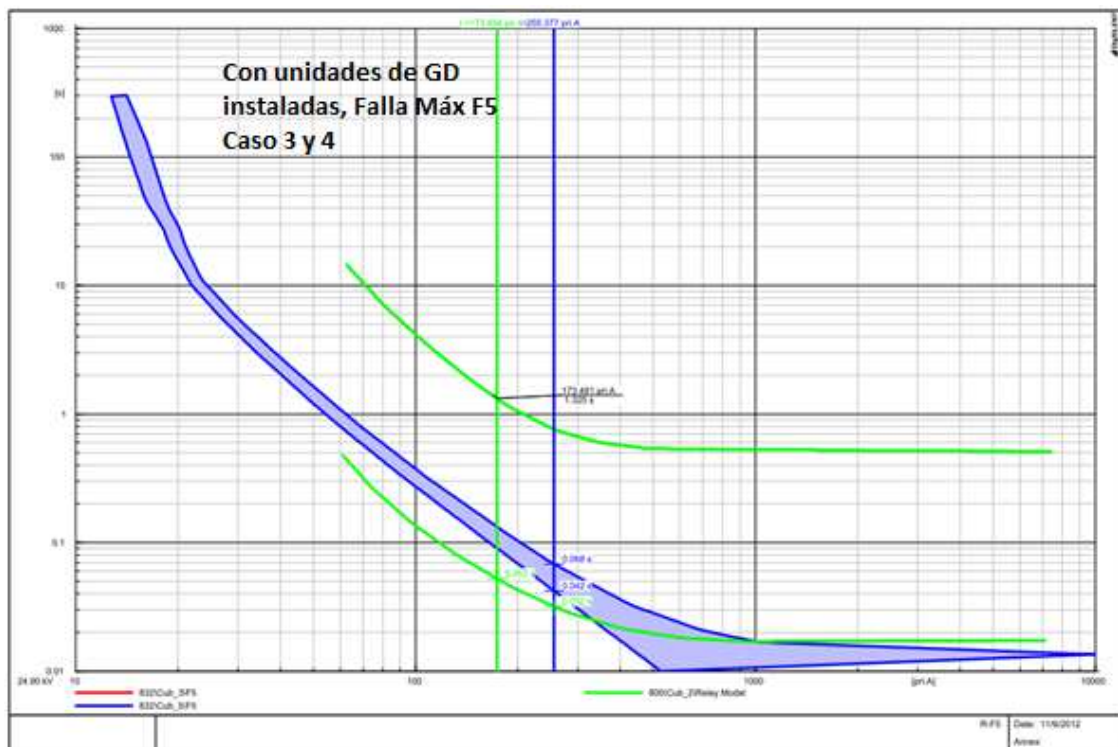


Figura 113: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F5, caso 3 y 4.

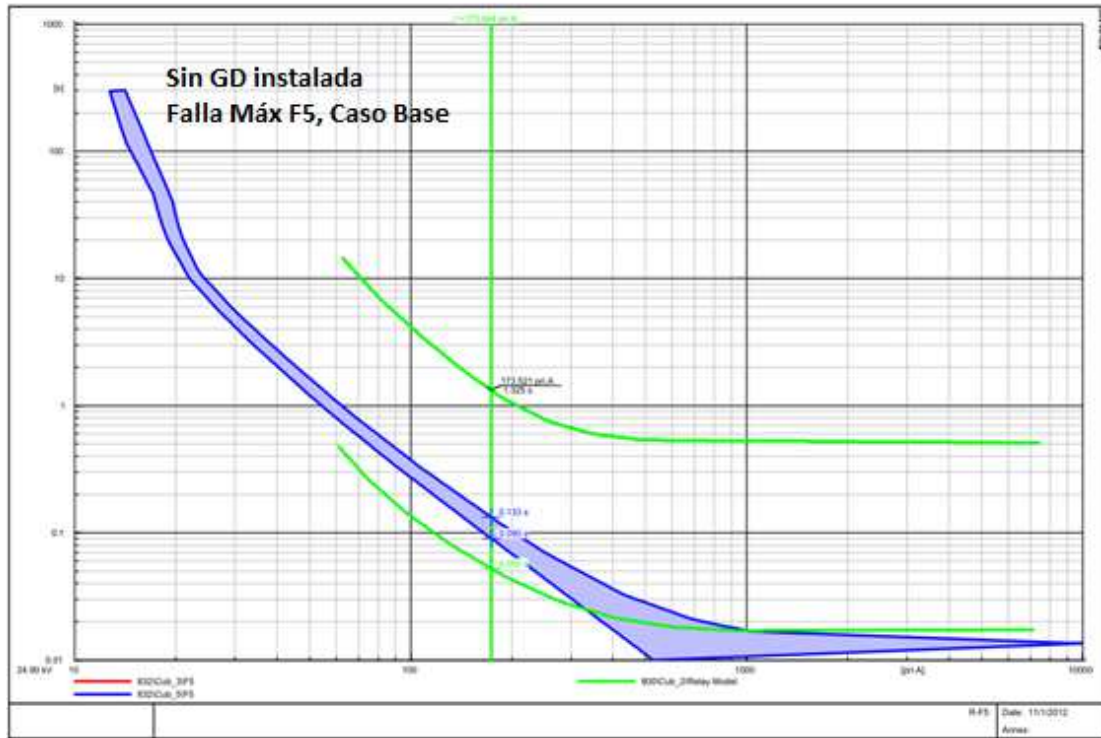


Figura 114: Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 5

Tabla 54: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 5.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F1	Máx Falla	654,289	0,018	0,018	0,052	0,535
F5	Mín Falla	158,878	0,119	0,108	0,157	3,566
F5	Máx Falla	296,068	0,053	0,031	0,055	1,324

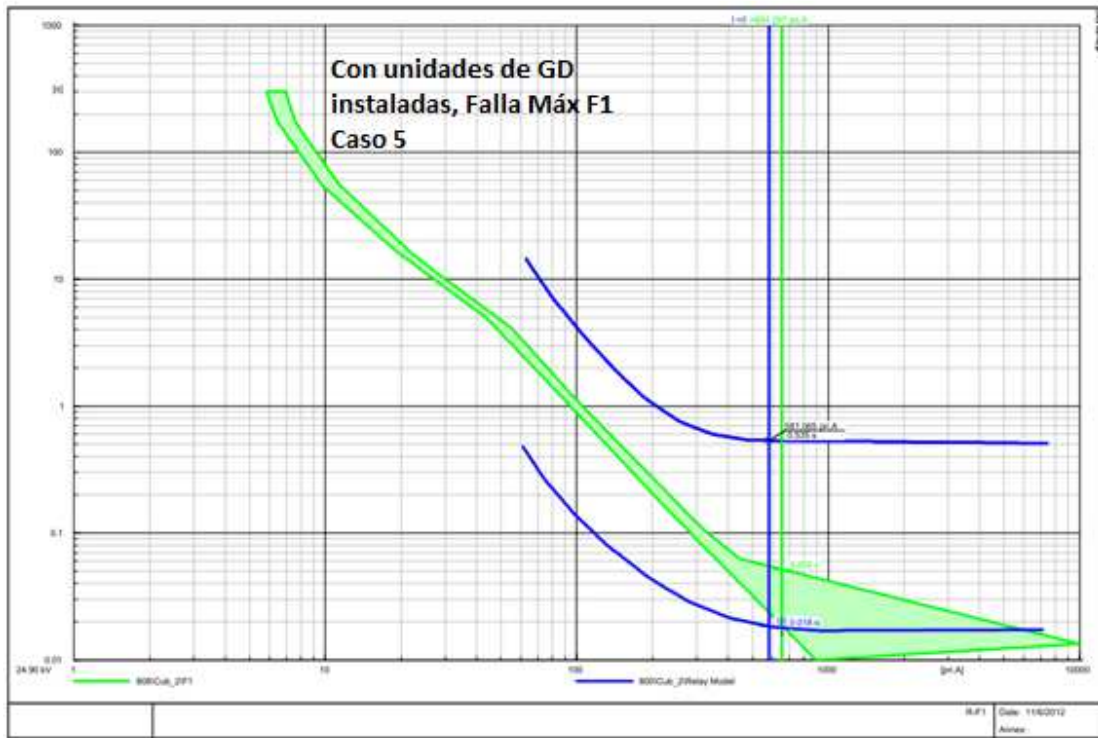


Figura 115: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 5.

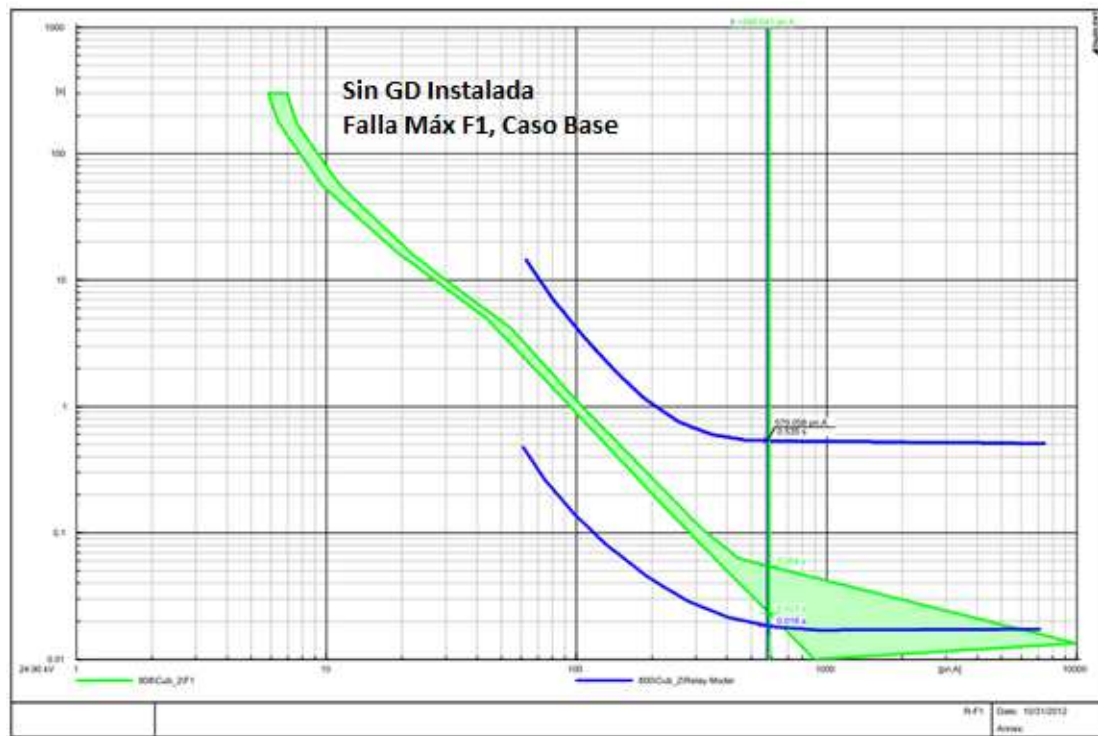


Figura 116: Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.

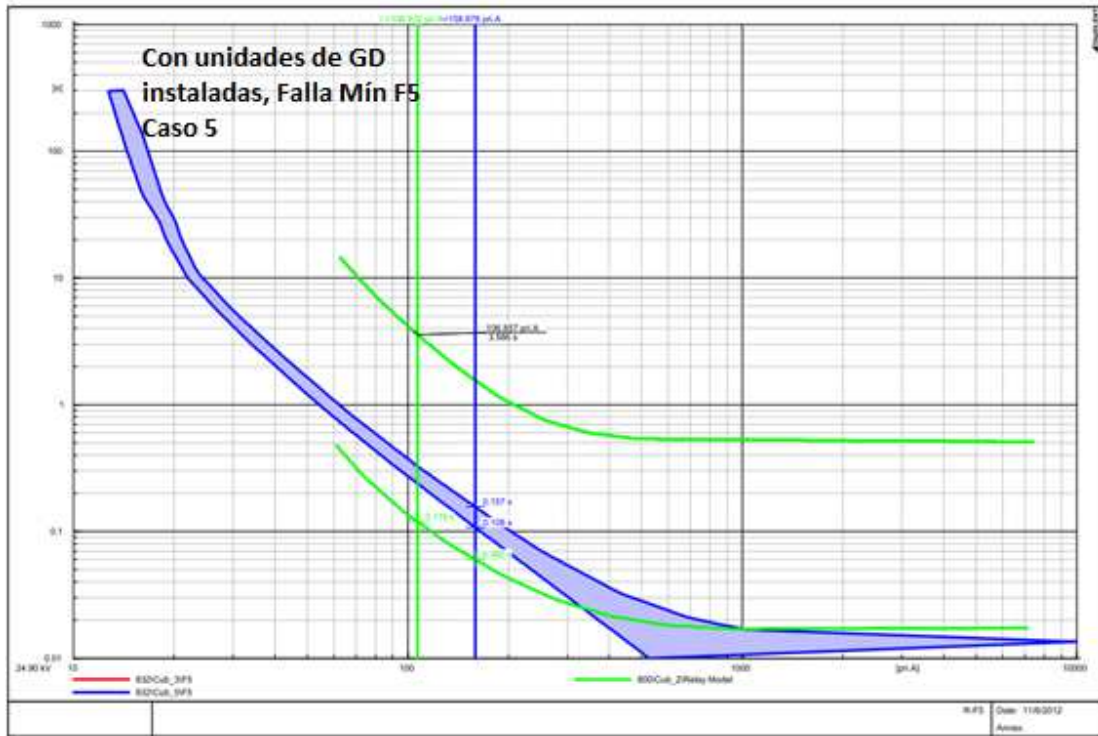


Figura 117: Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F5, caso 5.

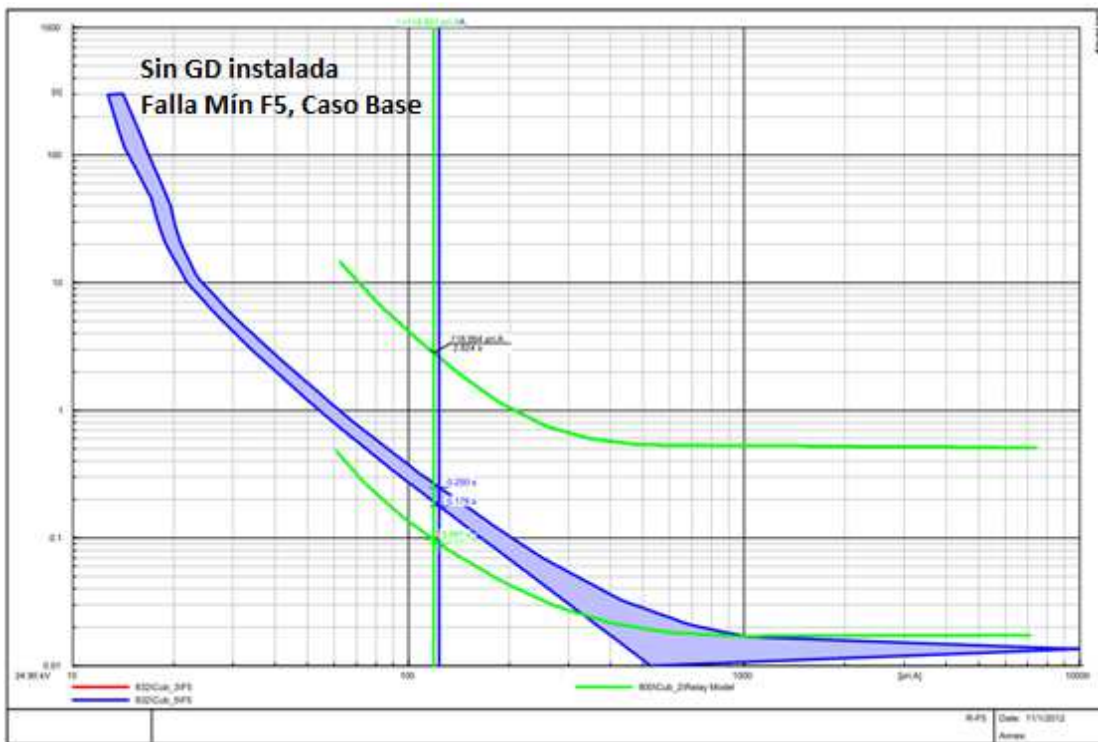


Figura 118: Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.

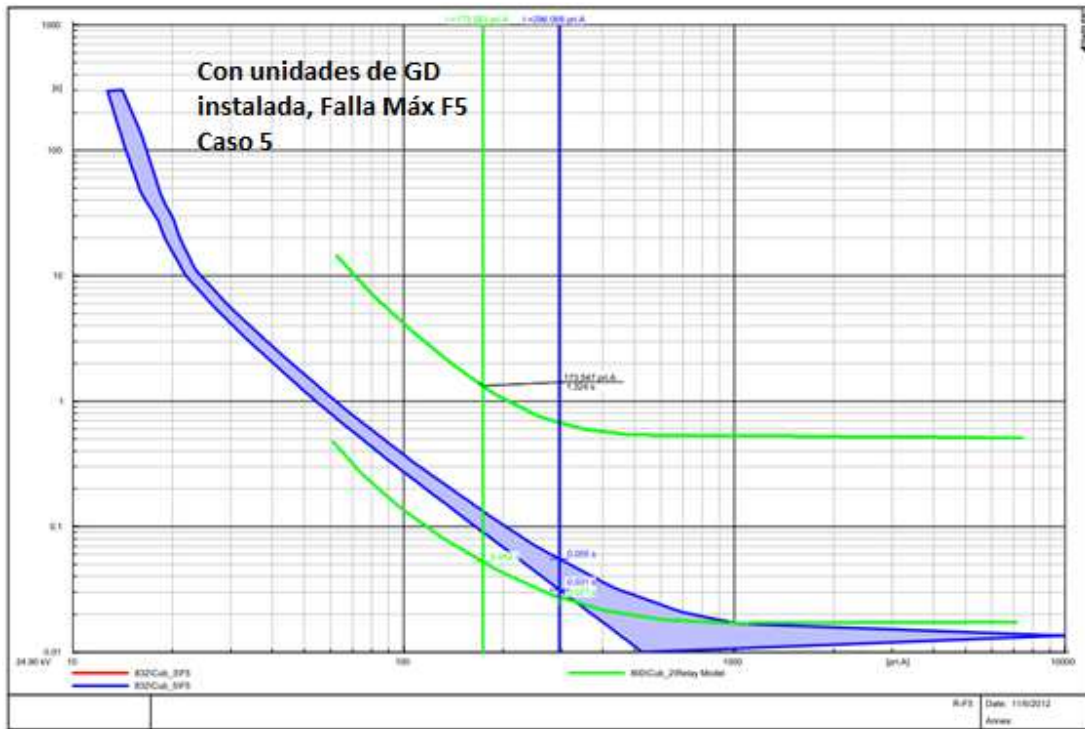


Figura 119: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F5, caso 5.

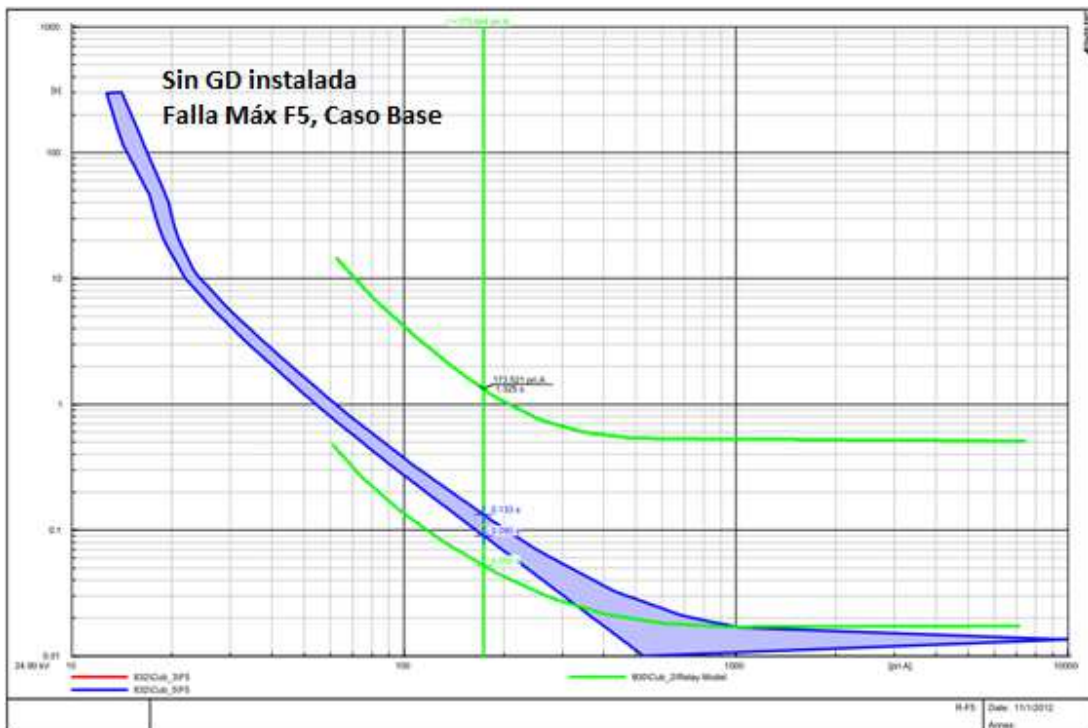


Figura 120: Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 6

Tabla 55: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 6.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F1	Máx Falla	663,174	0,018	0,018	0,051	0,535
F5	Mín Falla	168,015	0,124	0,096	0,141	3,746

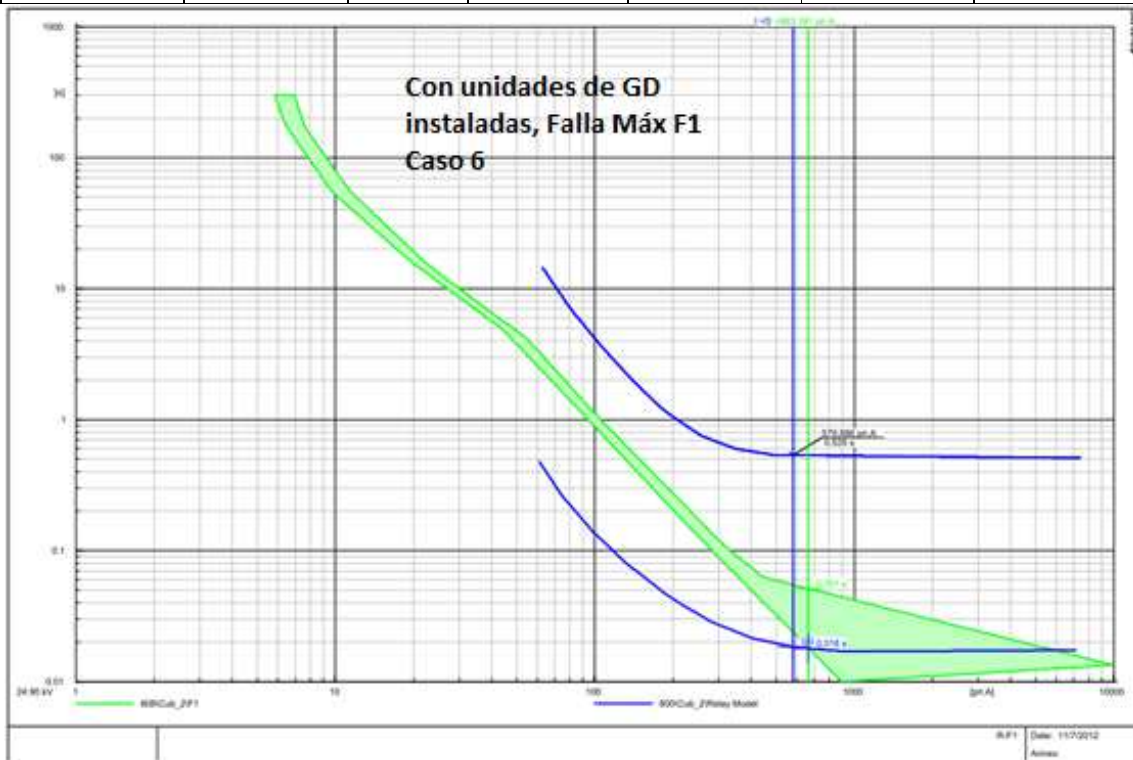


Figura 121: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 6.

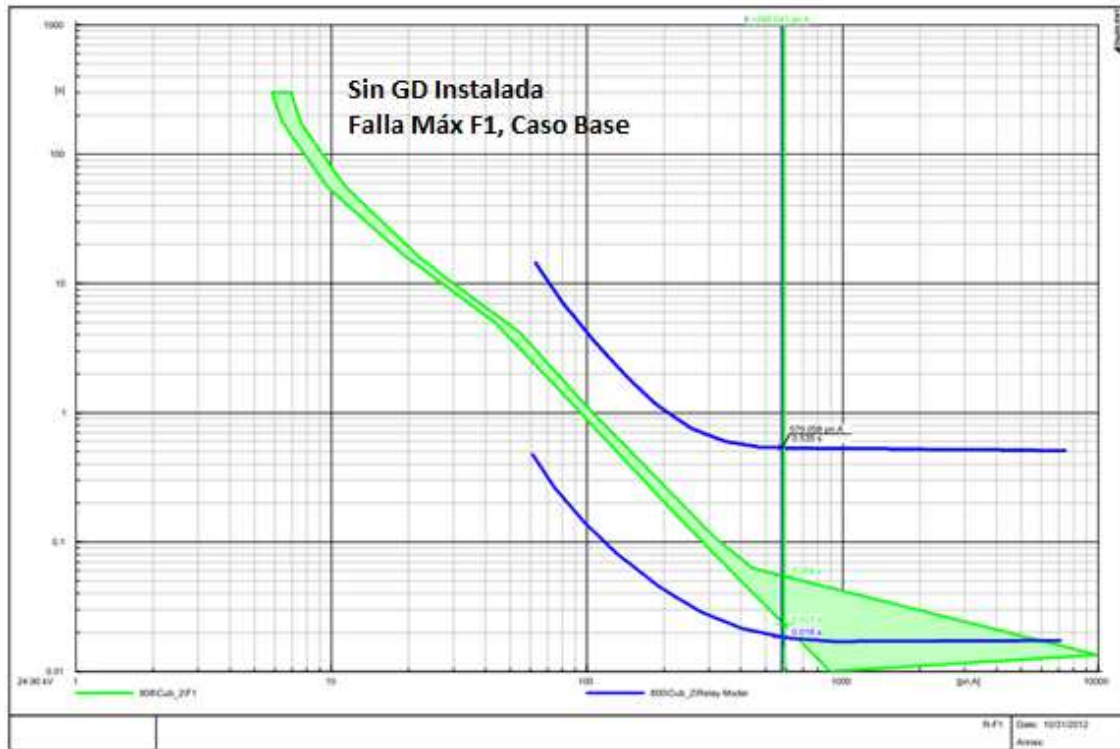


Figura 122: Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.

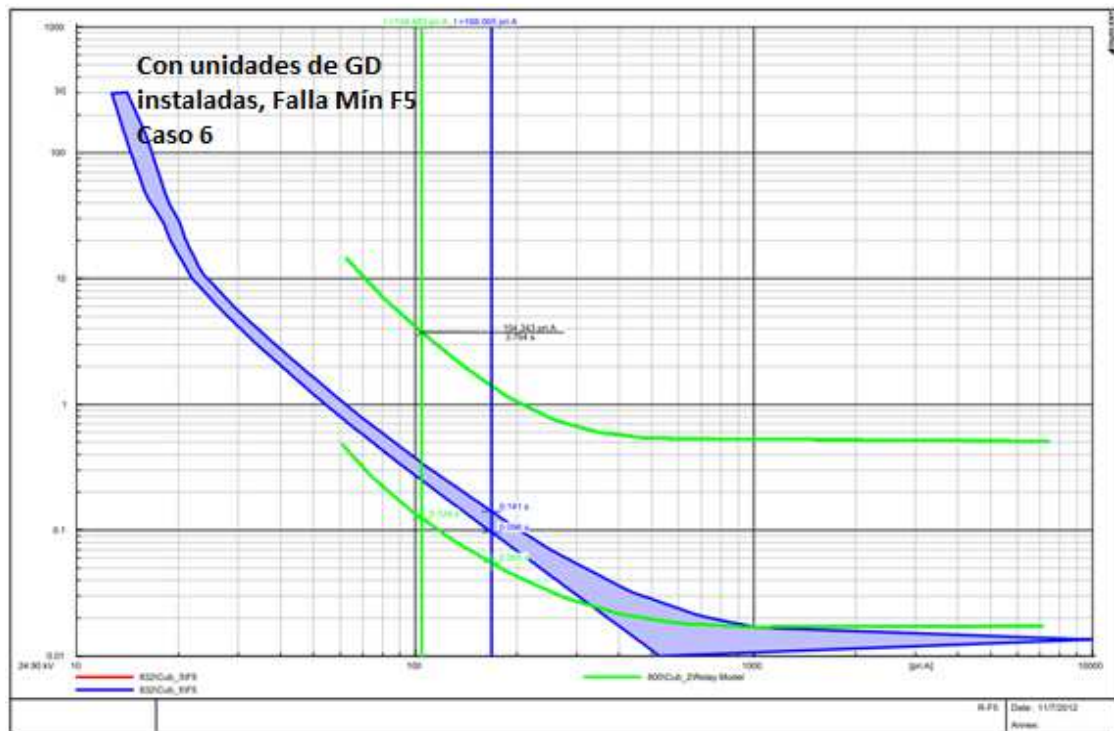


Figura 123: Problema fatiga del fusible para falla mínima en zona de protección de F5, caso 6.

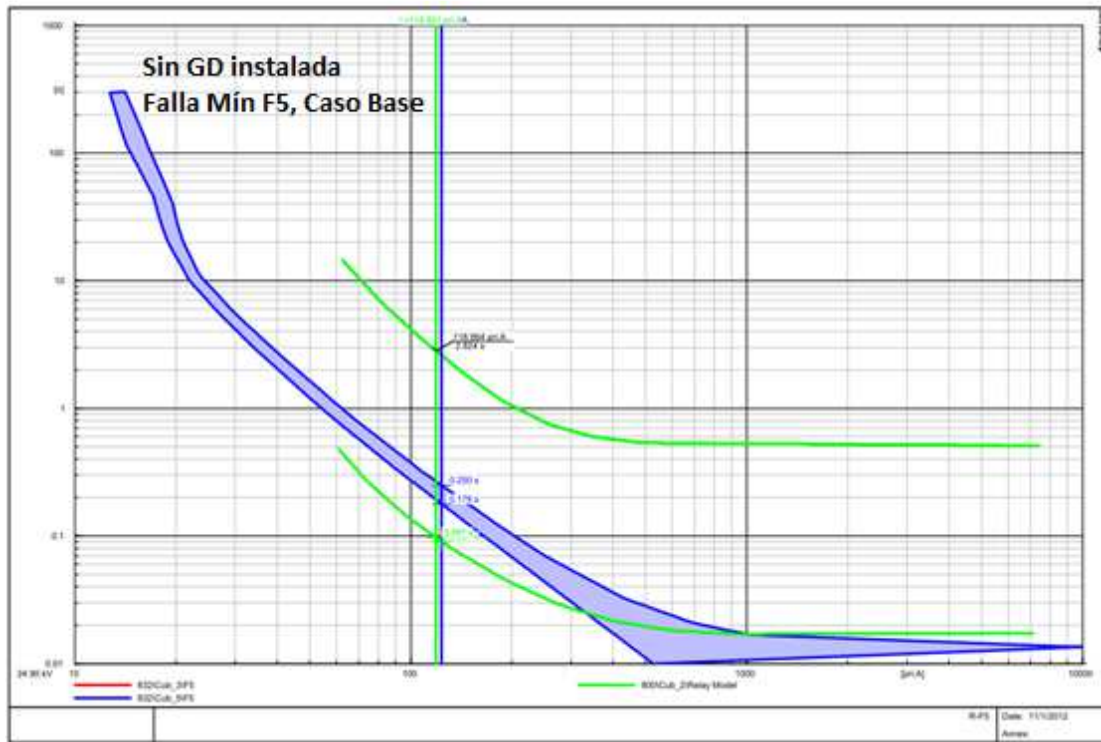


Figura 124: Coordinación R-F1 para falla mínima, Caso Base.

➤ Caso 7

Tabla 56: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 7.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F1	Max	692,089	0,018	0,017	0,050	0,535



Figura 125: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 7.

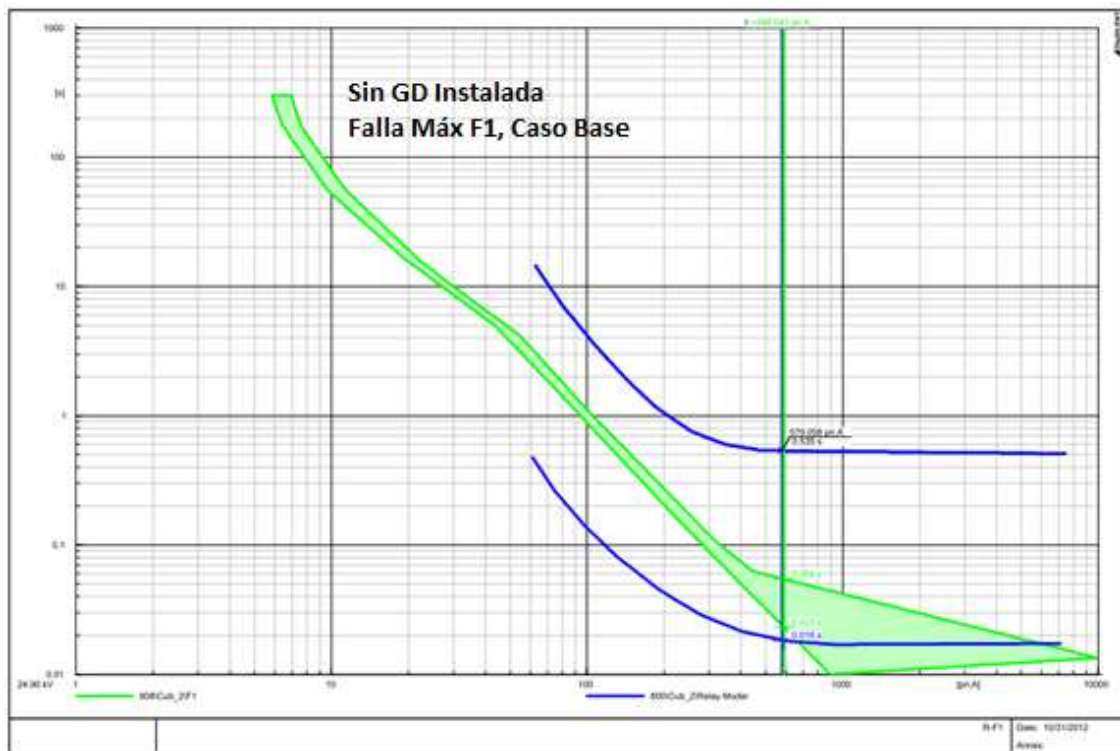


Figura 126: Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 8

Tabla 57: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 8.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F1	Máx Falla	682,333	0,019	0,017	0,051	0,535
F6	Mín Falla	260,974	0,018	0,018	0,159	3,522
F6	Máx Falla	365,084	0,062	0,060	0,086	1,639

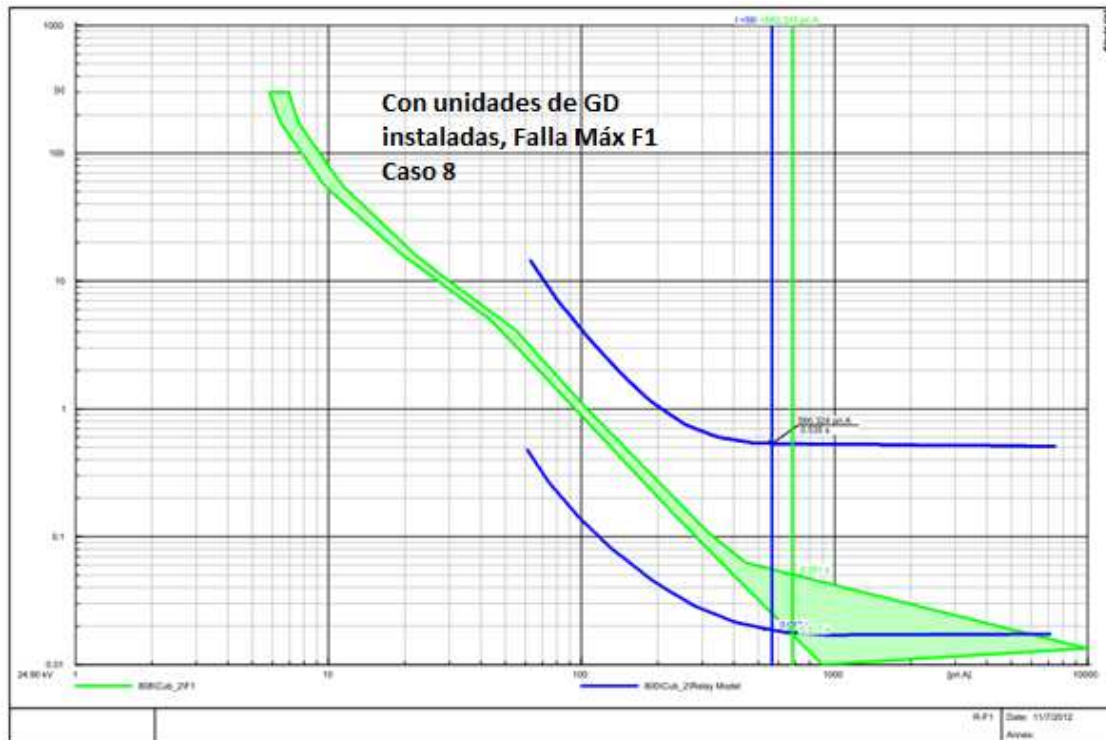


Figura 127: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 8.

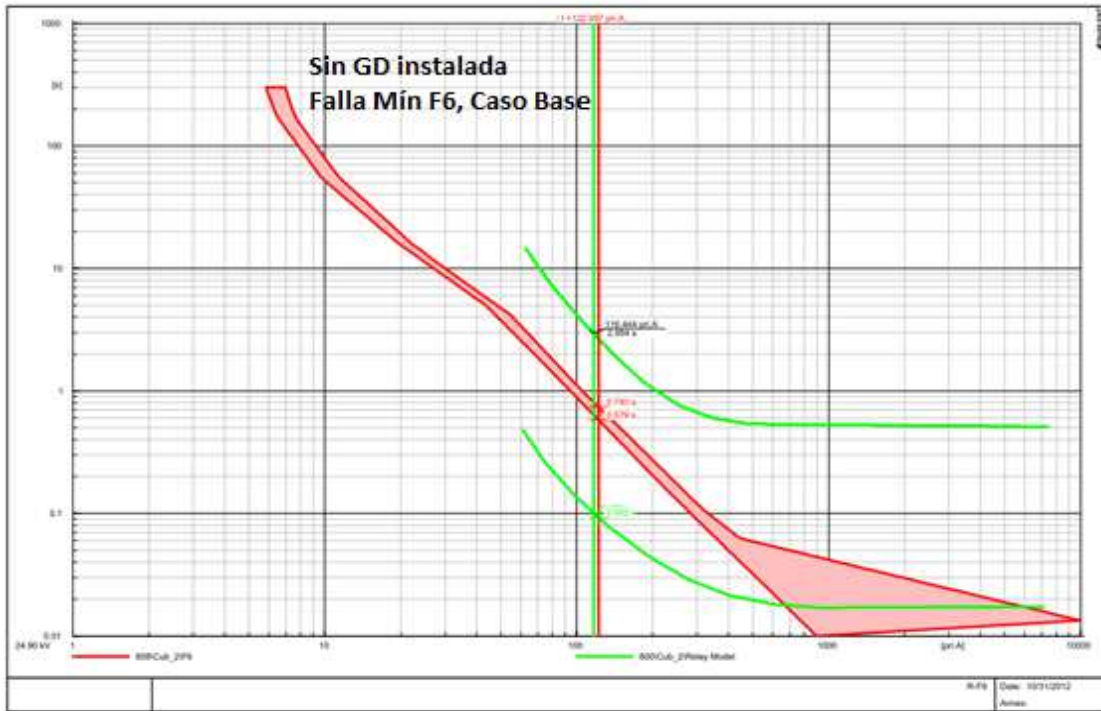


Figura 130: Coordinación R-F6 para falla mínima, Caso Base.

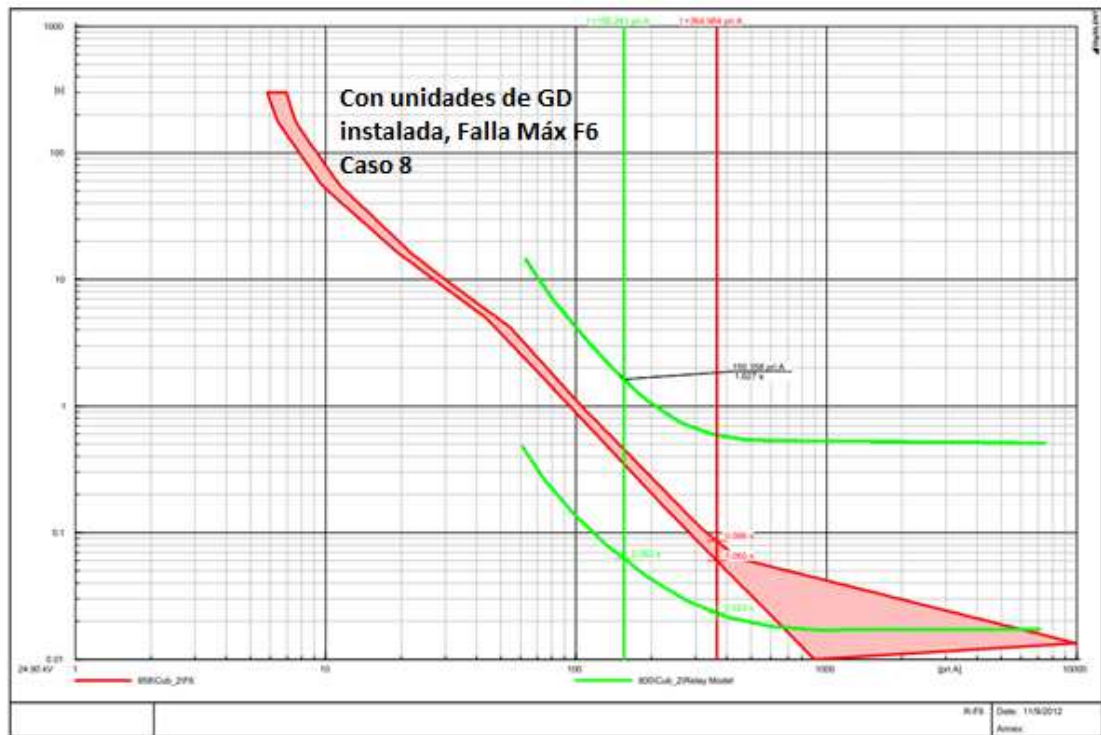


Figura 131: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F6, caso 8.

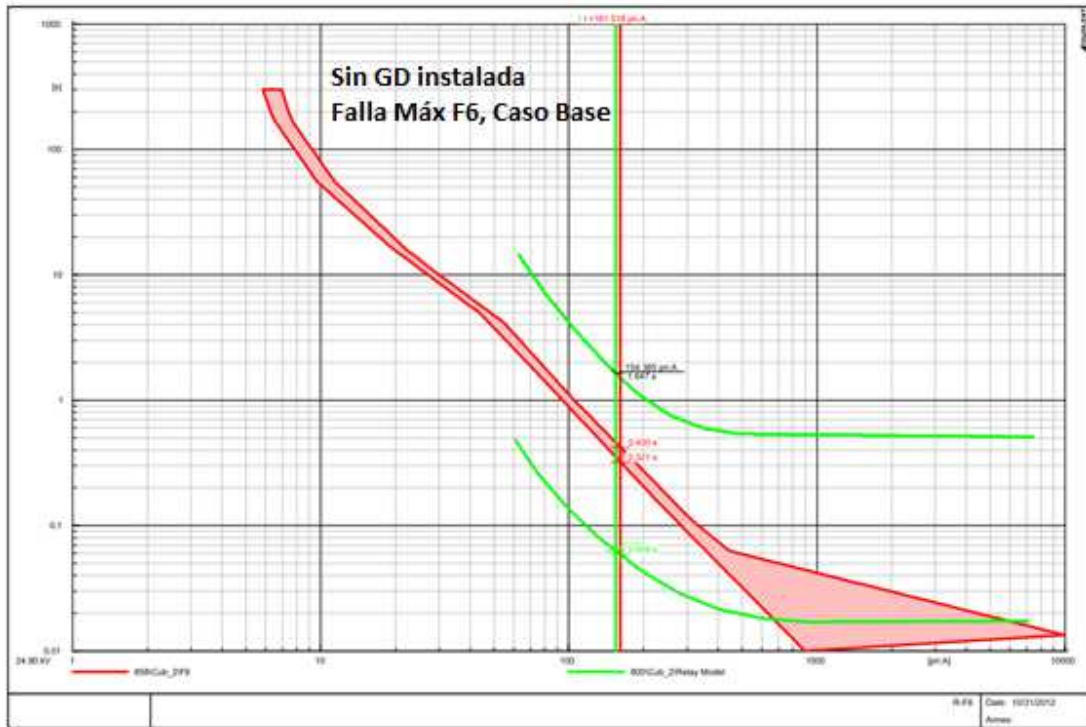


Figura 132: Coordinación R-F6 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 9

Tabla 58: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 9.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F1	Máx Falla	682,333	0,018	0,017	0,050	0,535
F6	Máx Falla	260,974	0,062	0,060	0,086	1,633

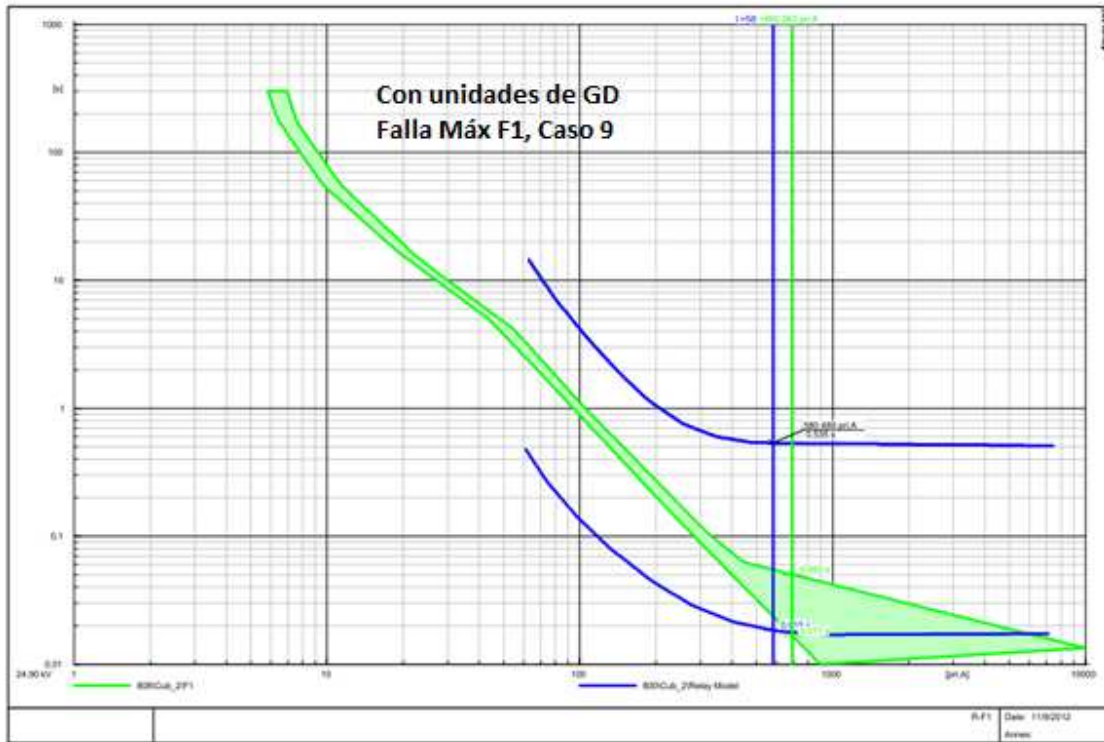


Figura 133: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F1, caso 9.

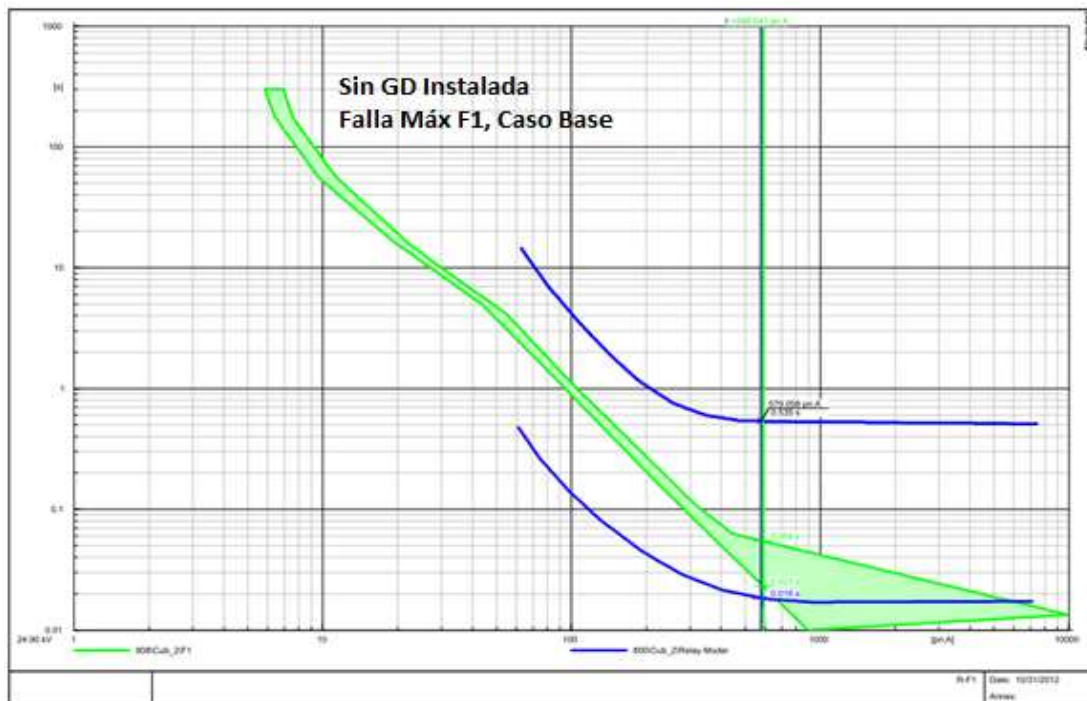


Figura 134: Coordinación R-F1 para falla máxima, Caso Base.

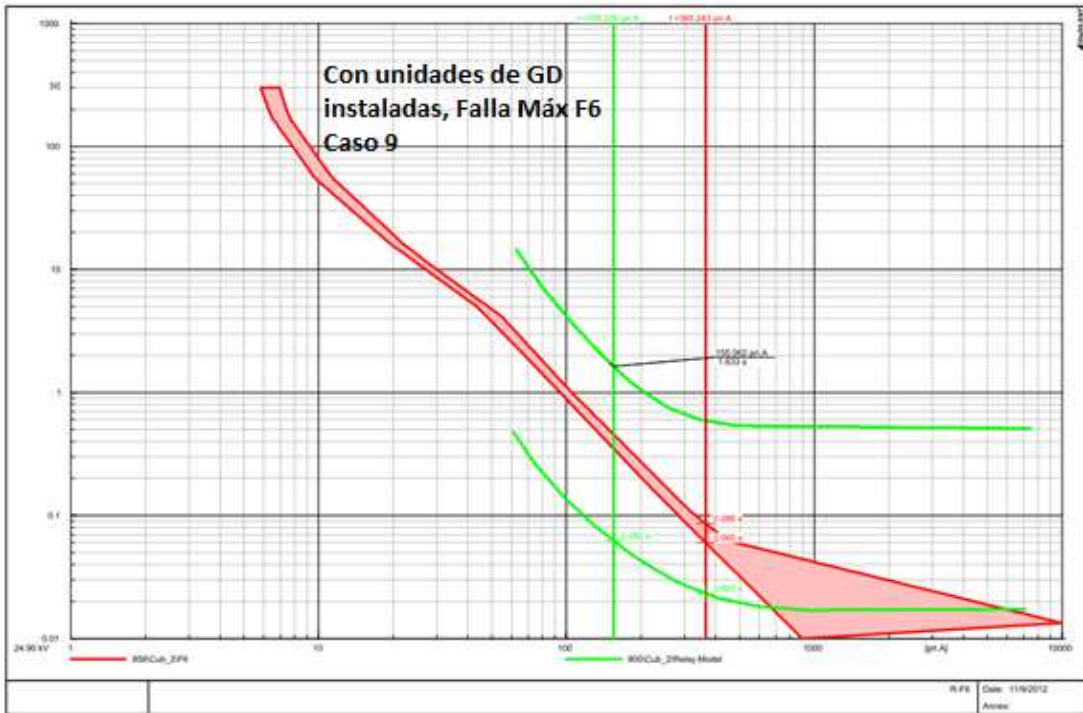


Figura 135: Problema fatiga del fusible para falla máxima en zona de protección de F6, caso 9.

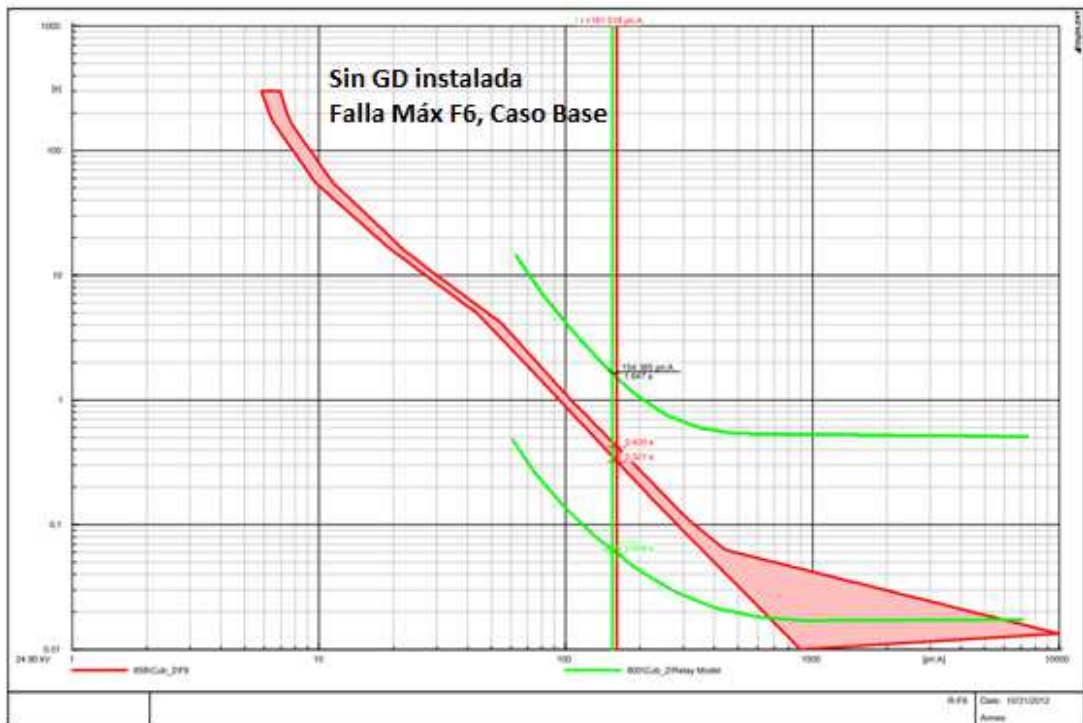


Figura 136: Coordinación R-F6 para falla máxima, Caso Base.

Representación gráfica de problemas de coordinación por fusión frente a fallas temporales

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del estudio de cortocircuitos al implementar la interconexión de unidades de GD. A continuación se presentan los gráficos de las curvas tiempo-corriente de los casos que presentaron fusión frente a fallas temporales.

➤ Caso 6

Tabla 59: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 6.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Máx Falla	336,649	0,053	0,024	0,046	1,326

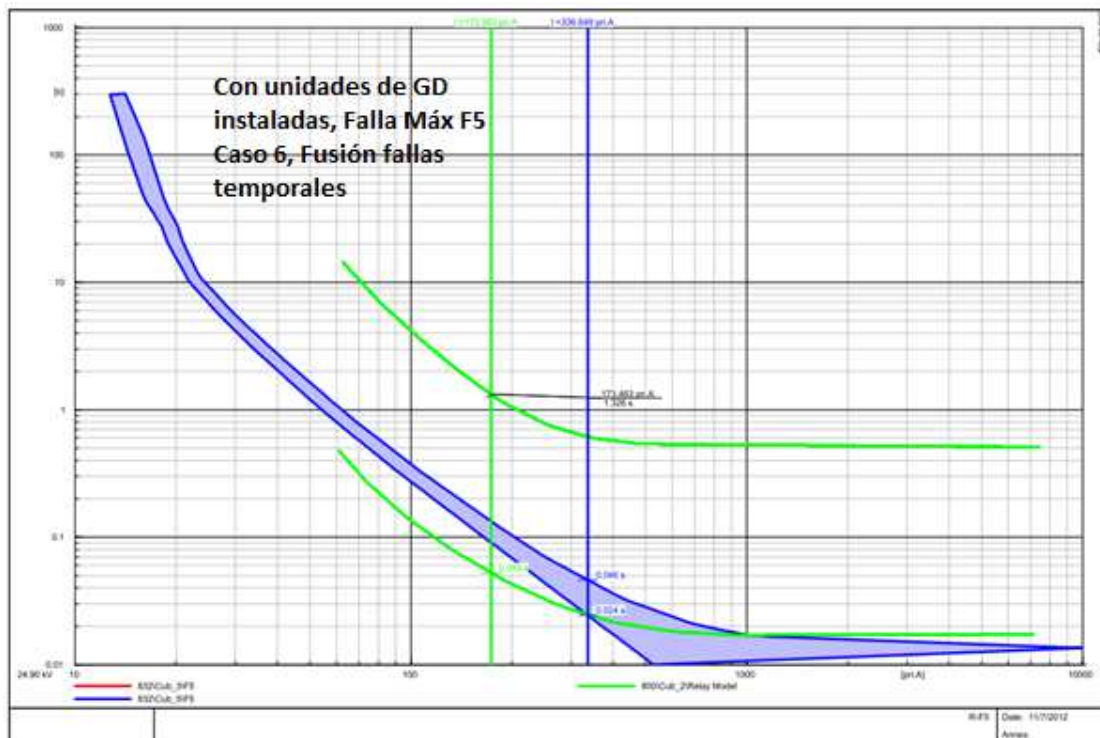


Figura 137: Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla máxima en zona de protección de F5, caso 6.

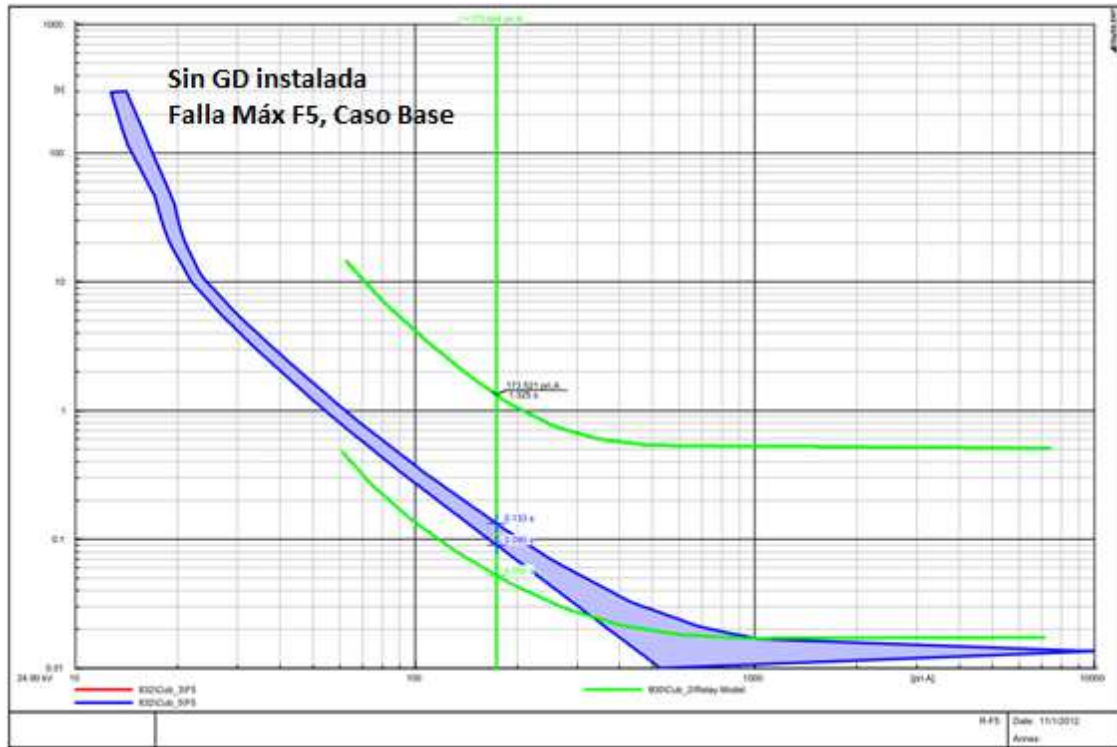


Figura 138: Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 7

Tabla 60: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 7.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Mín Falla	259,683	0,114	0,041	0,067	3,400
F5	Máx Falla	381,635	0,053	0,019	0,039	1,326

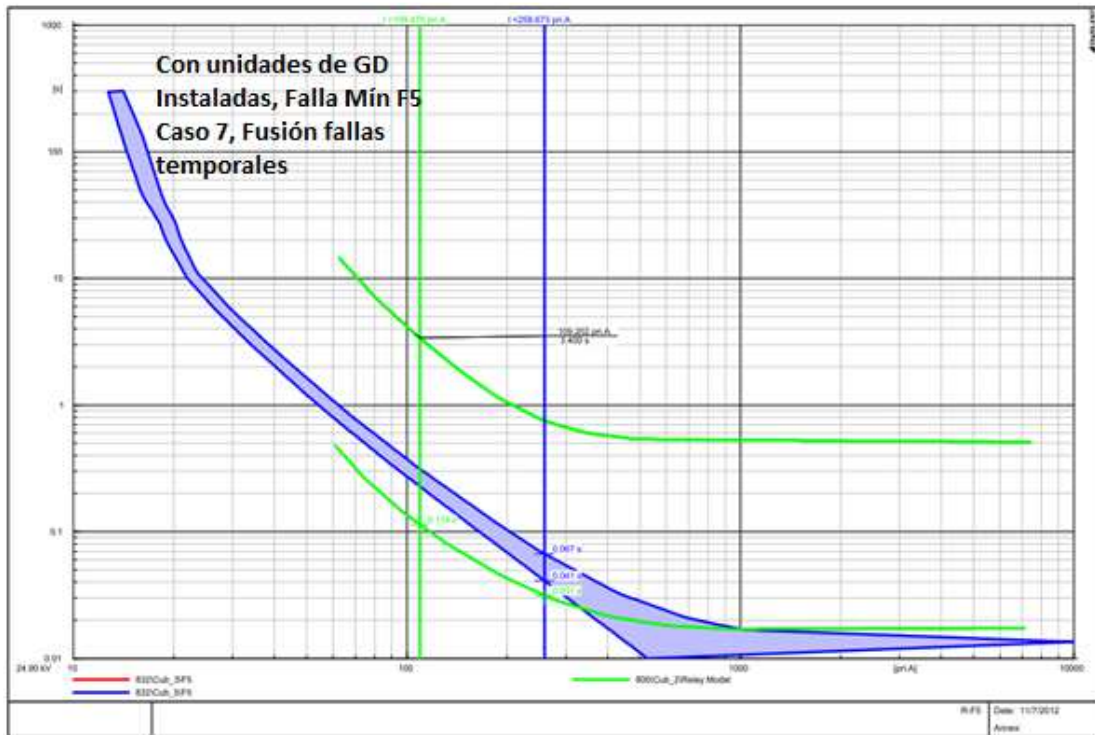


Figura 139: Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla mínima en zona de protección de F5, caso 7.

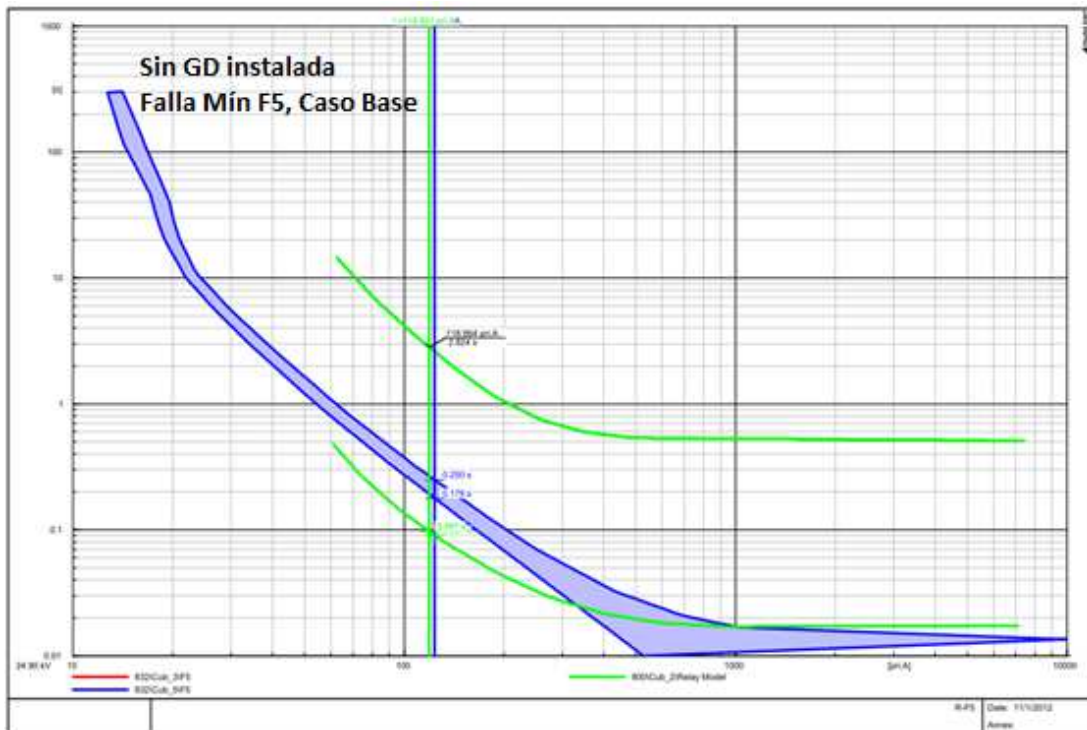


Figura 140: Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.

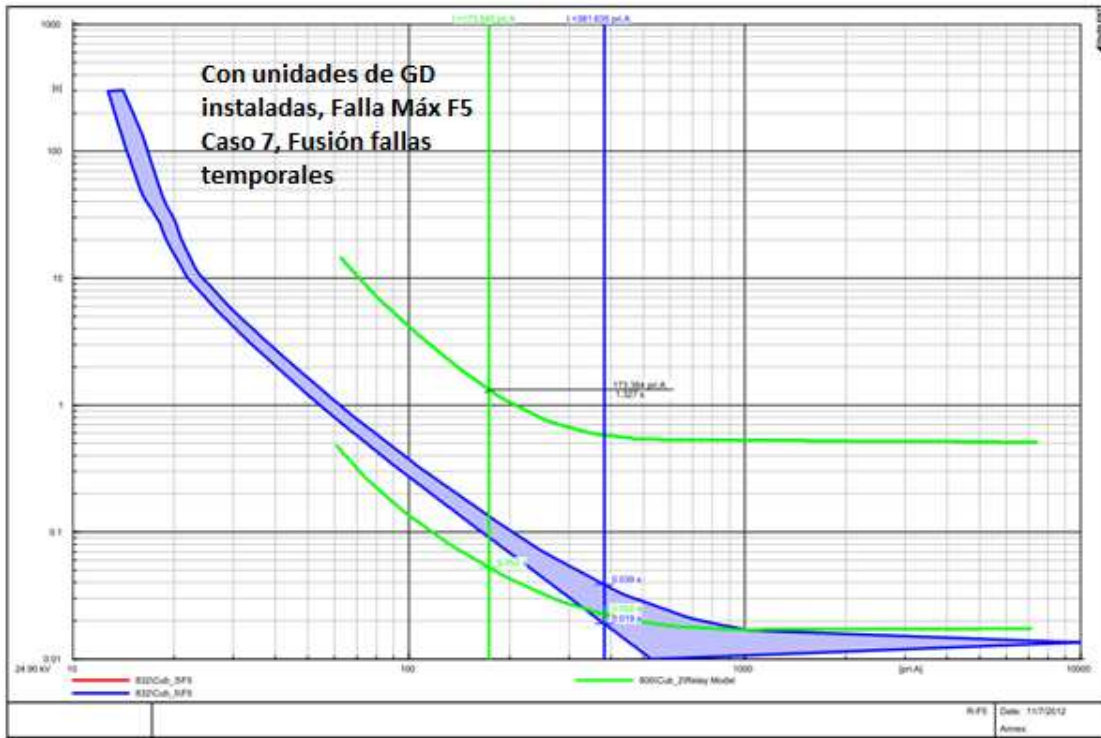


Figura 141: Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla máxima en zona de protección de F5, caso 7.

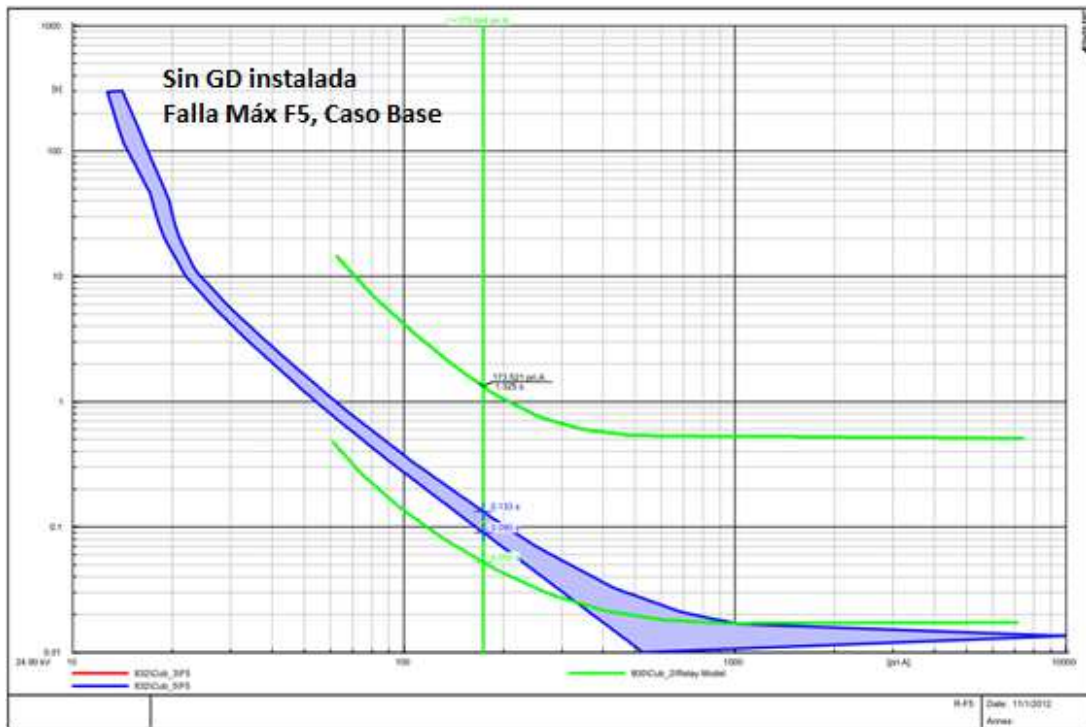


Figura 142: Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 8

Tabla 61: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 8.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Mín Falla	259,538	0,114	0,041	0,067	3,388
F5	Máx Falla	381,635	0,053	0,019	0,039	1,327

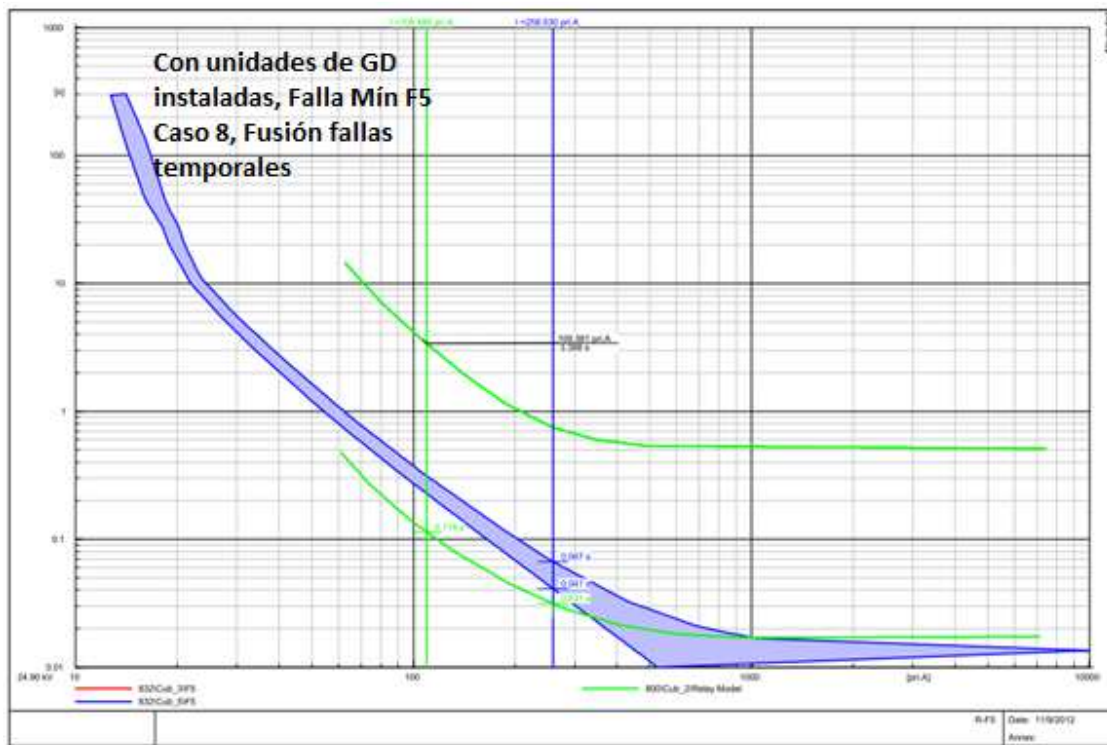


Figura 143: Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla mínima en zona de protección de F5, caso 8.

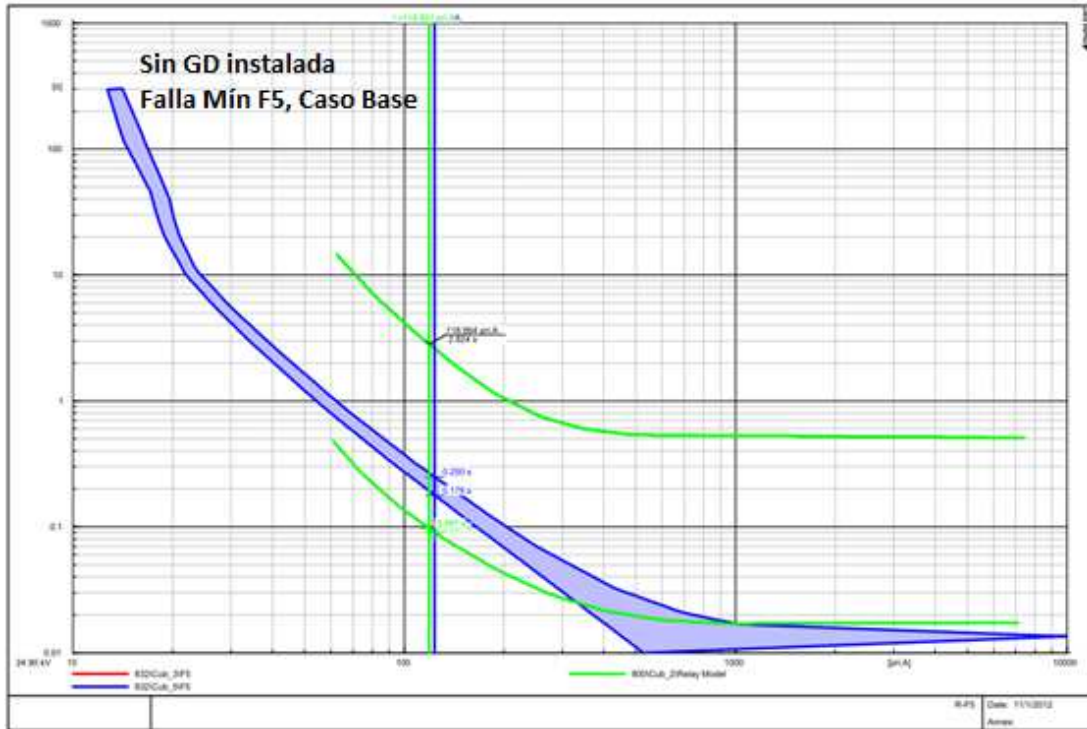


Figura 144: Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.

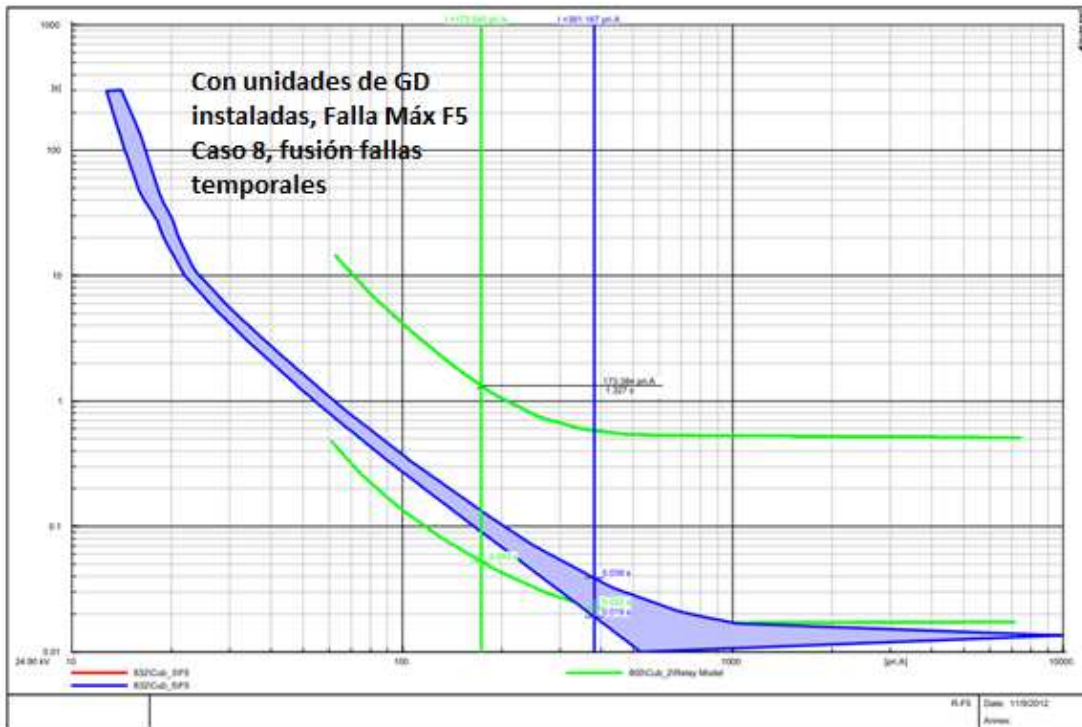


Figura 145: Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla máxima en zona de protección de F5, caso 8.

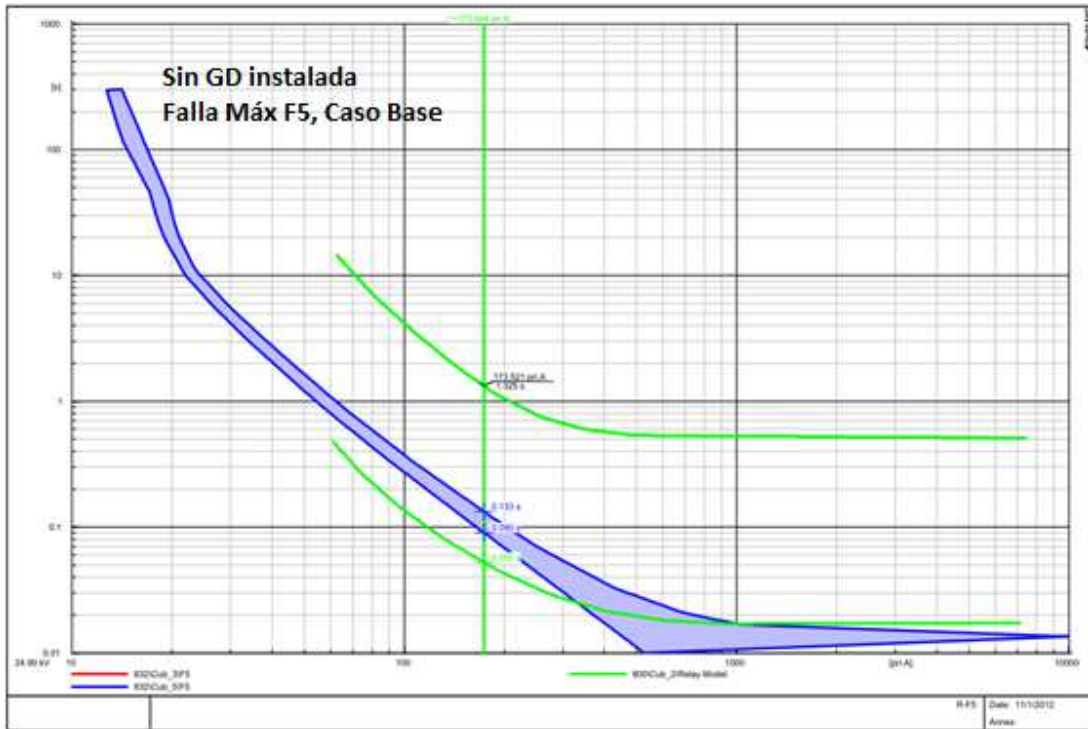


Figura 146: Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.

➤ Caso 9

Tabla 62: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 9.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F5	Mín Falla	259,778	0,114	0,041	0,067	3,388
F5	Máx Falla	381,300	0,053	0,019	0,039	1,329

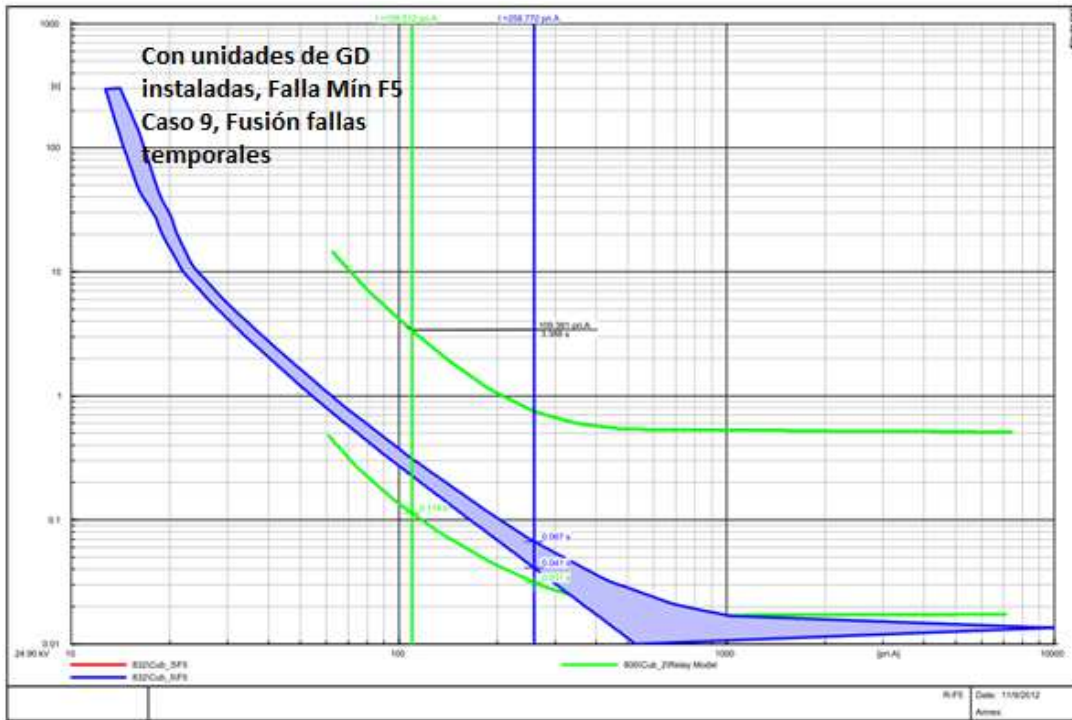


Figura 147: Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla mínima en zona de protección de F5, caso 9.

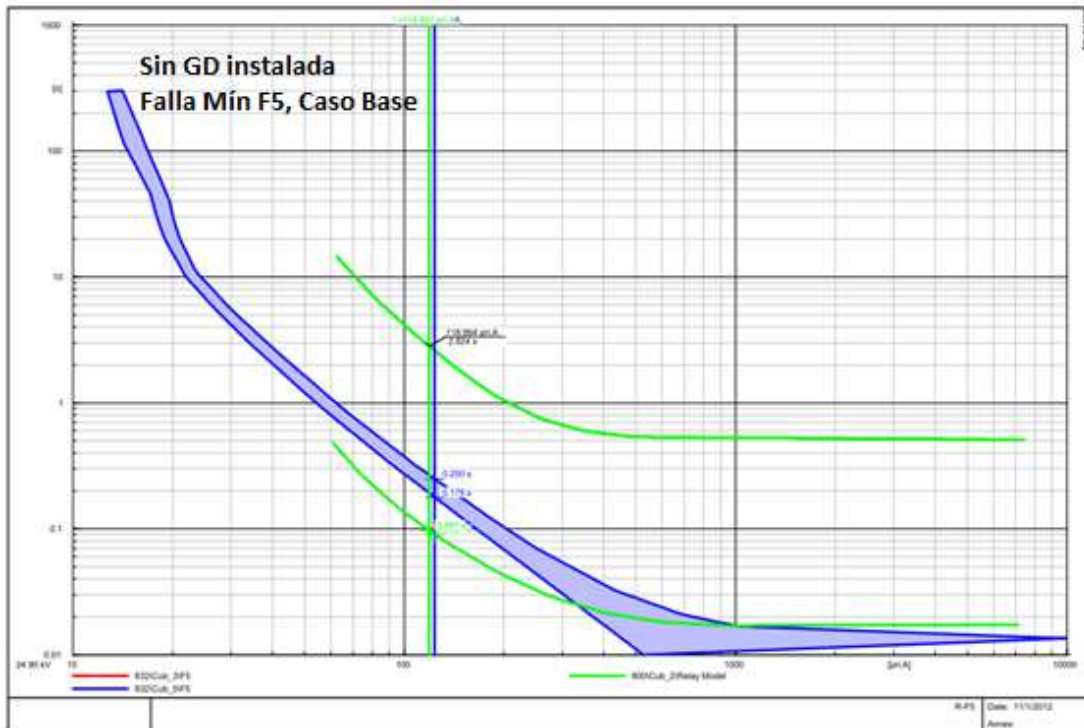


Figura 148: Coordinación R-F5 para falla mínima, Caso Base.

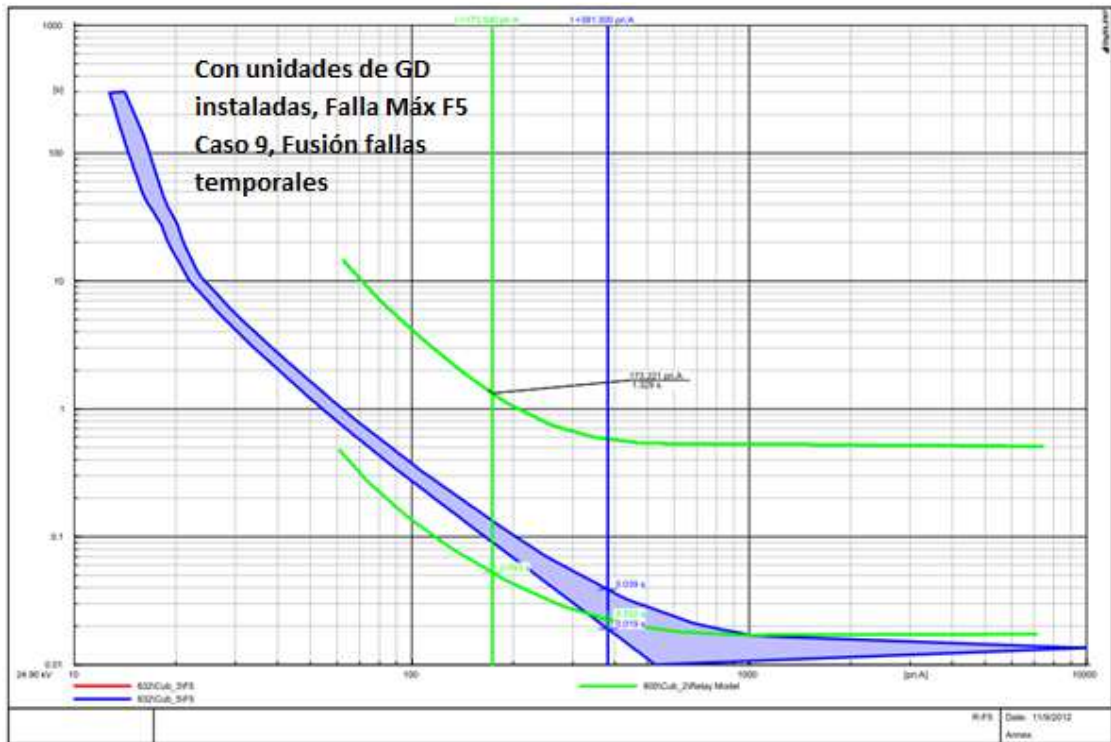


Figura 149: Problema fusión del fusible para fallas temporales para falla máxima en zona de protección de F5, caso 9.

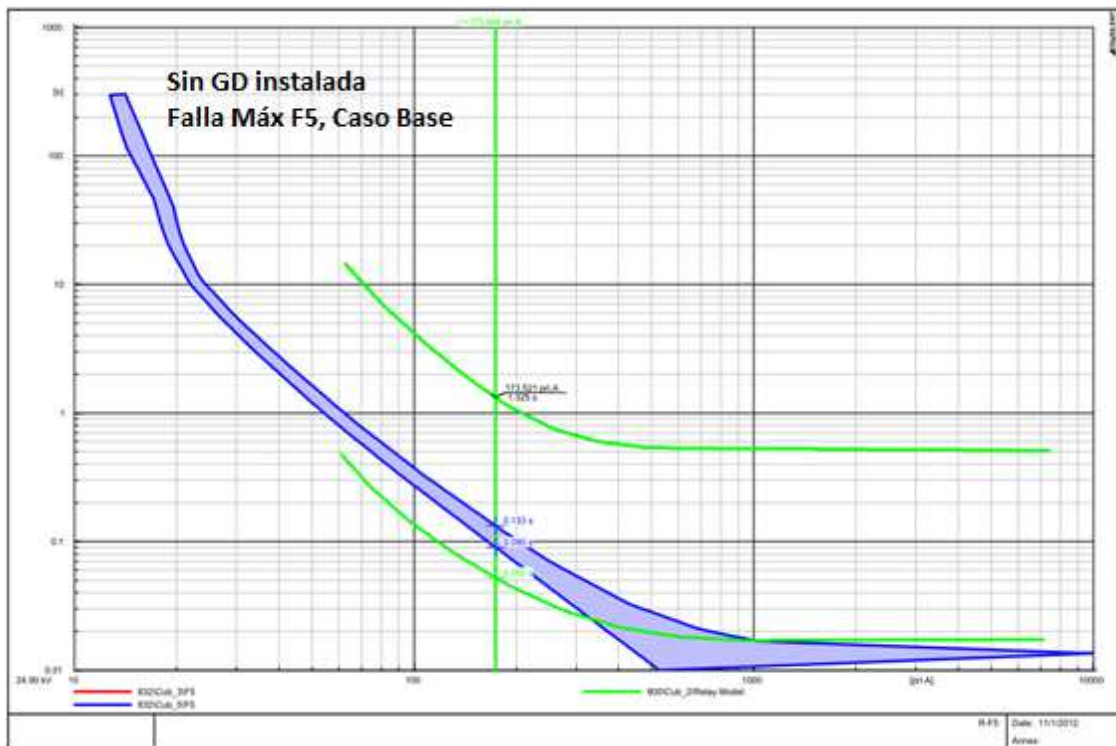


Figura 150: Coordinación R-F5 para falla máxima, Caso Base.

Representación gráfica de problemas de coordinación por disparo falso de fusibles

En esta sección se muestran los resultados obtenidos del estudio de cortocircuitos al implementar la interconexión de unidades de GD. A continuación se presentan los gráficos de las curvas tiempo-corriente de los casos que presentaron disparo falso en fusibles.

➤ Caso 7

En este caso se observó que el fusible del lateral 7 opera antes que la curva lenta del reconectador para una falla que se encuentra aguas arriba del punto de instalación del fusible, nodo 834. La figura 150, muestra un esquema del caso en estudio, en donde se observa que el punto de ubicación del cortocircuito corresponde al nodo 834, el cual corresponde a formar parte del alimentador central.

Al encontrarse sometido el sistema a una falla permanente, el fusible F7 operaría antes de la activación de la curva lenta del reconectador, aislando el lateral 7 para una falla fuera de su zona de protección.

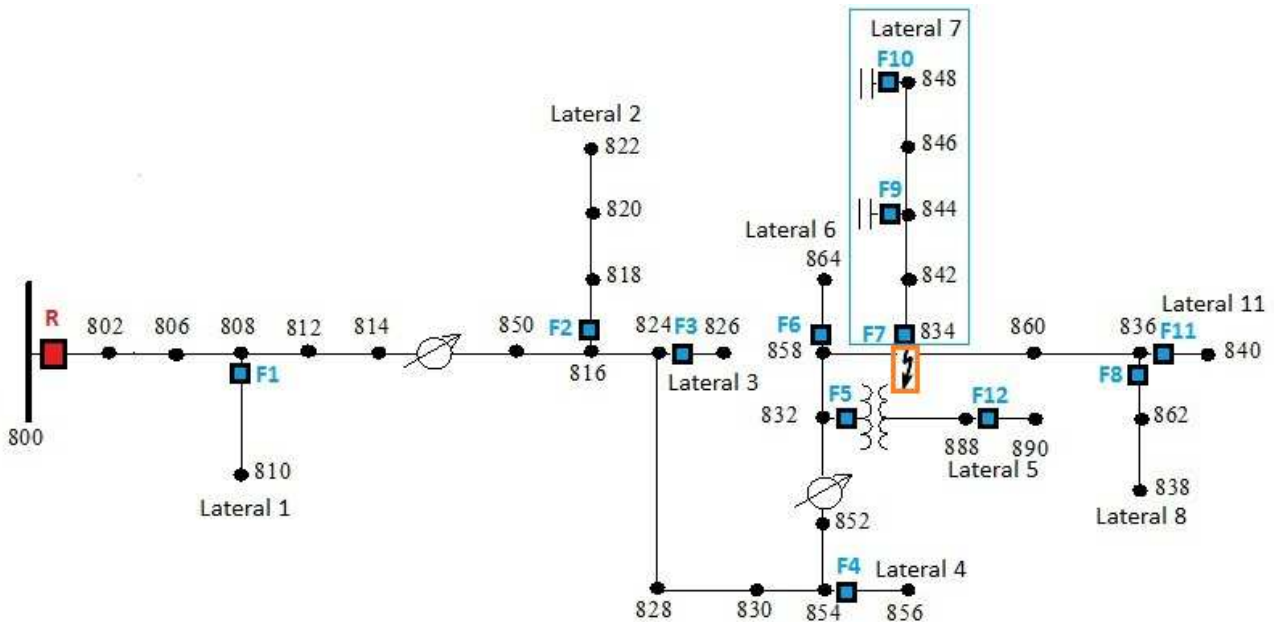


Figura 151: Esquema de falso disparo, caso 7.

Tabla 63: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 7.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F7	Mín Falla	117,950	0,122	0,635	0,756	3,672
F7	Máx Falla	136,010	0,056	0,473	0,544	1,434

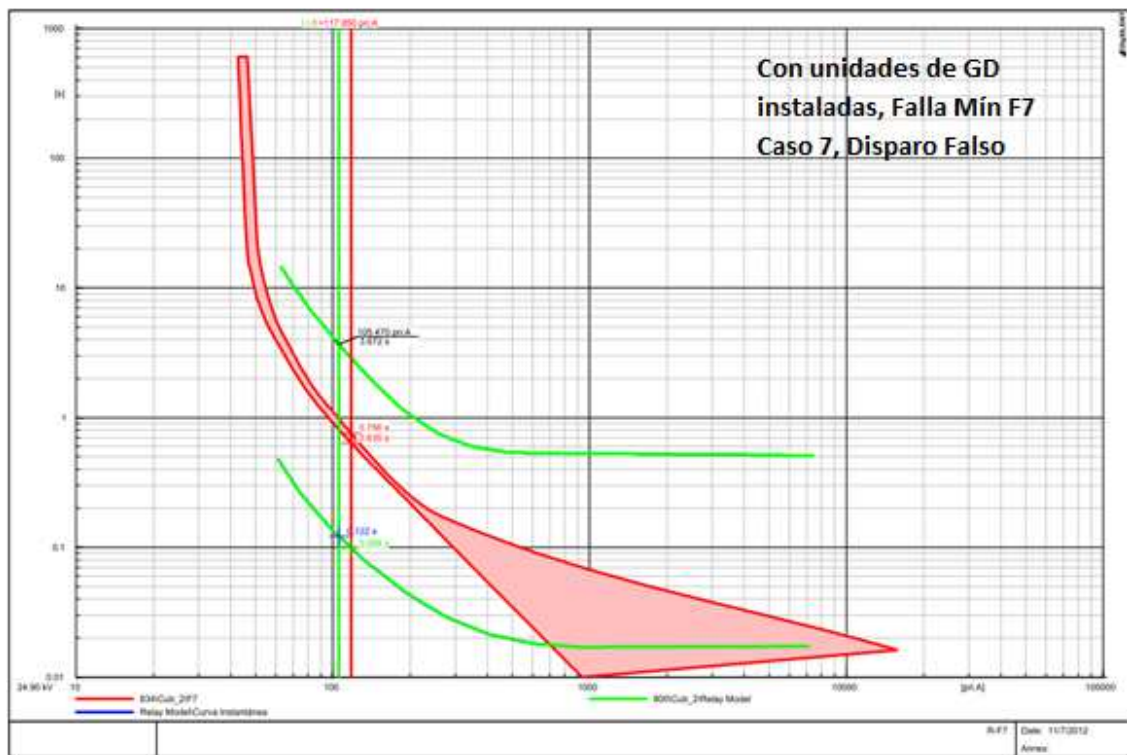


Figura 152: Problema disparo falso para falla mínima en zona de protección de F7, caso 7.

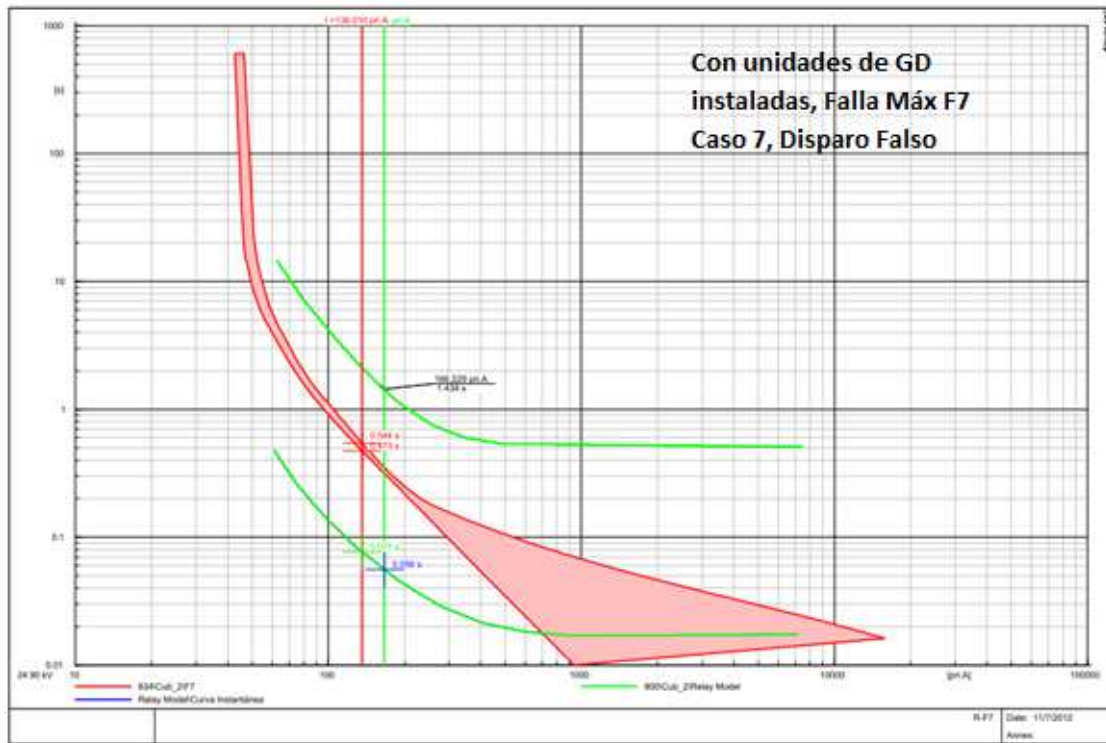


Figura 153: Problema disparo falso para falla máxima en zona de protección de F7, caso 7.

➤ Caso 8

Al encontrarse sometido el sistema a una falla permanente en el nodo 836, el fusible F11 operaría antes de la activación de la curva lenta del reconectador, aislando el lateral 11 para una falla fuera de su zona de protección.

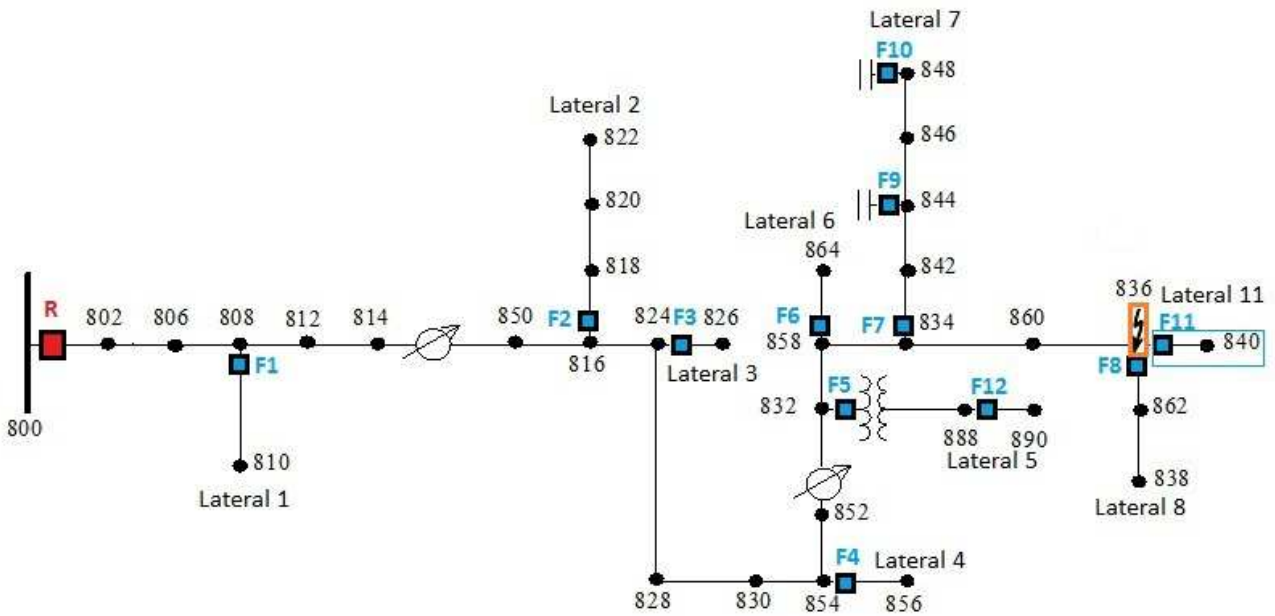


Figura 154: Esquema de falso disparo, caso 8.

Tabla 64: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 8.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F11	Mín Falla	103,667	0,126	0,595	0,759	3,832
F11	Máx Falla	162,700	0,058	0,450	0,581	1,526

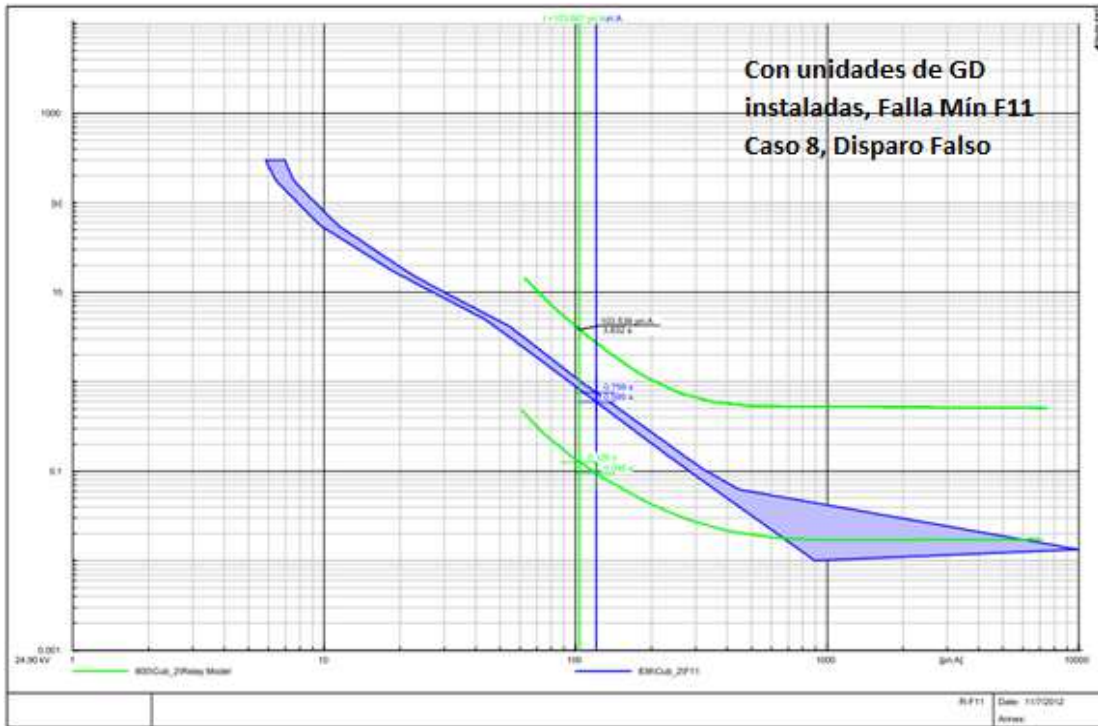


Figura 155: Problema disparo falso para falla mínima en zona de protección de F11, caso 8.

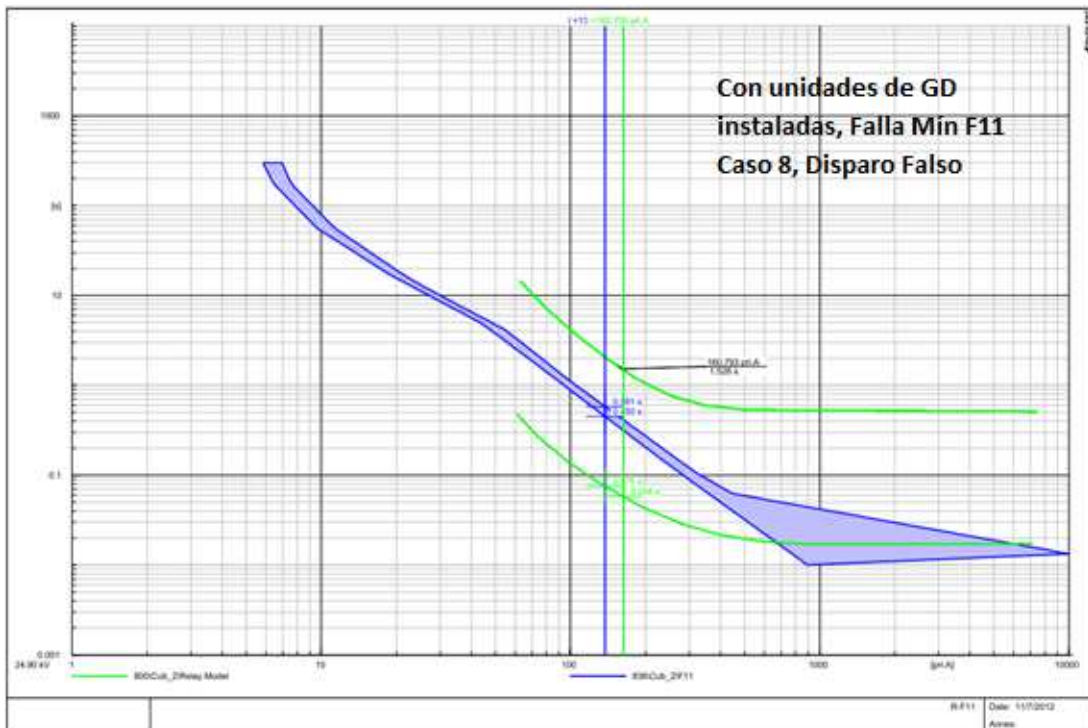


Figura 156: Problema disparo falso para falla máxima en zona de protección de F11, caso 8.

➤ Caso 9

Al encontrarse sometido el sistema a una falla permanente en el nodo 836, el fusible F11 operaría antes de la activación de la curva lenta del reconectador, aislando el lateral 11 para una falla fuera de su zona de protección.

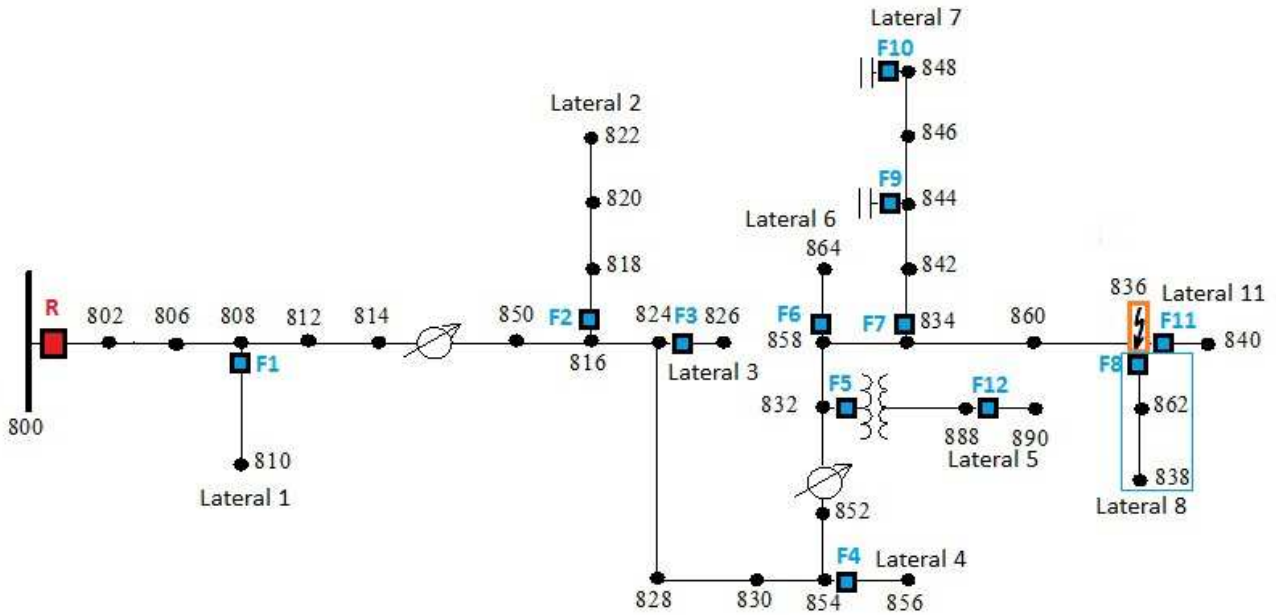


Figura 157: Esquema de falso disparo, caso 9.

Tabla 65: Tiempos de despeje de fallas según curvas de tiempo-corriente, caso 9.

Zona de Protección	Tipo de falla	$I_{falla}^{fusible}$ [A]	$t(I_{falla}^{rec\ fast})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MM})$ [s]	$t(I_{falla}^{fus\ MC})$ [s]	$t(I_{falla}^{rec\ slow})$ [s]
F8	Mín Falla	120,825	0,126	0,592	0,756	3,838
F8	Máx Falla	137,780	0,058	0,449	0,580	1,497

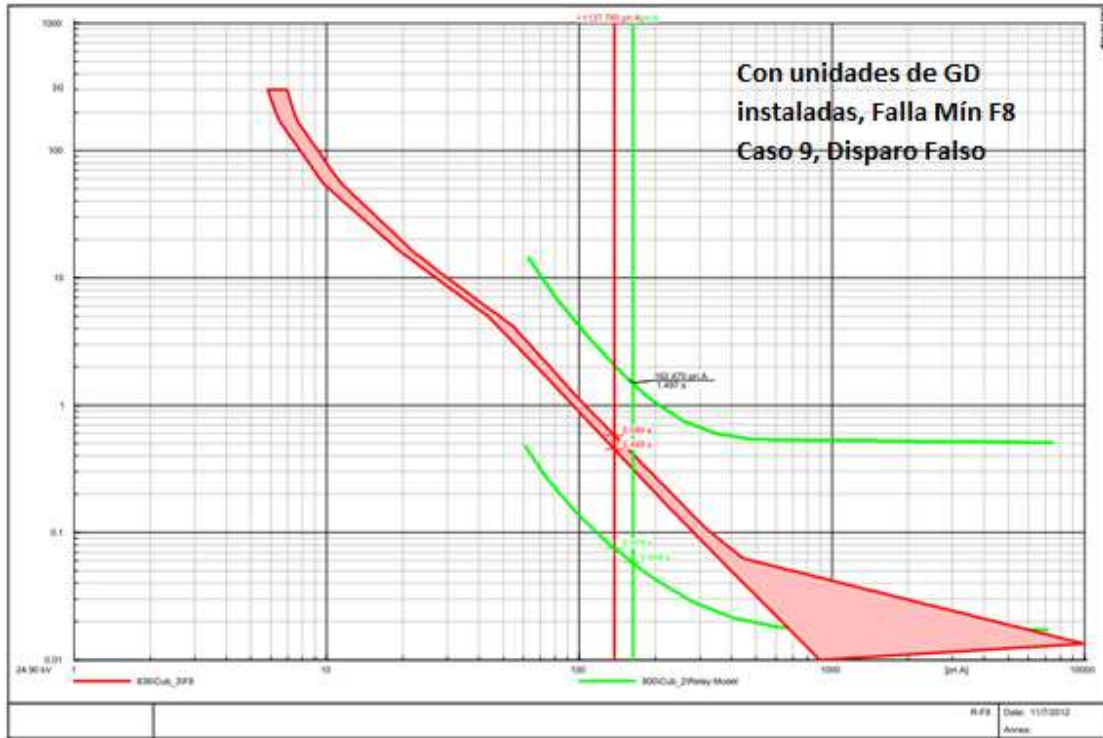


Figura 158: Problema disparo falso para falla máxima en zona de protección de F8, caso 9.

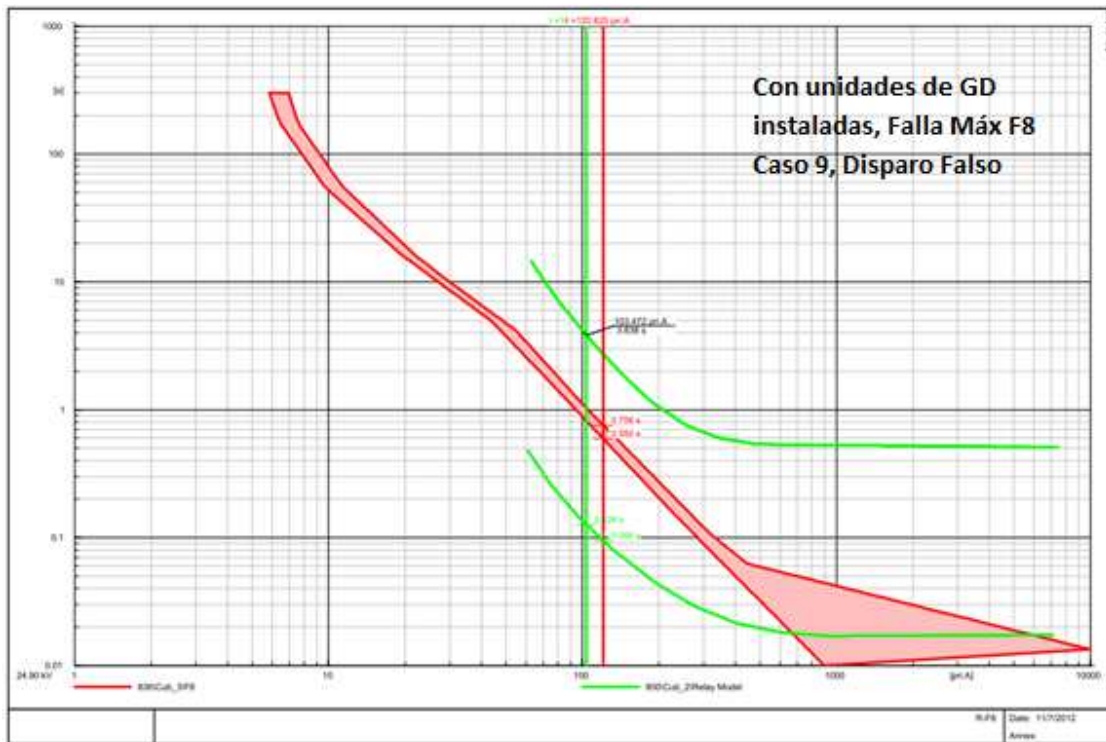


Figura 159: Problema disparo falso para falla máxima en zona de protección de F8, caso 9.