



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

**EVALUACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE BAJA TENSIÓN
CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JAIME IGNACIO GALLEGOS ESPINOZA

PROFESOR GUÍA:

GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO DE CHILE

SEPTIEMBRE 2014

EVALUACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES DE BAJA TENSIÓN CON PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El avance en el desarrollo de tecnologías de GD ha permitido la introducción de pequeñas unidades de generación que aprovechan fuentes de energía convencionales y no convencionales a la red de baja tensión. Los beneficios que presenta la masificación de la GD desde el punto de vista medioambiental, social y técnico hacen que surja la necesidad de derribar las barreras que conlleva la incorporación de este tipo de tecnologías a la red de distribución.

En ésta memoria es de particular interés el estudio de la convivencia entre la integración de GD y los sistemas de protección, teniendo como objetivo general formular una metodología que permita resolver la problemática asociada. Dicha metodología considera atributos como selectividad, sensibilidad, calidad de servicio y asimismo da cuenta de problemas como pérdida de coordinación y operación en isla, entre otros.

Para validar la metodología se implementaron dos redes de estudio en el software DigSILENT Power Factory 15: un alimentador rural correspondiente al área típica 3 y uno urbano residencial perteneciente al área típica 1, provistos por Conafe y Chilectra respectivamente. Se integraron como tecnologías de generación PV y Cogeneración (CHP). Ante esto se analizó el escenario de demanda correspondiente al punto de mayor radiación para el caso de generación PV y de demanda valle para el caso de CHP. Por otro lado se implementaron dos esquemas de protección en cada una de las redes: fusibles y relés direccionales.

La integración de generación fotovoltaica no produjo problemas en las redes protegidas por fusibles, incluso hasta con un 100% de penetración debido a su poco aporte al cortocircuito. Por otro lado, los generadores sincrónicos (CHP) produjeron que se perdiera sensibilidad y selectividad en ambos alimentadores.

El esquema de relés direccionales respondió de manera sensible y selectiva ante la integración del 100% de ambas tecnologías dado el carácter programable de estos dispositivos. Sin embargo, lleva al sistema a formación de islas. El transitorio hacia este nuevo estado lleva a la red a estabilizarse en valores aceptables a partir del 60% de penetración en la red urbana y 80% en la red rural.

Como trabajo futuro se propone la integración de generación eólica como GD con el fin de analizar el efecto en las protecciones de su aporte al cortocircuito. Desde el punto de vista de la formación de islas se propone realizar un análisis de esquemas de control de frecuencia y tensión y además evaluar esquemas de protección en la red aislada.

Agradecimientos

A mi familia, principalmente a mi familia, ya que además de ser mi soporte económico también han sido mi soporte emocional y afectivo, siempre estuvieron ahí cuando los necesité y desde que tengo memoria no han permitido que nada me falte. Mamá, papá, abuelas y hermano, gracias infinitas. Este título se los debo y dedico a ustedes.

A mis amigos de Rancagua, los de siempre. Estuvieron ahí en cada momento y me brindaron alegría y grandes momentos. Aguante Carlos, si a alguien le debo mucho es a ti.

A mis amigos de la U. Los conocí en esta casa de estudios y con ellos me quedo. Una de las cosas más importantes que me llevo de mis 6 años y medio de carrera. Ramiro, Tomás, Pelao y Maripoli. Gracias por todos esos viernes, y también por los lunes, martes, miércoles y jueves. También por la compañía y buena onda de siempre. Grandes valores.

A mis compañeros de eléctrica. A todos aquél que saludé por los pasillos del DIE alguna vez. A todos y cada uno de los que me haya contado sus historias y compartido risas espontáneas conmigo. A los que me ayudaron y ayudé. A aquellos que hicieron de la cotidianeidad y carga académica de la carrera algo más llevadero. Gracias.

A todo aquél que compartió algún momento conmigo, aunque fuese corto e insignificante. En la terraza, en la cancha, en la cafetería, en los pastos, en el DIE, en un laboratorio, en un ramo, etc. Nunca olvidaré sus caras ni lo lindo que es saludar una persona nueva cada instante y compartir opiniones y vivencias. Esta es una de las cosas más enriquecedoras de estudiar en la universidad.

A todo el entorno universitario, que permitió que pasara los mejores años de mi vida acá en Beauchef. Me refiero al pelao de Domeyko con Club hípico, a la Sonia, a Bernardita, a don Villa, y funcionarios en general. Gracias.

A mi profesor guía Guillermo Jiménez, por acogerme y ayudarme a lo largo de este trabajo de título. A don Jaime Cotos y su paciencia y ayuda infinita de comienzo a fin en esta memoria. En general a cada uno de los profesores que me entregó algo de su experiencia y conocimiento durante mi carrera. Cada cosa aprendida la atesoro y la guardaré como una herramienta para mi futuro. Tuve el privilegio de aprender de gente muy inteligente y capaz.

A mi polola, Rocío. Eres lo mejor y desde que estoy contigo te has tomado todos los espacios de mi almita. Gracias a ti por ser como eres y por todo lo que me has dado. Si a alguien recurrí en cualquier momento de flaqueza durante mi carrera y sobre todo durante esta memoria fue a ti. Mi compañera, mi apoyo emocional, mi amor. Te debo el universo, pero tengo una vida para pagártelo.

Gracias a todos, y salud.

Tabla de contenido

Capítulo I: Introducción	1
1. Motivación.....	1
2. Objetivo general	3
3. Objetivos específicos	3
4. Alcances.....	3
Capítulo II: Antecedentes sobre generación distribuida y sistemas de protección	4
1. ¿Qué es la generación distribuida?	4
2. Clasificación de la generación distribuida.....	4
2.1. Según potencia.....	5
2.2. Según uso de la energía	5
2.3. Según tecnología.....	6
2.3.1. Generación convencional	6
2.3.2. Generación no convencional	7
3. Beneficios del desarrollo de la GD.....	11
3.1. Producción, pérdidas y construcción	11
3.2. Aspectos medioambientales.....	11
3.3. El consumidor y la generación distribuida.....	12
4. Sistemas de protección	14
4.1. Características generales de un esquema de protecciones	14
4.2. Elementos básicos de un sistema de protección de sobrecorriente en redes de distribución.....	16
4.2.1. Fusible	16
2.1.1. Reconectador	17
2.1.2. Relé de sobrecorriente	19
2.1.3. Relé direccional	21
2.2. Coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente.....	23
2.2.1. Coordinación de relés en sistemas radiales	24
2.2.2. Coordinación de relés en sistemas con múltiples fuentes.....	25
2.2.3. Coordinación de relés redes enmalladas con múltiples fuentes	26
2.2.4. Coordinación fusible-fusible	27
3. Impactos de la generación distribuida en los sistemas de protección	29
3.1. Efectos en las protecciones de sobre corriente	29
3.1.1. Contribución a la corriente de falla	29

3.1.2.	Operación en isla	30
3.1.3.	Pérdida de coordinación de protecciones	31
4.	Esquemas de protección inteligentes	32
4.1.1.	Esquema adaptativo centralizado	32
4.1.2.	Esquema adaptativo descentralizado	36
Capítulo III: Metodología y casos de estudio		38
1.	Aspectos generales	38
2.	Definiciones importantes	40
2.1.	Nivel de penetración	40
2.2.	Selectividad.....	41
2.3.	Sensibilidad.....	41
3.	Redes de estudio	42
3.1.	Red BT 12215 Chilectra - Urbana	42
3.2.	Red BT 3333 CONAFE - Rural.....	45
4.	Esquemas de protección de estudio	48
4.1.	Esquema de fusibles – Red urbana	48
4.2.	Esquema de fusibles – Red rural.....	52
4.3.	Esquema basado en relés de sobrecorriente direccional	56
5.	Definición de escenarios.....	64
6.	Metodología de simulaciones	67
Capítulo IV: Resultados y análisis de los casos de estudio		69
1.	Comportamiento dinámico GD	69
1.1.	CHP – Generador sincrónico	69
1.2.	PV- Inversor.....	70
2.	Esquema de fusibles	72
2.1.	Red urbana	72
2.1.1.	PV – Inversor.....	72
2.1.2.	CHP – Generador sincrónico.....	73
2.1.3.	Análisis de resultados	77
2.2.	Red rural	78
2.2.1.	PV – Inversor.....	78
2.2.2.	CHP – Generador sincrónico.....	80
2.2.3.	Análisis de resultados	84
3.	Esquema de relés	85

3.1.	Red urbana	85
3.1.1.	CHP – Generador sincrónico.....	85
3.1.2.	Análisis de resultados	94
3.2.	Red rural	95
3.2.1.	CHP – Generador sincrónico.....	95
3.2.2.	Análisis de resultados	104
4.	Análisis global	105
Capítulo V: Conclusiones y trabajo futuro		107
1.	Conclusiones.....	107
2.	Trabajo futuro.....	109
Bibliografía.....		110
Anexos.....		134
1.	Red BT 12215 Chilectra – Clientes.....	134
2.	Red BT 12215 Chilectra – Topología.....	136
3.	Red BT 3333 CONAFE - Clientes	137
4.	Red BT 3333 CONAFE – Topología	139
5.	Modelamiento de generación distribuida	140
5.1.	PV- Inversor.....	140
5.2.	CHP – Generador sincrónico	142
5.	Corrientes de cortocircuito para coordinación de fusibles y relés – Red BT 12215 Chilectra	143
6.	Corrientes de cortocircuito para coordinación de fusibles y relés – Red BT 3333 Conafe 144	
7.	Detalle fusibles	145
7.1.	Red urbana	145
7.2.	Red rural	146
8.	Corriente pick-up relés para cada caso de estudio (Ipset) y Transformadores de corriente/potencial	147
8.1.	Red urbana	147
8.2.	Red rural	148
9.	Detalle generadores	150
9.1.	Red urbana	150
9.2.	Red rural	152

Índice de figuras

Figura 2—1 - Turbina de vapor en cogeneración con una caldera.....	7
Figura 2—2 - Modelo de conexión a la red y control de un generador eólico en base a imanes permanentes (PMSG)	9
Figura 2—3 - Modelo de control y conexión a la red de distribución de un generador PV.....	10
Figura 3—1. Cambio de paradigma del sistema de generación y consumo de energía considerando GD	12
Figura 4—1 – Selectividad.....	15
Figura 4—2 - Curvas características de un fusible.....	17
Figura 4—3 - Curvas tiempo – corriente de un reconectador	18
Figura 4—4 - Tipos de curvas características de relés de sobrecorriente	19
Figura 4—5 - Modo de conexión de un relé de sobrecorriente (51N)	20
Figura 4—6 - Familia de curvas tiempo-corriente según tiempo de respuesta	21
Figura 4—7 - Modo de conexión de un relé de sobrecorriente (51) direccional (67).....	22
Figura 4—8 - Esquema de polarización de 30°	23
Figura 4—9 - Esquema de relés en una red radial.....	25
Figura 4—10 - Esquema de protecciones en una red radial con múltiples fuentes.....	26
Figura 4—11 - Esquema de protecciones en una red enmallada con múltiples fuentes	27
Figura 4—12 - Circuito radial protegido por fusibles	27
Figura 4—13 - Criterio para coordinación fusible-fusible	28
Figura 4—1 . Red de baja tensión con GD de ejemplo conectada a la red de distribución	33
Figura 4—2 - Pérdida de sensibilidad de un relé.....	34
Figura 4—3- Operación innecesaria del interruptor de la red de distribución	34
Figura 4—4 – Unidad central interroga y recibe mensajes sobre el estado actual de la red	36
Figura 4—5 - Unidad central envía señales a elementos remotos y cambia configuración (en este caso de “2” a “3”).....	36
Figura 4—6 - División de áreas en un esquema adaptativo descentralizado	37
Figura 1—1 –Diagrama de bloques de la metodología	39
Figura 3—1 – Modelo en DigSILENT Red BT 12215 Chilectra	44
Figura 3—2 - Modelo en DigSILENT Red BT 3333 Conafe	47
Figura 4—1 - Esquema de protecciones Red BT 12215 Chilectra - Caso Base - Esquema de fusibles.....	49
Figura 4—2 – Coordinación Rama Izquierda	50
Figura 4—3 - Coordinación Rama Derecha	51
Figura 4—4 - Esquema de protecciones Red BT 3333 Conafe - Caso base – Esquema de salvamento de fusibles.....	53
Figura 4—5 - Coordinación Rama Izquierda	54
Figura 4—6 - Coordinación Rama Derecha N°1	55
Figura 4—7 - Coordinación Rama Derecha N°2	55
Figura 4—8 - Esquema de relés direccionales Red urbana.....	58
Figura 4—9 - Coordinación relés red urbana – Flujo de corriente en sentido horario.....	60
Figura 4—10 - Coordinación relés red urbana – Flujo de corriente en sentido anti-horario ...	60
Figura 4—11 - Esquema de relés direccionales Red rural	62
Figura 4—12 - Coordinación Relés - Red rural - - Sentido Horario	63

Figura 4—13 - Coordinación Relés - Red rural – Sentido Anti Horario.....	63
Figura 6—1 - Resumen de perfil solar y demanda verano - Caso red Chilectra.....	65
Figura 6—2 - Resumen de perfil solar y demanda verano - Caso red CONAFE.....	65
Figura 6—3 - Escenarios de simulación.....	66
Figura 7—1 - Metodología evaluación de esquemas de protección.....	68
Figura 1—1- Comportamiento dinámico generador sincrónico.....	70
Figura 1—2 - Comportamiento dinámico PV	71
Figura 3—1 - Tensión en transición a modo isla rama izquierda.....	88
Figura 3—2 - Tensión en transición a modo isla rama derecha	88
Figura 3—3 - Frecuencia en transición a modo isla rama izquierda	89
Figura 3—4 - Frecuencia en transición a modo isla rama derecha	89
Figura 3—5 - Tensión en transición a modo isla rama izquierda.....	92
Figura 3—6 - Tensión en transición a modo isla rama derecha	92
Figura 3—7 - Frecuencia en transición a modo isla.....	93
Figura 3—8 - Tensión en transición a modo isla rama izquierda.....	97
Figura 3—9 - Tensión en transición a modo isla rama derecha	98
Figura 3—10 - Frecuencia en transición a modo isla rama izquierda	98
Figura 3—11 - Frecuencia en transición a modo isla rama derecha	99
Figura 3—12 - Tensión en transición a modo isla rama izquierda.....	101
Figura 3—13 - Tensión en transición a modo isla rama derecha	102
Figura 3—14 - Frecuencia en transición a modo isla rama izquierda	102
Figura 5—1 - Diagrama de bloques sistema PV	140

Índice de tablas

Tabla 3—1 - Aportes de corriente de cortocircuito de acuerdo a tecnología utilizada	29
Tabla 3—1 - Datos generales red 12215	42
Tabla 3—2 - Datos transformador de distribución	42
Tabla 3—3 - Claves de barras y consumos	43
Tabla 3—4 - Nivel de cortocircuito red externa - Red BT 3333 Conafe	44
Tabla 3—5 - Datos Generales Red BT 3333	45
Tabla 3—6 - Datos transformador de distribución	45
Tabla 3—7 - Claves de barras y consumos	46
Tabla 3—8 - Nivel de cortocircuito red externa - Red BT 3333 Conafe	47
Tabla 4—1 - Configuración Relés Direccionales Red urbana	59
Tabla 4—2 - Configuración Relés Direccionales red Rural	62
Tabla 6—1 - Redes y su ubicación con el fin de estudiar recurso solar	64
Tabla 6—2- Hora a simular, demanda y radiación solar en cada caso de estudio	66
Tabla 2—1 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150[kW]	72
Tabla 2—2 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW]	73
Tabla 2—3 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 20% de penetración – 30 [kW].	73
Tabla 2—4 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 40% de penetración – 60 [kW].	74
Tabla 2—5 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 60% de penetración – 90 [kW].	74
Tabla 2—6 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 80% de penetración – 120 [kW]	74
Tabla 2—7 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW]	75
Tabla 2—8 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 20% de penetración – 30 [kW]	75
Tabla 2—9 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 40% de penetración – 60 [kW]	75
Tabla 2—10 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 40% de penetración – 60 [kW]	76
Tabla 2—11 - Falla en ramal externo – 80% de penetración – 120 [kW].....	76
Tabla 2—12 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW].....	76
Tabla 2—13 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW] [1P].....	78
Tabla 2—14 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW] [1P].....	79
Tabla 2—15 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW] [3P].....	79
Tabla 2—16 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW] [3P].....	79
Tabla 2—17 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 20% de penetración – 30 [kW]	80
Tabla 2—18 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 40% de penetración – 60 [kW]	80

Tabla 2—19 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 60% de penetración – 90[kW]	80
Tabla 2—20 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 80% de penetración – 120 [kW]	81
.....	81
Tabla 2—21 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW].	81
Tabla 2—22 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 20% de penetración – 30 [kW]	81
.....	81
Tabla 2—23 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 40% de penetración – 60[kW]	82
.....	82
Tabla 2—24 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 60% de penetración – 90[kW]	82
.....	82
Tabla 2—25 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 80% de penetración – 120 [kW]	82
.....	82
Tabla 2—26 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW].	83
Tabla 3—1 - Tiempos de apertura – Falla en barra 1 – 20% de penetración – 30 [kW].	86
Tabla 3—2 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 40% de penetración – 60 [kW]	86
Tabla 3—3 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 60% de penetración – 90 [kW]	86
Tabla 3—4 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 80% de penetración – 120 [kW]	87
Tabla 3—5 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 100% de penetración – 150 [kW]	87
Tabla 3—6 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 20% de penetración – 30 [kW].	90
Tabla 3—7 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 40% de penetración – 60 [kW].	90
Tabla 3—8 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 60% de penetración – 90 [kW].	91
Tabla 3—9 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 80% de penetración – 120 [kW].	91
Tabla 3—10 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 100% de penetración – 150 [kW].	91
Tabla 3—11 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 20% de penetración – 30 [kW]	95
Tabla 3—12 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 40% de penetración – 60 [kW]	95
Tabla 3—13 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 60% de penetración – 90 [kW]	96
Tabla 3—14 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 80% de penetración – 120 [kW]	96
Tabla 3—15 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 100% de penetración – 150 [kW]	96
Tabla 3—16 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 20% de penetración – 30 [kW].	99
Tabla 3—17 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 40% de penetración – 60 [kW].	100
Tabla 3—18 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 60% de penetración – 90 [kW].	100
Tabla 3—19 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 80% de penetración – 120 [kW].	100
Tabla 3—20 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 100% de penetración – 150 [kW].	100
Tabla 4—1 - Resumen de resultados considerando generación PV	105
Tabla 4—2 - Resumen de resultados considerando generación CHP	106
Tabla 1—1 – Clientes y ubicación en red BT 3333 Conafe	134
Tabla 2—1 – Detalles de líneas y nodos red BT 12215 Chilectra	136
Tabla 3—1 - Clientes y ubicación en red BT 12215 Chilectra	137
Tabla 4—1 - Detalles de líneas y nodos red BT 12215 Chilectra	139
Tabla 5—1 - Parámetros generador sincrónico	142
Tabla 5—1 - Corrientes de cortocircuito calculadas según IEC60909 red urbana	143
Tabla 6—1 - Corrientes de cortocircuito calculadas según IEC60909 red rural	144

Tabla 7—1 - Detalle de fusibles Red BT 12215 Chilectra.....	145
Tabla 7—2 - Detalle de fusibles Red BT 3333 CONAFE	146
Tabla 8—1 - Corrientes pick up relés red urbana.....	147
Tabla 8—2 - Transformadores de corriente y potencial red urbana.....	147
Tabla 8—3 - Corrientes pick-up relés red rural.....	148
Tabla 8—4 - Transformadores de corriente y potencial red rural	149
Tabla 9—1 - Generadores sincrónicos distribuidos red urbana - caso fusibles.....	150
Tabla 9—2 - Generadores sincrónicos distribuidos red urbana - caso relés	151
Tabla 9—3 - Generadores sincrónicos distribuidos red rural - caso fusibles	152
Tabla 9—4 - Generadores sincrónicos distribuidos red rural - caso relés.....	152

Capítulo I: Introducción

1. Motivación

Una de las recurrentes preguntas acerca del modelo energético chileno es si éste es o no eficiente. Para responder esta interrogante no hay mejor forma que compararlo con lo que se espera de él. Los objetivos fueron fijados por el Estado en la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982, y destacan tres tareas prioritarias: lograr una operación económica, preservar la seguridad del abastecimiento, y tener una producción limpia. Desde esta óptica los resultados son insatisfactorios: la energía en Chile es cara, el abastecimiento está lejos de ser garantizado y, finalmente, es una matriz relativamente sucia y en creciente carbonización. En el quintil más pobre del país, las familias utilizan el 11% de su presupuesto en energía eléctrica [1].

La generación eléctrica es una industria en constante crecimiento debido a la vertiginosa alza en la demanda de energía, la cual crece a nivel mundial a pesar de los esfuerzos de varios países en cuanto a eficiencia energética y responsabilidad de consumo. El sector industrial no ha parado de crecer y la carbonización de la matriz energética es una realidad constante. Esto se refleja en que hoy en día Chile es uno de los mayores emisores de CO₂ en Latinoamérica, y se prevé que producirá entre 124 y 180 millones de toneladas de este gas de efecto invernadero para 2020, y el sector eléctrico representará el 40% de tales emisiones según proyecciones del programa estatal MAPS-Chile [2].

Por otro lado, hay también avances virando cada vez más a centrales de menor tamaño e impacto ambiental, y con esto surge el concepto de Generación Distribuida (GD) el cual rompe con el paradigma de grandes centrales generadoras abasteciendo centros de consumo y lo sustituye con uno en el que cada consumidor es responsable de su generación eléctrica limpia y confiable.

En este modelo, generadores se conectan a la red de distribución rompiendo la lógica operacional de un sistema convencional. Estas pequeñas centrales se encuentran cerca de los centros de consumo, reduciendo las pérdidas del sistema, retrasando inversiones y abasteciendo de manera confiable a los consumidores. Cabe mencionar también que corresponde a un gran incentivo al uso de ERNC, las cuales por barreras económicas muchas veces no se implementan en grandes parques, sin embargo dentro de este nuevo paradigma tienen una gran oportunidad dado que se utilizan máquinas pequeñas y locales.

Además de romper con un paradigma meramente técnico, la GD promueve paulatinamente el término de un esquema oligopólico de producción de energía en el caso de Chile, en el cual

las empresas privadas determinan, en gran parte, el avance en materia energética de un país y en reiteradas ocasiones realizan grandes inversiones en medio de comunidades o sectores protegidos provocando choques ideológicos con los residentes en el sector.

La inserción de GD a gran escala en un sistema implica un proceso paulatino de democratización de la matriz eléctrica, en el cual la misma sociedad se hace cargo de su propio abastecimiento, la seguridad, continuidad y confiabilidad del servicio, utilizando energías limpias y dejando de lado las grandes líneas de transmisión y las pérdidas asociadas, además de obtener energía limpia y barata. Esto implica consumidores más conscientes del proceso de utilización de la energía, convirtiéndose naturalmente en una mejora en cuanto a eficiencia y autonomía energética.

A pesar de todos los beneficios que pueda traer la GD o los incentivos como por ejemplo la ley Net Metering [3], ésta trae consigo un montón de desafíos técnicos para las redes convencionales de distribución, las cuales se encuentran diseñadas para soportar lógicas radiales de funcionamiento.

La inserción de GD provoca cambios en los perfiles de tensión en las barras cercanas debido a su inyección de potencia e incrementos en los niveles de cortocircuito por parte de las máquinas sincrónicas. Este último problema provoca pérdida de selectividad y/o sensibilidad en los sistemas de protección, ya que dispositivos como fusibles y reconectores fueron diseñados para trabajar unidireccionalmente.

Para sortear estos desafíos técnicos es necesario generar propuestas metodológicas desde el punto de vista técnico en cuanto a sistemas de protección para redes de distribución con GD, a través de investigación de los avances en esta materia a nivel mundial y posterior evaluación de soluciones en redes de distribución reales.

La idea es permitir la operación segura y confiable de la GD en la red, sin que ésta implique daños en los equipos, pérdida de abastecimiento o incluso, accidentes a las personas.

2. Objetivo general

Contribuir a la mitigación de los problemas surgidos a partir de la incorporación de GD en redes de distribución mediante la formulación de una metodología que permita resolver la problemática asociada a los esquemas de protección.

3. Objetivos específicos

- Disponer de antecedentes acerca de redes de distribución actuales con penetración de tecnologías de GD.
- Conocer la problemática asociada a la conexión de generación en las redes de distribución de baja tensión desde el punto de vista de protecciones instaladas.
- Disponer de una descripción de esquemas de protección actuales para integrar tecnologías de GD de modo de usarlos como línea de base para la formulación de una solución.
- Formular una propuesta metodológica que permita la integración masiva y técnicamente factible de generación en redes de distribución.
- Validar la propuesta mediante casos de estudio, que involucren distintas topologías de red, puntos de conexión, nivel de penetración y tecnologías de GD.

4. Alcances

- La recopilación de antecedentes, problemáticas y soluciones propuestas asociadas a la integración de GD se realizará considerando baja tensión, es decir por debajo de 400 [V].
- Se realizará una investigación acerca de esquemas de protección actuales, la cual estará enmarcada principalmente en publicaciones académicas debido a la poca implementación que existe a nivel mundial en cuanto a protecciones en baja tensión con GD.
- La validación de la propuesta metodológica se realizará a través del análisis de una red urbana y una red rural mediante el software DigSILENT PowerFactory.
- Las tecnologías a utilizar para los casos de estudio serán solar y cogeneración.

Capítulo II: Antecedentes sobre generación distribuida y sistemas de protección

1. ¿Qué es la generación distribuida?

A nivel mundial no existe consenso sobre qué es exactamente la GD (desde ahora GD), puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a la red, etc.

El DPCA (Distribution Power Coalition of América) la define como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Por otro lado, la *Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency)* considera como GD únicamente la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini y micro turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica. [4]

Asimismo, existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la instalación de GD. El *Departamento de Energía (DOE)* de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el Régimen Especial contempla un límite máximo de potencia hasta de 50 MW. *EscoVale Consultancy*, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable. [4]

Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

En este trabajo de título se define la GD como pequeñas unidades modulares (no mayores a 10 MW) conectadas a la red de distribución de baja tensión.

2. Clasificación de la generación distribuida

La literatura realiza diversas clasificaciones de los medios de GD o también llamados DER (por su sigla en inglés: Distributed Energy Resources), esto son según la potencia de la instalación, el objetivo de ésta y la tecnología asociada.

2.1. Según potencia

Considerando diversos rangos de potencia se habla de microgeneración –para instalaciones de potencia inferior a 5 kW-, minigeneración –entre 5kW y 5MW- y generación de media y gran escala para sistemas cuya potencia esté entre 5 y 50 MW y 50 y 100 MW respectivamente.

En Chile, según el DS N°244, se considera un pequeño medio de GD, PMGD a un generador conectado a la red de distribución cuya capacidad no supera los 9 MW, y en el marco del presente trabajo, se considera que baja tensión según el DS N° 237 es cualquier instalación cuyo voltaje nominal no sea superior a 400 Volts entre fases.

De acuerdo con esto, se introducirán algunas definiciones básicas importantes [5]:

- **PMGD: Pequeño Medio de GD**, corresponden a los medios de generación cuyos excedentes de potencia no superan los 9 MW. Estos deben estar conectados a la red de distribución.
- **GDBT: GD en baja tensión**, corresponde a los medios de generación conectados a la red de distribución, pertenecientes a la Empresa Distribuidora o a un cliente final. Estos medios van conectados a la red de baja tensión, es decir, bajo 400 V Pueden tratarse de medios de generación convencional o no convencional.

2.2. Según uso de la energía

Una clasificación que brinda una idea del potencial de la GD, es la que se realiza teniendo en cuenta el uso de la energía generada. Esta clasificación se presenta a continuación [6]:

- **Generación para soporte de la red de distribución:** Es la generación que sirve como soporte a la red de distribución ante pérdidas del suministro de energía eléctrica para aquellas cargas sensibles, como lo son hospitales e industrias. De esta forma se aumenta la confiabilidad del sistema eléctrico.
- **Generación en isla:** Es propia de poblaciones aisladas, que se encuentran por fuera de un Sistema Interconectado, debido a obstáculos geográficos que dificultan el suministro de energía, de manera que conectarse a la red es muy costoso y se requiere de una central que genere la energía necesaria para dicha población.
- **Generación para peaks de carga:** El precio de la energía varía dependiendo de la curva de demanda y la generación disponible. Por tanto, este tipo de GD es usada para reducir costos de energía en los periodos donde se presenten *peaks* de demanda, principalmente

en el sector industrial. Esto implica que la industria podría generar su propia energía en los momentos en que el costo del kWh es más caro y autoabastecerse a un precio menor.

- **Cogeneración (CHP, por sus siglas en inglés):** Es un proceso de alto nivel de eficiencia eléctrica al producirse simultáneamente energía eléctrica y térmica. Es ampliamente utilizado en hospitales e industrias.
- **Generación para carga base:** GD continua e interconectada a la red, por medio de lo cual se puede interactuar con el sistema: suministra parte de la energía requerida y aumenta la confiabilidad, al mejorar los perfiles de tensión y reducción de pérdidas

2.3. Según tecnología

En la GD se puede encontrar múltiples fuentes de energía para llevar a cabo el proceso de generación de electricidad a partir de los recursos naturales y por medio de combustibles. Según la tecnología empleada, se pueden considerar dos tipos: generación convencional o no convencional.

2.3.1. Generación convencional

Las energías convencionales son las que provienen de recursos energéticos tales como petróleo, carbón y gas natural, estos recursos son limitados y el uso indiscriminado que se ha hecho de ellos durante muchos años ha derivado en que cada vez son más difíciles de obtener, tendiendo a su desaparición. Por otro lado son altamente contaminantes y deterioran el medio ambiente provocando un paulatino calentamiento del planeta. Asimismo, tienen aplicaciones en GD, las cuales se mencionan a continuación [7]:

- **Microturbinas (cogeneración)**

Las microturbinas son turbinas de pequeño tamaño (10-500kW) que permiten obtener calor y electricidad (cogeneración) para aplicaciones industriales y comerciales, con eficiencias térmicas en el rango del 50% -60% y eléctricas entre el 15 – 30%. Se trata de una tecnología emergente y las más desarrolladas son las microturbinas de potencia inferior a 200 [kW], aunque se están haciendo grandes avances en las de mayor potencia.

Su funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional con la particularidad de que los elementos adicionales para la generación eléctrica se encuentran acoplados en la propia turbina.

Las microturbinas de gas tienen una aplicación directa en la GD, bien como elementos independientes de generación, o bien como integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustibles, micro-cogeneración o, en el terreno del transporte, vehículos eléctricos híbridos.

- **Turbinas de vapor**

En esta tecnología, el combustible se usa para producir calor el cual se emplea para generar vapor. Este vapor es utilizado en la turbina para producir electricidad. Esta tecnología se puede utilizar con una gran variedad de combustibles entre los que se encuentran el gas natural, diesel, residuos sólidos urbanos y recursos de biomasa (residuos agrícolas o cultivos energéticos para la generación de electricidad).

Tiene su justificación en GD en aplicaciones de cogeneración (cuando se usan combustibles fósiles) o como generación renovable. La Figura 2—1 corresponde a un esquemático de un sistema en el cual la turbina de vapor aprovecha la salida de una caldera y luego inyecta esta energía a la red de distribución o alimenta la misma construcción.

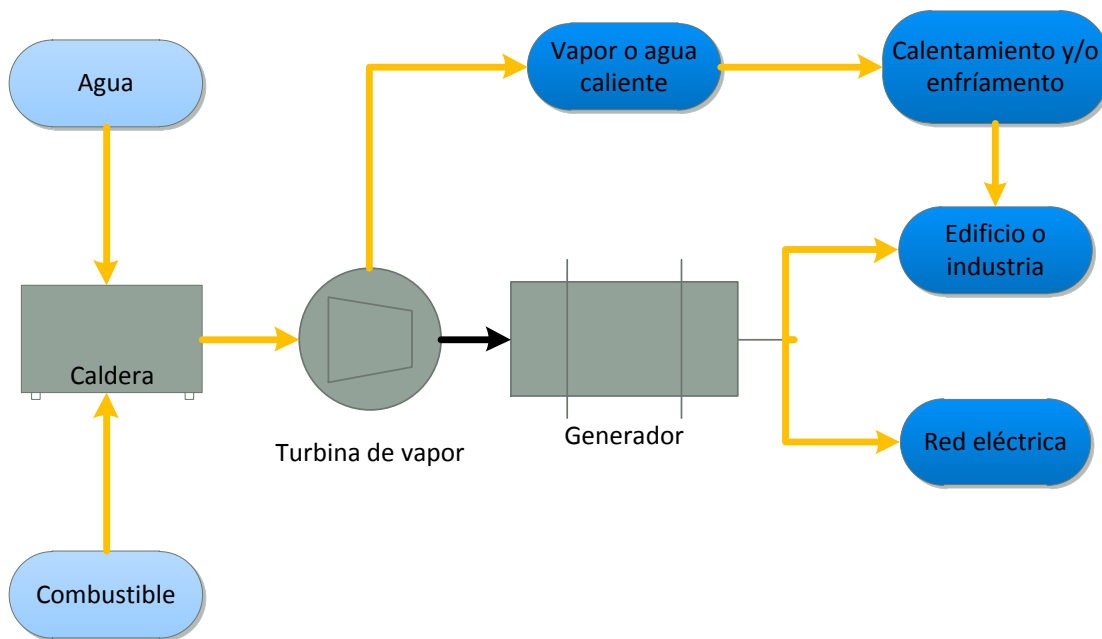


Figura 2—1 - Turbina de vapor en cogeneración con una caldera

2.3.2. Generación no convencional

A diferencia de las energías fósiles, las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Entre estas fuentes de energías están: la hidráulica de pequeña escala, la solar, la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica y los biocombustibles.

En Chile se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz [8]

La GD representa una gran oportunidad para la inserción de este tipo de energías a la matriz, ya que, al no ser económicamente rentables desde un punto de vista amplio para la red, de igual forma existe la posibilidad de que los consumidores inviertan en su propia energía a pequeña escala abaratando los costos, masificando el conocimiento acerca de ERNC y aportando a la reducción de emisiones por parte de la red.

A continuación se enumeran las más importantes [7]:

- **Mini-hidráulica**

Una estación generadora mini hidráulica consiste en una turbina conectada a un generador eléctrico y todas las estructuras necesarias como canales y presas que regulen el caudal del río. Esta tecnología convierte la energía cinética del agua en energía eléctrica. La energía cinética depende del caudal y de la diferencia de cota entre el nivel superior del agua en la presa y nivel de la turbina. En España, de acuerdo al Real Decreto 661/2007 se considera una central mini-hidráulica aquella con una potencia instalada menor ó igual a 10MW. [9]

Existen tres tipos de tecnologías de generación mini-hidráulica:

- Fluyentes: poca diferencia de cota, mucho caudal. Se utilizan turbinas Franklin, Kaplan y Banki y tienen pocas posibilidades de regular la potencia de salida.
- Media cota (turbinas Francis)
- Alta cota: mucha diferencia de cota, poco caudal fácilmente regulable y se utilizan turbinas Pelton y Turgo.

- **Eólica**

Tecnología que usa la energía eólica y la transforma en energía eléctrica. La potencia de dichos equipos se sitúan en la actualidad en rangos que van desde unos 30 kW hasta más de 2 MW. Es una tecnología bastante madura, con índices de fiabilidad cercanos al 97%. A pequeña escala se utilizan generalmente entre 25 kW y 100 kW [2]

Como GD puede considerarse, únicamente, las pequeñas instalaciones de aerogeneradores instaladas cerca del consumo que pueden servir para llevar suministro eléctrico a lugares aislados, alejados de la red eléctrica, y utilizadas comúnmente para el bombeo de agua, etc. Aparte de esas aplicaciones, una aplicación emergente es la integración de energía eólica a pequeña escala en edificios. [4]

Existen dos tecnologías de transformación de la energía mecánica de las aspas en energía eléctrica: mediante generadores sincrónicos y asincrónicos. La tendencia actual va hacia

generadores asincrónicos doblemente alimentados controlados por convertidores. Esto permite regular la tensión de salida modificando el consumo o generación de potencia reactiva mediante la constante variación de velocidad, lo cual rompe con la lógica convencional de solamente consumir reactivos por parte de los generadores de inducción. Esta opción es muy útil cuando el generador se conecta a redes débiles, donde una fuerte inyección de potencia puede elevar la tensión del punto de conexión a valores por encima de los rangos tolerables. Además la construcción de las aspas con la posibilidad de variar su ángulo de ataque permite regular la potencia activa generada.

Sin embargo, últimamente están tomando fuerza los generadores sincrónicos de imanes permanentes, PMSG, por sus siglas en inglés. Esta tecnología tiene preponderancia en aplicaciones *off shore*, debido a su bajo nivel de mantenimiento, a pesar de esto, esta tecnología se ve entrampada debido a que el mercado de tierras raras (material utilizado para fabricar los imanes) es controlado por un solo país (China). [10]

En la Figura 2—2 se encuentra un modelo de conexión y control de un generador eólico sincrónico de imanes permanentes, el cual es el más usado en aplicaciones de GD. Éste se conecta mediante un rectificador que fija una tensión continua fija en su salida (V_{dc}) a través del condensador de acoplamiento para luego pasar por la etapa inversora y entregar la potencia deseada a la red mediante control vectorial en ejes d-q. En este caso la tensión de salida es modulada mediante PWM.

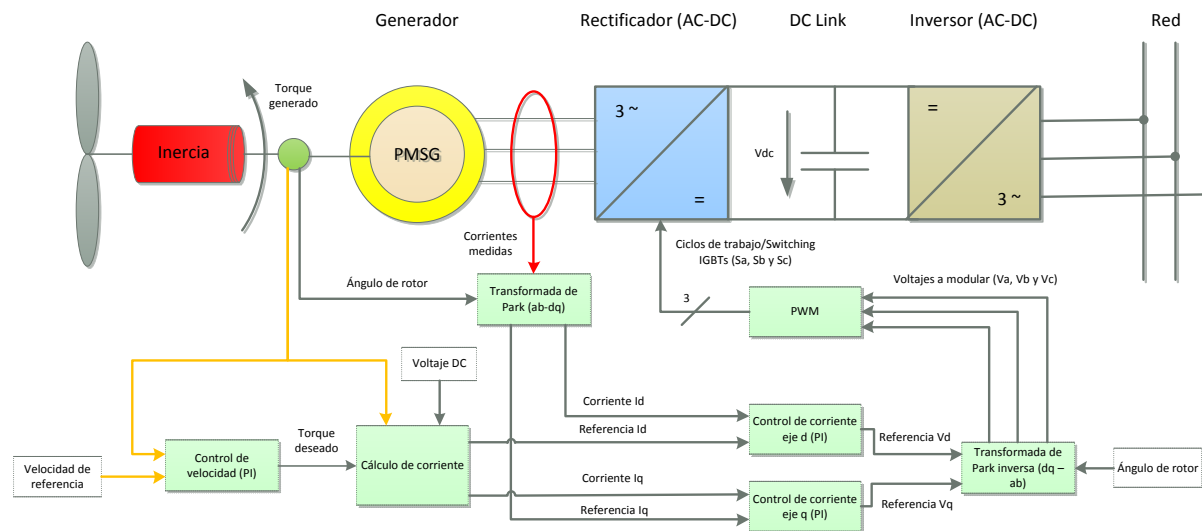


Figura 2—2 - Modelo de conexión a la red y control de un generador eólico en base a imanes permanentes (PMSG)

- **Solar fotovoltaica**

Convierte la energía solar en electricidad. El rendimiento energético alcanzado en la actualidad ronda el 25%. Se pueden dividir en tres tipos según su modo de funcionamiento:

- **Funcionamiento aislado:** Se usa en localizaciones que no tienen acceso a la red de distribución y necesita del uso de baterías y de un regulador de carga.
- **Funcionamiento híbrido:** supone que las placas fotovoltaicas se conectan en paralelo con otra fuente de generación, como un motor diesel o un generador eólico.
- **Conectados en paralelo con la red:** el consumo se alimenta o de los paneles fotovoltaicos o de la red, conmutando mediante un inversor. Esta solución presenta la ventaja de no necesitar batería ni un regulador de carga, con lo que se reducen las pérdidas y la inversión necesaria.

La Figura 2—3 ilustra un esquema de conexión y control de un generador PV. La potencia de salida se regula mediante un controlador que se encarga de llevar al dispositivo a su MPPT en cada momento mediante un conversor DC/DC. Luego esta tensión es modulada y entregada en forma de corriente alterna a la red de distribución.

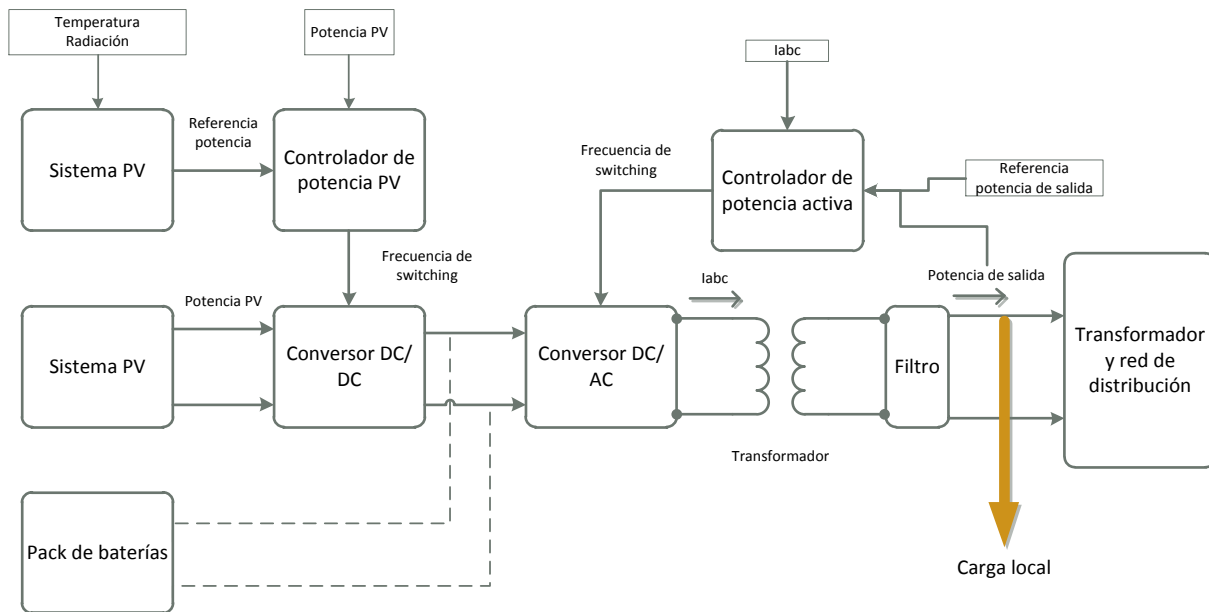


Figura 2—3 - Modelo de control y conexión a la red de distribución de un generador PV

La potencia nominal de las instalaciones en viviendas unifamiliares o edificios en general está relacionada con la superficie útil disponible para la instalación del generador PV, aproximadamente de 8 a 10 [m²] por cada kW, en función del rendimiento del generador.

La potencia típica de la mayor parte de las instalaciones se sitúa en torno a los 5 kW en viviendas y hasta 100 kW en otras instalaciones en edificios e integración urbana.

3. Beneficios del desarrollo de la GD

La GD no responde a los mismos desafíos que la generación convencional, ya que se encuentra lejos de ser capaz de sostener un sistema eléctrico en su completitud, sin embargo es posible enumerar algunos beneficios surgidos a partir de la implementación de este nuevo paradigma.

3.1. Producción, pérdidas y construcción

La GD puede ayudar a las distribuidoras a afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales, donde la red de distribución es restringida, en este mismo sentido puede llegar a ser más rentable implementar tecnologías de GD que redimensionar una red. Además si se usa como reserva, es decir, almacenando la energía no utilizada inmediatamente en el momento de su generación, es posible despacharla en horas de demanda punta aliviando la carga de la red.

Otro punto importante de la inserción de GD a la red de distribución es su contribución a la disminución de las pérdidas eléctricas durante la transmisión. Aproximadamente el 30% de la inversión de las compañías eléctricas se dedica a cubrir costos de transporte y distribución. Las pérdidas que se producen en las líneas, debidas al transporte de la energía, se estiman en un 7-10% de promedio con respecto a la potencia total generada, alcanzando un 14% en horas punta. La GD, al estar conectada en puntos más cercanos al consumidor, reduce estas pérdidas, aunque los efectos pueden variar dependiendo de las características propias de la red, de su topología, ubicación de los generadores y cuanto se produce en cada instante. [4]

3.2. Aspectos medioambientales

Las ERNC por su naturaleza se encuentran en forma dispersa y de poca densidad y no ofrecen las ventajas de otros recursos tales como carbón o gas natural para los sistemas actuales de planificación y producción de energía, ya que la producción se basa en grandes centrales. Aparte de los grandes parques eólicos y centrales fotovoltaicas, los proyectos de energía renovable son de pequeña escala, en que el usuario puede ser desde una empresa generadora hasta una casa residencial.

En este sentido, la penetración y crecimiento de la GD está muy ligada a las energías renovables y otras tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración: una gran parte de la energía primaria se consume para producir calor ya sea en las residencias o en la industria y gracias a que la GD está en el sitio del consumo, facilita la explotación del calor que en otros casos se rechazaría.

El uso de la ERNC, aumento de la eficiencia, disminución de pérdidas del transporte, la posibilidad del uso de combustibles renovables o menos contaminantes tal como el gas natural, convierten la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales reduciendo las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) mediante un menor consumo de combustibles fósiles. En general, podemos decir que los proyectos de GD se enfocan a un mayor desarrollo sostenible.

3.3. El consumidor y la generación distribuida

La oportunidad que los consumidores se vuelvan productores de energía podría eventualmente llevar a un cambio de paradigma en el proceso de generación y consumo de energía.

Este efecto ocurrirá debido a que los consumidores, orientados tanto a una alta fiabilidad y calidad como a un bajo precio del servicio, pueden decidirse por la GD ya que resulta económicamente competitivo respecto a la generación tradicional. Partiendo por lograr la convivencia de la generación convencional con la tradicional y, a través de la investigación y desarrollo de tecnologías se avanza hacia la red esquematizada en la Figura 3—1.

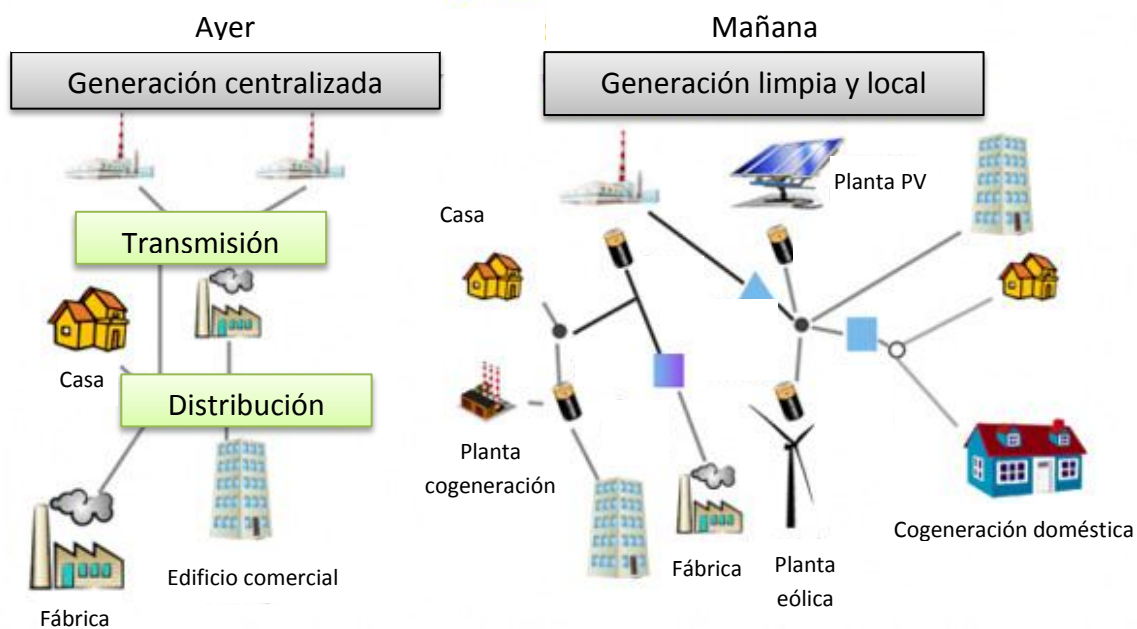


Figura 3—1. Cambio de paradigma del sistema de generación y consumo de energía considerando GD

Por otro lado, en cuanto a los consumidores aislados o fuera del alcance de la red, la GD es la única solución viable, y sin embargo ésta favorece el desarrollo de localidades o de áreas rurales, creando puestos de trabajo.

Una generación dispersa y basada en las fuentes energéticas locales, diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región. Generadores pequeños interconectados, formando una red de baja tensión aislada, pueden ofrecer un servicio fiable ya que la probabilidad de una falla de todos es muy baja. Además, si un generador quedase fuera de servicio, es muy fácil para los otros compartir la carga. Dado esto, generalmente la GD hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados. [7]

A pesar de todos los beneficios recién enumerados y descritos, la GD tiene varios inconvenientes. El ciudadano común tendrá que hacer funcionar y mantener la instalación, y sobretodo asegurar el suministro del combustible para las instalaciones diferentes de las de energía renovable. En cuanto la GD está conectada a la red, es necesario un control más estricto, ya que el funcionamiento y mantenimiento de las redes de distribución es más complejo. Finalmente, una parte de las tecnologías de GD, las más innovadoras, no están aún probadas suficientemente en el mercado y por lo tanto representarían para los clientes un riesgo a la hora de su adquisición.

4. Sistemas de protección

4.1. Características generales de un esquema de protecciones

En redes de distribución deben cumplir con las características esenciales de todo sistema de protecciones, es decir [11,12].

- **Confiabilidad:**

Seguridad de que la protección opere correctamente. Esto quiere decir que el sistema o esquema de protecciones debe ser capaz de asegurar que no se produzcan daños en personas o equipos conectados a la red durante fallas y además minimizar el número de interrupciones de energía que pudieran afectar a los clientes finales.

- **Selectividad:**

Esta característica tiene que ver con asegurar la máxima continuidad del servicio con la mínima cantidad de desconexiones y detectar operaciones falsas, como corrientes de arranque, armónicos y transitorios varios. Es decir el esquema de protecciones no debe operar ante falsas señales de alerta.

En una red radial el objetivo de la selectividad es desconectar de la red el receptor o la derivación de salida en falla y sólo ésta, manteniendo en servicio la mayor parte posible de la instalación. Cualquier falla podría provocar una pérdida de selectividad si no se tiene presente la coordinación de los dispositivos de protección.

Se le llama selectividad total si queda garantizada para cualquier valor de corriente de falla hasta el valor máximo disponible que pueda ser detectado en la red.

Para ejemplificar, en la Figura 4—1 ocurre una falla en la rama derecha del circuito y el sistema de protecciones ejecuta la apertura del interruptor D2 en vez de D1, asegurando selectividad y la no pérdida total de la alimentación del circuito aguas abajo.

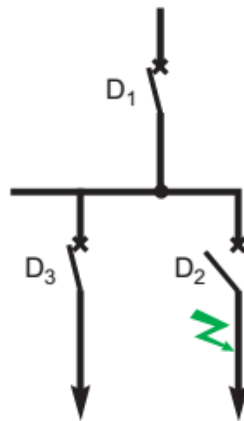


Figura 4—1 – Selectividad

El número de clientes que se ven afectados por una falla se minimiza seleccionando y ubicando adecuadamente los equipos de protección en el alimentador principal, en el punto de derivación de cada rama, y en los puntos críticos de los circuitos ramificados. Las fallas permanentes se despejan con la operación de fusibles instalados en las derivaciones secundarias y laterales, esto limita el número de clientes afectados y además permite identificar el lugar de ocurrencia de la falla permanente.

- **Sensibilidad:**

El esquema de protecciones debe enterarse de la ocurrencia de una falla en cualquier punto del circuito, ya que de éste depende la correcta operación de los equipos y el abastecimiento de energía a los consumidores. Un sistema no sensible podría ser causa de mala planificación a la hora de compra de fusibles (corriente nominal muy alta) o mala configuración de relés.

- **Velocidad de operación:**

Mínimo tiempo de duración de la falla y por ende reducción de daños a los equipos. Este punto es muy importante dado lo grande en magnitud de las corrientes de cortocircuito y sobre todo a la presencia de los arcos eléctricos que normalmente le acompañan, los circuitos afectados deben de quedar interrumpidos casi instantáneamente, en menos de algunas centenas de milisegundos.

Los objetivos secundarios que debe cumplir un sistema de protecciones de distribución, por otro lado son:

- Eliminar riesgos de seguridad lo más rápido posible
- Desconectar líneas, transformadores y otros aparatos que se encuentren en falla [13]

4.2. Elementos básicos de un sistema de protección de sobrecorriente en redes de distribución

En redes de distribución se utiliza una amplia variedad de equipos. El tipo particular de protección a utilizar depende del elemento que se quiere proteger y el nivel de tensión del sistema, y, aunque no hay estándares específicos que abarquen toda la complejidad de un sistema de protección en distribución, acá se abarcan algunos de los equipos y prácticas de utilización. Lo más utilizados son:

4.2.1. Fusible

El fusible es un elemento de protección de sobrecorriente y es el más utilizado en redes de distribución; posee un elemento que es directamente calentado por la corriente que circula y se destruye cuando ésta excede un valor predeterminado. Un fusible bien escogido debe abrir el circuito mediante la destrucción del elemento fundible, eliminar el arco establecido durante la ruptura del elemento y luego mantener la condición de circuito abierto con voltaje nominal aplicado en sus terminales (es decir, sin arco a través del elemento fusible).

La mayoría de los fusibles utilizados en sistemas de distribución operan con el principio de expulsión, es decir, tienen un tubo donde confinan el arco, con su interior cubierto con fibra des-ionizante y el elemento fusible. En presencia de una falla, el interior de la fibra se calienta cuando el elemento fusible se derrite, produciendo gases des-ionizantes que se acumulan en el tubo. El arco es comprimido y expulsado del tubo; con esto, el escape del gas a través del tubo causa que las partículas que sostienen el arco sean expulsadas también. De esta forma, el arco logra ser extinguido cuando y haciendo que la corriente circulante caiga a cero. La presencia de los gases y la turbulencia dentro del tubo aseguran que la corriente de falla no se re-establezca después de que ésta caiga a cero [13].

La zona de operación está limitada por dos factores; el límite inferior basado en el tiempo mínimo requerido para que el elemento fusible se destruya (Minimum Melting Time, MMT) y el límite superior determinado por el tiempo máximo total que le toma al fusible despejar la falla o curva MCT por sus siglas en inglés (Maximum Clearing Time Curve). La Figura 4—2 muestra las dos curvas características de un fusible en un diagrama tiempo corriente de DigSILENT. La que siempre toma valores inferiores corresponde al tiempo mínimo de fusión y la que la acompaña es la curva de extinción del arco.

Las siguientes consideraciones deben ser tomadas para seleccionar un fusible para una cierta operación en un sistema de distribución:

- Voltaje y nivel de aislación
- Tipo de sistema
- Nivel máximo de cortocircuito
- Corriente de carga

Los factores recién mencionados determinarán la corriente y voltaje nominales del fusible, además de sus características de cortocircuito.

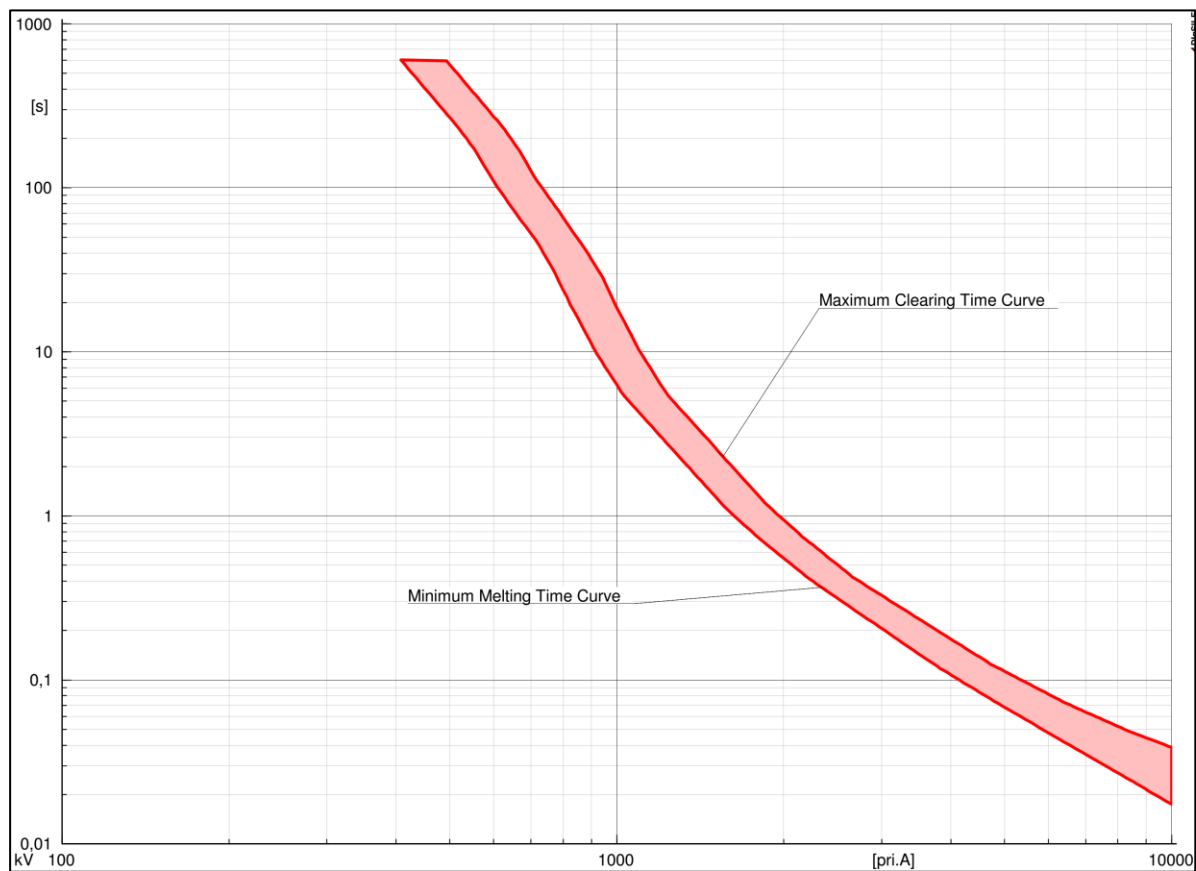


Figura 4—2 - Curvas características de un fusible

2.1.1. Reconector

Este dispositivo tiene la habilidad de detectar sobrecorrientes de fase y fase-tierra y luego interrumpe el circuito si ésta se prolonga durante un determinado tiempo, después de esto automáticamente se vuelve a cerrar, re-energizando la línea. Si la falla que originó la primera

operación del reconectador persiste, éste al cerrarse volverá a detectar la sobrecorriente y nuevamente se abrirá. Estas operaciones se repiten después de un cierto número de ciclos de apertura y cerrado predeterminado en el dispositivo. Si al final de todas las operaciones la falla continúa, el sistema queda des-energizado aguas abajo del reconectador ya que la falla es de naturaleza permanente. En un sistema de distribución, en general, entre el 75% y el 95% de las fallas son de naturaleza temporal y tienen una duración de unos pocos ciclos como cota superior [13]. Este dispositivo debe estar coordinado aguas arriba con las protecciones del transformador de alta tensión y también con los dispositivos aguas abajo.

El reconectador, gracias su característica abierto/cerrado, previene que el circuito quede des-energizado debido a fallas temporales.

Típicamente son diseñados para tener 3 ciclos de abierto/cerrado y, luego de esto ocurre una apertura final para terminar la secuencia. La operación característica tiempo-corriente de los reconectadores normalmente incorpora dos o tres curvas, una rápida (primera operación del reconectador) y una o dos retardadas (con un margen de tiempo con respecto a la primera curva) [13]. La Figura 4—3 ilustra las curvas tiempo corriente de un reconectador con una curva instantánea y una retardada modelado en DigSILENT.

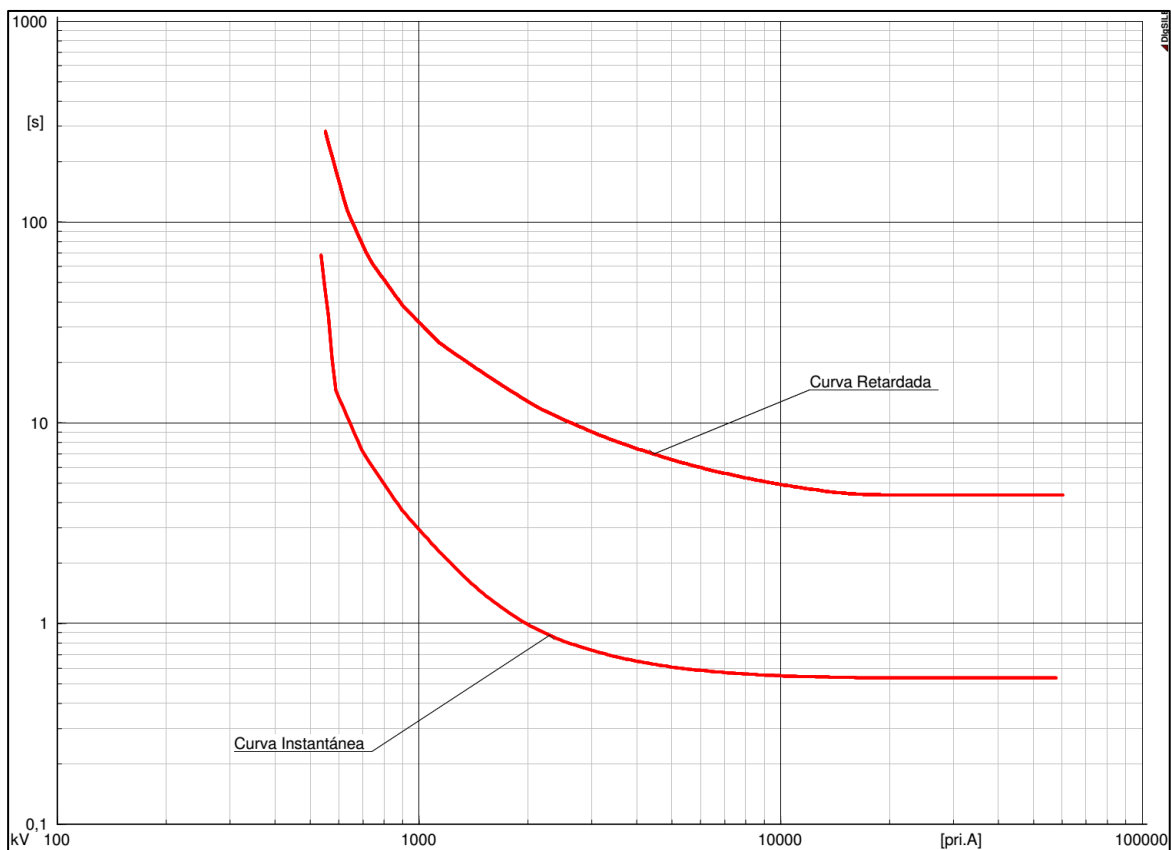


Figura 4—3 - Curvas tiempo – corriente de un reconectador

2.1.2. Relé de sobrecorriente

Este relé es el dispositivo más común entre los elementos de sobrecorriente. Tal como el nombre lo dice, el relé está designado para operar cuando el valor de la corriente que circula por un lugar específico del sistema es mayor que un valor predeterminado en la configuración del relé. Hay dos formas básicas de relés de sobrecorriente: instantáneos y de tiempo retardado [14].

Los relés instantáneos operan sin retardo intencional cuando la corriente excede la permitida. Sin embargo, el tiempo de operación (apertura de contactos) de este tipo de relés puede variar significativamente. Puede ser tan bajo como 0.016 segundos o tan alto como 0.1 segundos.

El relé con retardo de tiempo tiene una característica de operación tal que su tiempo de operación varía inversamente con la corriente circulante. Esta característica y la anterior se muestran en la Figura 4—6. El diagrama modelado en DigSILENT muestra las cuatro características tiempo-corriente más comúnmente utilizadas: inversa, extremadamente inversa, moderadamente inversa y normalmente inversa. Estas curvas difieren en la razón según la cual el tiempo de operación decrece dependiendo del aumento de la corriente.

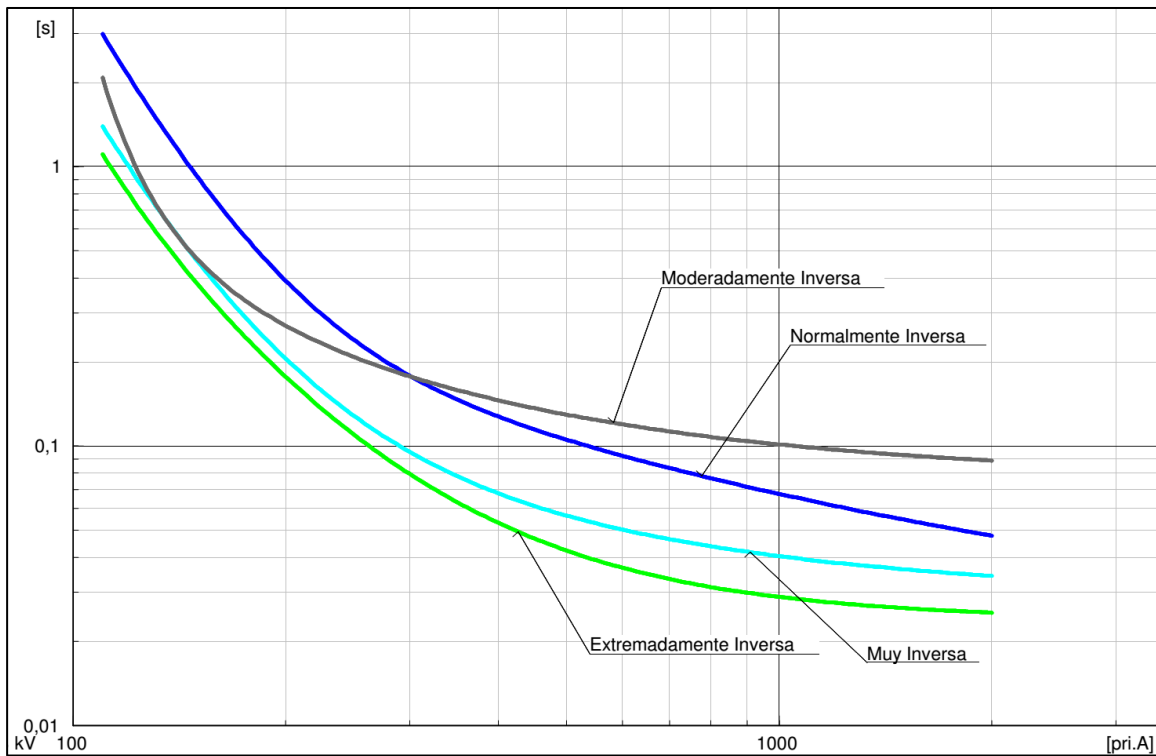


Figura 4—4 - Tipos de curvas características de relés de sobrecorriente

Ambos tipos de relé son no selectivos por naturaleza en cuanto a que pueden detectar condiciones de sobrecorriente no solo en su propio equipo, sino que también en los dispositivos adyacentes. Sin embargo, en la práctica la selectividad se puede conseguir a base de sensibilidad, o tiempos de operación, o una combinación de las dos dependiendo de las curvas tiempo-corriente relativas entre el conjunto de relés [14].

La utilización de relés de sobrecorriente es, en general, más difícil y menos permanente que otro tipo de relé, esto es porque su operación se ve afectada por variaciones en la magnitud de las corrientes de cortocircuito causadas por cambios en la operación del sistema y conexión de nuevas fuentes de generación. Hoy en día es usada principalmente en sistemas de distribución, donde el bajo costo es un factor importante. La Figura 4—5 ejemplifica en una fase la conexión de un relé de sobrecorriente (51N), el cual recibe señales desde un transformador de corriente (TC) y envía una señal de apertura al interruptor. En general estos relés se conectan mediante un transformador de corriente en cada una de las fases y el neutro.

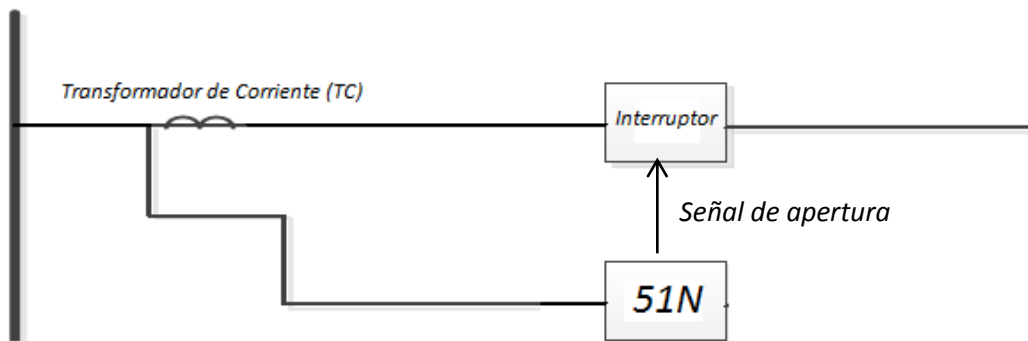


Figura 4—5 - Modo de conexión de un relé de sobrecorriente (51N)

La Figura 4—6 muestra una familia de curvas representadas en DigSILENT que grafican cuatro posibles configuraciones de curvas de relés de sobrecorriente. Cada una varía según un parámetro llamado “time dial” (T_p), el cual determina que tan rápida o lenta es su respuesta ante sobrecorrientes y por ende cuan arriba o abajo se encuentra una curva en el gráfico tiempo corriente. Los relés de sobrecorriente actualmente son programables y es posible obtener una gama continua de curvas dependiendo de este último parámetro.

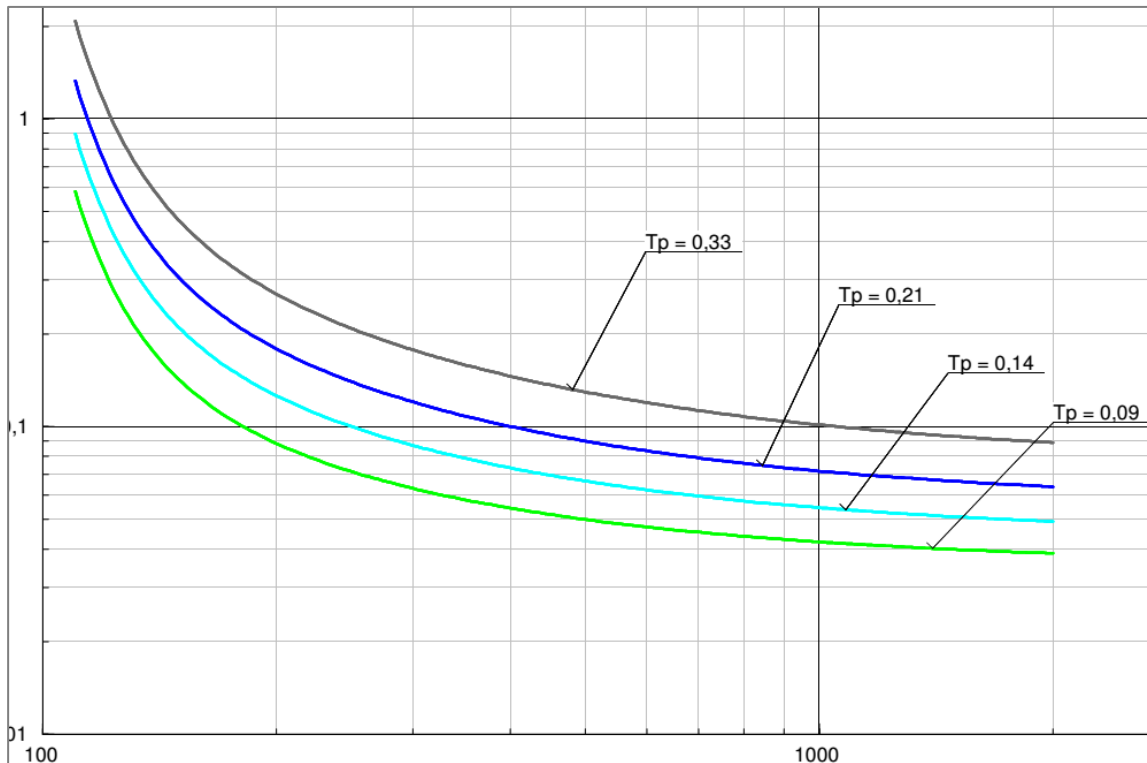


Figura 4—6 - Familia de curvas tiempo-corriente según tiempo de respuesta

2.1.3. Relé direccional

Este tipo de relés es necesario para redes cuyas fuentes de energía están ubicadas en diferentes lugares de la red y se hace necesario limitar la acción del éste para fallas en una sola dirección. Sería imposible obtener selectividad total utilizando relés sin detección de flujo de corriente de cortocircuito, ya que la corriente puede fluir en dos sentidos a través del transformador de medida del relé y ésta puede tener distintas magnitudes.

Los relés direccionales necesitan dos señales de entrada, la corriente de operación y una referencia o valor de polarización, por lo general es un voltaje pero también puede ser una corriente. La diferencia angular entre la tensión medida y la corriente indica la dirección del flujo y si el relé debe abrir contactos o bloquearse. En la Figura 4—7 se puede visualizar el modo de conexión física de este tipo de relés. Se requiere un transformador de potencial (polarización) y un transformador de corriente. Con la acción de ambos relés (51 y 67) se consigue tener orden de apertura del interruptor si la magnitud de corriente de falla es mayor que un valor preestablecido (pick up) y la dirección del flujo es concordante con la definida en el relé; de otra manera, no hay orden de apertura del interruptor aunque la magnitud de la corriente circulante sea superior al valor “pick up” del relé de sobrecorriente.

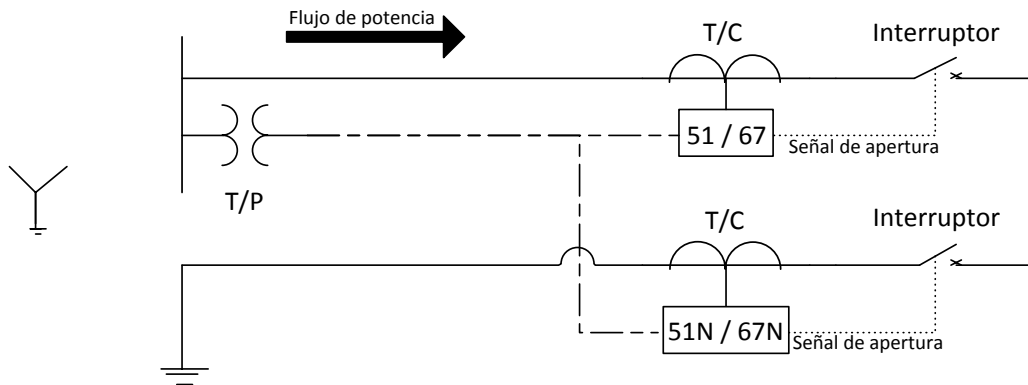


Figura 4—7 - Modo de conexión de un relé de sobrecorriente (51) direccional (67)

Las tensiones de polarización no deben incluir la fase en falla debido a que ésta misma colapsa en ese punto, por lo cual se utilizan distintos esquemas de polarización de éstos dispositivos y, en el caso de fallas trifásicas se cuenta con espacio de memoria para almacenar la tensión un par de ciclos antes del cortocircuito. La Figura 4—8 muestra una polarización típica, en este caso la tensión de polarización es 'Vab' y desfasa la fase 'a' en 30°, lugar en el cual está conectado el relé. Por ende se dice que esta conexión es de 30° y cuando el ángulo de la corriente de operación (I_{op}) toma este valor, se le llama ángulo de torque máximo. Perpendicular a esta línea se define la recta de torque cero y ésta divide el plano entre la zona de operación y de bloqueo. El relé enviará señal de apertura si la corriente se encuentra desde 60° en atraso con respecto a la tensión de polarización y hasta 120° en adelante. Además, la zona de operación queda definida para los valores de corriente I_{op} superiores a los delimitados por la circunferencia de la figura (valor umbral). Si se encuentra fuera de esta zona, nada sucederá.

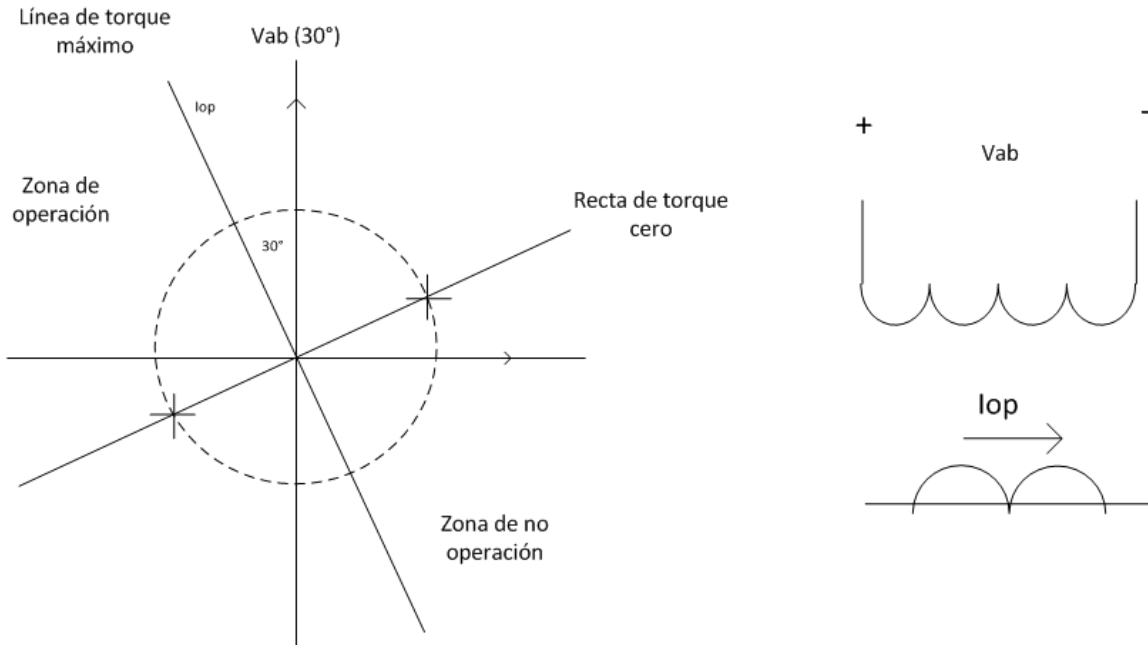


Figura 4—8 - Esquema de polarización de 30°

2.2. Coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente

Los siguientes criterios básicos deben ser empleados al momento de coordinar dispositivos de tiempo/corriente en sistemas de distribución.

- La protección principal debe despejar una falla temporal o permanente antes de que la protección de apoyo opere, o continuar operando hasta que el circuito se desconecte. En una red radial la protección principal es la que se encuentra más cercana al punto de falla, y la de apoyo es la que viene inmediatamente después con un pequeño retarde temporal.
- La pérdida de suministro causada por fallas permanentes debe estar restringida a la más pequeña parte posible del sistema y por el periodo más corto posible. Es decir, se debe garantizar selectividad.

Las reglas básicas para una correcta coordinación de dispositivos de sobrecorriente son, generalmente, las siguientes [15]:

- Cada vez que usen dispositivos en serie, se deben usar las mismas características de operación

- Asegurarse de que el dispositivo de sobrecorriente que se encuentre más lejano a la fuente de energía se configure para operar con una corriente igual o menor que los relés que se encuentren tras él. Es decir, la corriente necesaria para que un dispositivo provoque disparo siempre debe ser menor o igual que los que se encuentren aguas arriba.

La coordinación de protecciones de sobrecorriente es el proceso de determinar configuraciones de los dispositivos en cuestión de modo de cumplir con los objetivos recién planteados. Las características de tiempo inverso son las más utilizadas, ya que se puede utilizar una amplia gama de tiempos y corrientes de disparo.

Para los relés hay dos configuraciones en las que hay que poner atención: corriente pick-up (valor mínimo de corriente para causar disparo) y la escala de tiempo (time dial). La corriente pick-up se debe escoger de modo que el relé no envía señales de disparo para la corriente máxima de carga en el circuito que se desea proteger. La escala de tiempo se utiliza para asegurar la coordinación entre dos o más relés, ya que ésta provee de una familia de curvas programables como se vio en la sección 2.1.2.

La coordinación de un esquema de protecciones comienza desde el dispositivo más lejano a la fuente, y desde ahí se coordinan los elementos aguas arriba. El método gráfico de curvas de tiempo-corriente es el más usado para estos fines.

Para fines de coordinación de protecciones, se considera como fuente tanto la red infinita (externa) como las fuentes de GD que estén eventualmente conectadas a la red de estudio.

2.2.1. Coordinación de relés en sistemas radiales

Los esquemas de protección de sobrecorriente convencionales usualmente responden a una topología de red radial, la cual se caracteriza por una única fuente de energía, que en el caso de una red de baja tensión corresponde a la red de distribución de media tensión. En consecuencia, la corriente de cortocircuito solamente fluye en una dirección, desde la red hacia el punto de falla. La selectividad se puede conseguir mediante un diagrama tiempo-corriente y configurando los distintos relés a través de la escala de tiempo y la corriente pick-up [16].

Así, todos los relés conectados en un alimentador particular son capaces de ver la falla, sin embargo solamente el más cercano (principal) alcanza a enviar orden de disparo.

Por ejemplo, en la Figura 4—9 (abajo) se puede ver una red infinita conectada a través de un transformador a una red puramente radial. En el caso de un cortocircuito en la línea B-C, el relé principal es 'R_b' y será el primero en detectar la corriente de falla y dispararse ante un cortocircuito. En caso que este último relé no opere, será el relé 'R_a' (de apoyo) el que actuará. Por otro lado en caso de una falla después de la barra C, el relé 'R_c' abrirá los contactos

correspondientes. En la parte superior de la figura se muestran las curvas tiempo-corriente de los relés A, B y C.

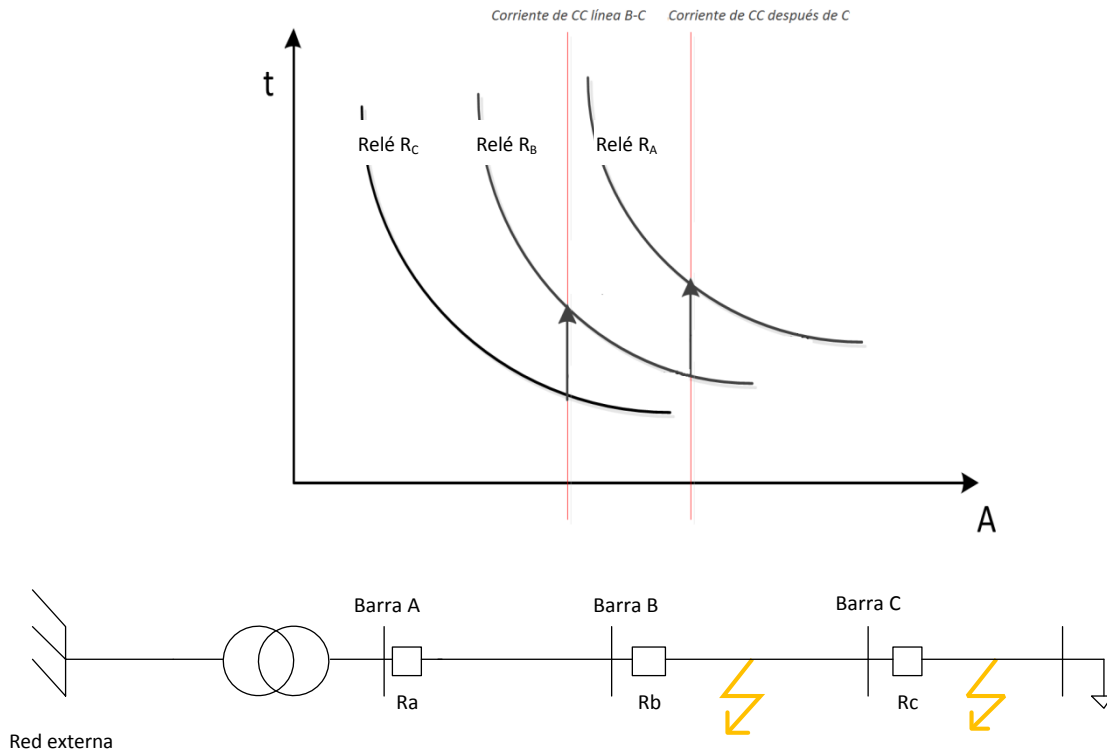


Figura 4—9 - Esquema de relés en una red radial

2.2.2. Coordinación de relés en sistemas con múltiples fuentes

Una red de distribución puede tener múltiples fuentes de energía si se conecta GD en las barras de los consumidores. En estos casos es necesario contar con esquemas de protección que detecten el sentido de la corriente para tener selectividad. Esto hace que el sistema de protección se vuelva más demandante y costoso.

En el caso de la Figura 4—10 se tiene una red de distribución en la cual al final de ésta se conecta un generador distribuido (DG). En este esquema de protecciones se han instalado seis relés. Tres de ellos están polarizados para ‘ver’ la corriente proveniente de la red y los otros para dar cuenta de la corriente del generador distribuido. La corriente de cortocircuito aportada por el generador distribuido es mucho menor que la de la red, por lo tanto la corriente pick up de los relés 4, 5 y 6 debe ser acorde a este bajo nivel.

La coordinación de tiempo se realiza de igual forma que en el punto anterior para los relés R1, R2 y R3. Por otro lado, para los relés R4, R5 y R6 se realiza el mismo ejercicio pero considerando una corriente de pick-up acorde al aporte de DG y procurando que el relé más

lejano a la fuente (R6) sea el primero en operar ante fallas entre las barras A y B, luego R5 y finalmente R4.

Por ejemplo, para una falla entre las barras C y D, el relé R3 será el primero en operar al fluir por él la corriente aportada por la red externa y luego el relé R4 ante el aporte del generador distribuido quedando despejado el cortocircuito.

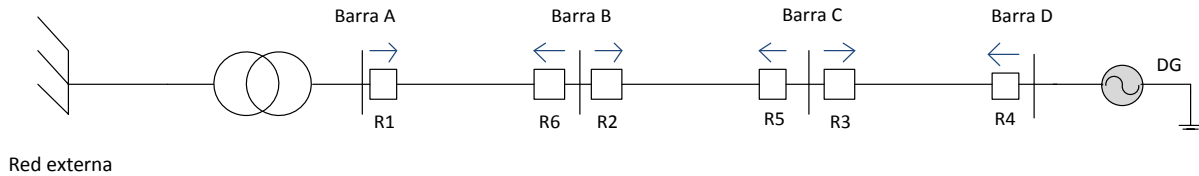


Figura 4—10 - Esquema de protecciones en una red radial con múltiples fuentes

2.2.3. Coordinación de relés redes enmalladas con múltiples fuentes

En redes enmalladas con múltiples fuentes como la de la Figura 4—11 con varios loops cerrados se hacen necesarios relés de sobrecorriente direccional. Cada unidad direccional opera para la corriente que fluye desde la barra hacia la línea a la cual está conectada.

Para configurar relés a lo largo de un loop es necesario identificar el orden de operación deseado para los relés. Por ejemplo, para una falla entre la barra A y B, el relé R1 debe actuar como protección principal y R6 de apoyo. Por otro lado R3 también será protección principal y R5 de apoyo. Para una falla en la línea A-C. El relé R2 debe operar antes que R3 y R6 antes que R4. Esto se debe lograr ajustando sus curvas de tiempo – corriente.

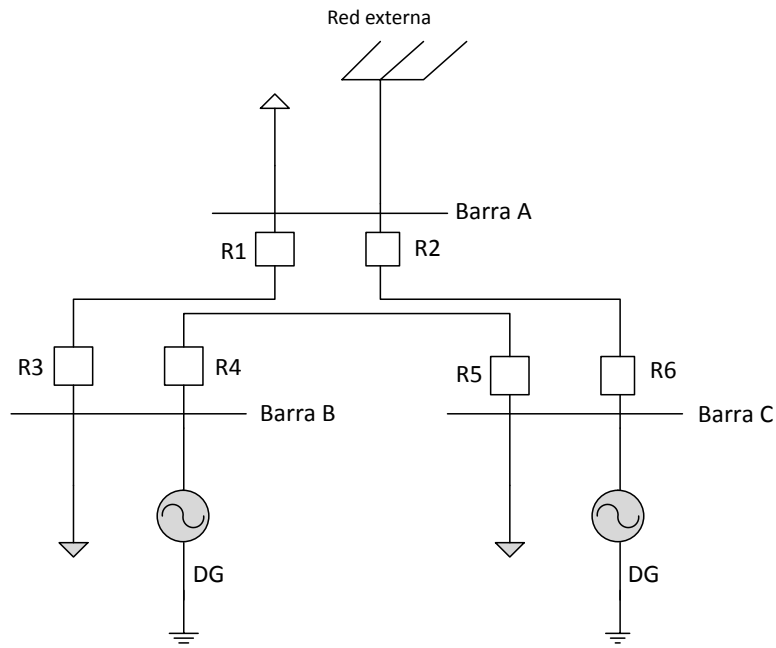


Figura 4—11 - Esquema de protecciones en una red enmallada con múltiples fuentes

2.2.4. Coordinación fusible-fusible

El criterio esencial cuando se usan fusibles es que el tiempo máximo de despeje (momento en el cual se extingue el arco) para un fusible principal no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de apoyo, para el mismo nivel de corriente [17]. En la Figura 4—12 se ilustra una red radial protegida por fusibles. Al haber una falla después de la barra C, el fusible principal es F2 y el de apoyo es F1, por lo tanto el primero se quemará (si la falla dura lo suficiente) y el segundo solo lo hará si el primero falla. La Figura 4—13 muestra las curvas tiempo-corriente necesarias para lograr esta coordinación.

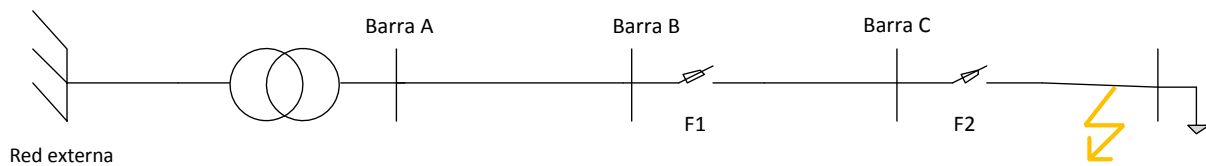


Figura 4—12 - Circuito radial protegido por fusibles

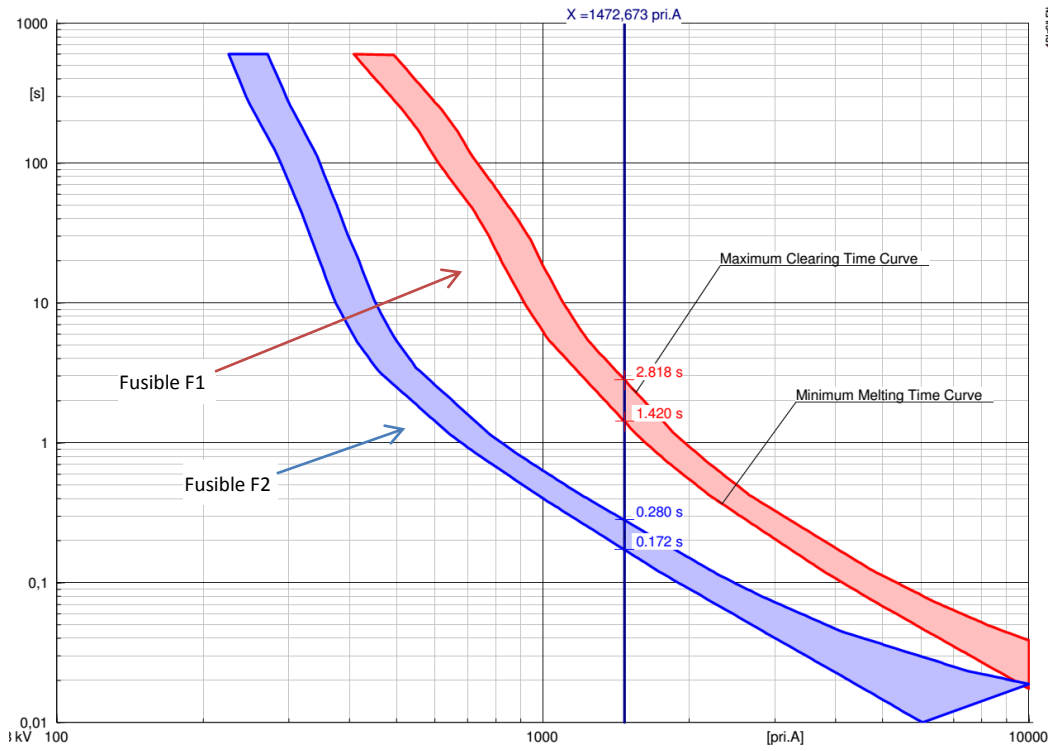


Figura 4—13 - Criterio para coordinación fusible-fusible

3. Impactos de la generación distribuida en los sistemas de protección

Cada tipo de GD tiene diferente contribución a la corriente de cortocircuito, la cual es alta para los generadores sincrónicos, menos para los de inducción y muy bajo para los que operan con inversores.

3.1. Efectos en las protecciones de sobre corriente

3.1.1. Contribución a la corriente de falla

Para que la protección reaccione adecuadamente, la corriente de la falla tiene que ser discernible de la corriente de operación normal y requiere de una fuente potente capaz de proporcionar corriente alta de falla hasta que la protección actúe. Éste no siempre es el caso para todos los tipos de dispositivos de generación, sobre todo los que utilizan sistemas electrónicos de conversión [18].

A continuación se muestra un resumen de distintas tecnologías de generación y sus aportes a la corriente de cortocircuito [19]:

Tabla 3—1 - Aportes de corriente de cortocircuito de acuerdo a tecnología utilizada

Ítem	Inversor	Máquina de Inducción	Máquina Sincrónica
Características Generales	En modo de conexión a la red se presenta como una fuente de corriente. En modo aislado de la red se presenta como una fuente de voltaje. Baja inercia.	Por defecto fuente de corriente. Su actuar puede asemejarse a una fuente de voltaje si se le alimenta externamente. Presenta alta inercia	Fuente de voltaje Alta inercia
Contribución a la corriente de falla	Baja. Típicamente menor a 1.2 veces la corriente nominal	Media. Típicamente 6 veces la corriente nominal.	Alta. Típicamente 10 veces la corriente nominal.

La instalación de sistemas de generación en baja tensión debe considerar aspectos de seguridad relevantes que no se logran abarcar con la tecnología utilizada actualmente. El elemento de protección más común de la red de baja tensión es el fusible. Este elemento no posee inteligencia y eventualmente permitiría una operación bidireccional, es decir, no actuaría en forma errónea al invertir el flujo en el empalme de baja tensión. Sin embargo, en caso de falla, la operación de este dispositivo no es la más adecuada en términos de seguridad

y selectividad ya que en su diseño se ha considerado un umbral de corte (ruptura del fusible) considerando la corriente proveniente de la red externa. De esta forma, frente a una falla aguas arriba del generador en BT, el fusible no operará si el nivel de corriente está por debajo de su umbral, aportando de esta forma a la corriente de cortocircuito.

Considerando el problema anterior, es necesario entonces disponer de una protección que distinga el sentido del flujo y que para ambas situaciones opere con distintos umbrales. Para lograr una operación segura y selectiva es necesario utilizar un elemento inteligente. En media tensión se utilizan comúnmente las protecciones de potencia inversa y de sobrecorriente direccional. Las funcionalidades de estas protecciones son las necesarias para operar en forma segura en baja tensión, considerando niveles conocidos de GD [19]. Sin embargo, al ser la GD un fenómeno dinámico, en algunos momentos algunas fuentes de generación pueden estar desconectadas o también pueden haber nuevas conexiones a la red, en distintos puntos y de distintas magnitudes, por lo tanto un sistema de protecciones calculado para un punto de operación estático no es lo más adecuado para la red de baja tensión, sino que se necesita estar monitoreando el estado de la red en todo instante.

3.1.2. Operación en isla

La operación en isla es la condición cuando la GD ya no se encuentra operando en paralelo con la red de distribución, y puede ocurrir debido a alguna de las siguientes causas [18]:

- Se detecta una falla en la red de distribución, resultando la apertura de algún dispositivo desconectador pero esto no es detectado por los equipos de protección asociados a la GD.
- Apertura accidental del abastecimiento normal de la red de distribución debido a una falla de equipamiento.
- Desconexión intencional para realizar algún mantenimiento o reparación ya sea en algún punto de la red de distribución o en la entrada del servicio.
- Errores humanos
- Actos de la naturaleza

Luego de la detección de una isla (desconectada de manera segura de la red de distribución), una nueva estrategia de control se debe activar para administrar tanto el esquema de protecciones como la operación de esta nueva red de modo de mantener la calidad de servicio y evitar el daño a los equipos de los clientes causados por las posibles fluctuaciones en niveles de tensión y frecuencia.

Una vez que se establece la isla, es posible que se lleve a cabo una auto-reconexión entre la isla y la Red y una vez que se haya reconectado exitosamente, la estrategia de control nuevamente se debe revertir a la operación conectada a la red de distribución para manejar las

protecciones y la operación. La operación de los equipos de protección necesitará reaccionar de manera distinta en los casos de operación aislada y conectada, ya que las corrientes de falla cambiarán drásticamente de un escenario a otro [18].

Las empresas distribuidoras rechazan el funcionamiento en isla invocando razones de seguridad, ya que en caso de interrupción desde el sistema, el circuito continuará alimentado desde las fuentes de GD en isla y por ende la empresa eléctrica perderá libertad respecto a las maniobras que puede realizar.

Desde el punto de vista del usuario, es deseable mantener su circuito funcionando y alimentado, lo cual se refleja en reducir pérdidas económicas.

Actualmente las empresas distribuidoras exigen al usuario la instalación de equipos que detecten el funcionamiento en isla en cuanto esto ocurre y que procedan inmediatamente a desconectar la GD que te, o sean instalada.

Desde el punto de vista de la coordinación de protecciones este tema se torna importante, ya que al estar en operación en isla las corrientes circulantes serán distintas al igual que los aportes de cortocircuito provenientes de los generadores debido al cambio de topología. Esto afectará directamente la velocidad de operación de los relés/fusibles instalados, ya que éstos fueron configurados para operar a corrientes altas como la de la red externa.

3.1.3. Pérdida de coordinación de protecciones

El funcionamiento de la mayoría de los dispositivos de protección usados en sistemas de distribución se basa en las características tiempo-corriente (TCC) de tipo inverso. Tales dispositivos son interruptores, reconectadores, y en baja tensión: fusibles, los cuales obtienen la coordinación en base al tiempo de operación de cada uno de ellos.

Los estudios de coordinación siempre se han efectuado considerando constantes las corrientes de falla, lo cual no genera inconvenientes en los sistemas radiales, ya que la corriente circula por todos los dispositivos (relés, fusibles, reconector, etc) afectando su operación de igual manera [18]. Lo anterior no es válido para una red de distribución con GD conectada, ya que el aporte al nivel de cortocircuito que esto conlleva puede provocar que haya corrientes dispares entre dispositivos y cada uno de ellos “vea” fallas de distinta magnitud y por lo tanto su tiempo de operación se verá afectado y la coordinación entre ellos también.

Si el esquema de protección no es rediseñado, la única forma de mantener coordinación es desconectando la GD ante una falla. De esta manera el sistema de distribución recobrará su naturaleza radial y la coordinación se mantendrá.

4. Esquemas de protección inteligentes

En la sección anterior se mencionaron múltiples limitantes que la inserción de GD a la red de distribución trae consigo en cuanto a esquemas de protecciones y se explica cómo el estado actual de éstas peligra al realizar el cambio de paradigma desde un sistema radial a uno con fuentes de generación en distintos puntos de la red.

En particular, en baja tensión el elemento fusible se vuelve inútil al instalar tecnologías de GD, ya que estos dispositivos si bien funcionan bidireccionalmente, no cuentan con inteligencia para adaptarse a los distintos estados del sistema o niveles de penetración.

A continuación se enumeran las características que debe tener un sistema de protección, considerando los efectos adversos de la operación en isla y además las dificultades en cuanto a coordinación y alcance de modo que pueda convivir con la conexión de generadores distribuidos [20] [21]:

- Adaptable para cualquier tipo de recurso distribuido y nivel de penetración
- Escalable, de modo que no tenga que ser redefinido para nuevas conexiones de GD
- Relés numéricos usando configuraciones alternativas para operación en isla.
- Comunicación entre los dispositivos para lograr un esquema adaptativo que pueda ajustarse a ambas operaciones.
- Protecciones de baja tensión que puedan proveer de protección en caso que los dispositivos de sobre corriente no operen.
- Re-sincronizar el sistema aislado

Reuniendo todas las características anteriormente mencionadas, los esquemas adaptativos asoman en la literatura como una posible solución a los problemas de coordinación de protecciones.

Las protecciones adaptativas son “una actividad en línea que modifica la respuesta óptima ante cambios en las condiciones del sistema o requerimientos generados por señales externas o acciones de control”. A continuación se presentan dos esquemas adaptativos [20].

4.1.1. Esquema adaptativo centralizado

Las protecciones deben responder tanto a fallas en la red de distribución de media tensión como en la de baja. Para las fallas en la red de distribución las protecciones aíslan la red de baja tensión del sistema, y para fallas aguas abajo del transformador de distribución, las protecciones aíslan la porción más pequeña posible del alimentador para mitigar la contingencia.

En la Figura 4—1 se muestra una red de baja tensión de ejemplo, la cual se encuentra conectada a la red y es afectada por una falla en la etapa de media tensión del transformador de distribución [22].

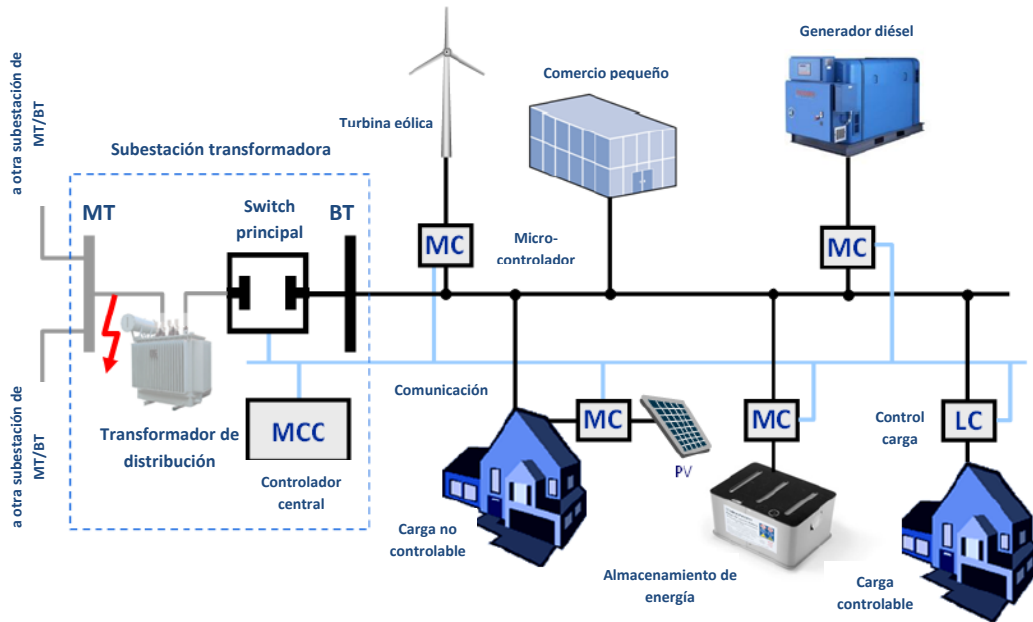


Figura 4—1 . Red de baja tensión con GD de ejemplo conectada a la red de distribución

Después del aislamiento de la red, los generadores locales son las únicas fuentes de corriente de cortocircuito en la isla eléctrica, éstos niveles de falla dependen del tipo, tamaño y localización de la GD, sin embargo es menor que la corriente desde la red de distribución.

Sin embargo otros problemas clave se presentan, por ejemplo, pueden haber cambios en la magnitud y dirección de la corriente de cortocircuito del generador distribuido en algunos momentos e incluso para que el esquema funcione correctamente se debe saber si la GD está encendida o apagada (esto puede cambiar de un minuto a otro). Por otro lado también puede haber pérdida de sensibilidad de las protecciones debido a los generadores que se encuentran en derivación de la red de distribución. (Figura 4—2). Y, dependiendo de la ubicación de la falla puede ocurrir que el relé/fusible opere innecesariamente debido a una posible cortocircuito en una línea adyacente a la del GD. Por ejemplo, en la Figura 4—3 [22] si ocurre una falla cercana al interruptor 4 (CB4), la GD conectada en la línea adyacente también aporta con corriente provocando la posible apertura de los contactos CB6 y CB7 innecesariamente. Este problema podría dejar toda la red de baja tensión des-energizada.

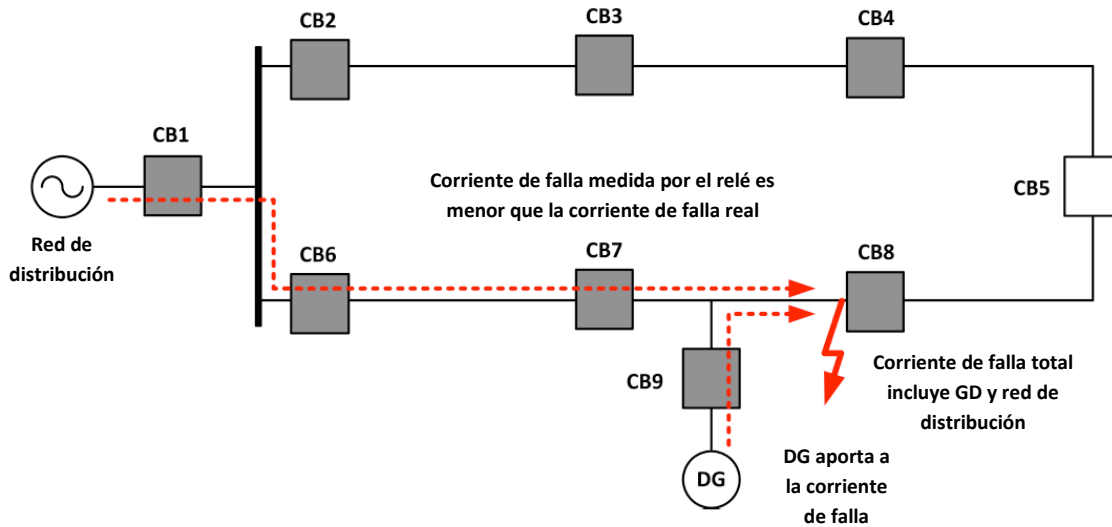


Figura 4—2 - Pérdida de sensibilidad de un relé

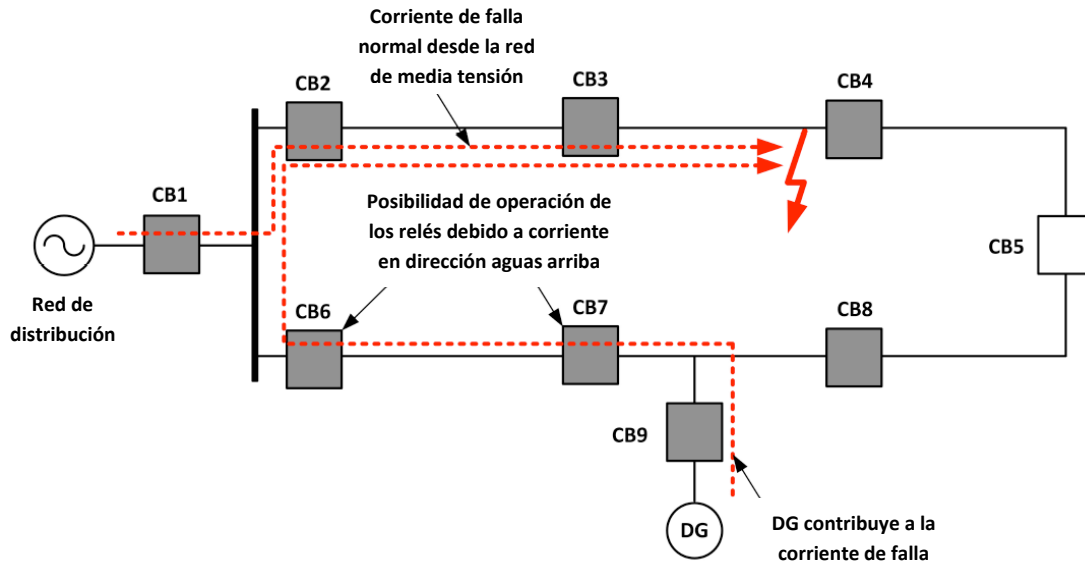


Figura 4—3- Operación innecesaria del interruptor de la red de distribución

Un esquema de protecciones que detecte estos malfuncionamientos deberá utilizar avanzadas funciones de protección, estas funciones además se deben poder manipular de forma dinámica para su coordinación.

La siguiente lógica es utilizada para el esquema propuesto [22]:

- Valores medidos se comparan con configuraciones predeterminadas y un relé genera una señal de apertura cuando los valores superan el umbral
- Las configuraciones son definidas en la etapa de diseño y no se vuelven a cambiar.

- Los cálculos se realizan manualmente o con un software diseñado para redes complejas y bajo ciertos estándares como IEC60909, IEC60255, etc.
- Se pueden utilizar múltiples grupos de configuraciones

Una vez enviada la señal, la configuración de las protecciones se adapta al estado actual de la red de baja tensión (entre la GD y el alimentador). Esto se logra monitoreando el estado vigente de las protecciones y además la conectividad entre los generadores distribuidos y la red. Además, una aplicación lógica programable es ejecutada después de cada cambio en el interruptor.

Sin embargo otros requerimientos se deben cumplir para lograr el correcto funcionamiento de las protecciones, por ejemplo protocolos estándar de comunicación deben estar funcionando con el objeto de comunicar a los elementos remotos (protecciones) y una unidad central coordinadora.

En las Figura 4—4 y Figura 4—5 se muestra un esquemático del funcionamiento del sistema de protección [22]:

- i) Los datos de la red son transmitidos desde los dispositivos remotos utilizando mensajes no solicitados cada vez que las condiciones del sistema cambian. El dispositivo central también interroga cada equipo remoto periódicamente para asegurarse que sigue en funcionamiento.
- ii) El controlador central analiza el estado de la red, y si es necesario, adapta la configuración de las protecciones para encajar con lo que se encuentra sucediendo.
- iii) El controlador central envía señales de control a los dispositivos remotos indicando que deben cambiar su configuración

Los esquemas adaptativos centralizados basados en un modelo de conectividad total pueden ser aplicables para redes de baja tensión con penetración de GD de pequeña escala, y por otro lado los sistemas de mayor escala podrían requerir un esquema jerárquico como conectividad limitada.

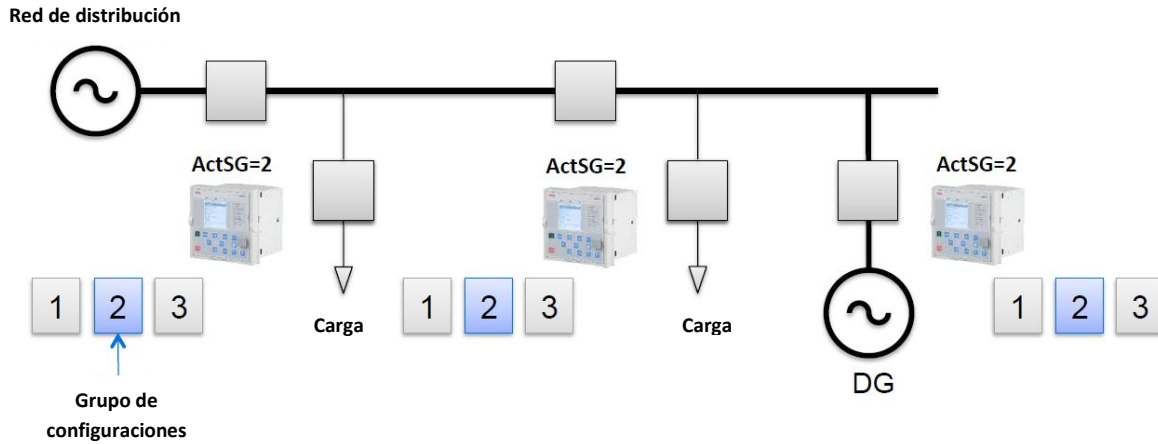


Figura 4—4 – Unidad central interroga y recibe mensajes sobre el estado actual de la red

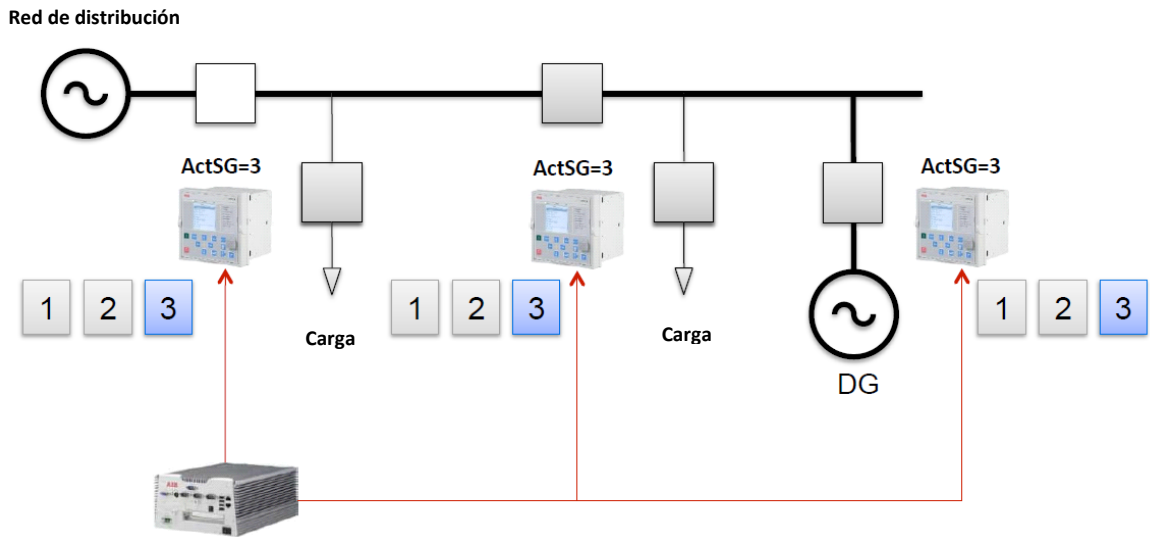


Figura 4—5 - Unidad central envía señales a elementos remotos y cambia configuración (en este caso de “2” a “3”)

4.1.2. Esquema adaptativo descentralizado

El objetivo de un esquema descentralizado es simplificar la implementación de éste para una red de baja tensión con un gran número de interruptores, y por lo tanto el sistema a proteger es separado en pequeñas áreas que se delimitan por los dispositivos de interrupción adyacentes, coordinados por unidades locales. Cada unidad local (LL) se comunica con las otras que se encuentran directamente en la zona adyacente e intercambian información acerca de los niveles de cortocircuito locales [22].

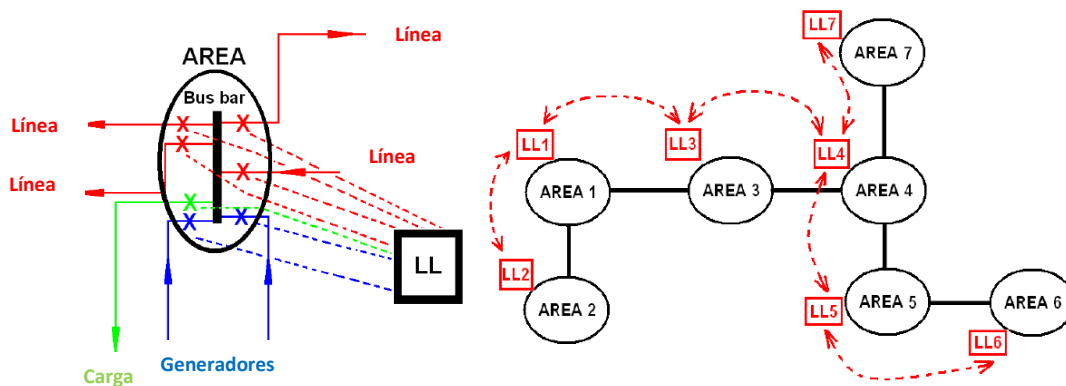


Figura 4—6 - División de áreas en un esquema adaptativo descentralizado

Este sistema opera con la misma lógica de cambiar la configuración de los dispositivos a medida que cambia el estado de la red, sin embargo esta vez se enfoca en el nivel de cortocircuito local de cada área.

Cualquier cambio de estado en la red provoca que se re-evalúe el nivel de cortocircuito (NCC) local, para esto se utiliza el método de los MVA, en el cual cada componente de la red es reemplazado por un bloque que representa su contribución al NCC expresado en MVA y cada grupo de configuraciones de protección responde a un determinado rango de éstos.

El trabajo de la unidad local es decidir si cambia o mantiene la actual configuración y luego la información recopilada acerca del NCC es enviada a las zonas vecinas, donde es utilizada para reevaluar localmente este parámetro, de esta forma el proceso de adaptación se propaga a través de toda la red de baja tensión.

La detección de fallas y aislación selectiva son tareas muy desafiantes en redes de baja tensión dominadas por generadores distribuidos, y sobretodo los que utilizan sistemas electrónicos de conversión, sin embargo los esquemas adaptativos incrementan la disponibilidad de generación local y reducen el tiempo fuera de servicio que afecta a los clientes sin necesidad de cambiar el hardware existente.

Esquemas adaptativos como estos conllevan un relativamente alto costo de inversión en comparación con un sistema de protección convencional basado en fusibles. A la luz de esto es necesario llevar a cabo un análisis separado de costo-beneficio en el caso de una microred. El costo corresponderá a la inversión y costos de operación durante la vida útil del sistema y los beneficios corresponderán a reducidos tiempos fuera de servicio y pérdidas de oportunidades.

Capítulo III: Metodología y casos de estudio

1. Aspectos generales

A partir del marco teórico presentado en el capítulo anterior, en la presente sección se detallará la metodología utilizada para analizar el efecto de implementar distintos esquemas de protección en redes de distribución de baja tensión con penetración de GD.

El objetivo principal de este trabajo es contribuir a mitigar los problemas nacidos a partir de la integración de GD a partir de una metodología que permita resolver la problemática asociada a esquemas de protecciones. Para esto se hará hincapié en contar con modelos que puedan representar fielmente los fenómenos eléctricos ocurridos en redes de baja tensión.

Dicho lo anterior, el orden en el cual se desarrolla el trabajo es el siguiente:

- Definición de escenarios sobre los cuales realizar análisis empíricos acerca del funcionamiento de esquemas de protecciones. Esto abarca:
 - Redes de distribución
 - Nivel de demanda
 - Tipo de recurso de generación
 - Esquemas y tecnologías de protección
- Validar los esquemas propuestos a través de simulaciones.
- Realizar análisis de los resultados con y sin penetración de GD, tomando en cuenta índices como:
 - Selectividad
 - Sensibilidad
 - Tensión y frecuencia en caso de operación en isla
- A partir de los resultados, realizar análisis de factibilidad de las soluciones encontradas.

La Figura 1—1 resume gráficamente los puntos enumerados anteriormente.

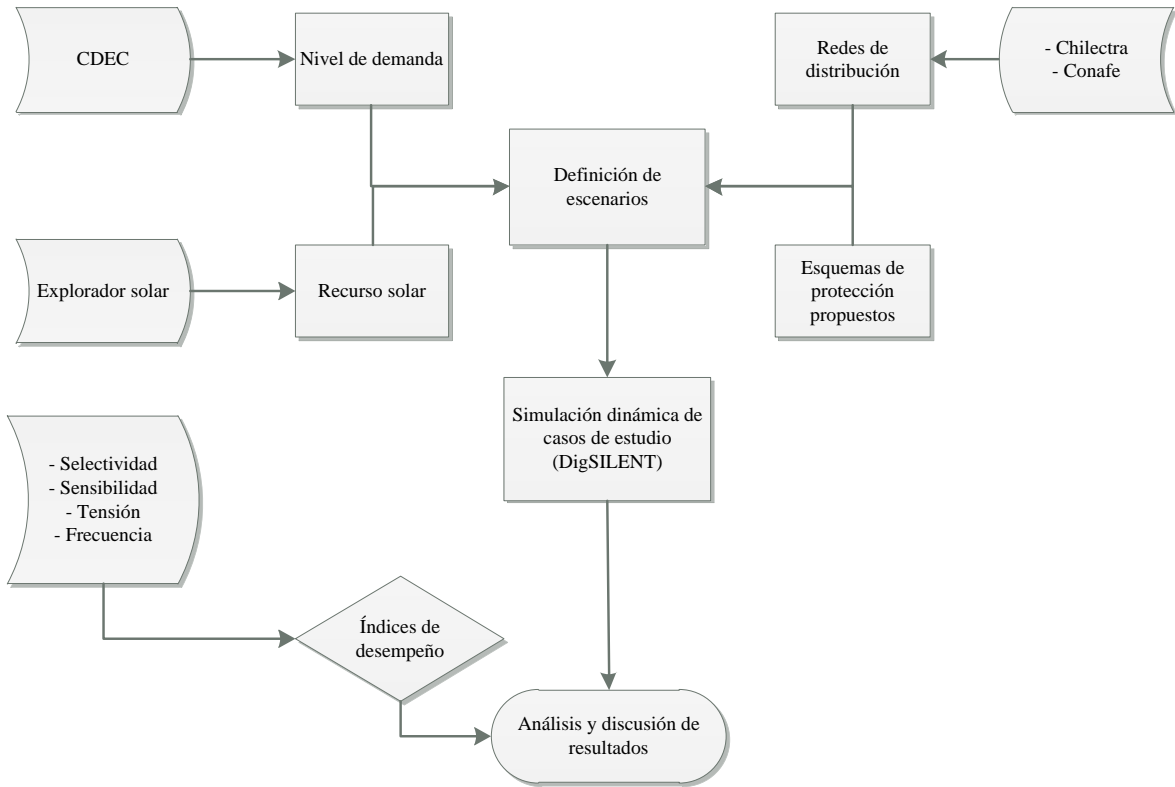


Figura 1—1 –Diagrama de bloques de la metodología

2. Definiciones importantes

Con el objetivo de medir el desempeño de los esquemas de protección a evaluar, es necesario especificar ciertos parámetros y definiciones útiles para estos fines.

Los parámetros que se detallarán a continuación servirán como base para medir el resultado de cada una de las simulaciones a ejecutar, por lo tanto se tienen que fijar lineamientos generales que permitan identificar que solución es mejor que otra.

A continuación se detallan:

2.1. Nivel de penetración

El primer y más importante elemento de juicio que se debe definir en esta metodología es el nivel de penetración. Distinta literatura propone utilizar la potencia del alimentador, zonal o máxima como referencia.

Dadas las características de las redes de distribución se ha decidido utilizar la potencia nominal del transformador de distribución asociado al alimentador en análisis como base para esta definición. Por lo tanto el nivel de penetración queda definido como un porcentaje con respecto a este valor nominal:

$$NP = \frac{\sum_i P_{GD_i}}{P_{TD}} \cdot 100$$

Donde,

P_{GD_i} = Potencia nominal del generador distribuido i en kVA

P_{TD} = Potencia nominal del transformador de distribución asociado al alimentador en estudio en kVA.

Se destaca que el nivel de penetración de GD será un parámetro clave durante el estudio de protecciones, ya que este será el dato más dinámico a la hora de cambiar escenarios de simulación y es el que definirá de gran manera el desempeño de los sistemas de protección.

A medida que el NP aumenta, ocurrirán distintos fenómenos en la red, por ejemplo algunos flujos de potencia podrían verse invertidos, niveles de tensiones afectados, etc. Esto se detalló en el capítulo 2. Para efectos del análisis de este trabajo de título, el desempeño se medirá dependiendo de la coordinación de los dispositivos de protección para cada escenario y el respectivo NP alcanzado sin perderla.

2.2.Selectividad

La selectividad es un aspecto clave a la hora de realizar análisis de desempeño de esquemas de protecciones en presencia de GD, ya que ésta característica es una de las que se ven afectadas de manera más crítica por la penetración de este tipo de tecnologías, siendo su causa más importante el cambio de dirección de las corrientes de cortocircuito en ciertos puntos del sistema de distribución. El sistema de protección planificado para flujos radiales ya no operará de la manera en la que fue pensado e instalado, y se perderá selectividad en algunos puntos de la red, afectando la calidad de suministro.

Por lo tanto, se definirán puntos clave de pérdida de selectividad en función del nivel de penetración de GD y de la filosofía de protección aplicada.

Para efectos de este trabajo de título se empleará el método de selectividad cronométrica o temporal, el cual se suele utilizar en sistemas de potencia radiales. Ésta se basa en asignar distintos retardos temporales a las protecciones de sobrecorriente a través del sistema. Mientras más cerca esté el dispositivo del, en este caso, transformador de distribución, mayor será el retardo temporal.

2.3.Sensibilidad

Es la propiedad de los sistemas de protección de actuar en las situaciones para las cuales se necesita que opere, es decir, ningún dispositivo puede dispararse durante la operación normal del sistema ni por pequeñas sobrecargas o corrientes in-rush. Además ninguna máquina debe verse expuesta de forma permanente a un cortocircuito.

En este caso la sensibilidad se ajustará para que los dispositivos de protección actúen ante situaciones de cortocircuito máximo y mínimo.

3. Redes de estudio

De acuerdo a lo mencionado en los aspectos generales de la metodología de trabajo, se han utilizado dos redes de distribución sobre las cuales se trabajarán los distintos escenarios. Una de ellas provista por Chilectra, y la otra por Conafe, representando un sector urbano y uno rural respectivamente. Es importante hacer esta distinción ya que estos dos tipos de redes de distribución tienen aspectos de topología particulares que las definen y, si bien se pueden obtener conclusiones interesantes analizando solamente una de ellas, se logra ampliar el espectro de representatividad estudiando ambas, cada una por separado.

A continuación se presentan los detalles de cada una de ellas.

3.1.Red BT 12215 Chilectra - Urbana

Fue provista por Chilectra y modelada en DigSILENT. Corresponde a una zona urbana meramente residencial, por lo cual esta red resulta ser un buen insumo para representar la inserción de GD a nivel domiciliario. Su tensión nominal es 380V entre fases y posee solamente consumos trifásicos. Las barras fueron nombradas según la numeración entregada por Chilectra y además se les asoció una clave para facilitar el manejo de la red a la hora de configurar protecciones, líneas, consumos, etc. La tabla siguiente resume la información relevante:

Tabla 3—1 - Datos generales red 12215

Clientes	51
Barras	23
Potencia nominal	181,99 [kW]

El transformador de distribución está conectado por el lado de alta a la red de 12kV y cumple las siguientes características:

Tabla 3—2 - Datos transformador de distribución

Descripción	Tipo	Cap. Nominal	NODO	Voltaje F-N
T/D	Aéreo	150 kVA	222568	219

Los consumos se modelaron de forma agregada, es decir, se utilizó solamente un elemento con el valor equivalente de demanda en el nodo para representar todos los clientes conectados a dicho punto. Esto debido a que no será necesario contar con la modelación de cada uno por separado ya que las protecciones serán ubicadas en las líneas.

En la tabla siguiente se resume la información de barras y consumos con sus respectivas claves.

Tabla 3—3 - Claves de barras y consumos

Clave Barra	Carga	Tipo	Consumo nominal [kW]
1	-		0
2	-		0
3	-		0
4	C4	3PH PH-N	53
5	-		0
6	C6	3PH PH-N	26
7	C7	3PH PH-N	7
8	-		0
9	-		0
10	-		0
11	-		0
12	-		0
13	-		0
14	C14	3PH PH-N	38,99
15	-		0
16	-		0
17	C17	3PH PH-N	14
18	C18	3PH PH-N	1
19	C19	3PH PH-N	3
20	-		0
21	C21	3PH PH-N	38
22	C22	3PH PH-N	1
23	-		0

Las líneas fueron etiquetadas con la letra ‘L’ seguido por dos números que representan el nodo inicial y final respectivamente.

Todas las barras y consumos del sistema poseen tensión nominal de 380V entre fases y para replicar las líneas de distribución fue necesario crear modelos específicos en DigSILENT para cada tipo de línea de la re. La información en bruto (provista por Chilectra), tanto de líneas, como barras y clientes se encuentran en anexos (1, 2). La Figura 3—1 ilustra el modelo en DigSILENT elaborado para probar los casos de estudio que se presentarán más adelante en esta metodología.

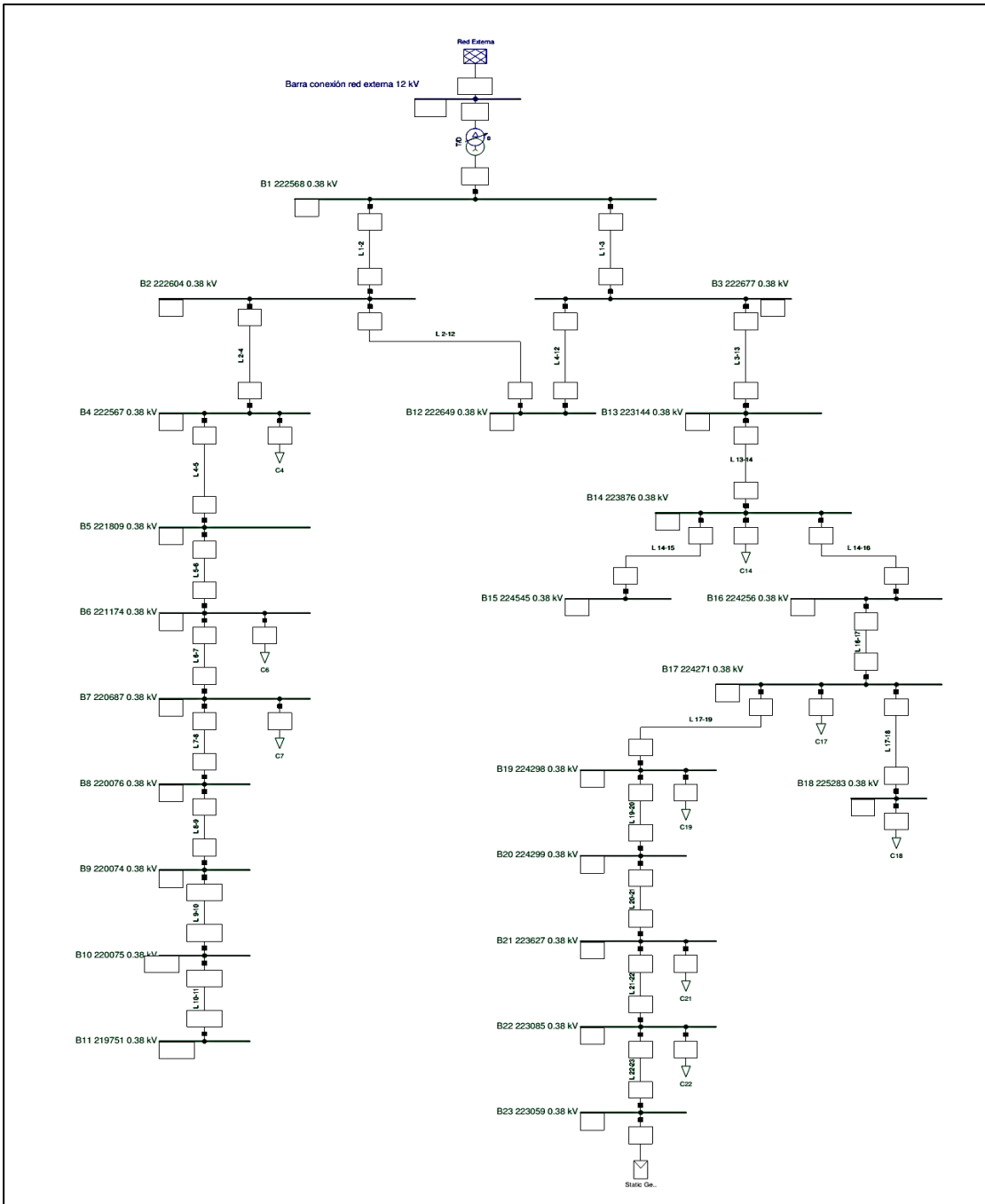


Figura 3—1 – Modelo en DigSILENT Red BT 12215 Chilectra

Finalmente, el nivel de cortocircuito de la red externa es:

Tabla 3—4 - Nivel de cortocircuito red externa - Red BT 3333 Conafe

Nivel de tensión	Valor máximo	Valor mínimo
12 [kV]	3,12 [kA]	1,989 [kA]

3.2.Red BT 3333 CONAFE - Rural

Esta fue provista por Conafe y modelada también en DigSILENT. Corresponde a una zona rural fuera de la zona típica 1 ubicada en Cuncumén, a 39,4 km de la ciudad de Salamanca, IV Región, por lo cual resulta ser un buen insumo para representar penetración de GD en lugares menos robustos y más pequeñas en términos de potencia. Su tensión nominal es 380V entre fases y posee consumos trifásicos y monofásicos. Las barras fueron nombradas según la numeración entregada por Conafe y además se les asoció una clave para facilitar el manejo de la red a la hora de configurar protecciones, líneas, consumos, etc. La tabla siguiente resume la información relevante:

Tabla 3—5 - Datos Generales Red BT 3333

Clientes	47
Barras	19
Potencia nominal	194,6 [kW]

El transformador de distribución está conectado por el lado de alta a la red de 12kV y cumple las siguientes características:

Tabla 3—6 - Datos transformador de distribución

Descripción	Tipo	Cap. Nominal	Voltaje F-N
T/D	Aéreo	150 kVA	230

Al igual que en el caso anterior, los consumos se modelaron de forma agregada, es decir, se utilizó solamente un elemento con el valor equivalente de demanda en el nodo para representar todos los clientes conectados a dicho punto. Esto debido a que no será necesario contar con la modelación de cada uno por separado.

En la tabla siguiente se resume la información de barras y consumos con sus respectivas claves.

Tabla 3—7 - Claves de barras y consumos

Clave Barra	Carga	Tipo	Consumo nominal [kW]
1	C1	3PH PH-E	17,6
2	C2	3PH PH-E	12,1
3	C3	3PH PH-E	7,7
4	C4	3PH PH-E	13,2
5	C5	3PH PH-E	7,7
6	C6	3PH PH-E	20,9
7	C7	1PH PH-E	8,8
8	C8	1PH PH-E	4,4
9	C9	1PH PH-E	17,6
10	C10	1PH PH-E	18,7
11	-		0
12	C12	1PH PH-E	3,3
13	C13	1PH PH-E	4,4
14	C14	1PH PH-E	16,5
15	C15	1PH PH-E	12,1
16	C16	1PH PH-E	3,3
17	-		0
18	C18	1PH PH-E	13,2
19	C19	1PH PH-E	12,1

Las líneas fueron etiquetadas con la letra ‘L’ seguido por dos números que representan el nodo inicial y final respectivamente.

Todas las barras y consumos trifásicos del sistema poseen tensión nominal de 380V entre fases, los elementos monofásicos están conectados a 220V fase-neutro. Para modelar las líneas de distribución fue necesario crear modelos específicos en DigSILENT para cada tipo de línea de la red. La información en bruto, tanto de líneas, como barras y clientes provista por Conafe se encuentran en anexos (3, 4). La Figura 3—2 ilustra el modelo en DigSILENT elaborado para probar los casos de estudio que se presentarán más adelante en esta metodología.

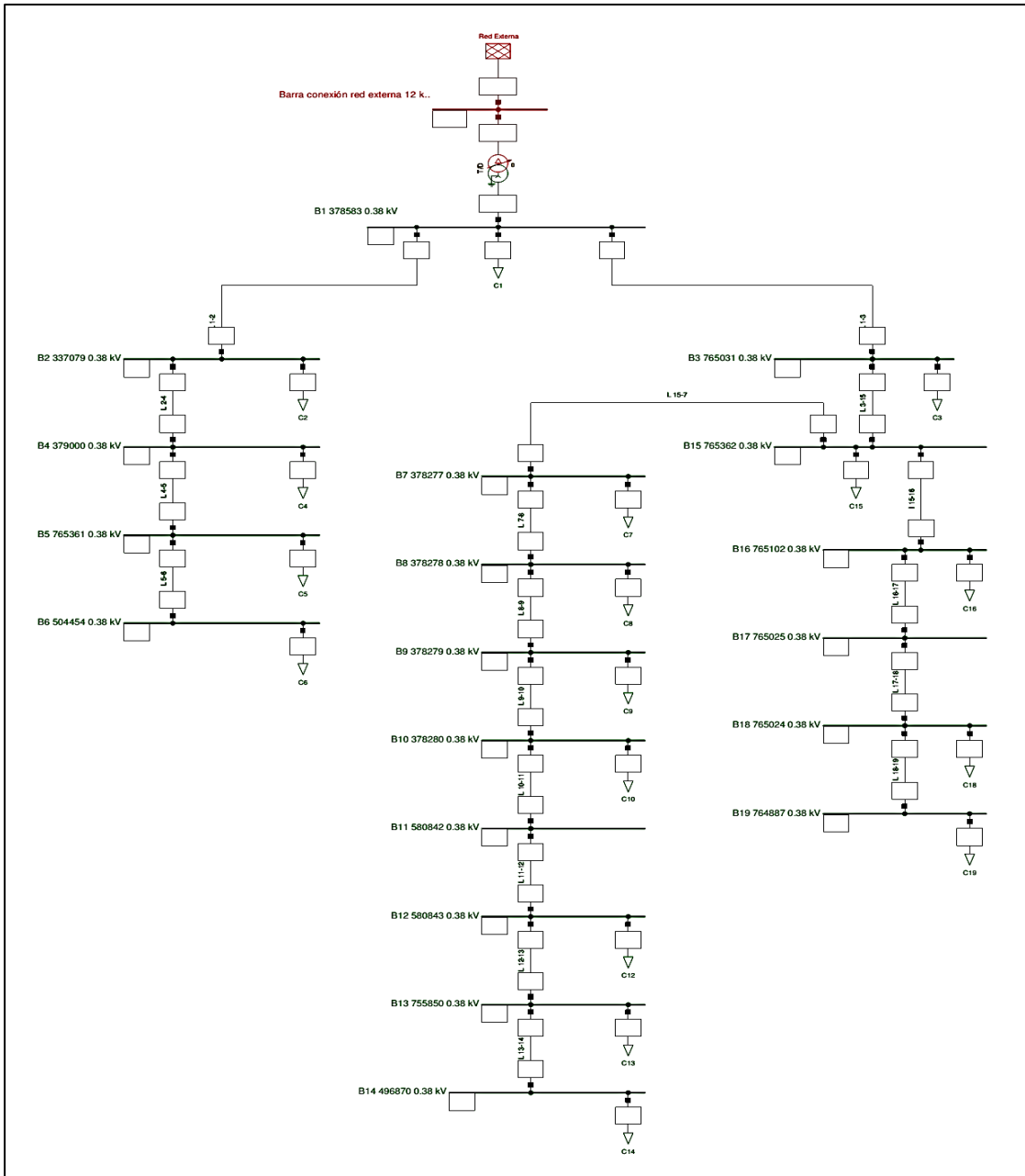


Figura 3—2 - Modelo en DigSILENT Red BT 3333 Conafe

Finalmente, el nivel de cortocircuito de la red externa es:

Tabla 3—8 - Nivel de cortocircuito red externa - Red BT 3333 Conafe

Nivel de tensión	Valor máximo	Valor mínimo
12 [kV]	0.6 [kA]	0.49 [kA]

4. Esquemas de protección de estudio

En la sección anterior se presentaron las redes de distribución de baja tensión en las cuales se implementarán los casos de estudio. En el presente numeral se detallarán los esquemas de protección configurados en cada una de ellas. Dichos esquemas abarcan un caso base, que corresponde a la estructura de protecciones previo a inserción de GD, y también los casos de estudio a evaluar posteriormente.

A continuación, para cada una de las redes se detallará el tipo de tecnología implementada, topología y metodología de protección, esto es, se presentarán curvas de coordinación de los dispositivos y sus respectivos tiempos de respuesta para cada tipo de falla.

4.1. Esquema de fusibles - Red urbana

Esta configuración corresponde al caso base en redes de distribución en baja tensión urbanas. Como se mencionó anteriormente las protecciones aguas abajo del transformador de distribución se configuran de modo de ajustar sus curvas tiempo-corriente apuntando a operar coordinadamente entre ellas y con el fusible ubicado en la bajada del transformador.

La filosofía de este esquema consiste en minimizar la cantidad de clientes afectados con una posible interrupción del servicio debido a una falla en algún lugar de la red, forzando a que el primer elemento que ‘vea’ la corriente de cortocircuito sea el fusible que se encuentre en la posición más aguas abajo posible.

A continuación, en la Figura 4—1 se presenta la configuración de protecciones usada a lo largo de la topología de la red urbana de Chilectra. Fusibles están indicados con la letra ‘F’ y se encuentran en color rojo. Están enumerados según el inicio y el final de la línea a la cual están asociados.

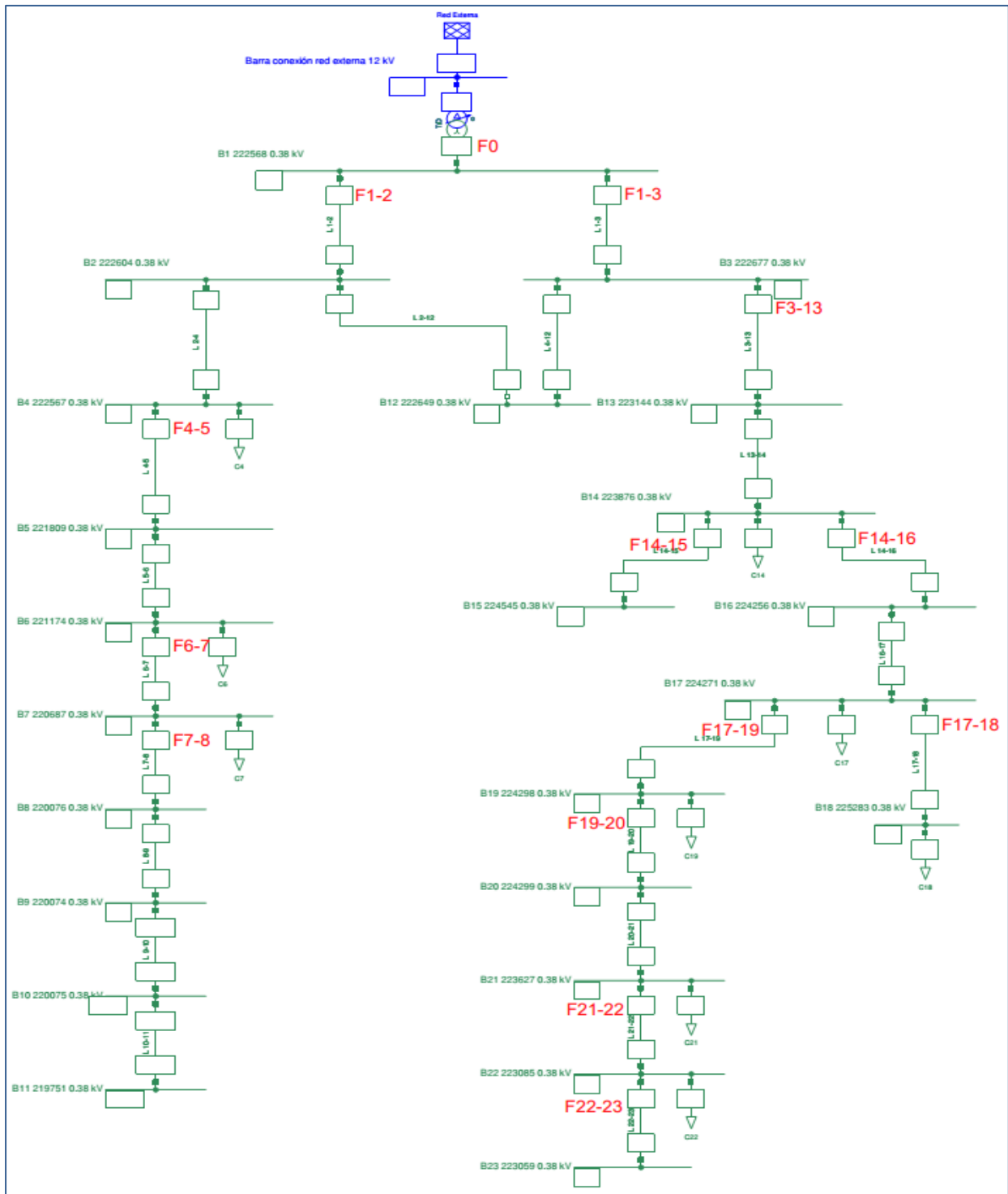


Figura 4—1 - Esquema de protecciones Red BT 12215 Chiletra - Caso Base - Esquema de fusibles

La Tabla 7—1 en Anexos detalla cada uno de los fusibles ubicados en la red. Al igual que en el esquema implementado en la parte anterior, se han utilizado los dispositivos disponibles en

la librería de DigSILENT PowerFactory 15.0. Éstos pertenecen al fabricante S&C y son de la línea 'Positrol', del tipo N y KSR [23] [24].

La coordinación de los dispositivos de protección se realizó mediante el cálculo de dos cortocircuitos, uno mínimo y uno máximo. El primero fue un cortocircuito monofásico calculado para las corrientes mínimas de cortocircuito según IEC60909. La falla máxima fue escogida como un cortocircuito trifásico para la corriente máxima según la misma norma. En anexos (5) se encuentra la información de las corrientes de cortocircuito utilizadas para la coordinación de fusibles.

A continuación se presentan gráficos de tiempo-corriente provistos por DigSILENT que ilustran el resultado de la coordinación de los fusibles. La red fue dividida en dos ramas para estos efectos.

Así,

- Rama Izquierda (Figura 4—2): F0, F1-2, F4-5, F6-7, F7-8.
- Rama Derecha (Figura 4—3): F0, F1-3, F3-13, F14-16, F17-19, F19-20, F21-22, F22-23.

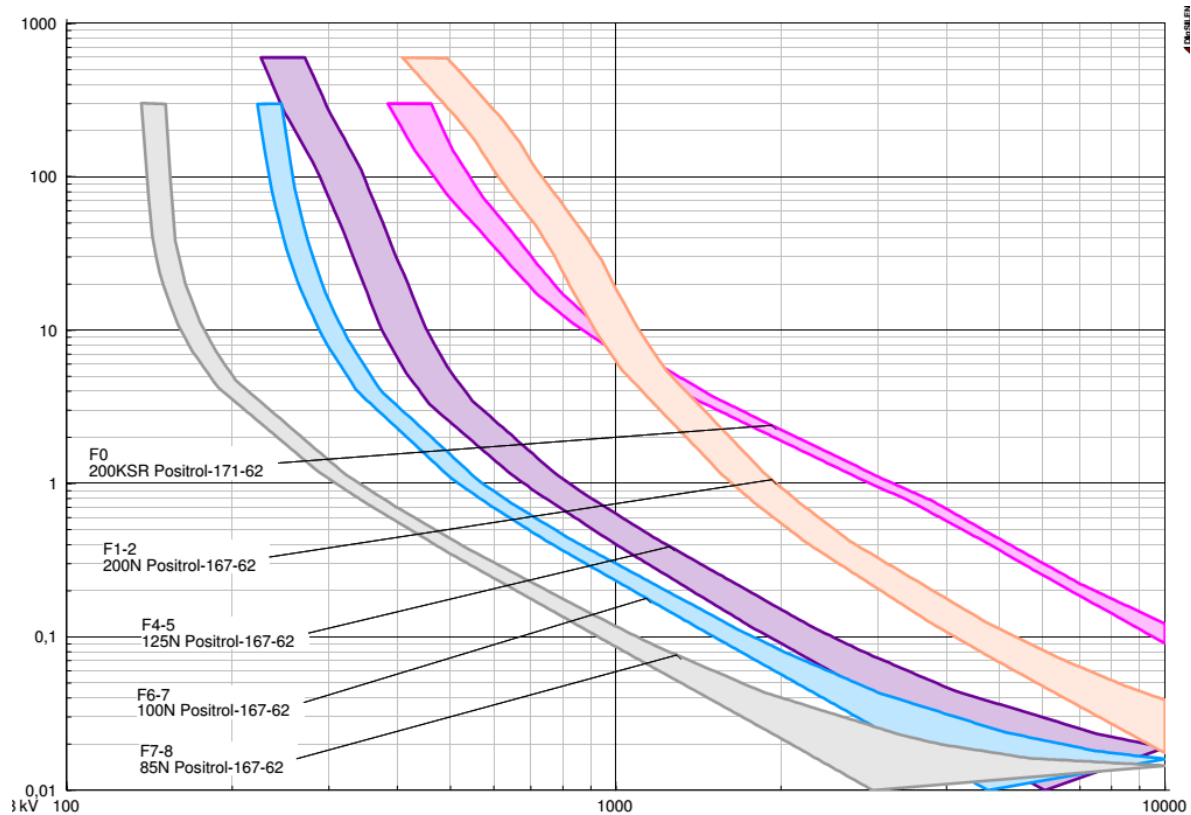


Figura 4—2 – Coordinación Rama Izquierda

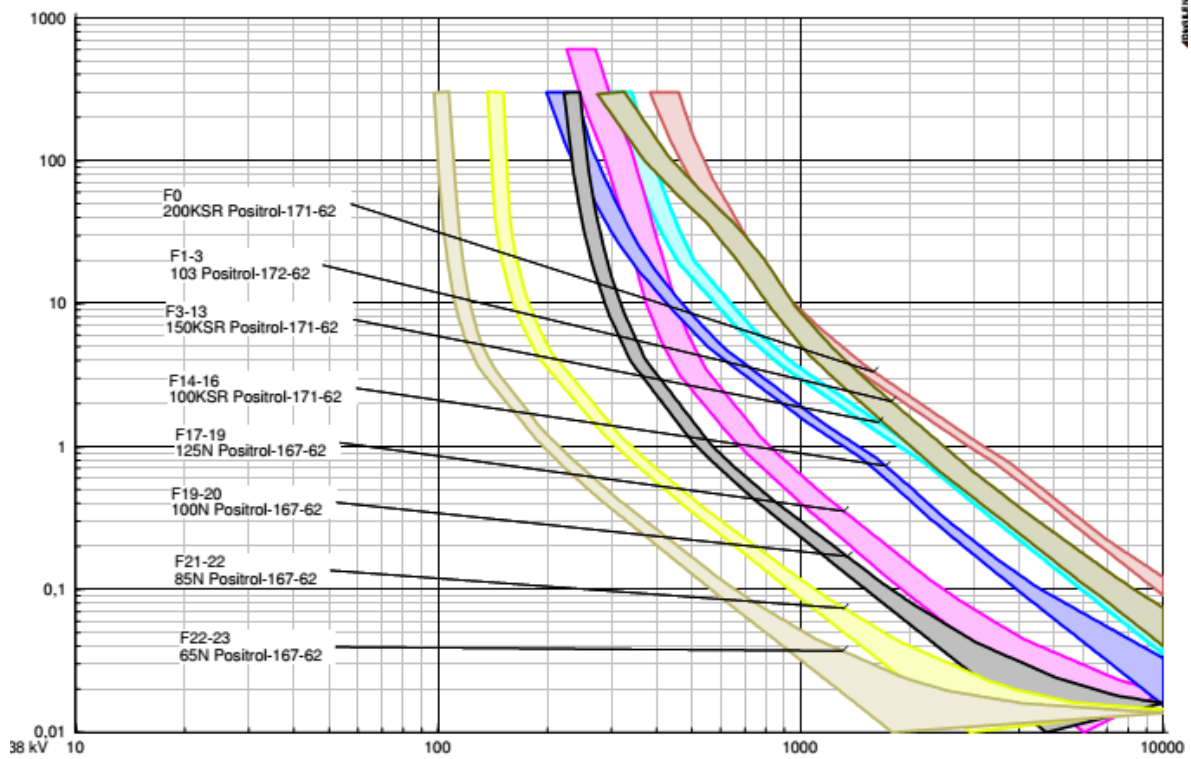


Figura 4—3 - Coordinación Rama Derecha

Además, los fusibles F14-15 y F17-18 se han configurado para tener sus curvas tiempo corriente por sobre los fusibles F3-13 y F14-16 respectivamente.

4.2. Esquema de fusibles - Red rural

Esta configuración corresponde al caso base en redes de distribución en baja tensión rurales. Actualmente las protecciones aguas abajo del transformador de distribución se configuran de modo de ajustar sus curvas tiempo-corriente apuntando a coordinar entre ellos y con el fusible ubicado a la bajada del transformador. Dichos dispositivos de protección corresponden a fusibles.

La filosofía de este esquema consiste en que al momento de ocurrencia de una falla comienzan a operar los elementos fusibles ubicados en cada comienzo de línea. Éstos están preocupados de aislar fallas y desconectar la menor cantidad de cargas posibles.

Estos dispositivos están usualmente coordinados para operar en conjunto con un reconectador ubicado en media tensión, permitiendo una operación rápida de éste para no quemar fusibles ante fallas transitorias. Esta composición de protecciones es útil en redes de distribución rural, ya que, al ser las líneas aéreas largas y los caminos alejados de los centros urbanos, se hace difícil disponer de gente especializada que reemplace fusibles en cada momento que exista un cortocircuito.

A continuación, en la Figura 4—4 - Esquema de protecciones Red BT 3333 Conafe - Caso base - Esquema de salvamento de fusibles se presenta la configuración de protecciones usada a lo largo de la topología de la red rural de Conafe. Fusibles están indicados con la letra 'F', se encuentran en color rojo y están enumerados según el inicio y el final de la línea a la cual están asociados.

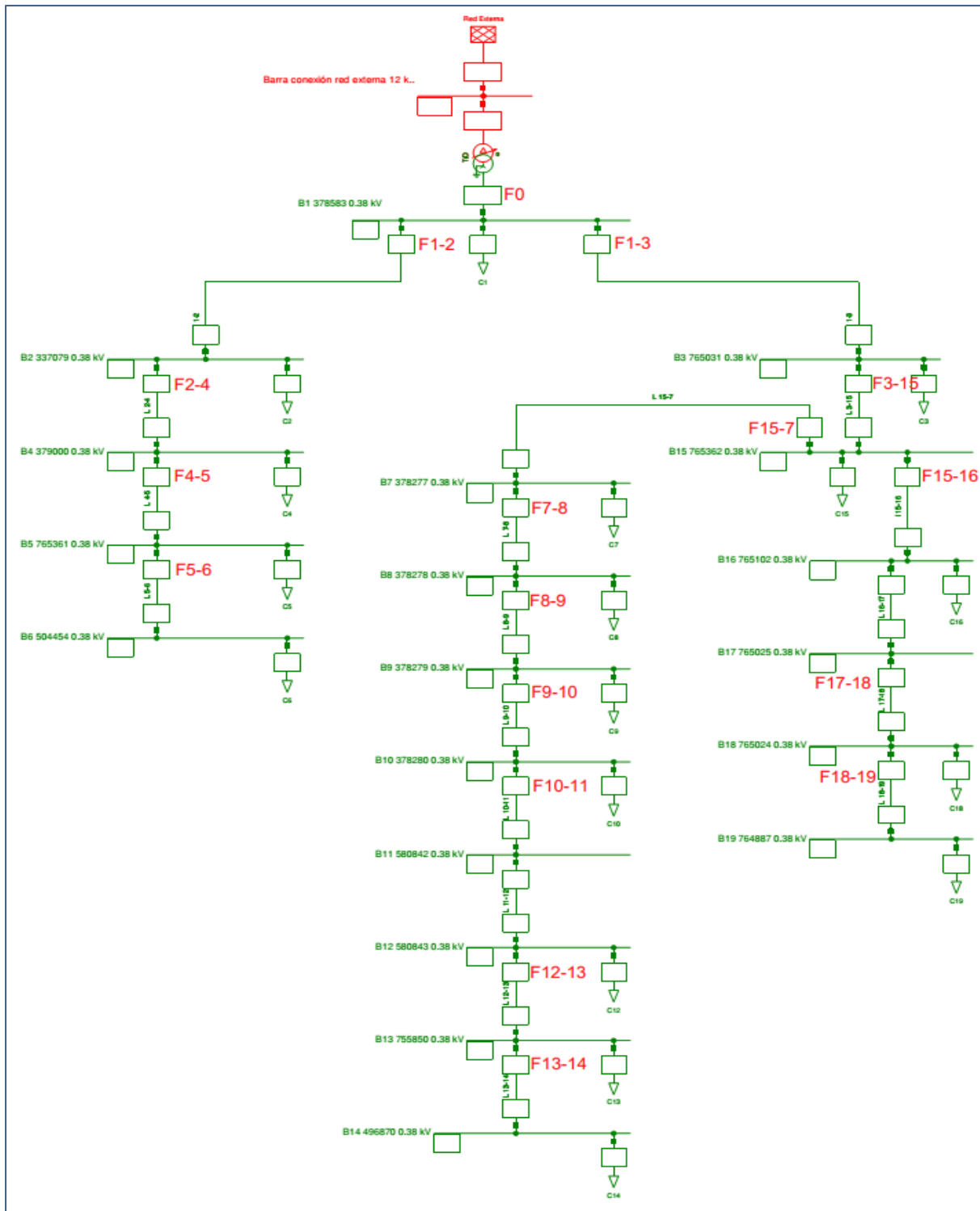


Figura 4—4 - Esquema de protecciones Red BT 3333 Conafe - Caso base – Esquema de salvamento de fusibles

La Tabla 7—2 en Anexos detalla cada uno de los fusibles ubicados en la red. Al igual que en el esquema implementado en la parte anterior, se han utilizado los dispositivos disponibles en

la librería de DigSILENT PowerFactory 15.0. Éstos pertenecen al fabricante S&C y son de la línea ‘Positrol’, del tipo T, N, K y KSR [23] [24].

La coordinación de los dispositivos de protección se realizó mediante el cálculo de dos cortocircuitos, uno mínimo y uno máximo. El primero fue un cortocircuito monofásico a tierra según el método de DigSILENT, cortocircuito completo. La falla máxima fue escogida como un cortocircuito trifásico para la corriente máxima según IEC60909 En anexos (6) se encuentra la información del cálculo de éstas corrientes. En los alimentadores monofásicos no fue posible calcular la falla máxima dada la naturaleza trifásica de ésta, por lo tanto la coordinación solamente se realizó con la primera falla mencionada.

A continuación se presentan gráficos de tiempo-corriente provistos por DigSILENT que ilustran la coordinación de los fusibles. La red fue subdividida en 3 zonas de coordinación.

Así,

- Rama Izquierda (Figura 4—5): F0, F1-2, F2-4, F4-5, F5-6.
- Rama Derecha N°1 (Figura 4—6): F0, F1-3, F3-15, F15-7, F7-8, F8-9, F10-11, F12-13, F13-14.
- Rama Derecha N°2 (Figura 4—7): F0, F1-3, F3-15, F15-16, F17-18, F18-19.

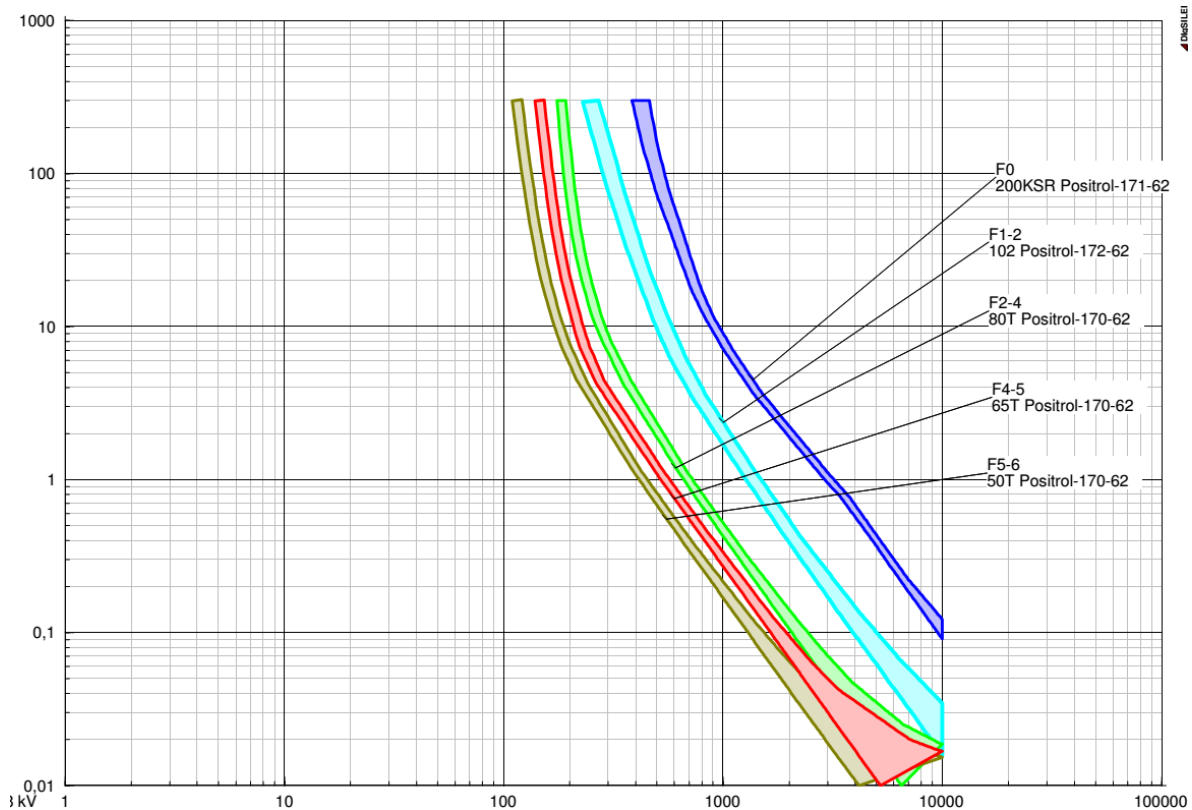


Figura 4—5 - Coordinación Rama Izquierda

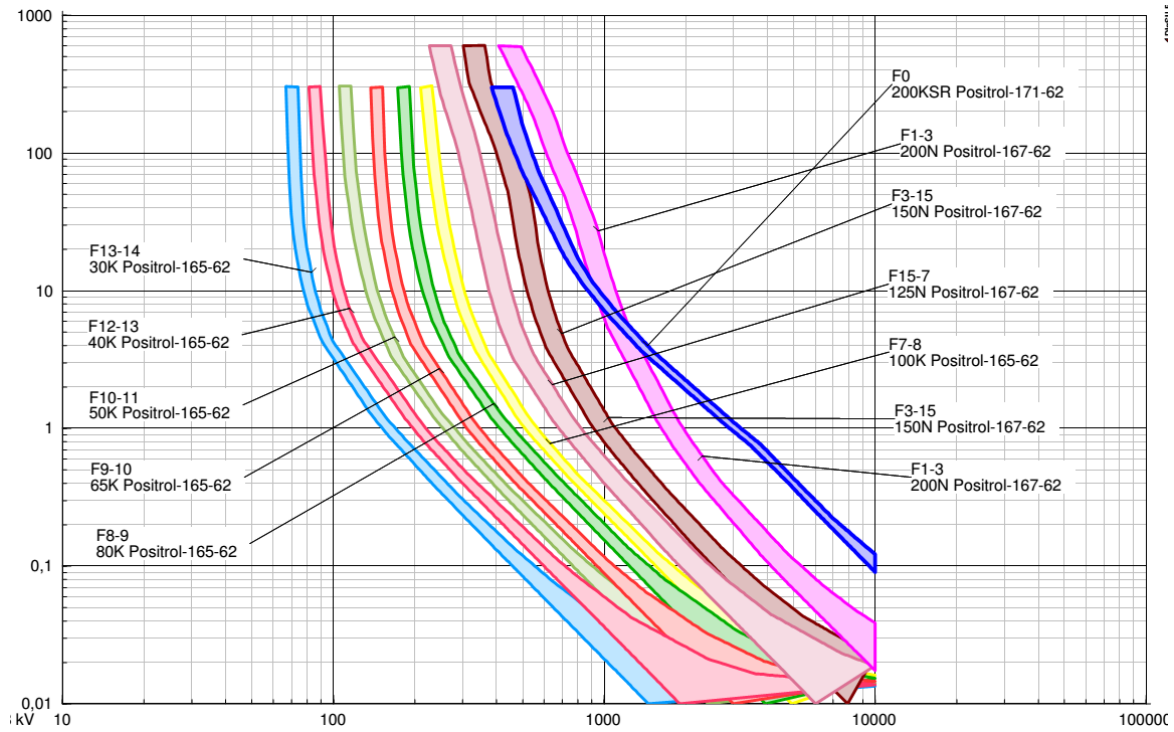


Figura 4—6 - Coordinación Rama Derecha N°1

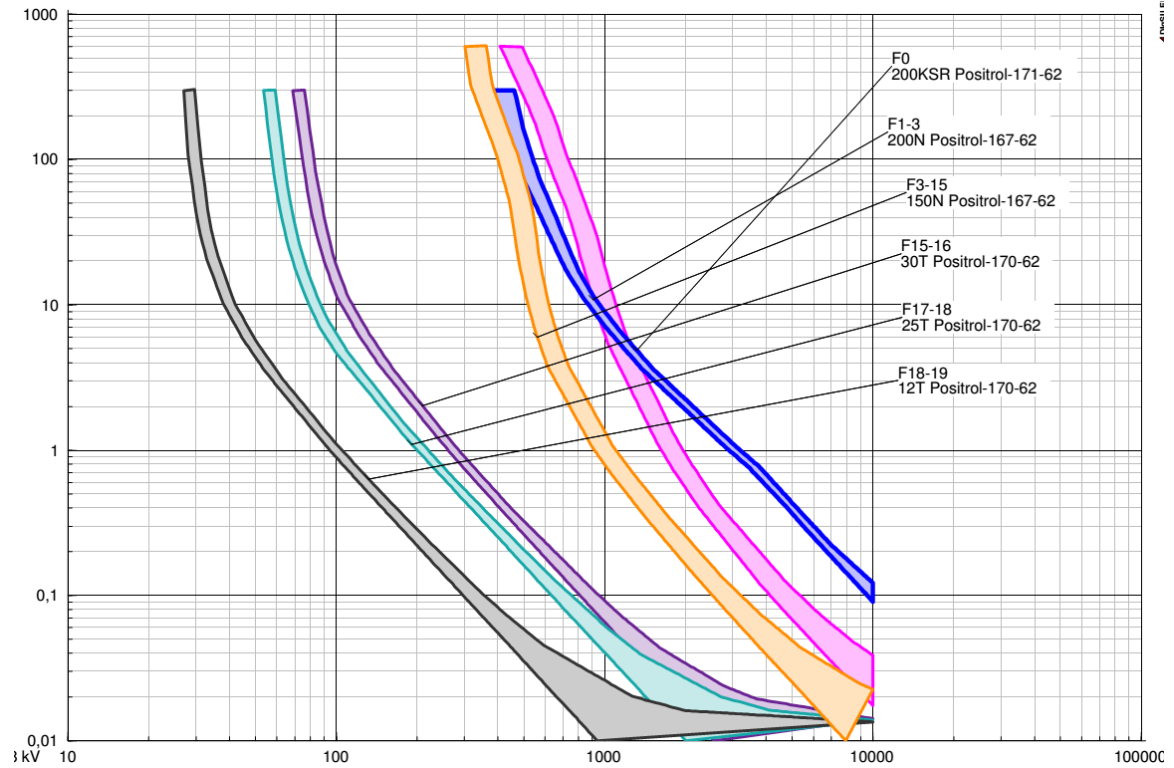


Figura 4—7 - Coordinación Rama Derecha N°2

4.3. Esquema basado en relés de sobrecorriente direccional

Tal como se detalló anteriormente, este tipo de relés es capaz de discriminar si realiza o no la apertura de un switch mediante la dirección de la corriente de cortocircuito, además de poseer una curva de tiempo-corriente inversa al igual que un relé de sobrecorriente convencional. Esta característica hace que los relés direccionales sean útiles para aplicaciones con GD, en las cuales la dirección de la corriente de cortocircuito no siempre será la misma. De esta forma se conseguirá selectividad y se aislará solamente la zona fallada, sin perjudicar el resto de la red.

La filosofía de este esquema se basa en aislar el cortocircuito mediante la apertura de sus terminales. Esto se logra discriminando el sentido de la corriente de falla ya que, en caso que haya GD conectada en alguna barra del sistema, se instalarán estas protecciones procurando que su unidad direccional se encuentre polarizada de modo que indique el sentido de corriente hacia la red externa y curvas de tiempo-corriente ajustadas al nivel de cortocircuito proporcionado por el conjunto de unidades de GD. Por otro lado, mirando desde la red externa hacia las cargas, el esquema tendrá una forma similar al trabajo realizado con fusibles, es decir, de manera radial, pero esta vez con relés.

El relé escogido para esta aplicación es el SR – 750 [25] de GE, cuyo modelo en DigSILENT cuenta con todas las funciones detalladas en su hoja de datos. Para efectos de este estudio solamente se utilizarán la 51P y 67P, las cuales corresponden a sobrecorriente y direccional de fase. La elección de este dispositivo responde a la disponibilidad del modelo por parte de GE y a que éste contiene las funciones que se utilizarán en este trabajo.

Para lograr la coordinación de estas protecciones, la unidad de sobrecorriente posee cuatro parámetros importantes [26]:

- *Time dial (T_p):* este parámetro escalará la curva de tiempo-corriente de acuerdo a la definición de esta misma, aumentando el tiempo de acción del relé.
Se utiliza para coordinar la secuencia en la cual operan las protecciones y permitirá asegurar selectividad al momento de producirse un cortocircuito.
- *Pickup Current (I_{pset}):* Define el valor nominal de corriente que se utilizará para calcular el tiempo de apertura (trip) de los contactos asociados al relé. Para valores menores a esta corriente el relé no enviará señal de apertura.
Este parámetro cambiará dependiendo del nivel de penetración de GD que albergue la red.
- *Característica:* Corresponde a la forma de la curva. Hay modelos de tiempo inverso, muy inverso y moderadamente inverso.
Se utilizará la misma forma de curva durante todo el estudio.

- *Tripping Direction*: Sirve para indicar al relé la dirección de corriente para la cual permitirá acción de apertura de contactos. Puede ser Forward o Reverse y la referencia viene dada por la unidad direccional.

Por otro lado, la unidad direccional posee tres parámetros importantes:

- *Operating Current*: Corresponde a la corriente umbral para que el relé opere, independiente de la curva de la unidad de sobrecorriente. Usualmente es igual al valor de pickup de la unidad de sobrecorriente.
- *Voltage Polarizing*: Al igual que la corriente, es la tensión mínima de operación del relé. En caso de falla en la barra de medida, éste mantiene memoria de voltaje durante dos ciclos.
- *Tripping Direction*: Provee de referencia para la dirección escogida por la unidad direccional. Forward indica dirección hacia afuera de la barra a la cual está conectado, usualmente una línea y Reverse hacia el lado contrario.

Mencionado esto, a continuación se presentan en detalle tanto las configuraciones de los relés como la distribución de éstos a lo largo de la topología de ambas redes.

La Figura 4—8 ilustra el esquema de protecciones implementado en la red de distribución urbana. Los relés en rojo están polarizados para operar con corrientes desde la red de media tensión hacia las cargas, y los que están en azul operan para corrientes que fluyen desde los generadores distribuidos hacia la red. Por otro lado la Figura 4—11 presenta lo implementado en la red rural. La Tabla 4—1 detalla cada barra y relé conectado en la red urbana así como también su time dial (Tpset) y curva característica. La corriente pickup cambiará para cada caso y se encuentra en Anexos 8. La Tabla 4—2 hace lo propio con la red rural.

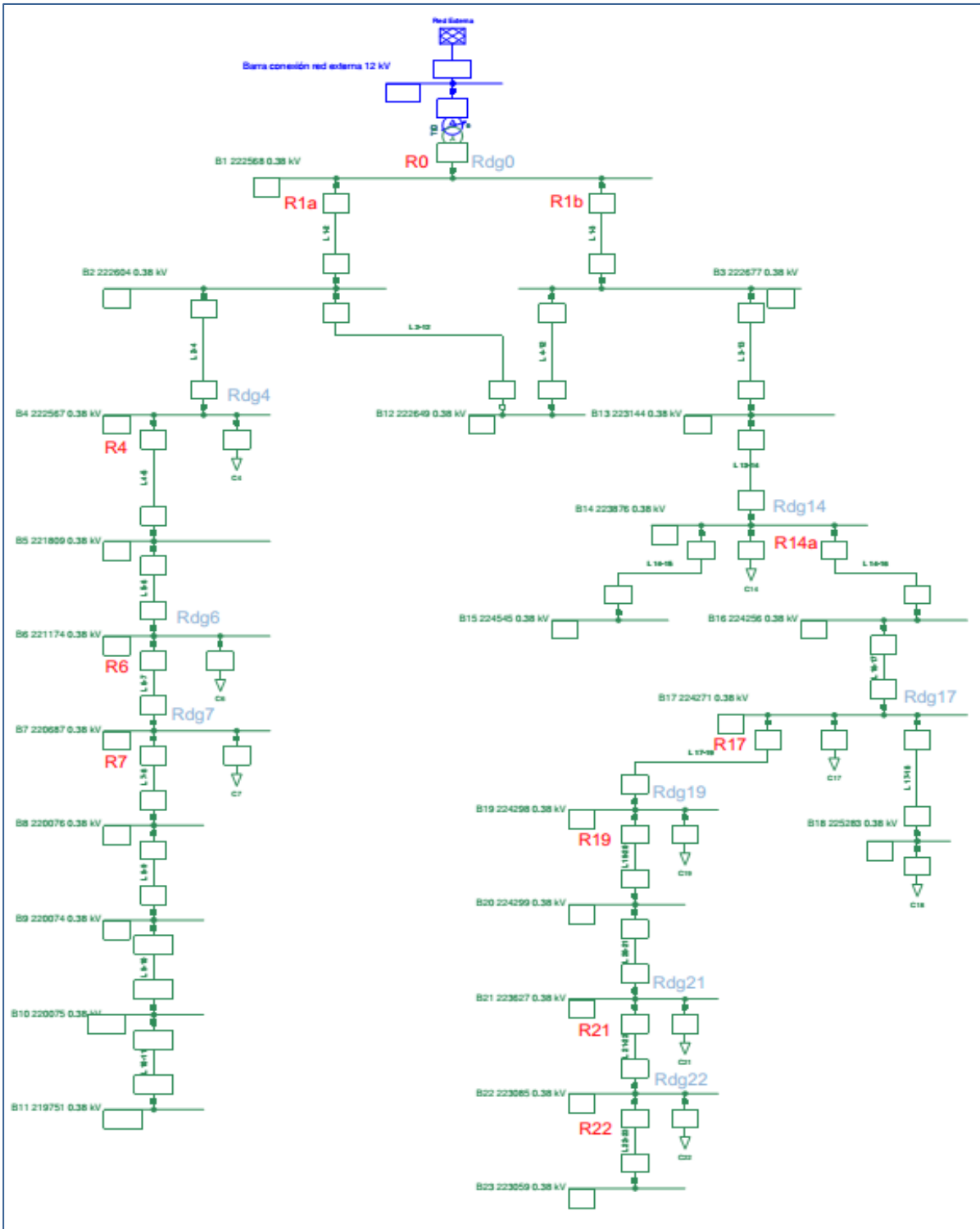


Figura 4—8 - Esquema de relés direccionales Red urbana

Tabla 4—1 - Configuración Relés Direccionales Red urbana

Barra	Relé	Tpset	Dirección
B1	R0	0,27	Radial
	Rdg0	0,06	Red MT
	R1a	0,3	Radial
	R1b	0,3	Radial
B4	R4	0,1	Radial
	Rdg4	0,4	Red MT
B6	R6	0,05	Radial
	Rdg6	0,19	Red MT
B7	R7	0,01	Radial
	Rdg7	0,4	Red MT
B14	R14a	0,2	Radial
	Rdg14	0,4	Red MT
B17	R17	0,15	Radial
	Rdg17	0,5	Red MT
B19	R19	0,12	Radial
	Rdg19	0,6	Red MT
B21	R21	0,05	Radial
	Rdg21	0,75	Red MT
B22	R22	0,01	Radial
Curva característica		ANSI Normally Inverse	

Para la coordinación de relés se definieron caminos que eventualmente seguiría la corriente de cortocircuito. En la red urbana, en el caso del camino más largo esta fluiría desde la barra 11 hacia la barra 23, por lo tanto se deben coordinar los dispositivos en el camino de ida y en el camino de vuelta. Es decir, suponiendo circulación de corriente en sentido horario o anti-horario.

Las curvas tiempo-corriente de los relés implementados son presentadas en la Figura 4—9 y la Figura 4—10. Se utilizó una corriente pick-up de 500 A para los relés apuntando en dirección radial y de 30 A para los que apuntan en dirección de la red de MT.

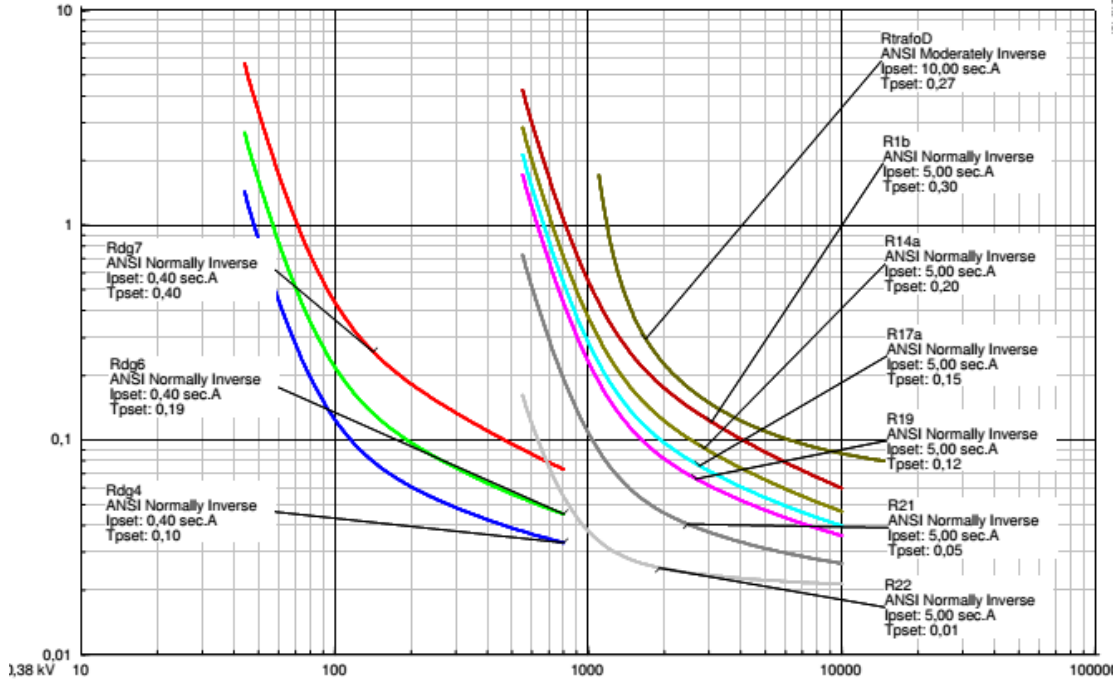


Figura 4—9 - Coordinación relés red urbana – Flujo de corriente en sentido horario

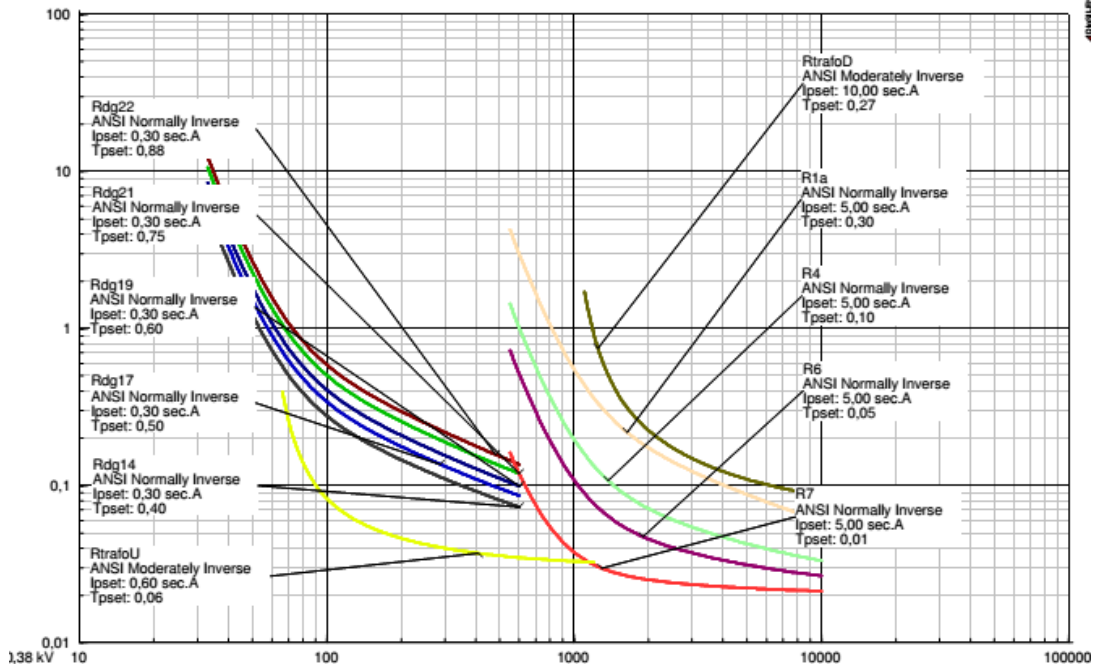


Figura 4—10 - Coordinación relés red urbana – Flujo de corriente en sentido anti-horario

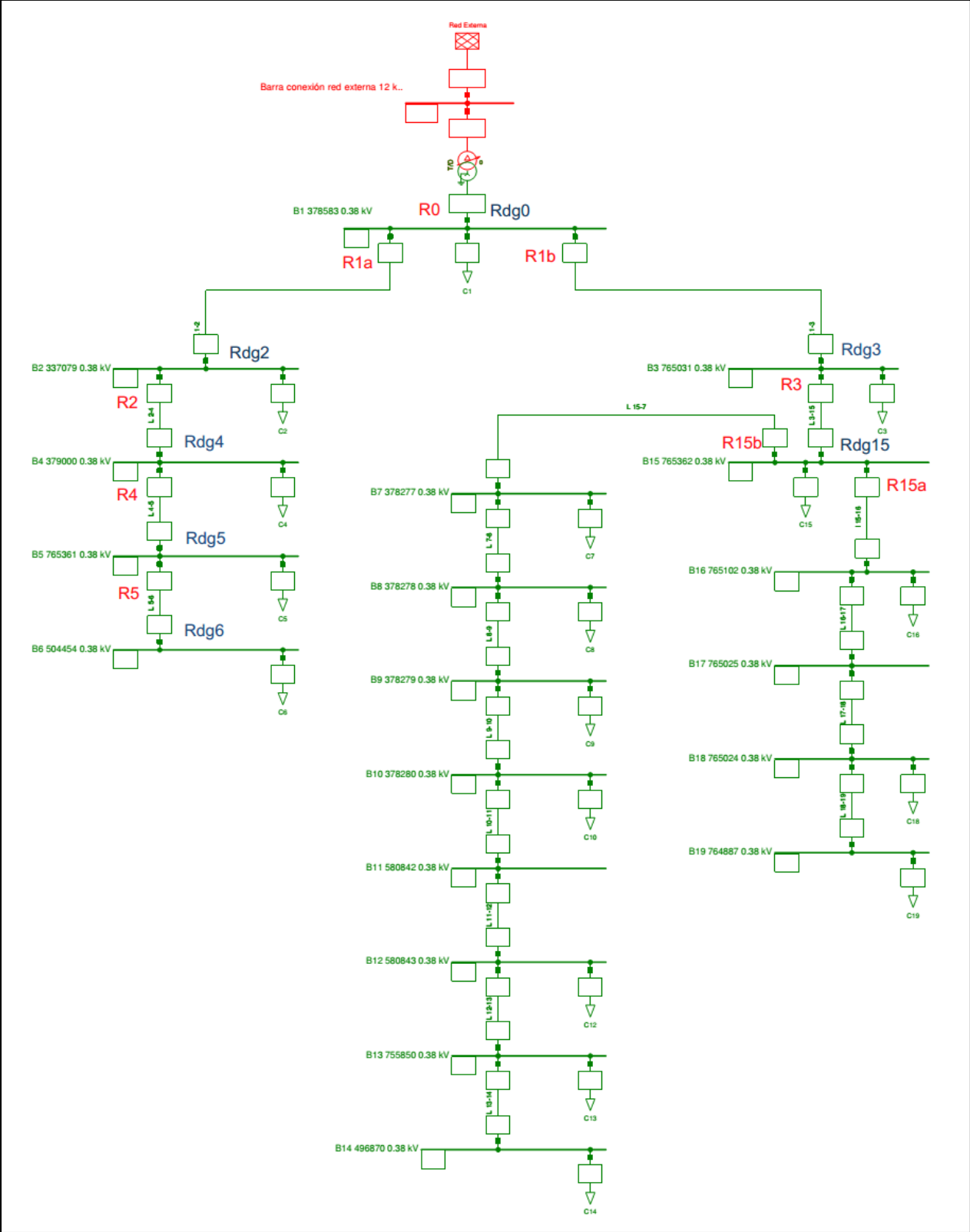


Figura 4—11 - Esquema de relés direccionales Red rural

Para la coordinación se definieron 2 caminos distintos de corriente. Desde la Rama Izquierda hacia la derecha sin considerar las ramificaciones monofásicas, y de vuelta.

Las curvas tiempo-corriente implementadas en esta red se presentan en la Figura 4—12 y Figura 4—13. Se utilizó una corriente de pickup 250 A para los que apuntan en dirección radial y 30 A para los que apuntan en dirección a la red MT.

Tabla 4—2 - Configuración Relés Direccionales red Rural

Barra	Relé	Tpset	Dirección
1	R0	0,8	Radial
	Rdg0	0,02	Red MT
	R1a	0,36	Radial
	R1b	0,71	Radial
2	R2	0,26	Radial
	Rdg2	0,78	Red MT
3	R3	0,5	Radial
	Rdg3	0,04	Red MT
4	R4	0,18	Radial
	Rdg4	0,84	Red MT
5	R5	0,07	Radial
	Rdg5	0,91	Red MT
6	Rdg6	0,95	Red MT
15	R15a	0,32	Radial
	R15b	0,1	Radial
	Rdg15	0,06	Red MT

Curva Característica

IAC Short Inverse

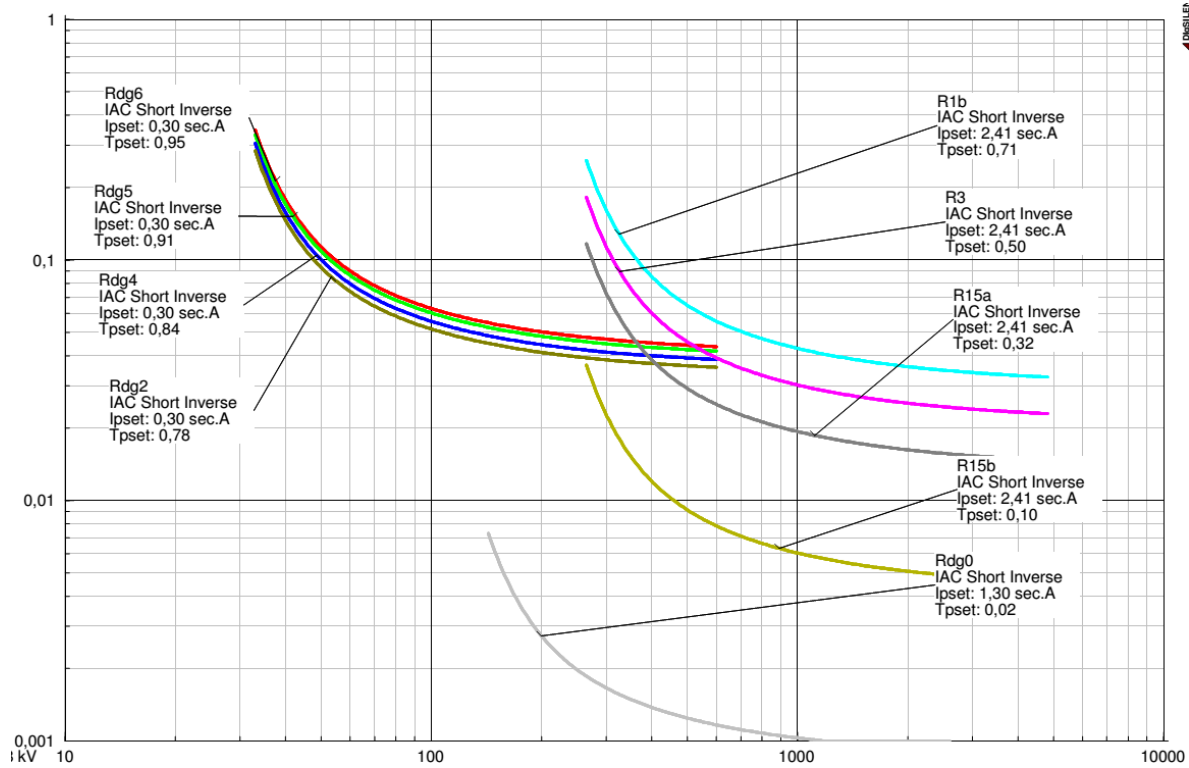


Figura 4—12 - Coordinación Relés - Red rural - - Sentido Horario

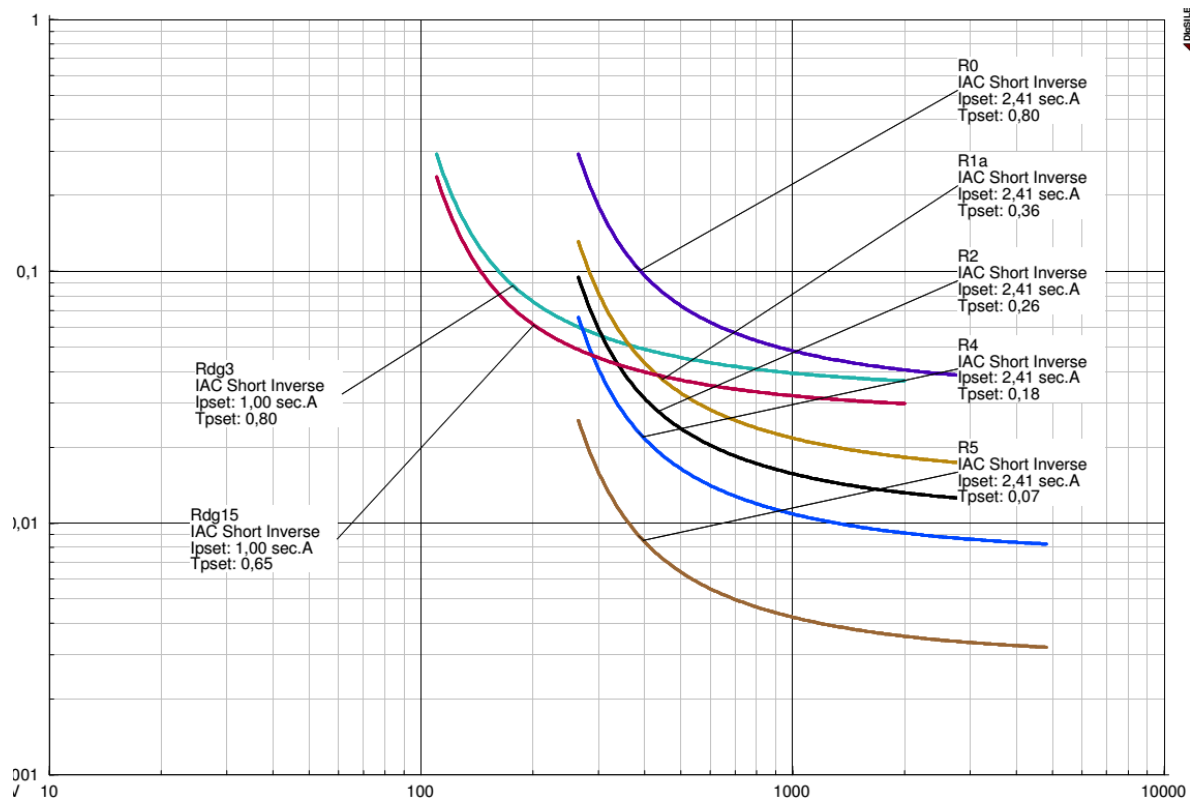


Figura 4—13 - Coordinación Relés - Red rural - Sentido Anti Horario

5. Definición de escenarios

La inserción de GD en redes de distribución, dependiendo del nivel de penetración que se considere, puede provocar efectos adversos en los esquemas de protección tal y como se ha explicado a lo largo de este trabajo.

Sin embargo en una red de distribución real la potencia consumida por los clientes conectados varía a lo largo del día llegando a puntos mínimos y máximos dependiendo de la hora que se estudie, por lo que no es lo mismo simular un caso de estudio a una u otra hora.

Por otro lado, la inserción de GD en forma de ERNC también levanta alertas sobre variaciones horarias. El recurso solar cambia hora tras hora y la potencia extraída de esta fuente e inyectada a la red también sufrirá con esta intermitencia. Dicho esto, se debe cruzar la información de generación solar y demanda horaria.

El perfil de generación solar puede ser extraído del explorador del mismo nombre [27] que implementó el Departamento de Geofísica (DGF UChile) en conjunto con el Ministerio de Energía y la GIZ. Éstos entregan información detallada del recurso solar en cualquier punto del país que abarque el SIC o el SING.

La ubicación de cada una de las redes, y por ende la ubicación en la cual se estudiará el recurso ERNC es la siguiente:

Tabla 5—1 - Redes y su ubicación con el fin de estudiar recurso solar

Red de estudio	Ubicación
Red BT 12215 Chilectra	Santiago, RM
Red BT 3333 CONAFE	Cuncumén, IV Región

En primer lugar se analizó la red rural de Conafe. Ésta, como se mencionó anteriormente, se encuentra ubicada a cerca de 40km de la localidad de Salamanca, IV región.

Para poder obtener una aproximación adecuada a lo que sería la demanda horaria en la red de estudio, se han utilizado datos proporcionados por el CDEC-SIC del año 2013 correspondientes al consumo horario visto por todos sus medidores. En este caso particular se utilizó el medidor ubicado en la barra Salamanca 23kV dado que se consideró que es el más representativo del sector.

El día a simular se obtuvo promediando todos los datos pertenecientes a los meses de Enero y Febrero, es decir, sin considerar variaciones inter-semanales debido a que no se consideraron importantes en el momento de analizar los datos.

En el segundo caso, el cual corresponde a la red urbana de Chilectra se ha decidido utilizar una zona residencial representativa como lo es La Reina en la ciudad de Santiago y el medidor que se usó para obtener los datos se encuentra conectado a la barra La Reina 13kV. El procedimiento utilizado es el mismo que para la red rural.

Este procedimiento se realizó con el fin de obtener un perfil diario de generación solar y demanda característica de modo de poder identificar el punto crítico a analizar en este trabajo. Dicho esto, los gráficos resultantes se pueden observar en la Figura 5—1 y Figura 5—2. Se graficaron radiación solar horizontal (GHI) promedio entre 2003 y 2012 y demanda horaria.

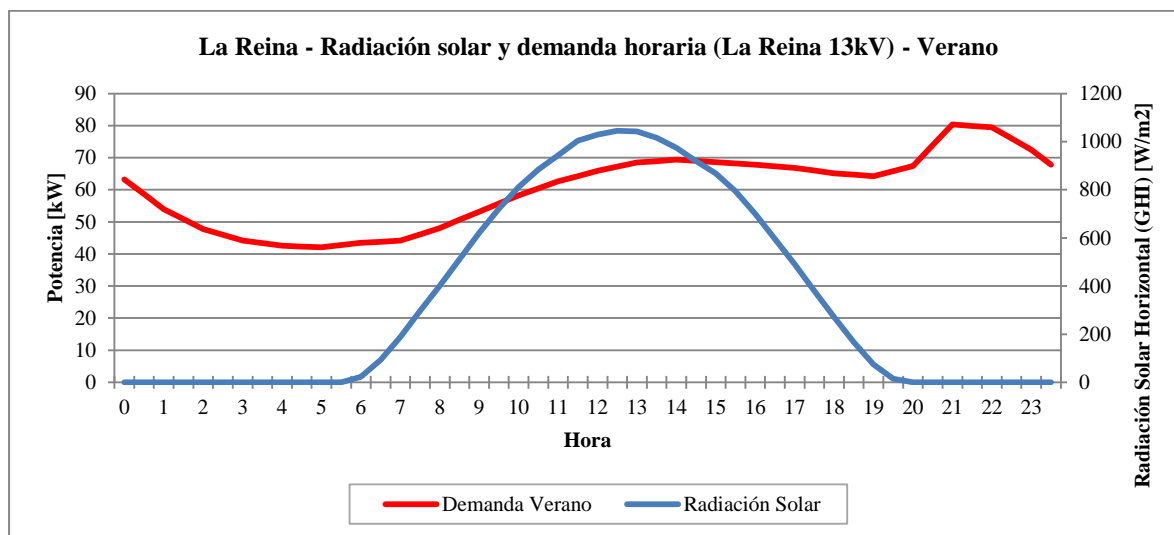


Figura 5—1 - Resumen de perfil solar y demanda verano - Caso red Chilectra

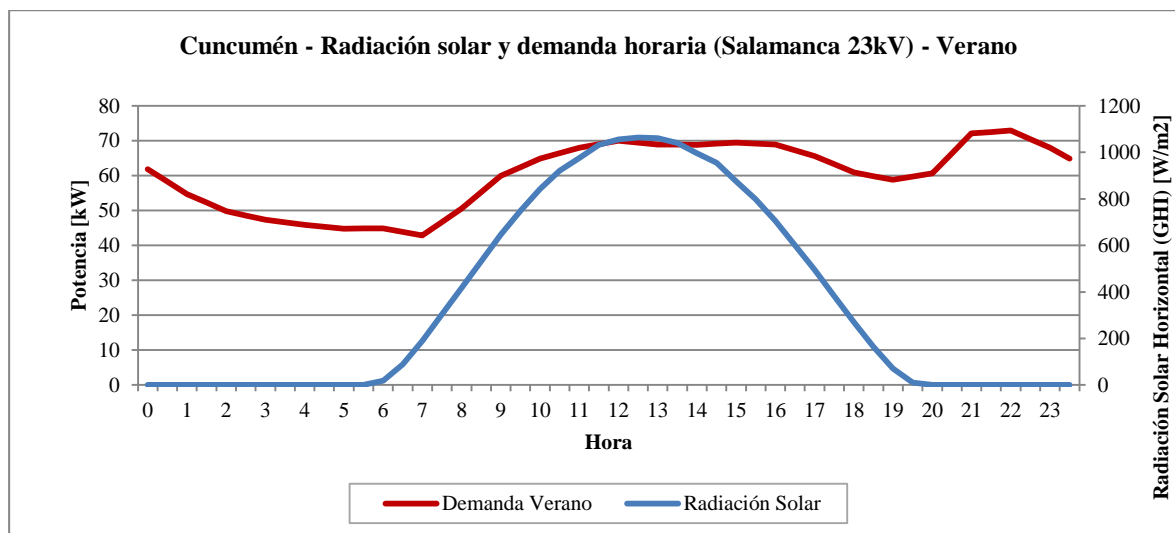


Figura 5—2 - Resumen de perfil solar y demanda verano - Caso red CONAFE

Además se considerará el efecto de integrar generación tipo CHP, cuyo perfil de generación es plano durante el día, y por lo tanto para ello se tomará el escenario de demanda valle.

De los gráficos anteriores se desprende que las horas en las cuales se realizarán las simulaciones y que corresponden casos de interés desde el punto de vista de coordinación de protecciones son las siguientes:

Tabla 5—2- Hora a simular, demanda y radiación solar en cada caso de estudio

Red BT 12215 Chilectra (Urbana)	PV – 12:30hrs	CHP – 19:00hrs
	Demanda: 67,23 kW	Demanda: 65,87 kW
	Radiación Solar: 1044,68 W/m ²	
Red BT 3333 CONAFE (Rural)	PV – 13:00hrs	CHP – 19:30hrs
	Demanda: 68,89 kW	Demanda: 59,698 kW
	Radiación Solar: 1060,72	

Por otro lado se analizarán niveles de penetración de 0% (caso base), 20%, 40%, 60%, 80% y 100%.

Finalmente, se simulará sobre cada una de las redes, esquemas de protección, escenarios de tecnología y demanda y niveles de penetración definidos en el presente capítulo. En la Figura 5—3 se resume la combinación de escenarios.

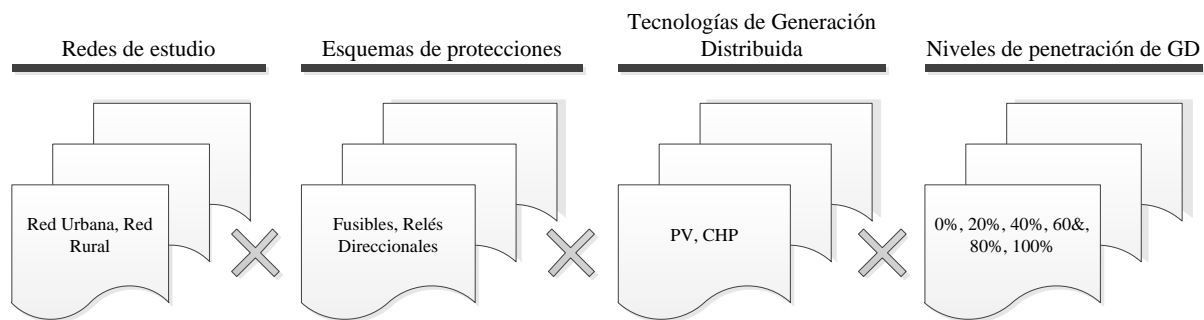


Figura 5—3 - Escenarios de simulación

6. Metodología de simulaciones

La metodología que se utilizó para concretar la simulación de los casos de estudio consiste en primero analizar la respuesta transitoria de los generadores distribuidos que se utilizarán, es decir, máquina sincrónica y panel fotovoltaico conectado a la red a través de un inversor ante un cortocircuito. Con esto se apunta a ver a priori el efecto que éstos tendrán en el sistema de protecciones con el objetivo de acotar los casos de estudio a simular.

Dicho esto, para cada escenario será necesario definir los siguientes puntos, cada uno mediante su criterio particular:

- Ubicación de los generadores distribuidos:
 - Respetar niveles de tensión, capacidad de líneas y distribución de carga por rama del circuito.
- Niveles de penetración a estudiar
 - Se considera la respuesta transitoria de las máquinas en cortocircuito y esta información se cruza con los datos nominales de los dispositivos de protección. En un principio será desde 0% a 100% en pasos de 20%.

Por otro lado, se definen dos cortocircuitos a estudiar dada la naturaleza de las redes de estudio (subdividida en ramales). Para el esquema de fusibles son los siguientes:

- En el mismo ramal de la GD, en adelante “Falla en mismo ramal”:
 - Este será el lugar eléctrico donde las corrientes de cortocircuito serán mayores, ya que, al alejarse de la generación el nivel de éste disminuye.
 - Se busca sensibilidad de los fusibles o relés instalados ante la corriente entregada por la GD.
- En el ramal opuesto de la GD, en adelante “Falla ramal externo”:
 - Se busca selectividad, es decir, que el sistema desconecte el ramal afectado y no el que posee la GD.

Por otro lado, para el esquema de relés direccionales:

- Bajada del transformador de distribución, en adelante “Falla en barra 1”
 - Se busca selectividad del esquema de protecciones, es decir, que sea capaz de aislar el cortocircuito sin perjudicar a la GD.
 - Se apunta a analizar el la respuesta transitoria de las islas eléctricas generadas.
- En la barra de conexión externa, de media tensión. En adelante “Falla en MT”.
 - Se busca principalmente que la red de BT sea sensible a una falla en MT.
 - Se apunta a analizar el comportamiento de toda la red de BT como una isla eléctrica.

Para evaluar el desempeño del esquema de protecciones se medirá selectividad y sensibilidad tal y como fueron definidos en 2.2 y 2.3.

Además, para evaluar el desempeño de la operación en isla se medirá la tensión y frecuencia de la zona aislada. Estos niveles no deben superar el margen de $\pm 7.5\%$ y $\pm 2\%$ respectivamente según la norma vigente [28].

A continuación la Figura 6—1 resume la metodología recién descrita que se utilizará para evaluar los esquemas de protección propuestos en las redes de estudio con penetración de GD.

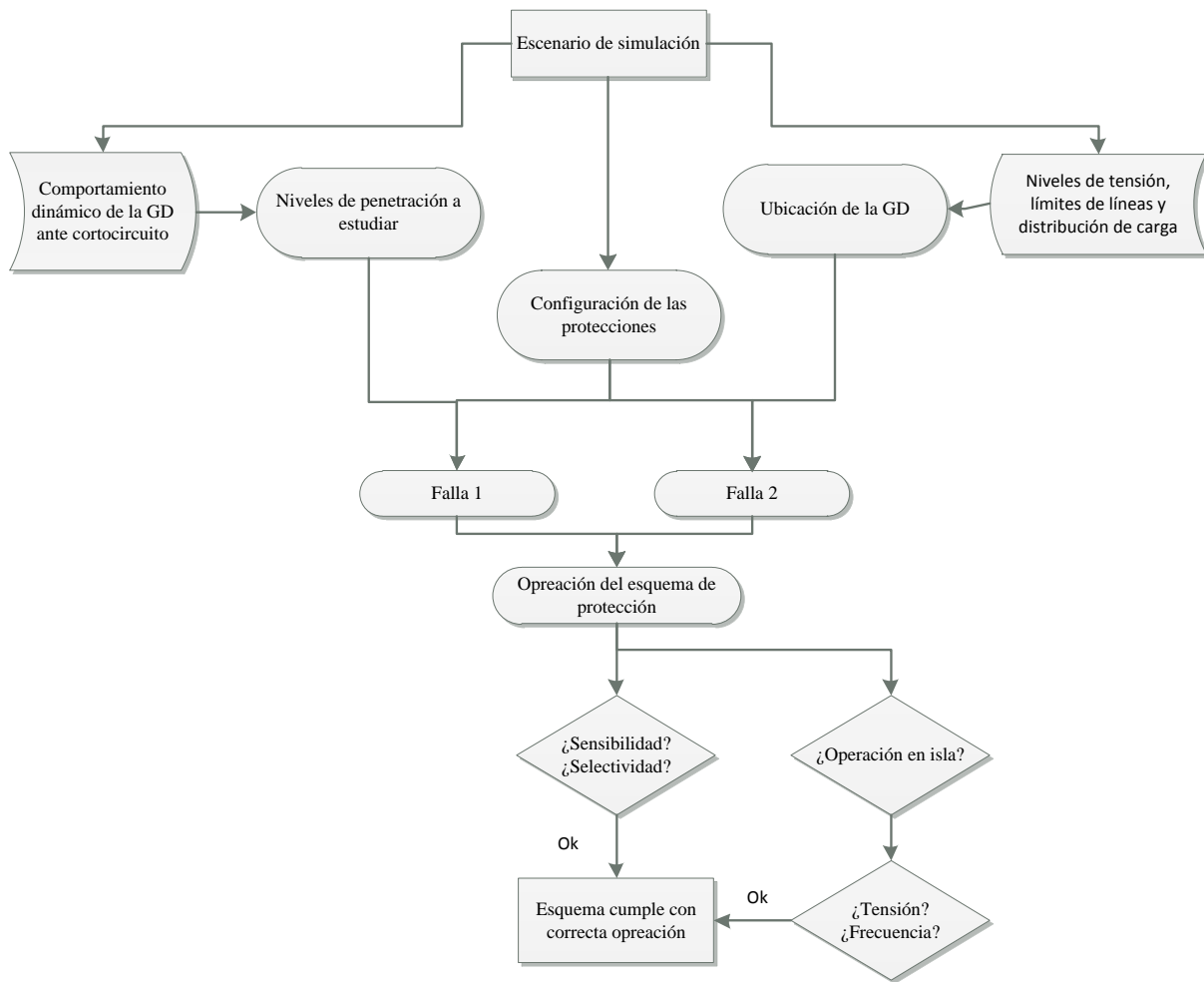


Figura 6—1 - Metodología evaluación de esquemas de protección

Capítulo IV: Resultados y análisis de los casos de estudio

El objetivo de este apartado es presentar y analizar resultados de simulaciones dinámicas en DigSILENT de acuerdo a la metodología discutida en el capítulo anterior.

Se realizarán cuatro análisis, tanto para el esquema de fusibles y de relés direccionales como para la red urbana y rural, y se realizarán análisis específicos para cada caso de estudio simulado para concluir con un análisis global.

Este análisis proveerá de criterios cualitativos para poner a prueba los esquemas de protecciones. En específico se espera saber si cada generador que intervenga en la red podría generar problemas de sensibilidad o selectividad a las protecciones instaladas, apuntando a acotar de forma óptima el número de simulaciones.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de cada uno de los casos de estudio. Esta información fue provista por DigSILENT y abarca lo siguiente:

- Tiempo de disparo (Tripping Time) de los dispositivos de protección
- Tensión y frecuencia en caso de operación en isla

1. Comportamiento dinámico GD

Estas pruebas se realizaron en las redes de estudio rural y urbana, considerando generadores de 100 [kW]¹ conectados al final de uno de los ramales y simulando un cortocircuito trifásico cercano a la red externa.

1.1. CHP – Generador sincrónico

Se tiene que la respuesta del generador sincrónico representando el CHP modelado en anexos (5.2) se comporta de la forma que ilustra la Figura 1—1 ante un cortocircuito trifásico a los 3 segundos de simulación.

¹ Máxima generación posible de integrar en un ramal sin sobrepasar límites de tensión

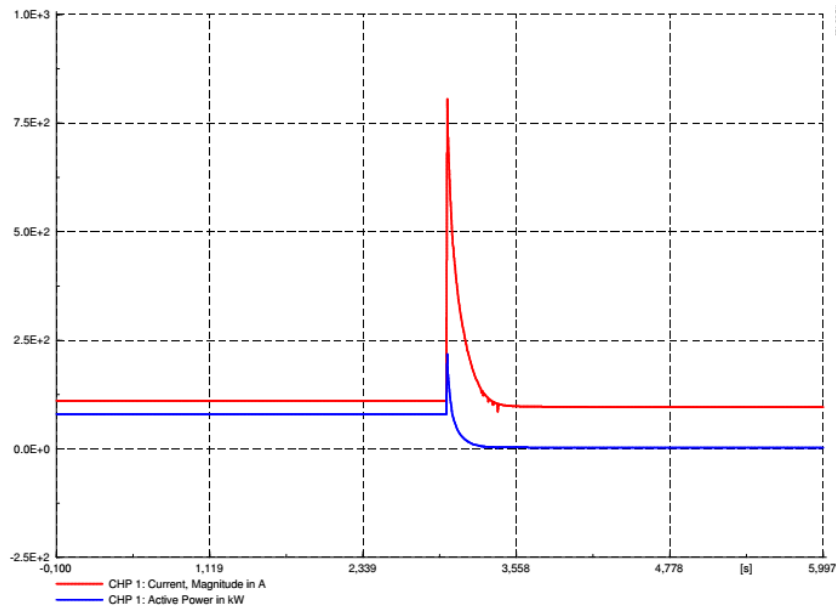


Figura 1—1- Comportamiento dinámico generador sincrónico

Se puede verificar que efectivamente hay un alza de la corriente hasta alrededor de 800 [A] justo a los 3 segundos (ocurrencia del cortocircuito), lo que corresponde a 4,78 veces la corriente nominal del generador. Esta sobrecorriente se mantiene durante un periodo muy corto de tiempo y queda amortiguado rápidamente (menos de 0,5 segundos).

A priori se puede decir que la corriente de cortocircuito es capaz de provocar la ruptura de algún elemento fusible instalado en alguna de las dos redes de baja tensión, ya que sus corrientes nominales oscilan entre 20 y 200 [A]. Esta hipótesis se verificará con las simulaciones correspondientes.

1.2. PV- Inversor

La Figura 1—2 el comportamiento dinámico del modelo fotovoltaico presentado anexos (5.1) ante un cortocircuito trifásico en el segundo 3.

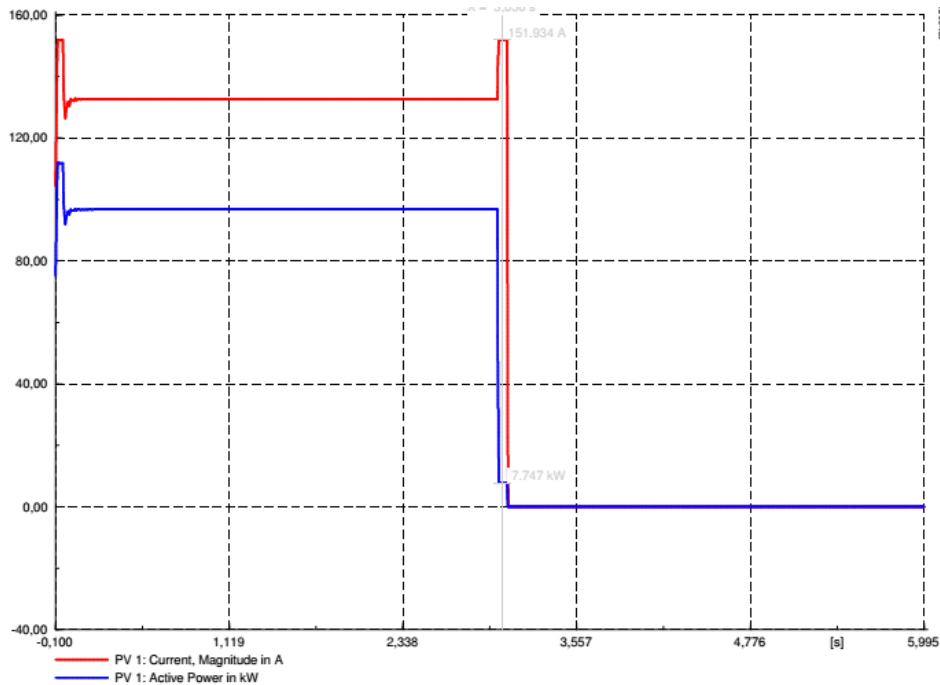


Figura 1—2 - Comportamiento dinámico PV

Del gráfico se desprende que el inversor, al detectar el cortocircuito disminuye su corriente a 0 rápidamente debido a la acción del controlador que detecta tensión nula. Sin embargo en los segundos previos a realizar esta acción, se puede ver que existe un peak de 151,9 [A] que se puede atribuir a un alza transitoria de la tensión del bus DC. Este valor corresponde a la corriente nominal del generador.

A priori, el comportamiento del generador fotovoltaico no generará problemas de disparo de fusibles y por ende pérdida de selectividad en este esquema ya que su corriente de cortocircuito, antes de bajar a 0, es muy baja y por un periodo muy corto de tiempo como para provocar ruptura. En consecuencia, se simulará solamente el caso más crítico en el esquema de fusibles con penetración PV, es decir, con 100% de penetración.

Por otro lado, resulta poco útil en cuanto a resultados simular la operación de relés direccionales en presencia de generación PV dado su comportamiento ante un cortocircuito y su poco aporte de corriente a la red. En la siguiente sección, dependiendo de la respuesta de los fusibles, se dirime la pertinencia de integrar dichos relés en presencia de este tipo de generador.

2. Esquema de fusibles

En este apartado se estudia el efecto de la inserción de GD ambas redes: urbana y rural considerando un esquema de fusibles, el cual es actualmente usado en redes de baja tensión. Esquemas y coordinación de fusibles fueron presentados en el capítulo 3 del presente trabajo.

Es de particular interés verificar hasta qué punto de penetración de GD este esquema es capaz de responder sin presentar problemas de sensibilidad o selectividad y de qué forma la respuesta puede afectar la calidad de suministro.

En todas las simulaciones el cortocircuito ocurre luego de un segundo.

2.1.Red urbana

Como se vio en 3.1 del capítulo 3, ésta red posee dos ramificaciones laterales, llamadas “ramal izquierdo” y “ramal derecho”.

Los generadores fueron ubicados en el ramal izquierdo de la red .ya que el peor caso es en el cual se acumule mucha GD en una misma zona. Además se cumple con los criterios presentados en la sección 6 del capítulo 3.

Los cortocircuitos de estudio se realizarán en las siguientes barras:

- Falla en mismo ramal: B3 para PV y B1 para GS.
- Falla ramal externo: B2 para PV y GS.

En conformidad con lo visto en la sección 1.2, la generación fotovoltaica se simulará solamente para el caso más crítico, es decir 100% de penetración.

2.1.1. PV – Inversor

A continuación se entregan tiempos de disparo de fusibles en la red urbana con penetración de generación fotovoltaica para cada una de las fallas simuladas. Además se analiza selectividad y sensibilidad.

- *Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150[kW]*

Tabla 2—1 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150[kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.994036
B1 222568 0.38 kV\Cub_2\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.067832

- ✓ Sensibilidad: Dado que no hay corriente de cortocircuito por parte del sistema PV, no es requerida sensibilidad ante su respuesta a la falla. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- ✓ Selectividad: Se logra ya que la falla queda despejada desenergizando la sección dañada.

➤ *Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW]*

Tabla 2—2 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.998331
B1 222568 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.349604

- ✓ Sensibilidad: Dado que no hay corriente de cortocircuito por parte del sistema PV, no es requerida sensibilidad ante su respuesta a la falla. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- ✓ Selectividad: Se logra ya que la falla queda despejada desenergizando la sección dañada.

2.1.2. CHP – Generador sincrónico

A continuación se entregan tiempos de disparo y corrientes de cortocircuito de la red urbana con penetración de generación en base a cogeneración con generador sincrónico para cada una de las fallas simuladas.

- ***Falla en mismo ramal***

➤ *20% de penetración – 30 [kW]*

Tabla 2—3 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 20% de penetración – 30 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.986298
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\F0	Tiempo de disparo en s	1.334537

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de Media Tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ *40% de penetración – 60 [kW]*

Tabla 2—4 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 40% de penetración – 60 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.986486
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\F0	Tiempo de disparo en s	1.334725

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de Media Tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ *60% de penetración – 90 [kW]*

Tabla 2—5 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 60% de penetración – 90 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.986598
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\F0	Tiempo de disparo en s	1.334837

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ *80% de penetración – 120 [kW]*

Tabla 2—6 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 80% de penetración – 120 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.985339
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\F0	Tiempo de disparo en s	1.334941

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ *100% de penetración – 150 [kW]*

Tabla 2—7 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.986758
B7 220687 0.38 kV\Cub_8\F7-8	Tiempo de disparo en s	3.194997
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\F0	Tiempo de disparo en s	1.334839

- × Sensibilidad: El fusible F7-8 se acciona ante la corriente aportada por los GS, sin embargo no es una operación selectiva. El sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada y se produce un disparo no selectivo del fusible F7-8.

- **Falla en ramal externo**

- *20% de penetración – 30 [kW]*

Tabla 2—8 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 20% de penetración – 30 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.986488
B1 222568 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.139703

- ✓ Sensibilidad: El sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión y GS.
- ✓ Selectividad: La falla queda despejada selectivamente, dado que solamente se requería actuar ante la corriente de la red externa.

- *40% de penetración – 60 [kW]*

Tabla 2—9 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 40% de penetración – 60 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.988455
B1 222568 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.131665

- ✓ Sensibilidad: El sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión y GS.
- ✓ Selectividad: La falla queda despejada selectivamente, dado que solamente se requería actuar ante la corriente de la red externa.

➤ *60% de penetración – 90 [kW]*

Tabla 2—10 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 40% de penetración – 60 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.981234
B1 222568 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.12444

- ✓ Sensibilidad: El sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión y GS.
- ✓ Selectividad: La falla queda despejada selectivamente, dado que solamente se requería actuar ante la corriente de la red externa.

➤ *80% de penetración – 120 [kW]*

Tabla 2—11 - Falla en ramal externo – 80% de penetración – 120 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.988536
B1 222568 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.12051

- ✓ Sensibilidad: El sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión y GS.
- ✓ Selectividad: La falla queda despejada selectivamente, dado que solamente se requería actuar ante la corriente de la red externa.

➤ *100% de penetración – 150 [kW]*

Tabla 2—12 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.98158
B1 222568 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.112863

- ✓ Sensibilidad: El sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión y GS.
- ✓ Selectividad: La falla queda despejada selectivamente, dado que solamente se requería actuar ante la corriente de la red externa.

2.1.3. Análisis de resultados

El generador fotovoltaico no representa problemas desde el punto de vista de protecciones en la red de estudio, ya que su característica ante un cortocircuito comienza con entregar su corriente nominal por una pequeña fracción de segundo y termina cayendo a cero.

La simulación con 100% de penetración de esta tecnología demuestra que el sistema no se ve perturbado por la presencia de generación PV, ya que ningún fusible alcanzó su curva de fusión dada la alta corriente para la cual fueron diseñados. Sin embargo estos se comportan muy bien ante fallas en cualquier punto de la red actuando en función de la corriente que entrega la red de media tensión, desconectando la menor cantidad de cargas posibles y despejando la falla.

Es decir, la sensibilidad y selectividad del sistema en su estado inicial (sin GD) se mantiene aun habiendo 100% de penetración de generación fotovoltaica.

Por el lado de los generadores sincrónicos no se encontró la sensibilidad esperada en las protecciones.

La corriente de cortocircuito de los GS no fue capaz de alcanzar el umbral de apertura de los fusibles, por lo menos no en los primeros 10 segundos de simulación, por lo tanto al haber una falla en el mismo ramal de la GD, los fusibles solamente ven la corriente de falla proveniente de la red externa y no detectan el aporte de los GS. Esto se traduce en un mal despeje del cortocircuito, lo cual eventualmente podría provocar que las máquinas se aceleren indefinidamente si sus protecciones propias no operan correctamente, dañándolas. Solamente en el 100% de penetración distribuida un fusible se disparó a los 3,19 segundos.

Por otro lado se simuló una falla en un ramal distinto al cual se conectó la GD en búsqueda de pérdida de selectividad, es decir, que se desconecte la ramificación equivocada. Esto no ocurrió debido a que los fusibles responden ante el nivel de cortocircuito de la red, el cual es muy superior al nivel de cortocircuito de los GS, además, al ser la falla lejana a la fuente de GD, la corriente que éstos generadores aportan se reduce significativamente, por lo tanto la selectividad se mantiene intacta incluso para 100% de penetración.

2.2.Red rural

Como se vio en 3.2 del capítulo 3, ésta red posee dos ramificaciones laterales, llamadas “ramal izquierdo” y “ramal derecho”. A su vez, el ramal derecho posee dos ramificaciones monofásicas, las cuales son llamadas “ramal derecho 1” y “ramal derecho 2”, de izquierda a derecha.

Los generadores distribuidos en base a generador sincrónico fueron ubicados en el ramal izquierdo de la red, ya que es netamente trifásico, sin embargo la carga está en mayor cantidad en el ramal derecho, por lo cual a medida que se avanzó en el nivel de penetración se fueron ubicando generadores en dicha parte de la red, en sus barras trifásicas.

Los generadores en base a inversor no pueden conectarse de forma monofásica, por lo tanto se ubicaron en el ramal derecho en las barras monofásicas y también en el izquierdo en las barras trifásicas para analizar la respuesta de ambas tecnologías.

Los cortocircuitos de estudio se realizarán en las siguientes barras:

- Falla en mismo ramal: B7 para PV monofásico, B2 para PV trifásico y para GS.
- Falla ramal externo: B15 para PV monofásico, B2 para PV trifásico y B3 para GS.

En conformidad con lo visto en la sección 1.2, la generación fotovoltaica se simulará solamente para el caso más crítico, es decir 100% de penetración.

2.2.1. PV – Inversor

A continuación se entregan tiempos de disparo y corrientes de cortocircuito de la red urbana con penetración de generación fotovoltaica para cada una de las fallas simuladas.

- *Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW] [1P]*

Tabla 2—13 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW] [1P]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.998746
B15 765362 0.38 kV\Cub_6\F15-7	Tiempo de disparo en s	1.393229

- ✓ Sensibilidad: Dado que no hay corriente de cortocircuito por parte del sistema PV, no es requerida sensibilidad ante su respuesta a la falla. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- ✓ Selectividad: Se logra ya que la falla queda despejada desenergizando la sección dañada.

➤ *Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW] [1P]*

Tabla 2—14 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW] [1P]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.995139
B3 765031 0.38 kV\Cub_2\F3-15	Tiempo de disparo en s	1.440867

- ✓ Sensibilidad: Dado que no hay corriente de cortocircuito por parte del sistema PV, no es requerida sensibilidad ante su respuesta a la falla. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- ✓ Selectividad: Se logra ya que la falla queda despejada desenergizando la sección dañada.

➤ *Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW] [3P]*

Tabla 2—15 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW] [3P]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.990758
B1 378583 0.38 kV\Cub_2\F1-2	Tiempo de disparo en s	1.748997

- ✓ Sensibilidad: Dado que no hay corriente de cortocircuito por parte del sistema PV, no es requerida sensibilidad ante su respuesta a la falla. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- ✓ Selectividad: Se logra ya que la falla queda despejada desenergizando la sección dañada.

➤ *Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW] [3P]*

Tabla 2—16 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW] [3P]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.999662
B1 378583 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.599904

- ✓ Sensibilidad: Dado que no hay corriente de cortocircuito por parte del sistema PV, no es requerida sensibilidad ante su respuesta a la falla. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- ✓ Selectividad: Se logra ya que la falla queda despejada desenergizando la sección dañada.

2.2.2. CHP – Generador sincrónico

A continuación se entregan tiempos de para cada una de las fallas simuladas, además de una evaluación de sensibilidad y selectividad

- **Falla en el mismo ramal**

- *20% de penetración – 30 [kW]*

Tabla 2—17 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 20% de penetración – 30 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.99614
B1 378583 0.38 kV\Cub_2\F1-2	Tiempo de disparo en s	1.738655

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de Media Tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

- *40% de penetración – 60 [kW]*

Tabla 2—18 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 40% de penetración – 60 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.992266
B1 378583 0.38 kV\Cub_2\F1-2	Tiempo de disparo en s	1.738589

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

- *60% de penetración – 90[kW]*

Tabla 2—19 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 60% de penetración – 90[kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.999669
B1 378583 0.38 kV\Cub_2\F1-2	Tiempo de disparo en s	1.738581

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.

× Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ *80% de penetración – 120 [kW]*

Tabla 2—20 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 80% de penetración – 120 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.994636
B1 378583 0.38 kV\Cub_2\F1-2	Tiempo de disparo en s	1.738506

× Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.

× Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ *100% de penetración – 150 [kW]*

Tabla 2—21 - Tiempos de apertura - Falla en mismo ramal – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.994179
B1 378583 0.38 kV\Cub_2\F1-2	Tiempo de disparo en s	1.738474
B4 379000 0.38 kV\Cub_2\F4-5	Tiempo de disparo en s	1.202058

✓ Sensibilidad: El esquema es sensible ante la corriente aportada por el GS, quedando despejada la falla.

× Selectividad: No hay selectividad dado que no se desconectó la cantidad mínima de clientes posible. Quedando el cliente de la barra 4 desconectado pudiendo no estarlo.

• **Falla en ramal externo**

➤ *20% de penetración – 30 [kW]*

Tabla 2—22 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 20% de penetración – 30 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.99107
B1 378583 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.65083

× Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de Media Tensión.

× Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ 40% de penetración – 60[kW]

Tabla 2—23 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 40% de penetración – 60[kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.996928
B1 378583 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.604367

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de Media Tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ 60% de penetración – 90[kW]

Tabla 2—24 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 60% de penetración – 90[kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.991167
B1 378583 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.610034

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ 80% de penetración – 120 [kW]

Tabla 2—25 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 80% de penetración – 120 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.99513
B1 378583 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.61968

- × Sensibilidad: No hay sensibilidad para la corriente aportada por los GS. Sin embargo el sistema responde bien ante la corriente entregada por la red de media tensión.
- × Selectividad: La falla no queda despejada.

➤ 100% de penetración – 150 [kW]

Tabla 2—26 - Tiempos de apertura - Falla en ramal externo – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	4.992265
B1 378583 0.38 kV\Cub_3\F1-3	Tiempo de disparo en s	1.649013
B4 379000 0.38 kV\Cub_2\F4-5	Tiempo de disparo en s	1.480539

- × Sensibilidad: El esquema es sensible ante la corriente aportada por el GS.
Selectividad: Hay buena respuesta ante la corriente de la red externa, sin embargo se dispara un fusible en el mismo ramal, quedando clientes sin servicio.

2.2.3. Análisis de resultados

El generador fotovoltaico no representa problemas desde el punto de vista de protecciones en la red de estudio, ya que su característica ante un cortocircuito comienza con entregar su corriente nominal por una pequeña fracción de segundo y termina cayendo a cero.

La simulación con 100% de penetración de esta tecnología demuestra que, al igual que en la red urbana, el sistema no se ve perturbado por la presencia de generación PV, ya que ningún fusible alcanzó su curva de fusión dada la alta corriente para la cual fueron diseñados. Sin embargo estos se comportan muy bien ante fallas en cualquier punto de la red actuando en función de la corriente que entrega la red de media tensión, desconectando la menor cantidad de cargas posibles y despejando la falla. Es decir, la sensibilidad y selectividad del sistema en su estado inicial (sin GD) se mantiene aun habiendo 100% de penetración de generación fotovoltaica.

Por el lado de los generadores sincrónicos no se encontró la sensibilidad esperada en las protecciones.

La corriente de cortocircuito de los GS no fue capaz de alcanzar el umbral de apertura de los fusibles, por lo menos no en los primeros 10 segundos de simulación. Consecuentemente, al haber una falla en el mismo ramal de la GD, los fusibles solamente ven la corriente de falla proveniente de la red externa y hacen caso omiso de la aportada por los GS. Al igual que en la red urbana, esto se traduce en un mal despeje del cortocircuito, lo cual eventualmente podría provocar que las máquinas se aceleren indefinidamente si sus protecciones propias no operan correctamente. Solamente en el caso de 100% de penetración, un fusible se disparó con la corriente de los GS antes que con la corriente entregada por la red, esto no sucedió en la red urbana debido a que el nivel de cortocircuito del presente alimentador es menor, por lo que los fusibles fueron ajustados para operar a menos corriente. Sin embargo, la fusión de tal elemento no fue selectiva.

Por otro lado se simuló una falla en un ramal distinto al cual se conectó la GD en búsqueda de pérdida de selectividad. Esto nuevamente no ocurrió debido a que los fusibles tienen curvas diseñadas para niveles de corriente más altos, además, al ser la falla lejana a la fuente de GD, la corriente que éstos generadores aportan se reduce significativamente. La selectividad para esta falla se mantuvo hasta llegar al 100% de penetración, escenario en el cual se dispara el fusible de la barra 4 habiendo cortocircuito en la barra 3 (otra rama) y en consecuencia deja sin energía a gran parte de los clientes.

3. Esquema de relés

En este apartado se estudia el efecto de la inserción de GD ambas redes: urbana y rural considerando un esquema de relés direccionales, el cual fue implementado como opción al caso con fusibles.

Este esquema presenta una particular mejora con respecto al de fusibles, y es su capacidad de “ver” corrientes de cortocircuito que vienen desde distintas direcciones en la red, permitiendo tomar mejores decisiones a la hora de abrir contactos para despejar fallas. Los esquemas, configuración y coordinación de relés fueron vistos en el capítulo 3.

Es de particular interés verificar hasta qué punto de penetración de GD este esquema es capaz de responder sin presentar problemas de sensibilidad o selectividad y de qué forma la respuesta puede afectar la calidad de suministro, ya que, provocará la existencia de islas eléctricas.

3.1.Red urbana

Los generadores distribuidos fueron ubicados en el ramal derecho de la red, ya que éste posee mayor cantidad de carga y además se cumple con los criterios presentados al comienzo de este capítulo.

Se consideraron dos cortocircuitos:

- Falla en barra 1: Barra B1
- Falla en MT: Barra de conexión externa 12 kV

Por último, en conformidad con los resultados analizados para los esquemas de fusibles, la integración de generación PV no dotará de resultados importantes ante la introducción de este nuevo esquema de protecciones. Por lo tanto, solamente se considerará para este análisis integración de GD a través de generadores sincrónicos.

3.1.1. CHP – Generador sincrónico

A continuación se entregan tiempos de disparo para cada una de las fallas simuladas además de una evaluación de sensibilidad y selectividad. Se tomaron como barras representativas para medir tensión la B7 para el ramal izquierdo y B14 para el derecho.

- **Falla en barra 1**

- *20% de penetración – 30 [kW]*

Tabla 3—1 - Tiempos de apertura – Falla en barra 1 – 20% de penetración – 30 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.999224
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\R0	Tiempo de disparo en s	1.114952
B14 223876 0.38 kV\Cub_1\Rdg14	Tiempo de disparo en s	1.315428
B4 222567 0.38 kV\Cub_1\Rdg4	Tiempo de disparo en s	1.506559

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

- *40% de penetración – 60 [kW]*

Tabla 3—2 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 40% de penetración – 60 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.991167
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\R0	Tiempo de disparo en s	1.114921
B14 223876 0.38 kV\Cub_1\Rdg14	Tiempo de disparo en s	1.232313
B4 222567 0.38 kV\Cub_1\Rdg4	Tiempo de disparo en s	1.518303

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

- *60% de penetración – 90 [kW]*

Tabla 3—3 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 60% de penetración – 90 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.992939
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\R0	Tiempo de disparo en s	1.11492
B14 223876 0.38 kV\Cub_1\Rdg14	Tiempo de disparo en s	1.184316
B4 222567 0.38 kV\Cub_1\Rdg4	Tiempo de disparo en s	1.094849

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

➤ *80% de penetración – 120 [kW]*

Tabla 3—4 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 80% de penetración – 120 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.99634
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\R0	Tiempo de disparo en s	1.114919
B14 223876 0.38 kV\Cub_1\Rdg14	Tiempo de disparo en s	1.135374
B4 222567 0.38 kV\Cub_1\Rdg4	Tiempo de disparo en s	1.070975

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

➤ *100% de penetración – 150 [kW]*

Tabla 3—5 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.991863
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\R0	Tiempo de disparo en s	1.114902
B14 223876 0.38 kV\Cub_1\Rdg14	Tiempo de disparo en s	1.140298
B4 221174 0.38 kV\Cub_1\Rdg4	Tiempo de disparo en s	1.065809

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

➤ *Operación en isla*

El despeje de la falla en la barra 1 tiene como consecuencia la aparición de dos islas independientes. Una en la rama izquierda y una en la derecha.

A continuación se presenta el comportamiento de la tensión y la frecuencia en cada una de las islas.

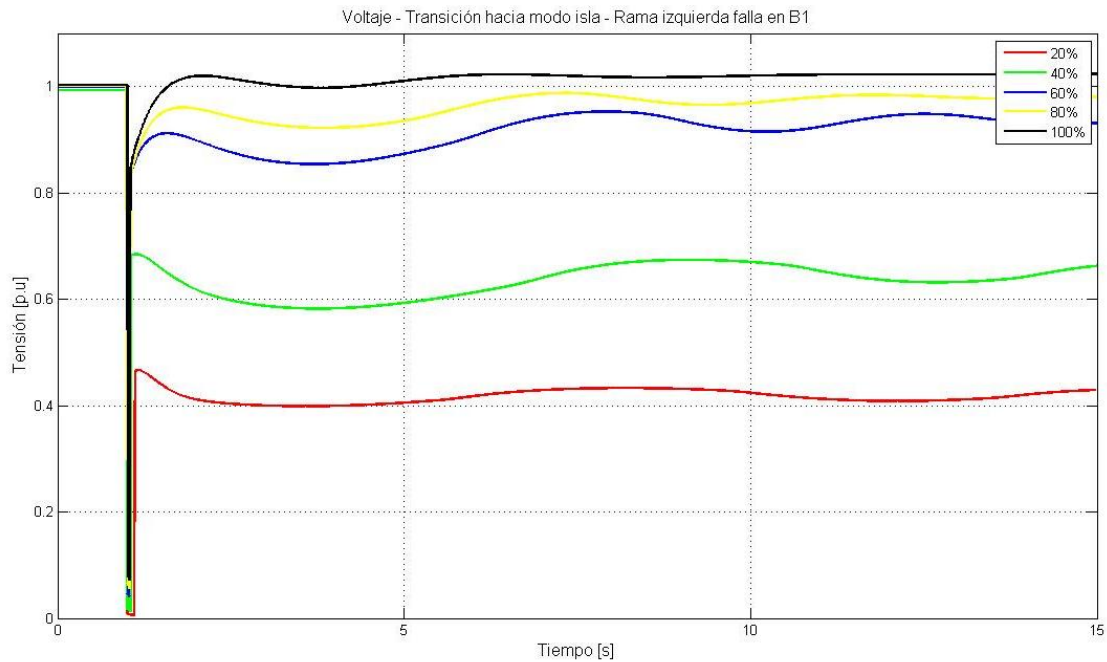


Figura 3—1 - Tensión en transición a modo isla rama izquierda

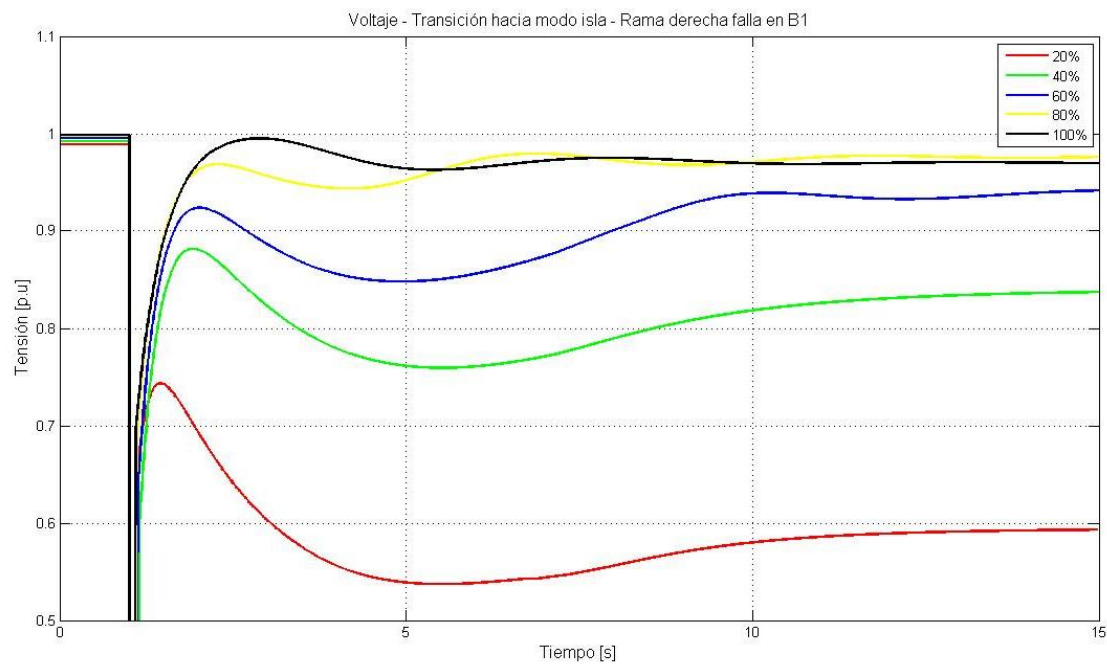


Figura 3—2 - Tensión en transición a modo isla rama derecha

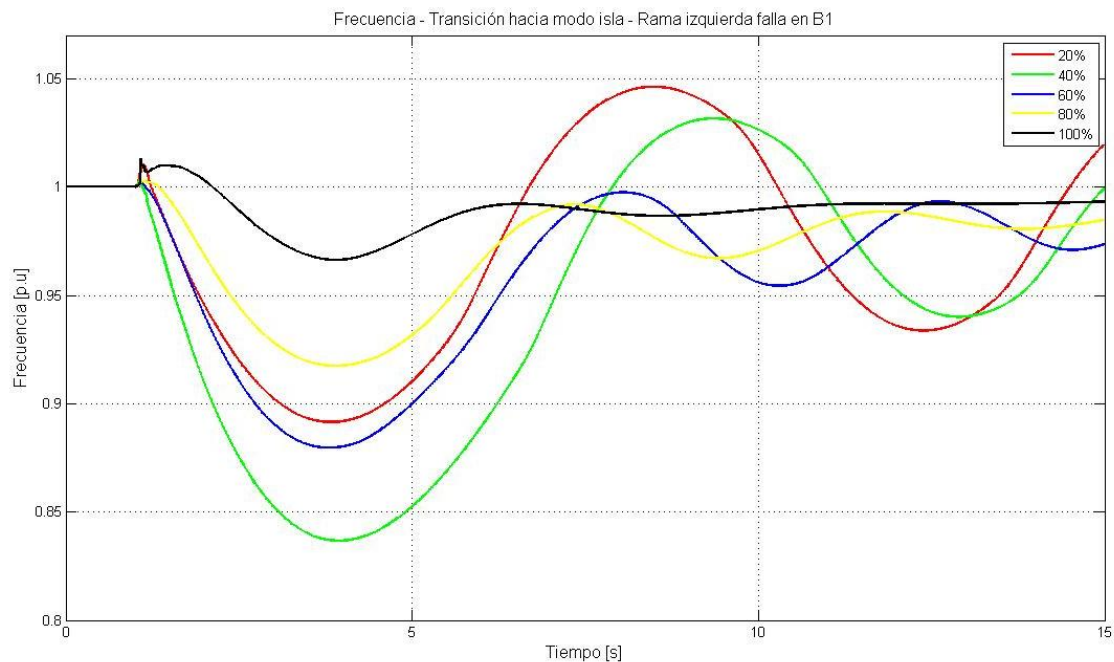


Figura 3—3 - Frecuencia en transición a modo isla rama izquierda

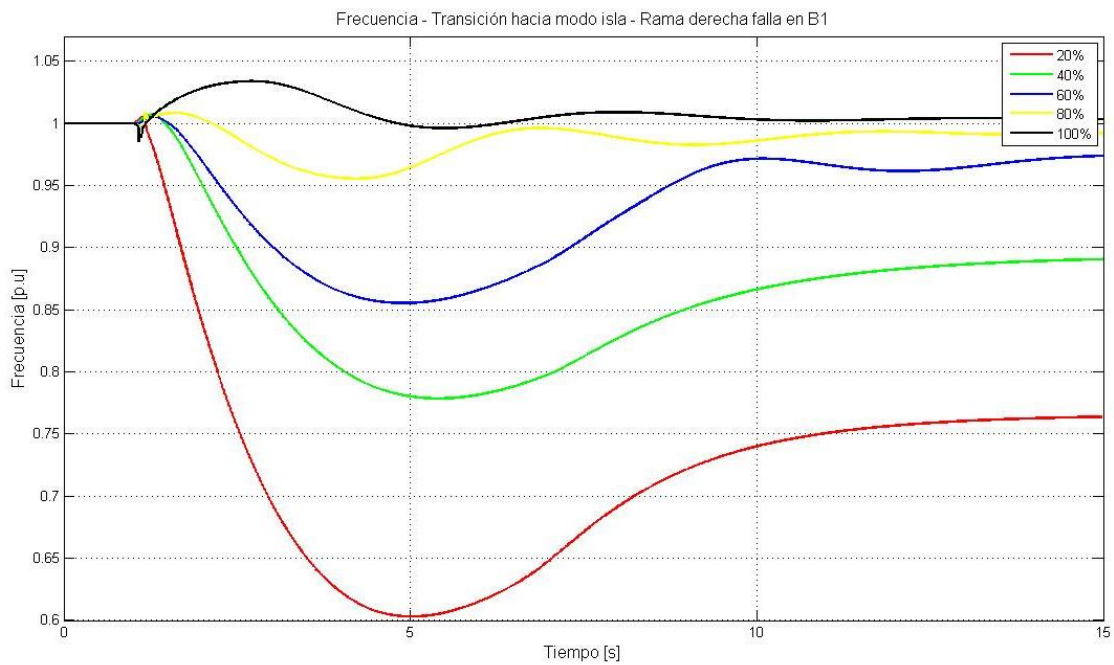


Figura 3—4 - Frecuencia en transición a modo isla rama derecha

A partir del 60% de penetración la tensión alcanza niveles aceptables para entregar servicio en régimen permanente. Esto es, dentro del 7.5% de variación.

Para niveles de penetración más bajos, la tensión tiende a bajar para lograr el balance de carga y generación. La demanda a tensión nominal no es posible de ser abastecida.

El comportamiento de la rama derecha e izquierda son parecidos ya que los generadores fueron ubicados en proporción a la carga que le corresponde a cada uno.

La frecuencia tiende a la baja en un primer momento dado que la carga instantáneamente es mayor a la generación. Los generadores sincrónicos se desaceleran y mediante el control de frecuencia se logra restablecer un valor de régimen permanente, el cual es bajo para niveles de penetración hasta el 60%. Con un 80% o más de GD es posible obtener frecuencia dentro del rango del 1% de variación.

- **Falla en MT**

- *20% de penetración – 30 [kW]*

Tabla 3—6 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 20% de penetración – 30 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.99907
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.093268

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

- *40% de penetración – 60 [kW]*

Tabla 3—7 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 40% de penetración – 60 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.999285
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.058869

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ *60% de penetración – 90 [kW]*

Tabla 3—8 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 60% de penetración – 90 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.992097
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.051854

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ *80% de penetración – 120 [kW]*

Tabla 3—9 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 80% de penetración – 120 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.990137
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.048343

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ *100% de penetración – 150 [kW]*

Tabla 3—10 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.999876
B1 222568 0.38 kV\Cub_4\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.039294

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ *Operación en isla*

El despeje de la falla en la barra de media tensión tiene como consecuencia que la red de baja tensión quede completamente operando como isla.

A continuación se presenta el comportamiento de la tensión y la frecuencia.

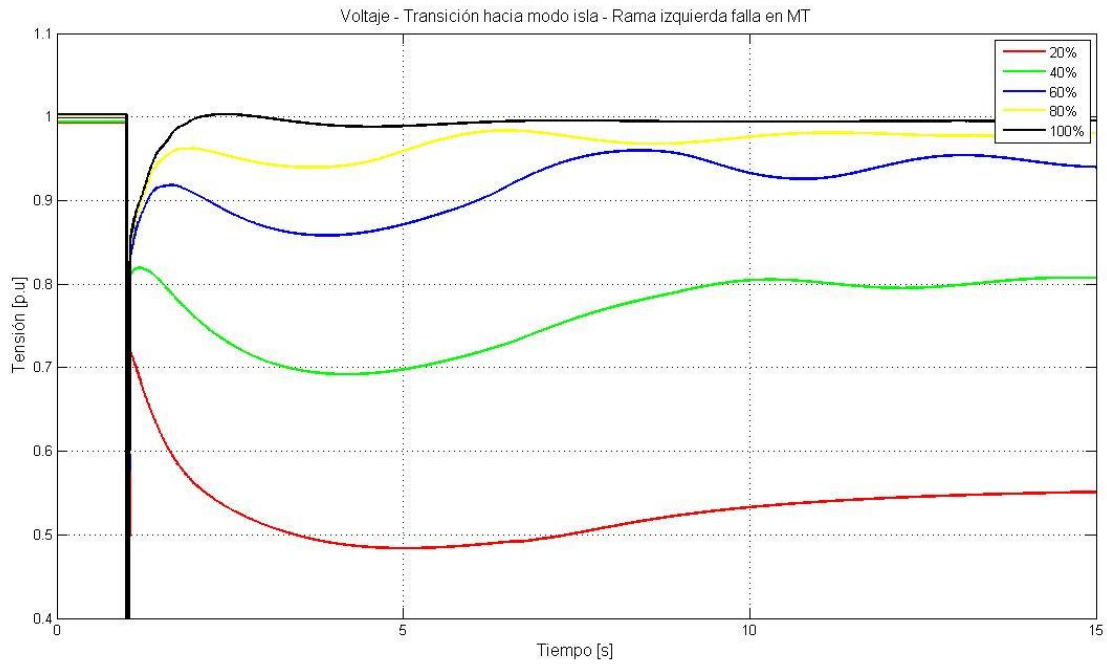


Figura 3—5 - Tensión en transición a modo isla rama izquierda

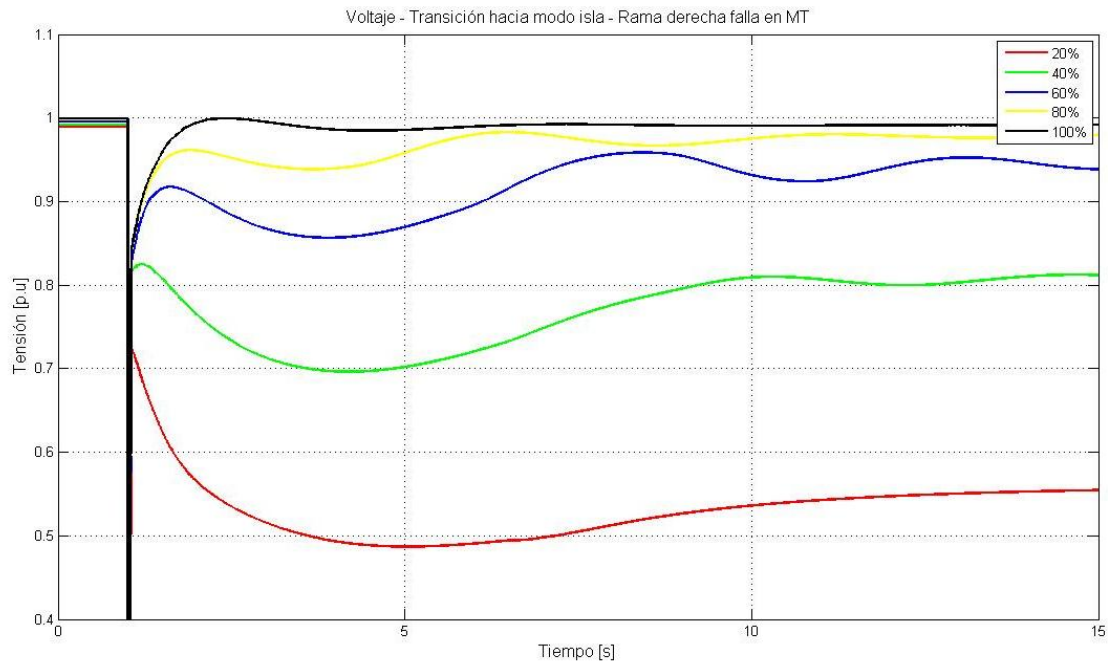


Figura 3—6 - Tensión en transición a modo isla rama derecha

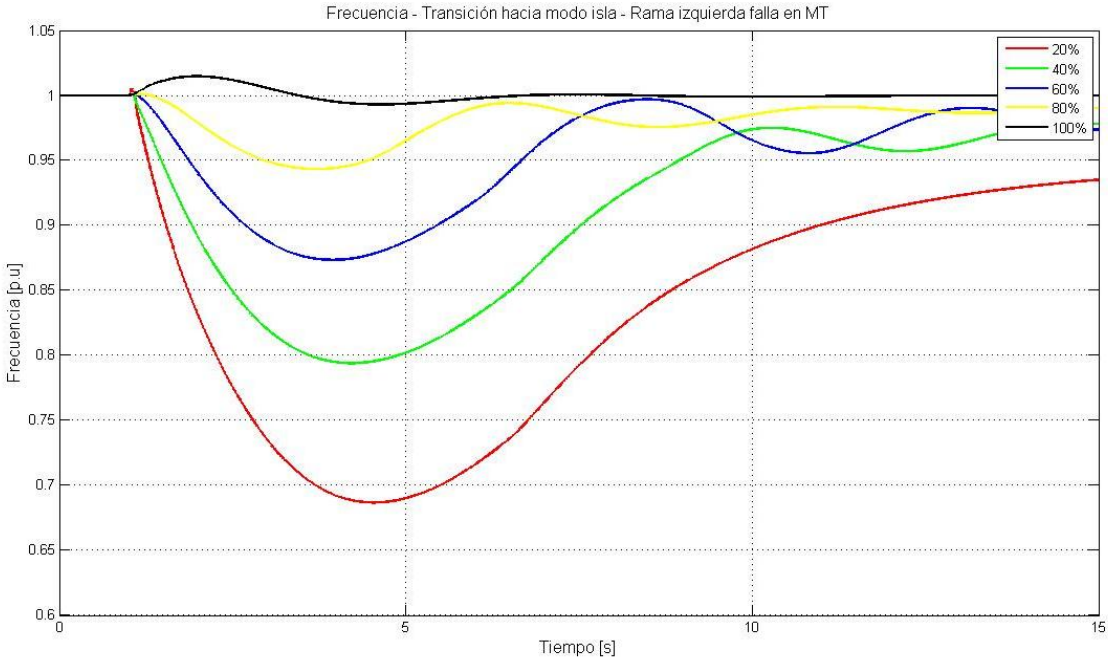


Figura 3—7 - Frecuencia en transición a modo isla

A partir del 60% de penetración la tensión alcanza niveles aceptables para entregar servicio en régimen permanente, sin embargo para el 40% de penetración se logra estar muy cerca del nivel. Esto es, dentro del 7.5% de variación.

La frecuencia tiende a la baja en un primer momento dado que la carga instantáneamente es mayor a la generación en el sistema

En este caso, al trabajar como una sola isla el sistema se comporta de mejor manera luego del transitorio, ya que incluso con un 60% de penetración se pueden lograr valores aceptables de frecuencia.

La frecuencia es la misma en todo el sistema por lo que solamente se muestra lo medido en el ramal izquierdo.

3.1.2. Análisis de resultados

A diferencia del esquema de fusibles, ésta configuración de relés direccionales entrega sensibilidad y selectividad ante corrientes de falla provenientes de los generadores sincrónicos.

Como se puede ver, para fallas en la barra de bajada del transformador de distribución, el primer relé en realizar disparo es el ubicado en ese mismo punto, en la barra 1, luego hace lo propio el de la barra 14 y el de la barra 4 quedando el cortocircuito aislado de toda fuente de generación. Éstos últimos están configurados para ‘ver’ corrientes en dirección a la red de media tensión. En consecuencia los generadores sincrónicos dejan de ver la falla en los primeros 100 a 500 milisegundos en promedio. En el peor de los casos la falla quedó completamente despejada a los 500 milisegundos (20% de penetración) y en el mejor, a los 65 milisegundos (100% de penetración).

El despeje de la falla recién mencionado provoca que haya dos zonas de operación desligadas de la red de distribución principal. Una en el ramal izquierdo y otra en el derecho. A partir del 60% de penetración de GD, las islas eléctricas comienzan a tener una buena respuesta luego del despeje de la falla, es decir, mantienen buenos niveles de tensión y frecuencia.

Para fallas en la red de media tensión, el único relé que se dispara es el ubicado en la bajada del transformador de distribución y que detecta corrientes provenientes de la GD. Éste relé opera entre 90 y 40 milisegundos, para el caso con menor GD y mayor GD respectivamente. Una vez abierto el switch, el sistema queda completamente alimentado por los generadores sincrónicos y, a partir del 60% de penetración se comienza a verificar tensión y frecuencia dentro de la norma. Sin embargo para el 100% de GD, la frecuencia sobrepasa un 3% el valor permitido. Sensibilidad y selectividad son alcanzadas.

3.2.Red rural

Los generadores distribuidos fueron ubicados de la misma forma en la cual se trabajó en el análisis con fusibles.

Se consideraron dos cortocircuitos, al igual que en la red urbana:

- Falla en barra 1: Barra B1
- Falla en MT: Barra de conexión externa 12 kV

Solamente se considerará para este análisis integración de GD a través de generadores sincrónicos por los motivos esgrimidos en la sección 1.2 del presente capítulo.

3.2.1. CHP – Generador sincrónico

A continuación se entregan tiempos de disparo para cada una de las fallas simuladas, además de una evaluación de sensibilidad y selectividad. Se tomaron como barras representativas para medir tensión la B4 para el ramal izquierdo y B15 para el derecho.

- **Falla en barra 1**

- *20% de penetración – 30 [kW]*

Tabla 3—11 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 20% de penetración – 30 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.989655
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\R0	Tiempo de disparo en s	1.057964
B2 337079 0.38 kV\Cub_1\Rdg2	Tiempo de disparo en s	1.12647
B3 765031 0.38 kV\Cub_1\Rdg3	Tiempo de disparo en s	1.026743

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

- *40% de penetración – 60 [kW]*

Tabla 3—12 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 40% de penetración – 60 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.981158
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\R0	Tiempo de disparo en s	1.057888
B2 337079 0.38 kV\Cub_1\Rdg2	Tiempo de disparo en s	1.138175
B3 765031 0.38 kV\Cub_1\Rdg3	Tiempo de disparo en s	1.025197

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

➤ *60% de penetración – 90 [kW]*

Tabla 3—13 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 60% de penetración – 90 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.981121
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\R0	Tiempo de disparo en s	1.057887
B2 337079 0.38 kV\Cub_1\Rdg2	Tiempo de disparo en s	1.075436
B3 765031 0.38 kV\Cub_1\Rdg3	Tiempo de disparo en s	1.025242

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

➤ *80% de penetración – 120 [kW]*

Tabla 3—14 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 80% de penetración – 120 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.982278
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\R0	Tiempo de disparo en s	1.058022
B2 337079 0.38 kV\Cub_1\Rdg2	Tiempo de disparo en s	1.087315
B3 765031 0.38 kV\Cub_1\Rdg3	Tiempo de disparo en s	1.02271

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

➤ *100% de penetración – 150 [kW]*

Tabla 3—15 - Tiempos de apertura - Falla en barra 1 – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.984963
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\R0	Tiempo de disparo en s	1.057888
B2 337079 0.38 kV\Cub_1\Rdg2	Tiempo de disparo en s	1.066112
B3 765031 0.38 kV\Cub_1\Rdg3	Tiempo de disparo en s	1.0227

- ✓ Sensibilidad: El esquema detecta todas las fuentes de corriente de cortocircuito y aísla la falla.
- ✓ Selectividad: Se desconecta la mínima cantidad de clientes posibles ante una eventual operación en isla.

➤ *Operación en isla*

El despeje de la falla en la barra 1 tiene como consecuencia la aparición de dos islas independientes. Una en la rama izquierda y una en la derecha.

A continuación se presenta el comportamiento de la tensión y la frecuencia en cada una de las islas.

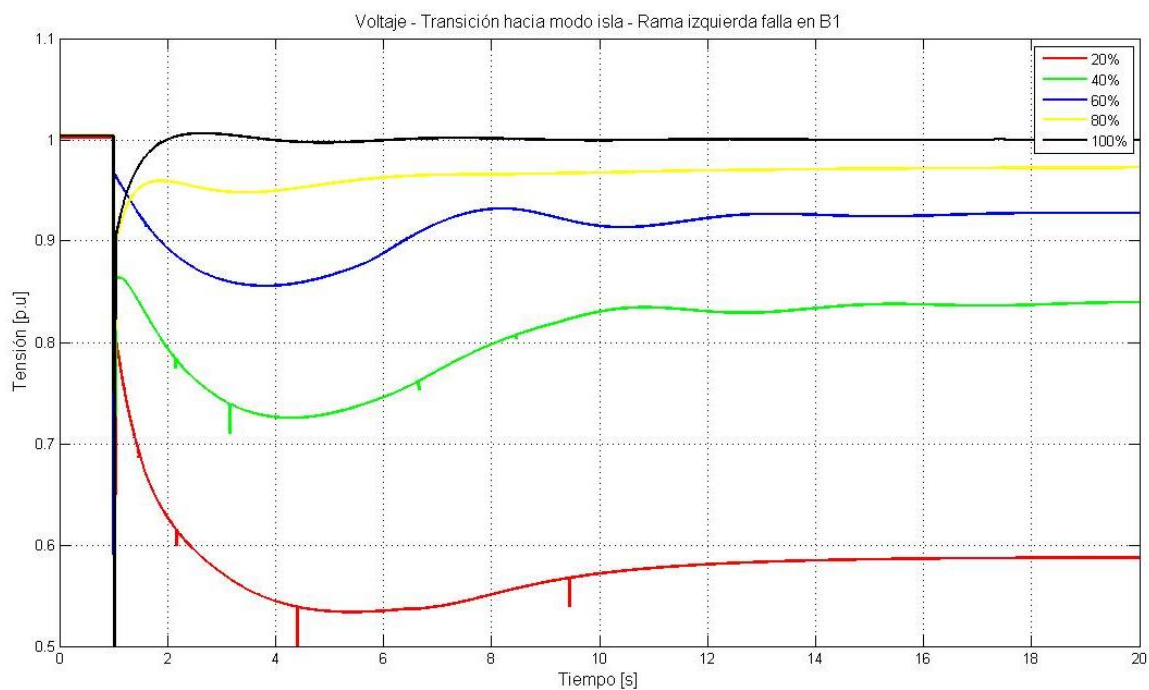


Figura 3—8 - Tensión en transición a modo isla rama izquierda

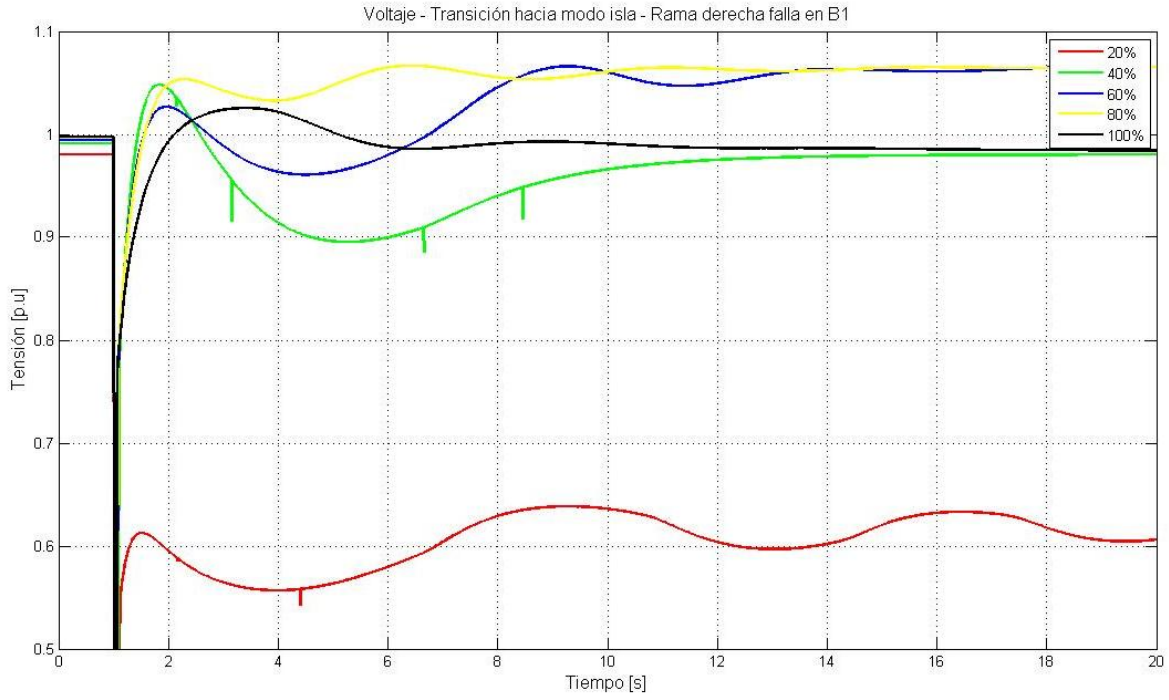


Figura 3—9 - Tensión en transición a modo isla rama derecha

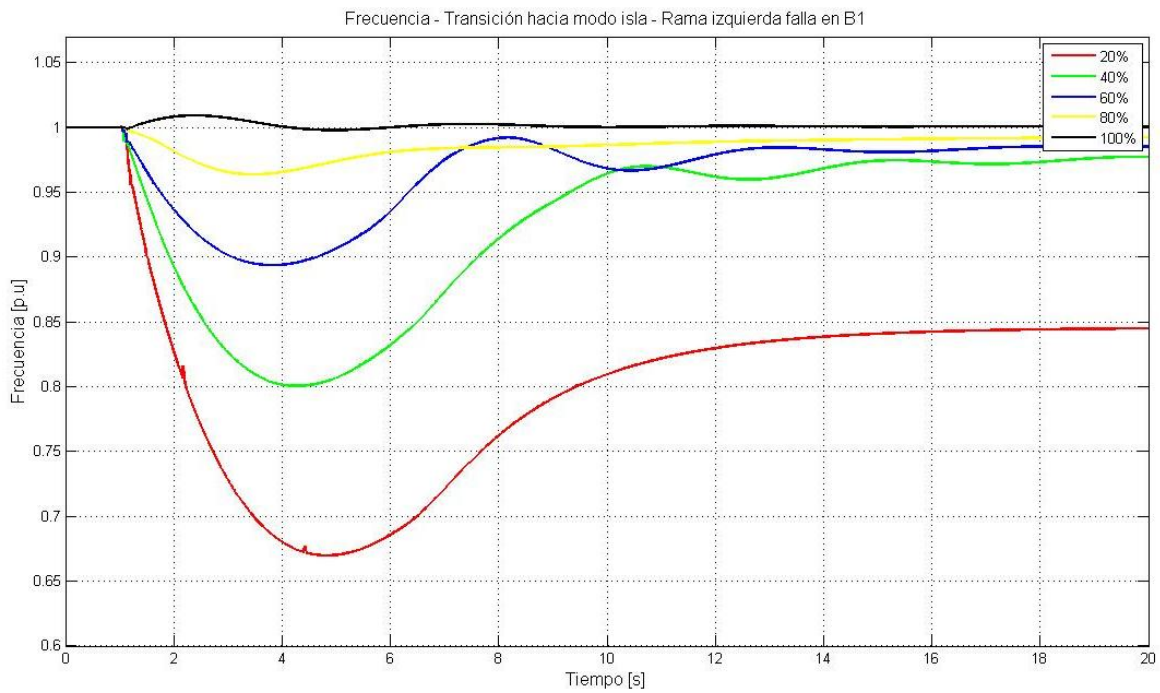


Figura 3—10 - Frecuencia en transición a modo isla rama izquierda

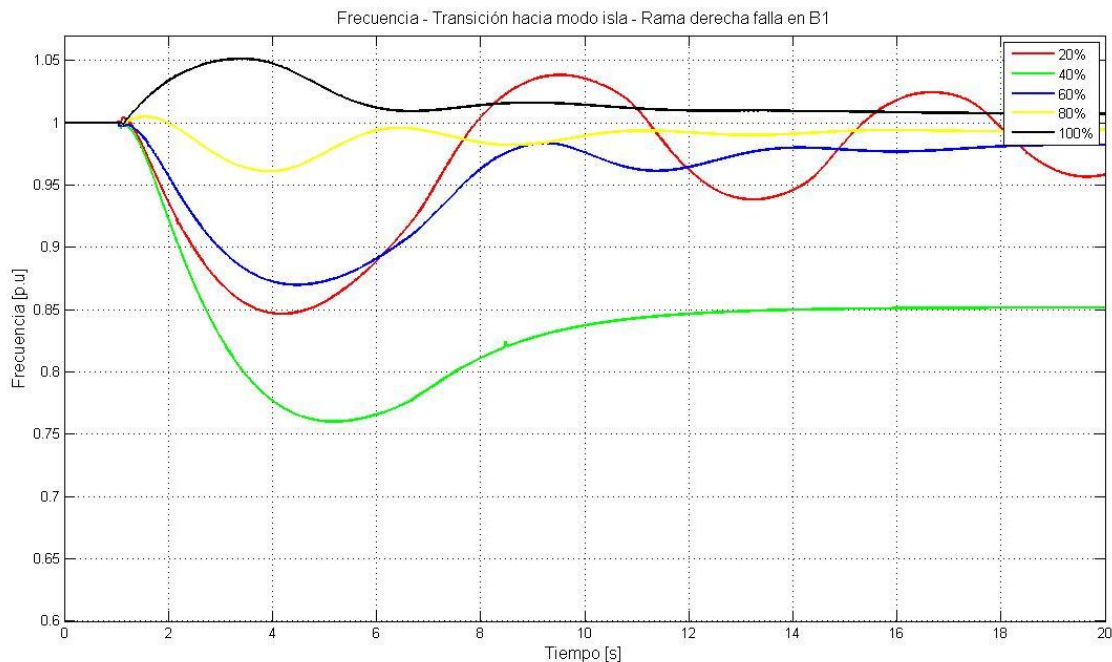


Figura 3—11 - Frecuencia en transición a modo isla rama derecha

A partir del 60% de penetración la tensión alcanza niveles aceptables para entregar servicio en régimen permanente. Esto es, dentro del 7.5% de variación.

Se puede observar que en la rama derecha la tensión tiende a subir para niveles de penetración elevados, esto se debe a que ahí se encuentra la mayor cantidad de GD instalada.

Sin embargo, la frecuencia se comporta mejor en la rama izquierda, alcanzando incluso buenos niveles para un 60% de penetración.

- **Falla en MT**

- 20% de penetración – 30 [kW]

Tabla 3—16 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 20% de penetración – 30 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.986144
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\Rdg0	Tiempo de disparo en s	0.022006

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ 40% de penetración – 60 [kW]

Tabla 3—17 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 40% de penetración – 60 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.988597
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.022922

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ 60% de penetración – 90 [kW]

Tabla 3—18 - Tiempos de apertura -Falla en MT – 60% de penetración – 90 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.982574
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.022488

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ 80% de penetración – 120 [kW]

Tabla 3—19 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 80% de penetración – 120 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.982928
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.021589

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.
- ✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ 100% de penetración – 150 [kW]

Tabla 3—20 - Tiempos de apertura - Falla en MT – 100% de penetración – 150 [kW]

Resultados simulación	Tiempo en s	9.98637
B1 378583 0.38 kV\Cub_1\Rdg0	Tiempo de disparo en s	1.021302

- ✓ Sensibilidad: Se detecta la corriente entregada por los GS hacia la red de media tensión, aislando la falla.

✓ Selectividad: No se desconecta ningún cliente.

➤ *Operación en isla*

El despeje de la falla en la barra de media tensión tiene como consecuencia que la red de baja tensión quede completamente operando como isla.

A continuación se presenta el comportamiento de la tensión y la frecuencia.

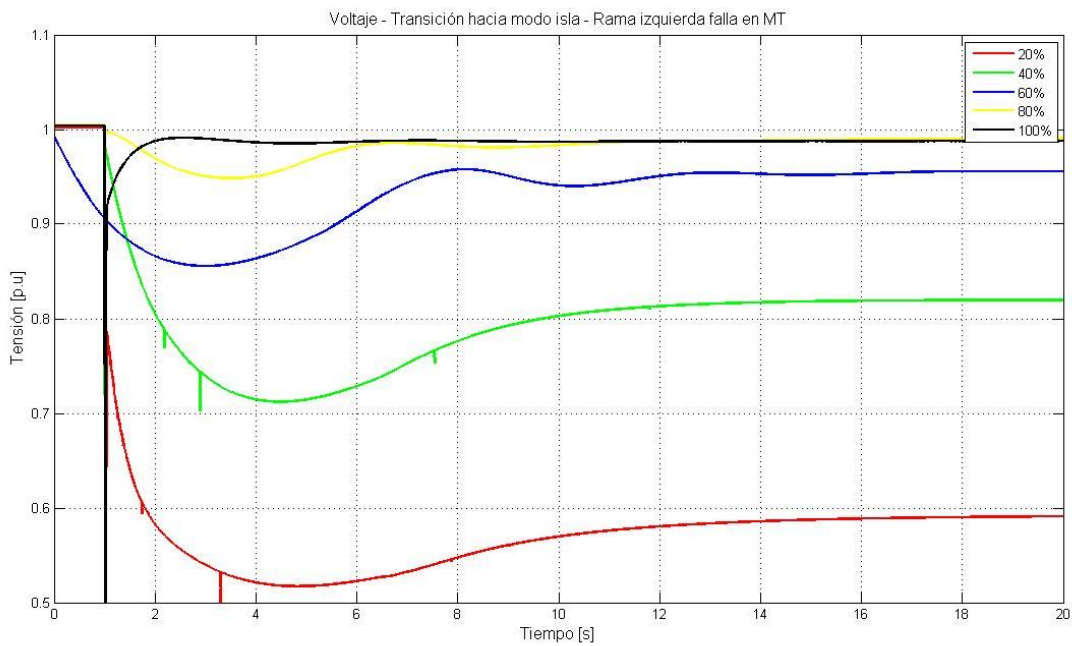


Figura 3—12 - Tensión en transición a modo isla rama izquierda

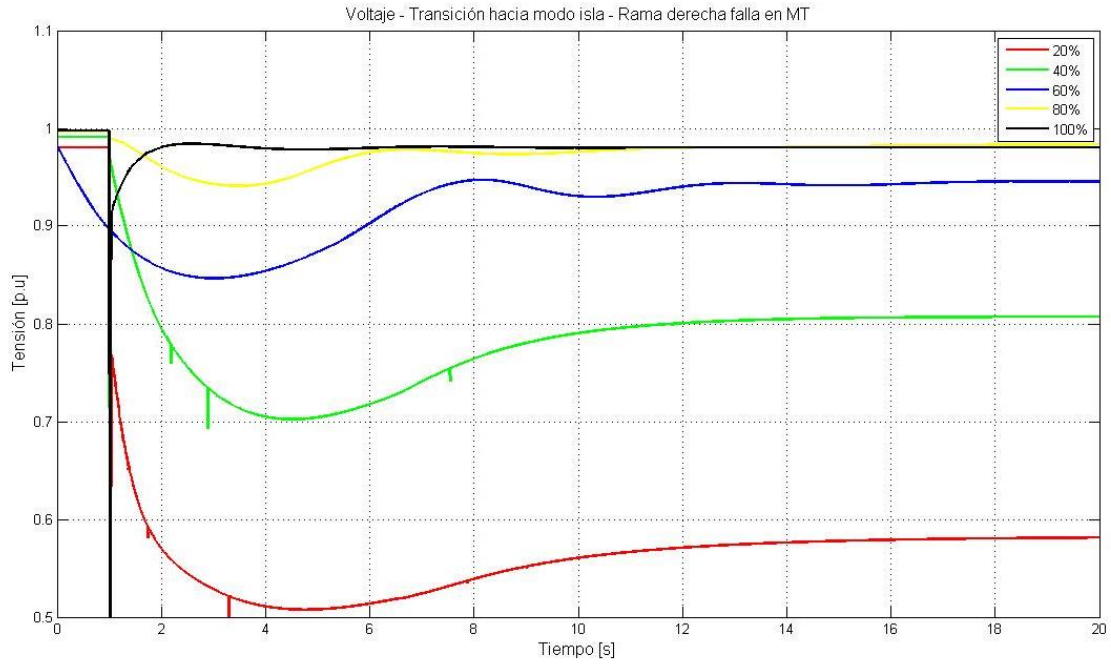


Figura 3—13 - Tensión en transición a modo isla rama derecha

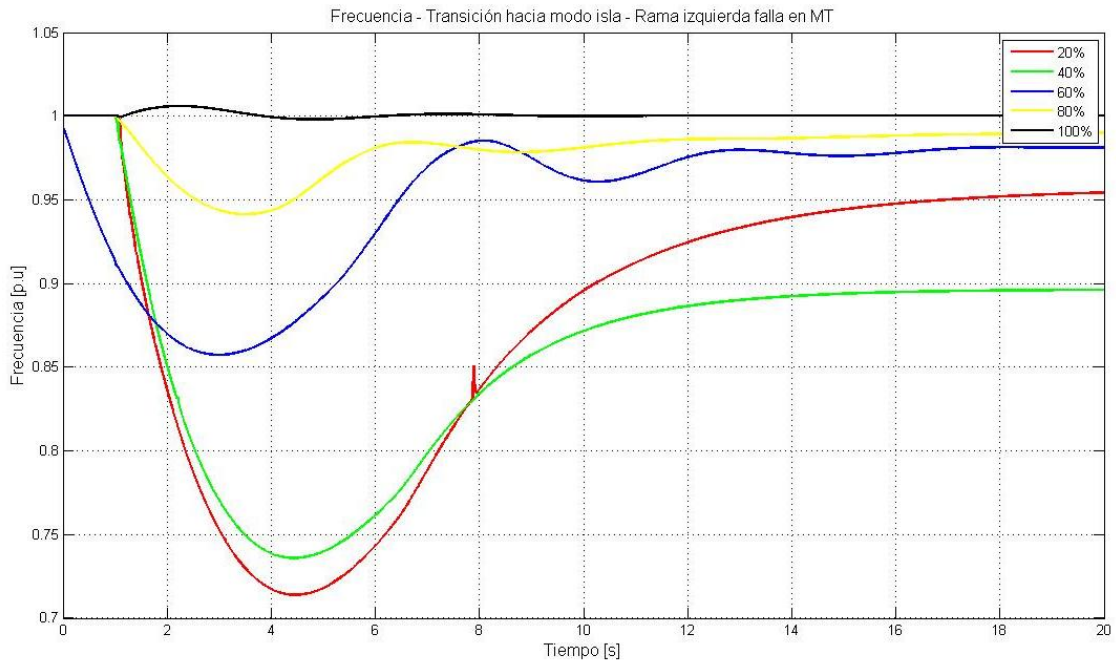


Figura 3—14 - Frecuencia en transición a modo isla rama izquierda

Nuevamente la tensión se comporta bien luego del 60% de penetración de GD. Las dos ramas se comportan de modo parecido ya que esta vez no se encuentran separadas.

Sin embargo, a pesar del buen comportamiento del nivel de tensión en la barra medida, se observaron tensiones de nivel muy bajo en las barras monofásicas más alejadas de la GD. Si bien la tensión no es buena aun cuando el alimentador está conectado a la red, ésta queda muy baja siendo la GD la única fuente controladora de tensión. Solamente desde el 80% de penetración es posible ver niveles aceptables.

La frecuencia se estabiliza en el rango esperado (menos de 2% de variación) para niveles de penetración sobre los 90 kW.

3.2.2. Análisis de resultados

Al igual que en la red urbana, ésta configuración de relés direccionales entrega sensibilidad y selectividad ante corrientes de falla provenientes de los generadores sincrónicos.

Como se puede ver, para fallas en la barra de bajada del transformador de distribución, el primer relé en realizar disparo es el ubicado en ese mismo punto, en la barra 1, luego hace lo propio el de la barra 2 y el de la barra 3 quedando el cortocircuito aislado bajo el mismo paradigma usado en la implementación de la red urbana. Éstos últimos están configurados para ‘ver’ corrientes en dirección a la red de media tensión. En consecuencia los generadores sincrónicos dejan de ver la falla en los primeros 130 milisegundos en promedio. En el peor de los casos la falla quedó completamente despejada a los 138 milisegundos (40% de penetración) y en el mejor, a los 66 milisegundos (100% de penetración).

El despeje de la falla recién mencionado provoca que haya dos zonas de operación desligadas de la red de distribución principal. Una en el ramal izquierdo y otra en el derecho, el cual está desbalanceado al tener dos ramificaciones monofásicas. Al igual que en el alimentador urbano, a partir del 60% de penetración de GD, las islas eléctricas comienzan a tener una buena respuesta luego del despeje de la falla, es decir, mantienen buenos niveles de tensión y frecuencia. Sin embargo en el primer caso (60%) la tensión de una de ellas queda por sobre la nominal debido a que hay menos carga repartida en esa rama (izquierda).

Para fallas en la red de media tensión, el único relé que se dispara es el ubicado en la bajada del transformador de distribución y que detecta corrientes provenientes de la GD. Éste relé opera aproximadamente a los 20 milisegundos. En la operación en isla, a partir del 60% de penetración se comienza a verificar tensión y frecuencia dentro de la norma. Sin embargo para el 100% de GD, la frecuencia sobrepasa un 0,1% el valor permitido.

4. Análisis global

La generación fotovoltaica no presentó incidencia en los esquemas de protección en base a fusibles tanto en la red rural como urbana debido a su poca contribución a la corriente de cortocircuito y a la reducida duración de ésta. Ningún elemento fusible instalado en la red alcanzó su punto de fusión y en consecuencia el sistema de protección no sufrió de pérdida de selectividad o sensibilidad alguna ante un cortocircuito.

Si bien los fusibles no son capaces de ver la corriente de falla del sistema fotovoltaico debido a su bajo nivel, no se hace necesario despejarla ya que cae abruptamente a cero. Por otro lado y debido a las mismas razones, no hay posibilidad de operación en isla luego de una falla, por lo tanto no fue necesario realizar análisis de tensión y frecuencia. La Tabla 4—1 resume los resultados.

Tabla 4—1 - Resumen de resultados considerando generación PV

PV – Inversor				
Parámetro medido		Sensibilidad		Selectividad
Esquema de fusibles	Red urbana	20%	✓	✓
		40%	✓	✓
		60%	✓	✓
		80%	✓	✓
		100%	✓	✓
	Red rural	20%	✓	✓
		40%	✓	✓
		60%	✓	✓
		80%	✓	✓
		100%	✓	✓

La cogeneración, al ser insertada en cada una de las redes protegidas por fusibles da como resultado la pérdida de sensibilidad del sistema de protecciones, ya que éste no es capaz de ver la corriente de falla aportada por los generadores sincrónicos. La diferencia con el caso de generación PV, es que los generadores sincrónicos se mantienen entregando corriente de cortocircuito, pudiendo provocar daños en las máquinas y en los conductores.

En resumen, el sistema de fusibles es selectivo para cortocircuitos fuera de la ramificación en la cual se encuentra instalada la GD, pero no lo es para fallas en la misma zona.

En el caso de los relés direccionales, éstos presentan selectividad y sensibilidad ante cada una de las fallas que haya en el circuito, ya que éstos permiten variar la corriente pickup y

distinguir la dirección de ésta. Sin embargo, esto provoca que haya operación en modo isla, por lo que al analizar la tensión y frecuencia de las nuevas redes se pudo ver que desde el 60% de penetración los niveles se mantuvieron casi siempre en el nivel adecuado. En general el comportamiento luego del despeje de la falla depende de la potencia de los generadores, su control de tensión y frecuencia, el nivel de demanda y la topología de la red.

Tabla 4—2 - Resumen de resultados considerando generación CHP

CHP – Generador sincrónico						
Parámetro medido		Sensibilidad	Selectividad	Frecuencia en modo isla	Tensión en modo isla	
Esquema de Fusibles	Red urbana	20%	✗	✓ ✗ *	-	-
		40%	✗	✓ ✗ *	-	-
		60%	✗	✓ ✗ *	-	-
		80%	✗	✓ ✗ *	-	-
		100%	✗	✓ ✗ *	-	-
	Red rural	20%	✗	✓ ✗ *	-	-
		40%	✗	✓ ✗ *	-	-
		60%	✗	✓ ✗ *	-	-
		80%	✗	✓ ✗ *	-	-
		100%	✗	✓ ✗ *	-	-
Esquema de Relés Direccionales	Red urbana	20%	✓	✓	✗	✗
		40%	✓	✓	✗	✗
		60%	✓	✓	✗	✓
		80%	✓	✓	✓	✓
		100%	✓	✓	✓	✓
	Red rural	20%	✓	✓	✗	✗
		40%	✓	✓	✗	✗
		60%	✓	✓	✗	✓
		80%	✓	✓	✓	✓
		100%	✓	✓	✓	✓
* Selectividad ante fallas en distinto ramal, pero no ante fallas en ramal donde se instaló la GD						

Capítulo V: Conclusiones y trabajo futuro

1. Conclusiones

Se desarrollaron cuatro modelos en DigSILENT PowerFactory 15.0 para estudio de protecciones, en el cual se configuraron y coordinaron relés y fusibles a lo largo de una red urbana y rural, ambas radiales. En cada uno de estos modelos se analizaron dos casos de estudio de penetración de GD: Cogeneración con generador sincrónico y paneles fotovoltaicos conectados mediante convertidor.

Luego de realizar una serie de estudios de respuesta dinámica se llegó a la conclusión que la generación fotovoltaica conectada a través de un convertidor no aporta con corriente de cortocircuito significativa, ya que llega a su valor nominal y luego cae abruptamente a cero. Esto permitió concluir que los sistemas de protección convencionales en base a elementos sin inteligencia como fusibles puedan seguir operando sin necesariamente perder la sensibilidad y selectividad con la cual fueron inicialmente diseñados para la red de baja tensión.

Sin embargo se debe recalcar que, a pesar de que el valor de la corriente es muy pequeño, esto solamente es válido si la diferencia entre el nivel de cortocircuito en el alimentador con respecto a la corriente nominal de los generadores PV es grande tal que dicho flujo de cortocircuito no alcanza a producir fusión de los dispositivos debido a que no alcanza a tocar su curva, o bien no se mantiene por el tiempo suficiente. En los casos de estudio evaluados esto se cumplió.

Por el lado de los generadores sincrónicos se concluye que, en general, los fusibles no son capaces de ‘ver’ el aporte de corriente de cortocircuito de estas máquinas y, en consecuencia, ésta seguirá viendo una impedancia muy pequeña y entregando altos niveles de corriente, arriesgando pérdida de estabilidad y daños.

Desde ese punto de vista se concluye que sería mejor desconectar los generadores sincrónicos desde sus protecciones internas en el momento de la aparición de una falla y no participar de ella, a pesar de la pérdida de energía generada. Esto permitiría la integración de este tipo de máquinas a baja escala ya que, como se observó en los resultados de este trabajo, si se considera un nivel prudente de penetración, el esquema de fusibles no se ve afectado.

De igual forma es necesario realizar un estudio previo de coordinación de protecciones, ya que para altos niveles de penetración el sistema pierde selectividad, teniendo incluso una posible pérdida de todos los clientes de la red innecesariamente.

Por otro lado, el esquema de relés direccionales brinda selectividad y sensibilidad al sistema de protecciones, ya que estos dispositivos son capaces de detectar la dirección de la corriente y además son fácilmente programables y adaptables a distintos niveles de cortocircuito. Es factible realizar una planificación de la penetración de GD en una red de baja tensión mediante el cálculo de sus corrientes de cortocircuito con el fin de instalar relés direccionales.

El hecho de lograr selectividad en el sistema de protecciones con GD trae consigo un nuevo desafío: la formación de islas.

Hay ciertos escenarios que dependen del punto de ocurrencia de la falla y la cantidad de GD instalada en los cuales las pequeñas fuentes de generación son capaces de mantener la red de baja tensión desconectada de la de distribución con valores de tensión y frecuencia dentro de lo establecido por la norma. En este trabajo se vio que sobre el 60% de penetración se tiene buen comportamiento post falla ante cortocircuitos en barras cercanas al transformador de distribución. Al acercarse el punto de falla y generar islas más pequeñas, la capacidad de mantener los parámetros en orden disminuye dramáticamente. Por lo tanto es indispensable hacer un estudio del comportamiento dinámico de los sistemas aislados en distintos escenarios antes de integrar relés direccionales. No vale la pena integrarlos en puntos de la red incapaces de trabajar en isla. Desde ese punto de vista conviene desconectar los generadores bajo cierto nivel de penetración en situación de falla ya que no serán capaces de abastecer de forma segura y eficiente.

El comportamiento de los generadores luego de aislar la falla depende de la potencia de los generadores, su control de tensión y frecuencia, el nivel de demanda y la topología de la red. Por ejemplo, las redes rurales en general tienen líneas más largas y desbalances notorios por ende es más complicado lograr un buen control de tensión y frecuencia.

Finalmente, para hacer estudios de este tipo es necesario conocer el comportamiento dinámico de las variables que entran en juego, es decir, saber la respuesta de los generadores y la red en el tiempo y que quizás tengan una corriente grande, pero no sea por suficiente tiempo como para disparar las protecciones. Además, hay que verificar que en régimen permanente las curvas tiempo-corriente de los dispositivos no se topen con la corriente de operación. Luego se escogen de forma criteriosa los casos de estudio y se simulan en presencia de protecciones. Medir sensibilidad y selectividad es esencial.

2. Trabajo futuro

En pos de tener un planteamiento más detallado y real de un caso de estudio, se hace necesario modelar el esquema de protecciones que se encuentra instalado desde la barra de conexión del generador distribuido hasta los bornes de éste. Esto permitiría realizar estudios de coordinación entre la instalación distribuida y la red de baja tensión, de modo de lograr operación eficiente y minimizar la pérdida de energía generada.

En conjunto con lo mencionado anteriormente se plantea un esquema de protecciones mixto, es decir, considerando fusibles y relés direccionales. Considerando que éstos últimos son los que traen como consecuencia la operación en isla, se debe planificar en que puntos de la red se puede permitir y en cuáles no. En estos últimos instalar fusibles y planear la desconexión de las unidades.

Desde el punto de vista del alcance a media tensión, modelar el comportamiento de relés y fusibles en conjunto con un reconectador.

Un tópico que no se abordó de forma detallada en este trabajo de título tiene que ver con probar estrategias de control de tensión y frecuencia post creación de una isla debido a un cortocircuito y el aislamiento de éste. De esta forma se podrían obtener mejores niveles de éstos parámetros para entregar a los clientes, mejorando la calidad de servicio y a la vez aprovechando de mejor forma los recursos distribuidos que, en general, son ERNC. Esto se hace necesario de estudiar ya que hoy en día los medios de GD se deben desconectar inmediatamente ante una perturbación y, en el caso de una red aislada y dependiente del recurso distribuido esto podría traducirse en una pérdida total de suministro.

Desde ese mismo punto de vista, y dado que las redes de baja tensión, sobretodo en sectores rurales presentan desbalances severos, estudiar métodos de control de tensión y frecuencia en presencia de esta condición incrementando los alcances de la GD.

Finalmente, se propone como trabajo futuro desarrollar modelos en DigSILENT de generación eólica en base a imanes permanentes para estudios de protección, ya que es una tecnología emergente y con aporte al cortocircuito que no fue considerada en el presente trabajo de título.

Bibliografía

- [1] P. Maldonado, *Eficiencia energética: opción estratégica para diversificar la matriz eléctrica y dar seguridad al desarrollo nacional*, CCTP., 2011.
- [2] MAPS Chile Equipo de investigación y proceso, *Escenarios referenciales para la mitigación del cambio climático, línea de base 2007-2030 y dominio requerido por la ciencia en Chile.*, 2013.
- [3] Ministerio de Energía, *Ley N° 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales*. Chile, 2012.
- [4] L. Tecnalía, *Guía básica de la Generación Distribuida*. Madrid, 2007.
- [5] F. Aceituno, *Generación Distribuida a través de Sistemas Solares Fotovoltáicos*. Santiago, Chile, 2012.
- [6] C. Álvarez, *Análisis local y global sobre tendencias en Generación Distribuida*. Colombia.
- [7] D. Trebolle, *Generación Distribuida en España*. Madrid, 2006.
- [8] Energía, Ministerio de. Energías Renovables No Convencionales. [Online]. http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/ernc.html
- [9] Wikipedia. Central minihidráulica. [Online]. http://es.wikipedia.org/wiki/Central_minihidr%C3%A1ulica
- [10] R. Cárdenas Dobson, *Control Vectorial de Máquina de Inducción de Doble Excitación.*, 2012.
- [11] S. Ramirez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, 1st ed. Manizales, Colombia.
- [12] J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin, *Protective Relaying, Principles and Applications*, 3rd ed., H Lee Willis, Ed. Estados Unidos, 2006.
- [13] H. Hosseinzadeh, *Distribution System Protection.*, 2008.
- [14] GE Power Management, *Distribution System Feeder Overcurrent Protection*. Ontario.

- [15] AREVA T&D, *Network protection and automation guide - protective relays, measurement and control.*, 2002.
- [16] S. Kibaara, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury T. Mashau, *Impact of distributed generation on protection coordination in a radial distribution feeder.*, 2011.
- [17] M. Garcia-Gracia, M. Paz Comech, S. Borroy, and M. Teresa Villén, *Protection in Distributed Generation*. Zaragoza: CIRCE (Centre of Research for Energy Resources and Consumption), Universidad de Zaragoza.
- [18] J.C. Senior Member IEEE Gómez, J. Vaschetti, C. Coyos, and C. Ibarlucea, *Generación Distribuida: impacto en la calidad de potencia y protecciones*.
- [19] P. Goyeneche, *Análisis de Integración de Generación Distribuida en redes de Baja Tensión*. Santiago, 2013.
- [20] A. Oudalov, *New Technologies for Microgrid Protection*. Santiago, 2013.
- [21] A. Moore, *Distributed Generation (DG) Protection Overview*. Ontario, 2008.
- [22] A. Oudalov and A. Fidigatti, *Adaptive Network Protection in Microgrids*. Dättwil.
- [23] S&C. (2014) Curvas características de tiempo-corriente de eslabones fusibles Positrol. [Online]. <http://es.sandc.com/support/publications/positrol-fuse-links-tccs.asp>
- [24] S&C, *S&C Positrol fuse links.*, 2014.
- [25] General Electric. 750/760 Feeder Protection System. [Online]. <http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/750760.pdf>
- [26] DigSILENT, *PowerFactory 15 User Manual*.
- [27] R. Rondanelli and M. Falvey, *Explorador de Energía Solar para Chile (modelación de alta resolución).*, 2009-2012.
- [28] Superintendencia de Electricidad y Combustibles S.E.C, *Electricidad, Instalaciones de consumo en baja tensión: NCH Elec. 4/2003*. Chile, 2003.
- [29] F. Mahmood, *Improving the photovoltaic system in Power Factory.*, 2012.
- [30] D. Gaonkar S. K Nayak, *Modeling and performance analysis of Microturbine Generation System in Grid Connected/Islanding Operation*.

- [31] I. Jadric, *Modeling and control of a synchronous generator with electronic load.*
- [32] E.P. Sutherland, *Protective device coordination in an industrial power plant system with multiple sources.*, 1997.
- [33] P. Droguett, *Efectos en la masificación de unidades de generación distribuida en los sistemas de protección de sobrecorriente de las redes de distribución.*, 2013.
- [34] M. Falvey, *Explorador de Energía Eólica para Chile (modelación de alta resolución).*, 2007-2012.
- [35] E. Troester, T. Ackermann I. Theologitis, *Aspects of a generic photovoltaic model examines under the German Grid Code for Medium Voltage.*
- [36] M.F. Conlon S. Bojlevic, *Impact of Combined Heat and Power (CHP) Generation on the Fault Current level in Urban Distribution Networks.*, 2010.
- [37] S. Horowitz and A. Phadke, *Power System Relaying.*, 2008.

Anexos

1. Red BT 12215 Chilectra – Clientes

Tabla 1—1 – Clientes y ubicación en red BT 3333 Conafe

NRO_CLIENT	DISTANCIA	KW	NODE
565830	111.288	1	220687
565933	106.380	6	223627
565936	122.537	2	223627
565836	62.349	2	221174
565850	11.379	10	222567
1281019	76.761	6	221174
565837	76.761	2	221174
565852	4.002	1	222567
565853	4.002	2	222567
565854	4.002	2	222567
565858	4.002	2	222567
565861	4.002	2	222567
565856	4.002	2	222567
565857	4.002	2	222567
565860	4.002	2	222567
565851	4.002	2	222567
565832	102.694	2	220687
565833	98.630	1	220687
565932	100.568	3	224298
565849	51.957	2	221174
565864	77.519	10	224271
565931	115.703	9	223627
947558	76.502	4	224271
1596107	59.228	6	221174
565848	55.445	2	221174
565862	51.302	2	223876
565862	51.302	2	221174
565937	113.385	1	223085
565863	64.302	27	223876

565865	126.510	2	225283
1107354	6.168	4	222567
565835	68.166	3	221174
565840	8.732	2	222567
565844	8.732	1	222567
565846	8.732	2	222567
565842	8.732	2	222567
565843	8.732	2	222567
565838	8.732	1	222567
565839	8.732	2	222567
565847	8.732	2	222567
565935	109.674	10	223627
565934	119.068	2	223627
565831	106.888	2	220687
565855	4.002	2	222567
565859	4.002	1	222567
608593	91.285	1	220687
565931	115.703	9	223627
565834	73.666	1	221174
565841	8.732	2	222567
565845	8.732	2	222567
618358	65.608	9.99	223876

2. Red BT 12215 Chilectra – Topología

Tabla 2—1 – Detalles de líneas y nodos red BT 12215 Chilectra

FNODE_	TNODE_	LENGTH	DESC_FASE	SECC	MATER	R1	X1	B	CTERM	RO	XO	SEC_MM	SECCOND
220074	220076	0.156	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	170	1.198	1.659	21.5	4AWG
220076	220687	27.928	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
220687	221174	26.977	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
221809	222567	34.04	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0.609	0.349	0	175	0.75	1.62	70	70AL
223144	223876	32.079	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
223876	224545	39.911	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
222567	222604	1.436	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0.609	0.349	0	175	0.75	1.62	70	70AL
223627	223085	21.7	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
223876	224256	17.554	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
224299	223627	26.751	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
224271	224298	25.207	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
224271	225283	46.731	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
220075	220074	0.125	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM2 - 25.0 - XLPE	25	AL	1.617	0.389	0	87	1.764	1.653	25	25AL
224298	224299	0.906	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
224256	224271	0.825	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
222677	223144	27.14	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0.609	0.349	0	175	0.75	1.62	70	70AL
219751	220075	15.17	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
223085	223059	0.73	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU
222649	222677	1.529	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0.609	0.349	0	175	0.75	1.62	70	70AL
222604	222649	1.414	CABLE TRIPOLAR PREENSAMBLADO;C/NEUTRO PORTANTE DE 50 MM5 - 70.0 - XLPE	70	AL	0.609	0.349	0	175	0.75	1.62	70	70AL
221174	221809	31.376	COBRE DESNUDO; DURO - 21.5 - DES	4	CU	1.05	0.394	0	180	1.198	1.659	21.5	4CU

3. Red BT 3333 CONAFE - Clientes

Tabla 3—1 - Clientes y ubicación en red BT 12215 Chiletra

estab	servic	tension_cliente	nro_trafo	placa_sed	nombre_alim_mt	Estab_service	Potencia conectada (kW)	Poste asociado
8	24184	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0824184	3.3	337079
8	11347	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811347	4.4	337079
8	11350	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811350	4.4	337079
8	11343	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811343	4.4	378277
8	22739	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0822739	4.4	378277
8	11330	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811330	4.4	378278
8	22980	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0822980	4.4	378279
8	11344	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811344	4.4	378279
8	17925	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0817925	4.4	378279
8	25120	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0825120	4.4	378279
8	39171	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0839171	3.3	378280
8	11417	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811417	3.3	378280
8	11414	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811414	4.4	378280
8	11415	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811415	4.4	378280
8	11418	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811418	3.3	378280
8	11353	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811353	4.4	378583
8	11622	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811622	4.4	378583
8	11352	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811352	4.4	378583
8	11480	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811480	4.4	378583
8	11345	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811345	4.4	379000
8	11349	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811349	4.4	379000
8	11348	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811348	4.4	379000
8	11421	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811421	4.4	496870
8	27303	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0827303	4.4	496870
8	36936	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0836936	3.3	496870
8	27491	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0827491	4.4	496870
8	11355	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811355	3.3	504554
8	11362	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811362	4.4	504554
8	20638	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0820638	4.4	504554
8	11357	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811357	4.4	504554
8	11354	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811354	4.4	504554
8	11419	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811419	3.3	580843

8	27395	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0827395	4.4	755850
8	36114	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0836114	3.3	764887
8	11334	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811334	4.4	764887
8	11335	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811335	4.4	764887
8	11338	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811338	4.4	765024
8	11336	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811336	4.4	765024
8	11337	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811337	4.4	765024
8	11351	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811351	4.4	765031
8	11340	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811340	3.3	765031
8	11339	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811339	3.3	765102
8	11435	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811435	4.4	765361
8	11346	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811346	3.3	765361
8	11342	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811342	4.4	765362
8	11341	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0811341	3.3	765362
8	22067	BT	5040	3333	CUNCUMEN	C0822067	4.4	765362

4. Red BT 3333 CONAFE – Topología

Tabla 4—1 - Detalles de líneas y nodos red BT 12215 Chilectra

Subestación	Alimentador	Nivel Tensión	CodEstab	Id Componente	Etiqueta	Longitud	Fases	Placa1	Placa2	Coord X1	Coord Y1	Coord X2	Coord Y2	Propiedad	Corriente máxima 30° C (kA)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858900	DES BT CU 3F 013/013	72,8	3	3370 79	3785 83	34681 9,8	64700 35,7	34688 4,3	64700 01,8	C	0.120	1.35 5	0.40 5	1.50 3	1.69 3
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858819	DES BT CU 3F 013/013	47,4	3	3370 79	3790 00	34681 9,8	64700 35,7	34682 7,1	64700 82,5	C	0.120	1.35 5	0.40 5	1.50 3	1.69 3
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	2400996	DES BT CU 1F 013/013	54,3	1	3782 77	3782 78	34693 6,5	64699 08,5	34693 1,6	64698 54,4	C	0.120	1.35 5	0.33 0		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858907	DES BT CU 1F 013/013	62,7	1	3782 77	7653 62	34693 6,5	64699 08,5	34695 9,6	64699 66,8	C	0.120	1.35 5	0.33 0		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	2400997	DES BT CU 1F 013/013	61,1	1	3782 79	3782 78	34692 9,1	64697 93,3	34693 1,6	64698 54,4	C	0.120	1.35 5	0.33 0		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	2400998	DES BT CU 1F 013/013	75,9	1	3782 80	3782 79	34691 1,2	64697 19,5	34692 9,1	64697 93,3	C	0.120	1.35 5	0.33 0		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858901	DES BT CU 3F 013/013	45,6	3	3785 83	7650 31	34688 4,3	64700 01,8	34692 5,7	64699 82,9	C	0.120	1.35 5	0.40 5	1.50 3	1.69 3
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858820	DES BT CU 3F 013/013	48,4	3	3790 00	7653 61	34682 7,1	64700 82,5	34683 5,5	64701 30,1	C	0.120	1.35 5	0.40 5	1.50 3	1.69 3
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	2485599	DES BT CU 1F 016/016	19,3	1	5808 42	3782 80	34689 5,7	64697 08	34691 1,2	64697 19,5	C	0.140	1.07 7	0.39 8		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	2485598	DES BT CU 1F 016/016	39,3	1	5808 42	5808 43	34689 5,7	64697 08	34687 6,7	64696 73,6	C	0.140	1.07 7	0.39 8		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	2485597	DES BT CU 1F 016/016	34,9	1	5808 43	7558 50	34687 6,7	64696 73,6	34686 8,1	64696 39,8	C	0.140	1.07 7	0.39 8		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	2485596	DES BT CU 1F 016/016	30,1	1	7558 50	4968 70	34686 8,1	64696 39,8	34687 2,8	64696 10,1	C	0.140	1.07 7	0.39 8		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858933	DES BT CU 1F 013/013	29,2	1	7650 24	7648 87	34697 9,3	64701 24,7	34698 3,6	64701 53,5	C	0.120	1.35 5	0.33 0		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858932	DES BT CU 1F 013/013	46,4	1	7650 25	7650 24	34697 8,8	64700 78,3	34697 9,3	64701 24,7	C	0.120	1.35 5	0.33 0		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858902	DES BT CU 3F 013/013	37,5	3	7650 31	7653 62	34692 5,7	64699 82,9	34695 9,6	64699 66,8	C	0.120	1.35 5	0.40 5	1.50 3	1.69 3
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858931	DES BT CU 1F 013/013	54,1	1	7651 02	7650 25	34696 8,2	64700 25,3	34697 8,8	64700 78,3	C	0.120	1.35 5	0.33 0		
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858821	DES BT CU 3F 013/013	48,8	3	7653 61	5045 54	34683 5,5	64701 30,1	34684 2,5	64701 78,4	C	0.120	1.35 5	0.40 5	1.50 3	1.69 3
3333	RED BT SS/EE 29863	BT	08	6858908	DES BT CU 1F 013/013	59,1	1	7653 62	7651 02	34695 9,6	64699 66,8	34696 8,2	64700 25,3	C	0.120	1.35 5	0.33 0		

5. Modelamiento de generación distribuida

En el presente apartado hace referencia al modelo de la GD a incluir en las redes de distribución de estudio.

5.1. PV- Inversor

El diagrama de bloques del modelo de sistema fotovoltaico usado en este trabajo, obtenido de la librería de DigSILENT 15.0 es el que se muestra en la Figura 5—1.

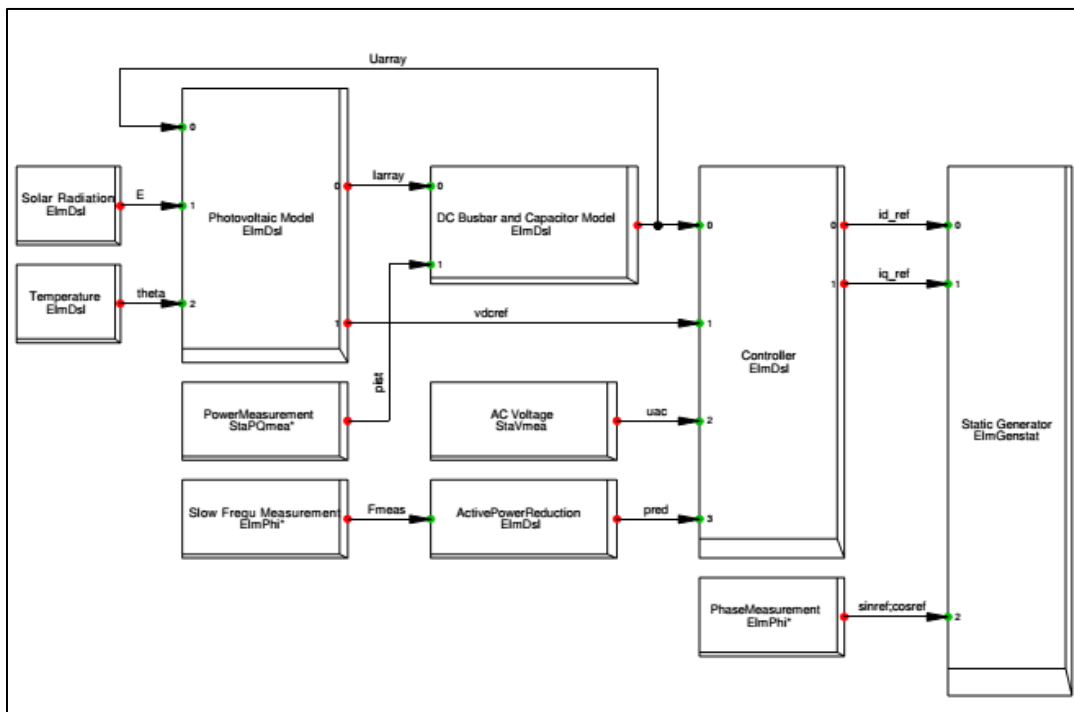


Figura 5—1 - Diagrama de bloques sistema PV

Este modelo contiene [29]:

- *Radiación y temperatura:* Corresponde a un integrador con límites superiores e inferiores. Da cuenta de los cambios de ambos parámetros y los entrega al modelo fotovoltaico.
- *Photovoltaic Model:* Tiene como inputs radiación, temperatura y voltaje DC. Mediante lenguaje DSL modela el arreglo de paneles fotovoltaicos.
- *DC Busbar and capacitor:* Corresponde al bus DC y calcula la tensión en el capacitor, recibe como inputs la corriente del arreglo PV y la potencia medida.

- *Controller*: Controlador, es necesario para regular la potencia activa y reactiva del generador de acuerdo a la tensión DC del capacitor y el comportamiento del arreglo PV. Entrega valores de referencia de las corrientes I_d e I_q , las cuales entran al generador que representa el interfaz convertidor entre el panel y la red.
Este controlador posee una banda muerta de 10% de la tensión nominal y determina la corriente I_q (componente reactiva de la corriente). Esto significa que el sistema no proveerá ni absorberá reactivos a menos que la desviación de la tensión se encuentre entre -10% y 10%.

- *Static Generator*: Es la interfaz conversora entre la red y el arreglo PV. Recibe como inputs las corrientes de referencia y el ángulo medido en la red.
El generador es, según el template de la librería de 500 [kW] y 0,4 [kV]. Sin embargo fue modificado para operar como generador distribuido entre 10 [kW] y 150 [kW], siendo necesario cambiar las referencias de potencia en el controlador.

5.2. CHP – Generador sincrónico

Se utilizó un generador sincrónico de rotor liso y baja potencia (10 kW), cuyos parámetros se encuentran desglosados en la Tabla 5—1 [30] [31]. Solamente fueron equipados con control de velocidad, se utilizó el modelo IEEE3 de la librería de DigSILENT con un droop de 4% para cada generador que participa en el control de frecuencia.

Tabla 5—1 - Parámetros generador sincrónico

Parámetro	Valor	Unidad
P_{nom}	10	kW
V_{nom}	0.4	kV
FP	0.85	p.u
H	1.5	S
R_s	0.0856	p.u
x_l	0.109	p.u
X_d	0.63	p.u
X_q	0.63	p.u
X_d'	0.445	p.u
X_q'	0.445	p.u
X_d''	0.205	p.u
X_q''	0.205	p.u
T_d'	0.1404	s
T_q'	0.1404	s
T_d''	0.006	s
T_q''	0.006	s
X₀	0.06	p.u
X₂	0.1	p.u

5. Corrientes de cortocircuito para coordinación de fusibles y relés – Red BT 12215 Chiletra

Tabla 5—1 - Corrientes de cortocircuito calculadas según IEC60909 red urbana

Red Chiletra		
Barra	Falla máxima (Ikss [A])	Falla mínima (Ikss [A])
B1	5202.878	5276.57
B2	5148.72	5013.25
B3	5141.226	4978.299
B4	5077.261	4812.03
B5	3624.366	2320.38
B6	2521.604	1333.51
B7	1944.97	965.96
B8	1558.811	749.57
B9	1557.06	748.63
B10	1550.66	747.88
B11	1401.846	666.58
B12	5141.266	4767.37
B13	3921.759	2664.81
B14	2667.063	1430.89
B15	1817.599	891.03
B16	2221.769	1131.32
B17	2204.034	1120.23
B18	1500.863	717.99
B19	1763.865	860.84
B20	1751.07	853.71
B21	1439.09	685.51
B22	1254.99	590.78
B23	1249.687	588.04

6. Corrientes de cortocircuito para coordinación de fusibles y relés – Red BT 3333 Conafe

Tabla 6—1 - Corrientes de cortocircuito calculadas según IEC60909 red rural

Red Conafe		
Barra	Falla máxima (Ikss [A])	Falla mínima (Ikss [A])
B1	4134.62	4408.832
B2	1729.65	882.998
B3	2328.224	1296.243
B4	1171.582	565.321
B5	875.076	412.93
B6	695.587	324.565
B7	900.819	591.89
B8	695.249	429.676
B9	549.095	325.116
B10	422.965	237.489
B11	412.44	233.446
B12	390.11	224.878
B13	369.646	216,763
B14	351.854	209.389
B15	1570.312	787.195
B16	934.256	614.052
B17	724.701	448.636
B18	606.273	363.826
B19	547.245	322.691

7. Detalle fusibles

7.1. Red urbana

Tabla 7—1 - Detalle de fusibles Red BT 12215 Chilectra

Línea	Clave fusible	Tipo Fusible	Corriente nominal [A]
T/D	F0	200KSR Positrol-167-62	200
L 1-2	F1-2	200N Positrol-167-62	200
L 1-3	F1-3	103 Positrol-172-62	200
L 10-11	-	-	
L 13-14	-	-	
L 14-15	F14-15	85N Positrol-167-62	85
L 14-16	F14-16	100KSR Positrol-171-62	100
L 16-17	-	-	
L 17-18	F17-18	85N Positrol-167-62	85
L 17-19	F17-19	125N Positrol-167-62	125
L 19-20	F19-20	100N Positrol-167-62	100
L 20-21	-	-	
L 21-22	F21-22	85N Positrol-167-62	85
L 22-23	F22-23	65N Positrol-167-62	65
L 2-4	-	-	
L 4-12	F12-4	125N Positrol-167-62	125
L 4-5	F4-5	125N Positrol-167-62	125
L 5-6	-	-	
L 6-7	F6-7	100N Positrol-167-62	100
L 8-9	-	-	
L 9-10	-	-	
L7-8	F7-8	85N Positrol-167-62	85

7.2. Red rural

Tabla 7—2 - Detalle de fusibles Red BT 3333 CONAFE

Linea	Fusible	Tipo	Corriente nominal [A]
T/D	F0	200KSR Positrol-167-62	200
L 1-2	F1-2	102 Positrol-172-62	200
L 2-4	F2-4	30T Positrol-170-62	30
L 4-5	F4-5	20T Positrol-170-62	20
L 5-6	F5-6	12T Positrol-170-62	12
L 1-3	F1-3	200N Positrol-171-62	200
L 3-15	F3-15	150N Positrol-167-62	150
L 15-16	F15-16	30T Positrol-170-62	30
L 7-8	F7-8	100K Positrol-165-62	100
L 8-9	F8-9	80K Positrol-165-62	80
L 9-10	F9-10	65K Positrol-165-62	65
L 10-11	F10-11	50K Positrol-165-62	50
L 11-12	-	-	
L 12-13	F12-13	40K Positrol-165-62	40
L 13-14	F13-14	30K Positrol-165-62	30
L 15-7	F15-7	125N Positrol-167-62	125
L 16-17	-	-	
L 17-18	F17-18	25T Positrol-170-62	25
L 18-19	F18-19	12T Positrol-170-62	12

8. Corriente pick-up relés para cada caso de estudio (Ipset) y Transformadores de corriente/potencial

8.1. Red urbana

Tabla 8—1 - Corrientes pick up relés red urbana

Corriente pick up en el secundario del transformador de corriente [A]						
Barra	Relé	20%	40%	60%	80%	100%
B1	R0	5	5	5	5	5
	Rdg0	0.2	0.3	0.3	0.4	0.6
	R1a	0.2	0.3	0.3	0.4	0.6
	R1b	0.2	0.3	0.3	0.4	0.6
B4	R4	5	5	5	5	5
	Rdg4	0.2	0.3	0.3	0.4	0.6
B6	R6	5	5	5	5	5
	Rdg6	0.2	0.4	0.4	0.6	0.8
B7	R7	5	5	5	5	5
	Rdg7	0.2	0.4	0.4	0.6	0.8
B14	R14a	5	5	5	5	5
	Rdg14	0.2	0.4	0.4	0.6	0.8
B17	R17	5	5	5	5	5
	Rdg17	0.2	0.4	0.4	0.6	0.8
B19	R19	5	5	5	5	5
	Rdg19	0.2	0.4	0.4	0.6	0.8
B21	R21	5	5	5	5	5
	Rdg21	0.2	0.4	0.4	0.6	0.8
B22	R22	5	5	5	5	5

Tabla 8—2 - Transformadores de corriente y potencial red urbana

Transformador de Corriente		
Primario	500	A
Secundario	5	A
Conexión	Y	
Transformador de potencial		
Primario	380	V
Secundario	110	V
Conexión	Yn/Yn	

8.2. Red rural

Tabla 8—3 - Corrientes pick-up relés red rural

Corriente pick up en el secundario del transformador de corriente [A]						
Barra	Relé	20%	40%	60%	80%	100%
1	R0	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg0	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	R1a	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	R1b	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
2	R2	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
3	R3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg3	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
4	R4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
5	R5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg5	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
6	Rdg6	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
7	R7	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg7	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
8	R8	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg8	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
9	R9	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg9	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
10	R10	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg10	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
12	R12	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg12	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
13	R13	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg13	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
14	Rdg4	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
15	R15a	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	R15b	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg15	0.3	0.4	0.7	0.7	0.8
16	R16	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg16	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8
18	R18	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	Rdg18	0.3	0.4	0.4	0.7	0.8

Tabla 8—4 - Transformadores de corriente y potencial red rural

Transformador de Corriente		
Primario	500	A
Secundario	5	A
Conexión	Y	
Transformador de potencial		
Primario	380	V
Secundario	110	V
Conexión	Yn/Yn	

9. Detalle generadores

Para las siguientes tablas, ‘1’ significa que el generador está en servicio para el determinado caso de estudio, y ‘0’ significa que no participó. El color verde indica que el generador está en el ramal izquierdo y el gris que se encuentra en el ramal derecho. En el caso de los relés se añade que tipo de control ejerce cada generador.

9.1. Red urbana

Tabla 9—1 - Generadores sincrónicos distribuidos red urbana - caso fusibles

Generador	Barra	100%	80%	60%	40%	20%
CHP 1	B2	1	1	1	1	1
CHP 2	B2	1	1	0	0	0
CHP 3	B4	1	1	0	0	0
CHP 4	B4	1	1	0	0	0
CHP 5	B5	1	0	0	0	0
CHP 6	B6	1	0	0	0	0
CHP 7	B7	1	0	0	0	0
CHP 8	B7	1	1	1	1	1
CHP 9	B8	1	1	1	1	1
CHP 10	B8	1	0	1	1	0
CHP 11	B9	1	1	1	1	0
CHP 12	B9	1	1	1	1	0
CHP 13	B10	1	1	1	0	0
CHP 14	B10	1	1	1	0	0
CHP 15	B11	1	1	1	0	0

Tabla 9—2 - Generadores sincrónicos distribuidos red urbana - caso relés

GS	Barra	Control	100%	80%	60%	40%	20%
CHP 1	B4	V	1	1	1	0	0
CHP 2	B5	F	1	1	1	1	1
CHP 3	B5	F	1	1	1	1	0
CHP 4	B6	-	1	1	0	0	0
CHP 5	B6	-	1	0	0	0	0
CHP 6	B8	F	1	1	1	0	0
CHP 7	B14	F	1	1	1	1	0
CHP 8	B14	F	1	1	1	1	1
CHP 9	B15	V	1	1	1	1	1
CHP 10	B16	-	1	0	0	0	0
CHP 11	B17	F	1	1	1	1	0
CHP 12	B19	F	1	1	0	0	0
CHP 13	B18	V	1	1	0	0	0
CHP 14	B20	F	1	1	1	0	0

9.2. Red rural

Tabla 9—3 - Generadores sincrónicos distribuidos red rural - caso fusibles

Generador	Barra	100%	80%	60%	40%	20%
CHP 1	B2	1	1	1	1	1
CHP 2	B2	1	1	0	0	0
CHP 3	B2	1	1	0	0	0
CHP 4	B4	1	1	0	0	0
CHP 5	B4	1	0	0	0	0
CHP 6	B4	1	0	0	0	0
CHP 7	B4	1	0	0	0	0
CHP 8	B5	1	1	1	1	1
CHP 9	B5	1	1	1	1	1
CHP 10	B5	1	0	1	1	0
CHP 11	B5	1	1	1	1	0
CHP 12	B6	1	1	1	1	0
CHP 13	B6	1	1	1	0	0
CHP 14	B6	1	1	1	0	0
CHP 15	B6	1	1	1	0	0

Tabla 9—4 - Generadores sincrónicos distribuidos red rural - caso relés

GS	Barra	Control	100%	80%	60%	40%	20%
CHP 1	B2	F	1	1	0	0	0
CHP 2	B2	F	1	1	1	0	0
CHP 3	B4	F	1	1	1	1	1
CHP 4	B4	V	1	1	1	1	0
CHP 5	B4	-	1	0	0	0	0
CHP 6	B3	F	1	1	1	1	0
CHP 7	B3	F	1	1	1	1	1
CHP 8	B3	F	1	1	1	1	0
CHP 9	B3	-	1	1	1	0	0
CHP 10	B3	-	1	1	0	0	0
CHP 11	B3	V	1	1	1	1	1
CHP 12	B15	F	1	1	1	0	0
CHP 13	B15	-	1	1	0	0	0
CHP 14	B15	F	1	0	0	0	0
CHP 15	B15	F	1	0	0	0	0