

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO EL INGRESO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

MAURICIO SANTIAGO SORIA COLINA

mauricio.soria@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. ING. GABRIEL SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

Quito, Enero 2016

DECLARACIÓN

Yo, Mauricio Santiago Soria Colina, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Mauricio S. Soria Colina

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Mauricio Soria, bajo mi supervisión.

Dr. Ing. Gabriel Salazar Y.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios y a la Virgen María, por ser mi guía, cuidar mis pasos y brindarme la fortaleza en el diario vivir. A mi familia, por su confianza, esfuerzo y apoyo incondicional para lograr culminar con éxito mis estudios universitarios. A EMELNORTE, por el apoyo brindado en el desarrollo del presente Proyecto de Titulación, al Dr. Fabián Pérez y a mi Tutor, Dr. Gabriel Salazar, por su asesoramiento y su valiosa colaboración que contribuyó a la elaboración del presente proyecto.

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen María por llenarme de bendiciones día a día.

A mis padres, por su amor y apoyo incondicional.

Y a mi hermano Christian que siempre estuvo a mi lado y me brindo toda su ayuda.

Gracias a todos por ser los principales gestores de la culminación de mis estudios universitarios, para ellos mi eterna gratitud, cariño y respeto.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Reseña histórica de la generación distribuida	1
1.2. Actualidad de la generación distribuida en Ecuador	3
1.3. Efectos generales que la generación distribuida causa en las redes de distribución.....	11
CAPÍTULO 2	12
MARCO TEÓRICO	12
2.1. Introducción	12
2.2. Generación distribuida - definiciones, características y consideraciones generales.....	12
2.2.1. Principales motivos para su acrecentamiento.....	12
2.2.2. Definiciones de la generación distribuida.....	13
2.2.3. Características de la generación distribuida	14
2.2.4. Normativa en relación a la generación distribuida	14
2.3. Protecciones eléctricas – definiciones, tipos y consideraciones generales.....	16
2.3.1. Definiciones utilizadas en los sistemas de protecciones	16
2.3.2. Tipos de protecciones eléctricas	20
2.3.2.1. Protección de sobrecorriente.....	21
2.3.3. Coordinación de protecciones.....	23
2.3.3.1. Criterios en la coordinación de protecciones	23
CAPÍTULO 3	25
ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS	25
3.1. Introducción	25
3.2. Antecedentes técnicos	25
3.2.1. Simbología y nomenclatura eléctrica	26
3.2.2. Método de cálculo para análisis de flujos de potencia.....	28
3.2.3. Método de cálculo de corrientes de cortocircuito para análisis de fallas.....	28
3.3. Análisis de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito ante generación distribuida	29
3.4. Comportamiento de las protecciones ante generación distribuida	36
3.4.1. Descripción del sistema de prueba	37
3.4.2. Análisis del sistema de prueba sin generación distribuida.....	38
3.4.2.1. Determinación de los ajustes de protección de los relés	39
3.4.3. Análisis del sistema de prueba con generación distribuida	56
3.4.3.1. Determinación de los ajustes de protección de los relés	66
CAPÍTULO 4	82
ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA	82

4.1.	Introducción	82
4.2.	Situación actual y sistema eléctrico de EMELNORTE.....	82
4.3.	Selección de la subestación y alimentadores con presencia de generación distribuida	83
4.4.	Datos técnicos del sistema eléctrico seleccionado y de su generación distribuida	85
4.5.	Modelación del sistema.....	87
4.5.1.	Red equivalente o equivalente de fuente	87
4.5.2.	Transformador de potencia	88
4.5.3.	Alimentadores.....	89
4.5.4.	Generación distribuida.....	90
4.5.5.	Transformador de la generación distribuida.....	92
4.5.6.	Cargas	92
4.5.7.	Sistema modelado.....	93
4.6.	Análisis del sistema real.....	94
4.6.1.	Análisis con los ajustes reales de los relés de protección	95
CAPÍTULO 5		117
DETERMINACIÓN DE POSIBLES INCONVENIENTES EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES		117
5.1.	Introducción	117
5.2.	Resultados del sistema de prueba.....	117
5.2.1.	Resultados primer sistema de prueba.....	117
5.2.2.	Resultados segundo sistema de prueba	119
5.3.	Análisis de los resultados del sistema de prueba	123
5.3.1.	Análisis de los resultados	123
5.4.	Resultados del sistema real	125
5.5.	Análisis de los resultados del sistema real	129
5.6.	Posibles inconvenientes	131
CAPÍTULO 6		133
PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES		133
6.1.	Introducción	133
6.2.	Posibles soluciones	133
CAPÍTULO 7		135
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		135
7.1.	Conclusiones	135
7.2.	Recomendaciones.....	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		138
ANEXOS		

RESUMEN

En el presente proyecto se analizarán los efectos en las protecciones de los sistemas de distribución, en los cuales exista presencia de generación distribuida, la cual al encontrarse cerca de la carga y conectarse a nivel de los alimentadores que parten de las subestaciones de distribución, puede impactar en el sistema con cambios en el flujo de potencia, en las condiciones del voltaje para los clientes finales y en los equipos instalados en las redes de distribución, específicamente en el sistema de protecciones. Dichos impactos pueden manifestarse con efectos como la no operación de las protecciones o una operación incorrecta, por lo que se tendrán nuevos retos para la operación y el diseño de las redes de distribución y la coordinación de protecciones en las mismas.

En el capítulo 1 (INTRODUCCIÓN) se expondrá un preámbulo relativo a la actualidad de la generación distribuida relacionada con la coordinación de protecciones.

En el capítulo 2 (MARCO TEÓRICO) se desarrollará el contenido teórico referente tanto a la generación distribuida y a la coordinación de protecciones en las redes de distribución.

En el capítulo 3 (ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS PROTECCIONES) se estudiarán los efectos de la generación distribuida sobre los sistemas de protección.

En el capítulo 4 (ANÁLISIS DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA) se realizará un estudio de los esquemas de protecciones de EMELNORTE teniendo en cuenta la generación distribuida presente en dicha empresa.

En el capítulo 5 (DETERMINACIÓN DE POSIBLES INCONVENIENTES EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES) se establecerán los posibles inconvenientes

que presenta la coordinación de protecciones a causa del ingreso de generación distribuida.

En el capítulo 6 (PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES) se presentarán las posibles soluciones respecto de los problemas encontrados, que se pueden efectuar para una adecuada coordinación de protecciones teniendo en cuenta la generación distribuida.

En el capítulo 7 (CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES) se expondrán las conclusiones a las que se ha llegado con el presente proyecto; así como, las recomendaciones pertinentes sobre el mismo.

Por último se detallará la bibliografía empleada en el presente proyecto, así como, su información anexa.

PRESENTACIÓN

En la actualidad la generación distribuida tiene una influencia cada vez mayor, en las redes de distribución, alterando además del flujo de potencia por la red, la corriente de falla que se pudiese presentar ante cualquier perturbación. Entonces, la contribución del sistema a la corriente de falla es diferente, debido a la presencia de la generación distribuida.

La generación distribuida compuesta por generadores asincrónicos o por inversores en sistemas eléctricos robustos presenta una contribución leve a la corriente de falla, sin embargo en sistemas propensos a cambios significativos en sus voltajes y corrientes, puede causar ciertas alteraciones en las protecciones de la red.

A su vez, los sistemas de generación distribuida integrada por generadores sincrónicos como pequeñas centrales hidroeléctricas que se conectan a nivel de medio voltaje en los sistemas de distribución, presentan una contribución considerable a la corriente de falla.

Entre los problemas en los sistemas de protecciones que pueden aparecer por el ingreso de generación distribuida a las redes de distribución, se pueden mencionar a los siguientes:

- Actuación errónea
- Cegamiento de las protecciones (no operación)
- Recierre no sincronizado
- Prohibición de recierre automático
- Pérdida de selectividad

Estos problemas dependen del tipo de generación distribuida presente en el sistema y de la tendencia del sistema a variar fácilmente sus niveles de corriente y voltaje por las redes de distribución.

Por todo lo antes mencionado, es de suma importancia el desarrollo del presente estudio, el mismo que permitirá establecer posibles soluciones a los problemas en la coordinación de las protecciones eléctricas que aparecen con el ingreso continuo de la generación distribuida en las redes eléctricas, a nivel de distribución.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. RESEÑA HISTÓRICA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Desde la construcción del sistema eléctrico Pearl Street Power Station por Thomas Edison, para brindar el suministro de energía eléctrica por primera vez, a clientes en la ciudad de Nueva York, se usó la estrategia de generar energía eléctrica en zonas localizadas y cercanas, en las cuales se brindaría el servicio eléctrico; lo que hoy en día se conocerá como generación distribuida. De esta manera la industria comenzó a desarrollar sus propias plantas de generación de energía eléctrica para su autoconsumo y para vender a consumidores en torno a ellos, lo que hace parte también de la llamada generación distribuida.[1]

Esto sucedía en el siglo XIX, desde los 80s y específicamente durante el año de 1882, el 04 de septiembre el sistema eléctrico de Thomas Edison entró en operación.[2]

En el Ecuador, en la ciudad de Loja, a finales del siglo XIX se inició con la generación de energía eléctrica mediante la construcción de la primera central hidroeléctrica del país, con captación de las aguas del río Malacatos. En abril de 1897 se conformó la Sociedad Luz Eléctrica con el objetivo de generar y comercializar energía eléctrica. El 01 de abril de 1899 el sistema eléctrico comenzó su operación; los vecinos de Loja observaban cómo “la ciudad se iluminaba, por primera vez, en la noche”.[3]



Figura 1.1 Monumento conmemorativo al inicio de operaciones de Luz Eléctrica erigido por el Municipio de Loja, ubicado en las calles José Antonio Eguiguren y Ramón Pinto. Fotografía: Telmo Cuenca

Fuente: [3]

A medida que la industria se desarrollaba y la tecnología avanzaba rápidamente, se comenzaron a construir centrales de generación de energía eléctrica más grandes y eficientes que a su vez se iban alejando, cada vez más, de la ubicación de los consumidores finales. Se encontraban más cerca de las fuentes primarias de energía (combustibles, agua). De igual forma se comenzaron a desarrollar los sistemas de transmisión quienes entregarán la energía generada por las lejanas centrales eléctricas, a los sistemas de distribución local de energía, para que posteriormente, pudiese llegar al usuario final.[1]

Sin embargo, en el Ecuador y alrededor del mundo, desde las últimas décadas, la construcción de pequeñas centrales o sistemas eléctricos de generación,

cercanos a las poblaciones y en especial atención, a aquellas poblaciones aisladas, a quienes económica y técnicamente no era viable alimentar desde el sistema eléctrico interconectado, se ha venido incrementando; pues con este tipo de centrales, que por lo general son de pequeña potencia, y que se encuentran ubicadas estratégicamente en lugares cercanos a los consumidores y centros de carga, se proporcionan beneficios a los clientes y apoyan, de forma más económica, a la prestación del suministro de energía eléctrica.

Lo que presenta, actualmente, a la generación de energía eléctrica embebida o distribuida en el sistema eléctrico, como una energía competitiva económicamente y que puede mejorar, en ciertos aspectos, las condiciones de calidad y confiabilidad del sistema, entre otros.

1.2. ACTUALIDAD DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ECUADOR

El Ecuador es un país muy favorecido en recursos naturales y de los cuales se pueden obtener tanto fuentes no convencionales de generación de energía eléctrica, tales como: el sol, el viento, pequeños ríos y vertientes, etc.; así como, los grandes recursos hídricos que son parte de las fuentes convencionales del país y de quienes son representativas las centrales hidroeléctricas de gran potencia.

La generación distribuida al presentarse como una generación a pequeña escala y cercana a los usuarios finales, se la concibe, por lo general, con el uso de fuentes no convencionales para este tipo de generación, como sistemas de paneles fotovoltaicos de baja potencia y pequeñas centrales hidroeléctricas que funcionan con mini y micro turbinas las cuales pueden servir a comunidades aisladas o conectarse a la red a nivel de los alimentadores de distribución. Sin embargo, motores alternos que funcionan a diesel o gas natural, celdas o pilas de combustible, micro turbinas de combustión a gas se pueden también utilizar en centrales de generación distribuida.[4]

Según las estadísticas del año 2014 emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad -ARCONEL-, el Ecuador en un 47,54% genera energía eléctrica mediante fuentes renovables, en un 49,13% lo hace de fuentes no renovables (centrales térmicas) y de la interconexión con Colombia y Perú se obtiene un 3,33% de energía eléctrica. [5]

De la energía generada mediante fuentes renovables, la inclusión de energía no convencional como la solar y la eólica, y de la cual hace parte la generación distribuida, es bastante reducida en relación a lo que se ha venido produciendo de manera convencional.

A continuación se puede observar la potencia nominal y efectiva, así como la energía bruta generada a nivel nacional desagregado por tipo de central y de energía, para el año 2014, donde se aprecia lo antes mencionado y que permitirá tener una visión global de la capacidad y producción de energía del país.



Figura 1.2 Potencia efectiva por tipo de energía (MW)

Fuente: [5]

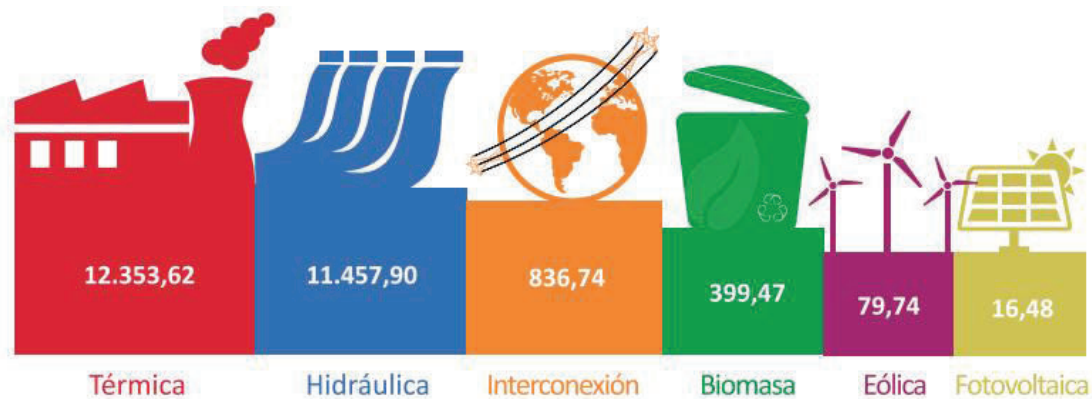


Figura 1.3 Producción de energía bruta por tipo de central (GWh)

Fuente: [5]

Brevemente se mencionarán a mayor detalle, algunas de las centrales y proyectos de generación distribuida con las que cuenta el Ecuador. [6] [7]

La Playa

Repotenciación y modernización de la microcentral hidroeléctrica “La Playa”.

La central hidroeléctrica La Playa se encuentra ubicada en la ciudad de Tulcán, provincia del Carchi. Es de propiedad de la Empresa Eléctrica Norte (EMELNORTE).

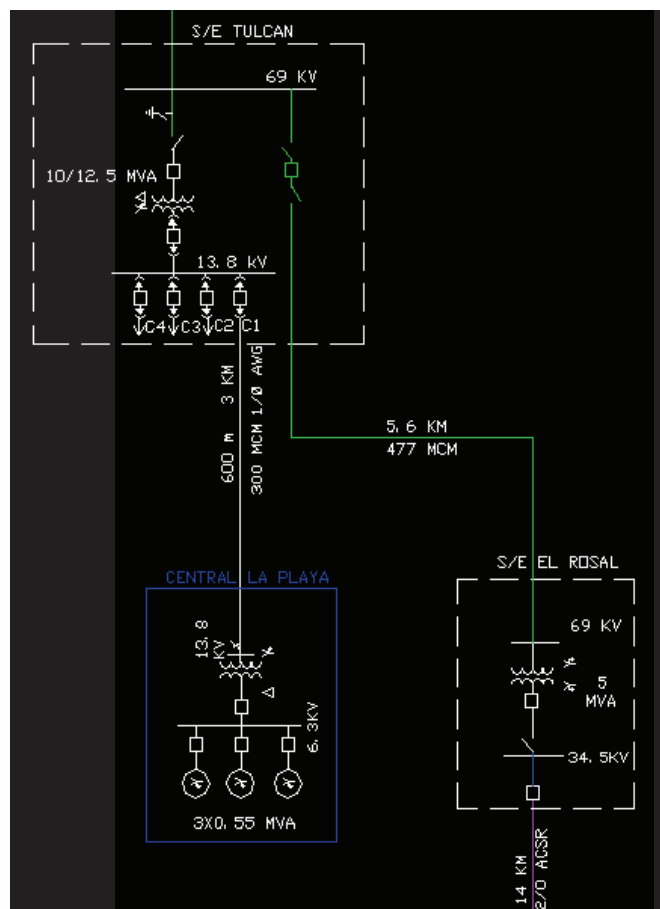


Figura 1.4 Central La Playa

Fuente: [8]

Presenta una potencia instalada de de 1320 kW, con tres grupos de generadores de 420 kW cada una con sus respectivas turbinas. Todos los equipos datan de mediados de los años cincuenta del siglo pasado, con excepción de los tableros de control de la central que fueron remplazados en al año 2003.

Debido a la antigüedad de los equipos en general la central ha disminuido considerablemente su eficiencia y actualmente se dispone de tan solo 900 kW de energía firme, a pesar de varios intentos por mejorar esta situación. Dos de los generadores han sido sometidos a varias reparaciones. Entre las reparaciones se les ha sometido a rebobinados del estator debido a cortos circuitos. Con esta información la CIE (Corporación para la Investigación Energética) realizó los siguientes análisis:

Energía que debió producirse mensual y anualmente

Energía no producida mensual y anualmente

Eficiencia mensual y promedio anual

Costo por energía no producida mensual y anualmente

Buenos Aires

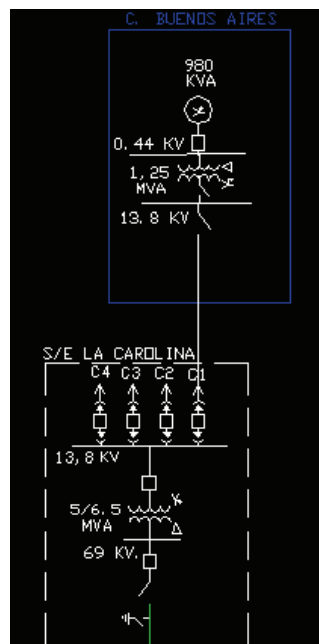


Figura 1.5 Central Buenos Aires

Fuente: [8]

Repotenciación de la central hidroeléctrica “La Merced de Buenos Aires”.

La CIE (Corporación para la Investigación Energética) realizó la repotenciación de la central hidroeléctrica “La Merced de Buenos Aires”, ubicada en el Río Lita que pertenece al sistema hídrico Mira, en la provincia de Imbabura. La nueva central de 980 kW reemplazará a la actual central de 75 kW, de esta manera se aprovechará de mejor forma el recurso hídrico del sector

Entre algunas centrales fotovoltaicas de generación distribuida en el norte del país se cuenta con:

Salinas y Tren Salinas

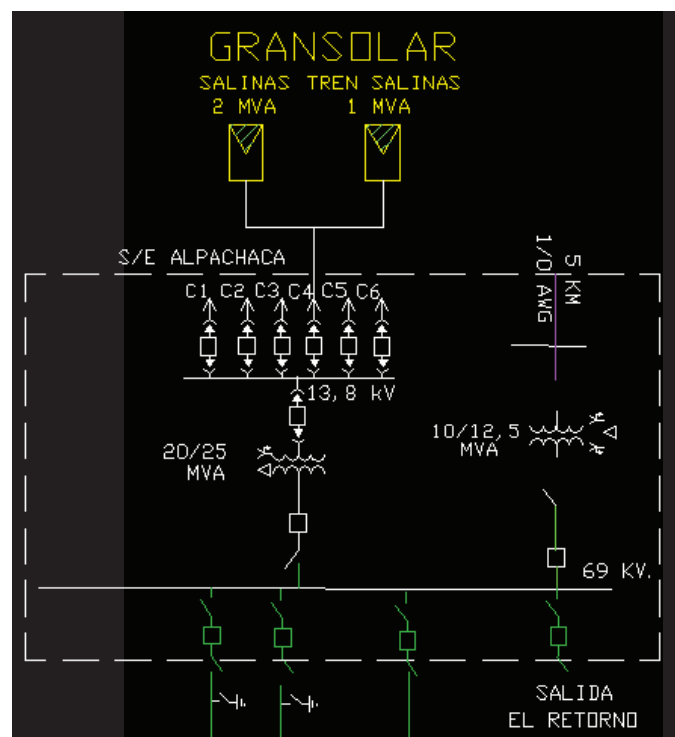


Figura 1.6 Centrales Salinas y Tren Salinas

Fuente: [8]

Paragachi



Figura 1.7 Central Paragachi

Fuente: [8]

Proyecto Hidroeléctrico Mira

El Proyecto Hidroeléctrico Mira de 0,96 MW es financiado con recursos estatales a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Se encuentra ubicado en la provincia del Carchi cantón Tulcán, parroquia Tobar Donoso, cerca del límite de las provincias de Esmeraldas e Imbabura. Dicha central hidroeléctrica aprovecha las aguas del río Baboso, afluente del río Mira que desemboca en el Océano Pacífico.

Este proyecto tiene como objetivo el beneficiar a la zona norte del país, cubriendo la demanda eléctrica de la zona de las comunidades: El Baboso, Lita y Alto Tambo, a la vez que contribuirá al mejoramiento de la calidad del servicio en cuanto a frecuencia, voltaje, reducción de pérdidas de energía en el sistema de sub transmisión, y posibilitar la extensión de la sub transmisión hacia la provincia

de Esmeraldas, integrando comunidades que no disponen actualmente de energía eléctrica.

Actualmente se ha culminado la construcción de: obras civiles, montaje de equipamiento electromecánico y línea de transmisión, convirtiéndose en un hito de innovación tecnológica en el país y segundo en Sudamérica en lo que tiene que ver a aprovechamientos hidroeléctricos de pequeña capacidad, con la implementación del Sistema de Captación Coanda.

Se espera la disponibilidad para la interconexión con el sistema de EMELNORTE.



Figura 1.8 Proyecto Hidroeléctrico Mira

Fuente: [7]

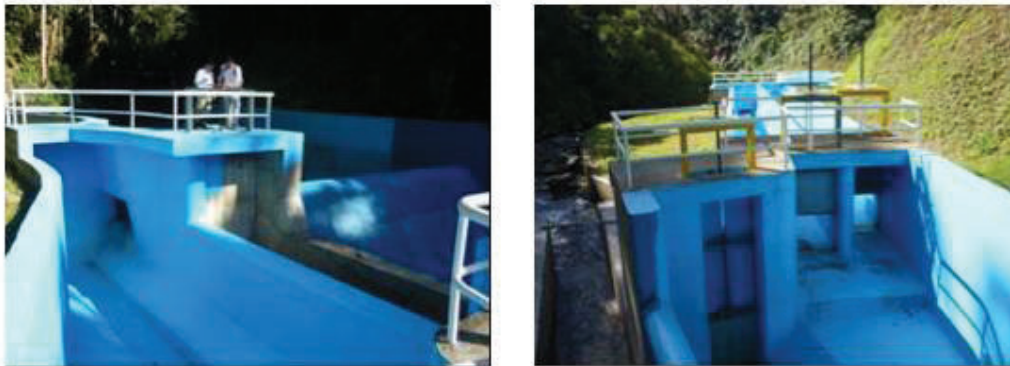
Proyecto Hidroeléctrico Chorrillos

El Proyecto Hidroeléctrico Chorrillos de 3,96 MW está ubicado en la provincia de Zamora Chinchipe, cantón Zamora, al sur oriente del país. El sitio de la central se encuentra a 5,5 Km. al noroeste de la ciudad de Zamora y a 300 m aguas abajo del puente La Fragancia.

El proyecto aprovecha el potencial hidroenergético de la Quebrada Chorrillos entre la toma en Chorrillos a la cota 1919,10 m.s.n.m. y la casa de máquinas en la cota 965,20 m.s.n.m. ubicada en la margen derecha del río Zamora en el sitio denominado La Fragancia.

El proyecto prevé el aprovechamiento de la quebrada Chorrillos para la generación eléctrica. Esta quebrada drena el flanco noreste del cerro El Líbano y desemboca en el río Zamora en el punto de coordenadas 722 650 Este y 9 955 308 Norte. El sitio donde se construirán las obras de captación se encuentra alrededor del punto de coordenadas 9'550 744 Norte y 722 520 Este en la cota 1 919 msnm. En el sector de La Fragancia se encuentra el sitio propuesto para la central de generación, sobre una pequeña terraza en la margen derecha del Zamora, en las coordenadas 723 530 Este y 9 552 610 Norte a una cota de 965 msnm.

El MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable) ha transferido hasta la fecha la cantidad de USD 4 637 571,09 para la culminación de la construcción del proyecto el cual se encuentra en su fase de instalación del segundo tramo de la tubería de presión.



Mantenimiento y limpieza de obras existentes de la central

Figura 1.9 Proyecto Hidroeléctrico Chorrillos

Fuente: [7]

1.3. EFECTOS GENERALES QUE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CAUSA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La conexión de generadores distribuidos ofrecerá algunos beneficios tales como:

[9]

- Aumentar la confiabilidad
- Mejorar la calidad de energía
- Acrecentar la eficiencia del sistema
- Alivio de la reserva de generación del sistema
- Beneficios medio ambientales

Algunos de los problemas técnicos son: [9]

- Funcionamiento en isla
- Regulación de voltaje
- Protecciones eléctricas
- Estabilidad de la red

Con relación a las protecciones eléctricas, la operación del sistema de protecciones puede ser afectado debido a que la generación distribuida cambia la contribución de la red a la corriente de falla. [9]

Por lo que, la conexión de la generación distribuida a los alimentadores de distribución cambia las corrientes de falla en los alimentadores con falla. [9]

CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo, se estudiarán los conceptos referentes tanto a la generación distribuida como a las protecciones eléctricas de las redes de distribución.

Esclarecer las definiciones y características de la temática es el primer paso para poder llegar a una mejor comprensión de los estudios eléctricos que se presentarán en los próximos capítulos.

En la literatura un gran número de términos y definiciones es utilizado. A continuación se expondrán los más representativos y que se usarán en el presente proyecto.

2.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA - DEFINICIONES, CARACTERÍSTICAS Y CONSIDERACIONES GENERALES

2.2.1. PRINCIPALES MOTIVOS PARA SU ACRECENTAMIENTO

La generación distribuida tiene su auge en la actualidad, dentro de las energías renovables no convencionales; pues con ellas se pretende dar solución a ciertas necesidades importantes de la sociedad, como son: [4]

- Garantizar la suficiente producción de energía eléctrica y que a la vez, sea proveniente de energías limpias.
- Permitir a comunidades o viviendas aisladas, que por determinadas razones, no se pueden abastecer de energía eléctrica del sistema nacional interconectado; proveerse de electricidad por medio de centrales o sistemas aislados de pequeña escala, que por lo general, concuerda con generación distribuida.

- Brindar de forma más confiable el servicio de energía eléctrica a clientes comerciales e industriales que requieran una mayor confiabilidad del servicio, por el elevado costo en la fabricación y venta de sus productos.

Desde la perspectiva del consumidor final, la generación distribuida ofrece oportunidades, en ciertos casos, para reducir el costo de la energía y mejorar la calidad de la misma al compararla con generación centralizada del mismo tipo; siendo además, un apoyo en la producción nacional de energía eléctrica.[4]

2.2.2. DEFINICIONES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida se encuentra enmarcada por determinadas particularidades que la caracterizan y definen, como son: capacidad de producción, tipo de tecnologías y energías empleadas, conexión a la red eléctrica, modo de operación, impacto medioambiental, ubicación y demás; por lo cual, se tienen varias definiciones con lineamientos concordantes en pro de una definición universalmente aceptada.

Según la Distribution Power Coalition of America la generación distribuida es 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 distribución. [10]

La Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency) considera como generación distribuida, únicamente a la generación que se conecta a las redes de distribución y la asocia a tecnología como motores, mini y micro turbinas, paneles fotovoltaicos y pilas de combustible.[10]

Según el Institute of Electrical and Electronic Engineers la generación distribuida son aquellas centrales de generación eléctrica, conectadas al sistema eléctrico mediante un punto de conexión común. Es un subconjunto del sistema de distribución.[10]

2.2.3. CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Tabla 2.1 Tecnologías para la generación distribuida

Tecnología	Capacidades típicas (MW)
Turbina de ciclo combinado	35 - 400
Máquina de combustión interna	5 - 10
Turbina de combustión	1 - 250
Micro turbinas	35 kW - 1
Pequeñas hidroeléctricas	1 - 100
Celdas fotovoltaicas	20 W - 100 kW
Turbinas de viento	200 W - 3
Geotérmicas	5 - 100

Fuente: [11]

Los distintos tipos de unidades de las centrales de generación distribuida representan las fuentes de energía eléctrica, cada una con sus propias características; según las cuales, tres tipos de unidades básicas pueden ser categorizadas de acuerdo al tipo de interconexión: [12]

- Generadores Asíncrónicos
- Generadores Síncrónicos
- Inversores

2.2.4. NORMATIVA EN RELACIÓN A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A nivel internacional se pueden consultar las siguientes normas que favorecen a la correcta aplicación y desenvolvimiento de la interconexión de generación distribuida en los sistemas de distribución. [13] [14]

- 1547.1-2005 - IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- IEEE Draft Application Guide for IEEE Standard 1547, Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems

- IEC 61850-7-420 communications standard for distributed energy resources (DER)
- Distributed Energy Resources (DER) object modeling with IEC 61850-7-420
- Analysis of the Distributed Generation System and the Influence on Power Loss
- Distribution System with Distributed Generation Load Flow
- New requirements for system protection caused by distributed generation

En el Ecuador no existe una normativa que trate específicamente sobre la generación distribuida, sin embargo, se encuentra en vigencia las siguientes normas que la suplen: [15]

- Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución (Regulación No. ARCONEL 004/15)
- Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (Codificación Regulación No. CONELEC 001/13)
- Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1MW (Regulación No. CONELEC 002/13)

Adicionalmente en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) se menciona lo siguiente:

En el caso de la generación de propiedad de la empresa distribuidora y embebida en su propia red, la producción de potencia y energía será entregada en forma

proporcional a la demanda de las empresas distribuidoras, a fin de mantener la tarifa única a nivel nacional.[16]

2.3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS – DEFINICIONES, TIPOS Y CONSIDERACIONES GENERALES

El sistema de protecciones para cualquier red eléctrica tiene como objetivo identificar y tomar acciones correctivas de anomalías o fallas en el sistema, las cuales si no son detectadas, pueden causar daños a personas, a equipamiento eléctrico y la pérdida del servicio de energía eléctrica, lo que conllevaría pérdidas económicas.

2.3.1. DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Las definiciones a continuación descritas, hacen referencia a la protección de sistemas eléctricos. [17]

Protección: Tomar medidas preventivas para la detección de fallas y otras condiciones anormales en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el despeje de fallas, eliminar las condiciones anormales y para activar señales o indicadores.

Relé de protección: Relé de medición que, tanto solo o en combinación con otros relés, es un componente de un dispositivo de protección.

Dispositivo de protección: Equipamiento que incorpora uno o más relés de protección y, si es necesario, elementos lógicos destinados a desarrollar una o más funciones específicas de protección. Un dispositivo de protección es parte de un sistema de protección.

Sistema de protección: Conjunto de uno o más dispositivos de protección, y otros instrumentos destinados a desarrollar una o más funciones específicas de protección. Un sistema de protección incluye uno o más dispositivos de protección, transformadores de medida, cableado, circuitos de disparo, suministros auxiliares y, donde estén provistos, sistemas de comunicación.

Protección principal: Protección que se espera tenga la prioridad en iniciar con el despeje de la falla o en la acción para eliminar la condición anormal en un sistema eléctrico.

Protección de respaldo: Protección que tiene por objetivo operar cuando una falla del sistema no es despejada, o una condición anormal no es detectada, en el tiempo requerido, debido a un error o incapacidad de otras protecciones en operar o por un fallo en la operación del interruptor apropiado.

Protección instantánea: Protección que no presenta un retraso intencionado.

Protección temporizada: Protección con un retraso intencionado en su operación.

Protección direccional: Protección diseñada para operar sólo para una falla encontrada en una dirección determinada con relación al punto de protección.

Selectividad de una protección: Habilidad de una protección para identificar la sección y/o las fases que presentan falla en un sistema eléctrico.

Se presentan, a continuación, algunas definiciones adicionales, con relación a la confiabilidad de los sistemas de protección. [17]

Operación correcta de una protección: Cuando se da inicio a las señales de disparo y otras instrucciones o comandos de una protección de forma adecuada en respuesta a una falla del sistema eléctrico o cualquier otra anomalía del sistema.

Operación incorrecta de una protección: Una avería en la operación o una operación no deseada.

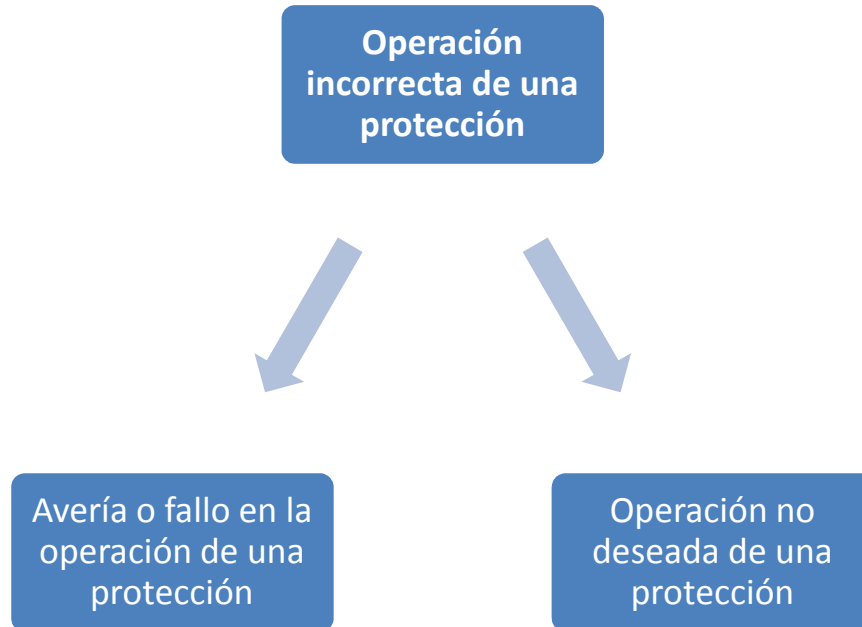


Figura 2.1 Operación incorrecta de una protección

Fuente: [17]

Operación no deseada de una protección: (Operación intempestiva de una protección) La operación de una protección sin ninguna falla o anomalía en el sistema eléctrico, o por una falla o anomalía en el sistema, para la cual, dicha protección no debería haber operado.

Avería o fallo en la operación de una protección: Deficiencia en la operación de una protección, la cual, debería haber operado, sin embargo, no operó.

Confiabilidad de una protección: Probabilidad de que una protección pueda llevar a cabo una función requerida bajo determinadas condiciones para un intervalo de tiempo dado. Una función requerida para una protección es operar cuando se necesita que lo haga y no operar cuando no se necesita que lo haga.



Figura 2.2 Confiabilidad de una protección

Fuente: [17]

Seguridad de una protección: (Security) Probabilidad de que una protección no tenga una operación indeseada bajo determinadas condiciones para un intervalo de tiempo dado.

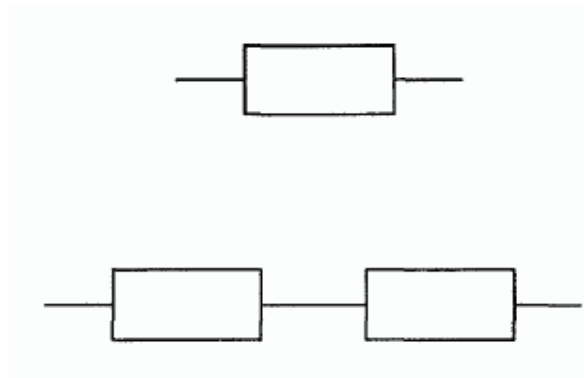


Figura 2.3 Incremento de la probabilidad de la seguridad de una protección

Fuente: [17]

Certeza de operación de una protección: (Dependability) Probabilidad de que una protección no tenga una avería o fallo en su operación bajo determinadas condiciones para un intervalo de tiempo dado.

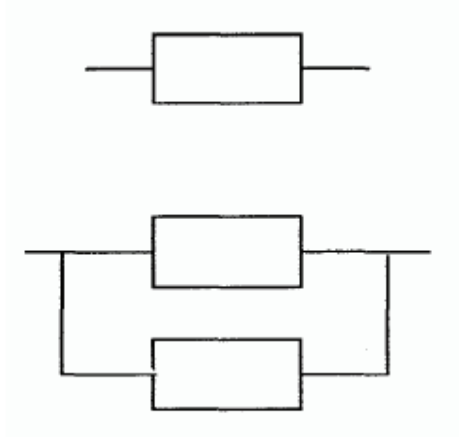


Figura 2.4 Incremento de la probabilidad de la certeza de operación de una protección

Fuente: [17]

2.3.2. TIPOS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Los sistemas eléctricos pueden ser protegidos de distintas maneras, dependiendo de la funcionalidad y objetivo de cada sistema de protección, en correspondencia con el tipo de sistema eléctrico a ser protegido y con el medio económico que garantice una eficiente protección del sistema.

Entre los principales tipos de protección de los sistemas eléctricos se pueden mencionar a los siguientes:

- Protección de sobrecorriente
- Protección diferencial
- Protección de distancia
- Protección de sobre y baja frecuencia

Brindando un especial énfasis en la protección de sobrecorriente y sobrecorriente direccional para el presente proyecto.

2.3.2.1. Protección de sobrecorriente

Los niveles muy altos de corriente en los sistemas eléctricos son causados, usualmente, por fallas en el sistema. Estas corrientes pueden ser usadas para determinar la presencia de fallas y operar los dispositivos de protección, los cuales pueden variar en su diseño, dependiendo de la complejidad y precisión requerida. [18]

Los relés de sobrecorriente son la forma más común de protección utilizados para encargarse de las corrientes excesivas en los sistemas eléctricos. Normalmente, los fusibles también son utilizados en bajos voltajes, especialmente como protección de líneas y transformadores de distribución. [18]

Tipos de relés de sobrecorriente [18]

Basados en las características de operación, los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: instantáneos, de tiempo definido y de tiempo inverso.

Relés instantáneos

Este tipo de relés operan instantáneamente, cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. Son relés que tienen un criterio de diferenciación por corriente (relés de corriente definida). Presentan una baja selectividad para valores altos de corriente de cortocircuito. Tienen dificultad para distinguir entre las corrientes de cortocircuito de dos puntos del sistema, cuando la impedancia entre estos puntos es pequeña en comparación con la impedancia hacia la fuente.

En consecuencia, los relés instantáneos o de corriente definida no son utilizados como la única protección de sobrecorriente, pero su uso como una unidad instantánea es común, donde otros tipos de protecciones son utilizadas.

Relés de tiempo definido

Este tipo de relés permiten que el ajuste sea variado para manejar distintos niveles de corriente mediante el uso de diferentes tiempos de operación. Los ajustes se los realiza de tal forma que el interruptor más cercano a la falla dispara en el menor tiempo, y de esta manera, los interruptores restantes disparan sucesivamente usando retrasos de tiempo más largos, retrocediendo hacia la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente de cortocircuito es llamada margen de diferenciación o distinción.

Dado que el tiempo de operación para los relés de tiempo definido puede ser ajustado en pasos establecidos, la protección es más selectiva. La gran desventaja de este método de diferenciación es que para una falla cercana a la fuente, que presenta niveles más elevados de corriente, puede ser despejada en un tiempo relativamente largo.

Estos relés son usados en gran parte cuando la impedancia de la fuente es grande en comparación a las impedancias de los elementos que son protegidos en el sistema eléctrico cuando los niveles de falla en la posición del relé son similares a aquellos del final del elemento protegido.

Relés de tiempo inverso

La propiedad fundamental de estos relés es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. La ventaja que tienen sobre los relés de tiempo definido es que, para muy altas corrientes, tiempos de disparo mucho más cortos se pueden obtener sin poner en riesgo la selectividad de la protección.

Los relés de tiempo inverso, por lo general, son clasificados de acuerdo a su curva característica que indica la velocidad de operación; basado en esto, comúnmente se los define como inverso, muy inverso o extremadamente inverso.

2.3.3. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

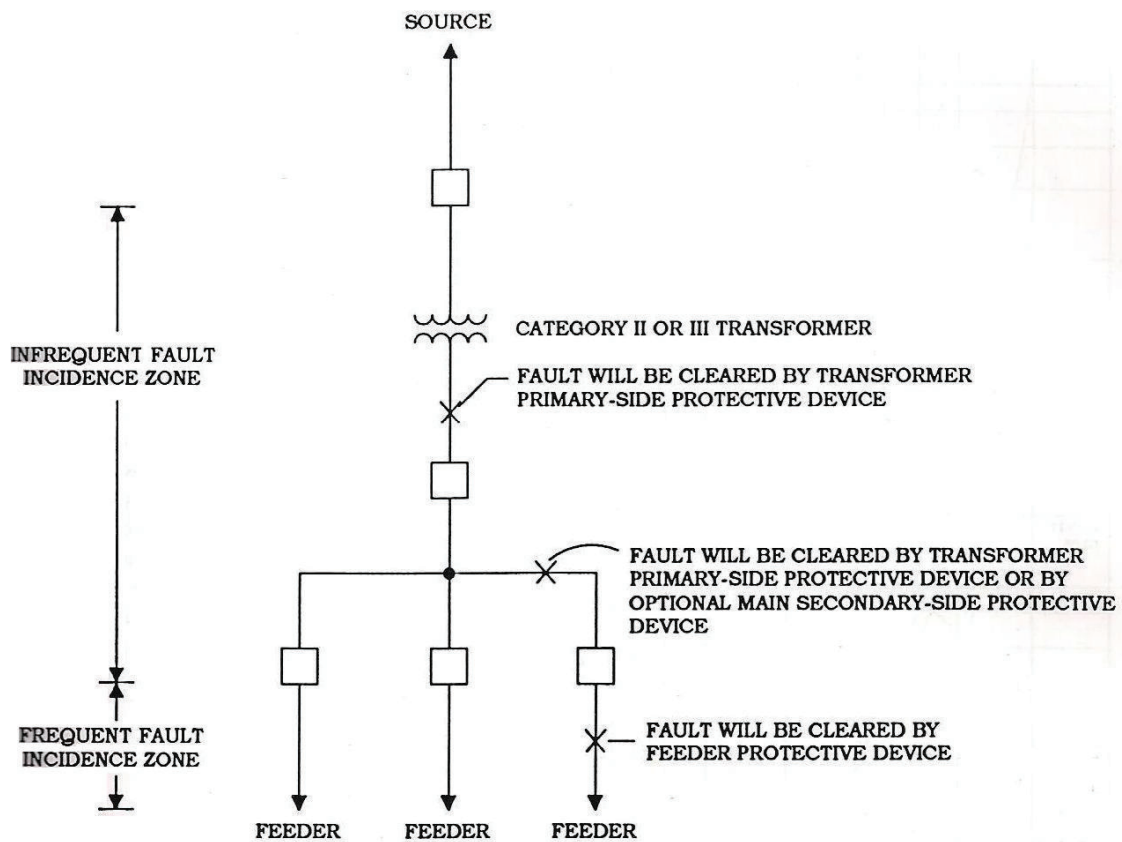


Figura 2.5 Coordinación de protecciones subestación de distribución y alimentadores

Fuente: [19]

2.3.3.1. Criterios en la coordinación de protecciones

Dos aspectos importantes a tomar en cuenta, para la coordinación de las protecciones eléctricas son: la certeza de operación y la seguridad del sistema de protecciones. [9]

La certeza de operación se define como la probabilidad de que el sistema de protecciones funcionará apropiadamente cuando se requiere que actúe. Mientras que, la seguridad del sistema es la habilidad que presenta para abstenerse de operaciones innecesarias. [9]

El ajuste óptimo de las protecciones será aquel que presente un balance mutuo logrado entre la certeza de operación y la seguridad del sistema de protecciones. El compromiso entre ambas variables, es susceptible a cambios, pues al tratar de mejorar la confiabilidad se puede perjudicar a la seguridad del sistema y viceversa. [9]

Ajuste de los relés de sobrecorriente instantáneos [18]

Las unidades de protección instantáneas son más efectivas cuando las impedancias de los elementos del sistema que están siendo protegidos son grandes en comparación a la impedancia de la fuente. Presentan dos ventajas fundamentales:

- Reducir el tiempo de operación de los relés para fallas severas en el sistema
- Evitar la pérdida de selectividad en un sistema de protecciones con relés de diferentes curvas características.

El criterio para ajustar las unidades instantáneas varía dependiendo de la localización y del tipo de elemento a ser protegido.

Para el ajuste de los relés instantáneos en líneas de distribución uno de los dos valores que se presentan a continuación puede ser utilizado:

- 50% de la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión del transformador de corriente que alimenta al relé.
- Entre seis y diez veces la máxima corriente del circuito.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

3.1. INTRODUCCIÓN

La coordinación de protecciones eléctricas en los sistemas de las empresas distribuidoras del país, debe considerar una variante adicional, que es el ingreso de la generación distribuida y su constante aumento en los sistemas de distribución. A pesar de la tecnología actual y de su contribución para mejorar el sistema de protecciones, las fallas que presenta el mismo, son todavía problemáticas.

Tradicionalmente, el hecho de conectar generación directamente a las redes de distribución, no ha sido muy común, por lo cual la industria está evidenciando nuevos retos. Una de las áreas que requiere especial consideración es el sistema de protecciones eléctricas. Si se busca alcanzar una adecuada protección, se deben considerar todas las posibles fallas y condiciones de operación y no es tan simple como pareciera serlo. Para manejar esta nueva situación, muchas nuevas aproximaciones y tecnologías han sido desarrolladas e introducidas. [12]

Por lo antes expuesto, se hará mención de los posibles efectos que la generación distribuida puede causar en los sistemas de protecciones, pues se debe tener en cuenta el aumento de la generación en estudio, dentro de los sistemas de distribución.

3.2. ANTECEDENTES TÉCNICOS

Normalmente los sistemas de distribución presentan una configuración radial y que a su vez, en el diseño de las redes, no se ha considerado una operación en conjunto con generación distribuida, la misma que ha venido apareciendo con mayor resonancia en las últimas décadas. [11]

El ingreso de generación distribuida al sistema, causa modificaciones en el flujo de potencia y en ciertos aspectos del sistema, como perfiles de voltaje. Estos impactos pueden manifestarse en forma positiva o negativa, dependiendo de las características del sistema de distribución y de la generación distribuida. [11]

La energía que llega al sistema de distribución, fluye comúnmente, en una sola dirección, desde los grandes generadores o generación centralizada de energía eléctrica hacia las cargas o consumidores finales. [11]

Cuando se conecta una central de generación a las redes del sistema de distribución, las corrientes cambian su curso, dependiendo de la ubicación, tamaño y del estado operacional de las unidades de generación. La magnitud de las corrientes que aportan las unidades de generación distribuida varía según su capacidad, por lo cual, proteger el sistema se convierte en una tarea más compleja y razón de un mayor estudio.[11]

Para el desarrollo de los estudios eléctrico del presente proyecto se ha utilizado el software eléctrico CYME 7.2 r03 - CYMDIST de EATON, con los módulos de editor de redes, análisis de redes de distribución, análisis de fallas, análisis de los dispositivos de protección.

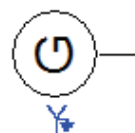
3.2.1. SIMBOLOGÍA Y NOMENCLATURA ELÉCTRICA



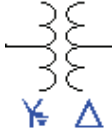
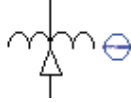



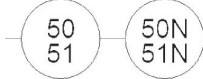


Los símbolos eléctricos utilizados en las simulaciones de los estudios eléctricos se presentan a continuación:

Red equivalente

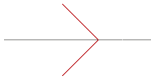



Generador sincrónico







Nodo eléctrico	
Línea eléctrica aérea	
Transformador	
Regulador de voltaje	
Interruptor cerrado	
Interruptor abierto	
Carga	
Relés de protección	
Transformador de corriente	
Interruptor automático	

La dirección de los flujos de potencia se presenta de la siguiente manera:

Dirección del flujo de potencia activa	
Dirección del flujo de potencia reactiva	

Las condiciones anormales que presentan los sistemas eléctricos son clasificadas por colores, las cuales se muestran a continuación:

Sobrecarga	
Bajo voltaje o Cortocircuito	
Sobre voltaje	
Sistema desconectado	

Para los análisis de cortocircuitos eléctricos se presenta la siguiente nomenclatura:

LLL	Corriente de cortocircuito trifásica
LG	Corriente de cortocircuito fase-tierra
LL	Corriente de cortocircuito fase-fase
LLG	Corriente de cortocircuito bifásica-tierra

3.2.2. MÉTODO DE CÁLCULO PARA ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA

Para el cálculo de flujos de potencia en el software eléctrico se ha utilizado el método de cálculo de caída de voltaje.

El análisis de flujo de potencia de un alimentador de distribución radial requiere una técnica iterativa específicamente diseñada y optimizada para redes radiales o ligeramente malladas. El método de análisis de caída de voltaje incluye un algoritmo completo equilibrado trifásico que calcula los voltajes de fase (VA, VB y VC), los flujos de potencia y las corrientes incluyendo la corriente neutra. [20]

3.2.3. MÉTODO DE CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA ANÁLISIS DE FALLAS

Para el cálculo de las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito en el software eléctrico se ha usado el método de cálculo de las corrientes de cortocircuito según la norma IEC 60909.

El análisis de cortocircuito según la norma IEC 60909 se basa en los métodos de cálculo previstos en la norma europea IEC-60909 para el análisis de corrientes de

cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna de 50 Hz y 60 Hz. Este método calcula: [21]

- El valor de corriente de cortocircuito inicial, de cresta de la corriente de cortocircuito y la corriente de cortocircuito de corte en redes de cualquier configuración (radial o mallada).
- Las corrientes de cortocircuito permanente que toman en cuenta las características de la reactancia y excitación del eje directo de saturación de las máquinas síncronas contribuyentes.
- Las contribuciones del motor inicial, de cresta y de corriente cortada de acuerdo a los procedimientos tabulados en la IEC para las fallas y terminales de motores.
- Las corrientes de cortocircuito máxima y mínima tal como lo estipula la norma CEI 60909.

3.3. ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO ANTE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La operación de un relé está sujeta a variables, que en condiciones anormales, permitan discernir la adecuada operación del mismo.

La corriente en un sistema de distribución es una de esas variables, la cual alcanza valores de amperios, para una determinada demanda del sistema en condiciones normales; sin embargo, al presentarse una avería que causa un corto circuito o una falla en el sistema, la corriente cambia bruscamente su magnitud alcanzando los kiloamperios.

Proteger al sistema, contra esta corriente de falla, ha sido una de las principales tareas a lo largo de los años. La protección de sobrecorriente está dirigida al despeje de la falla como tal.[22]

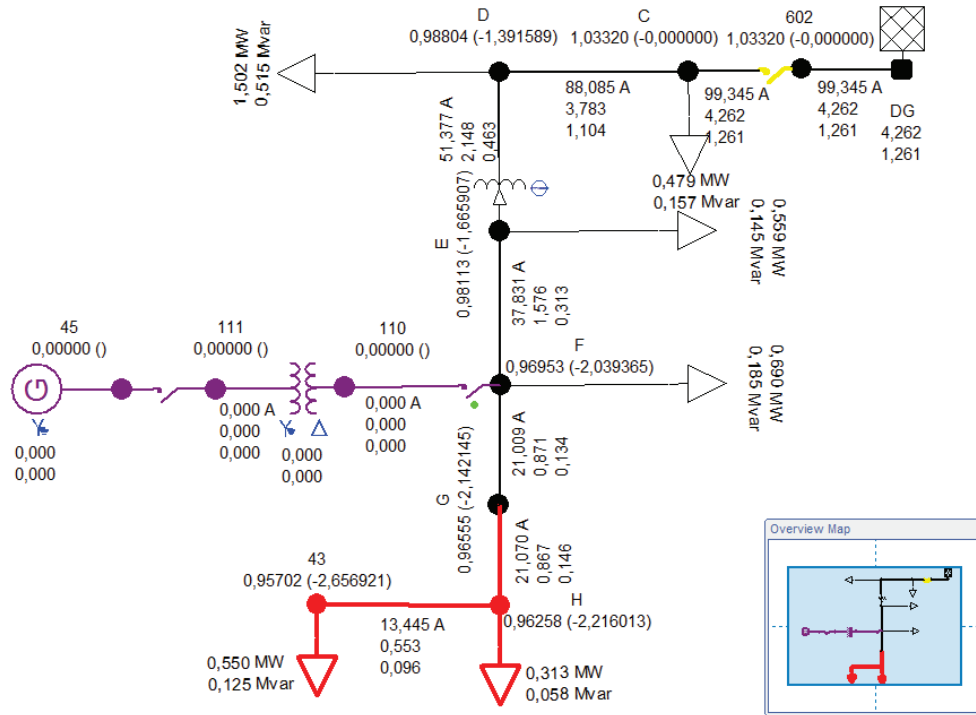


Figura 3.2 Glenwood - Flujo de potencia sin generación distribuida

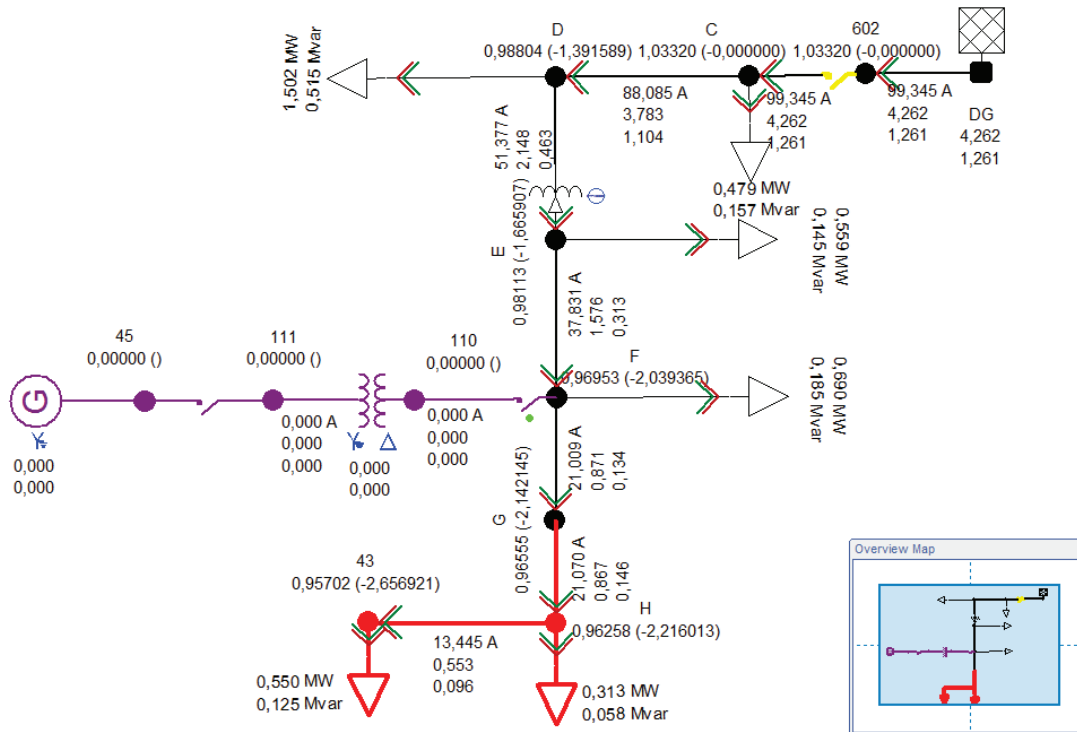


Figura 3.3 Glenwood - Dirección del flujo de potencia sin generación distribuida

Se presentan algunos resultados de las corrientes y potencias del flujo de potencia, específicamente en los tramos cercanos al punto de conexión de la generación distribuida (nodo F):

Tabla 3.1 Corrientes y flujos de potencia sin generación distribuida

Tramo	Corriente (A)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVar)
E – F	37,831	1,576	0,313
F – G	21,099	0,871	0,134
110 – F	0,0	0,0	0,0

Tabla 3.2 Corrientes y flujos de potencia con generación distribuida

Tramo	Corriente (A)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVar)
E – F	32,288	-1,429	0,004
F – G	19,721	0,870	0,125
110 – F	67,579	-3,000	-0,291

Existe un notorio cambio en el flujo de potencia cuando se tiene la presencia de generación distribuida.

La Figura 3.2 y Figura 3.3 muestran como el flujo de potencia es unidireccional desde la red equivalente llevando la energía eléctrica por el alimentador principal hacia todas las cargas hasta las cargas más alejadas. Las cargas de los nodos H y 43 incluso presentan bajo voltaje en una de las fases.

En cambio, en la Figura 3.4 y Figura 3.5 al entrar en operación el generador distribuido, los tramos D-E y E-F presentan una potencia activa en dirección contraria y la distribución de las corrientes del sistema es distinta, al igual que los niveles de voltaje. Las cargas en los nodos H y 43, ya no presentan un bajo voltaje, pues el nivel del voltaje del nodo F es más elevado, por el ingreso del generador con voltaje controlado.

En una primera instancia, se observa como los flujos de potencia en el sistema son distintos y como los niveles de voltaje y corriente también se modifican, con la presencia de generación distribuida en el sistema eléctrico.

Para el mismo sistema eléctrico Glenwood se realizaron análisis de cortocircuitos, con el fin de visualizar los cambios en las corrientes de cortocircuito con el ingreso de generación distribuida.

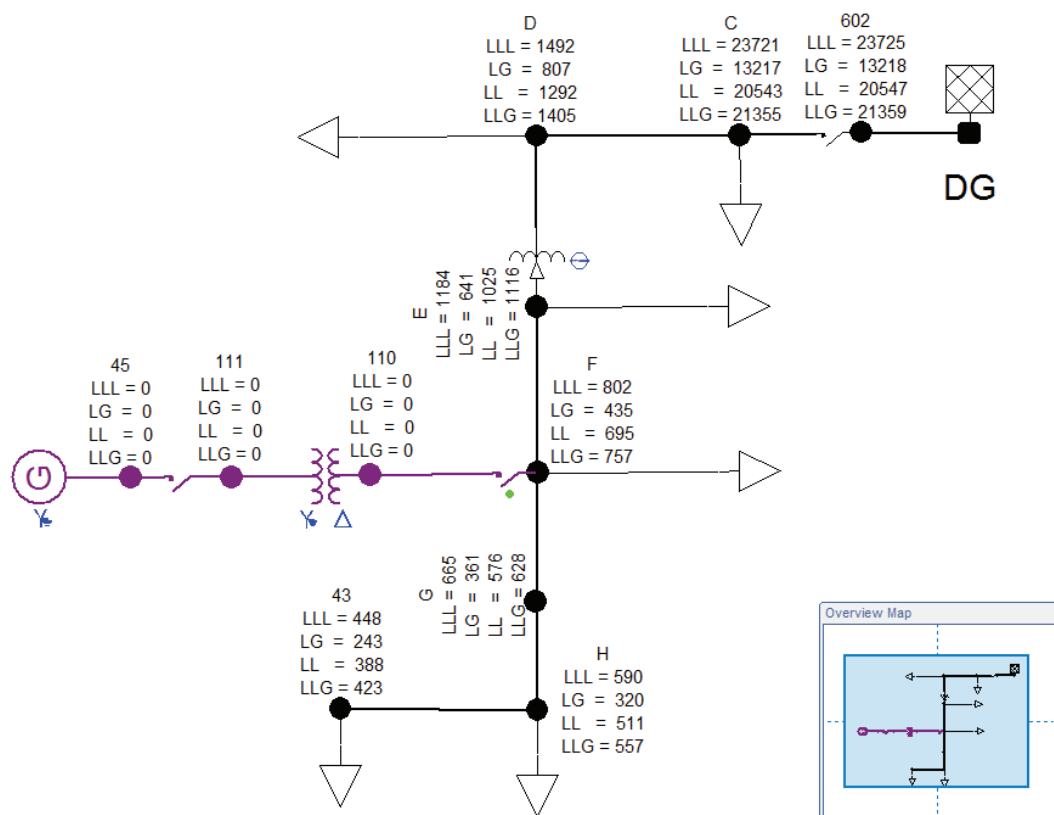


Figura 3.6 Glenwood - Análisis de cortocircuitos sin generación distribuida

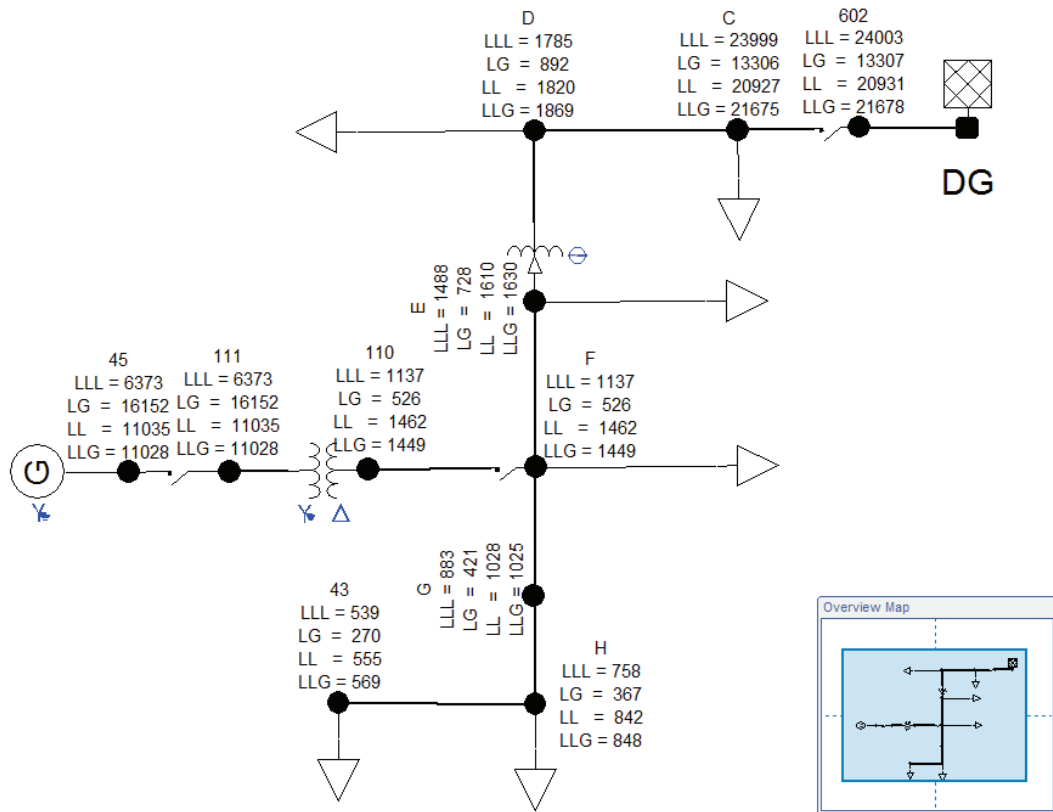


Figura 3.7 Glenwood - Análisis de cortocircuitos con generación distribuida

Se presentan algunos resultados del análisis de cortocircuitos donde se obtienen las siguientes corrientes de cortocircuito:

Tabla 3.3 Corrientes de cortocircuito sin generación distribuida

Nodo	LLL (A)	LG (A)	LL (A)	LLG (A)
F	802	435	695	757
E	1184	641	1025	1116
G	665	361	576	628
110	0	0	0	0

Tabla 3.4 Corrientes de cortocircuito con generación distribuida

Nodo	LLL (A)	LG (A)	LL (A)	LLG (A)
F	1137	526	1462	1449
E	1488	728	1610	1630

G	883	421	1028	1025
110	1137	526	1462	1449

Entre la Figura 3.6 y la Figura 3.7, se puede apreciar un incremento en la magnitud (amperios) de la corriente de cortocircuito, cuando se tiene el ingreso de la generación distribuida en el alimentador. El incremento se evidencia para todos los nodos del sistema y en cualquier tipo de falla, debido a la contribución del generador a la corriente de falla.

3.4. COMPORTAMIENTO DE LAS PROTECCIONES ANTE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Con el fin de poder estudiar los efectos que la generación distribuida causa en las protecciones eléctricas, se ha planteado un sistema eléctrico, como un sistema de prueba en Cymdist llamado Demo, el cual es utilizado para el análisis de protecciones. Dicho sistema corresponde al segundo sistema de prueba que será utilizado en el presente proyecto.

En la Figura 3.8 y Figura 3.9 se puede observar el sistema planteado.

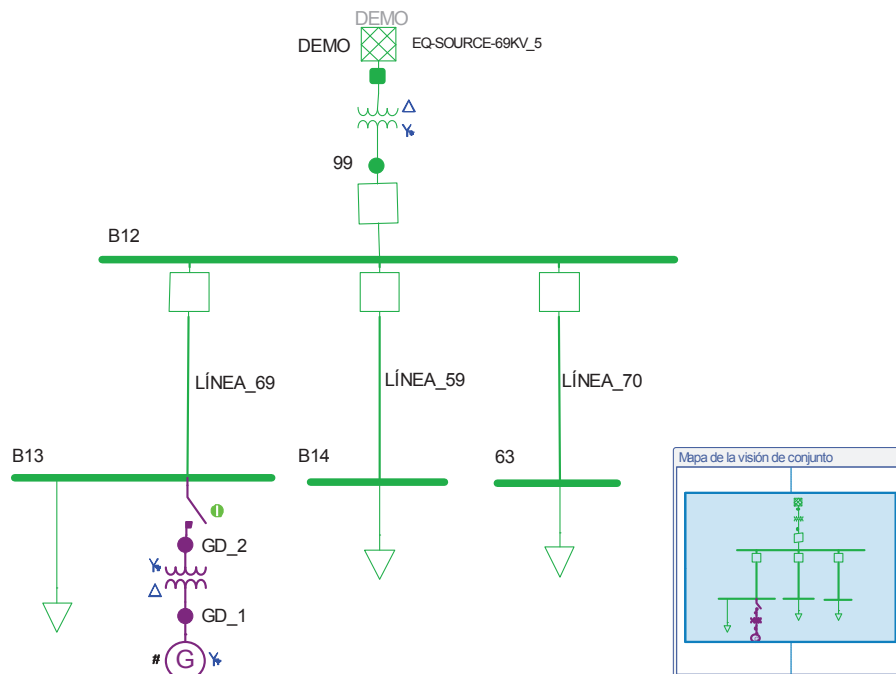


Figura 3.8 Sistema eléctrico Demo (red de prueba)

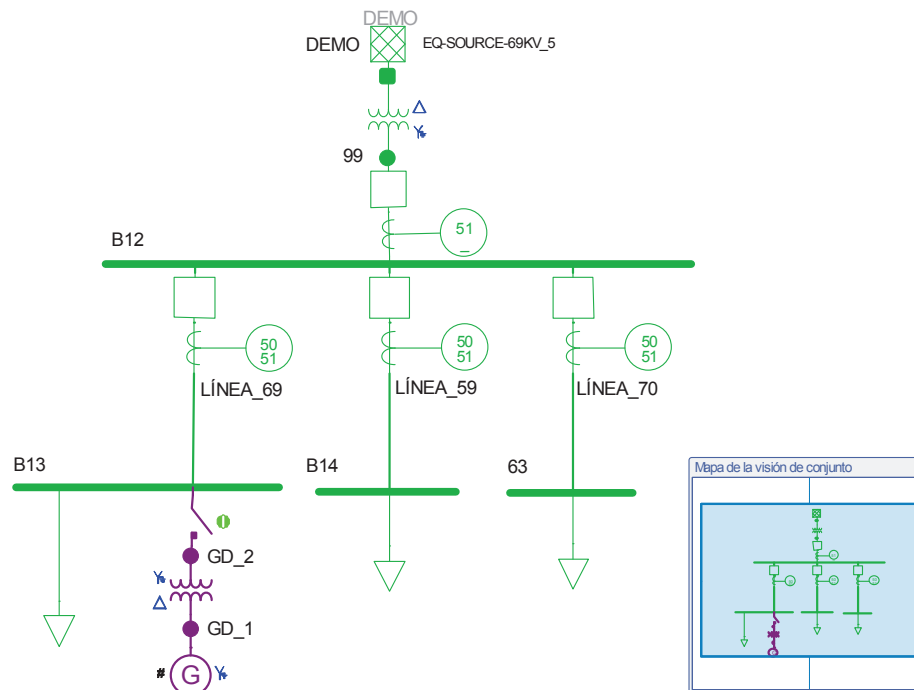


Figura 3.9 Sistema eléctrico Demo con relés de protección

Mediante el análisis de dicho sistema se apreciará el comportamiento de las protecciones de sobrecorriente de los alimentadores y del transformador, así como su correspondiente coordinación; previo al ingreso de la generación distribuida, en contraste a, cuando la generación distribuida se encuentra conectada en el sistema.

3.4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

El sistema es representación de una subestación de distribución con un transformador de potencia de 69 kV a 13,8 kV. El equivalente de red se lo realiza en la barra de alto voltaje, mientras que, de la barra de medio voltaje parten los alimentadores de distribución. Al final se tendrán las cargas equivalentes de cada alimentador y en el caso del primer alimentador se conectará también la generación distribuida.

El sistema de prueba es representación de un sistema real, con el fin de ejecutar los análisis previstos en el estudio.

3.4.2. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRUEBA SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Se realiza un flujo de potencia en el sistema para demanda máxima. Al ser un sistema radial, los flujos de potencia activa y reactiva se direccionan desde la fuente o red equivalente, hacia las cargas, a través de los alimentadores, como se puede apreciar en la Figura 3.10.

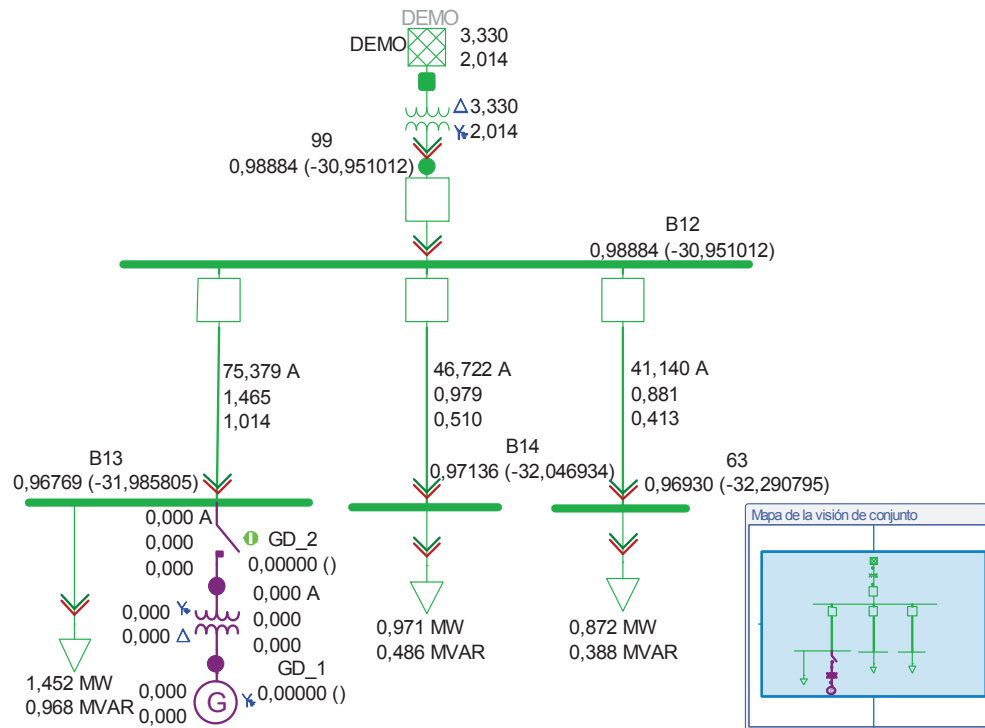


Figura 3.10 Demo - Flujo de potencia sin generación distribuida

Se obtiene de esta manera las corrientes en demanda máxima que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3.5 Corrientes en demanda máxima sin generación distribuida

Nombre del equipo	Corriente (A)
Línea 69	75,379
Línea 59	46,722
Línea 70	41,140
Tramo 99: Entre Nodo 99 y Barra B12 (lado medio voltaje del transformador de potencia)	162,8

3.4.2.1. Determinación de los ajustes de protección de los relés

Los relés de protección de los alimentadores son de sobrecorriente instantáneos y temporizados (50/51), mientras que el relé del transformador corresponde únicamente al de sobrecorriente temporizado (51), como se observa en la Figura 3.9

Para la determinación de los ajustes de los relés de protección de los alimentadores se ha utilizado el siguiente criterio:

- Instantáneos (50): Fallas al 80% de la línea
- Temporizados (51): Fallas en la barra de destino

Alimentador: Línea 69 (Relé 69 – Interruptor automático 69)

Barra de destino: Barra B13

Tabla 3.6 Máximas corrientes de cortocircuito - Línea 69 - Barra B13

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1798,4	1581,0
LLL	2076,6	1825,6
LLT	2187,4	1910,1
LT	2242,0	1952,0

Tabla 3.7 Mínimas corrientes de cortocircuito - Línea 69 - Barra B13

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1704,6	1490,8
LLL	1968,4	1721,4
LLT	2038,4	1772,3
LT	2116,3	1833,4

Alimentador: Línea 59 (Relé 59 – Interruptor automático 59)

Barra de destino: Barra B14

Tabla 3.8 Máximas corrientes de cortocircuito - Línea 59 - Barra B14

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1410,4	1213,7
LLL	1628,5	1401,5
LLT	1695,1	1450,2
LT	1728,3	1474,7

Tabla 3.9 Mínimas corrientes de cortocircuito - Línea 59 - Barra B14

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1324,6	1134,6
LLL	1529,5	1310,2
LLT	1568,1	1337,2
LT	1617,1	1373,9

Alimentador: Línea 70 (Relé 70 – Interruptor automático 70)

Barra de destino: Barra 63

Tabla 3.10 Máximas corrientes de cortocircuito - Línea 70 - Barra 63

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1159,8	984,8
LLL	1339,3	1137,1
LLT	1383,6	1168,7
LT	1405,9	1184,8

Tabla 3.11 Mínimas corrientes de cortocircuito - Línea 70 - Barra 63

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1082,9	915,7
LLL	1250,4	1057,3
LLT	1274,7	1074,0
LT	1308,3	1098,4

Para la determinación de los ajustes del relé de protección del transformador a nivel de medio voltaje (Relé 99-1-1) se ha utilizado el siguiente criterio:

- 51: fallas al 50% del alimentador con menor distancia (Línea 69)

En este caso, no se utiliza el relé de sobrecorriente instantáneo debido a que puede causar descoordinación con los ajustes instantáneos de los relés de los alimentadores (la impedancia es pequeña entre los dos puntos de protección).

El relé 99-1-1 sirve también como, protección de respaldo de los alimentadores de distribución.

Tramo 99: Relé 99-1-1 – Interruptor automático 99-1

Tabla 3.12 Máximas corrientes de cortocircuito - Línea 69

Tipo de Falla	50% Línea - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)
LL	2264,8
LLL	2615,2
LLT	2796,3
LT	2883,5

Tabla 3.13 Mínimas corrientes de cortocircuito - Línea 69

Tipo de Falla	50% Línea - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)
LL	2171,0
LLL	2506,9
LLT	2634,3
LT	2752,4

Calibración de los relés

En primer lugar se ajustan los relés de protección de fase y posteriormente los de neutro.

Se han utilizado las máximas corrientes de cortocircuito para el ajuste de la característica instantánea de los relés. Para el ajuste de la característica temporizada de los relés se han utilizado las mínimas corrientes de cortocircuito y las corrientes en demanda máxima.

El tipo de curva utilizada en el presente proyecto es la Type CO-9 Very Inverse Time Relay que se muestra en la Figura 3.11.

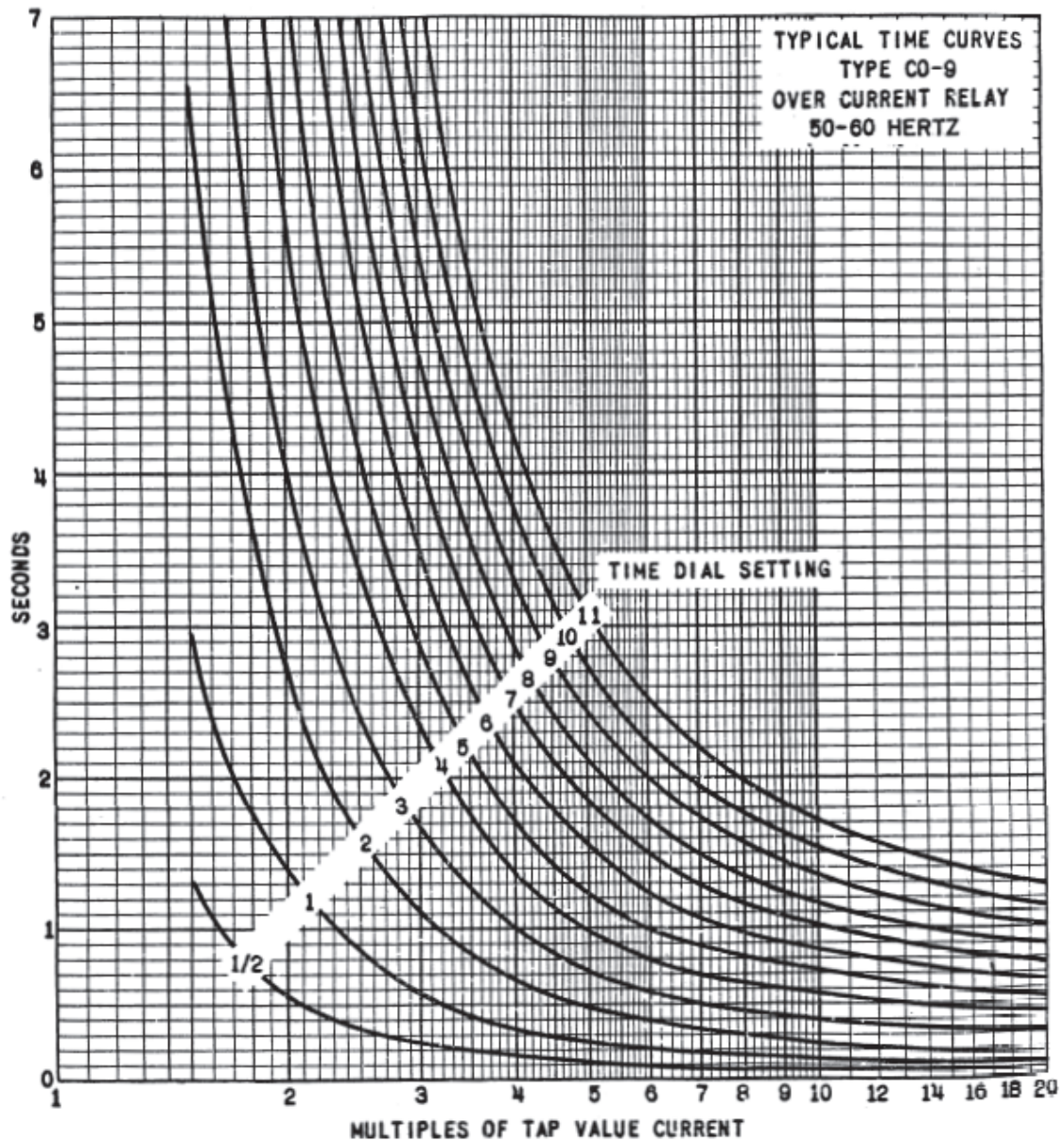
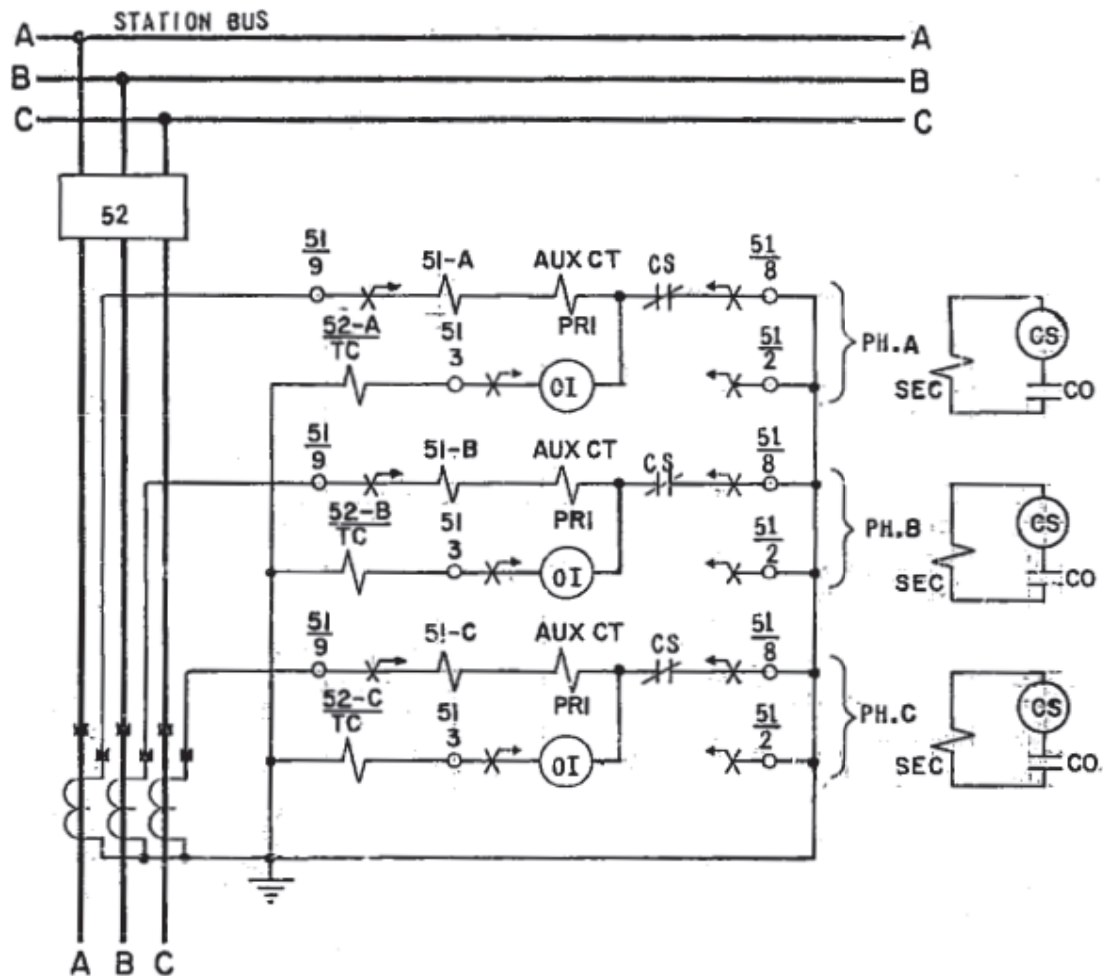


Figura 3.11 Curva de tiempo típica del Relé Tipo CO-9

Fuente: [23]

Las conexiones para la protección de sobrecorriente de fase del Relé Tipo CO se presentan en la Figura 3.12.



DEVICE NUMBER CHART

- 51 - OVERCURRENT RELAY, TYPE CO
- CS - DE-ION CONTACTOR SWITCH IN TYPE CO RELAY
- OI - OPERATION INDICATOR IN TYPE CO RELAY
- 52 - POWER CIRCUIT BREAKER.
- TC - BREAKER TRIP COIL

Figura 3.12 Esquema externo del Relé Tipo CO para protección de sobrecorriente de fase en un sistema trifásico

Fuente: [23]

Relé 69

Tabla 3.14 Ajustes del Relé 69

Transformador de corriente (TC)	Instantáneo 50		Temporizado 51	
	Tap / Toma	18,5 (A secundarios)	Tap / Toma	2 (A secundarios)
600/5 (A)	I pick up / Umbral de disparo	2220,0 (A primarios)	I pick up / Umbral de disparo	240,0 (A primarios)
			Dial / Cuadrante	2

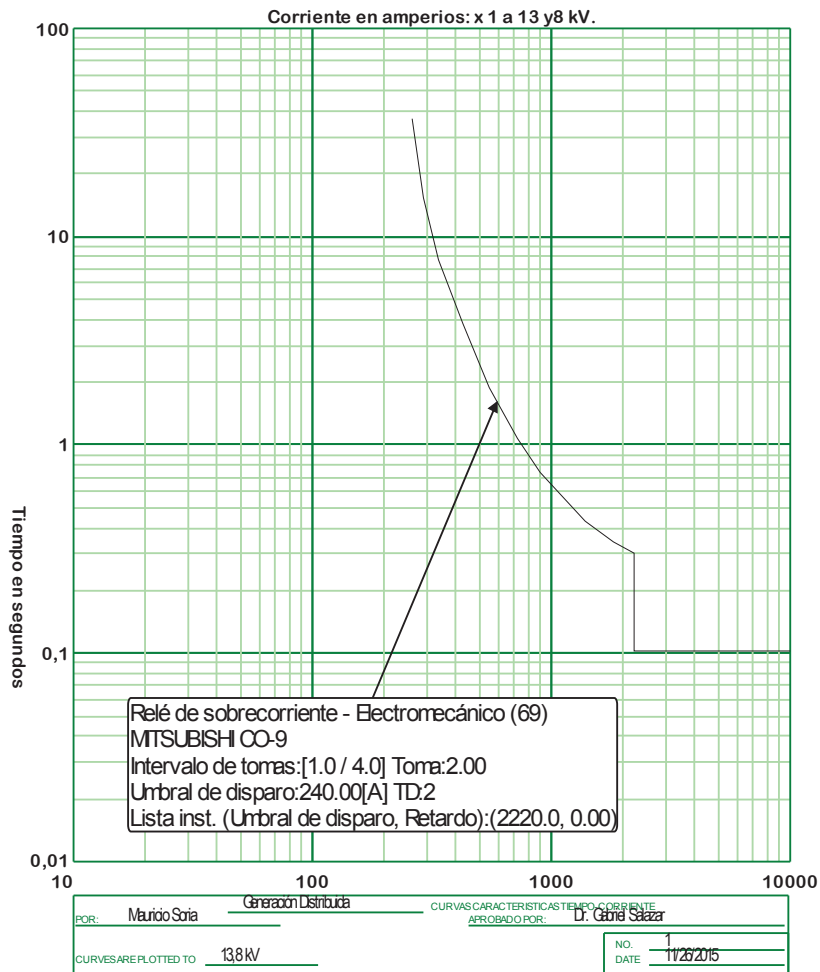


Figura 3.13 Curva característica de operación del Relé 69

Relé 59

Tabla 3.15 Ajustes del Relé 59

Transformador de corriente (TC)	Instantáneo 50		Temporizado 51	
	Tap / Toma	14 (A secundarios)	Tap / Toma	2 (A secundarios)
600/5 (A)	I pick up / Umbral de disparo	1680,0 (A primarios)	I pick up / Umbral de disparo	240,0 (A primarios)
			Dial / Cuadrante	2

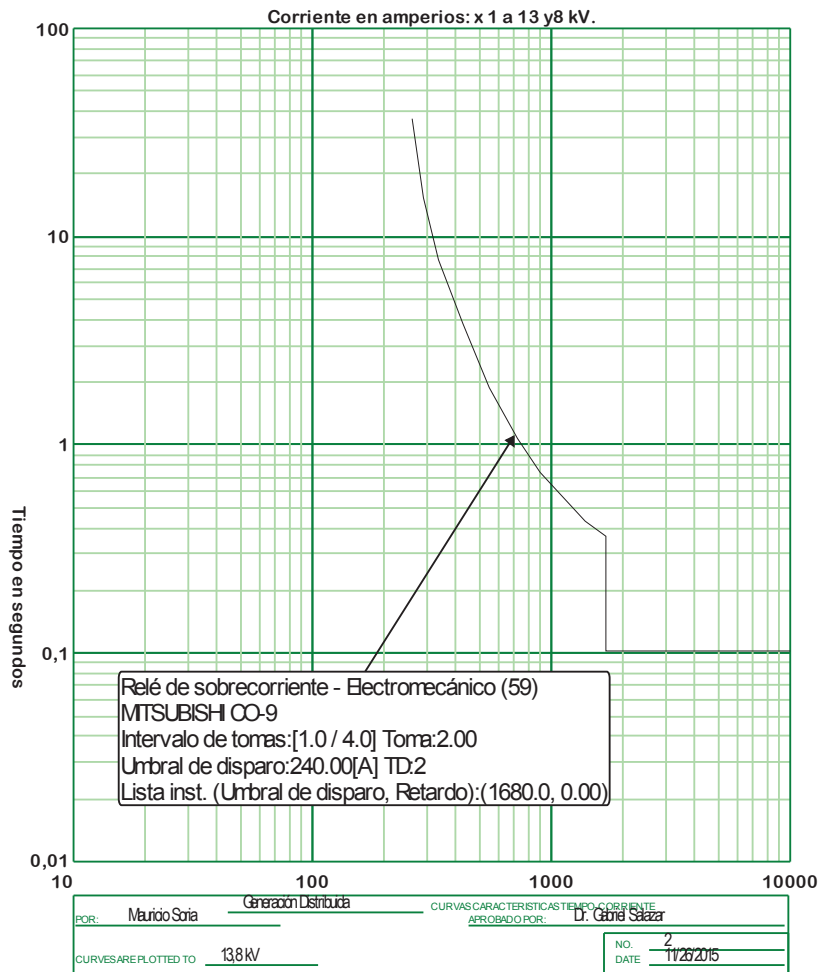


Figura 3.14 Curva característica de operación del Relé 59

Relé 70

Tabla 3.16 Ajustes del Relé 70

Transformador de corriente (TC)	Instantáneo 50		Temporizado 51	
		Tap / Toma	11,5 (A secundarios)	Tap / Toma
600/5 (A)	I pick up / Umbral de disparo	1380,0 (A primarios)	I pick up / Umbral de disparo	300,0 (A primarios)
			Dial / Cuadrante	1

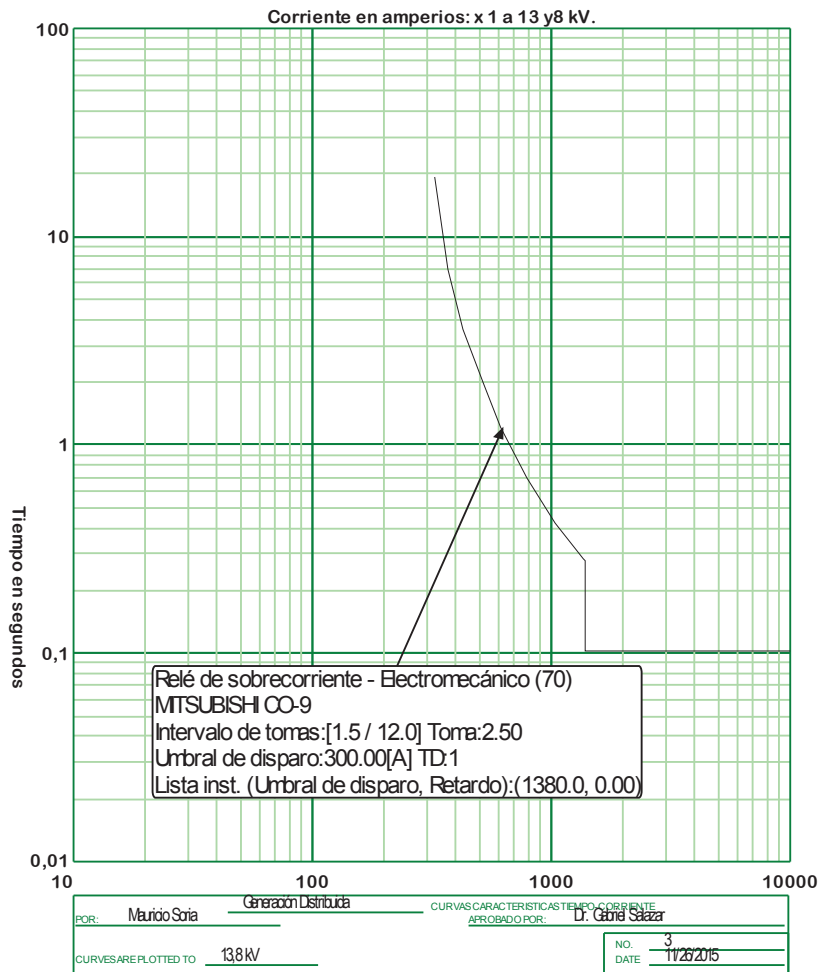


Figura 3.15 Curva característica de operación del Relé 70

Relé 99-1-1

Tabla 3.17 Ajustes del Relé 99-1-1

Transformador de corriente (TC)	Temporizado 51	
600/5 (A)	Tap / Toma	5 (A secundarios)
	I pick up / Umbral de disparo	600,0 (A primarios)
	Dial / Cuadrante	2

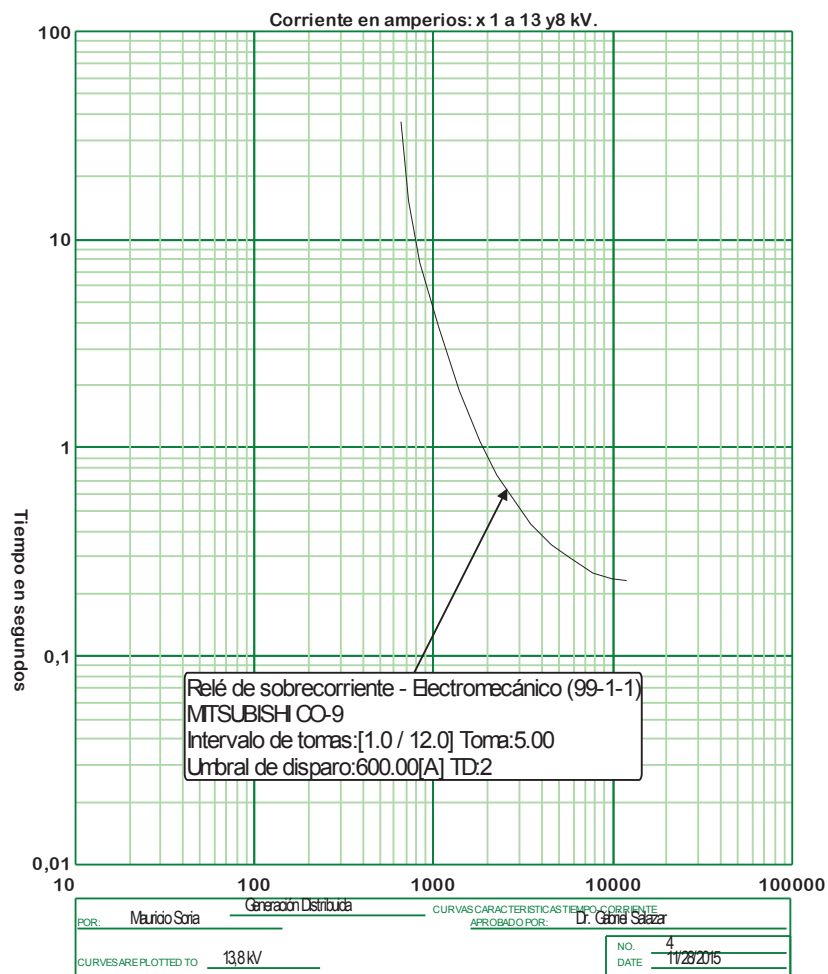


Figura 3.16 Curva característica de operación del Relé 99-1-1

Con la información antes descrita, se obtiene la coordinación de protecciones de cada alimentador.

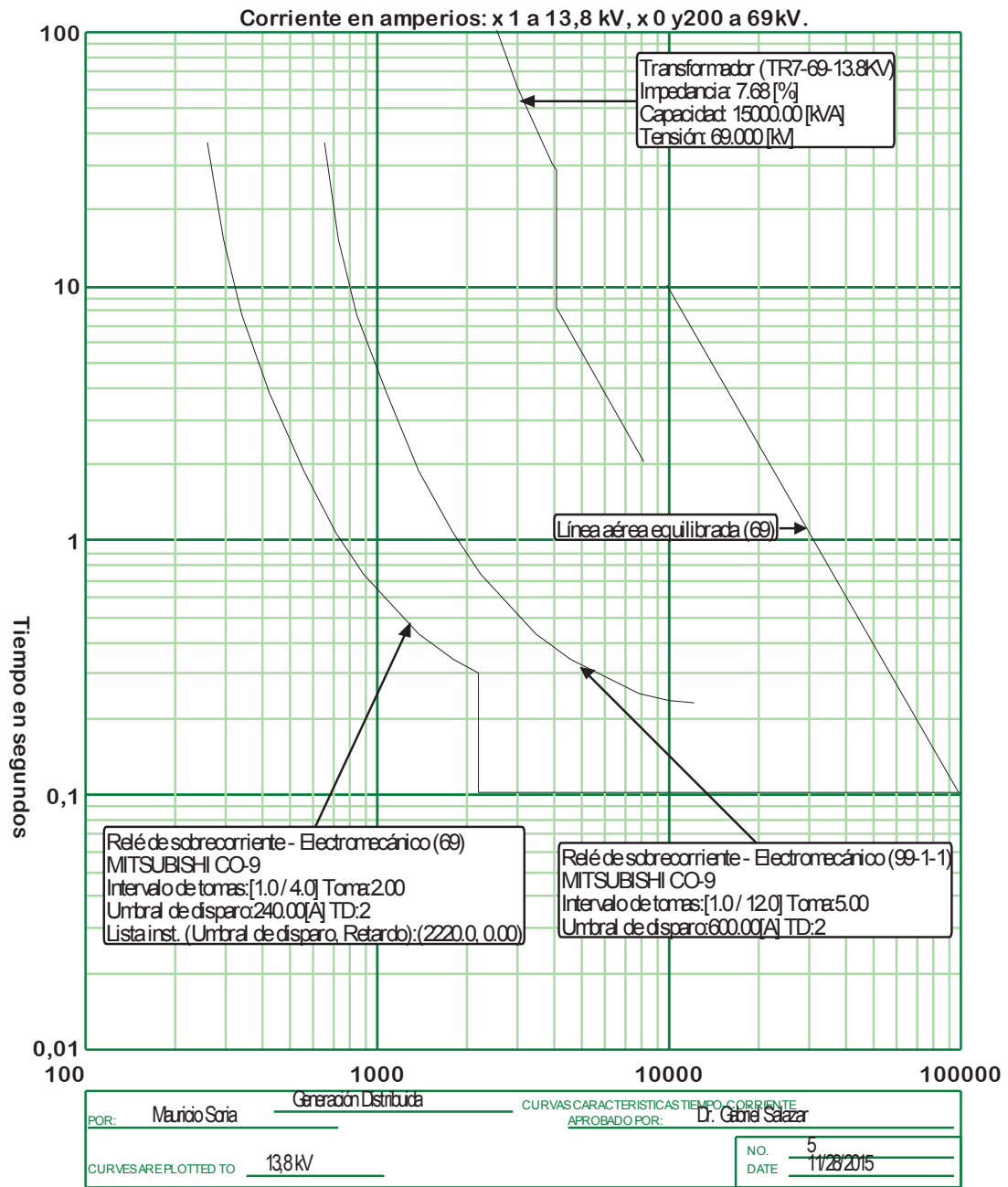


Figura 3.17 Coordinación de protecciones en el ramal del primer alimentador

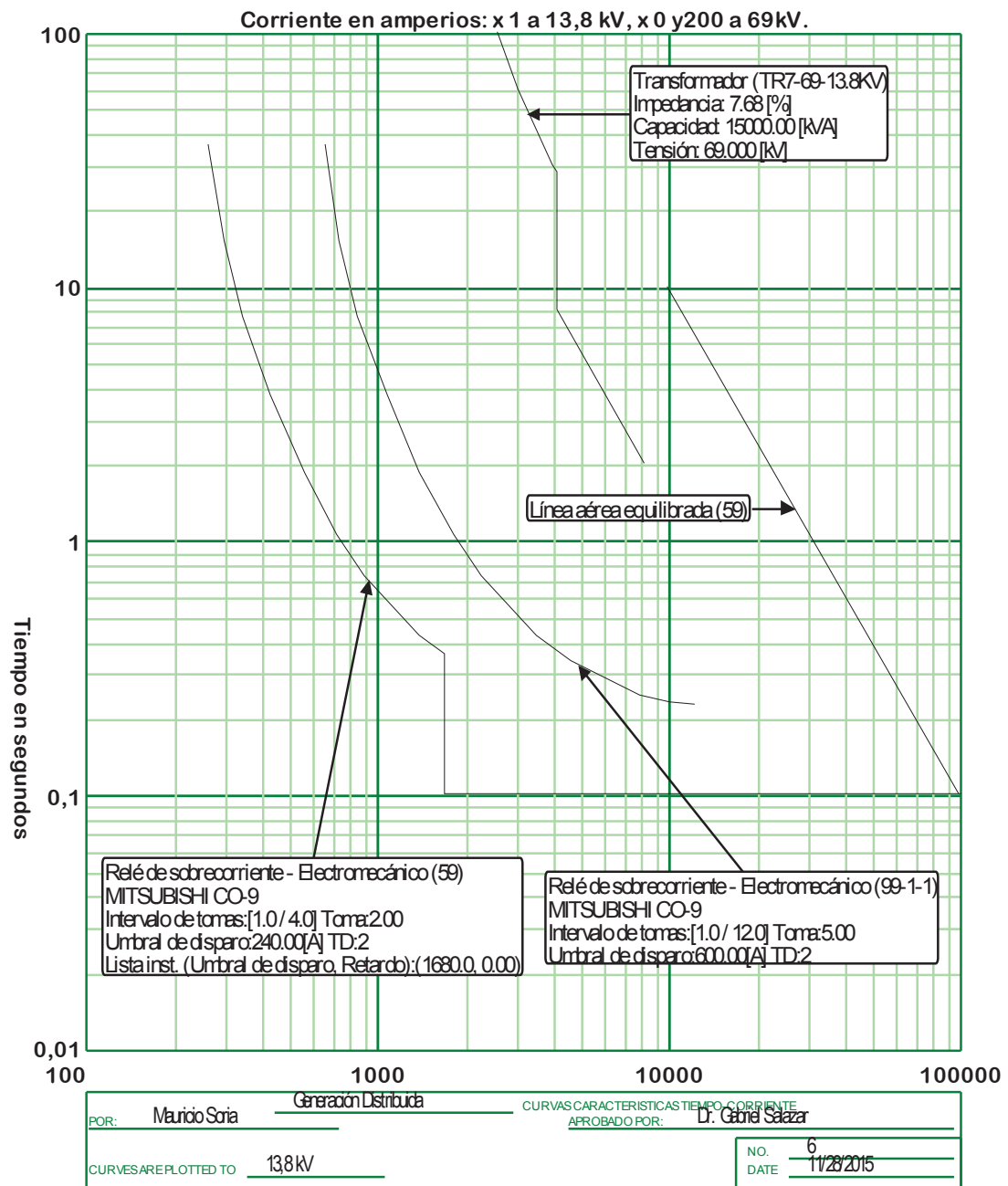


Figura 3.18 Coordinación de protecciones en el ramal del segundo alimentador

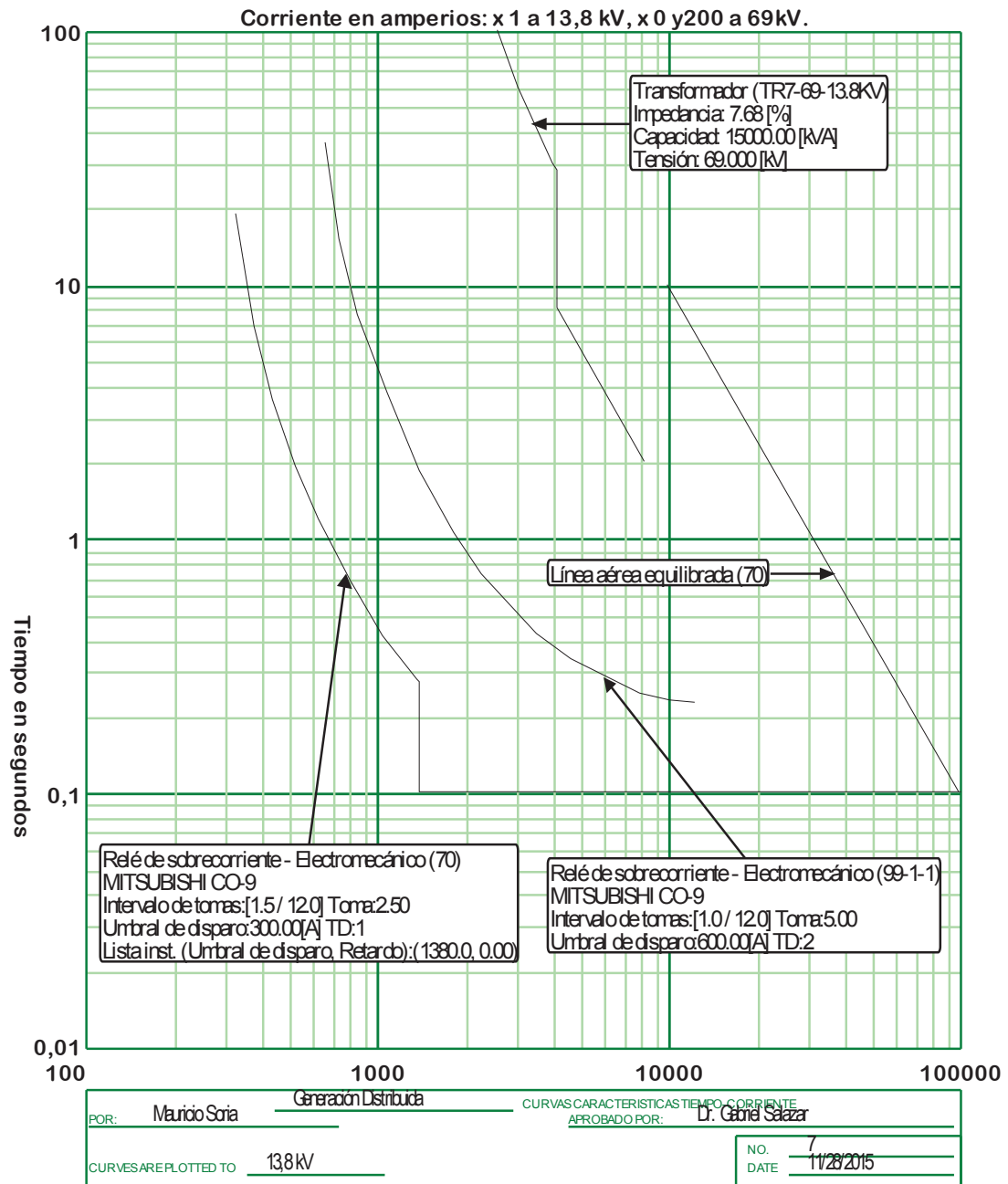


Figura 3.19 Coordinación de protecciones en el ramal del tercer alimentador

También se realiza la coordinación correspondiente para las protecciones de neutro.

Para ello, se han utilizado los ajustes de las protecciones de fase, con el sesenta por ciento de las corrientes de umbral de disparo. Para el dial se ha utilizado el mismo criterio y se ha utilizado el mismo tipo de curva que en las protecciones de fase.

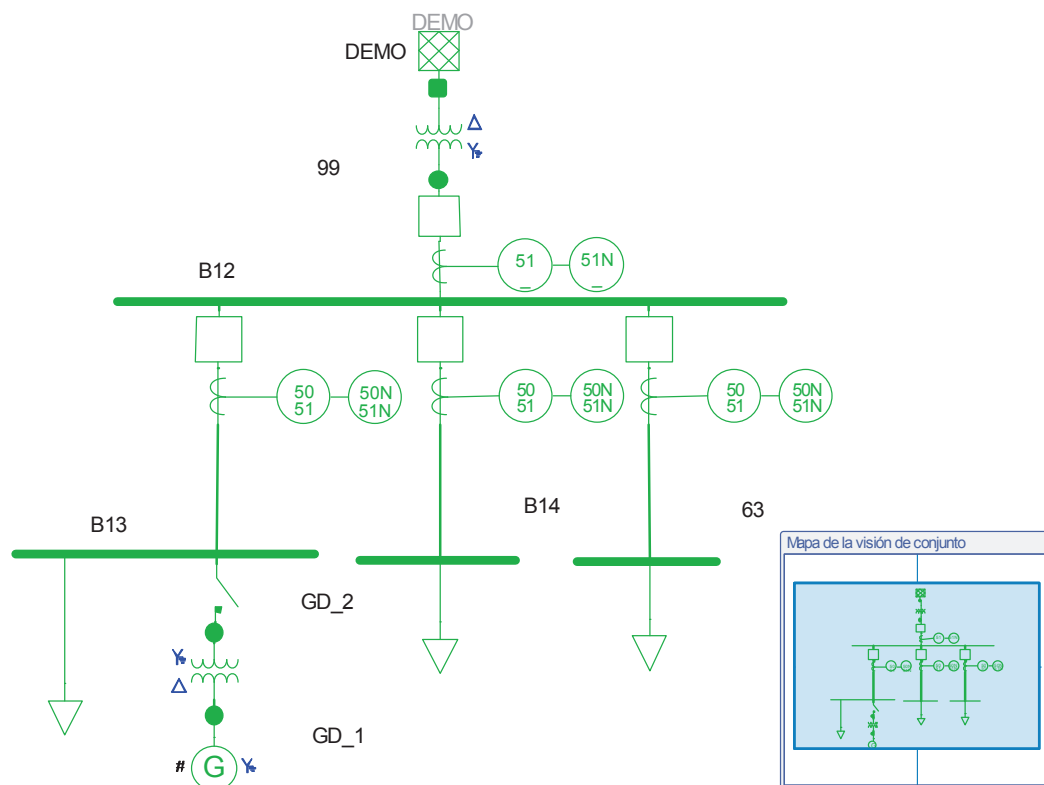


Figura 3.20 Sistema eléctrico Demo con relés de protección de fase y neutro

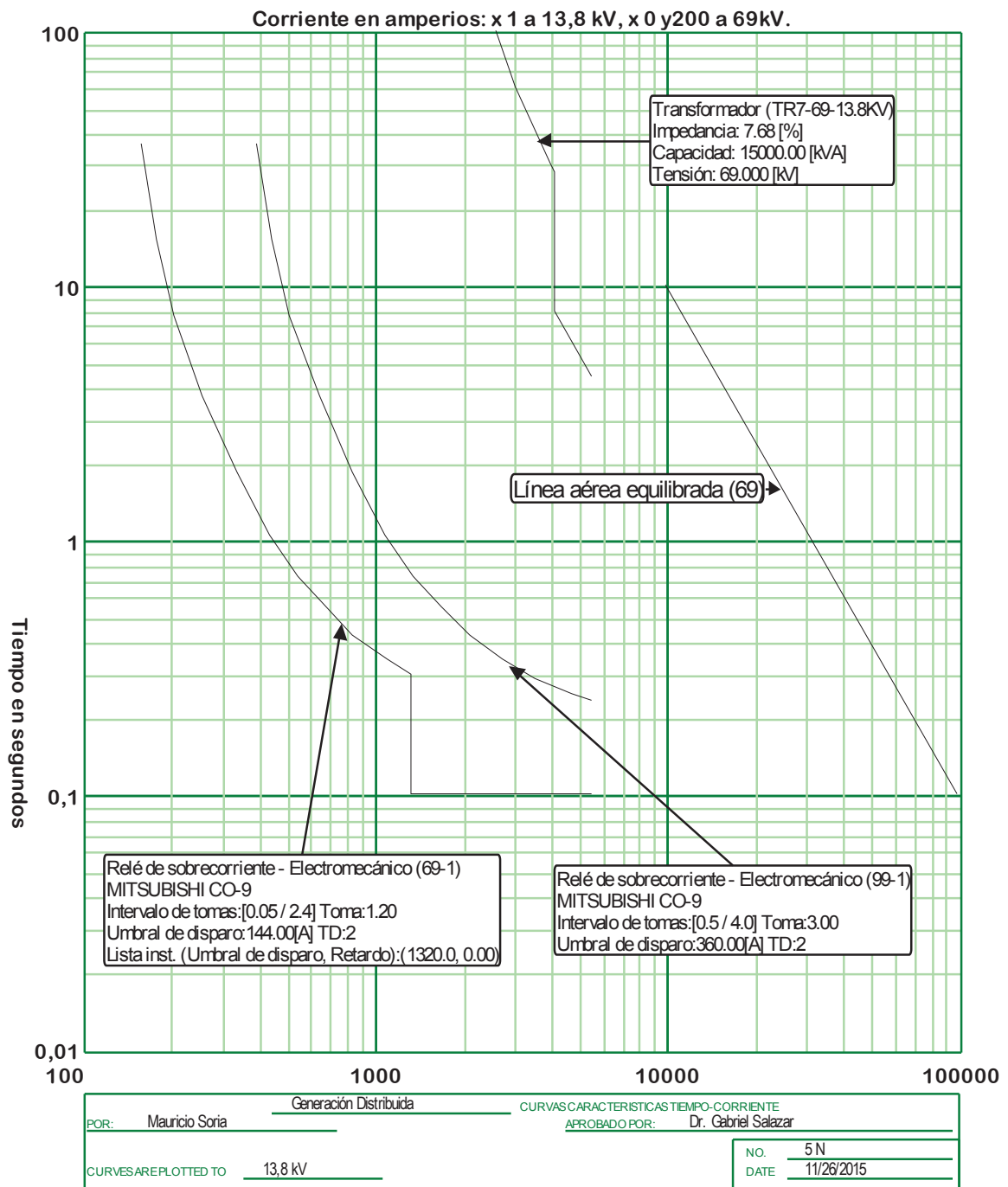


Figura 3.21 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del primer alimentador

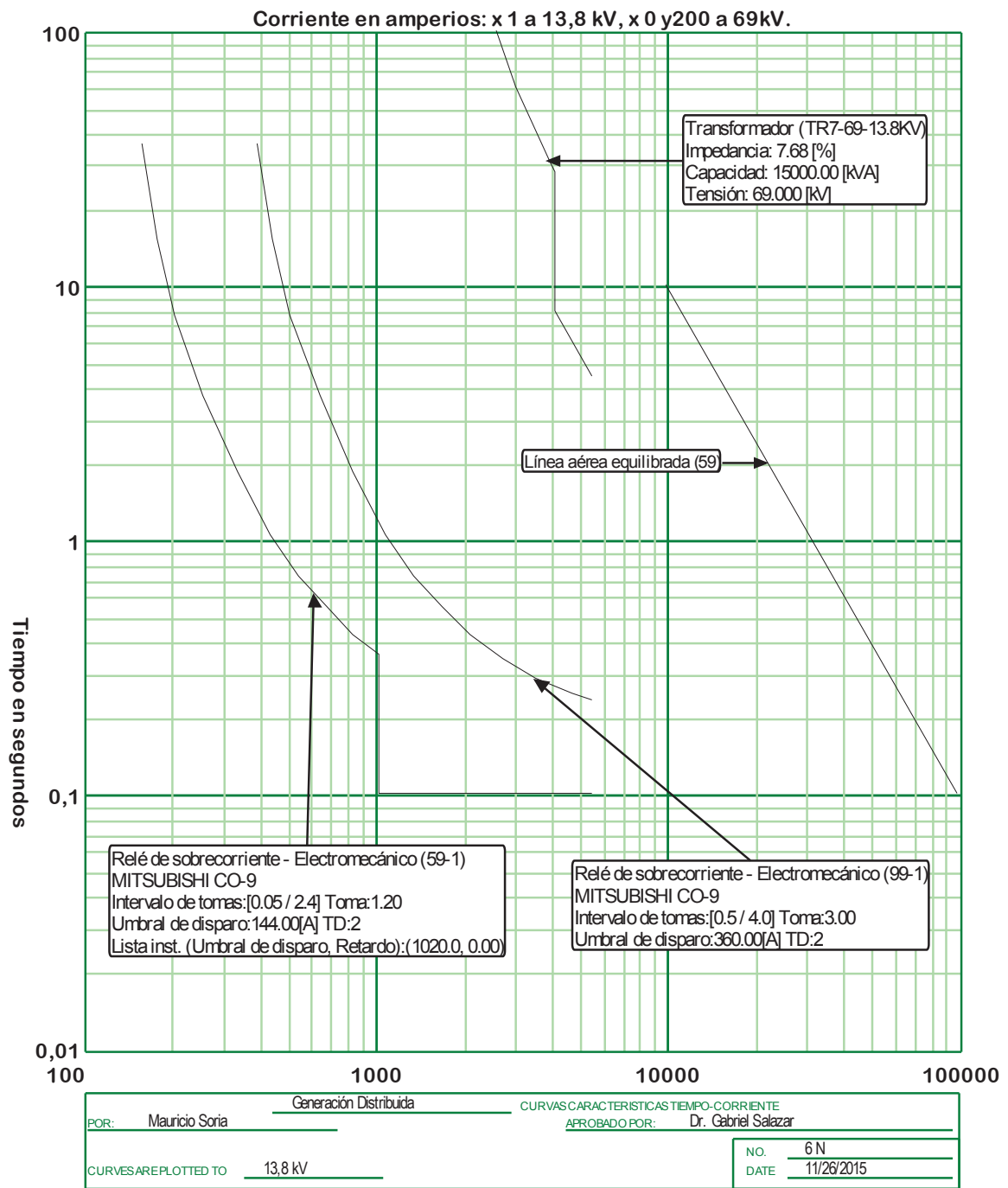


Figura 3.22 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del segundo alimentador

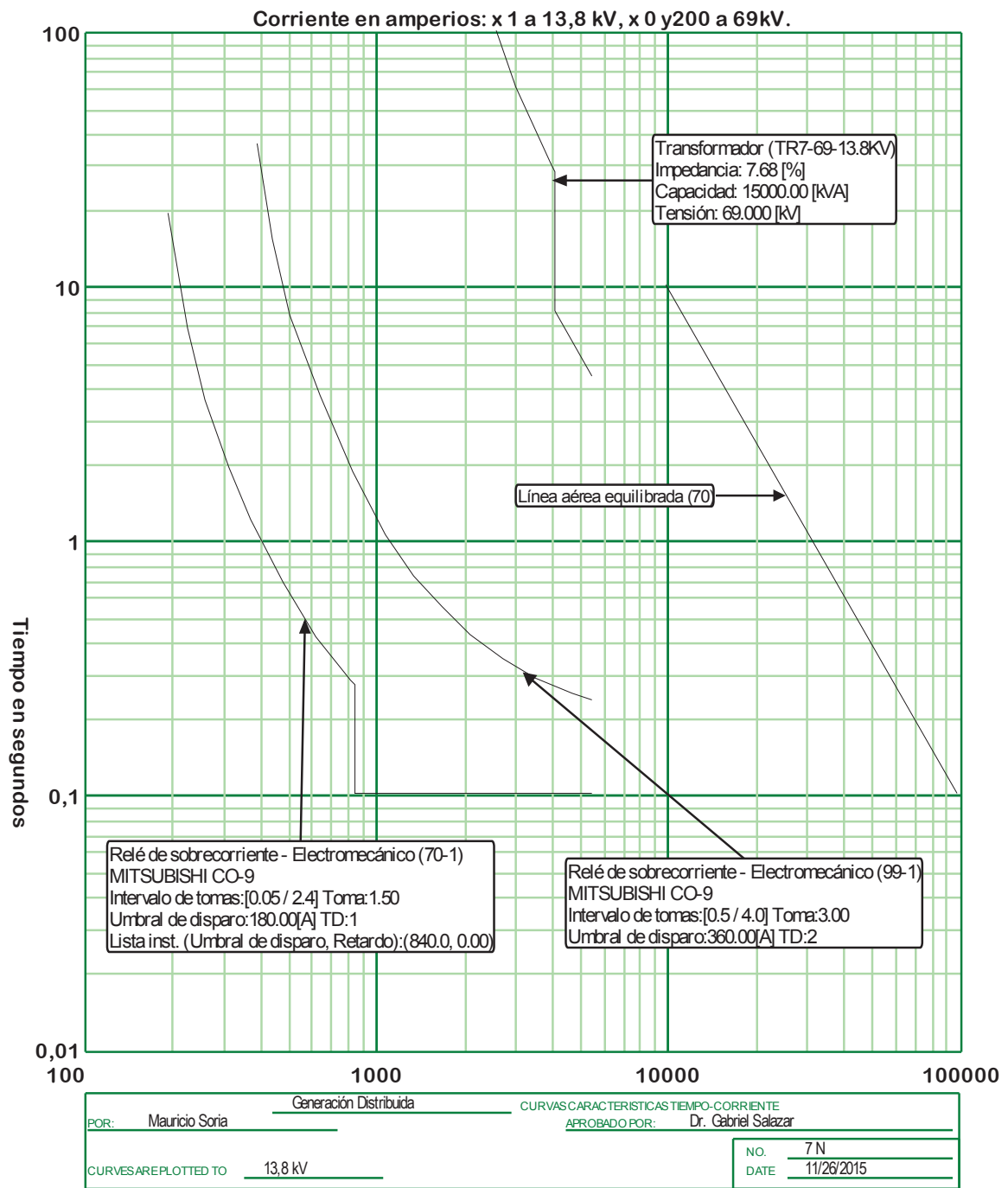


Figura 3.23 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del tercer alimentador

3.4.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRUEBA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Se plantean dos casos de generación distribuida para el análisis del sistema de prueba.

Se realiza un flujo de potencia en el sistema para demanda máxima. Se considera el primer caso de generación distribuida.

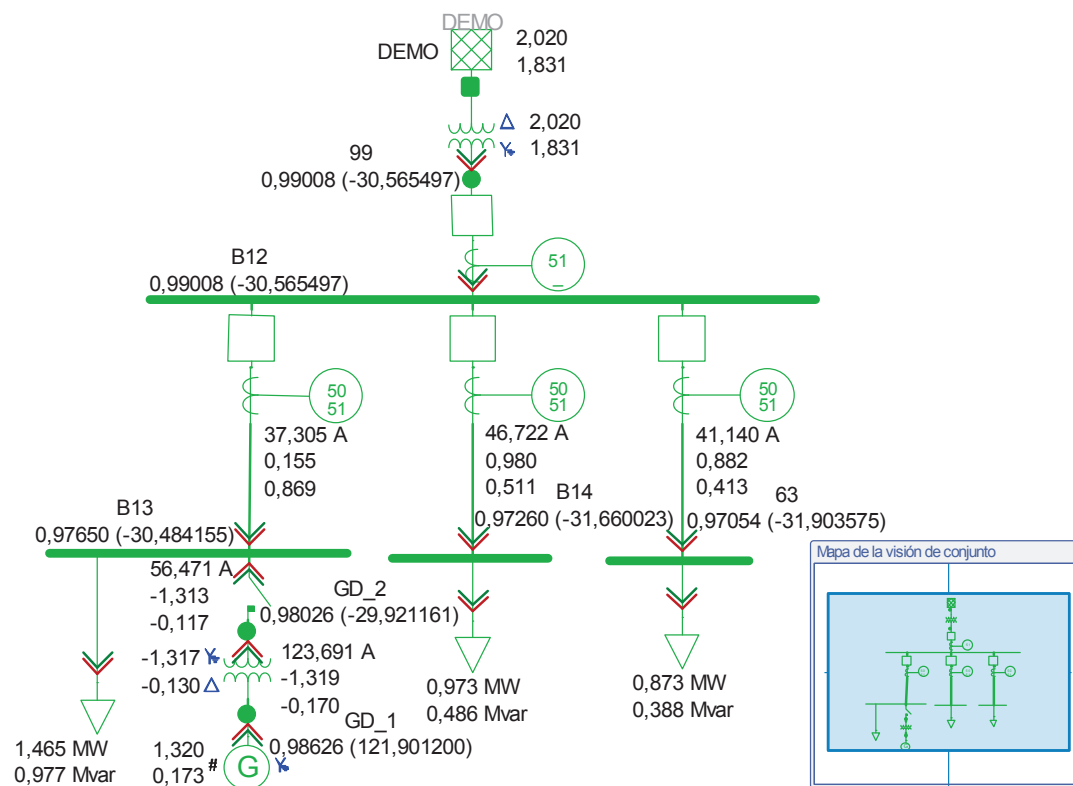


Figura 3.24 Demo - Primer caso - Flujo de potencia con generación distribuida

Se obtienen las corrientes en demanda máxima que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3.18 Corrientes en demanda máxima con generación distribuida - primer caso

Nombre del equipo	Corriente (A)
Línea 69	37,305
Línea 59	46,722
Línea 70	41,140
Tramo 99: Entre Nodo 99 y Barra B12 (lado medio voltaje del transformador de potencia)	114,1

Falla trifásica al 10% del segundo alimentador

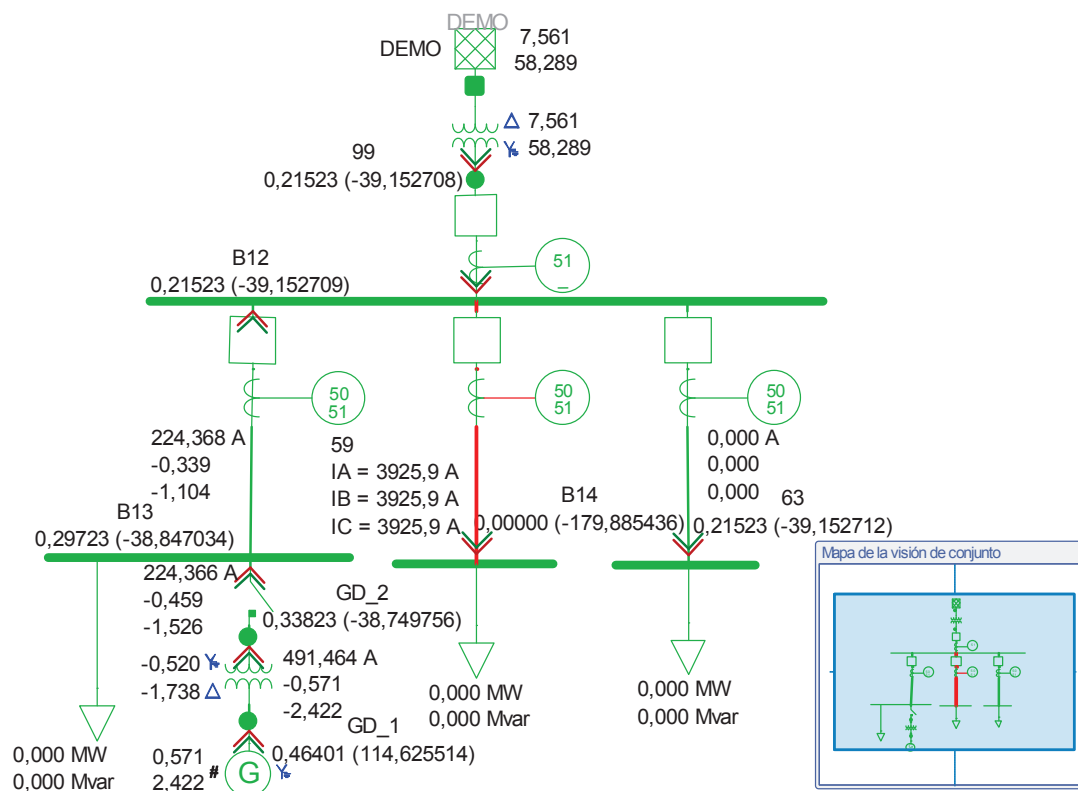


Figura 3.25 Demo - Primer caso - Falla en el alimentador contiguo

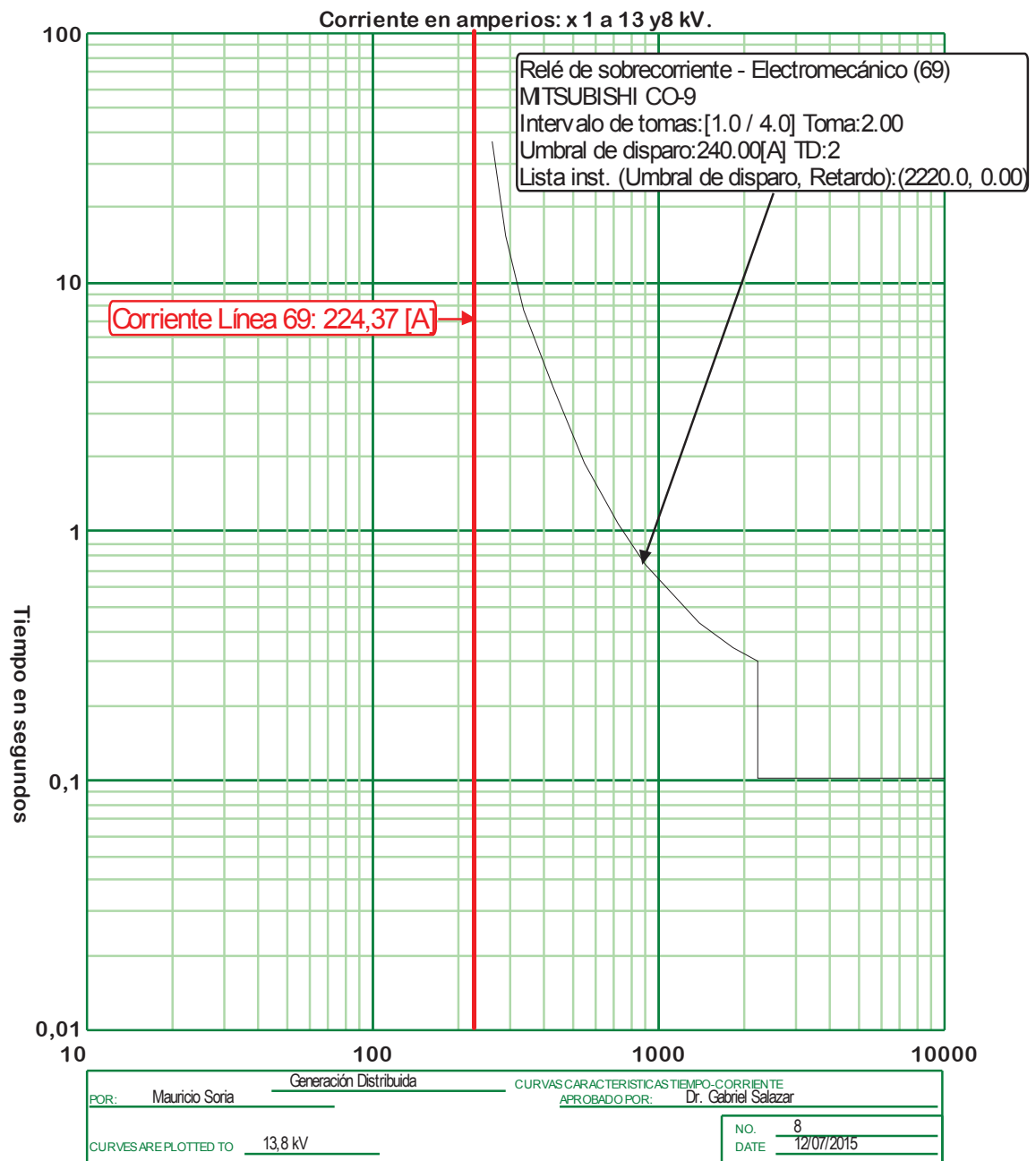


Figura 3.26 No operación del Relé 69 ante falla en alimentador contiguo

Falla trifásica en la Barra del primer alimentador.

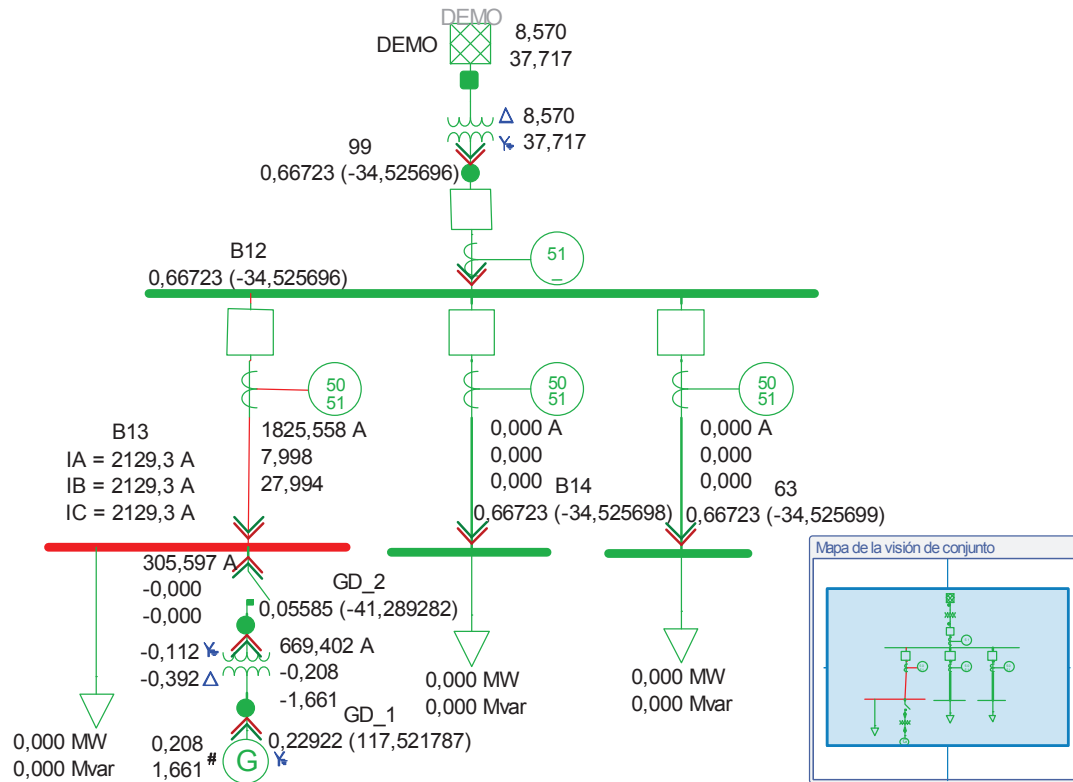


Figura 3.27 Demo - Primer caso - Falla en la barra de conexión de la generación distribuida

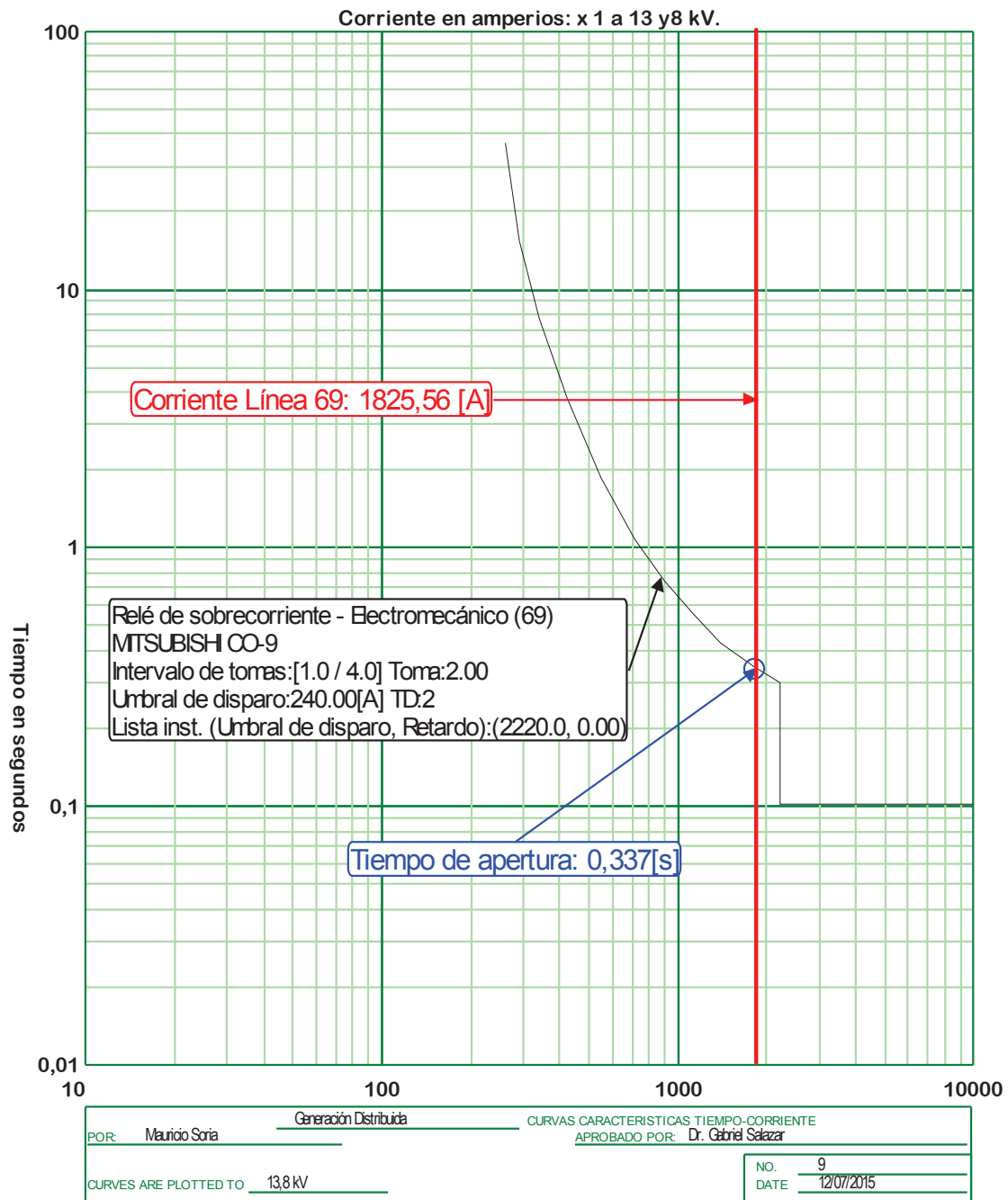


Figura 3.28 Operación del Relé 69 ante falla en la barra

Considerando el segundo caso de generación distribuida. Se realiza un flujo de potencia en el sistema para demanda máxima.

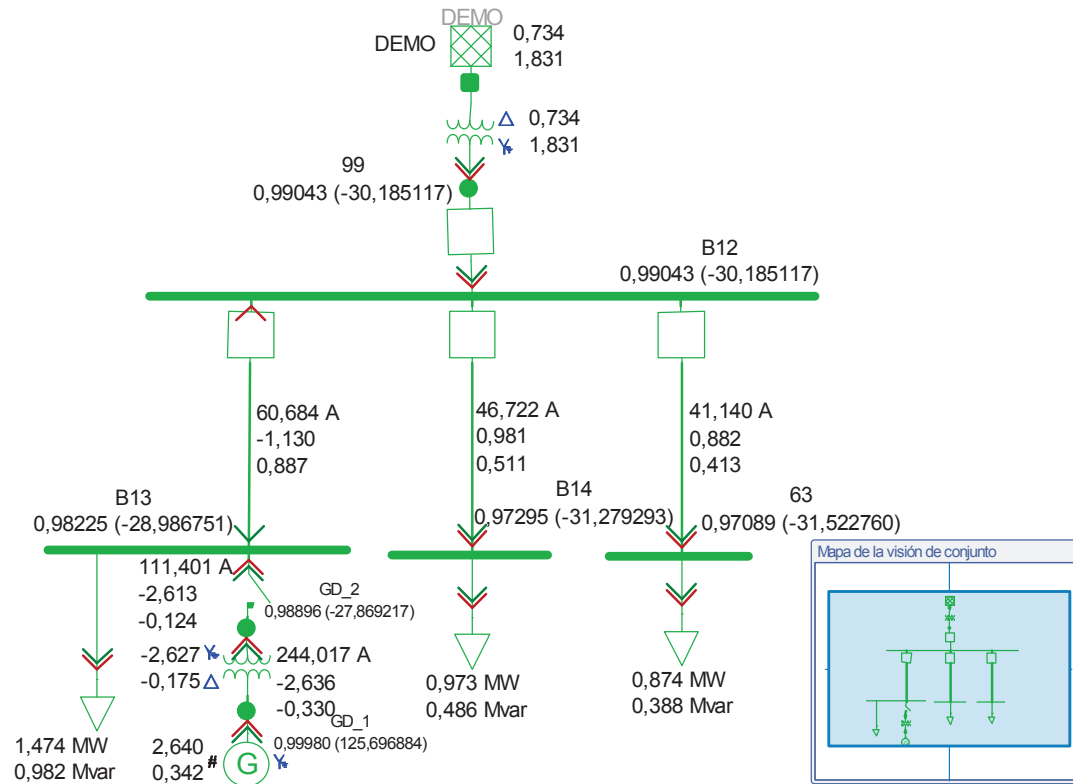


Figura 3.29 Demo - Segundo caso - Flujo de potencia con generación distribuida
Se obtienen las corrientes en demanda máxima que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3.19 Corrientes en demanda máxima con generación distribuida - segundo caso

Nombre del equipo	Corriente (A)
Línea 69	60,684
Línea 59	46,722
Línea 70	41,140
Tramo 99: Entre Nodo 99 y Barra B12 (lado medio voltaje del transformador de potencia)	82,5

Falla trifásica al 10% del segundo alimentador.

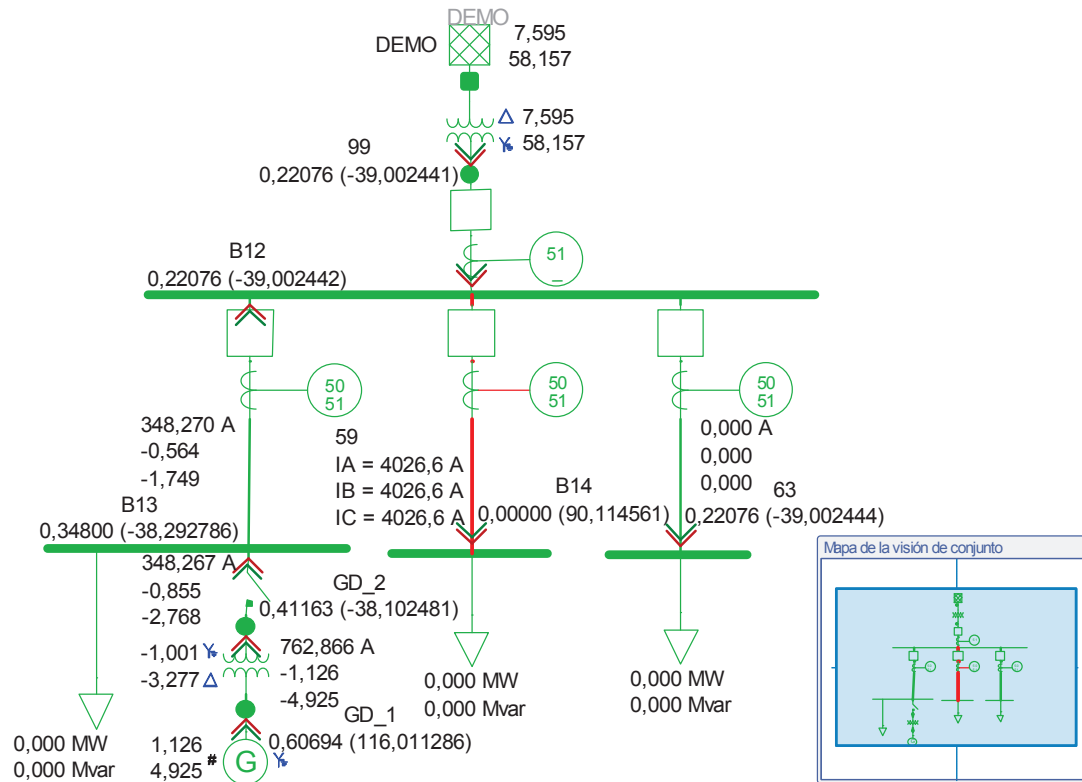


Figura 3.30 Demo - Segundo caso - Falla en el alimentador contiguo

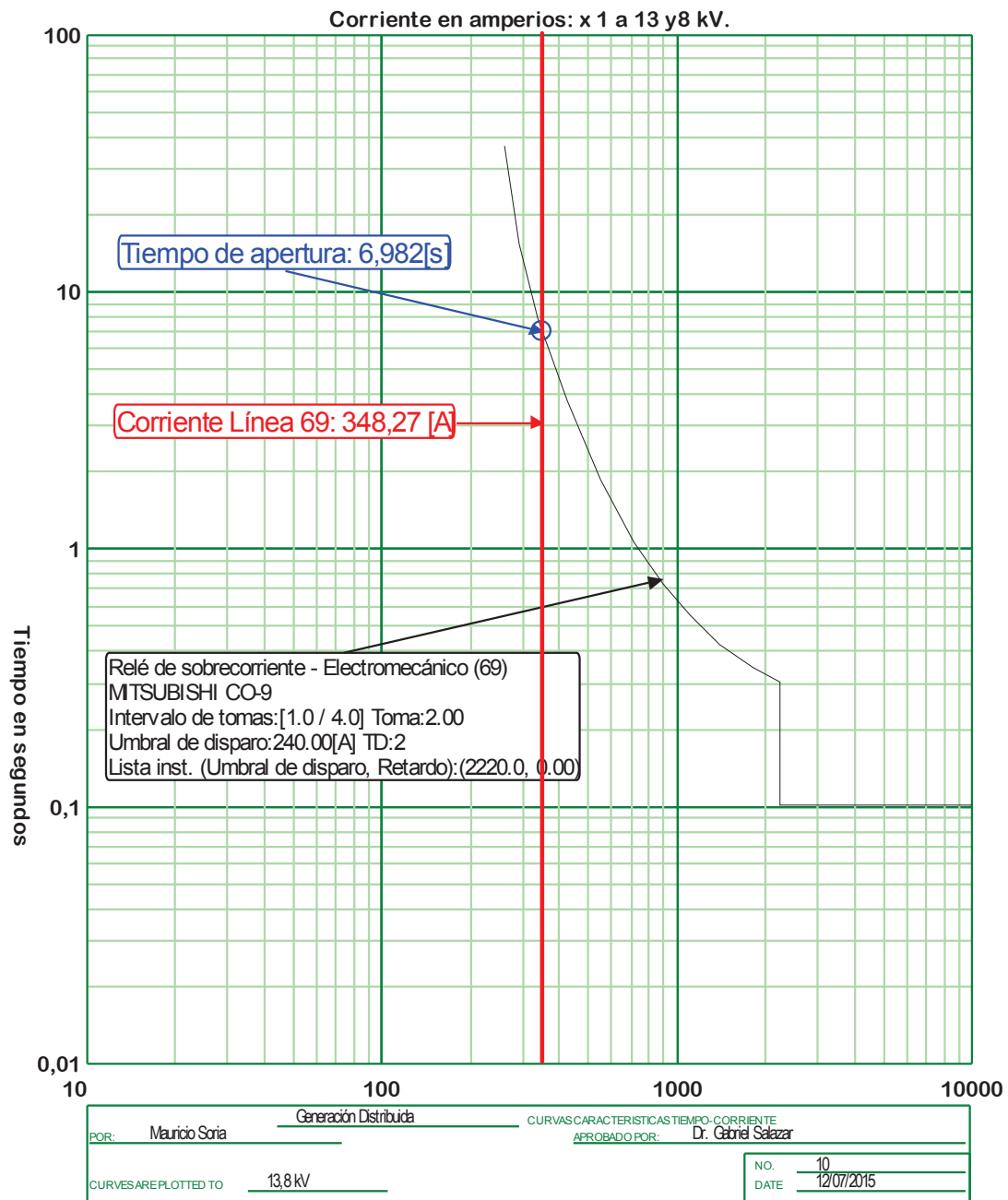


Figura 3.31 Posible operación errónea del Relé 69 ante falla en alimentador contiguo

Falla trifásica en la Barra del primer alimentador.

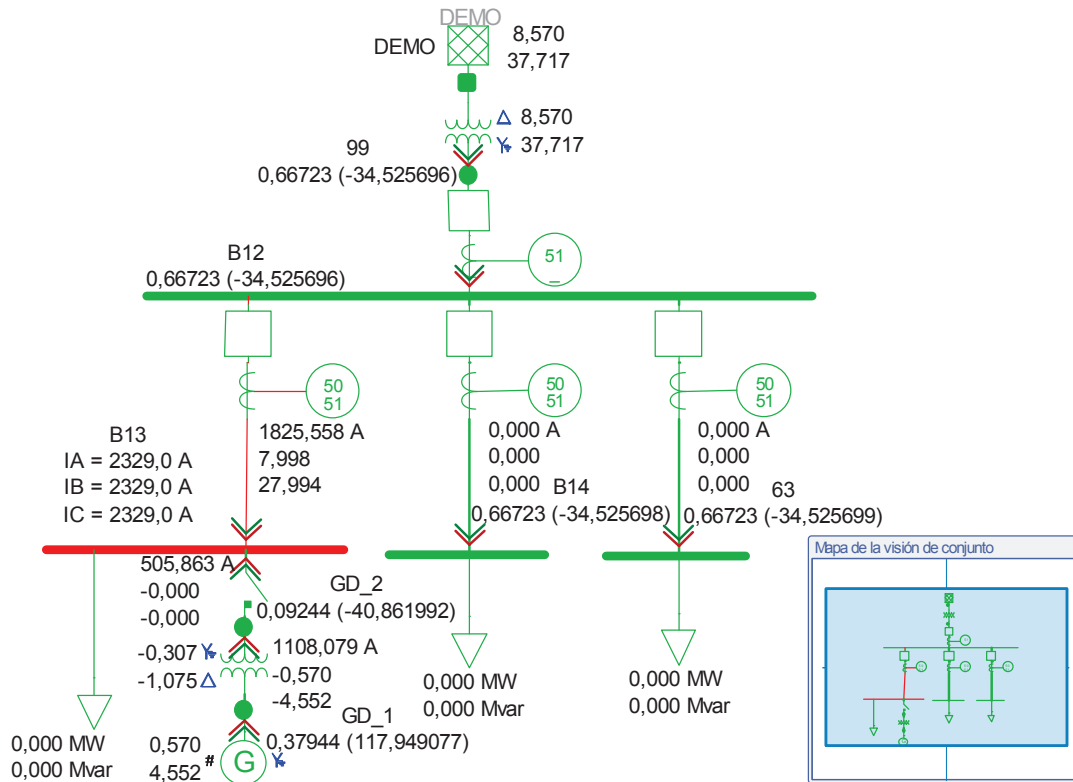


Figura 3.32 Demo - Segundo caso - Falla en la barra de conexión de la generación distribuida

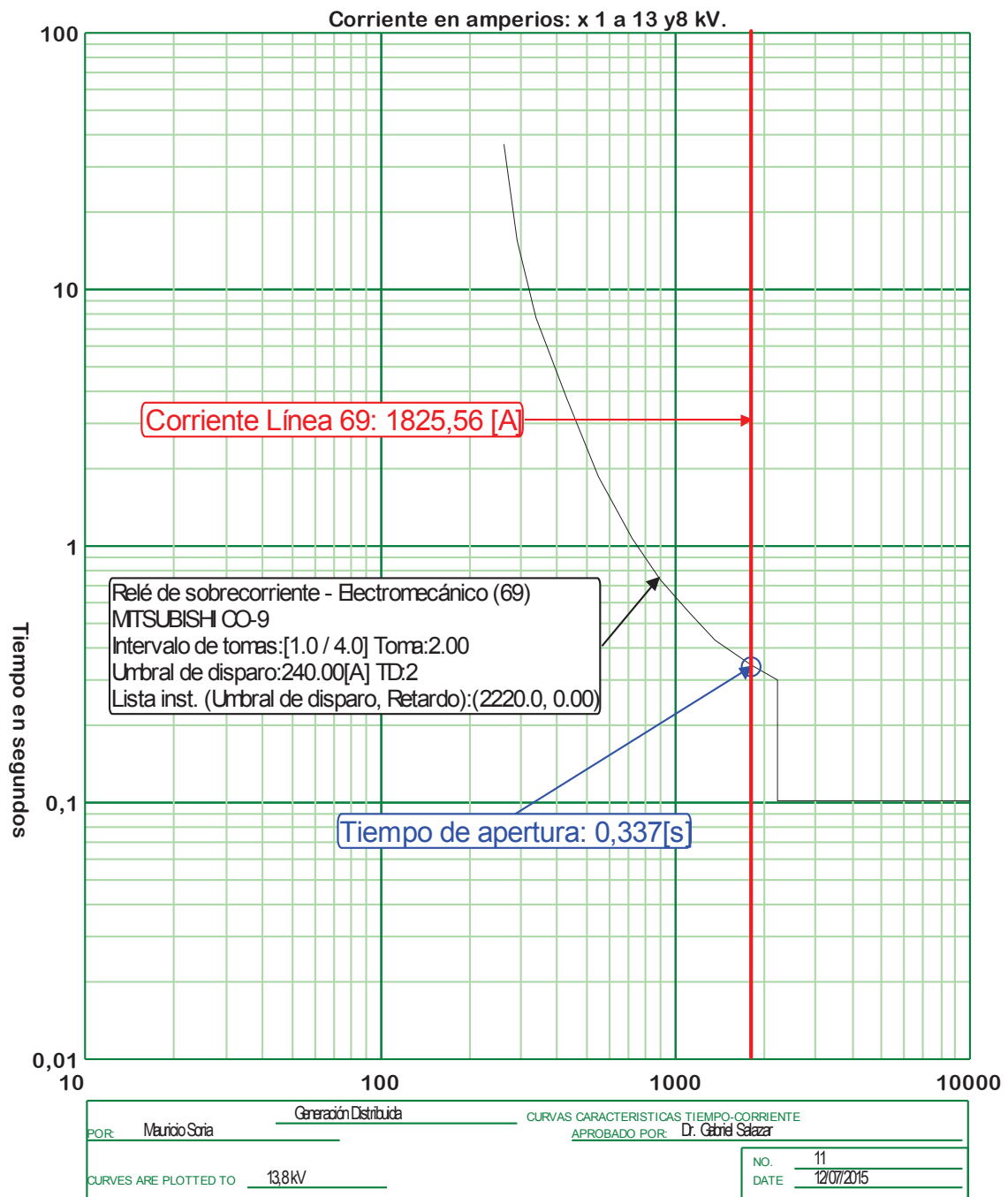


Figura 3.33 Operación del Relé 69 ante falla en la barra

3.4.3.1. Determinación de los ajustes de protección de los relés

Para la determinación de las curvas de protección, se tomará en cuenta el segundo caso anteriormente mencionado, donde la generación distribuida es más elevada, con el fin de mostrar el cambio en el ajuste y coordinación de las protecciones.

Los relés de protección de los alimentadores anteriormente eran de sobrecorriente instantáneos y temporizados (50/51), y el relé del transformador de sobrecorriente temporizado (51)

Posterior al análisis del sistema cuando ya tengo generación distribuida, el relé de protección de sobrecorriente direccional (67), será utilizado para el primer alimentador (Línea 69), con el fin de evitar su operación errónea ante fallas en los otros alimentadores o en el transformador.

Para la determinación de los ajustes de los relés de protección de los alimentadores se procede con los mismos criterios anteriormente utilizados:

- Instantáneos (50): Fallas al 80% de la línea
- Temporizados (51): Fallas en la barra de destino

Para el primer alimentador al cual se encuentra conectada la generación distribuida, se lo protege con un relé de sobrecorriente direccional 67, el cual tiene incluida la característica instantánea y temporizada, las cuales serán calibradas con los mismos criterios antes mencionados.

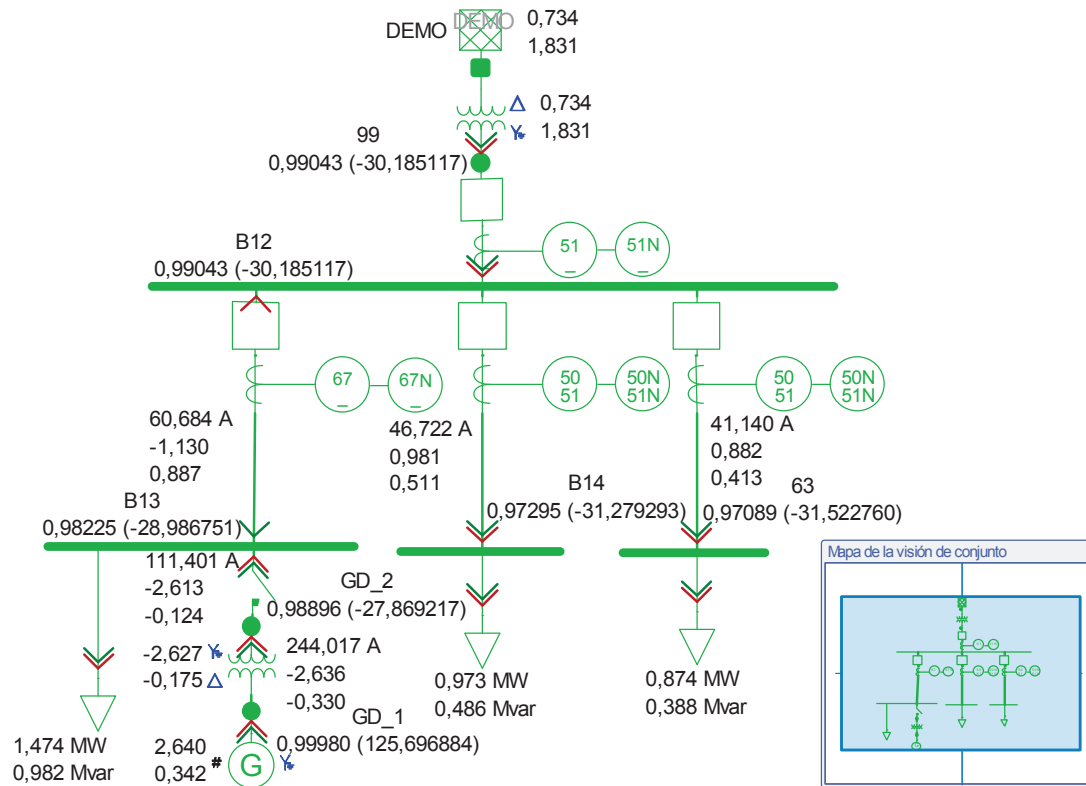


Figura 3.34 Sistema eléctrico Demo con relés de protección de sobrecorriente y sobrecorriente direccional

Se obtienen las siguientes corrientes máximas y mínimas de cortocircuito.

Alimentador: Línea 69 (Relé 69 – Interruptor automático 69)

Barra de destino: Barra B13

Tabla 3.20 Máximas corrientes de cortocircuito - Línea 69 - Barra B13

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 67	Barra - Temporizado 67
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1798,4	2017,0
LLL	2076,6	2329,0
LLT	2178,1	2560,7
LT	2217,7	2676,7

Tabla 3.21 Mínimas corrientes de cortocircuito - Línea 69 - Barra B13

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 67	Barra - Temporizado 67
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1704,6	1922,3
LLL	1968,4	2219,7
LLT	2058,9	2437,8
LT	2094,2	2548,2

Alimentador: Línea 59 (Relé 59 – Interruptor automático 59)

Barra de destino: Barra B14

Tabla 3.22 Máximas corrientes de cortocircuito - Línea 59 - Barra B14

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1454,4	1246,2
LLL	1679,4	1439,0
LLT	1745,7	1487,0
LT	1777,7	1510,4

Tabla 3.23 Mínimas corrientes de cortocircuito - Línea 59 - Barra B14

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1362,5	1162,3
LLL	1573,3	1342,1
LLT	1631,0	1367,7
LT	1659,0	1403,9

Alimentador: Línea 70 (Relé 70 – Interruptor automático 70)

Barra de destino: Barra 63

Tabla 3.24 Máximas corrientes de cortocircuito - Línea 70 - Barra 63

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1189,4	1006,0
LLL	1373,4	1161,6
LLT	1417,0	1192,5
LT	1438,3	1207,7

Tabla 3.25 Mínimas corrientes de cortocircuito - Línea 70 - Barra 63

Tipo de Falla	80% Línea - Instantáneo 50	Barra - Temporizado 51
	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente de cortocircuito (A)
LL	1108,0	933,6
LLL	1279,4	1078,0
LLT	1317,0	1093,7
LT	1335,5	1117,5

Para la determinación de los ajustes del relé de protección del transformador a nivel de medio voltaje (Relé 99-1-1) se ha utilizado el mismo criterio anteriormente mencionado:

- 51: fallas al 50% del alimentador con menor distancia (Línea 69)

De igual forma, no se utiliza el relé de sobrecorriente instantáneo debido a que puede causar descoordinación con los ajustes instantáneos de los relés de los alimentadores.

Tramo 99: Relé 99-1-1 – Interruptor automático 99-1

Tabla 3.26 Máximas corrientes de cortocircuito - Línea 69

Tipo de Falla	50% Línea - Temporizado 51	
	Corriente de cortocircuito (A)	
LL	2264,8	
LLL	2615,2	
LLT	2786,0	
LT	2858,7	

Tabla 3.27 Mínimas corrientes de cortocircuito - Línea 69

Tipo de Falla	50% Línea - Temporizado 51	
	Corriente de cortocircuito (A)	
LL	2171,0	
LLL	2506,9	
LLT	2663,0	
LT	2729,7	

Calibración de los relés

En primer lugar se ajustan los relés de protección de fase y posteriormente los de neutro.

Se han utilizado las máximas corrientes de cortocircuito para el ajuste de la característica instantánea de los relés. Para el ajuste de la característica temporizada de los relés se han utilizado las mínimas corrientes de cortocircuito y las corrientes en demanda máxima.

El tipo de curva utilizada en el presente proyecto es la Type CO-9 Very Inverse Time Relay que se muestra en la Figura 3.11.

En el caso del relé de protección de sobrecorriente direccional (67) es un Relé Tipo CR (Voltage Polarized Phase Relay)

Las conexiones para la protección de sobrecorriente de fase del Relé Tipo CR se presentan en la Figura 3.35.

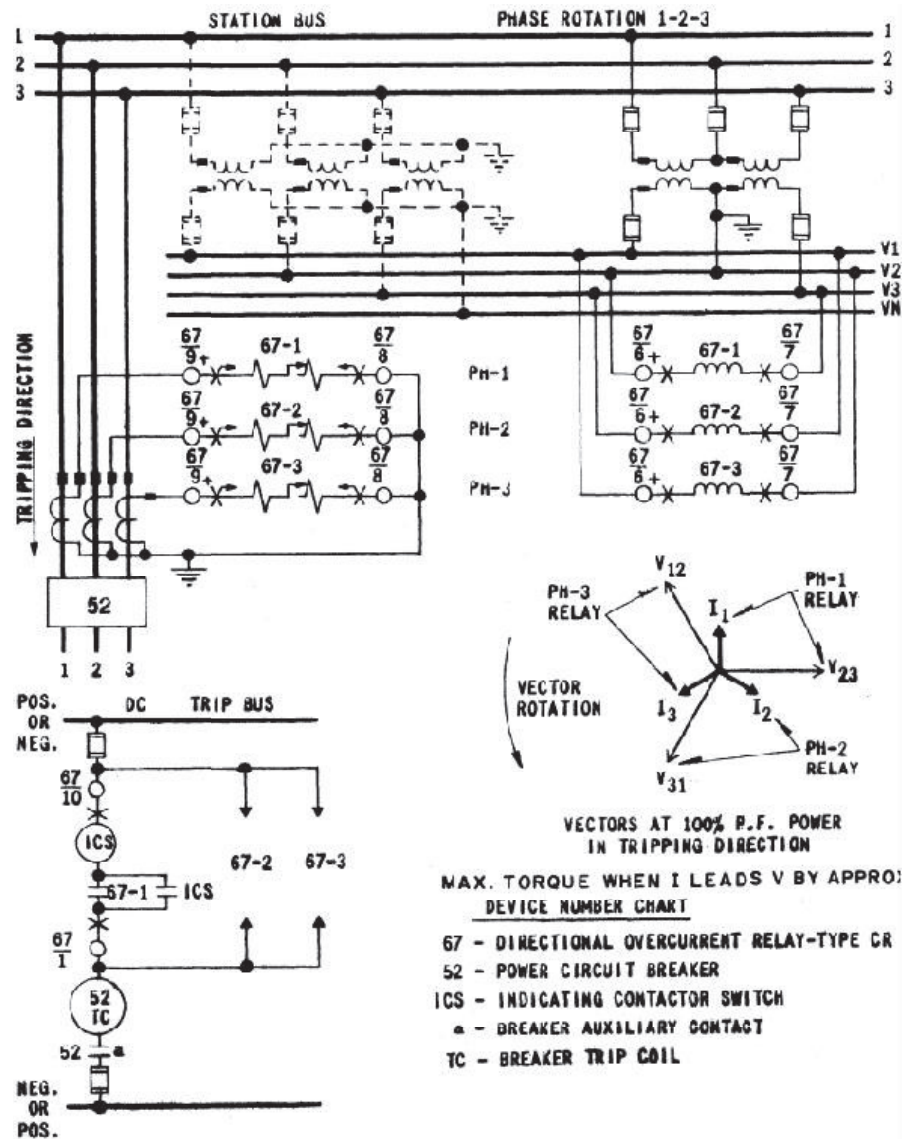


Figura 3.35 Esquema externo del Relé Tipo CR para protección de fase

Fuente: [24]

Relé 69

Tabla 3.28 Ajustes del Relé 69

Transformador de corriente (TC)	Instantáneo 67		Temporizado 67	
	Tap / Toma	18,5 (A secundarios)	Tap / Toma	2 (A secundarios)
600/5 (A)	I pick up / Umbral de disparo	2220,0 (A primarios)	I pick up / Umbral de disparo	240,0 (A primarios)
			Dial / Cuadrante	2

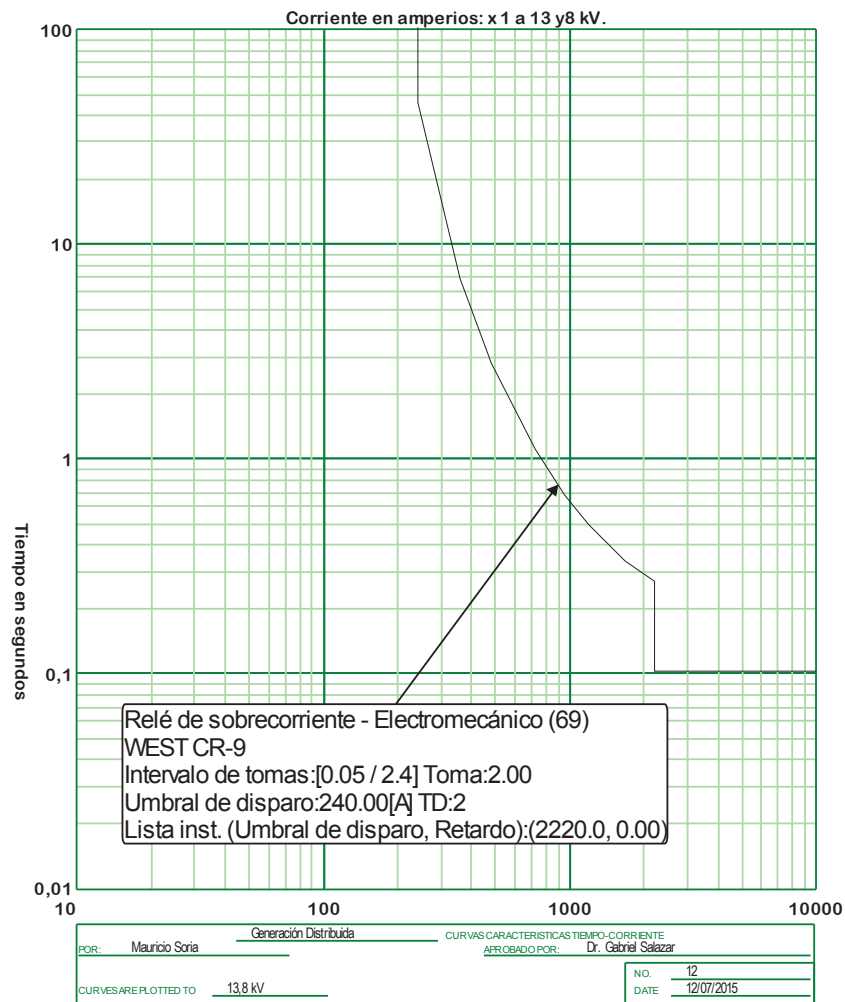


Figura 3.36 Curva característica de operación del Relé 69

Relé 59

Tabla 3.29 Ajustes del Relé 59

Transformador de corriente (TC)	Instantáneo 50		Temporizado 51	
	Tap / Toma	14,5 (A secundarios)	Tap / Toma	2 (A secundarios)
600/5 (A)	I pick up / Umbral de disparo	1740,0 (A primarios)	I pick up / Umbral de disparo	240,0 (A primarios)
			Dial / Cuadrante	2

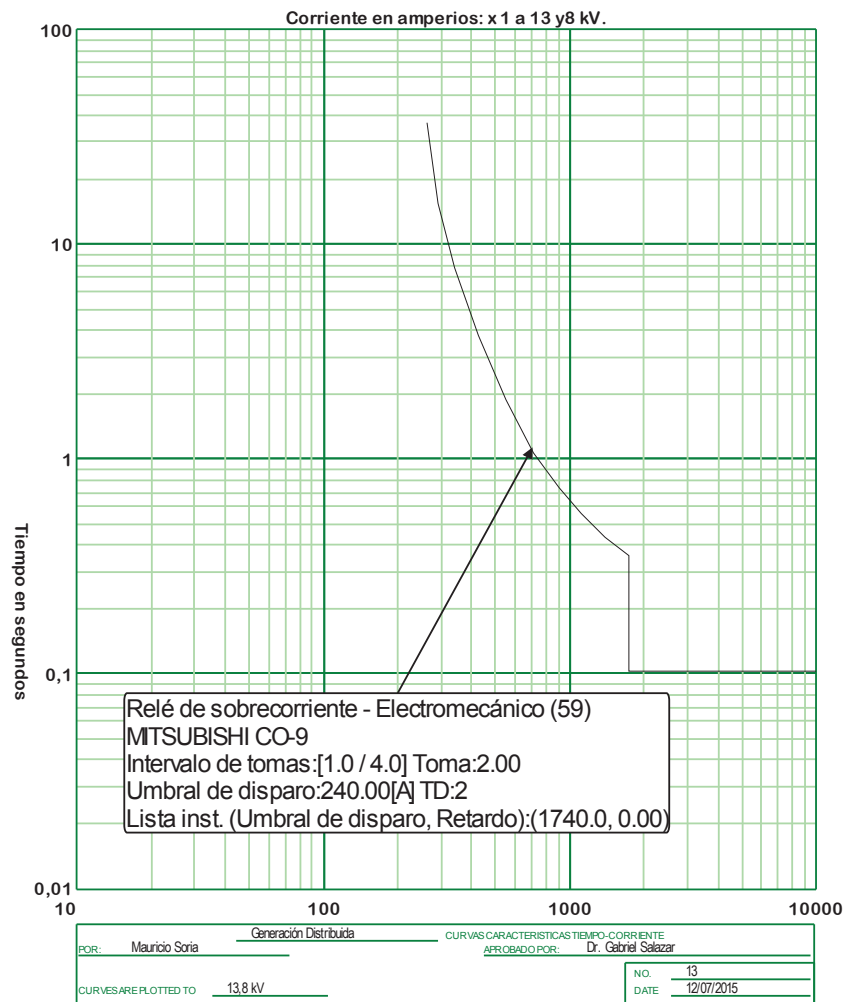


Figura 3.37 Curva característica de operación del Relé 59

Relé 70

Tabla 3.30 Ajustes del Relé 70

Transformador de corriente (TC)	Instantáneo 50		Temporizado 51	
	Tap / Toma	12 (A secundarios)	Tap / Toma	2,5 (A secundarios)
600/5 (A)	I pick up / Umbral de disparo	1440,0 (A primarios)	I pick up / Umbral de disparo	300,0 (A primarios)
			Dial / Cuadrante	1

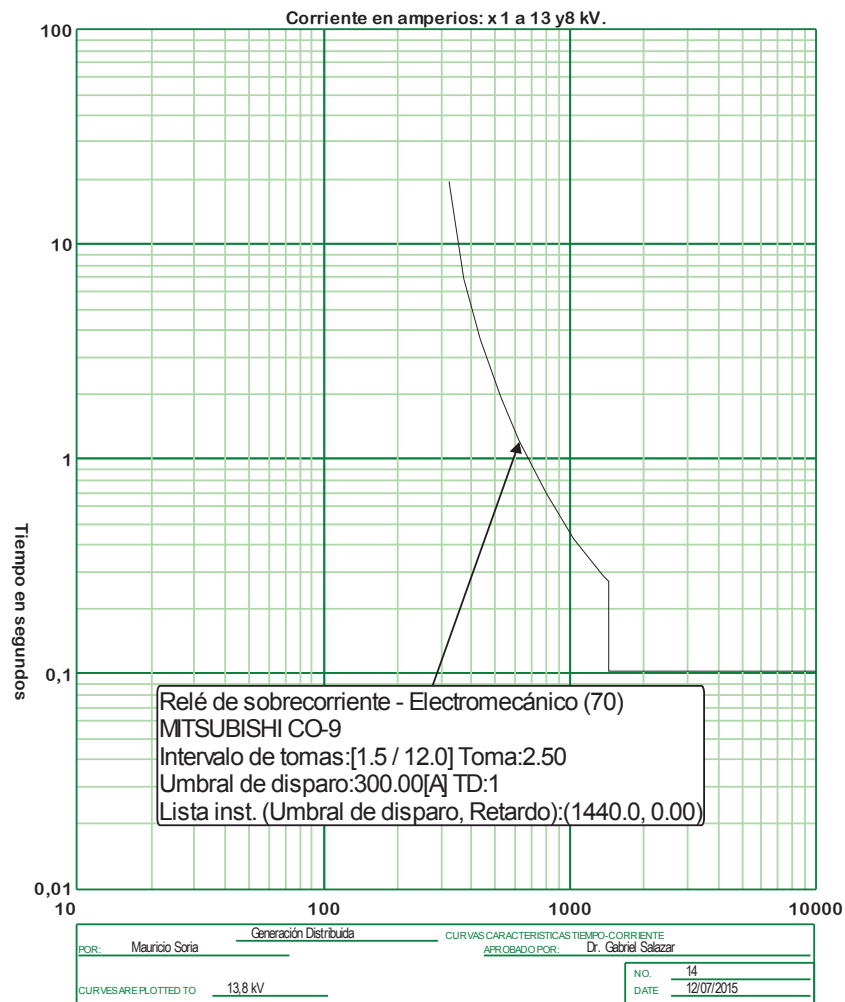


Figura 3.38 Curva característica de operación del Relé 70

Relé 99-1-1

Tabla 3.31 Ajustes del Relé 99-1-1

Transformador de corriente (TC)	Temporizado 51	
600/5 (A)	Tap / Toma	4 (A secundarios)
	I pick up / Umbral de disparo	480,0 (A primarios)
	Dial / Cuadrante	2

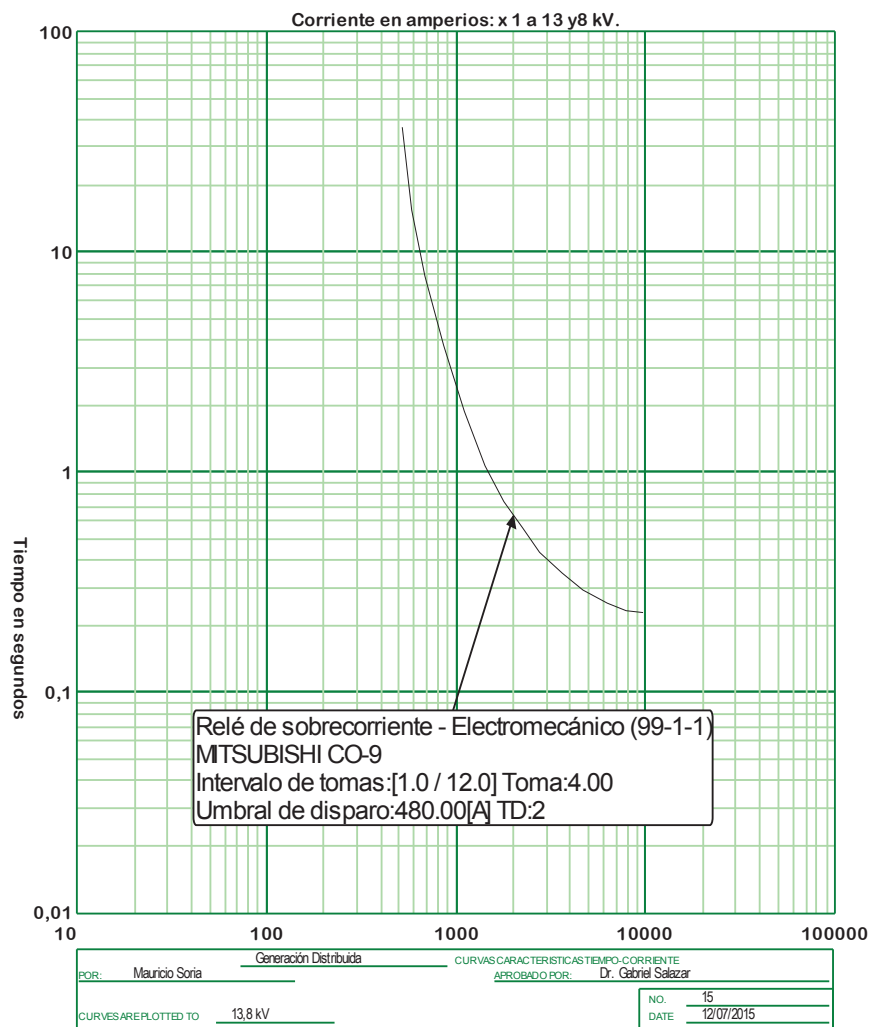


Figura 3.39 Curva característica de operación del Relé 99-1-1

Con la información antes descrita, se presenta la coordinación de protecciones de cada alimentador.

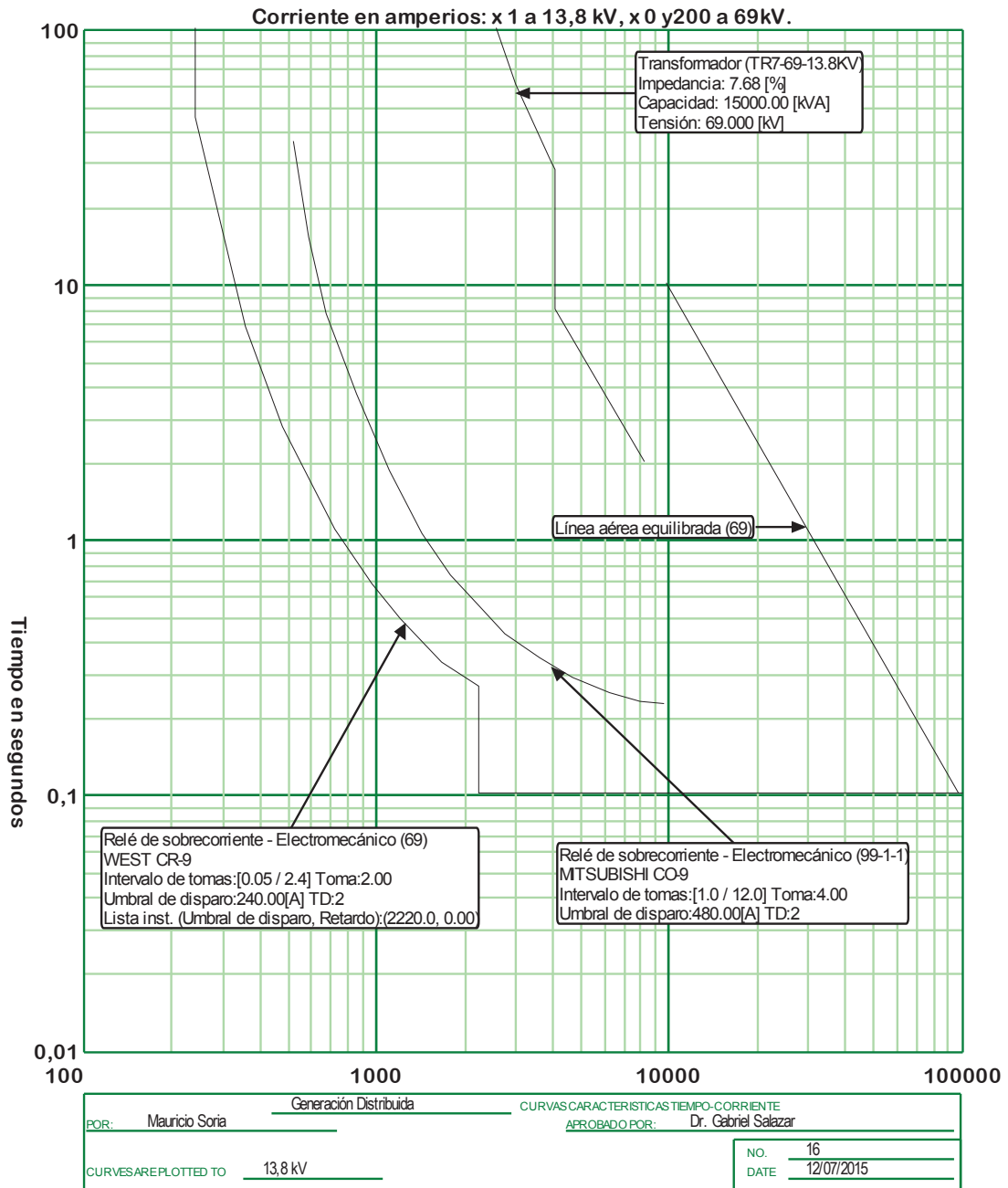


Figura 3.40 Coordinación de protecciones en el ramal del primer alimentador

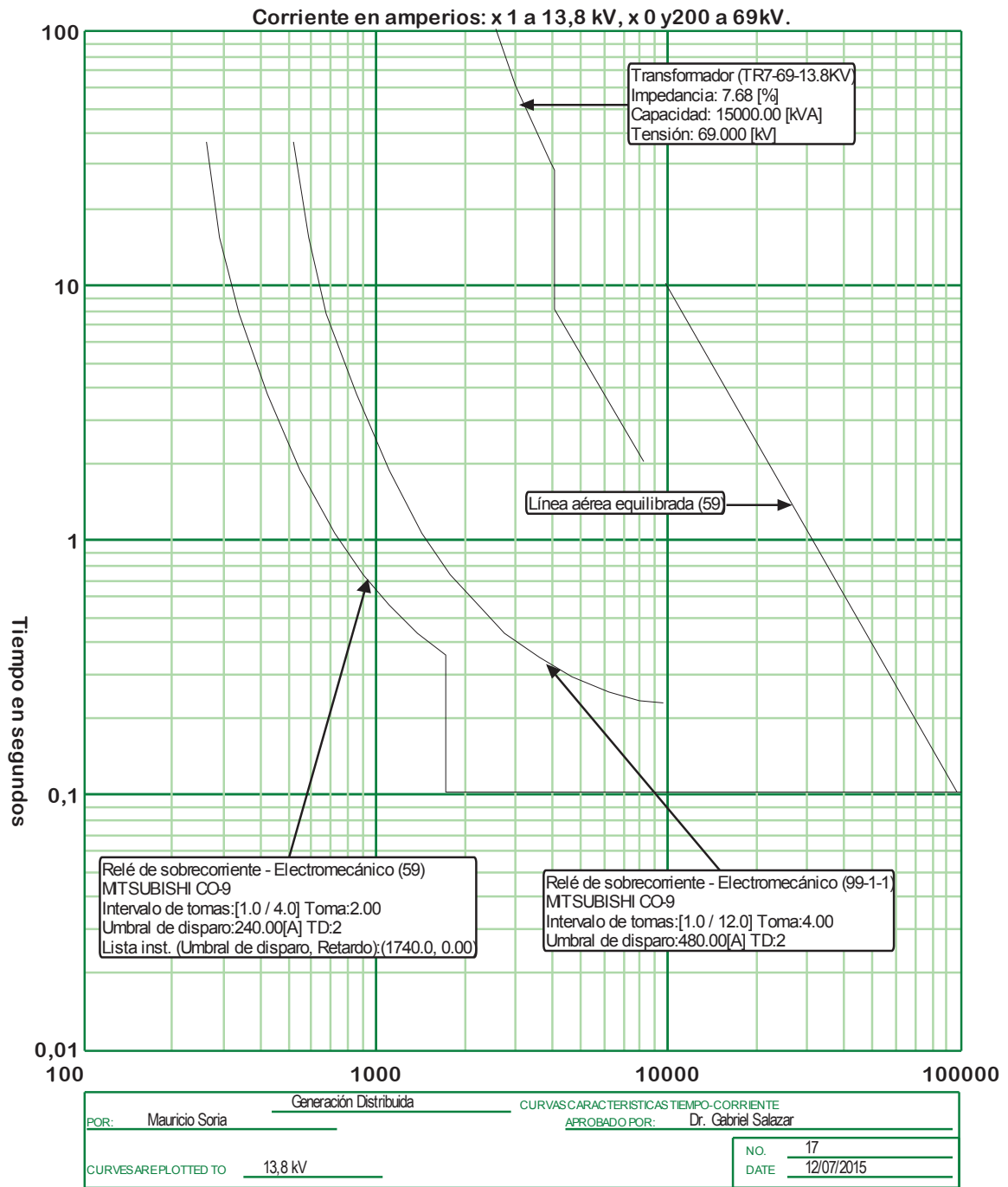


Figura 3.41 Coordinación de protecciones en el ramal del segundo alimentador

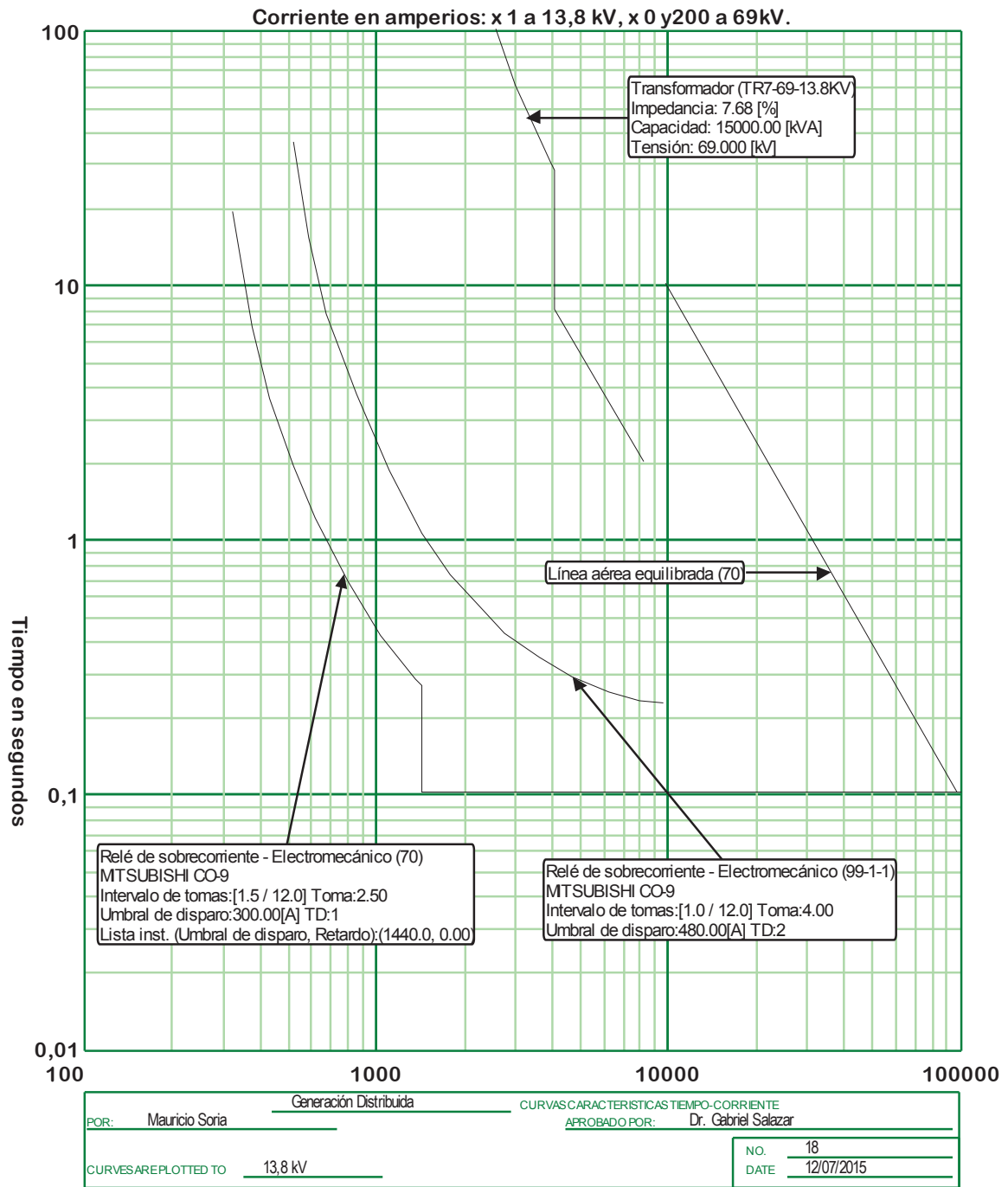


Figura 3.42 Coordinación de protecciones en el ramal del tercer alimentador

De igual forma se realiza la coordinación para las protecciones de neutro.

Para ello, se han utilizado los ajustes de las protecciones de fase, con el sesenta por ciento de las corrientes de umbral de disparo. Para el dial se ha utilizado el mismo criterio y se ha utilizado el mismo tipo de curva que en las protecciones de fase.

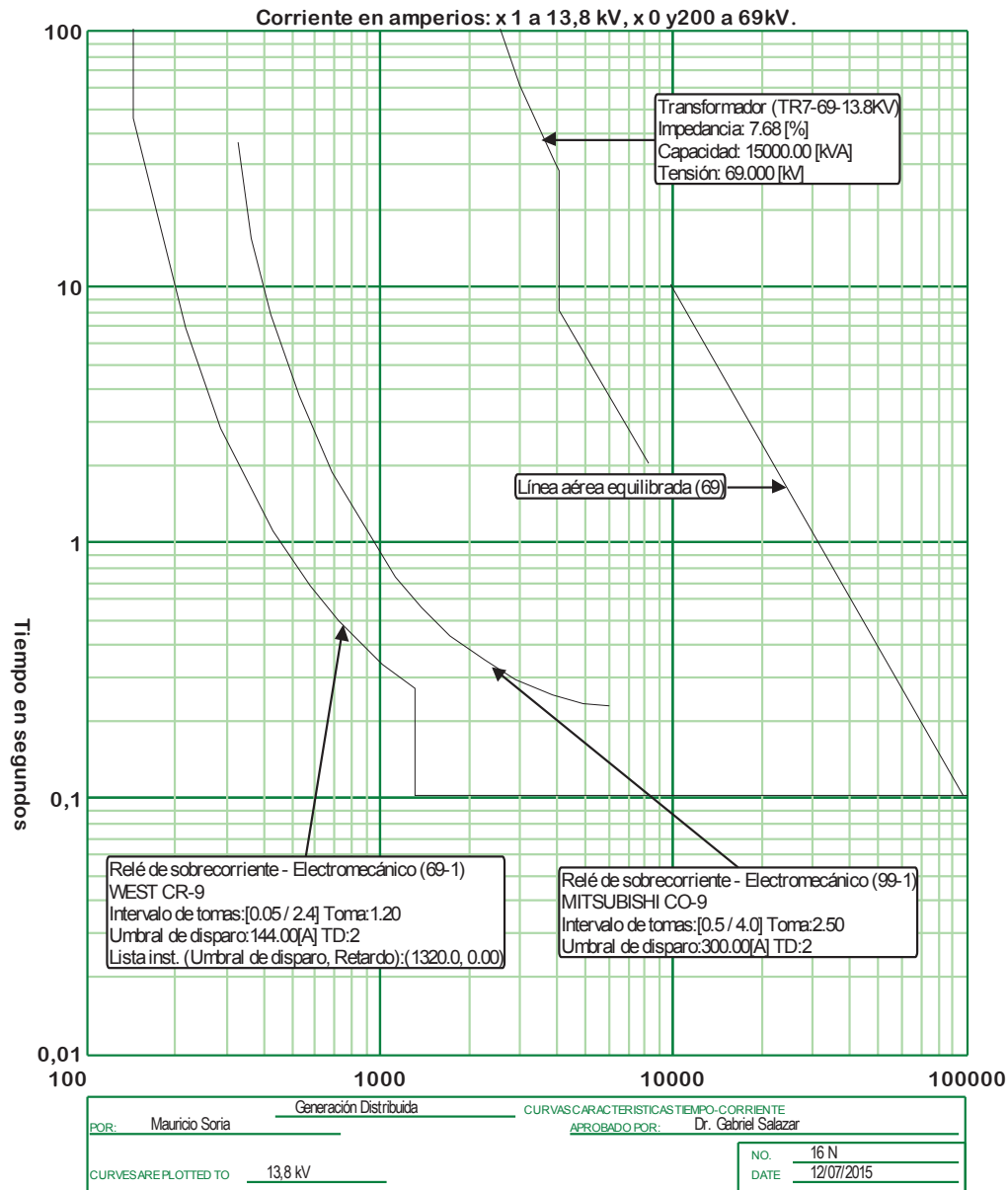


Figura 3.43 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del primer alimentador

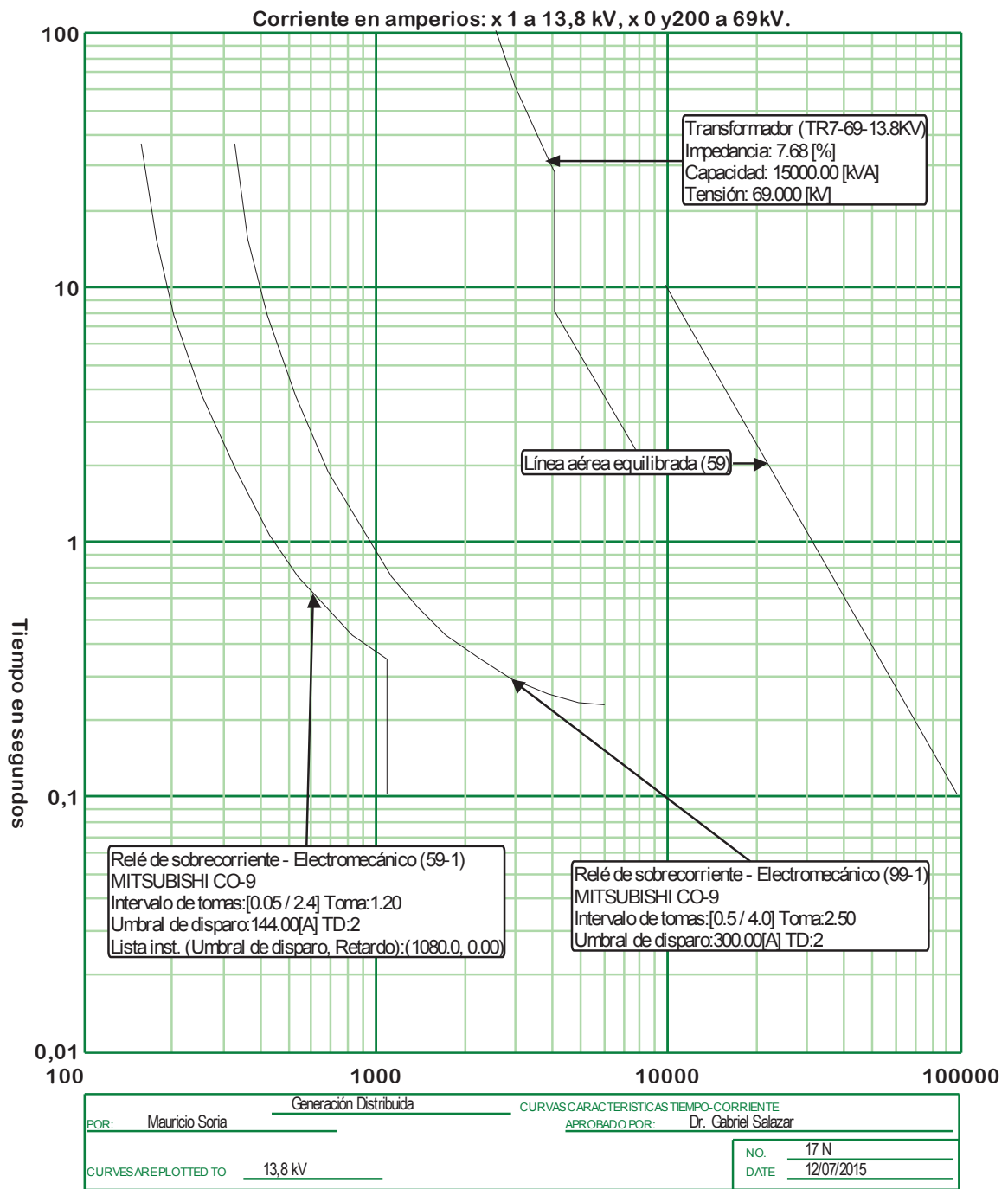


Figura 3.44 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del segundo alimentador

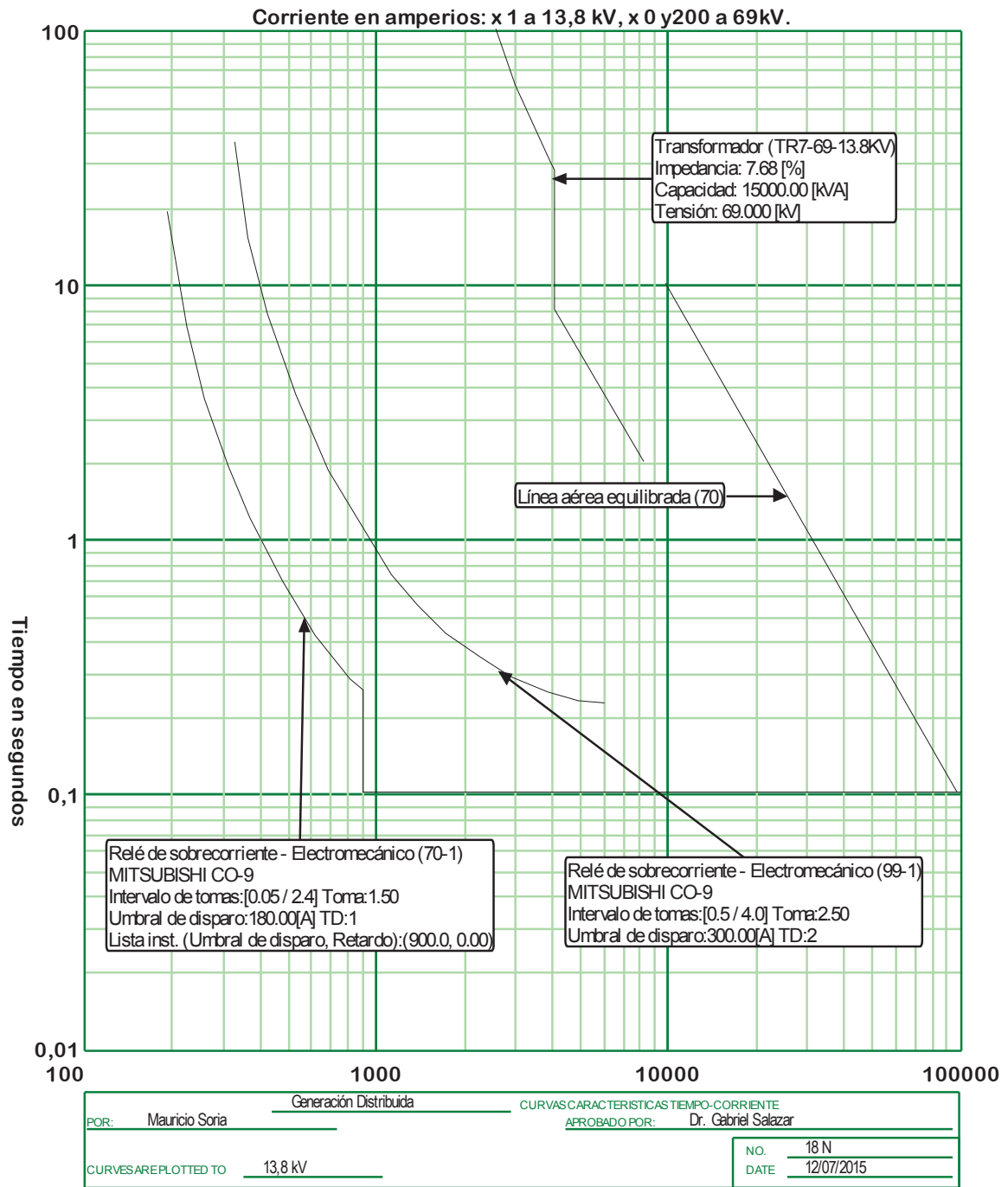


Figura 3.45 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del tercer alimentador

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

4.1. INTRODUCCIÓN

Con el fin de llevar a la práctica, los estudios realizados anteriormente sobre los flujos de potencia, análisis de cortocircuitos y coordinación de protecciones con generación distribuida, se ha seleccionado a la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) al disponer de centrales de generación distribuida, para realizar un análisis de los alimentadores que parten de las barras de las subestaciones a las cuales se conecta la generación distribuida a un nivel de 13,8 kV.

El presente análisis permitirá realizar los estudios correspondientes en un sistema real, detectando posibles inconvenientes en los sistemas de protecciones y su coordinación, al contar con generación distribuida a nivel de los alimentadores de distribución.

4.2. SITUACIÓN ACTUAL Y SISTEMA ELÉCTRICO DE EMELNORTE

EMELNORTE es una empresa líder en la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona norte del país, que entrega servicios de calidad para la satisfacción total del cliente, impulsando el desarrollo industrial, comercial, social y ecológico de la región, a través del compromiso y solvencia técnica de su talento humano.

EMELNORTE es una empresa distribuidora de energía eléctrica que se constituyó el 25 de Noviembre de 1975 cuya misión fundamental consiste en distribuir y comercializar energía eléctrica en lo concesionado de los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo en la provincia de Pichincha, y las provincias de Imbabura y Carchi en su totalidad, además los sectores concesionados de Esmeraldas y

Sucumbíos en las provincias de su mismo nombre, en una área de aproximadamente 11.987 km².



Figura 4.1 Área de prestación de servicio EMELNORTE

El sistema eléctrico de EMELNORTE se presenta en el Anexo A.

4.3. SELECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y ALIMENTADORES CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para los análisis del presente estudio, se ha seleccionado la subestación Tulcán con sus cuatro alimentadores (la quinta posición no está operativa), la cual recibe el flujo de potencia de la subestación de transmisión Tulcán de CELEC EP Transelectric.

En el primer alimentador se interconecta la central hidroeléctrica La Playa, como generación distribuida del sistema.

En la Figura 4.2 se puede observar lo antes mencionado. Además de las protecciones eléctricas del sistema.

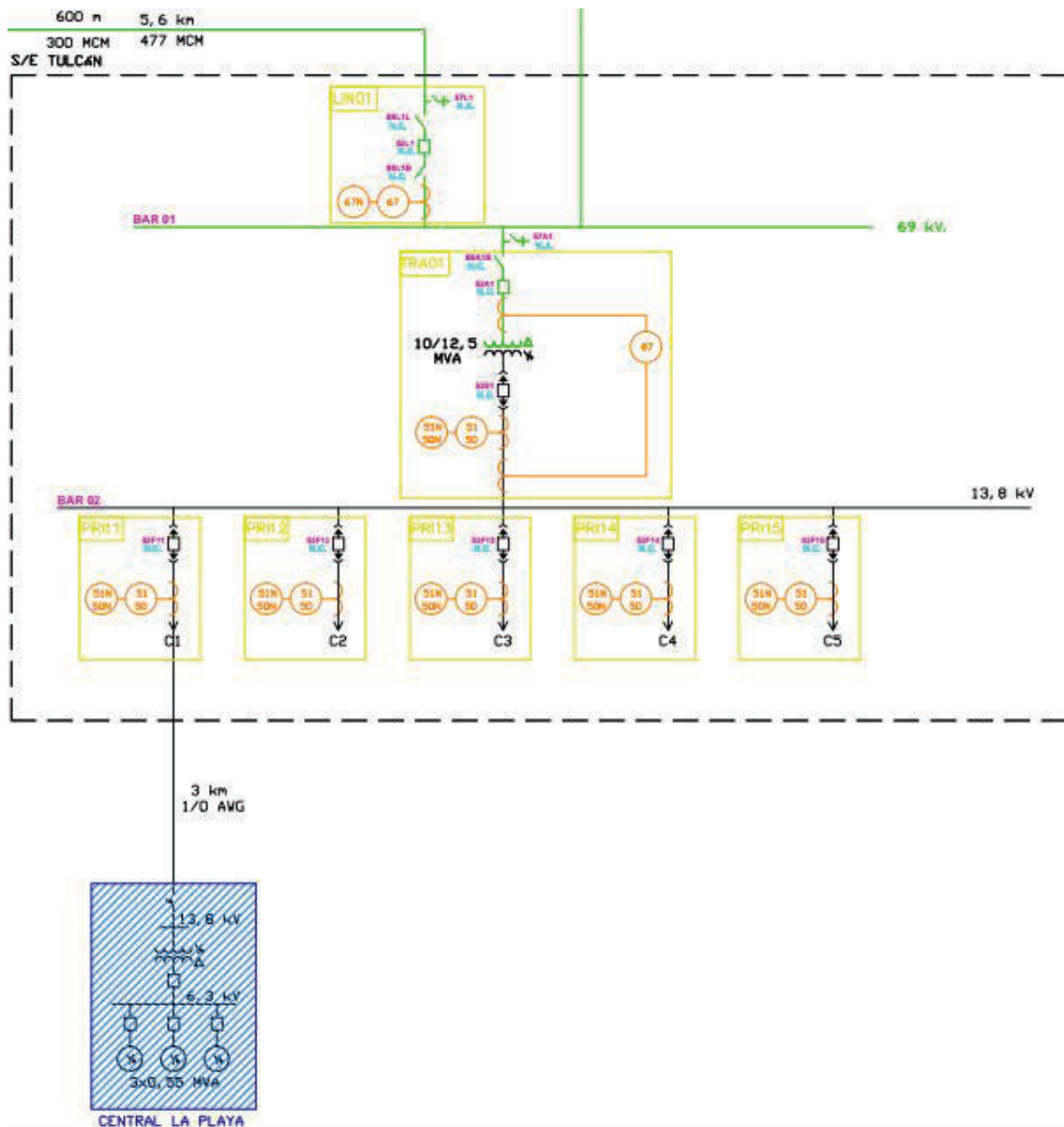


Figura 4.2 Subestación Tulcán y Central La Playa

4.4. DATOS TÉCNICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO SELECCIONADO Y DE SU GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Se presenta la información técnica que servirá para la modelación del sistema en el software eléctrico.

Equivalentes de red

Para los equivalentes de red se dispone de la siguiente información:

En demanda máxima

Barra de 13,8 kV

Falla trifásica

Tabla 4.1 Potencia y corriente de cortocircuito trifásico

Skss	=	100,59 MVA
Ikss	=	4,209 kA
ip	=	10,972 kA

Falla monofásica

Tabla 4.2 Potencia y corriente de cortocircuito monofásico

Skss:A	=	44,840 MVA
Ikss:A	=	5,628 kA
ip:A	=	14,672 kA

Tabla 4.3 Impedancia equivalente

Impedancia equivalente (ohmios)		
R1	=	0,243
X1	=	1,850
Z1		1,865
R2	=	0,244
X2	=	1,852
Z2	=	1,868

R0	=	0,007
X0	=	0,454
Z0	=	0,455

Barra 69 kV

Falla trifásica

Tabla 4.4 Potencia y corriente de cortocircuito trifásico

Skss	=	223,32 MVA
Ikss	=	1,869 kA
ip	=	4,404 kA

Falla monofásica

Tabla 4.5 Potencia y corriente de cortocircuito monofásico

Skss:A	=	82,053 MVA
Ikss:A	=	2,060 kA
Ip:A	=	4,855 kA

Tabla 4.6 Impedancia equivalente

Impedancia equivalente (ohmios)		
R1	=	4,089
X1	=	20,923
Z1		21,318
R2	=	4,111
X2	=	20,982
Z2	=	21,381
R0	=	1,368
X0	=	15,323
Z0	=	15,384

El resto de información técnica se encuentra en los anexos.

4.5. MODELACIÓN DEL SISTEMA

Utilizando la información técnica de la subestación Tulcán se modela el sistema en el software eléctrico.

4.5.1. RED EQUIVALENTE O EQUIVALENTE DE FUENTE

El equivalente de fuente para la red en estudio, se la determinó con las impedancias equivalentes en la barra de 69 kV y se las comprobó con las potencias de cortocircuito trifásico y monofásico.

Equivalente de la fuente

Modo: Impedancias equivalentes

	R	X	
Z1:	4,089	20,923	<input checked="" type="radio"/> Ohmios
Z2:	4,111	20,982	<input type="radio"/> p.u. *
Z0:	1,368	15,323	
* Potencia de base:	100,0	MVA	

Calcular usando los detalles de la fuente: Calcular...

Figura 4.3 Datos modelación red equivalente

4.5.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIA








Datos nominales		Configuración	
Tipo de transformador:	Trifásico	Primario	
Tipo de aislamiento:	Inmerso en líquido	Secundario	
Tipo de devanado:	Tipo acorazado	Desfase	Dyn1
Capacidad nominal:	12500,0 kVA		
Tensión primaria:	69,0 kVLL		
Tensión secundaria:	13,8 kVLL		
Pérdidas en vacío:	12,93 kW		
Reversible:	<input checked="" type="checkbox"/>		
Impedancias de secuencia			
	Z1:	7,68 %	X1/R1: 17,0
	Z0:	7,68 %	X0/R0: 17,0



Figura 4.4 Datos modelación transformador de 69/13,8 kV

4.5.3. ALIMENTADORES

Conductores

Fase:  

Neutro:  

Distancia:  

Corriente permanente admisible / Fase

Crte perman. nominal: A

Impedancias equivalentes

Calculadas de los conductores y de la distancia

Definidas por el usuario

	R	X	G	B
	Ohmios/km	Ohmios/km	$\mu\text{S}/\text{km}$	$\mu\text{S}/\text{km}$
Secuencia positiva:	<input type="text" value="0,5518"/>	<input type="text" value="0,527"/>	<input type="text" value="0,0"/>	<input type="text" value="3,7191"/>
Secuencia homopolar:	<input type="text" value="0,977"/>	<input type="text" value="1,514"/>	<input type="text" value="0,0"/>	<input type="text" value="1,8887"/>

Impedir actualización de impedancias

Calculado a

Frecuencia: Hz

Temperatura: °C

Figura 4.5 Datos modelación alimentadores

Reactancias sincrónicas			
Xd:	0,17 p.u.	Xl:	0,1 p.u.
Xq:	0,9 p.u.		

Datos transitorios			
X'd:	0,1094 p.u.	T'do:	5,0 s
X'q:	0,6 p.u.	T'qo:	1,5 s

Datos subtransitorios			
X''d:	0,2 p.u.	T''do:	0,04 s
X''q:	0,2 p.u.	T''qo:	0,08 s

Datos de saturación	
SGU:	0,6 p.u.
SGL:	0,12 p.u.
EU:	1,2 p.u.
EL:	1,0 p.u.

Datos mecánicos	
Inercia de todas las masas rotativas	
<input checked="" type="radio"/> H:	1,0 MW-s/MVA
<input type="radio"/> J:	30,9599 kg-m ²
Constante de amortiguación:	
KD:	0,0 p.u.

Figura 4.8 Datos modelación generación distribuida - circuito equivalente

4.5.5. TRANSFORMADOR DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA



Datos nominales		Configuración	
Tipo de transformador:	Trifásico	Primario	
Tipo de aislamiento:	Inmerso en líquido	Secundario	
Tipo de devanado:	Tipo acorazado	Desfase	Dyn5
Capacidad nominal:	1500,0 kVA		
Tensión primaria:	6,3 kVLL		
Tensión secundaria:	13,8 kVLL		
Pérdidas en vacío:	0,0 kW		
Reversible:	<input checked="" type="checkbox"/>		
Impedancias de secuencia			
<input type="button" value="Estimar"/>	Z1: 5,45 %	X1/R1: 17,03	
	Z0: 5,45 %	X0/R0: 17,03	

Figura 4.9 Datos modelación transformador 6,3/13,8 kV

4.5.6. CARGAS

Las cargas son modeladas como cargas concentradas trifásicas con la potencia activa y reactiva en el escenario de demanda máxima.

Potencia real:	2110,0	kW
Potencia reactiva:	490,0	kvar

Figura 4.10 Datos modelación carga concentrada trifásica C1

Potencia real:	2840,0	kW
Potencia reactiva:	440,0	kvar

Figura 4.11 Datos modelación carga concentrada trifásica C2

Potencia real:	2630,0	kW
Potencia reactiva:	430,0	kvar

Figura 4.12 Datos modelación carga concentrada trifásica C3

Potencia real:	1200,0	kW
Potencia reactiva:	90,0	kvar

Figura 4.13 Datos modelación carga concentrada trifásica C4

4.5.7. SISTEMA MODELADO

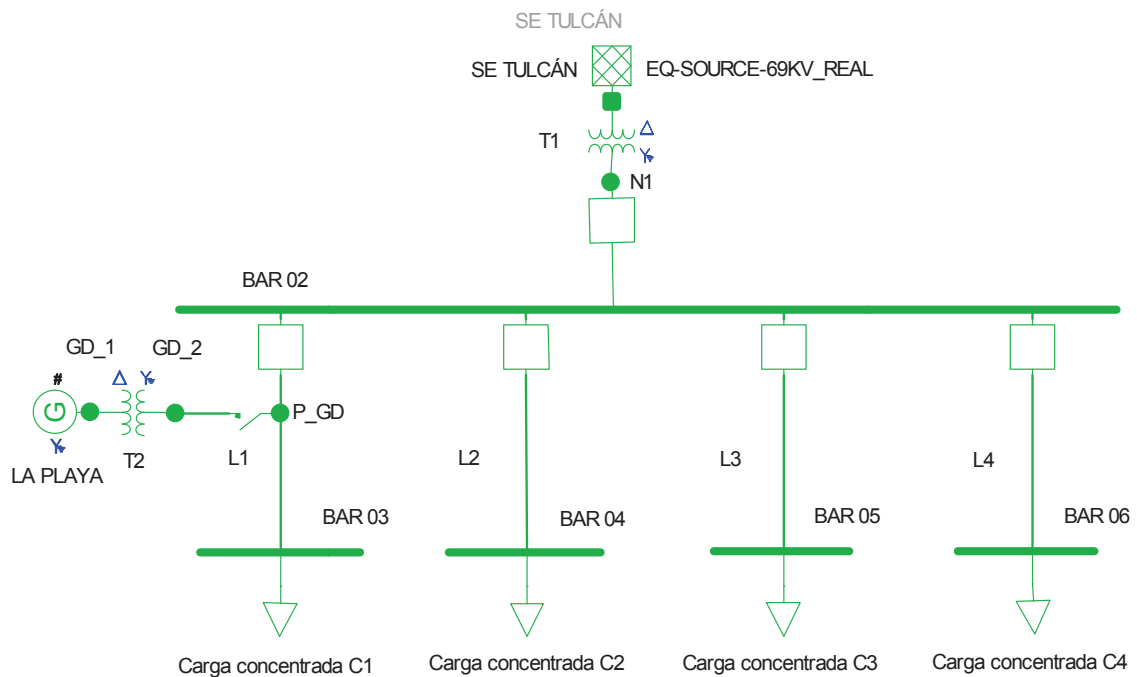


Figura 4.14 Sistema Real - SE Tulcán

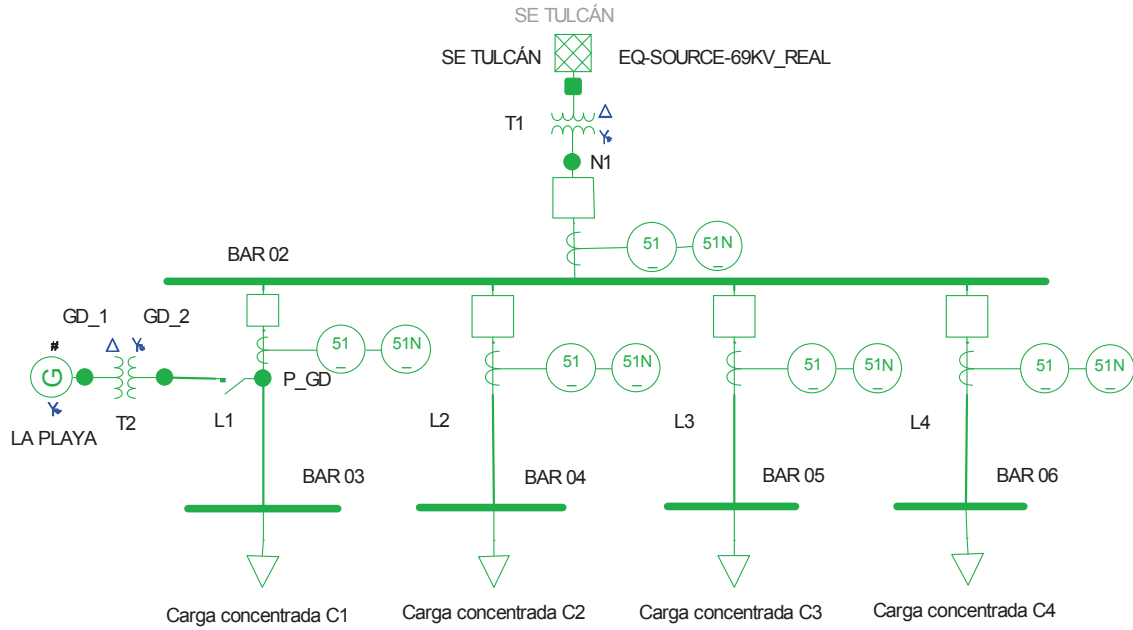


Figura 4.15 Sistema Real - SE Tulcán relés de protección

4.6. ANÁLISIS DEL SISTEMA REAL

Se realiza un flujo de potencia en el sistema para demanda máxima.

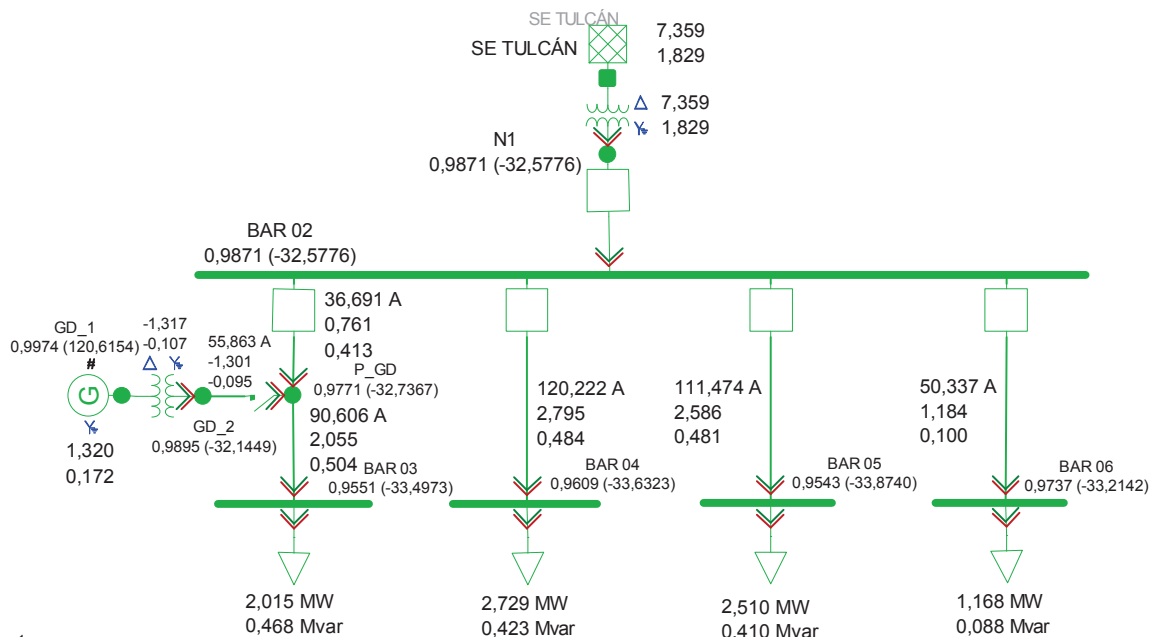


Figura 4.16 Sistema Real - Flujo de potencia

Se obtienen las corrientes en demanda máxima que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.7 Corrientes en demanda máxima - sistema real

Nombre del equipo	Corriente (A)
L1	90,606
L2	120,222
L3	111,474
L4	50,337
Tramo N1: Entre Nodo N1 y Barra BAR 02 (lado medio voltaje del transformador de potencia)	316,7

Se puede apreciar como la generación distribuida La Playa, inyecta corriente y potencia en el primer alimentador, las cuales contribuyen a la demanda de dicho alimentador. Al mismo tiempo, la cantidad de corriente y potencia proveniente de la red disminuye.

4.6.1. ANÁLISIS CON LOS AJUSTES REALES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

El tipo de curva que se utiliza para los relés de los alimentadores es CO-9 Muy Inversa, tanto para los ajustes de fase como de neutro.

Mientras que para el relé del transformador (totalizador) se usa el tipo de curva CO-8 Normalmente Inversa para los ajustes de fase y para los de neutro.

Relés Alimentadores

Tabla 4.8 Ajustes de fase de los relés de los alimentadores

Transformador de corriente (TC)	Temporizado 51	
600/5 (A)	Tap / Toma	2 (A secundarios)
	I pick up / Umbral de disparo	240,0 (A primarios)
	Dial / Cuadrante	2

Tabla 4.9 Ajustes de neutro de los relés de los alimentadores

Transformador de corriente (TC)	Temporizado 51	
600/5 (A)	Tap / Toma	1,5 (A secundarios)
	I pick up / Umbral de disparo	180,0 (A primarios)
	Dial / Cuadrante	2

Relé Transformador (Totalizador)

Tabla 4.10 Ajustes de fase del relé del transformador (totalizador)

Transformador de corriente (TC)	Temporizado 51	
600/5 (A)	Tap / Toma	4 (A secundarios)
	I pick up / Umbral de disparo	480,0 (A primarios)
	Dial / Cuadrante	2

Tabla 4.11 Ajustes de neutro del relé del transformador (totalizador)

Transformador de corriente (TC)	Temporizado 51	
	Tap / Toma	2,5 (A secundarios)
600/5 (A)	I pick up / Umbral de disparo	300,0 (A primarios)
	Dial / Cuadrante	2,5

Con la calibración de los relés se obtienen las siguientes curvas de operación:

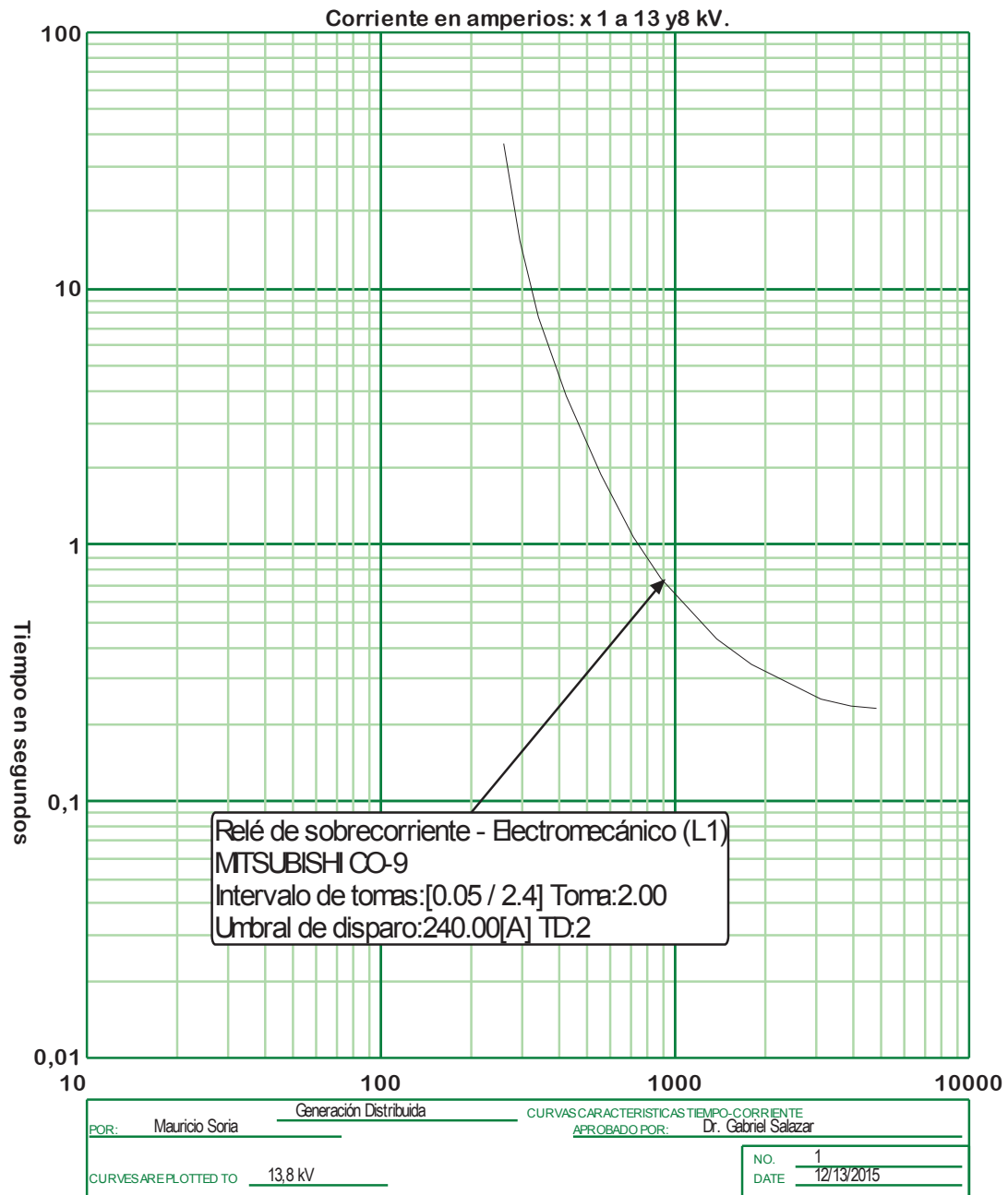


Figura 4.17 Curva característica de operación del Relé L1

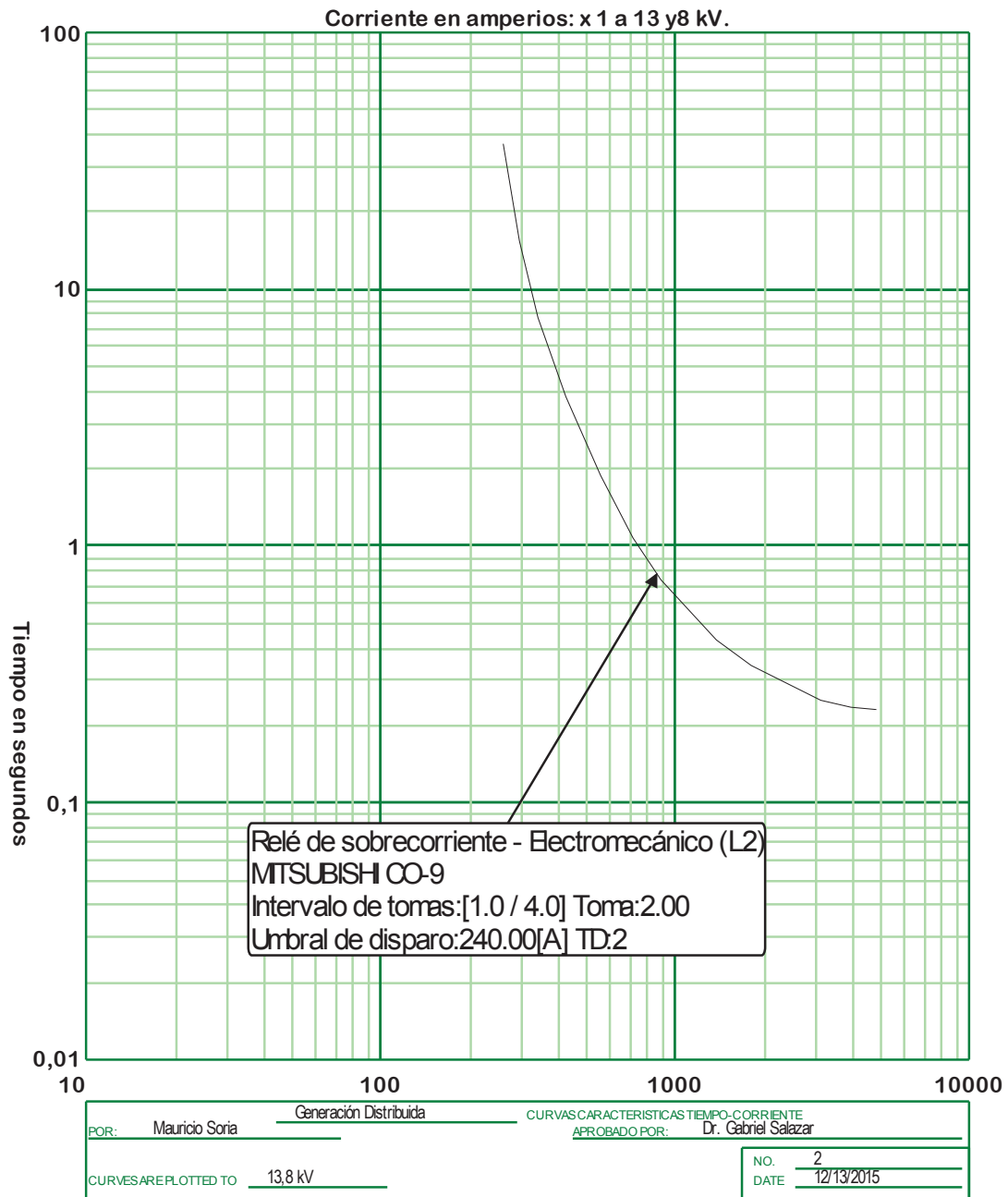


Figura 4.18 Curva característica de operación del Relé L2

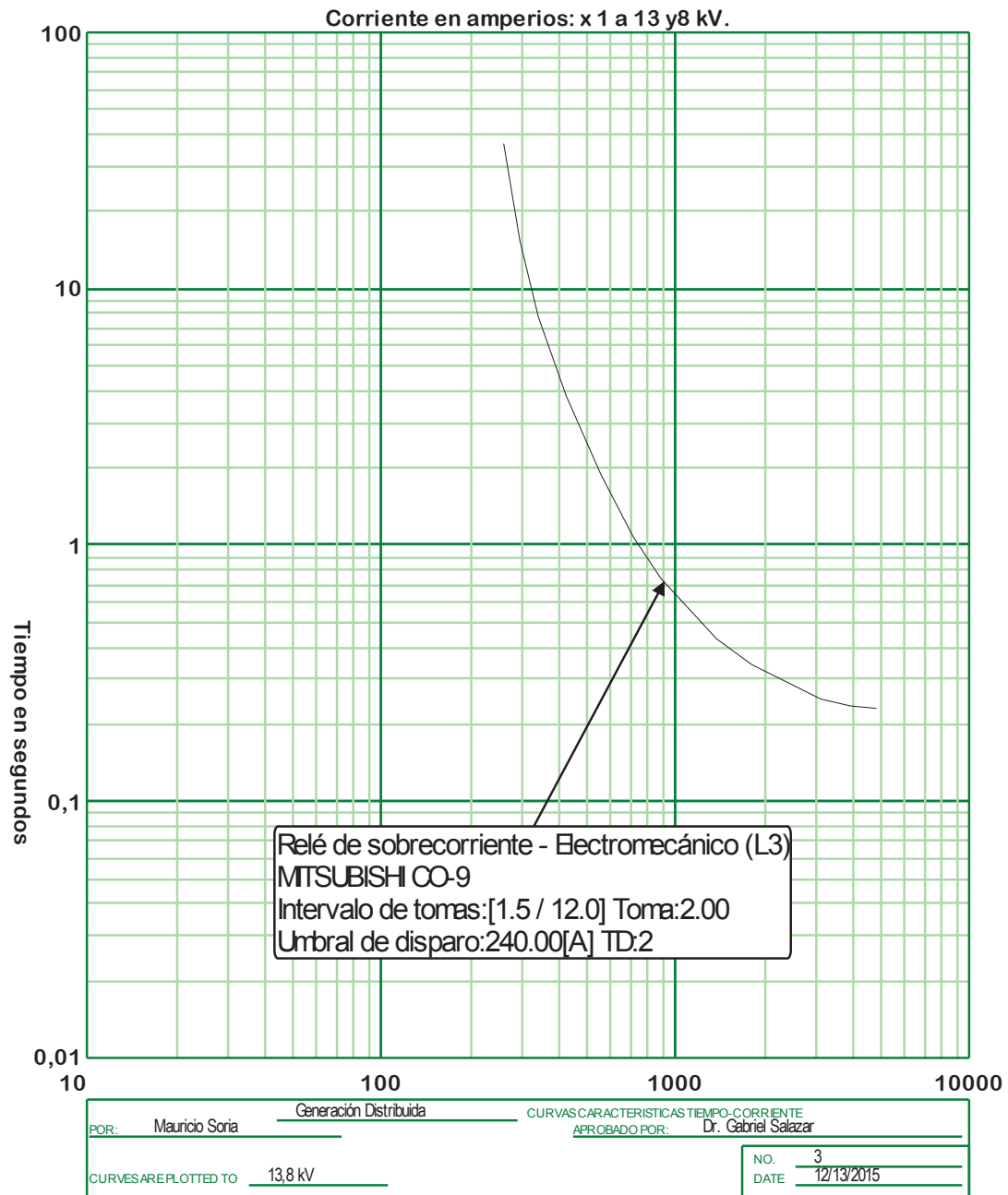


Figura 4.19 Curva característica de operación del Relé L3

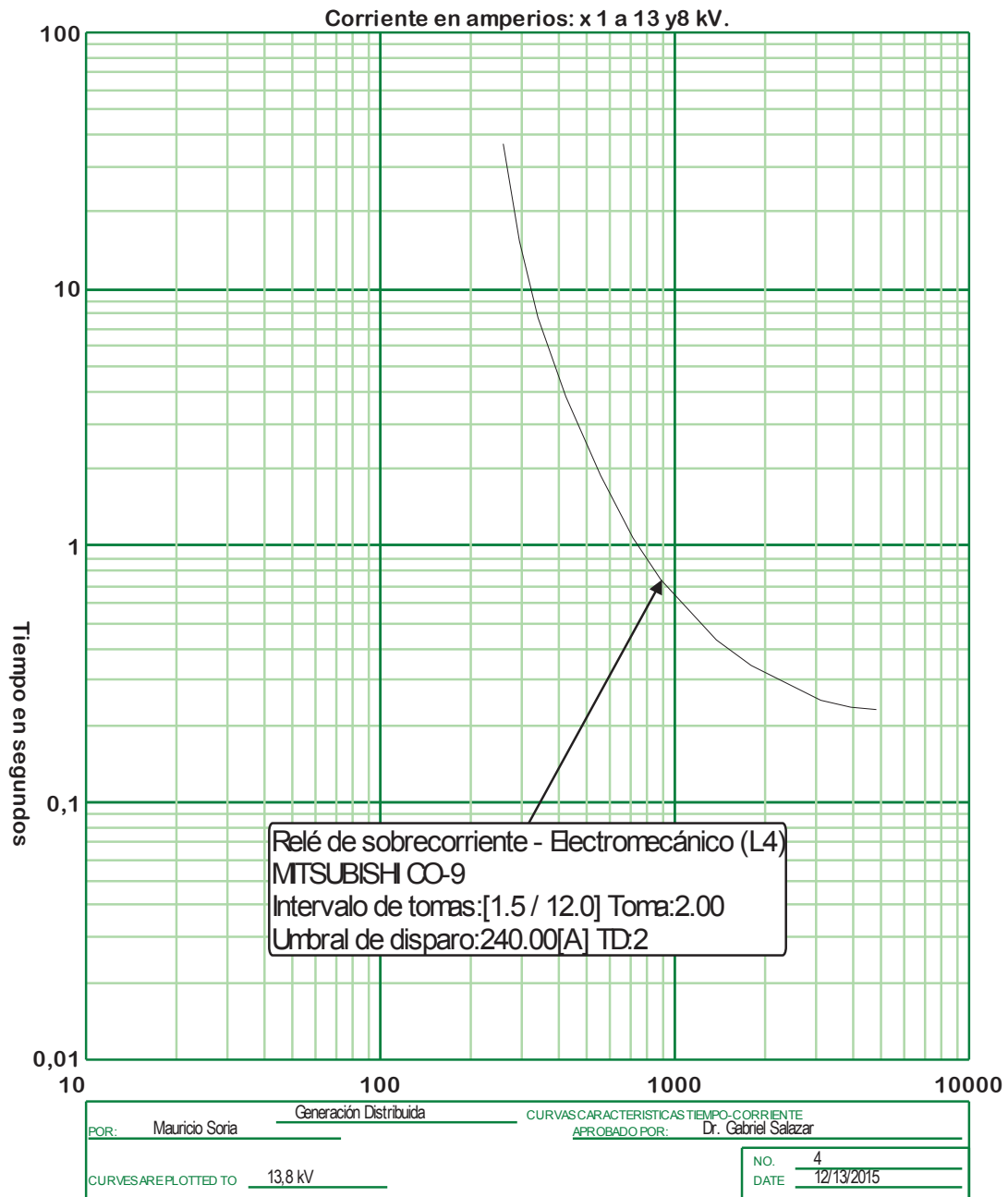


Figura 4.20 Curva característica de operación del Relé L4

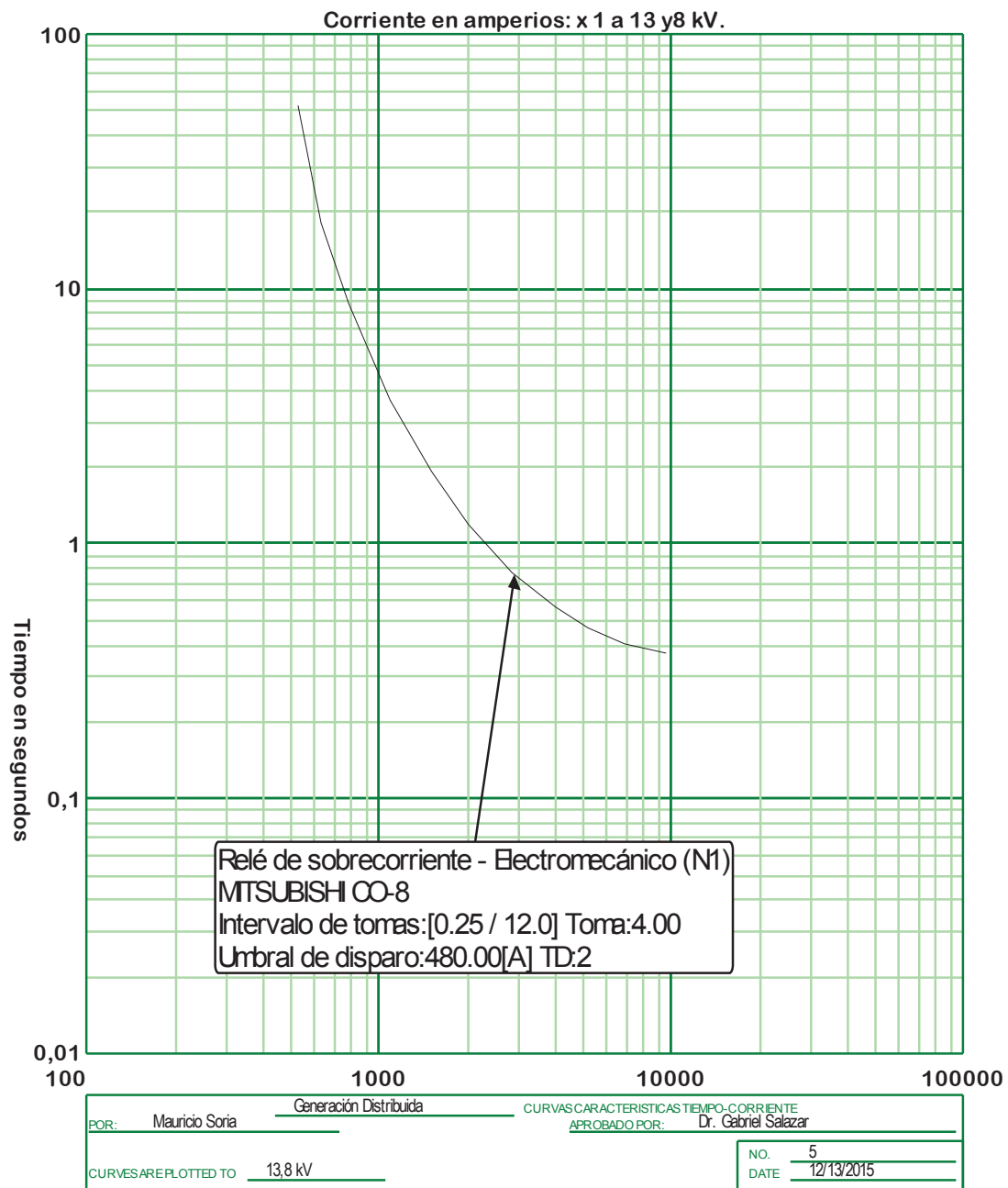


Figura 4.21 Curva característica de operación del Relé N1 Totalizador

La coordinación de las protecciones de cada ramal se presenta en las siguientes figuras.

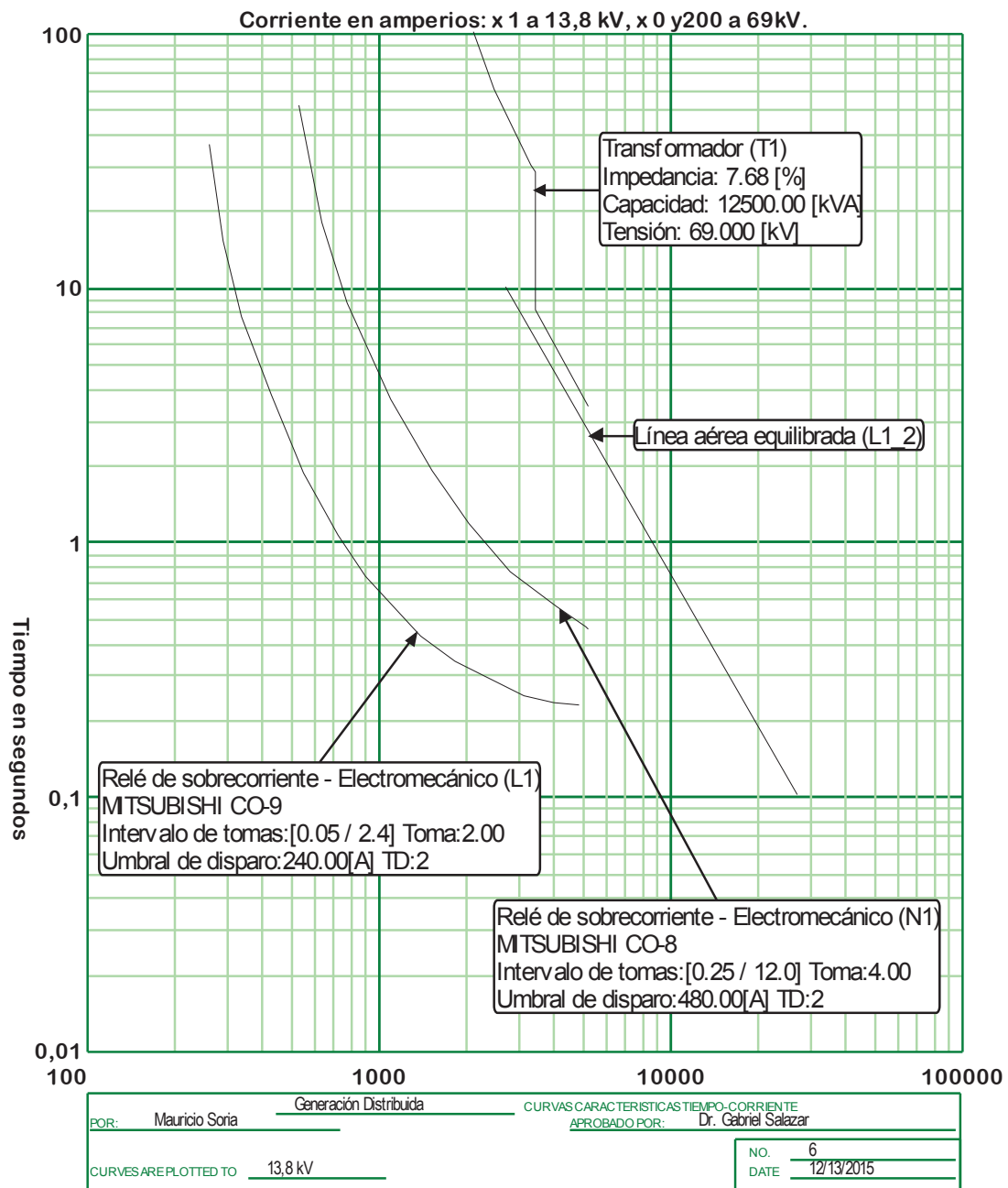


Figura 4.22 Coordinación de protecciones en el ramal del primer alimentador

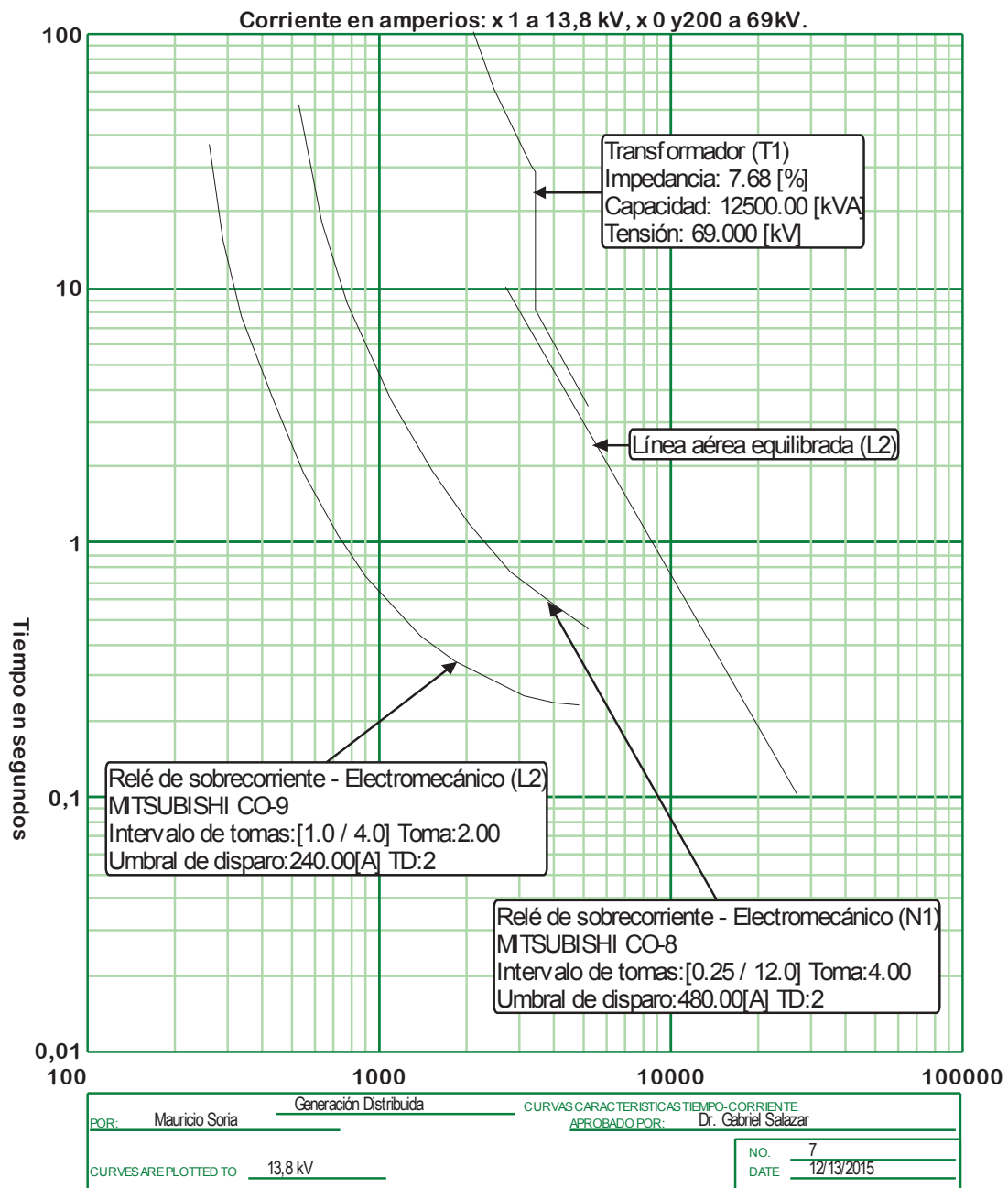


Figura 4.23 Coordinación de protecciones en el ramal del segundo alimentador

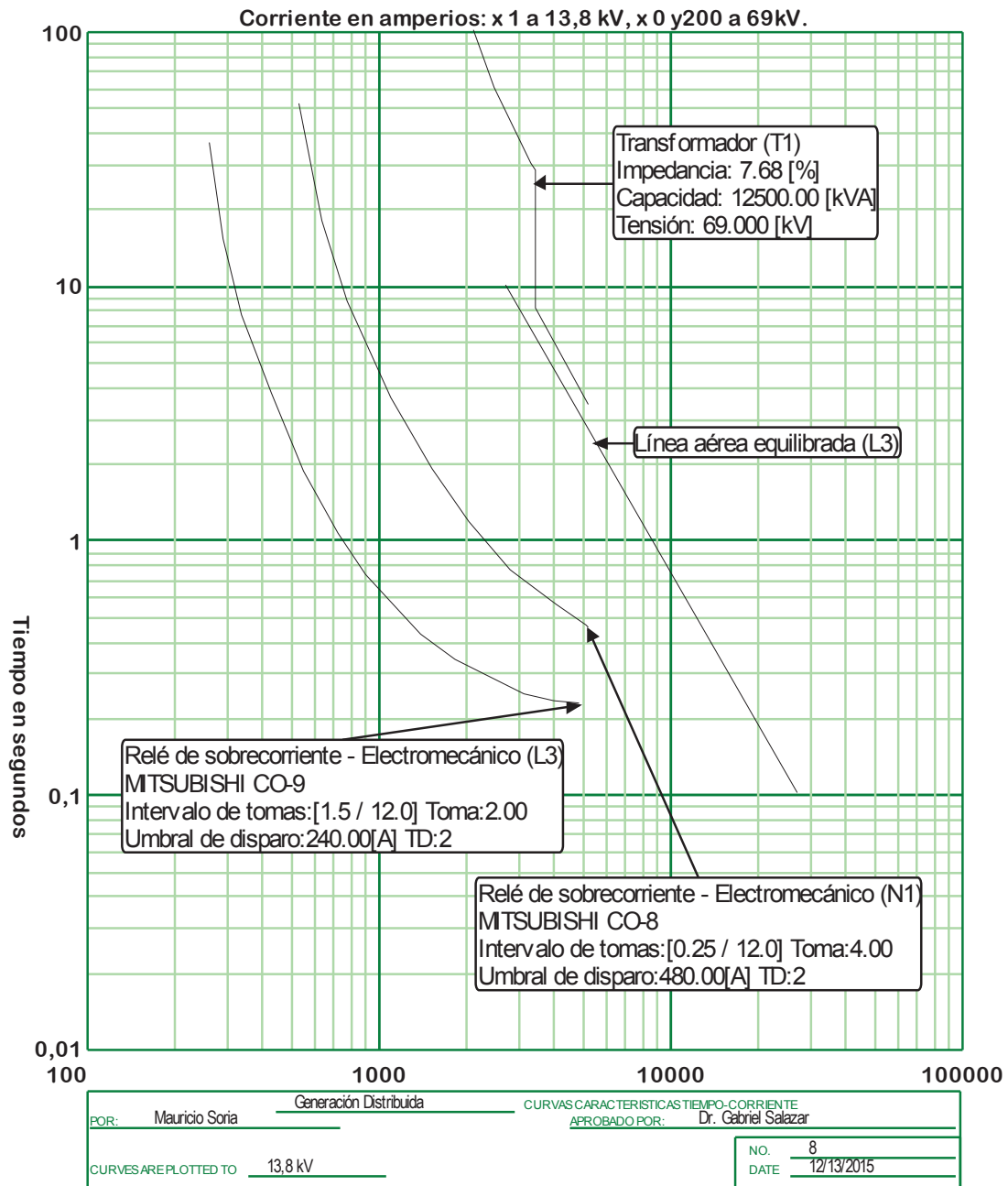


Figura 4.24 Coordinación de protecciones en el ramal del tercer alimentador

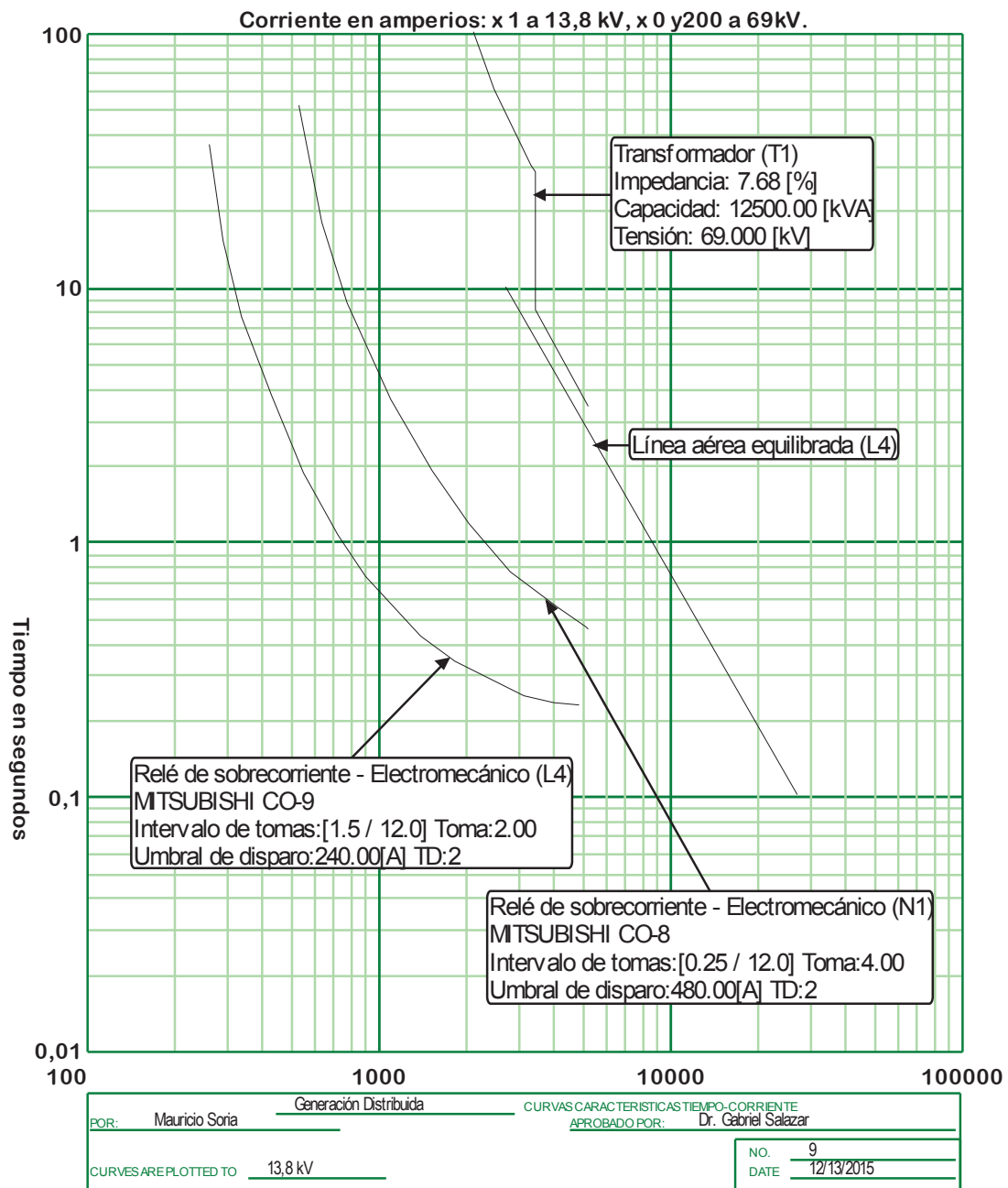


Figura 4.25 Coordinación de protecciones en el ramal del cuarto alimentador

De igual forma se presenta la coordinación para las protecciones de neutro.

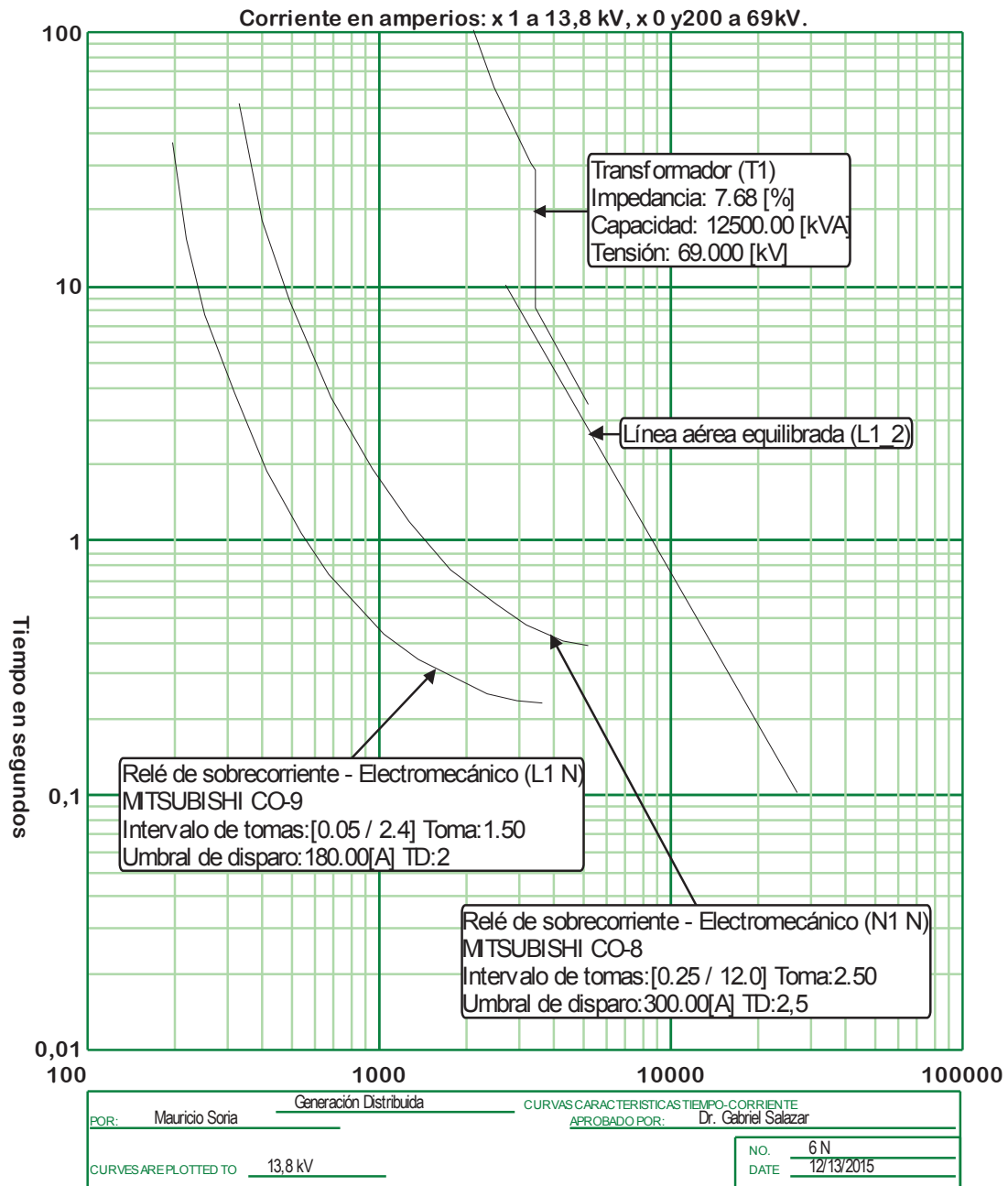


Figura 4.26 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del primer alimentador

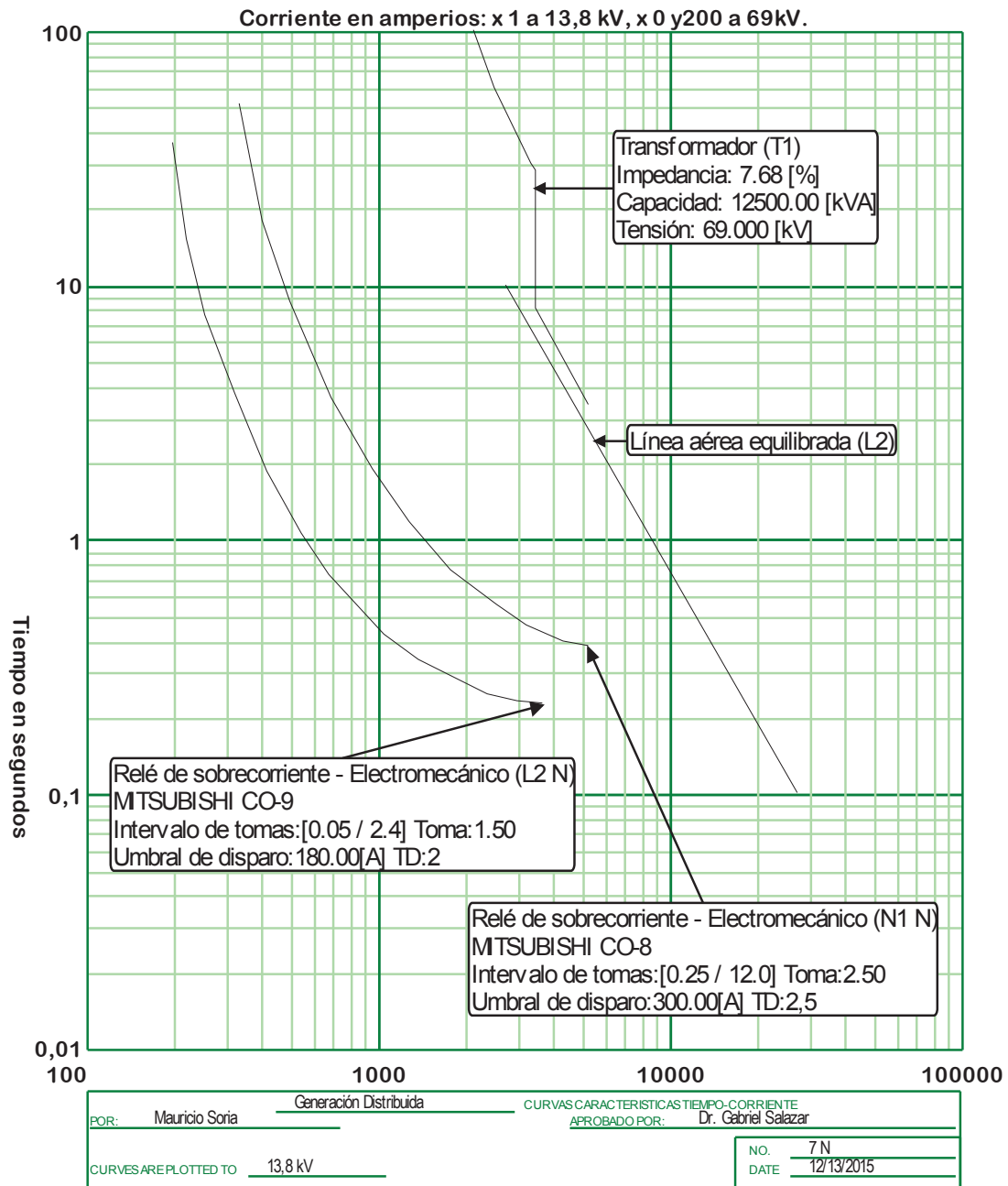


Figura 4.27 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del segundo alimentador

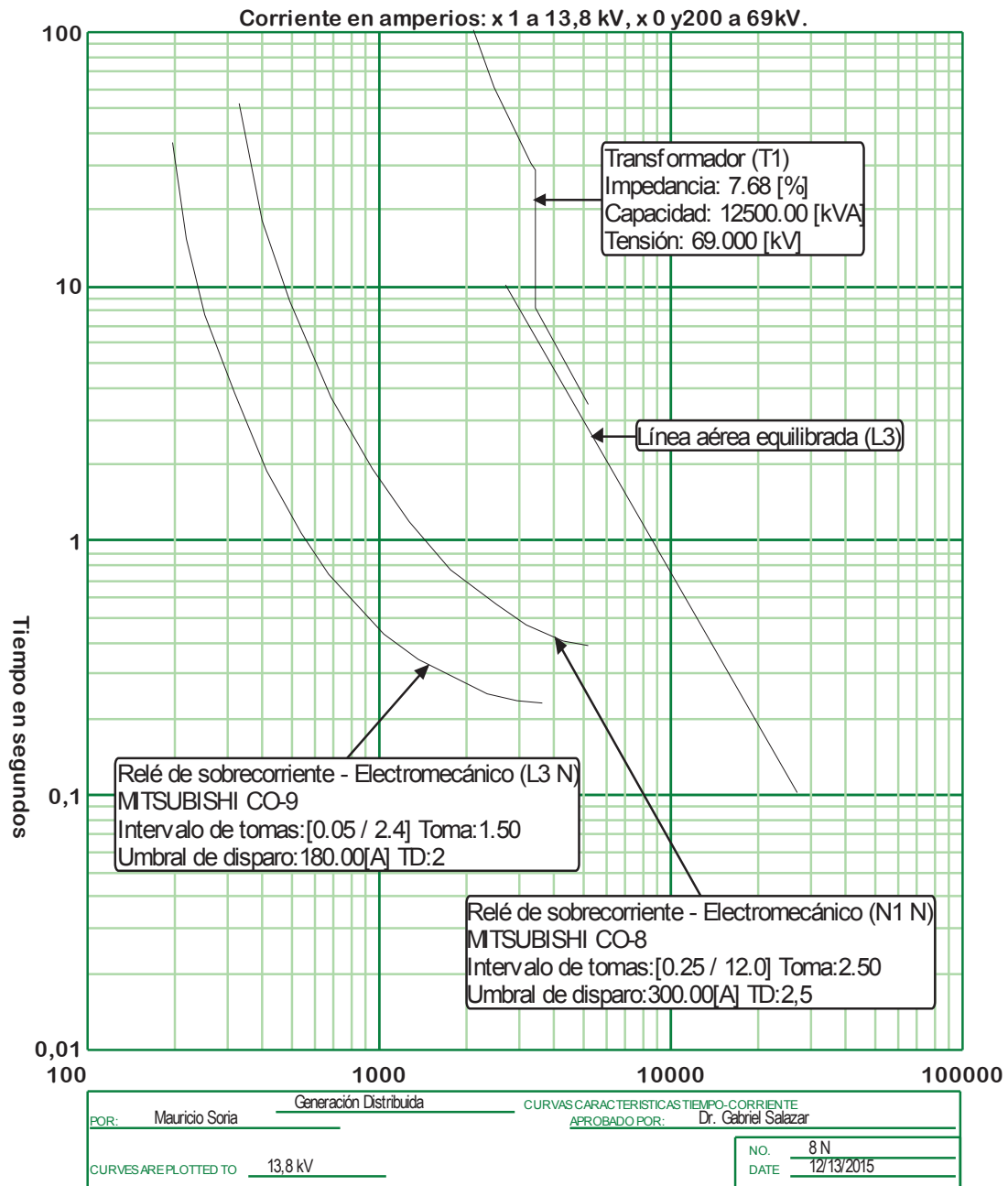


Figura 4.28 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del tercer alimentador

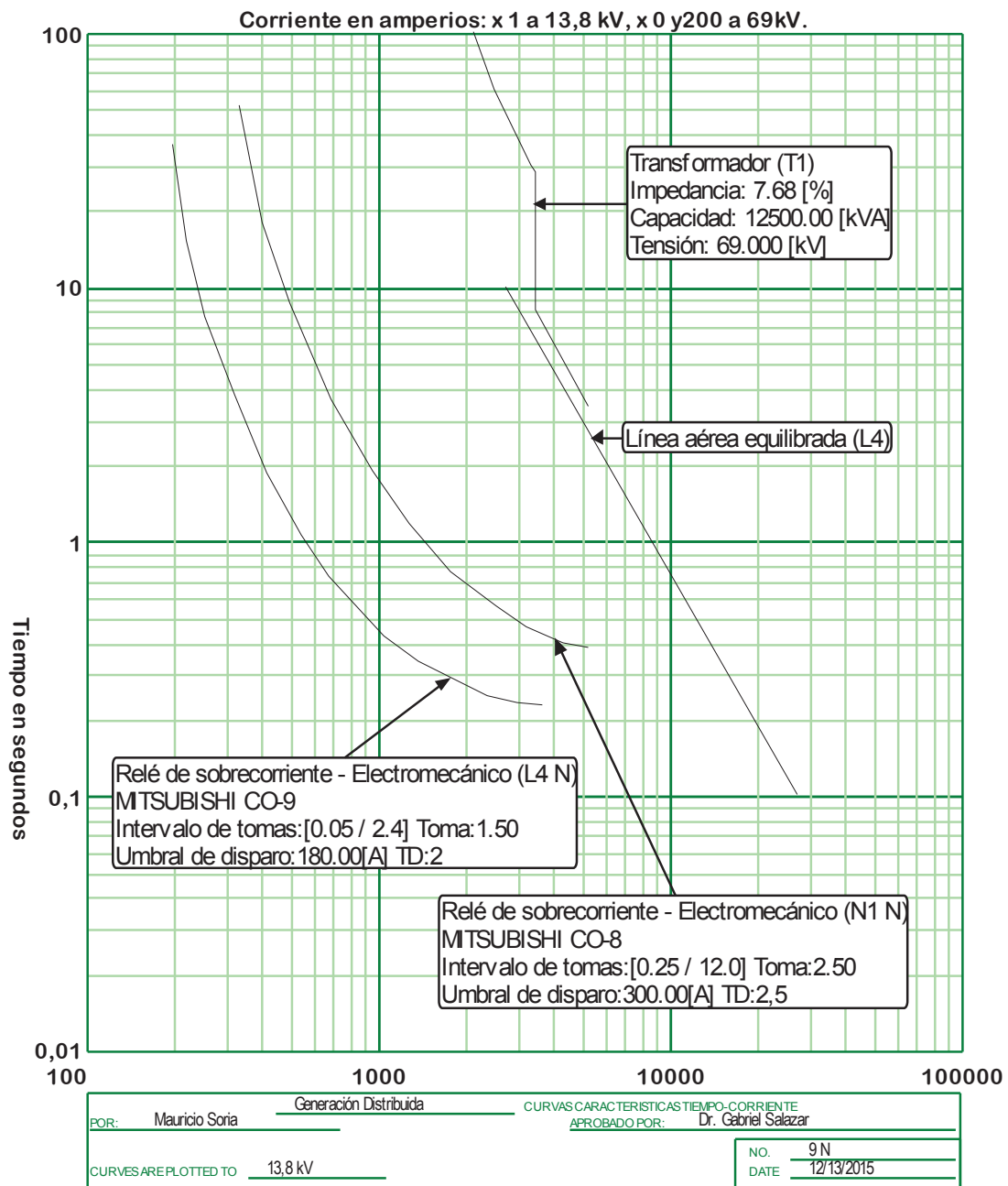


Figura 4.29 Coordinación de protecciones de neutro en el ramal del cuarto alimentador

En el sistema en estudio no es necesario cambiar la protección de sobrecorriente del primer alimentador por la de sobrecorriente direccional, por cuanto el aporte de corriente de la generación distribuida La Playa, no hace que el relé del primer alimentador opere ante una falla en un alimentador contiguo del sistema.

Lo mencionado anteriormente se puede observar en las siguientes figuras.

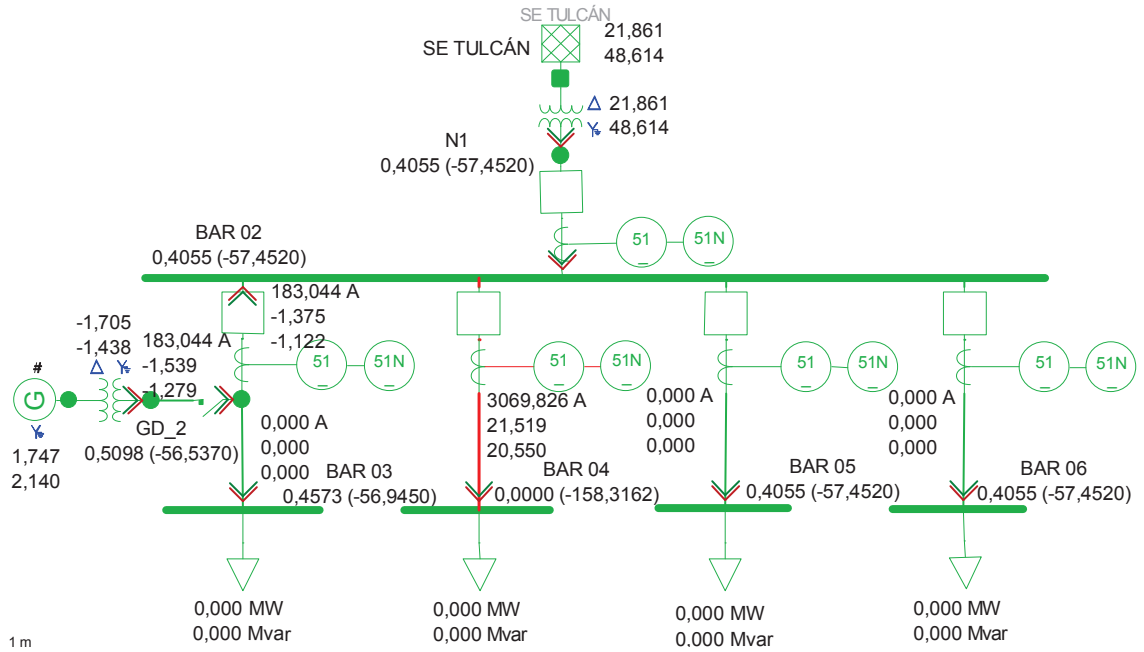


Figura 4.30 Falla en el alimentador contiguo al 50%

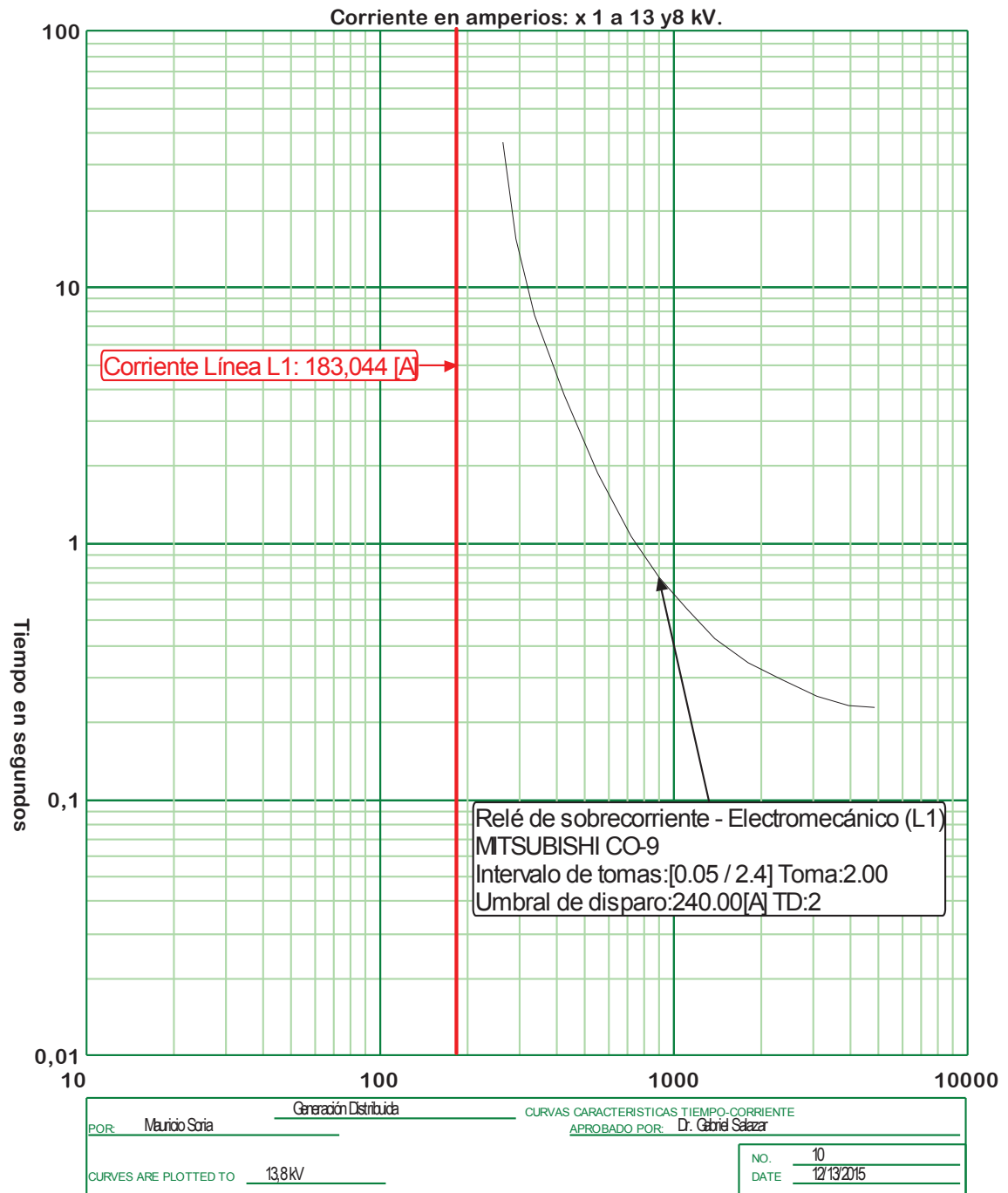


Figura 4.31 No operación del Relé L1 ante falla en alimentador contiguo

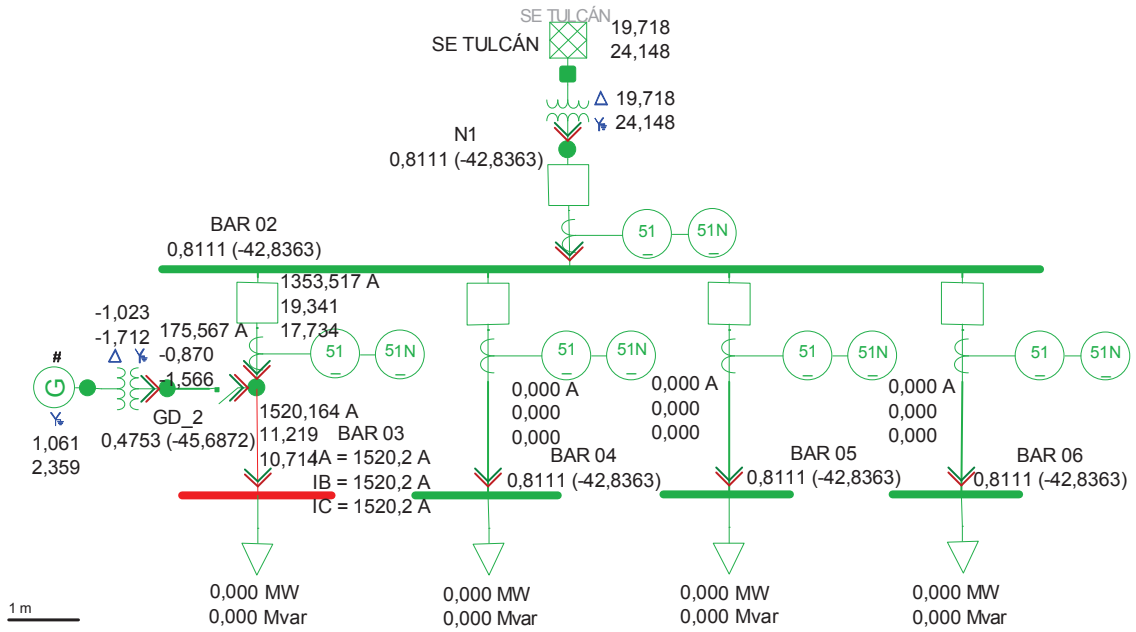


Figura 4.32 Falla en la Barra

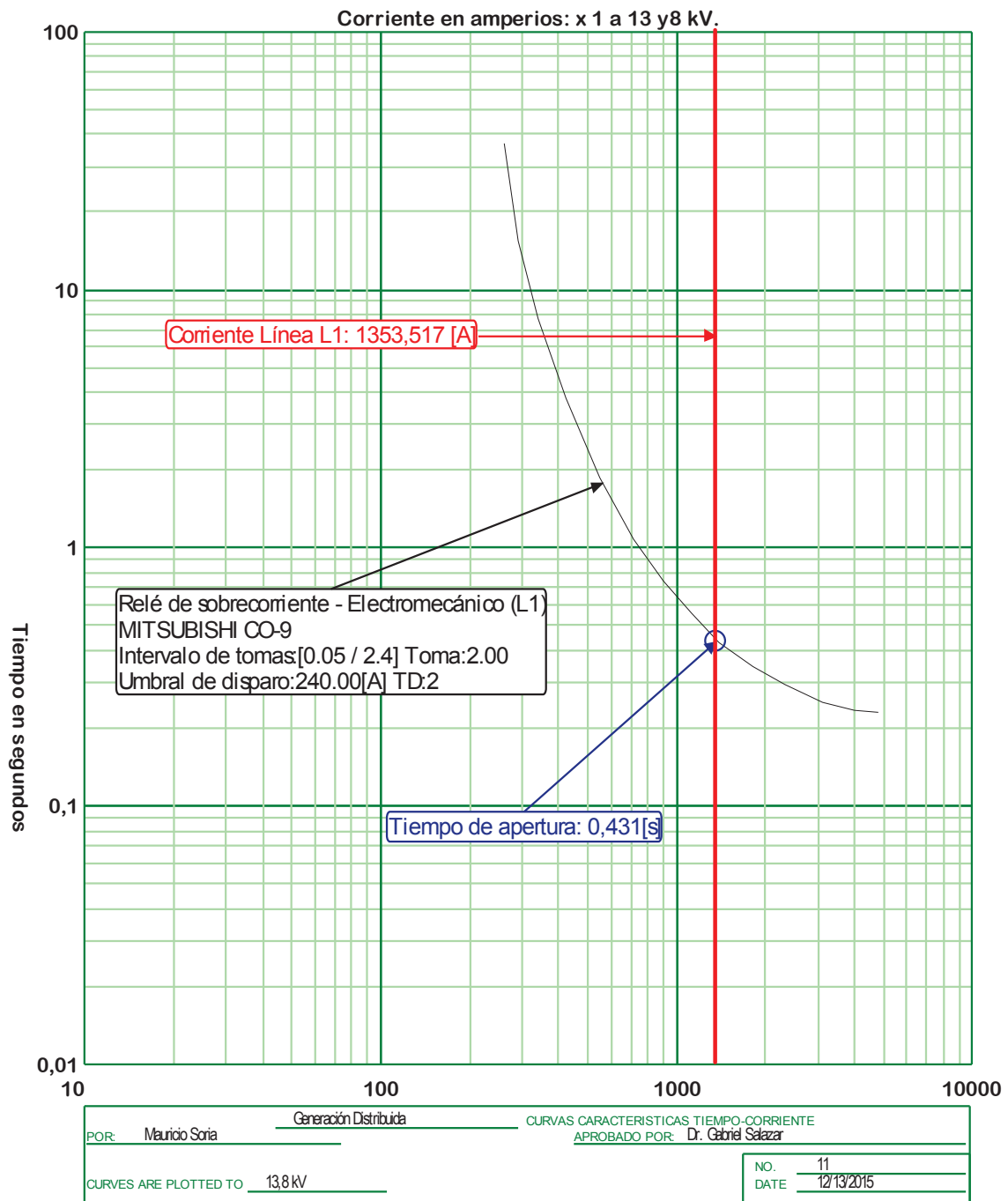


Figura 4.33 Operación del Relé L1 ante falla en la barra

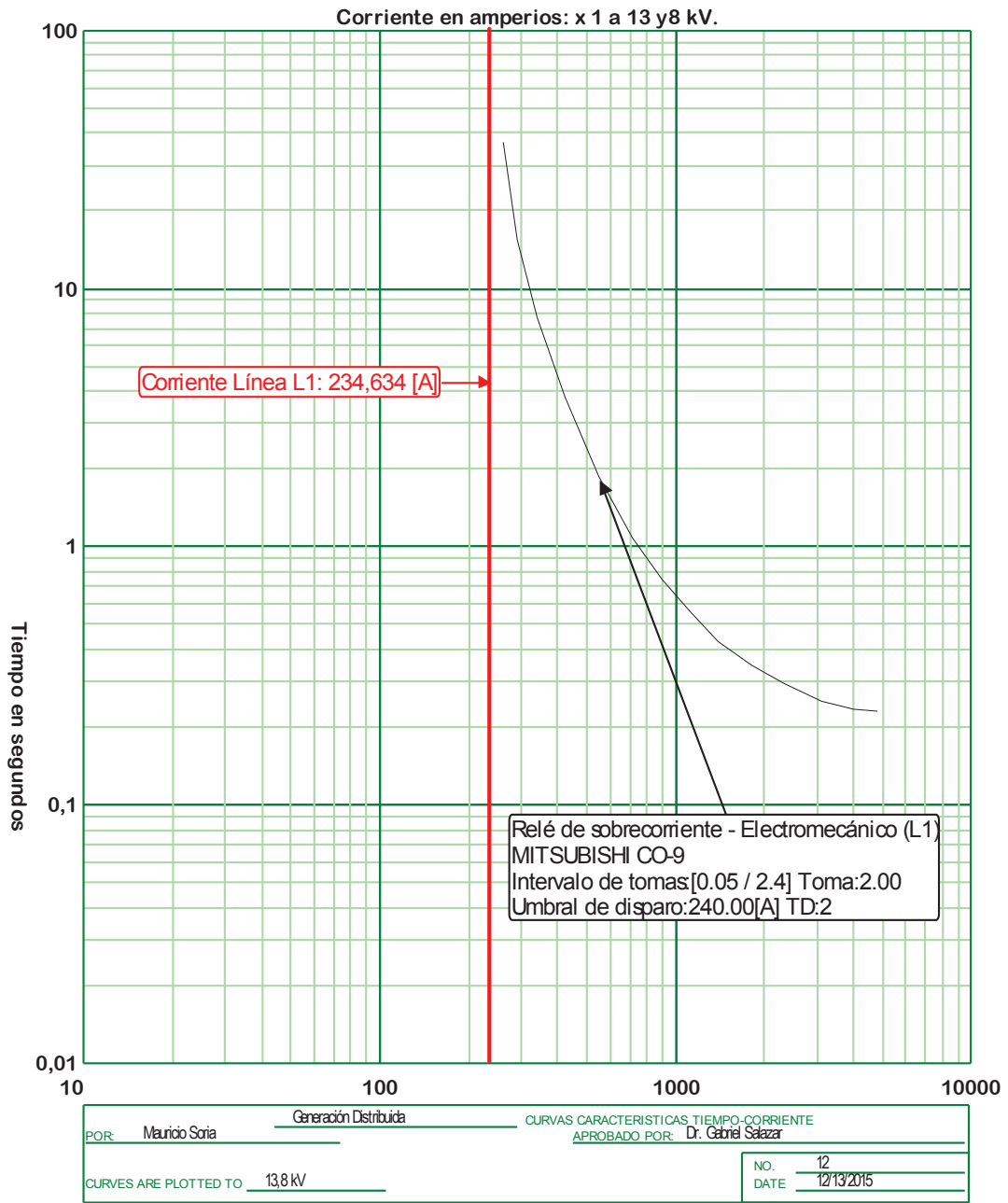


Figura 4.35 No operación del Relé L1 ante falla en alimentador contiguo

CAPÍTULO 5

DETERMINACIÓN DE POSIBLES INCONVENIENTES EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

5.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se expondrá un resumen de los resultados obtenidos a partir de los análisis correspondientes realizados tanto en los sistemas de prueba como en el sistema real.

5.2. RESULTADOS DEL SISTEMA DE PRUEBA

5.2.1. RESULTADOS PRIMER SISTEMA DE PRUEBA

En el primer sistema de prueba Glenwood (ver Figura 3.1), se realizaron análisis de flujos de potencia y de cortocircuitos antes y después de la conexión de la generación distribuida.

En dichos análisis se ha observado como con el ingreso de la generación distribuida al sistema, los flujos de potencia cambian debido al aporte del generador distribuido, reduciéndose así el flujo de potencia desde la red principal.

Las magnitudes de las corrientes de cortocircuito se incrementaron también por el aporte de la generación distribuida, evidenciando de esta manera un cambio en el comportamiento del sistema cuando se conecta generación distribuida, lo que puede acarrear ciertos inconvenientes en el sistema de protecciones.

De los análisis realizados en el sistema de prueba Glenwood se han obtenido los siguientes resultados:

Suministro de corriente y potencia desde la fuente o red equivalente al sistema

Al conectar generación distribuida al sistema, la red equivalente debe suministrar menos cantidad de corriente y potencia, que sin la presencia de generación distribuida.

Tabla 5.1 Corriente y potencia en la red equivalente del sistema Glenwood

	Sin conectar generación distribuida	Con presencia de generación distribuida
Corriente (A)	99,345	30,503
Potencia activa (MW)	4,262	1,121
Potencia reactiva (MVA_r)	1,261	0,778

Distribución y dirección del flujo de potencia

Se presenta una redistribución en el flujo de potencia por el sistema y cambios en la dirección del mismo, cuando se conecta generación distribuida.

Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje cambian en magnitud y ángulo especialmente en los nodos cercanos a la generación distribuida y aguas abajo de la misma.

Corrientes de cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito se ven influenciadas por el aporte de corriente de la generación distribuida e incrementan su valor en proporción a la magnitud y aporte de la generación distribuida al sistema.

5.2.2. RESULTADOS SEGUNDO SISTEMA DE PRUEBA

En el segundo sistema de prueba Demo (ver Figura 3.8) se realizó un análisis del comportamiento de las protecciones ante el ingreso de generación distribuida.

Se plantearon unos ajustes iniciales de las protecciones para el sistema sin generación distribuida y posteriormente se realizó un análisis de cómo se encontraban estos ajustes ante el ingreso de generación distribuida al sistema, con el fin de conocer si se deberían realizar cambios en las protecciones.

Finalmente se realizó una nueva coordinación de las protecciones cuando la generación distribuida se encontraba conectada al sistema.

De los análisis realizados en el sistema de prueba Demo se han obtenido los siguientes resultados:

Operación correcta o incorrecta de las protecciones con el ingreso de generación distribuida.

Se propone un primer caso de generación distribuida para ser conectada al sistema.

Se obtiene la siguiente distribución de la corriente y potencia para el primer alimentador:

Tabla 5.2 Corriente y potencia en el primer alimentador del sistema Demo

	Sin conectar generación distribuida	Con presencia de generación distribuida
Corriente (A)	75,379	37,305
Potencia activa (MW)	1,465	0,155
Potencia reactiva (MVA_r)	1,014	0,869

Ante una falla en el alimentador contiguo.

Tabla 5.3 Corriente y potencia en el primer alimentador ante una falla en el alimentador contiguo

Con falla en alimentador contiguo	
Corriente (A)	224,368
Potencia activa (MW)	-0,339
Potencia reactiva (MVAR)	-1,104

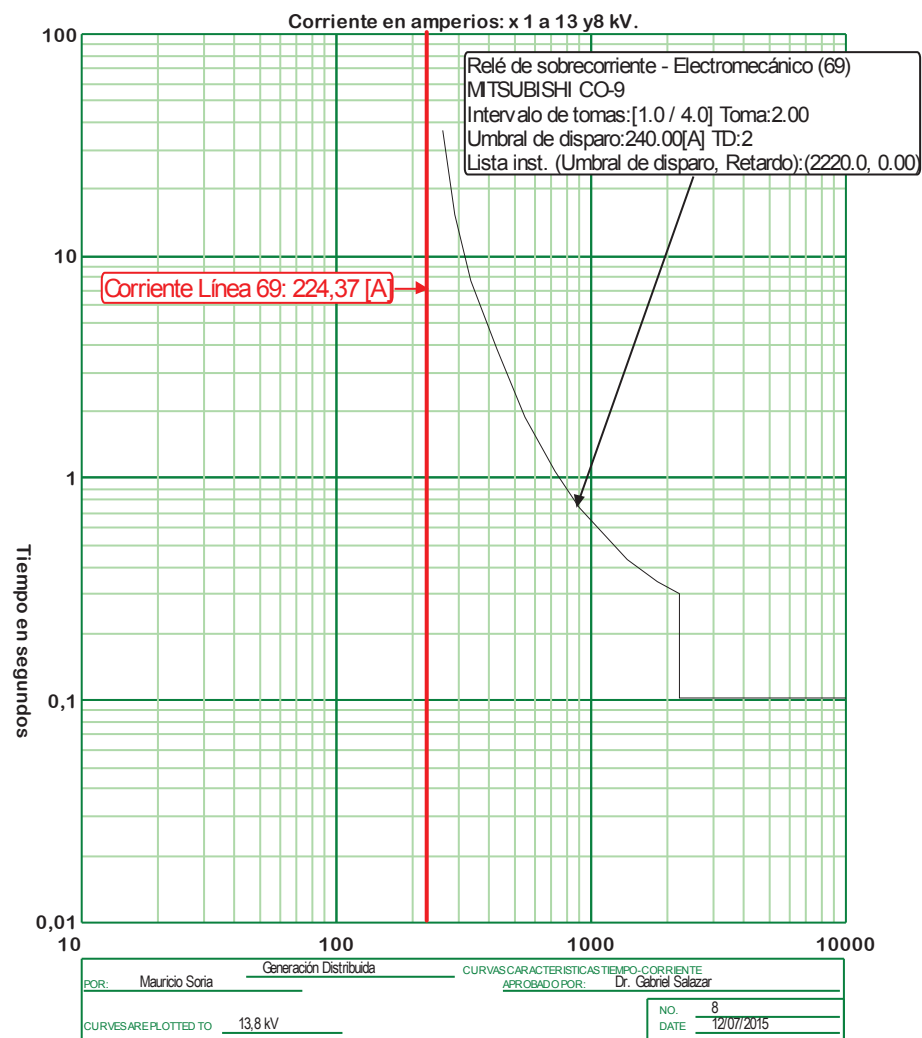


Figura 5.1 No operación del relé del primer alimentador ante falla en alimentador contiguo

Se propone un segundo caso de generación distribuida para ser conectada al sistema.

Se obtiene la siguiente distribución de la corriente y potencia para el primer alimentador:

Tabla 5.4 Corriente y potencia en el primer alimentador del sistema Demo

	Sin conectar generación distribuida	Con presencia de generación distribuida
Corriente (A)	75,379	60,684
Potencia activa (MW)	1,465	-1,130
Potencia reactiva (MVar)	1,014	0,887

Con la presencia de generación distribuida para el segundo caso, el flujo de potencia activa cambia su dirección.

Ante una falla en el alimentador contiguo.

Tabla 5.5 Corriente y potencia en el primer alimentador ante una falla en el alimentador contiguo

	Con falla en alimentador contiguo
Corriente (A)	348,270
Potencia activa (MW)	-0,564
Potencia reactiva (MVar)	-1,749

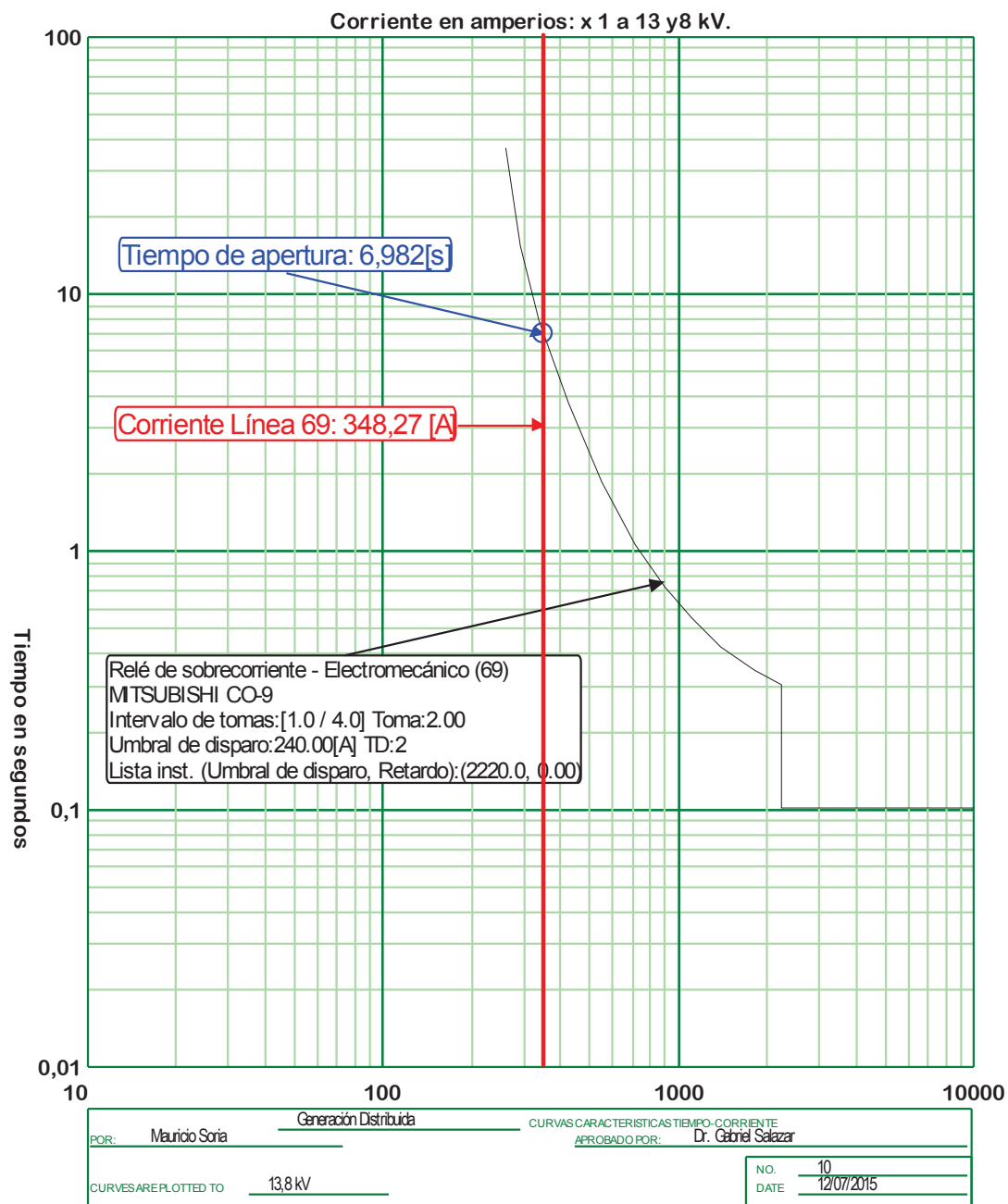


Figura 5.2 Operación errónea del relé del primer alimentador ante falla en alimentador contiguo

5.3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL SISTEMA DE PRUEBA

5.3.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

De los resultados obtenidos para el primer sistema de prueba Glenwood se puede determinar lo siguiente:

Suministro de corriente y potencia desde la fuente o red equivalente al sistema

Con el ingreso de la generación distribuida al sistema, la red equivalente ha disminuido en un 70% del suministro inicial de corriente debido a que la generación distribuida es considerable (3 MW).

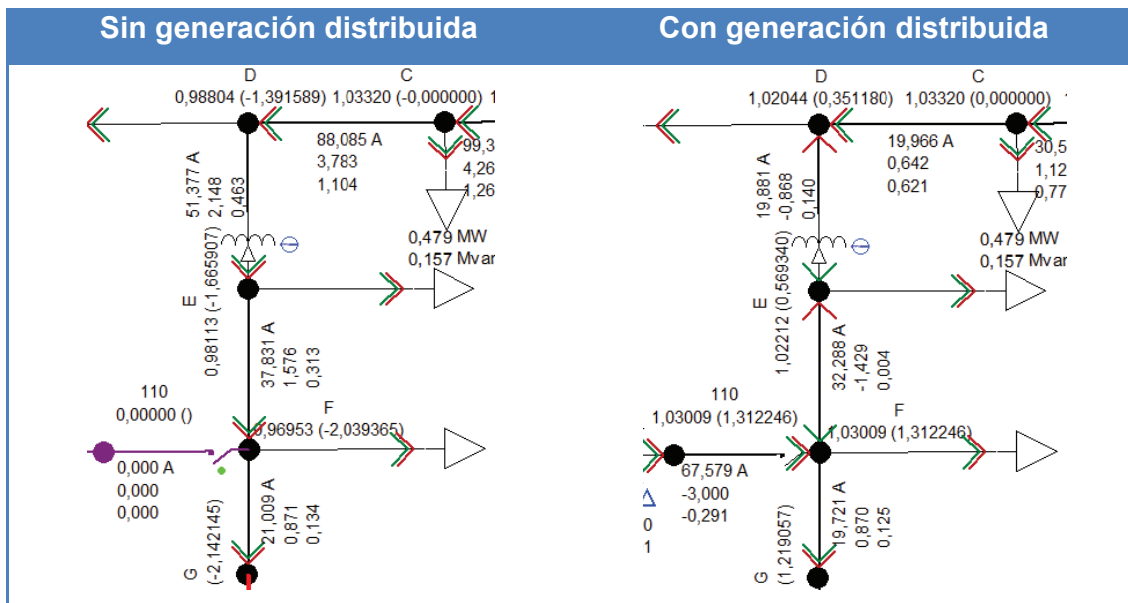
De igual manera, el aporte de la potencia activa desde la fuente ha disminuido en un 74% del inicial, y el de la potencia reactiva ha disminuido un 38%.

Distribución y dirección del flujo de potencia

Cuando la generación distribuida no se conecta al sistema el flujo de potencia va desde la fuente o red equivalente hacia las cargas como comúnmente sucede en un sistema radial. Esto sucede tanto para el flujo de potencia activa como el flujo de potencia reactiva.

Una vez que la generación distribuida entra en operación, la dirección del flujo de potencia cambia para ciertos tramos en sentido contrario o a su vez, se obtienen nuevos flujos como resultado de la diferencia entre el flujo proveniente de la red y el flujo contrario proveniente de la generación distribuida.

Tabla 5.6 Redistribución y dirección del flujo de potencia



Niveles de voltaje

Sin tener generación distribuida en el sistema, como comportamiento normal del sistema se presentan caídas de voltaje, donde se constata que mientras más alejadas estén las cargas de la fuente, un menor nivel de voltaje tendrán dichas cargas.

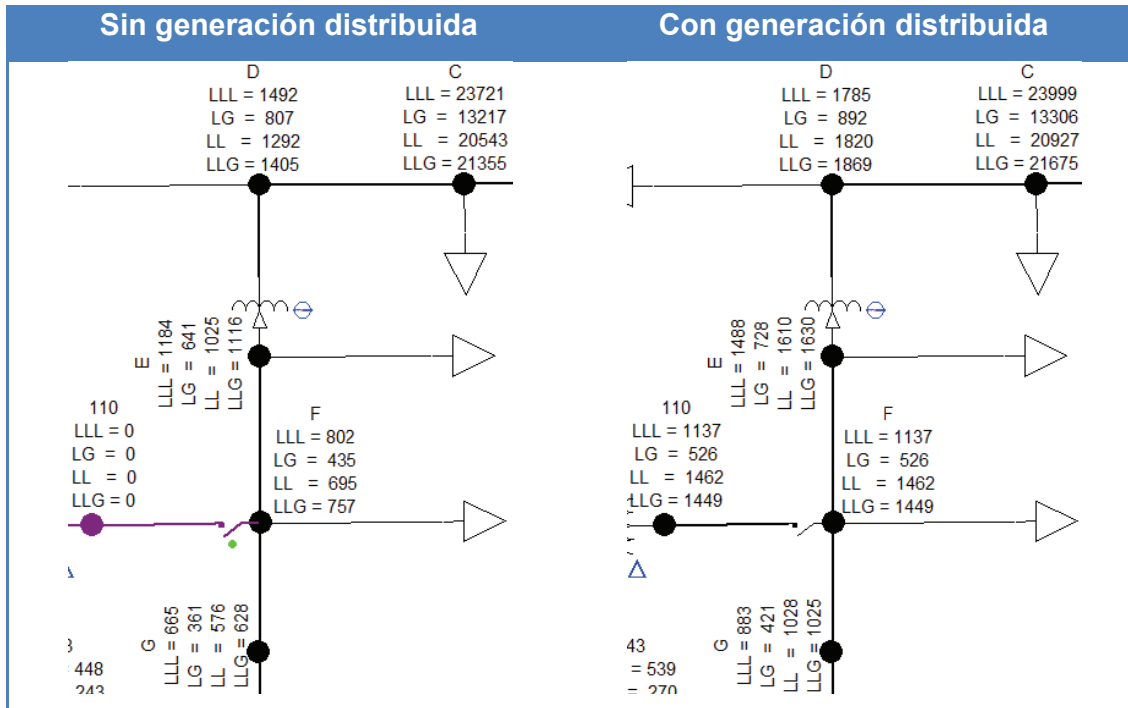
Con el ingreso de generación distribuida al sistema, los perfiles de voltaje mejoran, especialmente para los nodos cercanos a la generación distribuida. Con ello la generación distribuida es útil también para la regulación de voltaje.

Corrientes de cortocircuito

Sin generación distribuida el cálculo de las corrientes de cortocircuito se lo realiza con las impedancias del sistema eléctrico inicial, sin embargo, con el ingreso de la generación distribuida se debe considerar un nuevo sistema eléctrico de donde se obtiene un nuevo circuito equivalente con las impedancias y fuentes tanto de la red como de la generación distribuida.

Se hace evidente el aporte que la generación distribuida tiene a la corriente de falla, y como esto puede alterar los ajustes y la coordinación de las protecciones eléctricas, dependiendo del grado de participación que la generación distribuida tenga en el sistema.

Tabla 5.7 Cambio en las corrientes de cortocircuito



5.4. RESULTADOS DEL SISTEMA REAL

En el sistema real de la subestación Tulcán con sus cuatro alimentadores, donde la generación distribuida se encuentra en el primer alimentador (ver Figura 4.14) se presentaron los ajustes y la coordinación de las protecciones eléctricas.

La coordinación obtenida en uno de los alimentadores de presenta a continuación.

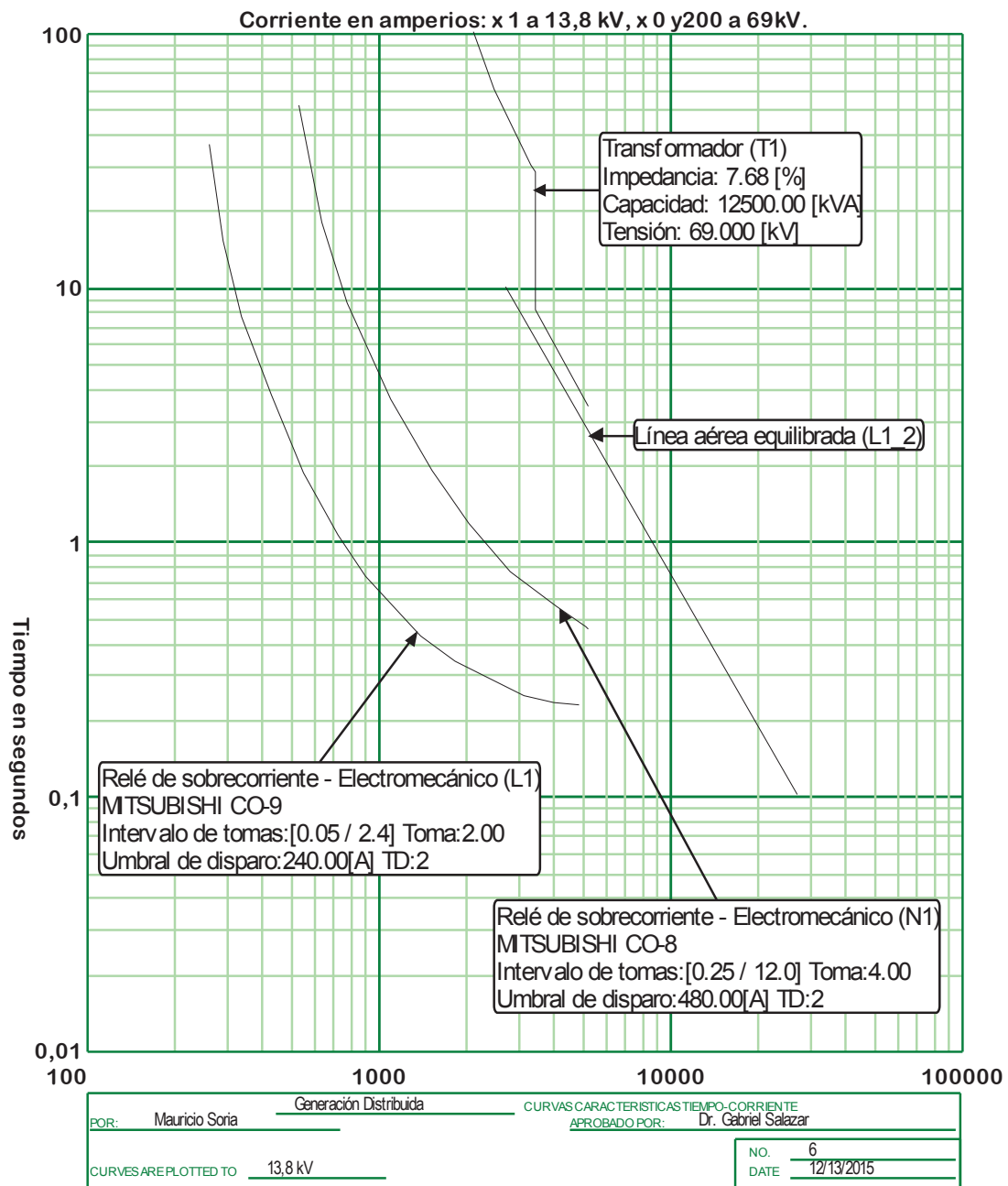


Figura 5.3 Coordinación de protecciones en el ramal del primer alimentador

En el flujo de potencia del sistema real se verifica el aporte de la generación distribuida al sistema, el cual es considerable sin llegar a ser muy elevado.

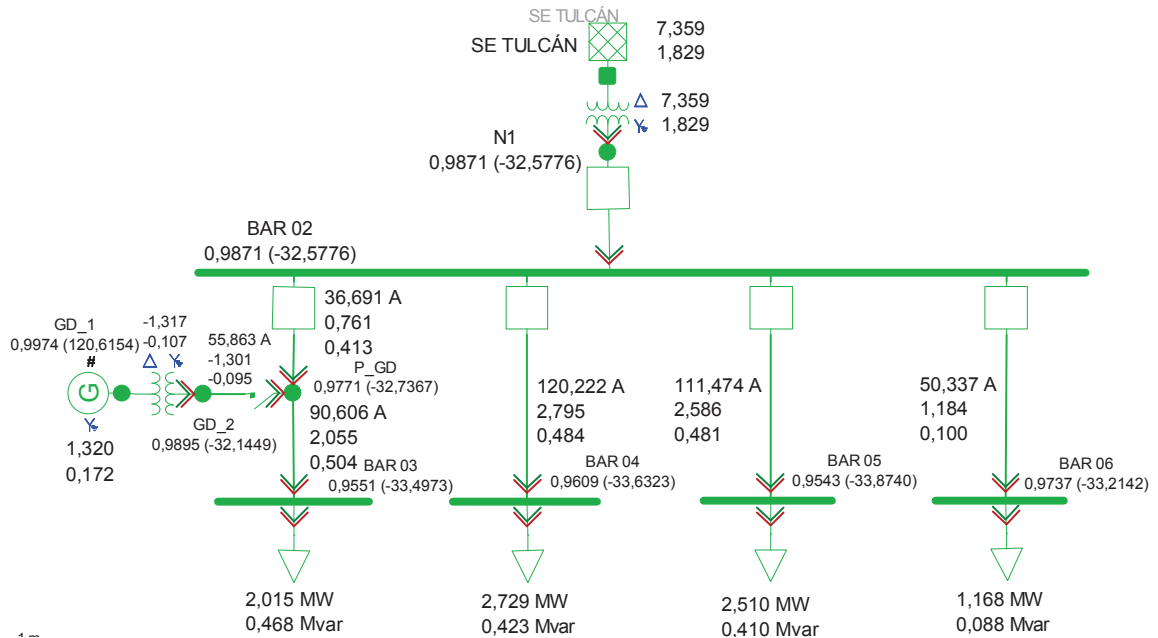


Figura 5.4 Sistema Real - Flujo de potencia

Al aplicar una falla en la barra del primer alimentador, se evidencia una correcta operación del relé de protección.

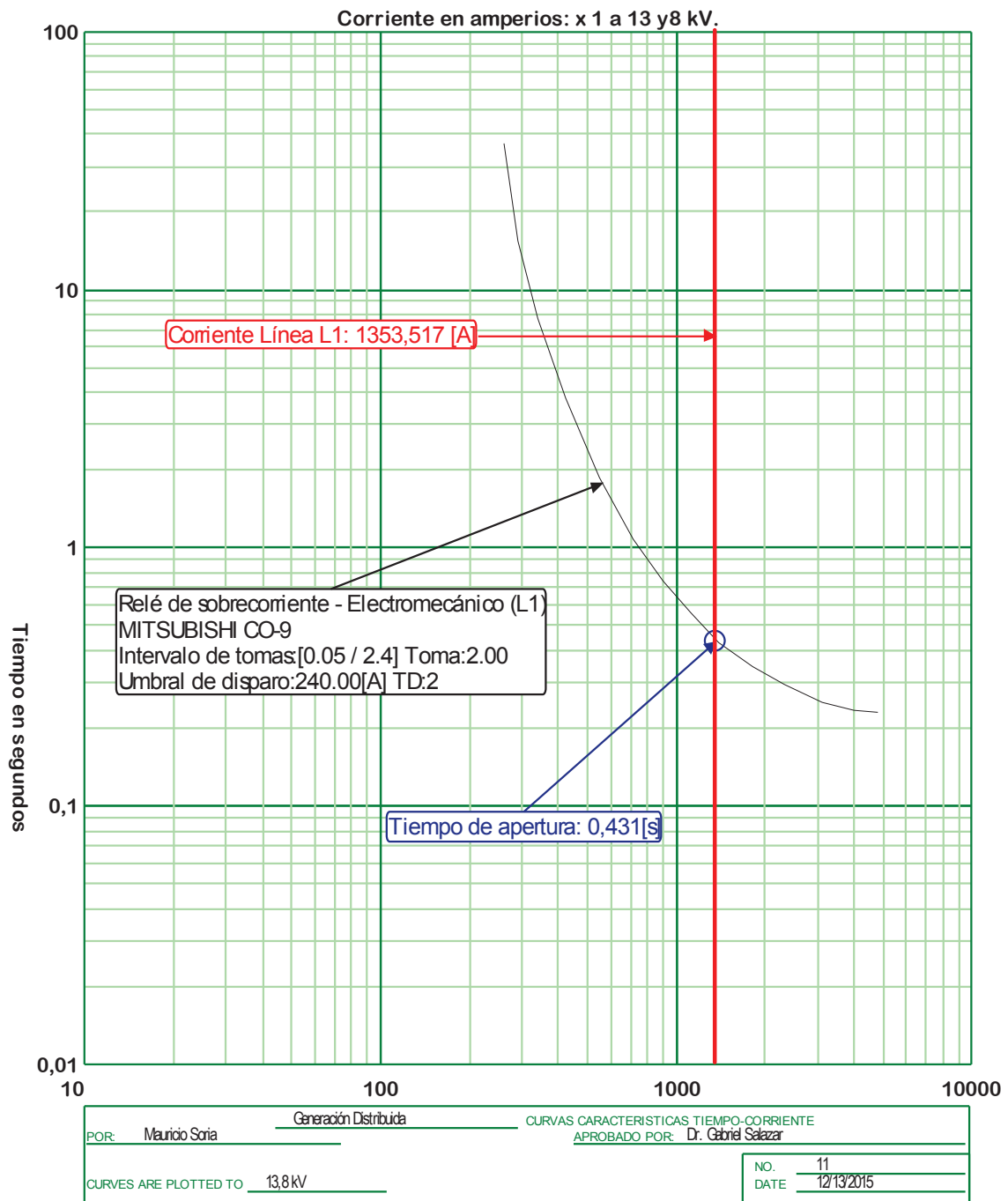


Figura 5.5 Operación del Relé L1 ante falla en la barra

5.5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL SISTEMA REAL

Con el fin de verificar el correcto funcionamiento del relé del alimentador con generación distribuida se aplican fallas en el alimentador contiguo al 50 y 15% del mismo.

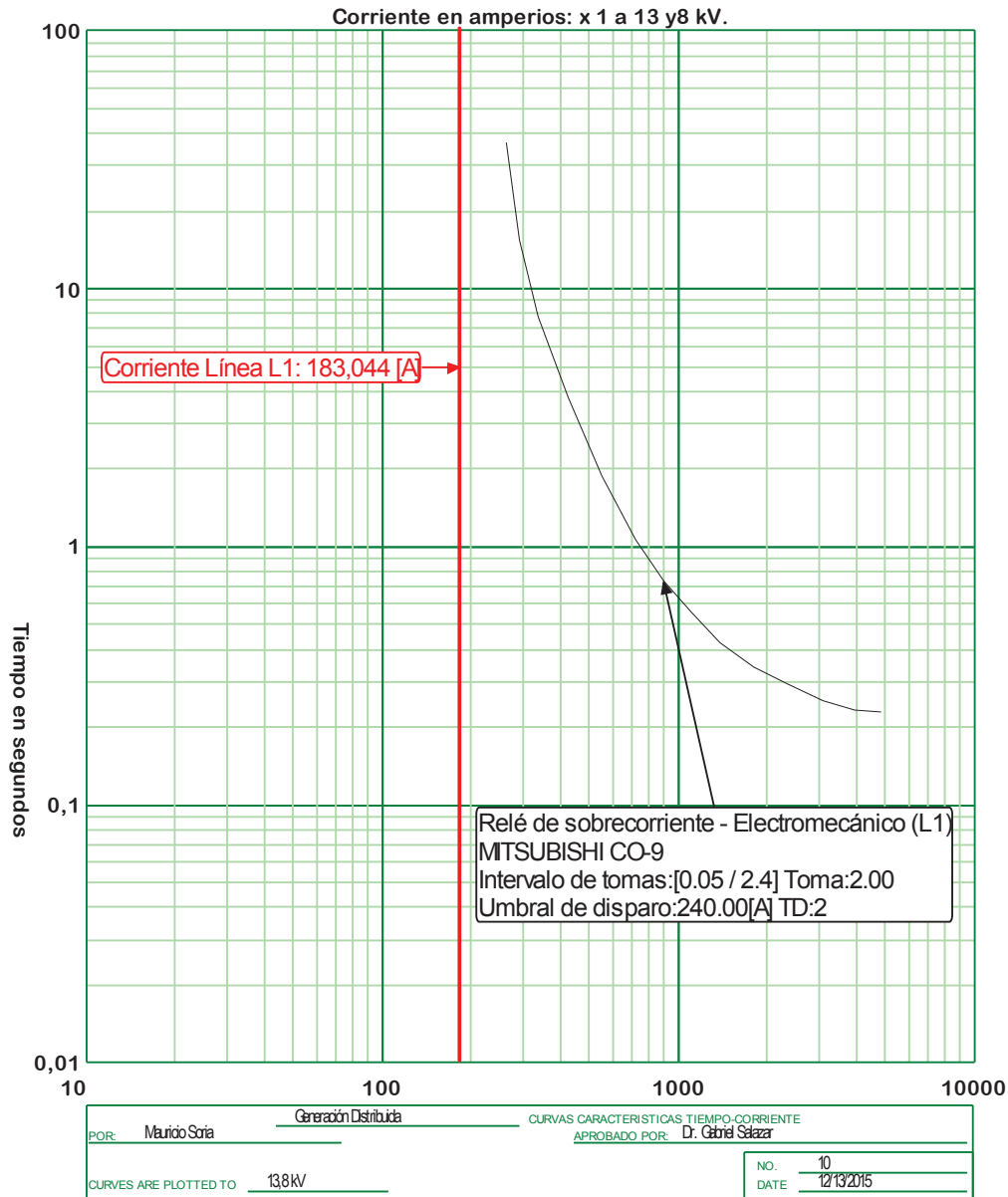


Figura 5.6 No operación del Relé L1 ante falla en alimentador contiguo

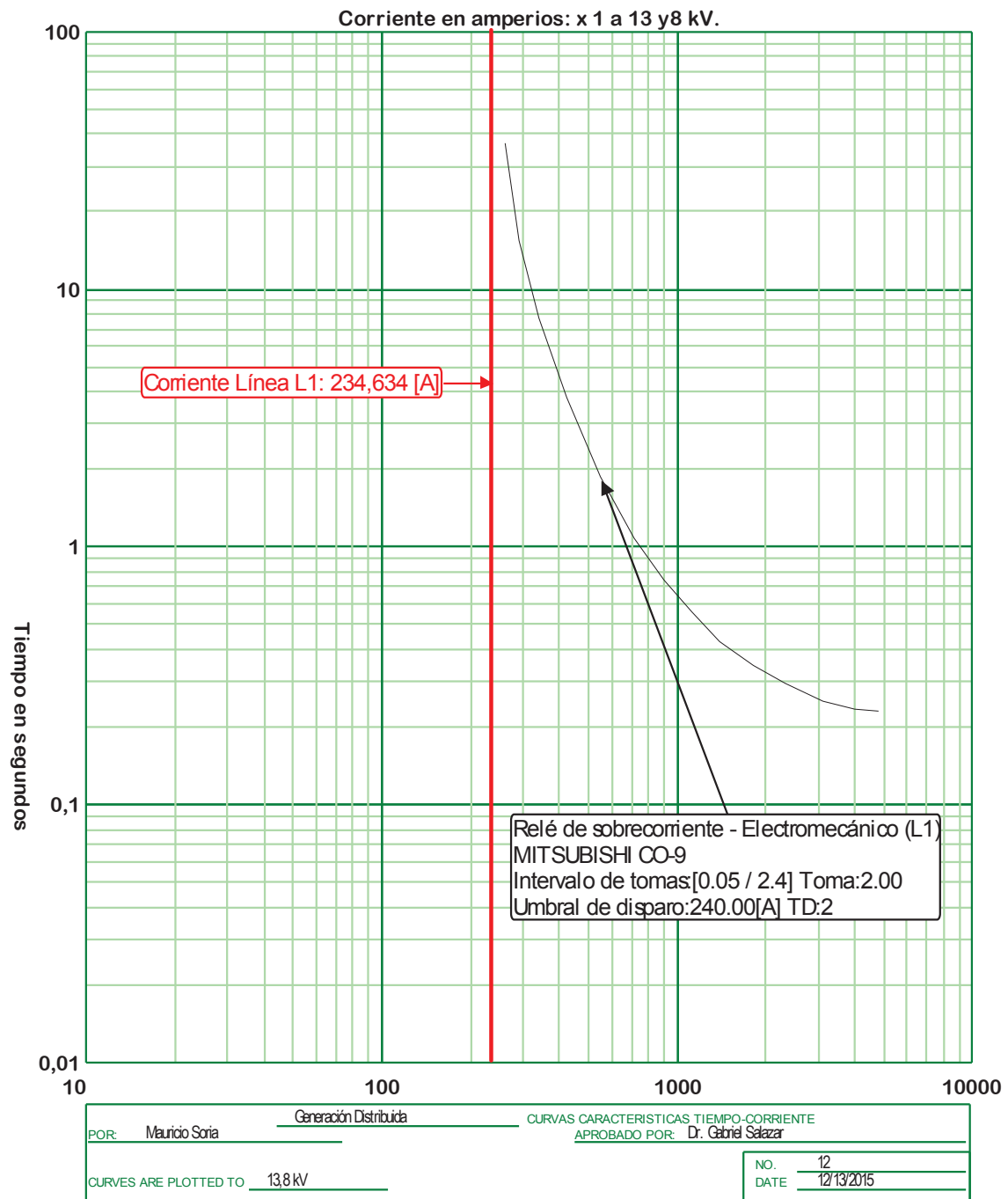


Figura 5.7 No operación del Relé L1 ante falla en alimentador contiguo

Se obtiene que no necesariamente se debe aplicar un relé de sobrecorriente direccional, cuando la protección del alimentador presenta un funcionamiento adecuado ante la conexión de generación distribuida.

5.6. POSIBLES INCONVENIENTES

A continuación se hará mención de los posibles inconvenientes detectados en las protecciones.

Direccionalidad de los relés de protección

Los relés de protección que comúnmente son utilizados en los alimentadores de distribución son los de sobrecorriente, sin la característica de la direccionalidad.

Debido al flujo de potencia que parte de la generación distribuida hacia la falla, la protección del alimentador puede operar incorrectamente, a pesar de que el flujo tenga una dirección contraria a la convencional.

La protección de sobrecorriente únicamente detectará el nivel de corriente elevado y entrará en funcionamiento sin discriminar hacia donde se encuentra el flujo de dicha sobrecorriente.

Inconvenientes en los ajustes de las protecciones

Se puede causar una actuación errónea del relé de protección del transformador, por el uso de la característica instantánea.

Además de la protección de la barra de medio voltaje, la protección del transformador servirá como respaldo para la protección de los alimentadores, donde una falla en el alimentador con generación distribuida, que es más probable, puede ocasionar la operación de la característica instantánea del transformador.

Esto provoca una pérdida de selectividad en la coordinación de protecciones y deja sin suministro de energía a todos los alimentadores que parten de la subestación.

Pérdida de selectividad

El relé de protección de sobrecorriente del alimentador en el cual se encuentra conectada la generación distribuida, puede presentar una actuación errónea ante fallas en otros alimentadores del sistema.

Por lo cual se puede desconectar una parte del sistema que no debería serlo, antes de despejar el elemento o la sección del sistema que presenta falla, por el aporte del flujo de la generación distribuida.

CAPÍTULO 6 PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES

6.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se expondrán las posibles soluciones a inconvenientes en los ajustes y coordinación de protecciones cuando se presente el caso de conexión de generación distribuida.

6.2. POSIBLES SOLUCIONES

El principal inconveniente detectado en la coordinación de protecciones es la direccionalidad. Esta característica que permite a una protección eléctrica poder discriminar su operación ante fallas cuyo flujo sea contrario a la dirección del flujo preestablecido ante el cual el relé debe operar.

Relés de sobrecorriente direccional

Al usarse normalmente relés de sobrecorriente instantáneos y temporizados, que no tienen esta característica de la direccionalidad, se pueden producir actuaciones erróneas en las protecciones eléctricas de los alimentadores de distribución, ante fallas en alimentadores contiguos.

Por tal razón se plantea como una solución efectiva, el cambio de relés de sobrecorriente por relés de sobrecorriente direccional, para aquellos alimentadores a los cuales se conecta la generación distribuida.

Cabe recalcar que pueden existir casos en los cuales la protección de sobrecorriente sin la característica direccional sea suficiente para proteger el alimentador con generación distribuida, cuando ésta sea de baja potencia, para lo cual se deben realizar los estudios pertinentes.

Uso exclusivo de relé de sobrecorriente temporizado

Para la protección aguas abajo del transformador de la subestación de distribución es suficiente el uso de un relé de sobrecorriente temporizado, sin la característica instantánea.

Con ello se evita una operación errónea de la protección del transformador y se continúa protegiendo el sistema aguas abajo como una protección principal para la barra de medio voltaje y como protección de respaldo para los alimentadores de la subestación.

Reajuste de las protecciones

Con el fin de evitar la pérdida de selectividad en el sistema, se deben realizar los reajustes de las protecciones eléctricas, a partir de nuevos estudios de flujos de potencia y cortocircuitos.

Con ello, se determinará el grado de influencia que presenta la generación distribuida en el sistema y los nuevos valores de los taps y dial de las protecciones eléctricas.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

En el presente estudio:

Cuando existe la presencia de generación distribuida en un alimentador de una subestación de distribución, se deben realizar nuevos análisis de flujos de potencia y cortocircuitos, con la finalidad de re coordinar los ajustes de las protecciones eléctricas.

Cuando se conecta generación distribuida al sistema, consecuentemente se requiere una nueva coordinación de los dispositivos de protección dependiendo especialmente de la capacidad de la generación embebida en el sistema de distribución.

Se realizará un cambio de protecciones de sobrecorriente por protecciones de sobrecorriente direccional, siempre y cuando exista el riesgo de que se genere una operación incorrecta en el alimentador, esto ante fallas en alimentadores contiguos de la misma subestación. Lo antes señalado dependerá en gran medida, de la capacidad de la generación conectada al sistema de distribución.

En la coordinación de protecciones:

El criterio más adecuado al tener generación distribuida conectada al sistema, para un ajuste correcto del tap de los relés de sobrecorriente instantáneos es utilizar la corriente de cortocircuito máxima para un porcentaje deseado de la longitud del alimentador, mientras que para los relés de sobrecorriente temporizados es utilizar una corriente ponderada entre la mínima corriente de cortocircuito y la corriente a demanda máxima del elemento protegido con mira aguas abajo del mismo

El ajuste del dial para los relés de sobrecorriente temporizados debe tener un mínimo tiempo de retraso que permitirá el despeje de las máximas corrientes de falla en el menor tiempo, y se debe verificar que para mínimas corrientes de falla se tendrá también una adecuada protección. El tiempo de retraso utilizado está entre los 250 y 300 milisegundos para permitir a elementos fusibles operar aguas abajo.

Para la coordinación del relé de sobrecorriente del transformador, no es apropiado utilizar la característica instantánea debido a la alta probabilidad de una actuación errónea de dicho relé ante una falla cercana a la barra para cualquiera de los alimentadores.

No necesariamente se debe utilizar un relé de sobrecorriente direccional para tener una coordinación correcta, cuando la protección existente del alimentador presenta un funcionamiento adecuado ante la conexión de generación distribuida.

7.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda para sistemas donde se proyectan futuras conexiones de generación distribuida, realizar análisis previos del impacto que tendrá conectar dicha generación en el sistema, lo cual dependerá tanto de las condiciones operativas del sistema como de las características técnicas de la generación a conectarse.

Si actualmente se tiene generación distribuida conectada al sistema de distribución, y se pretende incrementar la capacidad de la misma o conectar más generadores embebidos en la red, es recomendable el uso de protecciones de sobrecorriente direccional, con el fin de evitar operaciones innecesarias de las protecciones eléctricas que pueden afectar también la confiabilidad del sistema.

Se recomienda realizar los análisis pertinentes con relación a las protecciones de la central de generación distribuida con el fin de que éstas estén coordinadas con las protecciones de la red.

Por el constante incremento de la generación distribuida en el Ecuador, se recomienda la elaboración de normativas internas específicas que permitan regular y controlar la conexión de generación distribuida.

Se recomienda y se deja la apertura para la realización de un nuevo proyecto de investigación, donde se analicen a profundidad las protecciones que la generación distribuida debería tener con sus correspondientes ajustes y la posibilidad de generación en isla.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Gas Research Institute, «The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets,» Chicago, 1999.
- [2] Con Edison, «A brief history of Con Edison,» [En línea]. Available: <http://www.coned.com/history/electricity.asp>. [Último acceso: 14 Noviembre 2015].
- [3] J. L. Jaramillo Pacheco, «Loja, pionera de la generación de energía eléctrica en el Ecuador,» Editorial UTPL, Loja, 2010.
- [4] W. S. Almeida Solano, «Generación distribuida y su potencial aplicación en Ecuador,» Quito, 2006.
- [5] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Estadísticas del Sector Eléctrico,» [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/boletines-estadisticos/>. [Último acceso: 13 Enero 2016].
- [6] Corporación para la Investigación Energética, «Energías,» 26 Septiembre 2013. [En línea]. Available: http://www.energia.org.ec/cie/?page_id=41. [Último acceso: 05 Abril 2015].
- [7] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Dirección de Energía Renovable,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/construccion-de-pequenas-centrales-hidroelectricas/>. [Último acceso: 05 Abril 2015].
- [8] EMELNORTE, «Unifilar EMELNORTE 2014,» Dirección de Planificación, Ibarra, 2014.
- [9] In-Teh, «Distributed Generation,» D. N. Gaonkar, Vukovar, 2010.
- [10] K. E. Bustamante Paredes, «Estudio de los sistemas de Generación Distribuida,» Cuenca, 2013.
- [11] J. A. Morales Vallejo, «Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida,» Instituto Politécnico Nacional, México D.F., 2007.
- [12] O. Rintamaki y K. Kauhaniemi, «Applying modern communication technology to loss-of-mains protection,» ABB Oy, Distribution Automation, Finlandia, 2009.
- [13] IEC International Electrotechnical Commission, «Webstore IEC,» [En línea]. Available: <https://webstore.iec.ch/?ref=menu>. [Último acceso: 10 Septiembre 2015].
- [14] IEEE, «IEEE Xplore Digital Library,» [En línea]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>. [Último acceso: 13 Agosto 2015].
- [15] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación del Sector Eléctrico,» [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>. [Último acceso: 10 Octubre 2015].
- [16] Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica-LOSPEE-, «Artículo 50.- De los contratos regulados,» *Capítulo II Régimen de Funcionamiento del Sector*, 2015.
- [17] International Electrotechnical Commission IEC, «Electropedia: The World's Online Electrotechnical Vocabulary,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/welcome?openform>. [Último acceso: 03 Diciembre 2015].
- [18] J. Gers y E. Holmes, «Protection of Electricity Distribution Networks - 2nd Edition,» The Institution of Electrical Engineers, Londres, 2004.

- [19] ABB Power T&D Company Inc., Protective Relaying Theory and Applications, Nueva York: Elmore, Walter A., 1994.
- [20] CYME International T&D, «Análisis de flujo de potencia,» Guía del Usuario, 2015.
- [21] CYME International T&D, «Análisis de fallas,» Guía del Usuario, 2015.
- [22] FECIME Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos Electricistas de la República Mexicana A.C., «Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults,» Referencias, [En línea]. Available: <http://www.fecime.org/referencias/npag/chap9-122-151.pdf>. [Último acceso: 20 Octubre 2015].
- [23] ABB Inc., «Type CO Circuit Opening Overcurrent Relay,» Florida, 1984.
- [24] ABB Inc., «Types CR, CRC, CRP and CRD Directional Overcurrent Relays,» Florida, 1998.
- [25] F. Gonzalez-Longatt, «Generación Distribuida Una Introducción,» 2008.

ANEXOS

Anexo B: Datos técnicos de EMELNORTE

Datos del transformador de la subestación Tulcán

Subestación	Transformador	Marca	Conexión	V prim (kV)	V sec (kV)	Pn (MVA OA)	I prim	I sec	MVA (FA)	I prim	I sec	Zcc1	Xs/Rs	Pcu (kW)	Pfe (kW vacío)
Tulcán	T1	Mitsubishi	DYn1	69	13,8	10	83,67395206	418,3697603	12,5	104,5924401	522,9622004	0,0768	17	55,4	12,93

Datos de los relés de protección de la subestación Tulcán

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	Rele	Marca	Tipo	Tecnología	Norma	RTC Protección	Clase TC	Línea	Modelo	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst (A)
Tulcán	C1	13,8	50/51	MITSUBISHI	CO-9I-D	Electromecánico	ANSI	600 / 5	C100	fase neutro	P1213	Muy Inv	2	240	2		
	C2	13,8	50/51	MITSUBISHI	CO-9I-D	Electromecánico	ANSI	600 / 5	C100	fase neutro	P1210	Muy Inv	2	240	2		
	C3	13,8	50/51	MITSUBISHI	CO-9I-D	Electromecánico	ANSI	600 / 5	C100	fase neutro	P1213	Muy Inv	2	240	2		
	C4	13,8	50/51	MITSUBISHI	CO-9I-D	Electromecánico	ANSI	600 / 5	C100	fase neutro	P1210	Muy Inv	2	240	2		
	C5	13,8	50/51	MITSUBISHI	CO-9I-D	Electromecánico	ANSI	600 / 5	C100	fase neutro	P1213	Muy Inv	2	240	2		
	Totalizador	13,8	50/51	MITSUBISHI	CO-8I-D	Electromecánico	ANSI	600 / 5	C200	fase neutro	P1202	Normal Inv	4	480	2		
	Alimentadores	13,8	81	SIEMENS	7RW6000	Digital	IEC	13,8A3 / 0 kV / 0,115/√3 kV	TP: 0,6	7RW6000		Normal Inv	2,5	300	2,5		
	S/E El Rosal	69	67	ABB	REF630	Númérico	IEC	200 / 5	C100	fase neutro	REF 630	Muy Inv	1	40	0,3	22,18	887,2
													0,825	33	0,35	22,18	887,2

Anexo C: Datos técnicos de EMELNORTE

Datos de las unidades de generación de la central La Playa

Nombre Central	Nombre Unidad	S _n (MVA)	f _p	V _n (kV)	Tipo	Tipo Conexión	x _d (Ohm)	x _d ' (Ohm)	x _d " (Ohm)	x _q (Ohm)	x _q ' (Ohm)	x _q " (Ohm)	x ₀ (Ohm)	x ₂ (Ohm)	P _{min} (MW)	P _{max} (MW)	Q _{min} (Mvar)	Q _{max} (Mvar)	H (s)	T _d ' (s)	T _d " (s)	T _{d0} ' (s)	T _{d0} " (s)	T _{q0} ' (s)	T _{q0} " (s)
La Playa	1	0.55	0.8	6.3	Hidráulica	Y aterrada	12.26781818	7.894701818	14.43272727	64.94727273	43.29818182	14.43272727	2.265216545	6.864926727	0.374	0.506	0.0425	0.0575	1	0.53	0.03	5	0.04	1.5	0.08
	2	0.55	0.8	6.3	Hidráulica	Y aterrada	12.26781818	7.894701818	14.43272727	64.94727273	43.29818182	14.43272727	2.265216545	6.864926727	0.374	0.506	0.0425	0.0575	1	0.53	0.03	5	0.04	1.5	0.08
	3	0.55	0.8	6.3	Hidráulica	Y aterrada	12.26781818	7.894701818	14.43272727	64.94727273	43.29818182	14.43272727	2.265216545	6.864926727	0.374	0.506	0.0425	0.0575	1	0.53	0.03	5	0.04	1.5	0.08

Datos del transformador de la central La Playa

Nombre S/E	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)	S _n (MVA)	Tipo	Cap. OA (MVA)	Grupo de Conexión	Ajuste máximo tap	Ajuste mínimo tap	Lado Tap	Ajuste nominal tap	Tap	ΔV tap (%)	Z _{cc1} (%)	R ₁ (%)
C. LA Playa	13.8	6.3	1.5	TR	1.5	Dyn5	5	1	Primario	3	5	2.5	0.0545	0.0032