

**Instituto Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Ingeniería en Electrónica**



Junta Administrativa de los Servicios Públicos de Cartago



**“Propuesta de mejora de la coordinación de los sistemas
de protección de la red eléctrica de Cartago”**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el título de Ingeniero en
Electrónica con el grado académico de Licenciatura**

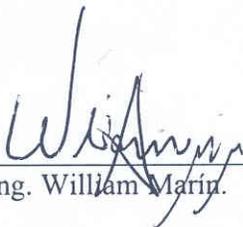
Dennis Calderón Vega

Cartago, Marzo del 2009

INSTITUTO TECNOLOGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRONICA
PROYECTO DE GRADUACIÓN
TRIBUNAL EVALUADOR

Proyecto de Graduación defendido ante el presente Tribunal Evaluador como requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura, del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Miembros del Tribunal



Ing. William Marin.
Profesor lector



Ing. Faustino Montes de Oca.
Profesor lector



Ing. Julio Stradi.
Profesor asesor

Los miembros de este Tribunal dan fe de que el presente trabajo de graduación ha sido aprobado y cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica

Cartago, Marzo del 2009

Declaro que el presente Proyecto de Graduación ha sido realizado enteramente por mi persona, utilizando y aplicando literatura referente al tema e introduciendo conocimientos propios.

En los casos en que he utilizado bibliografía, he procedido a indicar las fuentes mediante las respectivas citas bibliográficas.

En consecuencia, asumo la responsabilidad total por el trabajo de graduación realizado y por el contenido del correspondiente informe final.

Cartago, Marzo del 2009



Dennis Calderón Vega
Céd: 3-0401-0104

Resumen

JASEC es una empresa que se dedica al suministro de energía eléctrica en la provincia de Cartago, consecuentemente se procura que los usuarios disfruten de un servicio continuo y confiable, sin embargo existen variables no controlables que provocan averías en la red eléctrica.

Para minimizar las consecuencias de las perturbaciones en el sistema eléctrico, se cuenta con un conjunto de dispositivos de protección los cuáles deben ser configurados de tal manera que ante una falla solo opera el elemento más próximo a la falla en el sentido de la corriente. Esta coordinación permite aislar la falla y minimizar el área afectada, manteniendo la continuidad en el resto del sistema.

No obstante actualmente, el sistema de protección de la red eléctrica no se encuentra coordinado. Al presentarse esta situación, mayor es la cantidad de usuarios que se ven afectados por una avería en la red eléctrica y mayor es el lapso de tiempo necesario para reestablecer la energía eléctrica.

Por ende, se pretende realizar una revisión de los parámetros presentes en la configuración de los reconectores para identificar cuales dispositivos no se encuentran coordinados. El comportamiento del sistema de protección se analiza utilizando como herramienta el software ETAP®, porque es necesario experimentar situaciones que solamente por medio de la simulación es posible realizar.

Además se deben proponer los criterios necesarios para configurar los parámetros de la protección de sobrecorriente de los reconectores que necesitan una actualización, para esto se considera las principales características de la red eléctrica y de los dispositivos de protección, asimismo se analiza todos los escenarios de generación y demanda energética.

Los valores de los parámetros planteados se deben apegar a estándares establecidos en la empresa y se debe utilizar el software de simulación para garantizar que los mismos proporcionan un comportamiento coordinado de las protecciones eléctricas.

Palabras Claves: reconector, selectividad, corriente de cortocircuito, coordinación de dispositivos de protección, curva de corriente-tiempo.

Abstract

JASEC is a company that is in charge of the electric power supply in Cartago, consequently the main objective is to provide continuous and reliable service to their clients; however there are issues that cause to break down in the electric net.

To minimize the consequences of the interferences in the electric system, the company has a group of protection devices. The devices should be configured in such a way that before a flaw, it only operates the next element closest to the flaw in the current sense. This coordination allows to isolate the flaw and to minimize the affected area, maintaining the continuity in the rest of the system.

Nevertheless now days, the electric net protection system is not coordinated, so there are more user affected by break down in the electric net and so it take much time to reestablish the electric power. This situation brings economic consequences that affect the company, such as for example when JASEC is not offering the electricity benefit to the clients the company is not earning money.

For that reason it is needed to review the present parameters in the configuration of the reclosers to identify which devices are not coordinated. The protection system behavior is analyzed by using the software ETAP® tool.

Also, the project proposes the necessary criteria to configure the parameters of the over current protection of the reclosers that need an update. To carry out this task it is considered the main characteristics of the electric net and of the protection devices, also it is analyzed all the generation and demand energetic scenarios.

The values of the parameters should attach to the established standards in the company and the simulation software should be used to assurance the coordinated behavior of the electric protection devices.

Keywords: recloser, selectivity, short circuit current, coordination of protection devices, time-current curves.

Dedicatoria

A mi madre...

La persona más importante en mi vida...

Agradecimiento

A Dios, por permitirme alcanzar mis metas, darme la fortaleza y la sabiduría necesaria para superar las adversidades de la vida.

A mis padres y hermanas, por su cariño, apoyo y respaldo incondicional, por la educación y valores inculcados a lo largo de la vida

Al Ing. Julio Stradi, por su colaboración en el desarrollo del proyecto y a todos los profesores de la escuela de ingeniería en electrónica, quienes con su dedicación desarrollaron en mí una formación ética y profesional.

Al ing. Mario Jiménez por la confianza brindada al permitirme desarrollar el proyecto de graduación en su empresa, a los compañeros del centro de control del bosque, por su cordialidad y experiencia aportada al proyecto.

INDICE GENERAL

Capítulo 1: Introducción	20
1. Generalidades del proyecto	20
1.1. Entorno del proyecto	20
1.2. Problema existente e importancia de su solución	21
1.3. Solución seleccionada	23
Capítulo 2: Meta y objetivos	26
2. Meta y objetivos	26
2.1. Meta	26
2.2. Objetivo general	26
2.3. Objetivos específicos	26
Capítulo 3: Procedimiento metodológico	28
3. Metodología	28
3.1. Investigación bibliográfica	28
3.2. Obtención de la configuración de los reconectores	28
3.3. Medición de las corrientes de línea de la red eléctrica	29
3.4. Capacitación en el software ETAP®	30
3.5. Desarrollo de una aplicación para evaluar la coordinación de las protecciones eléctricas	31
3.6. Documentación	32
Capítulo 4: Marco teórico	33
4. Marco teórico	33

4.1. Estudio de cortocircuito	33
4.2. Tipos de fallas en los sistemas eléctricos	34
4.3. Corriente de cortocircuito	35
4.4. Protecciones eléctricas	39
4.4.1. Los re conectadores.....	39
4.4.2. Funciones de protección de los re conectadores	42
4.4.3. Datos técnicos de los dispositivos de protección.....	48
4.5. Coordinación de las protecciones eléctricas	50
Capítulo 5: Estado del sistema de protección.....	51
5. La red eléctrica y el sistema de protección	51
5.1. Descripción general del sistema eléctrico.....	52
5.2. Esquema de protección de la red eléctrica de JASEC.....	58
5.3. Configuración actual de los re conectadores.....	60
Capítulo 6: Mediciones experimentales	64
6. Mediciones experimentales.....	64
6.1. Corrientes de consumo de los circuitos	64
6.2. Corrientes máximas registradas en los re conectadores.....	71
6.3. Corrientes de cortocircuito	73
Capítulo 7: Descripción de la solución	75
7. Propuesta de configuración	75
7.1. Selección de los parámetros de la protección de sobrecorriente	76
7.1.1. Diferencial de tiempo entre las curvas corriente-tiempo	76
7.1.2. Curva de corriente-tiempo y sus modificadores.....	77

7.1.3. Corriente de disparo.....	81
7.1.4. Alternativas de configuración	82
7.2. Configuración de las reconectores del circuito Grupo Z	84
7.3. Configuración de las reconectores del circuito San Blas	85
7.4. Configuración de las reconectores del circuito Tejar y Cartago	86
7.5. Configuración de los reconectores del patio de interruptores	87
7.6. Configuración de los reconectores de enlace	88
Capítulo 8: Análisis de resultados.....	94
8. Análisis de resultados	94
8.1. Resultados	95
8.2. Análisis	101
Capítulo 9: Conclusiones y recomendaciones.....	105
9. Conclusiones y recomendaciones	105
9.1. Conclusiones.	105
9.2. Recomendaciones.....	106
Bibliografía	107
Apéndices	108
A.1 Cálculo de los valores de los reconectores de enlace.....	108
A.2 Curvas Características de los dispositivos de protección	122

INDICE DE FIGURAS

Figura 1	Gráficas corriente en función del tiempo.....	24
Figura 2	Diagrama de flujo de la solución proyectada.....	25
Figura 3	Tipos de fallas comunes en la red eléctrica trifásica	34
Figura 4	Corriente de falla en principales fuentes de cortocircuito	36
Figura 5	Forma de onda una corriente de cortocircuito simétrica.....	37
Figura 6	Oscilograma de una onda de cortocircuito típica	38
Figura 7	Gabinete de control e Interruptor de potencia	41
Figura 8	Corte lateral de un interruptor de potencia	42
Figura 9	Curvas de corriente-tiempo definidas por la normas ANSI.....	44
Figura 10	Curva de corriente-tiempo modificada por los parámetros.....	45
Figura 11	Curva modificada por los parámetros tiempo máximo,	45
Figura 12	Tiempos de operación de un reconectador, norma IEEE C37.60	49
Figura 13	Diagrama de conexión de las subestaciones del ICE y JASEC	53
Figura 14	Diagrama de conexión de los reconectores del circuito Cartago	54
Figura 15	Diagrama de conexión de los reconectores del circuito San Blas	55
Figura 16	Diagrama de conexión de los reconectores del circuito Grupo Z	56
Figura 17	Diagrama de conexión de los reconectores del circuito Tejar	57
Figura 18	Curvas de corriente-tiempo Kyle® 101 y 118.....	59
Figura 19	Comportamiento de las corrientes de línea del circuito San Blas	65
Figura 20	Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Grupo Z.....	66
Figura 21	Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Cartago	67

Figura 22	Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Tejar.....	68
Figura 23	Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Cerrillos.....	69
Figura 24	Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Pacayas	70
Figura 25	Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Fátima.....	70
Figura 26	Ejemplo de simulación de una falla en reconectador Llano Grande	73
Figura 27	Curva corriente-tiempo Kyle® 101	77
Figura 28	Valor del multiplicador de tiempo para separar 120ms las curvas 101 ...	78
Figura 29	Curvas corriente-tiempo Kyle® 101	78
Figura 30	Valor del multiplicador de tiempo para separar 120ms curvas 101 y 11979	
Figura 31	Curvas corriente-tiempo Kyle® 101 y 119.....	80
Figura 32	Valor del multiplicador de tiempo para separar 120ms las curvas 119 ...	81
Figura 33	Curvas características de tres dispositivos coordinados	81
Figura 34	Conexión de las protecciones de los circuitos San Blas y Grupo Z	83
Figura 35	Diagrama de conexión de los reconectadores del circuito Grupo Z.....	84
Figura 36	Diagrama de conexión de los reconectadores del circuito San Blas.....	85
Figura 37	Diagrama de conexión de los dispositivos de los circuitos Tejar y Cartago	86
Figura 38	Diagrama de la conexión de las protecciones eléctricas.....	88
Figura 39	Curvas características actuales de reconectadores de San Blas.....	95
Figura 40	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo canal 4.....	95
Figura 41	Curvas características propuestas de reconectadores de San Blas	96
Figura 42	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Canal 4.....	96
Figura 43	Curvas características actuales de reconectadores de Cartago	97

Figura 44	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Regomar	97
Figura 45	Curvas características propuestas de reconectores de Cartago	98
Figura 46	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Retomar	98
Figura 47	Curvas características actuales de los recocer implicados con el cierre de reconector de enlace Quircot	99
Figura 48	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Coris	99
Figura 49	Curvas características propuestas de los dispositivos implicados con el cierre de reconector de enlace Quircot	100
Figura 50	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Coris	100
Figura 51	Diagrama de la conexión de las protecciones del circuito San Blas	108
Figura 52	Diagrama de la conexión de las protecciones del circuitos Cartago y Tejar	109
Figura 53	Diagrama de la conexión de las protecciones del circuito Grupo Z.....	109
Figura 54	Curvas características actuales de reconectores de San Blas.....	122
Figura 55	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo canal 4.....	122
Figura 56	Curvas características propuestas de reconectores de San Blas	123
Figura 57	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Canal 4.....	123
Figura 58	Curvas características actuales de reconectores de San Blas.....	124
Figura 59	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Llano Grande	124
Figura 60	Curvas características propuestas de reconectores de San Blas	125
Figura 61	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Llano Grande	125

Figura 62	Curvas características actuales de reconectadores de Grupo Z.....	126
Figura 63	Tiempos de interrupción de una falla cerca de los dispositivos.....	126
Figura 64	Curvas características propuestas de reconectadores de Grupo Z	127
Figura 65	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Angelina	127
Figura 66	Curvas características actuales de reconectadores de Grupo Z.....	128
Figura 67	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Coris.....	128
Figura 68	Curvas características propuestas de reconectadores de Grupo Z	129
Figura 69	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Florentina ..	129
Figura 70	Curvas características actuales de reconectadores de Cartago	130
Figura 71	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Regomar ...	130
Figura 72	Curvas características propuestas de reconectadores de Cartago	131
Figura 73	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Regomar ...	131
Figura 74	Curvas características actuales de reconectadores de Tejar.....	132
Figura 75	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Domingo Savio	132
Figura 76	Curvas características propuestas de reconectadores de Tejar	133
Figura 77	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Domingo Savio	133
Figura 78	Curvas características actuales de reconectadores de Tejar	134
Figura 79	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo TEC	134
Figura 80	Curvas características propuestas de reconectadores de Tejar	135
Figura 81	Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo TEC	135

Figura 82 Curvas características actuales de los recocer implicados con el cierre de reconectador de enlace Quircot	136
Figura 83 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Coris	136
Figura 84 Curvas características propuestas de los dispositivos implicados con el cierre de reconectador de enlace Quircot	137
Figura 85 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Florentina ..	137
Figura 86 Curvas características propuestas de los dispositivos implicados con el cierre de reconectador de enlace Insermu	138
Figura 87 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Ochomogo.	138
Figura 88 Curvas características propuestas de los dispositivos implicados con el cierre de reconectador de enlace Insermu	139
Figura 89 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Ochomogo.	139

INDICE DE TABLAS

Tabla 1	Parámetros de las curvas de corriente-tiempo ANSI	44
Tabla 2	Parámetros configurables en el gabinete de control	48
Tabla 3	Datos de técnicos de los interruptores de potencia	49
Tabla 4	Parámetros configurados en los reconectores de San Blas	60
Tabla 5	Parámetros configurados en los reconectores de Grupo Z.....	61
Tabla 6	Parámetros configurados en los reconectores de Tejar.....	61
Tabla 7	Parámetros configurados en los reconectores de Cartago	62
Tabla 8	Parámetros configurados en los reconectores de enlace	62
Tabla 9	Protecciones adicionales activas en los reconectores	63
Tabla 10	Datos experimentales de las corrientes de línea del circuito San Blas	65
Tabla 11	Datos experimentales de las corrientes de línea del circuito Grupo Z	66
Tabla 12	Datos experimentales de las corrientes de línea del circuito Cartago.....	67
Tabla 13	Datos experimentales de las corrientes de línea del circuito Tejar	68
Tabla 14	Máxima corriente promedio de consumo de los circuitos.	71
Tabla 15	Máxima corriente de consumo de los circuitos.	71
Tabla 16	Corrientes máximas en los reconectores del circuito San Blas	72
Tabla 17	Valores de corriente de cortocircuito.....	74
Tabla 18	Configuración de los dispositivos del circuito Grupo Z.....	84
Tabla 19	Configuración de los dispositivos del circuito San Blas	85
Tabla 20	Configuración de los dispositivos circuito Tejar y Cartago.....	86
Tabla 21	Configuración de los dispositivos del patio de interruptores	87

Tabla 22	Configuración de los reconectores de enlace	90
Tabla 23	Dispositivos afectados producto del cierre un dispositivo de enlace	92
Tabla 24	Configuración de dispositivos afectados por el cierre de un dispositivo de enlace	93
Tabla 25	Configuración de dispositivos afectados cerrando el reconector La Montaña	110
Tabla 26	Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconector Entrada TB	111
Tabla 27	Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconector Camino de sol	112
Tabla 28	Configuración de dispositivos afectados cerrando el reconector Quircot/Covao	113
Tabla 29	Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconector La Corte	114
Tabla 30	Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconector Calvario.....	115
Tabla 31	Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconector Puente Tejar.....	116
Tabla 32	Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconector Miravalles	117
Tabla 33	Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconector Miravalles	118

Tabla 34 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador	
Novartis.....	119
Tabla 35 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador	
Extremos.....	120
Tabla 36 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador	
Norte Subestación San Blas	121

Capítulo 1: Introducción

1. Generalidades del proyecto

1.1. Entorno del proyecto

JASEC es una empresa que se dedica a la prestación de servicios de interés público en la provincia de Cartago, principalmente el suministro de energía eléctrica. Debido a la importancia que presenta esta actividad tanto en la industria como a nivel residencial y comercial, la empresa necesita brindar un servicio que sea continuo y confiable.

Sin embargo, existen variables no controlables que provocan fallos en el sistema eléctrico. Los factores que provocan los problemas en la red son múltiples, existen desde causas naturales como lo son descargas atmosféricas, viento, terremotos, árboles caídos sobre las líneas, contacto físico de animales; así como causas provocadas por el ser humano, por ejemplo: choques de vehículos con los postes, objetos voladores y el sabotaje.

La probabilidad de ocurrencia de fallas en las líneas de transmisión y distribución es significativa, por lo tanto, la empresa JASEC cuenta con un conjunto de protecciones eléctricas a lo largo de la red eléctrica donde brinda su servicio. Estos sistemas de protección tienen como objetivo proporcionar la máxima sensibilidad para la detección de condiciones indeseables, liberar las fallas en un tiempo corto para evitar causar daños importantes al sistema de potencia y aislar el punto de falla, de modo que solo se suspenda el servicio en el sector afectado.

En JASEC, la protección eléctrica que se utilizan en las líneas monofásicas son los fusibles, los cuales son dispositivos de protección de sobrecorriente. Por otra parte en las subestaciones y en las líneas de transmisión y distribución trifásicas, la protección se realizan por medio de reconectores, los cuales son dispositivos automáticos capaz de cortar el flujo de corriente en un circuito eléctrico cuando la intensidad que por él circula excede de un valor predeterminado. A diferencia de los fusibles, que deben ser reemplazados tras un único uso, el reconector se puede volver a utilizar una vez localizado y reparado el daño que causó el disparo.

1.2. Problema existente e importancia de su solución

La coordinación de las protecciones eléctricas corresponde al hecho de establecer una selectividad entre elementos que perciben una misma falla. Se requiere que el dispositivo más próximo a la perturbación en el sentido del flujo de la corriente controle la misma. La coordinación tiene como fin mantener un alto nivel en la continuidad del servicio en el resto del sistema no afectado por la falla, para esto se debe reducir el área afectada y disminuir el número de cortes de energía eléctrica.

El funcionamiento eficaz de los reconectores depende de los valores establecidos en sus parámetros de operación, los cuales son definidos en el gabinete de control por medio de un software de configuración. Ejemplo de estos parámetros de operación se encuentran: corriente de disparo del interruptor, tipo de curva inversa, número de recierres, tiempo de recierre, tiempo de reestablecimiento, entre otros.

Los valores utilizados para establecer la configuración de los diferentes reconectores fueron determinados hace 4 años y durante este tiempo la potencia de consumo ha aumentado en algunas áreas donde la empresa brinda su servicio, provocando una disminución en la sensibilidad para la detección de condiciones anormales. Además se han presentado casos en que en el reconector más próximo a la falla no interrumpe el flujo de corriente, por lo tanto se requiere revisar los parámetros presentes en dichos dispositivos de protección y determinar cuáles reconectores requieren una modificación para mejorar el funcionamiento de los mismos.

Por otra parte, existen algunas líneas trifásicas que actualmente utilizan como protección fusibles, el cual es un dispositivo de protección menos robusto que un reconector. Además los fusibles presentan el inconveniente que cuando los encargados del mantenimiento tienen que atender una falla, en algunos casos no conocen el valor del calibre del fusible que está colocado en la red y para intercambiarlo simplemente examinan el fusible dañado, sin embargo si no llevan uno igual o la lectura en el fusible dañado no es posible, colocan uno de diferente calibre.

Por lo tanto, al existir algunos fusibles con valores inadecuados colocados en la red eléctrica y algunas configuraciones de reconectores que se deben mejorar, las protecciones eléctricas reaccionan de una forma no coordinada ante una falla en la red eléctrica, lo que provoca que no se cumpla con el objetivo de aislar las perturbaciones sin perder la continuidad en el resto del sistema.

Lo negativo de contar con un sistema de protección no coordinado, es que entre más distante se active la protección del punto de falla, mayor será la cantidad de usuarios que no pueden contar con el servicio eléctrico y mayor será el lapso de tiempo que necesitan los empleados de mantenimiento para reestablecer la energía eléctrica porque tienen que recorrer una zona de mayor amplitud para encontrar el lugar donde se presenta la falla.

Este tipo de hechos tiene consecuencias económicas que afectan la empresa, principalmente las pérdidas producto de no brindar el suministro de energía durante el tiempo que se repara el daño en la red eléctrica y los gastos propios del mantenimiento brindado a la red.

Asimismo la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos evalúa la calidad de la continuidad en el suministro eléctrico, por medio de los “índices de continuidad del servicio”, mediante los cuales se mide la cantidad y duración de las interrupciones. Por ende, JASEC requiere contar con un sistema de protección que se encuentre coordinado para minimizar la duración de las interrupciones y disminuir el área afectada por las fallas y con esto, cumplir con los criterios de calidad exigido por la ARESEP.

1.3. Solución seleccionada

La primera parte del proyecto consistió en conocer el comportamiento vigente de los dispositivos de protección. Para cumplir con este fin, fue necesario visitar los lugares donde se encuentran colocados los reconectores y descargar los datos de la configuración actual de dichos dispositivos.

Con los datos obtenidos se procedió a renovar el diagrama unifilar que la empresa posee de la red eléctrica, en el software de simulación ETAP®. Este diagrama no poseía algunos elementos de protección existentes en la red eléctrica, además ningún reconector contaba con los valores establecidos en sus parámetros. Es importante señalar que el diagrama posee los parámetros reales de la red como por ejemplo: impedancias de los cables, tipos de cargas, distancia entre los elementos, fabricante y parámetro de los reconectores, etc.

Cuando el diagrama estaba actualizado, mediante la simulación del sistema se obtuvo información precisa y realista de las características de operación y el estado de los reconectores en función de una falla, así mismo se simuló posibles fallas en distintos puntos de la red eléctrica para evaluar la coordinación del sistema de protección eléctrica. Además, se realizaron los cálculos de corrientes de cortocircuito para determinar los máximos valores posibles y evaluar si las características eléctricas que poseen los elementos de protección son adecuadas para tolerar y liberar las perturbaciones sin sufrir daños.

Cabe resaltar que las tareas anteriores se efectuaron utilizando como herramienta el software ETAP®. Dicho software es necesario para experimentar situaciones que mediante la práctica no es posible realizar, debido a que las características propias del sistema presentan un alto riesgo sobre el equipo y las personas, como por ejemplo valores elevados de tensión y corriente.

Los resultados obtenidos por medio del software de simulación se analizaron para identificar cuáles dispositivos presentan un comportamiento anormal durante una falla, requiriendo una actualización en sus valores. Resultó esencial observar las gráficas de corriente en función del tiempo brindadas por el software, debido a que la coordinación de las protecciones se logra corroborar obteniendo diferenciales de

tiempo mayores que el retardo mecánico propio de cada dispositivo, entre las gráficas de los diferentes elementos en cascada.

En la figura 1 se muestra el trazo de la curva característica de cuatro dispositivos que se encuentran en serie.

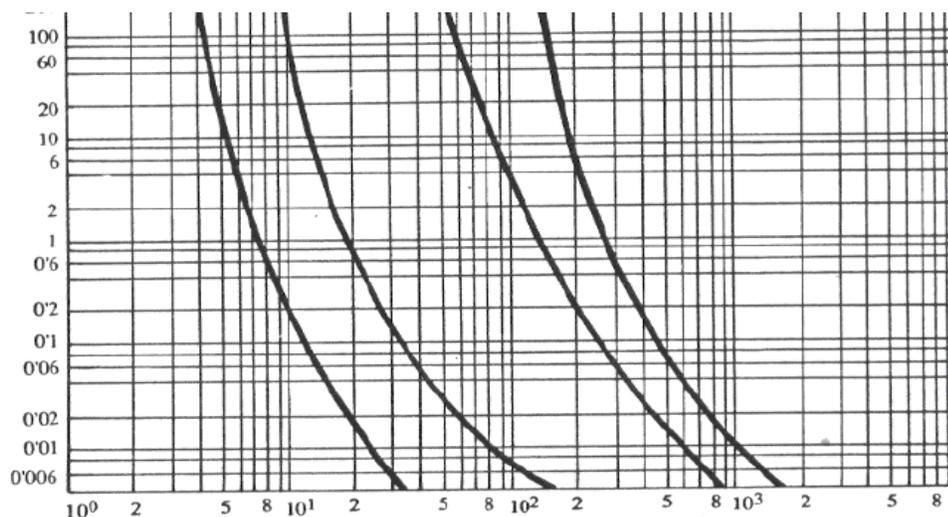


Figura 1 Gráficas corriente en función del tiempo.

Para establecer los valores que deben configurarse en los reconectores que necesitan una actualización y en los nueve dispositivos nuevos a instalar, se determinó las máximas corrientes de consumo en los diferentes lugares donde se encuentran colocados los reconectores para así calcular las corrientes de disparo de las protecciones eléctricas.

Conjuntamente se definió el diferencial de tiempo necesario para asegurar el funcionamiento coordinado del sistema, considerando el tiempo de interrupción del dispositivo más lento del sistema de protección. El tipo de curvas de tiempo inverso y los valores apropiados de sus modificadores se dedujeron de modo que fuese posible obtener la separación adecuada entre las curvas características de los dispositivos de protección.

Los valores de estos parámetros se apegaron a estándares establecidos en la empresa y se utilizó el software de simulación para garantizar que los mismos proporcionan un comportamiento coordinado de las protecciones.

Finalmente se generó un documento escrito exponiendo todos los por menores del proyecto. En el documento se analiza el comportamiento de las protecciones actuales demostrando la pertinencia de actualizar los valores en las protecciones, se presentan los datos más significativos para obtener los nuevos valores y las pruebas que corroboran la valides de los mismos, además se exponen las recomendaciones necesarias para la modernización del esquema de protección.

En la figura 2 se muestra el diagrama de flujo que representa de manera resumida el procedimiento planteado para resolver el problema existente en la empresa JASEC.

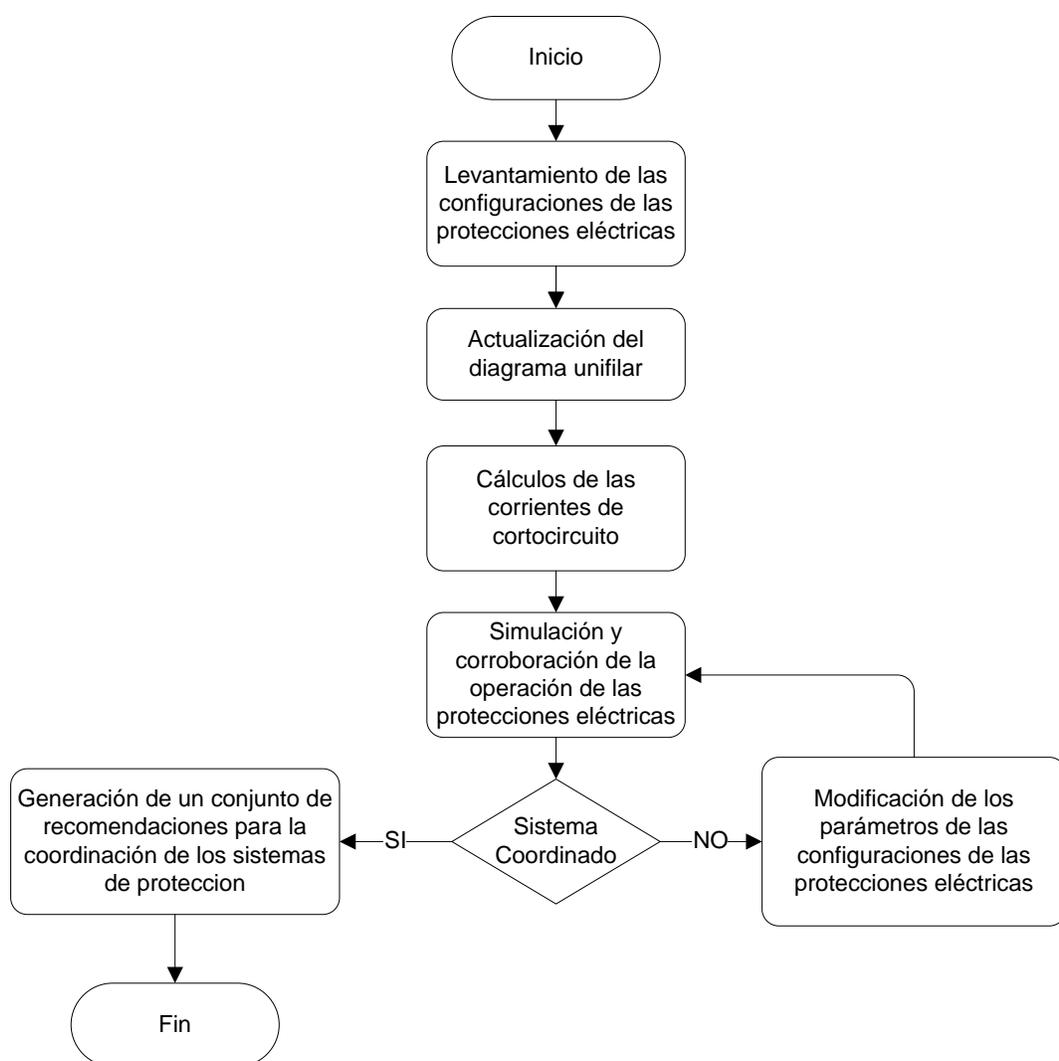


Figura 2 Diagrama de flujo de la solución proyectada

Capítulo 2: Meta y objetivos

2. Meta y objetivos

2.1. Meta

Brindar un servicio que permita a los usuarios de la empresa JASEC disfrutar un sistema eléctrico eficiente y confiable.

Indicador: Funcionamiento del sistema eléctrico con las características mencionadas.

2.2. Objetivo general

Proponer un conjunto de recomendaciones para lograr la coordinación de los sistemas de protección ubicados en los circuitos de Cartago, Grupo Z, San Blas y Tejar-Guadalupe de la red eléctrica de la empresa JASEC.

Indicador: Funcionamiento coordinado de las protecciones de la red eléctrica en los circuitos de Cartago Centro, Grupo Z, San Blas y Tejar-Guadalupe, verificado mediante un software especializado.

2.3. Objetivos específicos

a. Identificar cuáles dispositivos de protección instalados en los circuitos de Cartago, Grupo Z, San Blas y Tejar-Guadalupe de la red eléctrica de la empresa JASEC, requieren una actualización en su configuración.

Indicador: Resultados del simulador que exponga diferenciales de tiempo menores al tiempo de retardo mecánico de los dispositivos, entre las gráficas de corriente en función del tiempo de los elementos de protección en cascada.

b. Deducir los parámetros y valores de las protecciones eléctricas que requieren una actualización, para lograr una mejora en la coordinación de los sistemas de protecciones.

Indicador: Valores en los parámetros de los reconectadores que cumplan con los estándares internos de la empresa, para el funcionamiento correcto y coordinado de las protecciones eléctricas.

- c. Establecer los parámetros de funcionamiento de nueve reconectores Nu-Lec N38, los cuales serán instalados en la red eléctrica trifásica para sustituir fusibles utilizados actualmente.

Indicador: Valores en los parámetros de los reconectores que cumplan con los estándares internos de la empresa, para el funcionamiento correcto y coordinado de las protecciones eléctricas.

- d. Validar los valores en los parámetros de las protecciones eléctricas que permiten un comportamiento coordinado, por medio de pruebas en el software de simulación ETAP®.

Indicador: Resultados del simulador que muestren diferenciales de tiempo mayores a 120ms entre las curvas de corriente-tiempo de los dispositivos de protección en cascada.

Capítulo 3: Procedimiento metodológico

3. Metodología

En esta sección se explican las principales actividades desarrolladas para cumplir con los objetivos específicos planteados. Estas actividades se mencionan de acuerdo al orden cronológico en que se llevaron a cabo, sin embargo algunas actividades se desarrollaron en paralelo siempre que fuese posible.

3.1. Investigación bibliográfica

Para realizar esta actividad se visitó la biblioteca José Figueres Ferrer del Instituto Tecnológico de Costa Rica donde se adquirieron las principales fuentes bibliográficas, además se consultó algunos libros y manuales técnicos disponibles en versión digital en Internet, respetando los derechos de autor correspondientes.

Esta actividad se desarrolló con el objetivo de establecer el marco conceptual del proyecto, lo que conlleva conocer los principales elementos presentes de los sistemas de potencia, los conceptos de la utilización de equipo de protección eléctrica y la lógica a implementar para lograr la coordinación de dichos dispositivos.

Así mismo, se hizo necesario investigar sobre el funcionamiento general de los reconectadores, los diferentes tipos de protección que posee estos dispositivos y los parámetros que definen el funcionamiento en cada tipo de protección, igualmente se consideró información acerca las características y la operación del interruptor de potencia.

Esta investigación fue útil para determinar el enfoque que se le debía dar a la solución del proyecto, primordialmente definir cuales características y datos de la red eléctrica son necesarios de conocer y obtener para realizar el análisis de coordinación de las protecciones eléctricas.

3.2. Obtención de la configuración de los reconectadores.

Después de comprender el funcionamiento general de estos dispositivos y el funcionamiento de la protección de sobrecorriente, se procedió a estudiar los programas computacionales WSOS de Nu-Lec, WINECP de ABB y ProView de

Cooper. Estas aplicaciones se utilizan para la configuración de los dispositivos de protección desde un computador y para la obtención de diversos datos y mediciones que los reconectores almacenan.

Para la comprensión del funcionamiento de estos programas, se utilizaron los manuales técnicos disponibles en la página Web de cada fabricante y un manual existente en la empresa donde se resume el protocolo para lograr la conectividad con los diferentes reconectores. En el estudio se dio énfasis en comprender la manera de acceder a la información existente y como guardar la misma en un computador para su posterior análisis. Otra manera de aprendizaje fue realizar consultas a los empleados de la empresa, los cuales aclararon las dudas.

Primeramente se obtuvo la configuración de los reconectores ubicados a una menor distancia del puesto de trabajo, los dispositivos del patio de interruptores Norte y Virtual, para corroborar el procedimiento de adquisición de datos y familiarizarse con el método de conexión y comunicación de datos de los reconectores. El archivo de configuración de los demás reconectores involucrados en el proyecto se obtuvo realizando un recorrido por las diferentes localidades donde se encuentran ubicados los dispositivos de protección, contando con la colaboración de empleados de la empresa.

El obtener los parámetros de operación fue necesario para posteriormente con la ayuda de un software de simulación, evaluar el comportamiento vigente de los sistemas de protección colocados en la red eléctrica y con los resultados obtenidos, argumentar las modificaciones que se deben de realizar para lograr la coordinación de los sistemas de protección.

3.3. Medición de las corrientes de línea de la red eléctrica.

Los dispositivos de protección se tienen que configurar de modo que puedan discernir entre el escenario de operación normal y las condiciones de falla que se puedan presentar en la red eléctrica, por tal razón se debe de conocer de manera precisa la magnitud de la corriente que fluyen por los diferentes ramales de los circuitos para calcular correctamente la corriente de disparo de los reconectores.

Sin embargo, debido a que la corriente de los circuitos presenta un comportamiento que varía en función de la hora del día, se debió determinar un aproximado de los valores máximos y en que momento se presentan, para esto se realizó un registro diario en los dispositivos de protección colocados en el patio de interruptores Norte y Virtual.

Una vez identificado el periodo de mayor consumo de potencia, se realizaron diversos recorridos por los circuitos para obtener las mediciones del resto de dispositivos de protección en compañía de empleados de la empresa, intentando que el periodo de muestreo se encontrara en este lapso.

Para realizar las mediciones se aprovechó la característica de que los reconectores son capaces de medir el valor RMS de la corriente en cada fase en el punto del circuito donde es instalado. Además se utilizó un amperímetro especializado para medir las corrientes en los lugares donde la pantalla del reconector no estaba en funcionamiento y en los puntos donde se instalaran los nuevos dispositivos.

Esta actividad también fue necesaria para estimar los cambios que se presentan en la corriente de consumo de un circuito, cuando parte o la totalidad de otro circuito es interconectado, debido a la presencia de perturbaciones o maniobras de mantenimiento en un sector de dicho circuito.

3.4. Capacitación en el software ETAP®

El software ETAP® es la herramienta utilizada en este proyecto principalmente para el análisis de la coordinación de las protecciones eléctricas, pero además se utilizó para calcular los valores de las corrientes de cortocircuito ante diversas fallas.

Los materiales utilizados para desarrollar esta etapa son un manual en formato digital, disponible la página Web de ETAP® y el archivo de ayuda integrado en el propio software. Para mejorar la comprensión en la utilización del software, se realizaron las prácticas y ejercicios sugeridos en el manual, dando énfasis en la utilización de STAR, el cual es el modulo para evaluar la coordinación de las protecciones eléctricas.

Cuando se comprendió la manera de utilizar el programa ETAP®, se procedió a analizar el diagrama unifilar de la red eléctrica de la empresa JASEC, para conocer la topología de los circuitos de Grupo Z, Cartago, Tejar-Guadalupe y San Blas, concibiendo la posición de los diferentes reconectores, el área que cada dispositivo protege y las cargas presentes en cada circuito.

El desarrollo de esta actividad fue de gran importancia para el cumplimiento de los objetivos del proyecto, dado que gracias a los conocimientos que se adquirieron en la utilización de este software, se realizaron las simulaciones que permiten evaluar la coordinación de las protecciones eléctricas.

3.5. Desarrollo de una aplicación para evaluar la coordinación de las protecciones eléctricas

Si bien es cierto el software ETAP® contiene un modulo para evaluar la coordinación de las protecciones eléctricas, la versión disponible en la empresa en el momento de iniciar el proyecto, no contaba en sus librerías con algunos de los reconectores utilizados, por lo tanto se hizo necesario adquirir la ultima versión del software, sin embargo realizar este tramite requirió un lapso de tiempo bastante significativo.

Por lo tanto para cumplir con los objetivos planteados y no demorarse con el desarrollo del proyecto, se desarrolló una aplicación en MATLAB®, capaz de graficar las diferentes tipos de curvas presentes en los reconectores, medir el valor del tiempo de apertura de las curvas en función de una magnitud de corriente y determinar los diferenciales de tiempo entre dos curvas en función de un mismo valor de corriente.

También se implementó una herramienta capaz de calcular de manera precisa el valor en el multiplicador de tiempo necesario para separar las curvas de dos dispositivos en cascada, un rango de tiempo seleccionado por el usuario ante una máxima corriente de cortocircuito predeterminada.

Las ecuaciones que representan las curvas de corriente-tiempo se adquirieron de las hojas de datos de los dispositivos de protección, mientras que para la deducción de las ecuaciones de las curvas kyle® tipo 101, 103, 118 y 119 se utilizó el programa CurveGen de ABB.

3.6. Documentación

Mediante esta actividad se exponen los resultados obtenidos en el desarrollo de las diversas actividades del Proyecto, como por ejemplo los valores configurados en los parámetros de los reconectores y el comportamiento de las corrientes de línea de los diferentes circuitos. El documentar esta información debidamente, permite analizar los datos para determinar los nuevos parámetros del sistema de protección.

También se explica la deducción de los valores en los diferentes parámetros de la propuesta y se muestran las diversas simulaciones realizada sobre las protecciones que confirman el cumplimiento de los objetivos específicos, logrando la coordinación del sistema de protección eléctrica.

Capítulo 4: Marco teórico

4. Marco teórico

4.1. Estudio de cortocircuito

Los cortocircuitos causan altas corrientes anormales que circulan a través de los dispositivos que se encuentran entre la fuente de potencia y el punto de la falla. Los dispositivos de protección tienen como objetivo remover estas corrientes tan rápido como sea posible, pero para realizar esta tarea de manera exitosa, dicho elemento debe tener la capacidad de tolerar e interrumpir el valor máximo de la corriente de cortocircuito.

La máxima magnitud posible de la corriente que fluye por la red eléctrica durante una perturbación, se determina por medio de los cálculos de cortocircuito, por lo tanto este es el primer paso para realizar el análisis de coordinación de los sistemas de protección. Realizar un estudio de cortocircuito en un sistema eléctrico de potencia permite determinar las características que deben de poseer los equipos de protección; los dispositivos en la ruta de la corriente de falla deben tener la capacidad mecánica de soportar el estrés térmico asociado con el flujo de la corriente máxima de cortocircuito.

Debido a la complejidad del sistema en estudio, para realizar estos cálculos de manera manual, se requiere invertir una cantidad significativa de tiempo y se desaprovecharía las ventajas que brindan los programas computacionales actuales. El aplicar un software sofisticado en el cálculo de corrientes de cortocircuito provee la oportunidad de obtener información precisa del comportamiento de un sistema bajo diferentes escenarios de operación, permitiendo analizar y optimizar las características de los elementos presentes en la red eléctrica.

Por lo tanto, para obtener las corrientes de cortocircuito en los puntos donde se encuentran colocados los reconectadores, se utiliza como herramienta el software de simulación ETAP®, sin embargo para llevar a cabo un correcto estudio y análisis se requiere una comprensión adecuada de los conceptos fundamentales de este tema y del sistema eléctrico de potencia.

4.2. Tipos de fallas en los sistemas eléctricos

Como se muestra en la figura 3, los cortocircuitos en una red eléctrica trifásica ocurren de diferentes maneras y los dispositivos de protecciones, debe tener la capacidad de interrumpir y de soportar los efectos que presenta cualquier de estos tipo de perturbación.

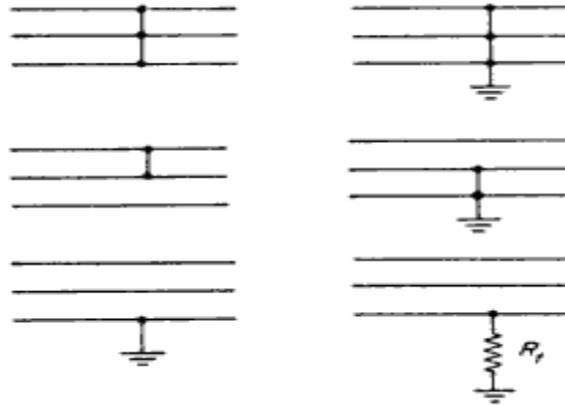


Figura 3 Tipos de fallas comunes en la red eléctrica trifásica

A continuación se detallan los tipos de averías que se presentan más frecuentemente en la red eléctrica trifásica: [1]

- **Falla trifásica sólida:** describe la situación en que los tres conductores se unen físicamente con un valor ideal de impedancia igual a cero entre ellas. Aún cuando este tipo de condiciones de falla no es el más frecuente en ocurrencia, es por lo general la de mayor valor y la que ocasiona mayores daños, por esta razón, se considera para fines de selección de equipo.
- **Falla de fase a fase sólida:** Este tipo de falla puede ocurrir en sistemas bifásicos o trifásicos, cuando dos fases son cortocircuitadas. En la mayoría de los sistemas trifásicos, los niveles de falla sólida de fase a fase son de aproximadamente el 87% de la corriente de falla trifásica sólida, debido a que no representa el máximo, este cálculo no siempre se requiere.

- **Falla de fase a tierra sólida:** En sistemas con el neutro sólidamente conectado a tierra, la falla sólida de fase a tierra es, por lo general, igual o ligeramente menor que la falla sólida trifásica, excepto cuando se conectan los neutros a tierra a través de un valor elevado de impedancia. Este cálculo es necesario en las instalaciones comerciales e industriales que tienen el neutro sólidamente aterrizado en el lado de bajo voltaje.

4.3. Corriente de cortocircuito

La magnitud de la corriente de cortocircuito o I_{CC} durante una perturbación depende tanto de la impedancia equivalente del sistema en el punto de ocurrencia de la falla, como de la impedancia de las fuentes de cortocircuito. Es importante aclarar que la corriente de cortocircuito no está directamente relacionada con la magnitud de la carga del sistema.

Consecuentemente, de manera simple se puede definir la corriente de cortocircuito por medio de la ley de ohm como:

$$I_{CC} = \frac{\text{Tension_del_sistema}}{Z} \quad (4.1)$$

Donde Z representa la Impedancia equivalente del sistema y las fuentes de cortocircuito, esta es una transformación válida de acuerdo con el teorema de Thevenin. Esta impedancia representa todos los elementos significativos del sistema de potencia conectados al punto de cortocircuito.

La corriente de cortocircuito es afectada principalmente por tres fuentes, la primera fuente la constituyen los generadores que están instalados en la planta o en la red, la segunda la constituye los motores de inducción colocados en las instalaciones industriales y la tercera de estas fuentes está compuesta por los motores y condensadores síncronos. En la figura 4 se muestra el comportamiento teórico de la corriente que se presenta en estas maquinas rotatorias ante una falla eléctrica.

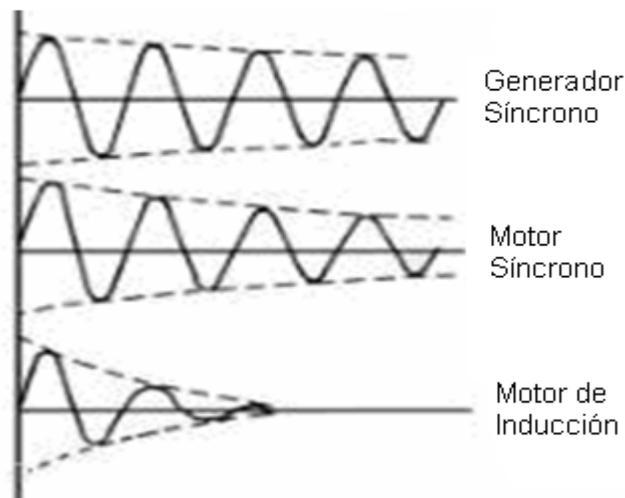


Figura 4 Corriente de falla en principales fuentes de cortocircuito

El comportamiento de las corrientes de cortocircuito mostradas en la figura anterior, se justifica en el hecho que el valor de la impedancia de las maquinas rotatorias varia en función del tiempo. Por lo tanto, es importante definir los siguientes tipos de reactancias que se presentan en tiempos específicos: [1]

- **La reactancia subtransitoria X''_d :** Es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante en que se produce el corto circuito. Su valor determina la magnitud de corriente durante el primer ciclo después de que ocurre la falla.
- **La reactancia transitoria X'_d :** Es el valor aparente inicial de la reactancia del devanado del estator cuando se considera solo el devanado de campo y se ignora otros efectos del devanado de amortiguamiento. Su valor determina la corriente de corto circuito en el rango de 30 a 130 ciclos.
- **La reactancia síncrona X_d :** Es la reactancia aparente que determina la circulación de corriente cuando se ha alcanzado la condición de estado estable, por lo tanto, no interviene en la selección de dispositivos de protección.

Los motores síncronos y los generadores presentan las reactancias anteriormente descritas, sin embargo los motores de inducción, no tienen devanado de campo, pero las barras del rotor actúan como el devanado de amortiguamiento en un generador, por lo tanto, se dicen que tiene una reactancia subtransitoria. En la figura 5 se ilustra el comportamiento teórico que presenta una corriente de cortocircuito simétrica, considerando el aporte de estas máquinas.

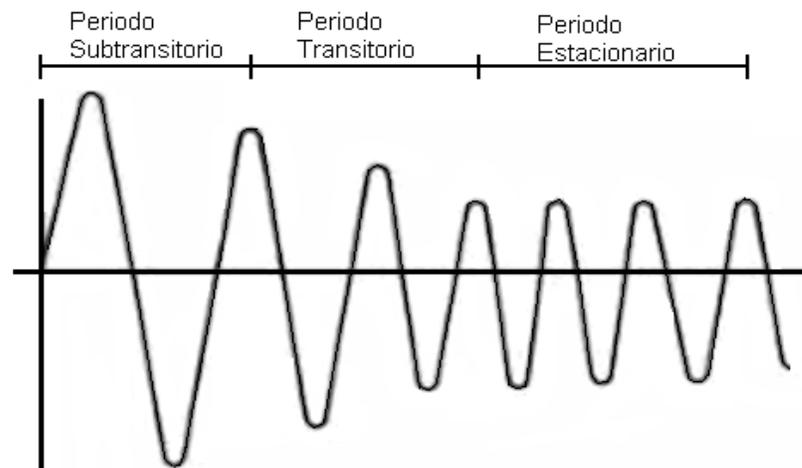


Figura 5 Forma de onda una corriente de cortocircuito simétrica

Por lo tanto, cuando se realiza un estudio para determinar la magnitud de las corrientes de cortocircuito, es muy importante que se consideren todas las fuentes de cortocircuito y que se conozcan los valores de las impedancias de estas fuentes.

Al mismo tiempo se debe considerar que durante los primeros ciclos después de la ocurrencia de la falla, la mayoría de las corrientes de cortocircuito casi siempre son asimétricas. La corriente asimétrica está en su máximo durante el primer ciclo después que la perturbación ocurre y, en unos pocos ciclos después, se transforma en simétrica. En la figura 6 se muestra el comportamiento anteriormente descrito.

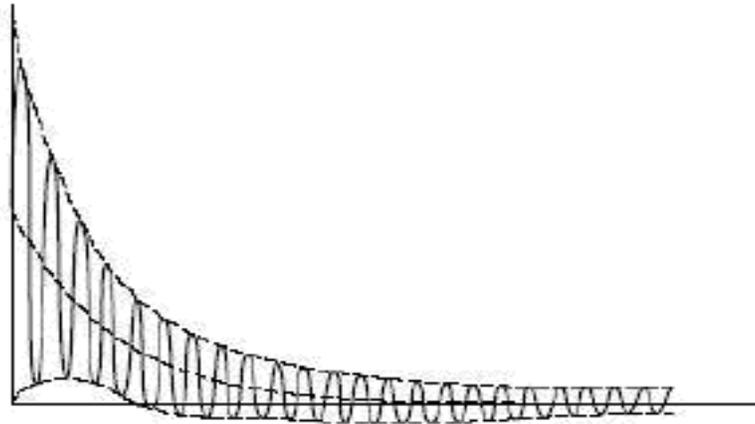


Figura 6 Oscilograma de una onda de cortocircuito típica

El cálculo del valor preciso de una corriente asimétrica en un tiempo dado después de la inserción de una falla, es un cálculo que puede resultar complejo, en consecuencia se pueden utilizar los programas computacionales actuales para simplificar la obtención de las corrientes de falla, requeridas para dimensionar el equipo de la red eléctrica y los dispositivos de protección.

Igualmente es importante considerar las siguientes situaciones que se presentan cuando se produce un cortocircuito: [1]

- En el punto de la perturbación se puede presentar el fenómeno de arco eléctrico o fusión de los materiales mismos.
- Todos los componentes de la instalación por donde circulan las corrientes de corto circuito se ven sujetas a esfuerzos térmicos y dinámicos.
- Las corrientes de cortocircuito circulan desde las fuentes hacia el punto de la perturbación.
- La caída de voltaje máxima se presenta en el punto de ocurrencia de la falla.

4.4. Protecciones eléctricas

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, son elementos que han sido diseñados para proteger los sistemas eléctricos de los daños que puede ocasionar una sobrecarga o las corrientes de cortocircuito. Estos dispositivos deben cumplir con los siguientes requerimientos generales: [2]

- Transportar la corriente nominal del sistema sin producir interrupciones.
- Interrumpir las corrientes de cortocircuito en el menor tiempo posible.
- Ser completamente automáticos para detectar y liberar una falla.
- Ser fácilmente reemplazables o reestablecidos.
- Ser seguros bajo condiciones normales y en sobrecarga.

Los fusibles y los interruptores de potencia son los dispositivos que se utilizan en forma más habitual para cumplir con las funciones de protección de sobrecorriente. Sin embargo, en el presente documento solo se analiza los interruptores de potencia porque son los dispositivos que utilizados por la empresa JASEC en su línea trifásica de 34.5kV, por lo tanto son los elementos inmersos en el presente proyecto.

4.4.1. Los reconectadores

El reconectador es un dispositivo de protección encargado de interrumpir el flujo de corriente cuando detecta una condición anormal en el sistema de potencia, para esto monitorea diferentes variables del circuito donde es colocado. Después de transcurrir un tiempo determinado, desde que se detectó la falla y se interrumpió el flujo de corriente, el dispositivo vuelve a cerrar sus contactos para energizar el circuito protegido. Si la condición de falla continua, el dispositivo actúa nuevamente, repitiendo el proceso un número de veces configurado hasta aislar completamente la falla.

Por lo tanto, el reconectador constituye un interruptor de operación automática con características de apertura y cierre regulables de acuerdo con las necesidades del sistema que se va a proteger.

Este elemento de protección debe estar configurado para realizar una rápida operación de apertura, para disminuir la posibilidad de daños en los equipos instalados en el circuito, pero además debe cumplir con la característica de selectividad, de modo que aisle la falla en su zona de protección.

El reconector esta conformado primordialmente por los dos siguientes elementos que se encuentran interconectados:

- **El gabinete de control:** contiene el control electrónico encargado de manipular las funciones de protección y activar el interruptor de potencia. El gabinete de control incorpora las funciones de un relé de protección por sobrecorriente y un relé de protección por tierra de alta sensibilidad. Además este módulo posee las funciones de medir y almacenar los valores de las corrientes de línea, las corrientes de falla, las tensiones de fase y la potencia activa y reactiva.
- **El interruptor de potencia:** es el dispositivo encargado de interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico. Este dispositivo debe extinguir de manera segura el arco eléctrico que se forma al abrir un circuito, para tal propósito el tanque del interruptor es llenado con un material aislador o dieléctrico como puede ser el aceite, aire, gas o en vacío.

En la figura 7 se muestran el gabinete de control y el interruptor de potencia de un reconector tipo Nu-Lec serie-N38. El tanque de dicho interruptor es llenado con hexafluoruro de azufre o SF₆, el cual posee excelentes propiedades aislantes eléctricas.



Figura 7 Gabinete de control e Interruptor de potencia de un reconectador tipo Nu-Lec N38

El proceso de operación de un reconectador se describe brevemente mediante los siguientes puntos: [4]

- Cuando ocurre una falla, un capacitor de almacenamiento colocado en el gabinete de control envía de un pulso de corriente controlado a la bobina de apertura, esto atrae a la armadura de la barra de apertura, girando y liberando la traba, logrando un desplazamiento para abrir el interruptor de vacío.
- Al caer los contactos móviles energizan la bobina de cierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto intervalo. La bobina de cierre atrae la placa del mecanismo, conectando nuevamente con los contactos del interruptor de vacío. Los contactos son mantenidos en la posición de cierre por las lengüetas de traba que descansan sobre la barra de apertura.
- Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado, se restablece a su condición original y queda listo para llevar a cabo otro ciclo de operaciones; si la falla es permanente, repetirá todo el proceso anterior según sea el número de recierres configurados hasta dejar abierto el circuito, cuando esto sucede se debe cerrar manualmente el dispositivo para volver a energizar la sección de la red eléctrica que protege.

En la figura 8 se muestra un corte lateral de un interruptor, presentando las principales piezas mecánicas y eléctricas mencionadas.

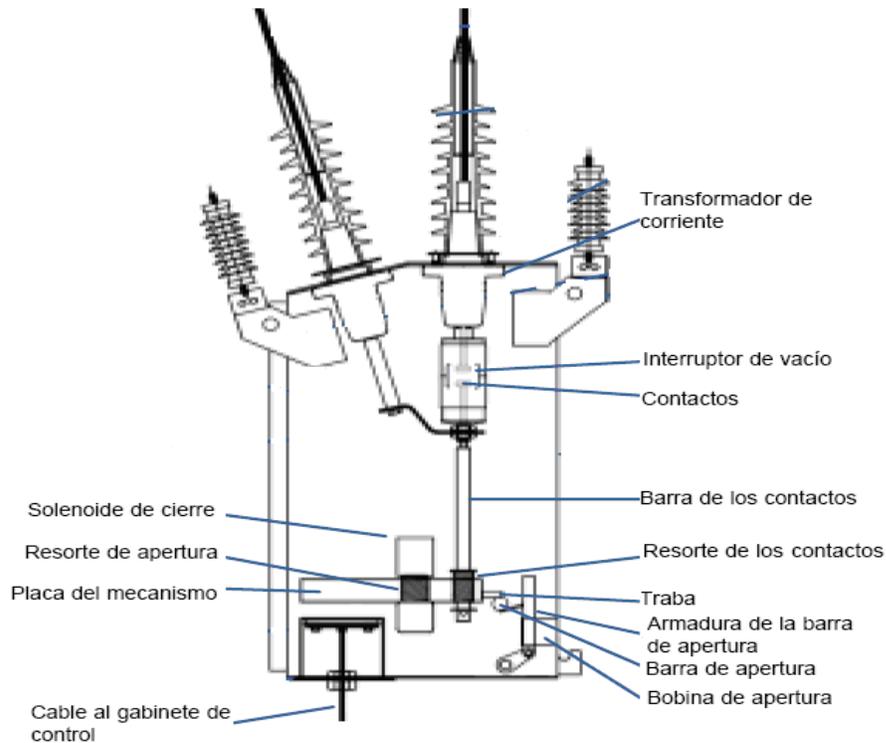


Figura 8 Corte lateral de un interruptor de potencia

4.4.2. Funciones de protección de los reconectores

Los reconectores son dispositivos que cuentan con varias funciones de protección, así que monitorea variables como frecuencia, voltaje, corriente y su dirección, entre otras. Sin embargo, en la presente sección se dará más énfasis en explicar la protección de sobrecorriente, específicamente de tipo tiempo inverso, porque el estudio y análisis de coordinación las protecciones eléctricas se realizan con los parámetros de esta protección.

La protección de sobrecorriente se utiliza para interrumpir la corriente de cortocircuito y presenta las siguientes variables:

1) Protección de tiempo inverso: Esta protección se utiliza con la finalidad que el tiempo para solicitar la apertura del interruptor de potencia desde el momento que se presenta la falla, sea inversamente proporcional a la magnitud de la corriente de cortocircuito.

La operación de la protección de tiempo inverso inicia cuando el control electrónico después de detectar alguna perturbación, calcula el tiempo de apertura en función de la magnitud de la corriente de cortocircuito e inicia una temporización para activar el interruptor de potencia. Si la temporización llega a cero, se produce el pedido de apertura, pero si la corriente desciende por debajo de la corriente de disparo la temporización se detiene.

La operación de la protección de tipo tiempo inverso depende de varios parámetros de operación, los cuales se explican a continuación:

a) Corriente de disparo: es el valor que define el inicio de la operación temporizada en el gabinete de control para la activación del interruptor de potencia.

b) Curvas de corriente-tiempo: definen la cantidad de tiempo para solicitar la activación del interruptor de potencia en función de la magnitud de la corriente de falla, así que cada curva se encuentra especificada por una ecuación. Los reconfiguradores cuenta con un conjunto de curvas de corriente-tiempo o TCC, algunas de estas curvas se encuentran definidas por normas de organizaciones como IEC/BS o ANSI/IEEE y otras son especificadas por los propios fabricantes de las protecciones.

En la siguiente figura se exponen tres tipos de curvas definidas por la norma ANSI y utilizadas en los reconfiguradores ABB tipo PCD-2000R.

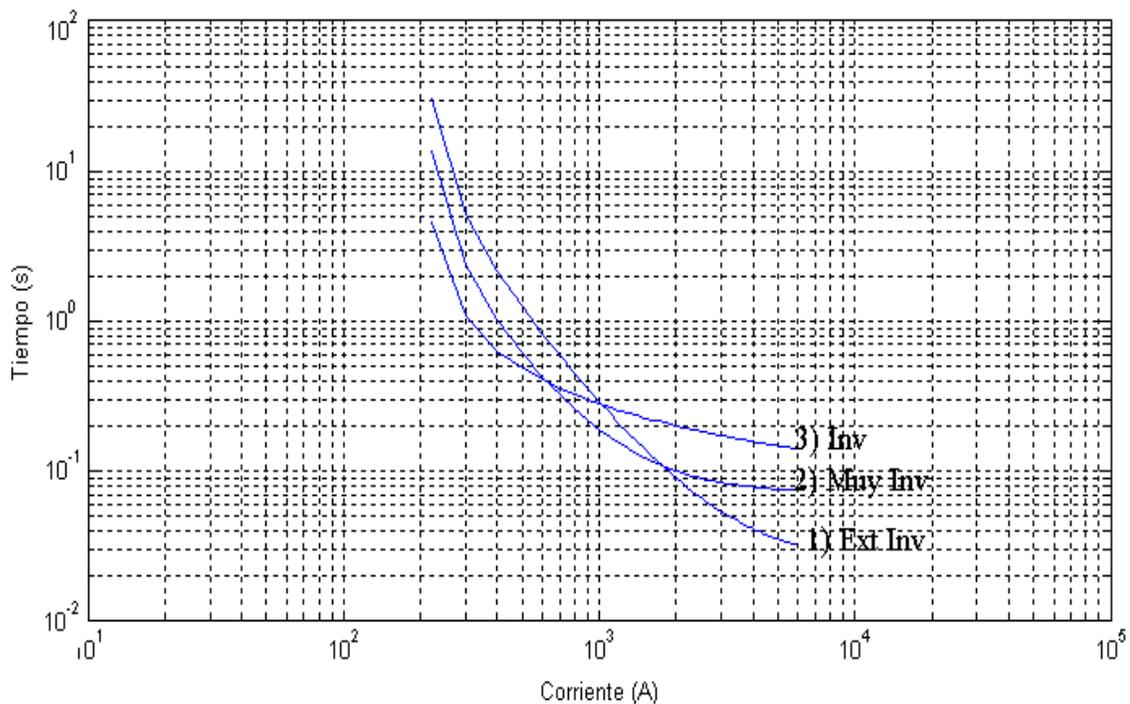


Figura 9 Curvas de corriente-tiempo definidas por la normas ANSI.

Así mismo, la ecuación 4.2 define el tiempo de disparo de las tres curvas de corriente-tiempo de la figura anterior.

$$\text{Tiempo_disparo} = \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right) \quad (4.2)$$

Donde la letra M representa el valor de dividir la magnitud de la corriente de cortocircuito entre el valor de la corriente de disparo configurada, mientras que la letra n representa el valor del multiplicador de tiempo. Los demás parámetros para las diferentes curvas se definen en la siguiente tabla:

Tabla 1 Parámetros de las curvas de corriente-tiempo ANSI

Curva	A	B	C	P
Extremadamente inversa	6.407	0.025	1	2
Muy inversa	2.855	0.071	1	2
Inversa	0.008	0.018	1	0.02

- c) Modificadores de la curvas de corriente-tiempo: se presentan los siguientes tipos:
- Multiplicador de tiempo o dial: se utiliza para modificar la curva de corriente-tiempo de modo que un valor prefijado multiplica el tiempo de apertura.
 - Elemento de apertura instantáneo: se utiliza para activar el reconectador si la corriente de línea excede por encima de un múltiplo de la corriente de disparo.
 - Tiempo adicional: se utiliza para modificar la curva de corriente-tiempo de modo que un valor predeterminado es sumado al tiempo de apertura.
 - Tiempo Mínimo y Máximo: se utiliza para activar el reconectador si el tiempo de temporizador excede o disminuye de un límite prefijado.

En las figuras 10 y 11 se muestra el efecto sobre las curvas de corriente-tiempo de los modificadores anteriores. [9]

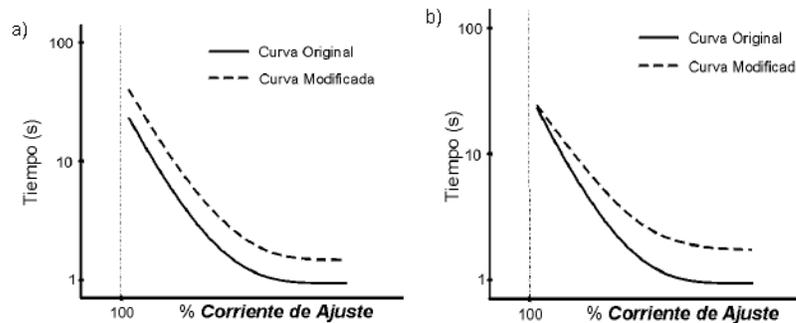


Figura 10 Curva de corriente-tiempo modificada por los parámetros
a) multiplicador de tiempo
b) tiempo adicional

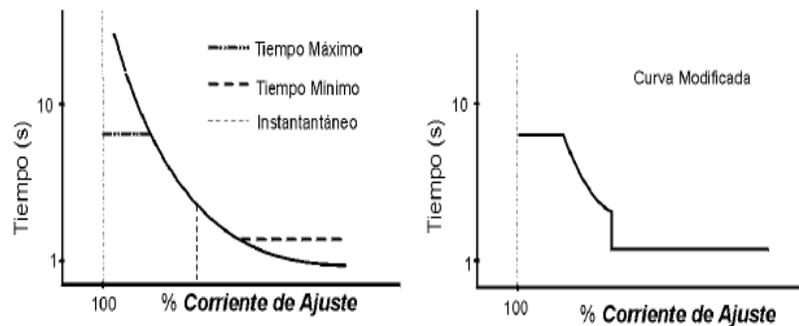


Figura 11 Curva modificada por los parámetros tiempo máximo, tiempo mínimo y el elemento instantáneo

2) Protección de tierra de alta sensibilidad: provoca que el reconectador se active cuando la corriente de tierra se eleva por encima de un valor predeterminado por un lapso mayor a un tiempo prefijado. Es aplicable en sistemas donde todas las cargas están conectadas entre fases y no circula corriente por el neutro a menos que se produzca una falla a tierra.

3) Protección de tiempo definido: activa el interruptor de potencia en un tiempo prefijado luego de detectar alguna perturbación. Es una alternativa a la protección de tiempo inverso.

4) Protección instantánea: opera abriendo al reconectador cuando el nivel de cualquier corriente de fase excede el valor de multiplicar una constante predeterminada por la corriente de disparo ajustada.

Por otra parte, además de la protección de sobrecorriente, los reconectores cuentan con otras funciones de protección las cuales actualmente no se utilizan en los esquemas de protección de JASEC, sin embargo, es importante describir los siguientes tipos:

1. Protección de tensión: esta protección mide permanentemente la tensión de cada fase con la finalidad de detectar voltajes anormales a las del rango nominal de operación. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la tensión. Se definen los siguientes tipos:

a) Pérdida de fase: abre al reconectador si la tensión de fase a tierra de una o dos fases cae por debajo de un umbral de tensión prefijada por un periodo de tiempo prefijada.

b) Sobre voltaje: abre al reconectador si tensiones son mayores que las del rango previamente establecido por un periodo de tiempo prefijado.

2. Protección Direccional: restringe la apertura por fallas en un lado designado del reconectador, para esto se debe especificar la dirección del flujo de corriente para la que se aplica la protección. Esta protección previene aperturas innecesarias bloqueando fallas en la dirección de la fuente y solo respondiendo a fallas en la dirección de la carga.

3. Protección frecuencia: las protecciones de frecuencia son protecciones que toman la señal de tensión, pero miden la frecuencia de la onda alterna. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar. Esta protección se aplica en siguiente casos:

a) Sobre frecuencia: ocurre por disminución de carga del generador y la máquina no logra estabilizar su frecuencia oportunamente.

b) Baja frecuencia: ocurre por la pérdida de la capacidad del grupo de atender la carga conectada.

4. Características adicionales de protección. [7]

a) Detección de arranque en frío: permite que se produzca una pérdida de diversidad cuando, luego de haber permanecido sin alimentación por un periodo de tiempo, el suministro de la carga es restablecido.

b) Bloqueo por carga viva: previene al reconectador de cerrar si cualquiera de los terminales del lado de la carga esta energizado.

c) Restrictor de corriente Inrush: eleva los umbrales de la corriente de fase y de tierra por un periodo de tiempo corto para permitir la circulación de corrientes Inrush de corta duración cuando se cierra el equipo sobre una carga.

4.4.3. Datos técnicos de los dispositivos de protección

El sistema de protección de la empresa JASEC, está compuesto por equipo de diferentes fabricantes. El gabinete de control de los reconectores ABB tipo DPU2000R utilizan interruptores de potencia Alstom GL107, los gabinetes de control Cooper tipo Form5 y Form6 están asociado con los interruptores Cooper VWVE38X, mientras que los reconectores Nu-Lec serie N38 son un único tipo de interruptor de potencia y gabinete de control.

Para realizar el estudio de coordinación y definir adecuadamente los parámetros de la protección de sobrecorriente, es necesario el conocimiento previo de las características eléctricas y técnicas de los controles electrónicos y de los interruptores de potencia.

El conocimiento de los datos del control electrónico resulta trascendental para lograr la coordinación las protecciones eléctricas, se debe analizar las características de los tipos de curvas de corriente-tiempo disponibles y prever las limitaciones que ofrecen los rangos de sus parámetros para modificar estas curvas. En la tabla 2 se resumen los valores más importantes que se configuran en los controles electrónicos de los reconectores de JASEC.

Tabla 2 Parámetros configurables en el gabinete de control

Parámetro	Cooper Form5		Cooper Form6		ABB DPU2000R		Nu-Lec N38	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Rango de valores								
Corriente de disparo de fase (A)	10	1600	10	1600	1*	12*	10	1260
Corriente de disparo de tierra (A)	5	800	5	800	1*	12*	10	1260
Tiempo de recierre (s)	0.3	1000	0.3	1000	0.1	200	0.5	180
Tiempo de reinicio (s)	3	1800	3	1800	3	200	5	180
Tiempo adicional para apertura (s)	0.01	0.2	0	30	-	-	0	2
Tiempo mínimo para apertura (s)	0.013	1	0.01	1	-	-	0	2
Multiplicador de tiempo de TCC	0.1	2	0.1	25	1	10	0.05	2
Elemento de apertura instantáneo	-	-	1	32	0.5	30	1	30

*Los valores se multiplican por la relación de vueltas del transformador de corriente de fase.

De los interruptores de potencia es importante conocer las características eléctricas para determinar si los dispositivos son capaces de tolerar las máximas corrientes de cortocircuito, además se debe de conocer el retardo mecánico que presenta cada interruptor para aislar la falla. En la tabla 3 se resumen los datos técnicos más significativos de los interruptores de potencia.

Tabla 3 Datos de técnicos de los interruptores de potencia

Parámetro	Cooper VWVE38X	Alstom GL 107	Nu-Lec N38
Tensión nominal (kV)	34.5	36	38
Frecuencia nominal (Hz)	60	50/60	50/60
Corriente nominal (A)	560	1600	630
I_{CC} nominal simétrica (kA)	12	25	12.5
I_{CC} nominal asimétrica (kA)	18.26	62.5	19.16
Duración Falla (s)	-	3	3
Tiempo apertura (ms)	-	35	50
Tiempo Interrupción (ms)	45	50	60
Tiempo de cierre (ms)	-	75	100
Medio extinción	Vacío	SF ₆	SF ₆

Los datos de los tiempos de operación de la tabla anterior corresponden a los valores máximos que se pueden presentar. En la figura 12 se ilustran estos tiempos, definidos por la norma IEEE C37.60.

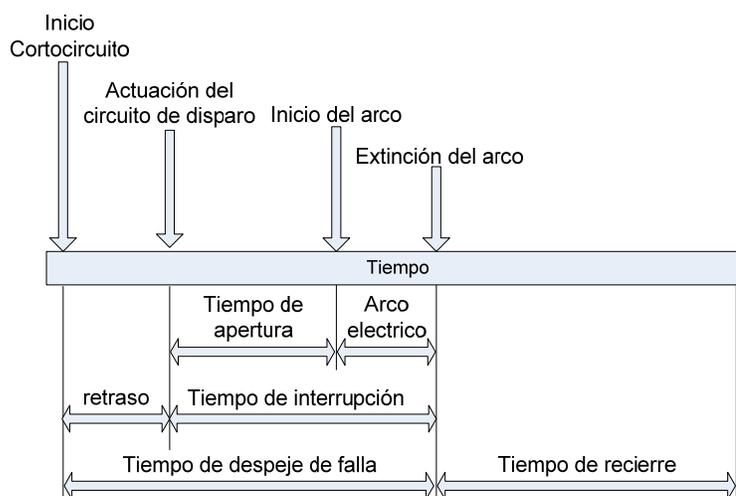


Figura 12 Tiempos de operación de un reconectador, norma IEEE C37.60

4.5. Coordinación de las protecciones eléctricas

Un sistema eléctrico moderno y eficiente debe poseer la característica de selectividad, para cumplir con este requisito, los dispositivos de protección que se encuentren en cascada deben ser configurados de tal manera que solo opera el elemento de protección que se encuentre más cercano a la falla en dirección de la corriente, si por alguna razón este dispositivo no actúa, entonces debe operar el dispositivo más próximo en serie.

El procedimiento para corroborar la coordinación de protecciones, consiste en un análisis gráfico para probar la selectividad, implicando necesariamente el trazo de las curvas características de los diferentes dispositivos de sobrecorriente que se encuentran en cascada.

El proceso se inicia graficando la curva del dispositivo más distante de la fuente de potencia, en seguida se traza la curva del siguiente dispositivo en serie para determinar si existe algún traslape o si no existe suficiente diferencial de tiempo entre las curvas, si esto no ocurre, entonces se grafica la curva del siguiente dispositivo, así sucesivamente.

Sin embargo, si las curvas se sobreponen, cruzan o si no hay suficiente diferencial de tiempo entre las curvas para asegurar la selectividad, entonces se debe de alterar los modificadores de las curvas de corriente-tiempo o cambiar el tipo de curva, de modo que se garantice la operación secuencial de los dispositivos.

Los principalmente factores que definen los intervalos de tiempo necesarios para lograr la coordinación son: [1]

- La magnitud de la corriente de cortocircuito.
- El margen de tiempo que se presenta entre el detector del dispositivo de protección y el propio tiempo del interruptor.
- La sensibilidad del dispositivo de protección correspondiente a las magnitudes de las corrientes de fallas.

Capítulo 5: Estado del sistema de protección

5. La red eléctrica y el sistema de protección

La empresa JASEC debe cumplir con las normas establecidas en los reglamentos de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para poder proporcionar el servicio de energía eléctrica en la provincia de Cartago. Dentro de los criterios exigidos por parte del ente, el servicio brindado debe cumplir con las características de confiabilidad, selectividad y estabilidad.

Con el fin de realizar las funciones de operar y mantener el sistema de potencia de una manera más sencilla, la empresa JASEC segmenta la red eléctrica en nueve circuitos: San Blas, Cartago, Grupo Z, Fátima, Pacayas, La Flor, Tejar-Guadalupe, Cerrillos y Paraíso.

Cada uno de estos circuitos posee de manera independiente su fuente de potencia y su sistema de protección conformado por reconectores. Dichos dispositivos de protección son configurados y colocados en puntos estratégicos para cumplir con la característica de selectividad, que se refiere a la capacidad de aislar las perturbaciones, del tal forma que no se afecte la operación normal del resto de los componentes y por tanto, no se altere la calidad del servicio eléctrico.

Además, con el propósito de brindar la estabilidad y confiabilidad necesaria en caso de perturbaciones o cambio topológicos, sean estos instantáneos o permanentes, y restablecer el servicio eléctrico de manera rápida y segura, existen interconexiones entre circuitos por medio de los reconectores de enlace, los cuales se encuentran normalmente abiertos y se utilizan solamente para maniobras específicas.

Por otra parte, JASEC instalara a corto plazo reconectores Nu-Lec N38 para reemplazar nueve juegos de cuchillas y los reconectores ABB, obteniendo un sistema de protección más robusto y moderno. Por tanto, para que en el momento en que estos dispositivos entren en funcionamiento no se afecte la coordinación de las protecciones existentes, se hacen las consideraciones pertinentes dentro del proyecto.

5.1. Descripción general del sistema eléctrico

El sistema eléctrico bajo análisis, utiliza un voltaje de transmisión de 34.5kV. La razón de utilizar este valor radica en el hecho que para la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias resulta más económico utilizar tensiones elevadas, porque no es tan significativo el efecto de las caídas de tensión en las líneas eléctricas en comparación con voltajes de transmisión pequeños.

La empresa JASEC produce por medios propios solamente el 25% de la potencia de suministro, esto lo efectúa mediante los proyectos hidroeléctrico Barro Morado, Birris I y Birris III, que juntos son capaces de producir un máximo de 24.45kVA, el resto de la potencia es proporcionada por el Instituto Costarricense de Electricidad o ICE, por medio de las subestaciones Cóncavas y Río Macho.

Mediante líneas de transmisión de 34.5kV, la subestación Cóncavas del ICE se encarga de suministrar la energía eléctrica a los patios de interruptores Norte y Virtual y a los circuitos de Grupo Z y Cerillos, mientras que la subestación Río Macho del ICE abastece la potencia de consumo del circuito La Flor.

Es importante indicar que las subestaciones Cóncavas y Río Macho cuentan con dispositivos de protección administrados por el ICE, sin embargo, para aislar cualquier perturbación presente en las líneas de transmisión, JASEC utiliza los reconectores de entrada ICE-Bosque y Cuarto Alimentador en los patios de interruptores Norte y Virtual respectivamente.

Refiriéndose a las localidades de la empresa JASEC, el patio de interruptores Norte distribuye la potencia en los circuitos de Cartago, San Blas y Pacayas, mientras que los circuitos de Paraíso, Fátima y Tejar-Guadalupe son alimentados por medio del patio de interruptores Virtual. Cada uno de estos circuitos cuenta con un reconector de salida que se encuentra en el patio de interruptores respectivo, este dispositivo debe estar coordinado con el resto de elementos colocados en la red eléctrica para cumplir con el objetivo de aislar la falla de manera selectiva.

En la figura 13 se muestra el diagrama de conexión de la subestación cóncavas del ICE y los circuitos de transmisión y distribución del JASEC, además se muestran los dispositivos de protección presentes en dicha red.

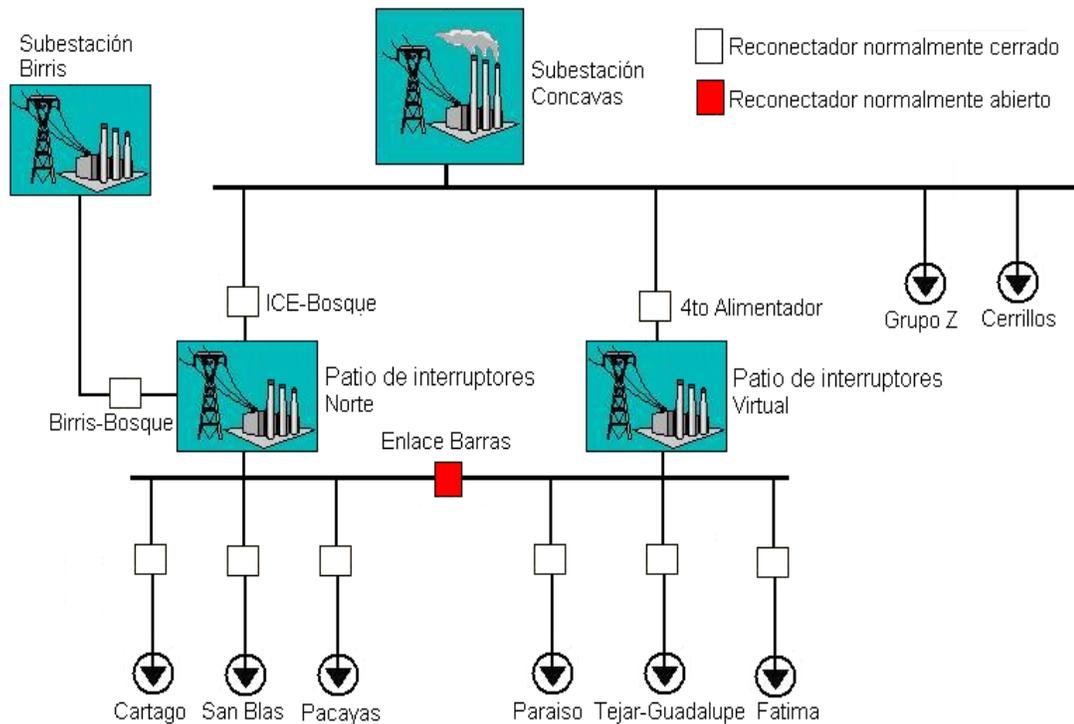


Figura 13 Diagrama de conexión de las subestaciones del ICE y JASEC

Dentro de los circuitos de distribución de energía eléctrica también existen subestaciones reductoras que se encargan de transformar el nivel de tensión de 34.5kV a 13.8kV y de igual manera, estas subestaciones cuentan con un sistema de protección conformado por reconectores de entrada y de salida. Seguidamente se mencionan dichos elementos:

- Subestación San Blas: se encuentran normalmente alimentada por el circuito Fátima y posee una conexión de respaldo mediante los circuitos San Blas y Cartago.
- Subestación El Molino: obtienen su potencia eléctrica del circuito Cartago y posee una conexión de respaldo por medio de circuito Tejar-Guadalupe.
- Subestación Oeste: se encuentran normalmente alimentada por el circuito Cartago y posee una conexión de respaldo mediante el circuito San Blas.

- **Circuito San Blas:** Este circuito se encarga de suministrar el servicio eléctrico a las comunidades de San Blas, San Rafael, Llano Grande, Tierra Blanca, Potrero Cerrado, San Juan de Chicua, San Gerardo Norte, el Volcán Irazú, entre otras. En la figura 15 se muestra un diagrama que muestra la conexión de los reconfiguradores presentes en dicho circuito.

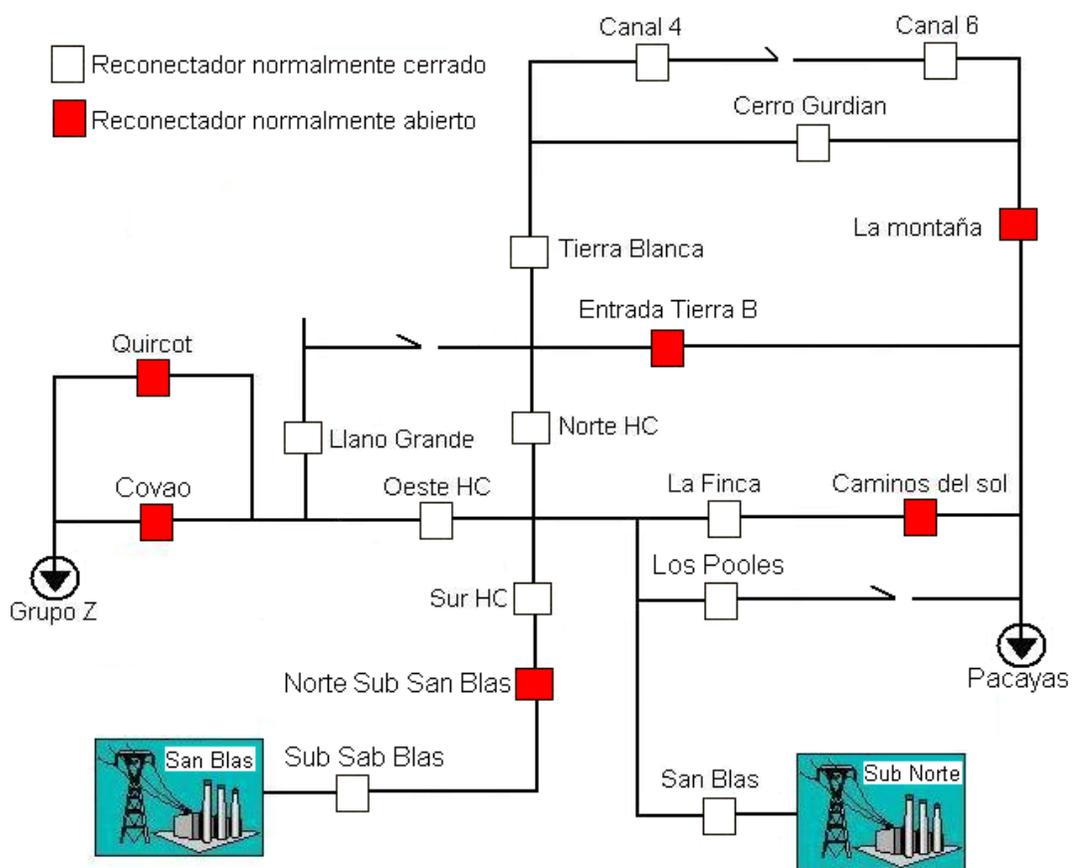


Figura 15 Diagrama de conexión de los reconfiguradores del circuito San Blas

Considerando los reconfiguradores La Montaña, Caminos del Sol, Entrada Tierra Blanca, Norte Subestación San Blas y Los Pooles, que son los dispositivos que se instalarán a corto plazo, el circuito posee doce reconfiguradores que se encuentran normalmente en funcionamiento y seis reconfiguradores que se utilizan para enlace con otros circuitos.

- **Circuito Grupo Z:** mediante el circuito Grupo Z, JASEC brinda su servicio en la zona industrial de la provincia de Cartago, por lo tanto resulta sumamente importante la continuidad de la energía eléctrica.

Su sistema de protección posee siete dispositivos de protección que se encuentran normalmente en funcionamiento y siete reconectadores que se emplean para el enlace con otros circuitos. En la figura 16 se muestra un diagrama de conexión de los reconectadores del circuito Grupo Z, donde los dispositivos de protección a instalar son Florentina y Concorde.

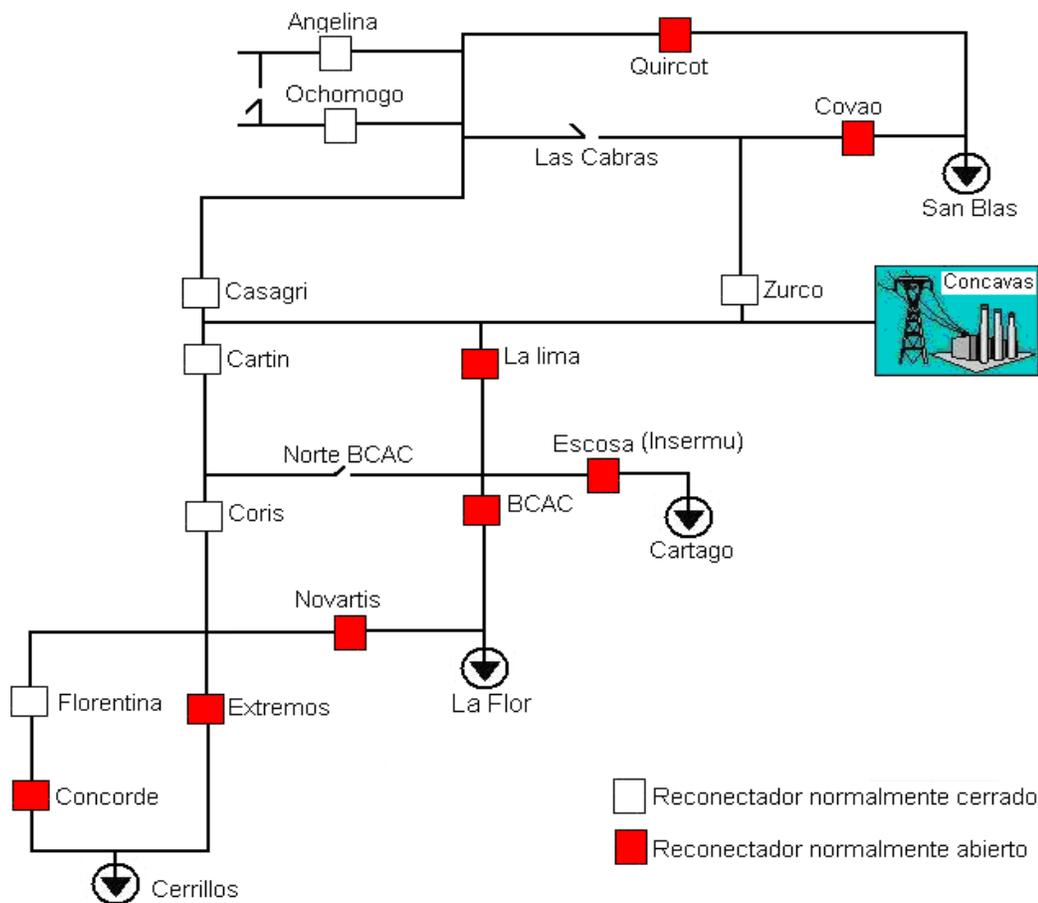


Figura 16 Diagrama de conexión de los reconectadores del circuito Grupo Z

El dispositivo La lima se utiliza como un respaldo del reconectador Casagri, por lo tanto estos elementos deben estar configurados con los mismos parámetros.

- **Circuito Tejar-Guadalupe:** distribuye la energía eléctrica en las localidades de Santa Rita, Caballo Blanco, Barrio Asís, Guadalupe, Tejar, Pitahaya, entre otras.

La red eléctrica de este circuito posee cinco re conectadores que se encuentran normalmente cerrados y cuatro re conectadores que se utilizan como punto de interconexión entre circuitos.

En la figura 17 se muestra un diagrama que presenta la conexión de los dispositivos de protección presentes en el circuito Tejar-Guadalupe, donde los re conectadores Sur Subestación el Molino y La Pitahaya son los nuevos dispositivos que se instalarán.

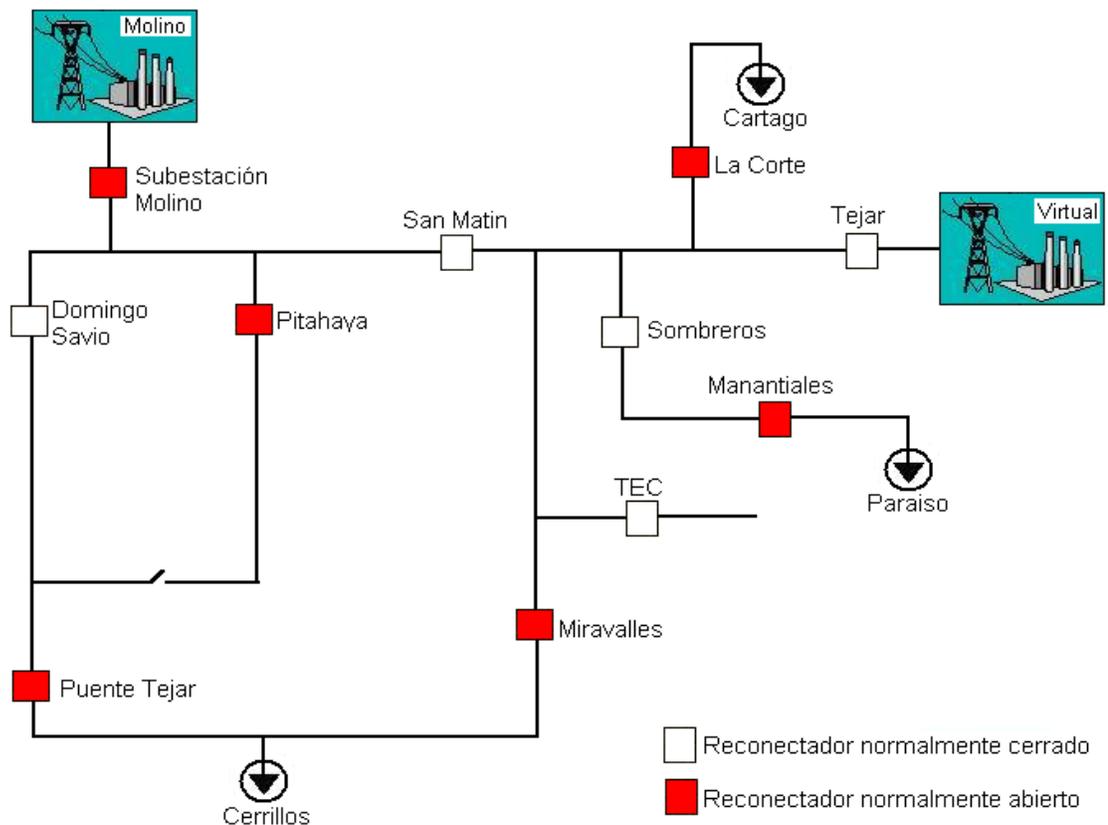


Figura 17 Diagrama de conexión de los re conectadores del circuito Tejar

El dispositivo La Pitahaya se utiliza como un respaldo de Domingo Savio, por lo tanto estos elementos deben estar configurados con los mismos parámetros.

5.2. Esquema de protección de la red eléctrica de JASEC.

El esquema de funcionamiento de los dispositivos de protección del sistema eléctrico se encuentra fundamentado en criterios técnicos establecidos por los ingenieros de la empresa, en la presente sección se describe de manera general la directriz empleada para la configuración de los reconectores.

Los dispositivos de protección colocados en los patios de interruptores Norte y Virtual, utilizan una protección de sobrecorriente configurada con una curva rápida y con un único recierre. Puesto que en estos puntos se presentan las mayores magnitudes de corrientes de cortocircuito debido a la cercanía con la fuente de potencia, se procura eliminar la falla en el menor tiempo posible y con una única apertura para evitar posibles daños en los equipos.

El resto de dispositivos de protección de los circuitos, incluyendo los reconectores de enlace, se encuentran configurados con dos tipos de alternativas de protección, las cuales son seleccionadas manualmente mediante el gabinete de control, por el personal encargado de realizar las maniobras en la red eléctrica.

Por lo general, cuando un circuito de distribución se restablece después de un prolongado corte de energía, la demanda es mayor que antes de la interrupción, este fenómeno es conocido como corriente de carga fría. Hay muchos factores que determinan la magnitud y la duración de la corriente de carga fría, estos incluyen: duración de la interrupción, tipo de carga conectada, el clima, modo de restauración, hora del día, el nivel de carga, entre otros.

La primera alternativa se utiliza para que los reconectores toleren los efectos de este fenómeno. Esta configuración contempla un único recierre con una curva lenta, evitando que la corriente de carga fría provoque un disparo falso de los dispositivos de protección.

Después que el personal se asegura que la protección eléctrica no se activa ante el efecto de la corriente de carga fría, debe cambiar de alternativa y seleccionar la configuración utilizada para la protección del sistema en condiciones normales. Este esquema de protección emplea tres recierres, el primero mediante una curva rápida para eliminar la falla en el menor tiempo posible y los dos restantes con una curva

lenta, para evitar que una falla transitoria provoque la apertura y bloqueo permanente de la protección.

Las curvas seleccionadas por los ingenieros de la institución para la configuración de la protección de sobrecorriente son la curva rápida Kyle® 101 y la curva lenta Kyle® 118, sin embargo estas curvas no están disponibles en los reconectores ABB, pero se utilizan curvas que poseen características similares como lo son las ANSI extremadamente inversas. En la figura 18 muestra el trazo de las principales curvas utilizadas en los esquemas de protección actual de la empresa JASEC.

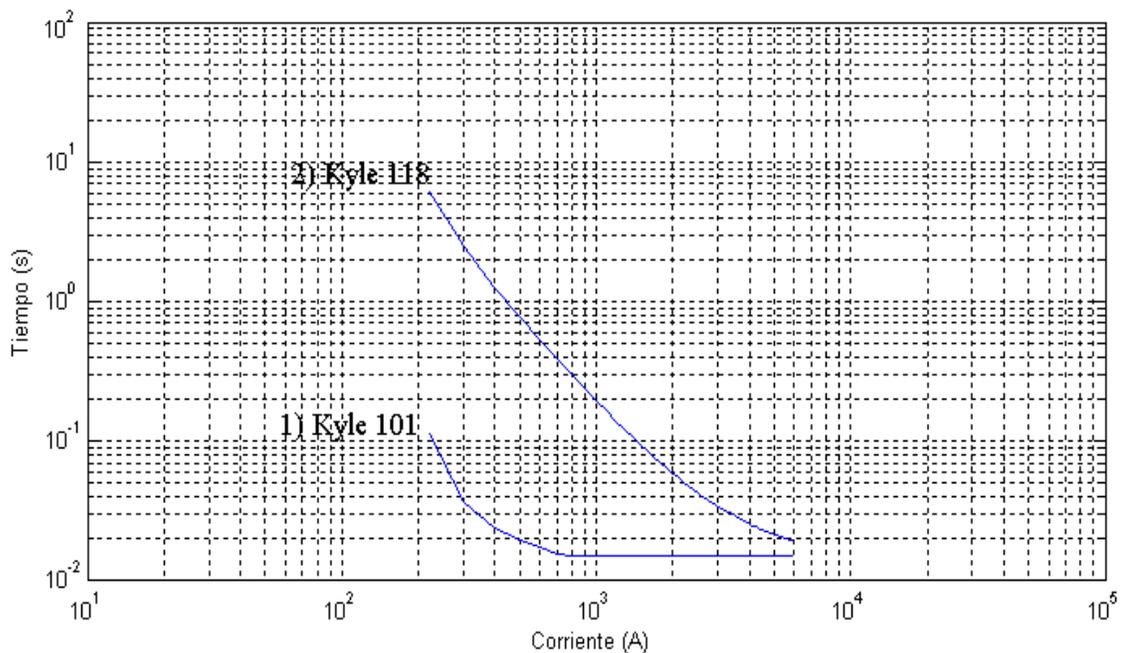


Figura 18 Curvas de corriente-tiempo Kyle® 101 y 118

Asimismo, ninguno de los modificadores de las curvas de corriente-tiempo se emplea en el esquema de protección actual. El tiempo de recierre se deduce acuerdo a las características de la zona donde está instalado el dispositivo de protección, para las zonas rurales se configura el reconector con un tiempo de 10s, mientras que en zona urbana se utiliza un lapso de 5s.

La corriente de disparo de todo los reconectadores se define a partir de la mayor corriente de línea que pueda fluir por el trayecto donde el reconectador esta colocado, el más crítico ocurre cuando un reconectador de enlace se cierra y la potencia de consumo de un circuito es proporcionada por otro circuito, estas corrientes son estimadas a partir de la potencia de consumo típica de los circuitos.

5.3. Configuración actual de los reconectadores

Es importante mencionar que para facilitar la exposición de los valores de los parámetros de la protección de sobrecorriente, en esta sección solamente se muestran los datos más significativos que se utilizan para la coordinación de las protecciones eléctricas.

La tabla 4 muestra un resumen de los parámetros obtenidos de la configuración en la protección de sobrecorriente de los reconectadores colocados en el circuito San Blas.

Tabla 4 Parámetros configurados en los reconectadores de San Blas

Reconectador	Control	I _{disparo} (A)	Curvas corriente-tiempo			t _{recierre} (s)			t _{reinicio} (s)
			#1	#2	#3	#1	#2	#3	
Canal 4	Nu-Lec N38	80	118	101	101	10	10	10	30
Canal 6	Nu-Lec N38	110	101	101	118	10	10	10	60
Cerro Gurdian	Nu-Lec N38	200	101	101	118	10	10	10	60
Tierra Blanca	Cooper F6	200	101	118	118	5	5	5	60
Norte HC	Nu-Lec N38	240	101	118	118	5	5	5	30
Llano Grande	Cooper F6	100	101	118	118	5	5	5	30
Oeste HC	Cooper F6	450	101	118	118	10	10	10	30
Sur HC	Cooper F6	340	101	118	118	10	10	10	30
La Finca	ABB DPU	240	Ext Inv	Ext Inv	Ext Inv	5	5	5	60
San Blas	ABB DPU	496	Ext Inv	Ext Inv	-	10	10	-	30

Los parámetros actualmente configurados en la protección de sobrecorriente de los re conectadores instalados en el circuito Grupo Z, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5 Parámetros configurados en los re conectadores de Grupo Z

Reconectador	Control	$I_{disparo}$ (A)	Curvas corriente-tiempo			$t_{recierre}$ (s)			$t_{reinicio}$ (s)
			#1	#2	#3	#1	#2	#3	
Angelina	Nu-Lec N38	200	118	118	118	5	5	5	30
Ochomogo	Cooper F6	200	101	118	118	10	10	10	60
Casagri	Nu-Lec N38	380	101	118	118	5	5	10	30
Coris	Cooper F6	150	118	118	118	5	10	10	60
Cartin	Nu-Lec N38	380	101	118	118	5	5	10	30
La Lima	ABB DPU	400	Ext Inv	Ext Inv	-	10	10	-	30

En la tabla 6 se exhibe los parámetros configurados en la protección de sobrecorriente de los re conectadores del circuito Tejar-Guadalupe.

Tabla 6 Parámetros configurados en los re conectadores de Tejar

Reconectador	Control	$I_{disparo}$ (A)	Curvas corriente-tiempo			$t_{recierre}$ (s)			$t_{reinicio}$ (s)
			#1	#2	#3	#1	#2	#3	
Domingo Savio	Nu-Lec N38	250	118	118	118	10	10	10	30
San Martin	Cooper F5	400	101	118	118	10	10	10	30
TEC	Nu-Lec N38	200	118	118	101	10	10	10	30
Sombreros.	Cooper F6	400	118	118	-	5	5	-	60
Tejar	Nu-Lec N38	500	118	118	-	10	2	-	30

Los parámetros configurados en la protección de sobrecorriente de los dispositivos instalados en el circuito Cartago, se muestran en la tabla 7.

Tabla 7 Parámetros configurados en los reconectores de Cartago

Reconector	Control	$I_{disparo}$ (A)	Curvas corriente-tiempo			$t_{recierre}$ (s)			$t_{reinicio}$ (s)
			#1	#2	#3	#1	#2	#3	
Regomar	ABB DPU	240	Ext Inv	Ext Inv	-	10	10	-	30
Jesús Jiménez	Cooper F5	400	101	118	118	10	10	10	30
Cartago	ABB DPU	496	Ext Inv	Ext Inv	-	10	10	-	30

En la tabla 8 se presenta un resumen de los parámetros configurados en la protección de sobrecorriente de los reconectores de protección utilizados como enlace.

Tabla 8 Parámetros configurados en los reconectores de enlace

Reconector	Control	$I_{disparo}$ (A)	Curvas corriente-tiempo			$t_{recierre}$ (s)			$t_{reinicio}$ (s)
			#1	#2	#3	#1	#2	#3	
Covao	Cooper F6	150	101	118	118	10	10	10	60
Quircot	Nu-Lec N38	350	Ext Inv	Ext Inv	Ext Inv	10	10	10	30
La Corte	Cooper F5	400	101	101	101	10	10	10	30
Insermu	Nu-Lec N38	320	101	-	-	10	-	-	30
BCAC	Cooper F6	450	118	118	118	5	10	10	60
Extremos	Cooper F5	150	101	118	118	5	5	10	30
Miravalles	Nu-Lec N38	500	Ext Inv	Ext Inv	-	10	10	-	30
Calvario	Cooper F5	340	101	118	118	10	10	10	30

- **Protecciones adicionales de los reconectores.**

Como se ha mencionado anteriormente, el esquema de protección de la empresa JASEC solamente contempla el utilizar la función de protección de sobrecorriente, sin embargo al analizar los parámetros configurados en los dispositivos se encontraron algunas protecciones que se encuentran activas, en la tabla 9 se resumen estos datos:

Tabla 9 Protecciones adicionales activas en los reconectores

Reconector	Circuito	Protecciones Activas
Cartín	Grupo Z	Perdida de fase activa
Casagri	Grupo Z	Perdida de fase activa
Domingo Savio	Tejar	Bloqueo por alta corriente
Tejar	Tejar	Bloqueo por alta corriente
Norte Hogar Crea	San Blas	Protección de tierra de alta sensibilidad
Tecnológico	Tejar	Secuencia de fase negativa
San Blas	San Blas	Protección de sobrecorriente instantánea de ajuste alto
Cartago	Cartago	Protección de sobrecorriente instantánea de ajuste alto

Capítulo 6: Mediciones experimentales

6. Mediciones experimentales

6.1. Corrientes de consumo de los circuitos

Las mediciones de los reconectores ubicados en el patio de interruptores Norte se realizaron leyendo los valores de las corrientes directamente de la pantalla del gabinete de control, mientras que para realizar las lecturas de las corrientes de los dispositivos ubicados en el patio de interruptores Virtual se utilizó el sistema SCADA del centro de control el bosque.

Las mediciones se realizaron durante aproximadamente doce días no consecutivos, desde las 9:00 a.m. hasta las 5:00 p.m., con un intervalo de muestreo de cada media hora. Además durante algunos de estos días, se realizaron mediciones de 5:00 p.m. a 7:00 p.m. con el fin de comparar los dos periodos del día de mayor consumo energético, los cuales se presentan de 11:00 a.m. a 12:00 m.d. y de 6:00 p.m. a 7:00 p.m.

Inicialmente las mediciones en circuito San Blas presentaron el inconveniente que durante el inicio de las mediciones la zona norte de dicho circuito se encontraba alimentado por el circuito Pacayas por medio de las cuchillas de la montaña. Por lo tanto para estimar el comportamiento real, a las mediciones obtenidas del reconector San Blas se le sumo las corrientes obtenidas del reconector Cerro Guardián, pero una vez que se normalizo la conexión en el circuito San Blas, se registraron nuevamente las corrientes.

Una situación similar se presentó en el circuito Tejar-Guadalupe donde la carga desde aproximadamente el reconector San Martín estaba alimentada por el circuito Cerrillos por medio del reconector Puente Tejar.

Los datos obtenidos se documentaron y se analizaron estadísticamente, para obtener el promedio del valor de las corrientes de fase, además se calculó el coeficiente de variación para validar el comportamiento de los datos obtenidos. Es importante mencionar que por motivo de simplificar la presentación de datos, los resultados obtenidos se presentan con un intervalo de una hora entre mediciones.

En la tabla 10 se muestra el promedio y el coeficiente de variación de la corriente de cada fase del circuito San Blas en conexión típica.

Tabla 10 Datos experimentales de las corrientes de línea del circuito San Blas

Hora	I_A (A)	CV (%)	I_B (A)	CV (%)	I_C (A)	CV (%)
09:00	137	0,69	142	1,99	182	1,82
10:00	139	4,63	144	3,46	185	4,24
11:00	148	4,27	155	4,03	202	3,59
11:30	155	4,97	164	3,86	211	3,96
12:00	147	3,96	152	2,62	200	2,76
13:00	122	4,29	131	4,32	170	4,20
14:00	114	2,68	119	1,11	154	3,65
15:00	106	3,97	113	2,68	144	3,55
16:00	112	1,26	121	2,14	150	3,28
17:00	132	1,07	144	0,33	179	3,54
17:30	147	1,47	160	0,51	197	1,04
18:00	171	1,67	181	1,63	231	0,54
18:30	175	1,56	188	2,15	236	2,02
19:00	166	1,51	183	1,37	228	0,44

Para visualizar de una mejor manera el comportamiento de la corriente de cada fase se realizó una gráfica con los datos de la tabla anterior, en la figura 19 se muestra el resultado.

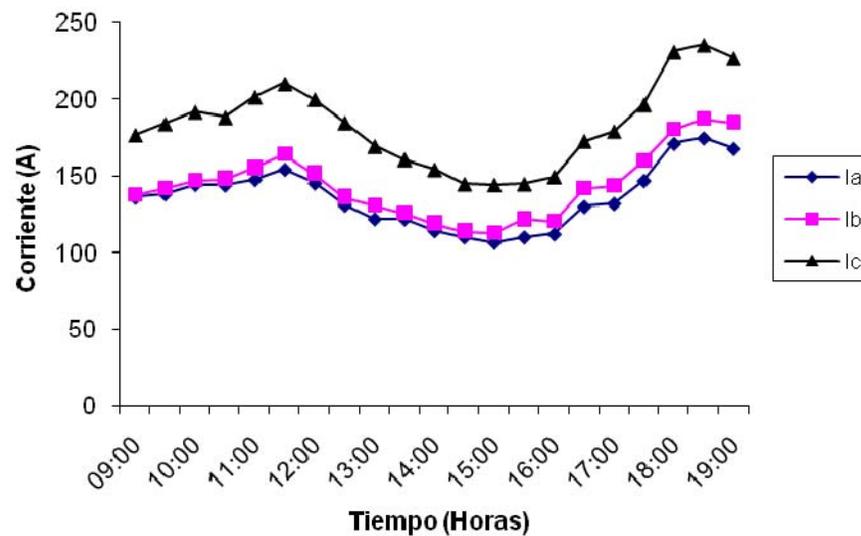


Figura 19 Comportamiento de las corrientes de línea del circuito San Blas

En la tabla 11 se muestra el promedio y el coeficiente de variación de la corriente de cada fase del circuito Grupo Z.

Tabla 11 Datos experimentales de las corrientes de línea del circuito Grupo Z

Hora	I_A (A)	CV (%)	I_B (A)	CV (%)	I_C (A)	CV (%)
09:00	144	2,81	142	2,79	144	3,06
10:00	154	2,97	149	2,74	154	2,02
11:00	163	2,63	159	3,00	163	2,21
11:30	167	3,06	163	2,99	166	3,24
12:00	158	4,09	152	3,47	157	3,58
13:00	145	3,81	141	3,62	146	3,97
14:00	144	4,79	138	4,40	142	4,28
15:00	142	3,66	137	3,66	142	3,49
16:00	145	4,47	143	4,86	146	4,25
17:00	150	4,04	150	4,48	152	4,03
17:30	161	3,60	164	3,38	164	3,48
18:00	161	4,12	167	3,84	164	4,28
18:30	160	4,66	164	4,35	164	3,44
19:00	152	3,75	152	3,59	155	4,06

En la figura 20 se muestra la grafica que representa el comportamiento de las corrientes de línea del circuito Grupo Z.

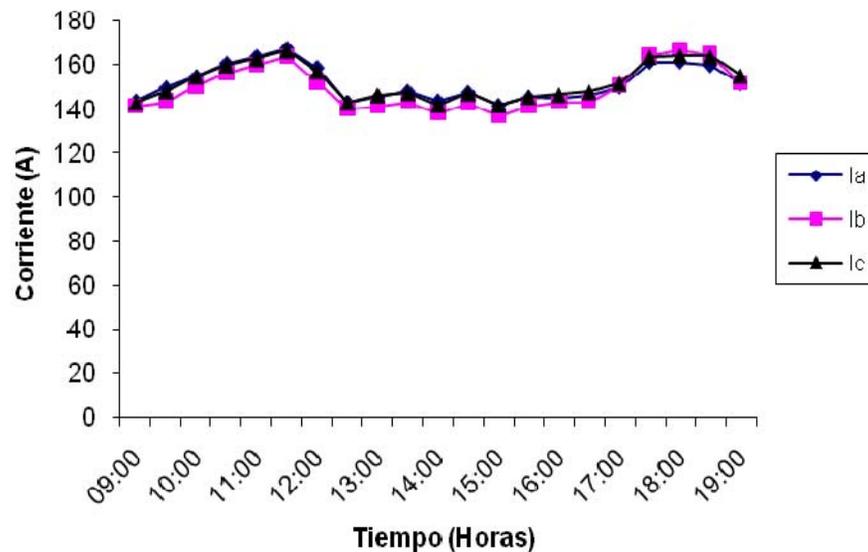


Figura 20 Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Grupo Z

En la tabla 12 se muestra el promedio y el coeficiente de variación de la corriente en cada fase del circuito Cartago.

Tabla 12 Datos experimentales de las corrientes de línea del circuito Cartago

Hora	I _A (A)	CV (%)	I _B (A)	CV (%)	I _C (A)	CV (%)
09:00	74	3,87	76	2,92	53	4,10
10:00	78	0,95	83	2,81	57	2,40
11:00	88	2,81	90	2,84	60	4,13
11:30	90	2,81	92	2,52	63	2,74
12:00	85	3,39	88	3,52	60	2,64
13:00	72	3,46	74	3,96	48	3,49
14:00	66	2,18	67	2,36	45	3,50
15:00	63	3,09	64	2,49	43	3,29
16:00	67	4,43	64	3,76	45	4,33
17:00	73	4,76	69	3,98	48	4,72
17:30	84	3,32	79	3,54	55	2,42
18:00	90	4,07	85	1,86	58	2,73
18:30	91	4,44	83	4,87	56	4,37
19:00	84	4,76	79	4,46	53	4,76

El comportamiento de las corrientes de línea del circuito Cartago, se muestra en la figura 21.

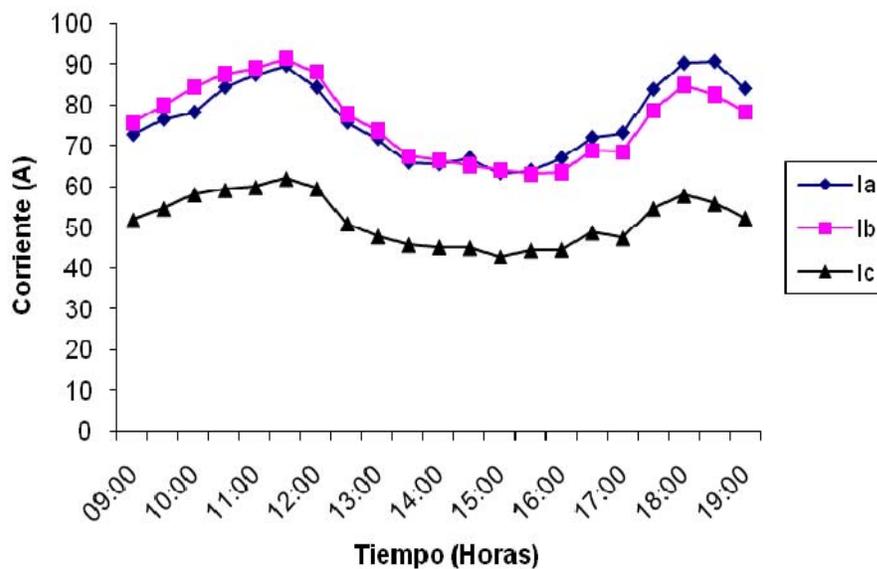


Figura 21 Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Cartago

En la tabla 13 se muestra el promedio y el coeficiente de variación de la corriente en cada fase del circuito Tejar-Guadalupe.

Tabla 13 Datos experimentales de las corrientes de línea del circuito Tejar

Hora	I _A (A)	CV (%)	I _B (A)	CV (%)	I _C (A)	CV (%)
09:00	148	2,21	162	0,77	117	3,43
10:00	157	3,03	175	2,93	125	3,67
11:00	176	4,61	192	4,89	135	4,27
11:30	190	2,00	205	2,19	145	2,17
12:00	180	2,45	194	1,97	135	1,24
13:00	139	3,15	152	1,95	113	1,89
14:00	123	1,96	133	2,15	105	1,43
15:00	120	2,53	129	3,31	100	2,83
16:00	121	3,29	129	2,63	99	2,78
17:00	143	1,79	148	2,47	112	3,14
17:30	164	1,60	177	2,08	129	1,47
18:00	189	0,53	207	0,48	150	1,33
18:30	196	2,89	213	2,18	153	0,81
19:00	190	3,43	206	2,56	151	1,89

En la figura 22 se muestra la gráfica que representa el comportamiento de las corrientes de línea del circuito Tejar-Guadalupe.

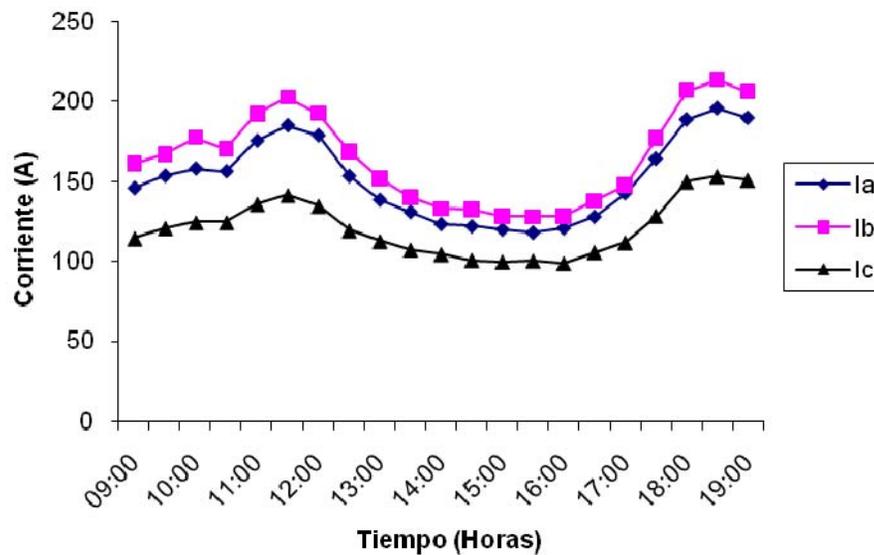


Figura 22 Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Tejar

Además, se registró las corrientes de los circuitos Cerrillos, Fátima y Pacayas. Si bien es cierto, dichos circuitos no forman parte del sistema en análisis, se debe prever el hecho que los circuitos en estudio pueden llevar parte o la carga completa de alguno estos circuitos, situación que se presenta constantemente en la red eléctrica por diferentes motivos.

También se debía tener un registro del comportamiento de las corrientes del circuitos Paraíso, sin embargo esto no fue posible, porque el reconectador Paraíso actualmente no esta integrado en el sistema SCADA y su gabinete de control no se encuentra a una altura pertinente para realizar la lectura visualmente.

Mientras que el circuito La Flor presenta el inconveniente que estos datos son administrados por el ICE, así que solo fue posible obtener algunas mediciones de las corrientes que se presentan al medio día.

En el caso del circuito Cerrillos, como durante el tiempo que se realizaron las mediciones estaba llevando carga extra, para determinar las corrientes en configuración normal se utilizó también los valores de las corrientes registradas en el historial del sistema SCADA del Centro de Control el Bosque.

En la figura 23 se exhibe la grafica que representa el comportamiento de las corrientes de línea del circuito Cerrillos.

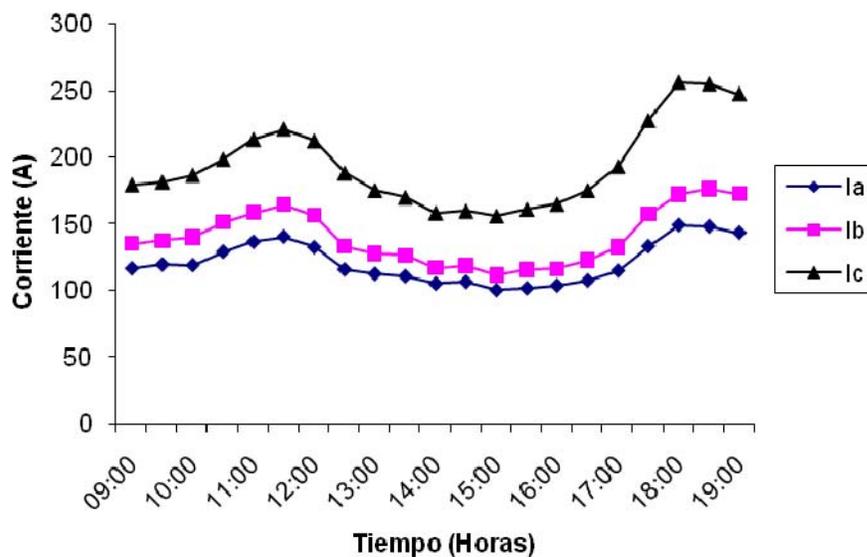


Figura 23 Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Cerrillos

En la figura 24 se muestra la gráfica del comportamiento de las corrientes de línea del circuito Pacayas.

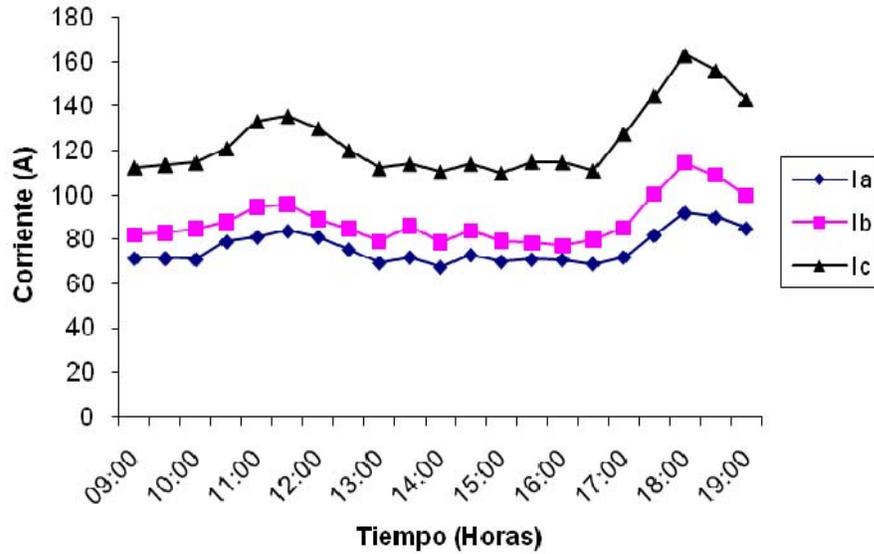


Figura 24 Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Pacayas

El comportamiento de las corrientes de línea del circuito Fátima, se presentan en la figura 25.

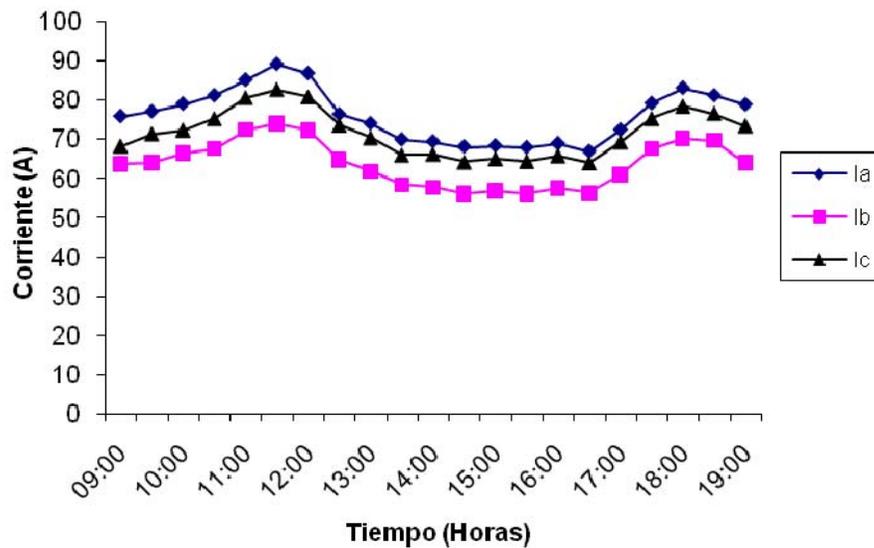


Figura 25 Comportamiento de las corrientes de línea del circuito Fátima

6.2. Corrientes máximas registradas en los reconectores

Como se observa en las gráficas de corrientes de línea, el consumo de energía eléctrica presenta dos periodos de mayor demanda. En la tabla 14 se muestra un resumen con las máximas corrientes promedios que se presenta en los reconectores del patio de interruptores Norte y Virtual, además se indica el porcentaje que varia las corrientes de la noche con respecto a las corrientes que se presentan al medio día.

Tabla 14 Máxima corriente promedio de consumo de los circuitos.

Circuito	Periodo 1			Periodo 2			Variación				
	hora	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	hora	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _A (%)	I _B (%)	I _C (%)
San Blas	11:30	155	164	211	18:30	175	188	236	11,37	12,36	10,59
Grupo Z	11:30	167	163	166	18:00	161	167	164	-3,34	2,19	-1,26
Cartago	11:30	90	92	63	18:00	89	85	58	-0,28	-8,01	-7,64
Tejar	11:30	190	205	145	18:30	196	213	153	3,23	3,70	5,36
Cerrillos	11:30	142	164	226	18:30	149	176	255	5,95	6,94	12,70
Pacayas	11:30	84	97	136	18:00	94	115	163	9,84	15,72	16,44
Fátima	11:30	90	75	83	18:00	83	70	79	-7,60	-5,96	-5,65

A si mismo, en la tabla 15 se resumen las máximas corrientes de línea, pero estos valores corresponden a las lecturas máximas obtenidas durante todo el periodo de adquisición de datos. De igual manera, se muestra el porcentaje de variación.

Tabla 15 Máxima corriente de consumo de los circuitos.

Circuito	Periodo 1			Periodo 2			Variación				
	hora	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	hora	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _A (%)	I _B (%)	I _C (%)
San Blas	11:30	168	174	222	18:30	178	192	241	5,62	9,38	7,88
Grupo Z	11:30	176	171	175	18:00	173	175	174	-1,73	2,29	-0,57
Cartago	11:30	94	96	66	18:00	95	87	60	1,05	-10,3	-10,1
Tejar	11:30	195	211	148	18:30	204	218	155	4,41	3,21	4,52
Cerrillos	11:30	167	172	267	18:30	152	183	263	3,29	6,01	9,51
Pacayas	11:30	92	105	146	18:00	96	116	166	4,17	9,48	12,05

Para obtener los datos de las corrientes de línea del resto de los reconectores implicados en el proyecto se efectuó un recorrido por las localidades donde se encuentran o se van a instalar estas protecciones. Debido a lo disperso que se encuentran los dispositivos de protección, el recorrido se desarrolló en el periodo de tiempo de las 10:30 a.m. a las 12:00 m.d., tratando que las muestras se obtuvieran en el primer pico de consumo de potencia. Para validar los datos obtenidos, se realizaron varias mediciones en diferentes días y en la tabla 16 se muestran los valores máximos obtenidos en esta etapa del proyecto.

Tabla 16 Corrientes máximas en los reconectores del circuito San Blas

Reconector	Circuito	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	Potencia (KVA)
Canal 4	San Blas	10	9	9	557,72
Canal 6	San Blas	5	3	3	219,10
Cerro Gurdian	San Blas	8	4	8	398,37
Tierra Blanca	San Blas	30	17	25	1444,10
Norte HC	San Blas	38	30	46	2270,72
La Finca	San Blas	22	23	19	1274,79
Sur HC	San Blas	29	6	45	1593,49
Llano Grande	San Blas	17	30	22	1374,38
Oeste HC	San Blas	48	82	51	3605,26
Ochomogo	Grupo Z	21	21	6	956,09
Angelina	Grupo Z	12	12	11	697,15
Casagri	Grupo Z	62	45	75	3615,99
Coris	Grupo Z	27	27	26	1593,49
Cartín	Grupo Z	48	52	50	2987,79
Zurco	Grupo Z	21	44	21	1713,00
Florentina	Grupo Z	14	12	11	736,98
Jesús Jiménez	Cartago	47	64	75	3704,86
Regomar	Cartago	20	31	17	1354,46
Sub Oeste	Cartago	25	21	22	736,99
Sub Molino	Cartago	12	13	12	1354,46
Domingo Savio	Tejar	117	148	77	6812,16
TEC	Tejar	23	17	21	1374,38
Sombreros	Tejar	10	4	11	645,36
San Martin	Tejar	147	171	99	8306,05

6.3. Corrientes de cortocircuito

Los cálculos de las corrientes de falla se determinaron utilizando el modulo de Análisis de Cortocircuito del software de simulación ETAP®. El programa tiene la capacidad de realizar diferentes tipos de estudios según sea el estándar ANSI o IEC, sin embargo solamente se realizaron las simulaciones de falla trifásica y falla de fase bajo el estándar ANSI, debido a que son las perturbaciones que causan más daños en el sistema eléctrico. En la figura 26 muestra una sección del diagrama unifilar de la red eléctrica, donde se simula una falla cerca del reconectador Llano Grande.

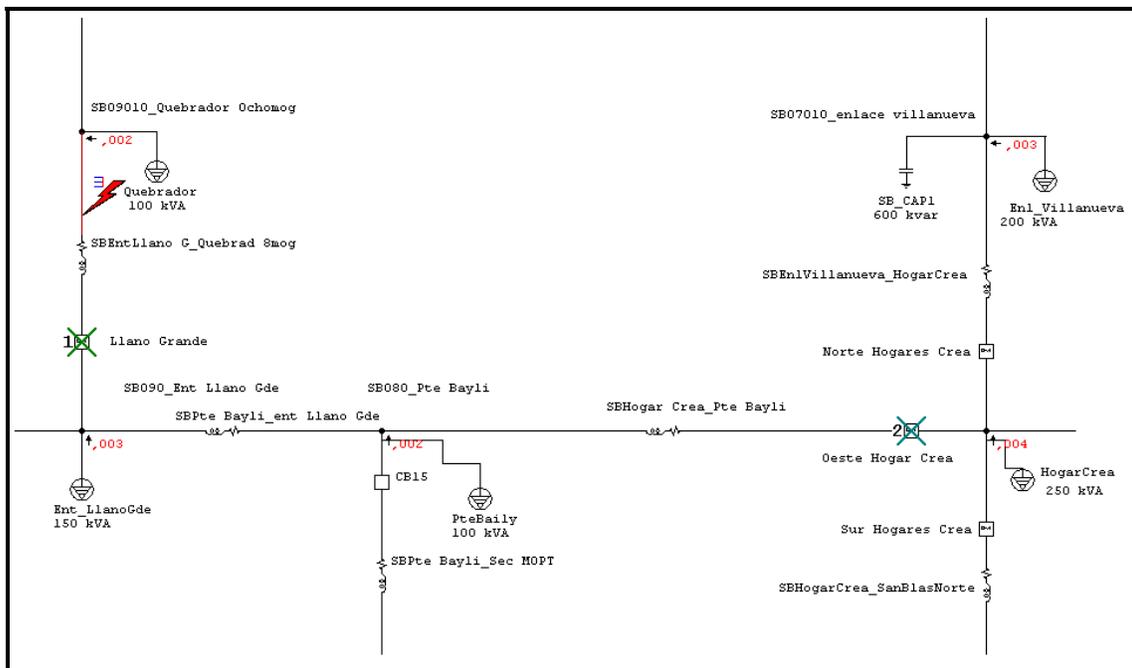


Figura 26 Ejemplo de simulación de una falla en reconectador Llano Grande

Debido a lo complejo de conocer con exactitud los valores de las impedancias de las principales cargas del sistema de potencia como lo son los generadores y los motores industriales utilizados por los usuarios del servicio, los ingenieros de la compañía estimaron el aporte de estas cargas a la corriente de cortocircuito. Cabe destacar que las cargas estáticas colocadas en el diagrama unifilar se encuentran configuradas con estos criterios antes de iniciar el proyecto y se conservaron así.

En la tabla 17 se muestra los resultados de simular fallas en los puntos donde se encuentran colocados los dispositivos de protección de la red eléctrica.

Tabla 17 Valores de corriente de cortocircuito

Reconectador	Circuito	I _{Falla trifásica} (kA)		I _{Falla de Fase} (kA)	
		Simétrica	Asimétrica	Simétrica	Asimétrica
Canal 4	San Blas	1.701	1.704	1.212	1.221
Cerro Gurdian	San Blas	1.782	1.786	1.250	2.262
Tierra Blanca	San Blas	2.593	2.605	1.832	1.857
Norte HC	San Blas	4.721	4.894	3.318	3.482
Llano Grande	San Blas	4.736	5.160	3.207	3.496
Oeste HC	San Blas	5.445	5.996	3.790	4.162
Sur HC	San Blas	5.815	6.445	4.107	4.529
La finca	San Blas	6.364	7.121	4.581	5.084
San Blas	San Blas	8.671	10.189	6.807	7.831
Regomar.	Cartago	5.723	6.186	3.950	4.274
Jesús Jiménez	Cartago	6.216	6.927	4.354	4.183
Sub Molino	Cartago	5.146	5.953	3.667	4.014
Cartago	Cartago	7.616	8.725	5.667	6.388
Domingo Savio.	Tejar	5.036	5.522	3.492	3.841
San Martín	Tejar	5.848	6.498	4.170	4.630
TEC	Tejar	5.477	6.045	3.844	4.245
Sombreros	Tejar	6.716	7.580	4.932	5.537
Tejar	Tejar	7.820	9.035	5.999	6.861
Coris	Grupo Z	4.147	4.489	2.799	3.050
Cartín	Grupo Z	4.469	4.860	3.057	3.343
Ochomogo	Grupo Z	3.464	3.661	2.305	2.466
Angelina	Grupo Z	3.463	3.659	2.304	2.464
Casagri	Grupo Z	4.418	4.802	3.023	3.307
La Lima	Grupo Z	4.757	5.195	3.284	3.605
Zurco	Grupo Z	5.028	5.318	3.549	3.795

Capítulo 7: Descripción de la solución

7. Propuesta de configuración

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En este capítulo se explica como se obtuvieron los parámetros que se proponen configurar, cumpliendo con los requerimientos solicitados por la empresa.

Para realizar el ajuste de los parámetros de la protección de sobrecorriente fue necesario determinar previamente las condiciones de operación del sistema eléctrico y considerar todos los escenarios de generación y demanda. Además, se trató de trabajar con base en los criterios aplicados en el esquema de protección actual, los cuales de manera resumida se presentan a continuación:

- Los reconectores utilizan dos alternativas de configuración.
- La alternativa empleada para tolerar el efecto de carga fría utiliza una curva Kyle® 118 y un único recierre.
- En la alternativa de protección normal, el primer disparo de los dispositivos de protección se realiza utilizando una curva rápida Kyle® 101, mientras que el segundo y tercer disparo se realiza con una curva lenta Kyle® 118.
- La corriente de disparo de todos los reconectores se define considerando el mayor incremento en las corrientes de línea que se presenta cuando un reconector de enlace se cierran y un circuito energiza a otro circuito.
- Los modificadores de la curvas de corriente-tiempo no se utilizan.

Para lograr la coordinación de las protecciones eléctricas, se requirió realizar modificaciones sobre algunos de estos puntos y establecer nuevos criterios. El cambio más significativo fue el utilizar los modificadores de las curvas para lograr los diferenciales de tiempo necesarios entre las curvas características de los dispositivos de protección.

7.1. Selección de los parámetros de la protección de sobrecorriente

Como se mencionó anteriormente, en la alternativa utilizada para la protección normal de la red eléctrica, los reconectores se encuentran configurados con varios recierres, sin embargo para efectos de la coordinación de las protecciones eléctricas solamente es necesario analizar la curva de corriente-tiempo establecida en el primer disparo.

Por ende, en el siguiente análisis no se contempla el segundo y tercer recierre de los reconectores, tampoco la alternativa que se utiliza para tolerar el efecto de carga fría, porque esa configuración se emplea momentáneamente para propósitos específicos. En ambos casos se mantiene el criterio de utilizar la curva Kyle® 118 en la protección de sobrecorriente.

Los principales cambios para mejorar la coordinación de los reconectores se deben de realizar en las siguientes variables:

- Diferencial de tiempo entre las curvas corriente-tiempo.
- Curva corriente-tiempo y sus modificadores.
- Alternativas de configuración.
- Corriente de disparo.

7.1.1. Diferencial de tiempo entre las curvas corriente-tiempo

En la sección del marco teórico se indicó que la selectividad del sistema se logra corroborar mediante la separación de las curvas características de los dispositivos de protección por medio de un diferencial de tiempo adecuado. Por criterios técnicos, este diferencial de tiempo se debe definir con un valor mayor que el tiempo de interrupción propio del reconnector.

En el presente proyecto se selecciona como valor mínimo de este diferencial el doble del tiempo de interrupción, esto para considerar los posibles retardos que van introduciendo los desgastes mecánicos en los interruptores de potencia.

Tal como se observa en la tabla 3, el dispositivo eléctrico que presenta el mayor tiempo para despejar una falla es el reconnector Nu-Lec N38, el cual posee un

tiempo de interrupción de 60 ms. Este valor representa el caso más desfavorable, por lo tanto para generalizar los criterios de coordinación de las protecciones eléctrica, se selecciona un diferencial de tiempo mayor a 120ms entre las curvas características de los dispositivos, independientemente del fabricante.

7.1.2. Curva de corriente-tiempo y sus modificadores

La empresa JASEC emplea la curva Kyle® 101 en el primer disparo, con el propósito de interrumpir las corrientes de cortocircuito en el menor tiempo posible. El utilizar este tipo de curva permite que el gabinete de control envíe rápidamente la señal de apertura al interruptor de potencia, aproximadamente 115ms ante una corriente de cortocircuito de igual valor que la corriente de disparo. En la figura 27 se muestra la curva Kyle® 101.

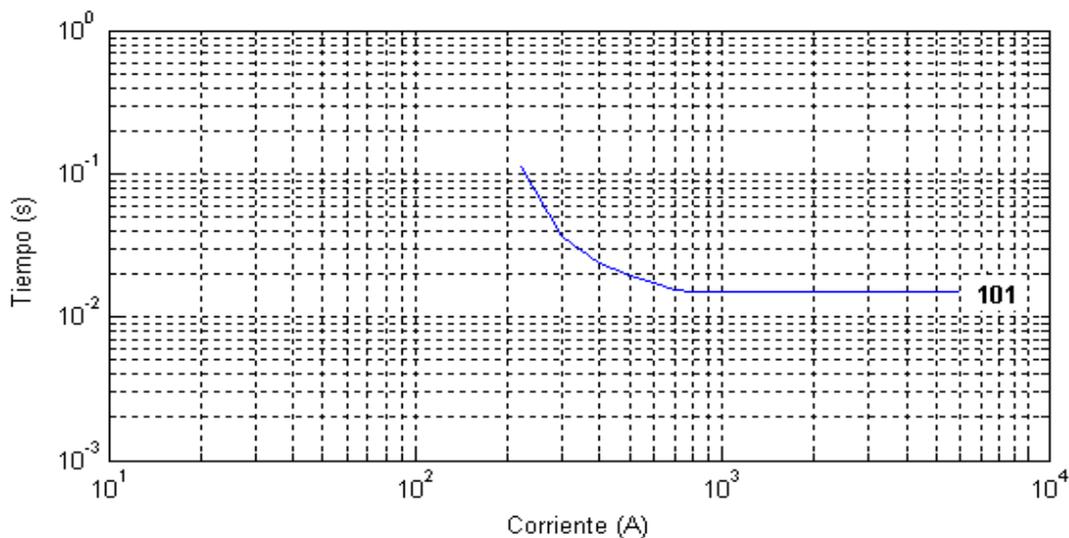


Figura 27 Curva corriente-tiempo Kyle® 101

Aplicando el criterio de separar las curvas de corriente-tiempo un rango de 120ms, se calcula el valor del multiplicador de tiempo necesario para cumplir con dicho fin. Esta tarea se realizó utilizando la aplicación desarrollada en MATLAB® y en la figura 28 se muestra la salida de dicho programa.

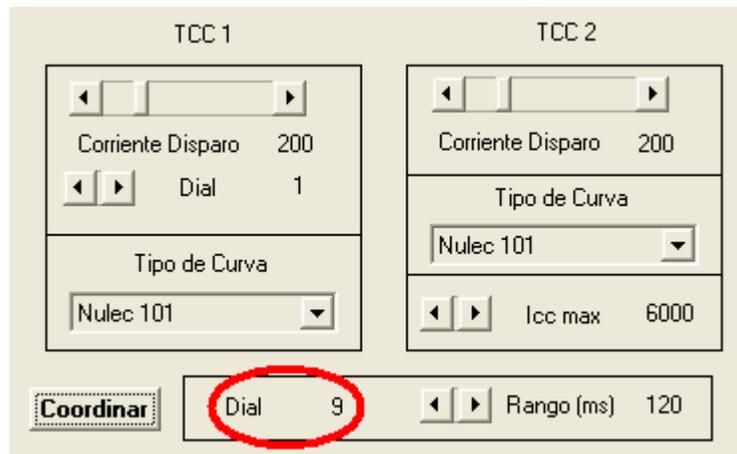


Figura 28 Valor del multiplicador de tiempo para separar 120ms las curvas 101

Como se observa en la figura 28, considerando una corriente de disparo de 200A y una máxima corriente de cortocircuito de 600A, es necesario una cantidad mayor a nueve en el multiplicador de tiempo para separar dos curvas Kyle® 101. En la figura 29 se exhibe el resultado de utilizar un multiplicador de 10 para coordinar dos dispositivos que utilicen las curvas Kyle® 101, logrando como resultado un diferencial de tiempo mínimo de 135ms entre las curvas.

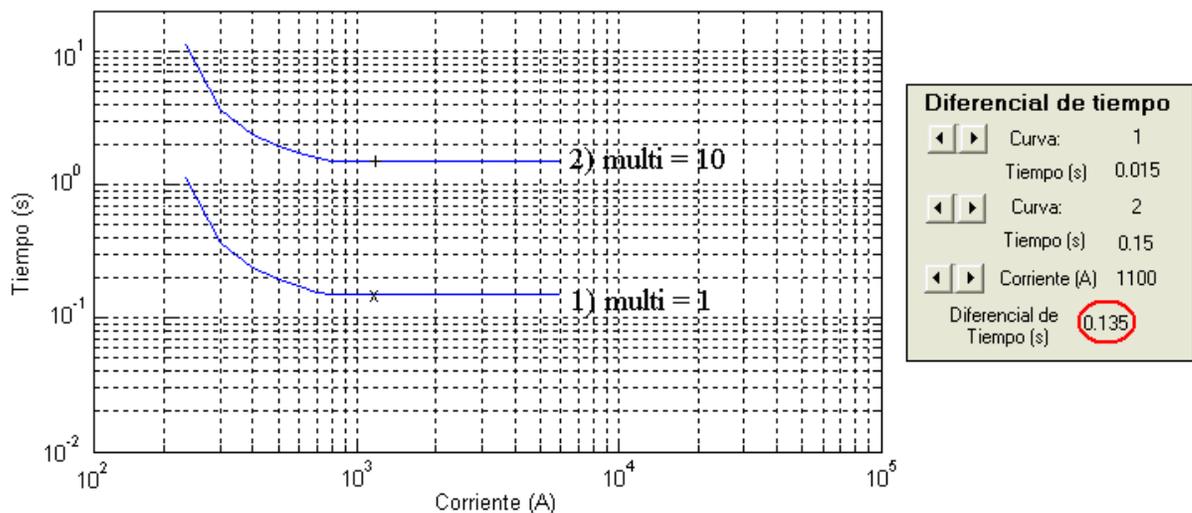


Figura 29 Curvas corriente-tiempo Kyle® 101 con multiplicadores de tiempo de 1 y 10

Si bien es cierto, el configurar la curva Kyle® 101 con este modificador permite interrumpir la perturbación de una manera veloz, existe una limitante, como se expone en la tabla 2 , los reconectores Nu-Lec N38 se pueden configurar con un valor máximo de dos en el modificador multiplicador de tiempo, debido a esta situación, se requiere emplear otro tipo de curva rápida para lograr la coordinación de los dispositivos de protecciones.

Después de considerar y analizar las características de las diferentes curvas integradas en los reconectores que posee la empresa JASEC, se seleccionó la curva Kyle® 119 para ser empleada en el primer disparo de los dispositivos de protección que se encuentran aguas abajo del reconector más alejado de la fuente de potencia, su escogencia se debe principalmente a dos razones.

Primero, tal y como se observa en la figura 30, un dispositivo configurado con una curva Kyle® 119 requiere un multiplicador de tiempo de 0.32 para coordinar con un reconector que utiliza una curva Kyle® 101, siendo factible configurar este valor de el modificador en los diferentes dispositivos de protección que la empresa posee.

The image shows a software interface for configuring two protection devices, TCC 1 and TCC 2. TCC 1 is configured with a 'Corriente Disparo' of 200, a 'Dial' of 1, and a 'Tipo de Curva' of 'Nulec 101'. TCC 2 is configured with a 'Corriente Disparo' of 200, a 'Tipo de Curva' of 'Nulec 119', and an 'Icc max' of 6000. At the bottom, there is a 'Coordinar' button and a 'Dial' field with the value 0.321765, which is circled in red. The 'Rango (ms)' is set to 120.

Figura 30 Valor del multiplicador de tiempo para separar 120ms curvas 101 y 119

Para fines prácticos el valor del multiplicador de tiempo se redondea a 0.4 y en la siguiente figura muestra las curvas características de los dispositivos descritos anteriormente, comprobando la coordinación de las protecciones, en este caso existe un diferencial de tiempo mínimo de 153ms.

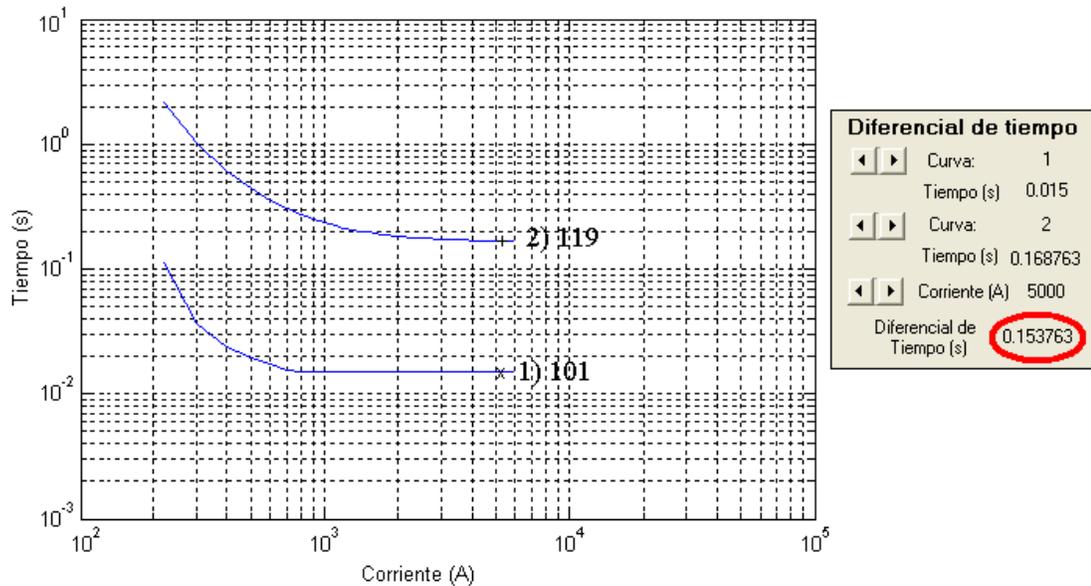


Figura 31 Curvas corriente-tiempo Kyle® 101 y 119 con multiplicadores de tiempo de 1 y 0.4 respectivamente

Segundo, considerando un valor máximo de dos configurable en el modificador multiplicador de tiempo, utilizando las curvas Kyle® 119 se pueden coordinar hasta 7 dispositivos que se encuentran en serie, debido a que se puede emplear multiplicadores de tiempo incrementados en 0.3 para separar las curvas de corriente-tiempo un rango mayor de 120ms.

En las figuras 32 y 33 se comprueba lo mencionado anteriormente, si dos reconectores son configurados con la curva Kyle® 119 y el dispositivo más lejos de la fuente de potencia utiliza un multiplicador de tiempo igual a 0.4, entonces el siguiente dispositivo necesita un modificador con un valor 0.7 para separar las curvas 120ms, el cálculo se realiza considerando una corriente de disparo de 200A y una máxima corriente de falla de 6000A.

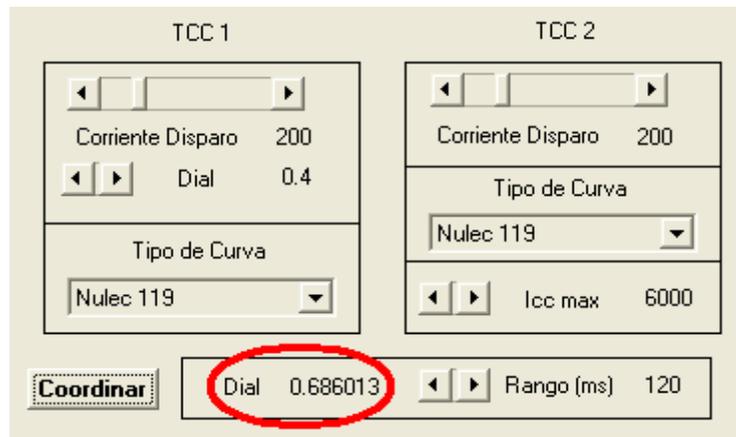


Figura 32 Valor del multiplicador de tiempo para separar 120ms las curvas 119

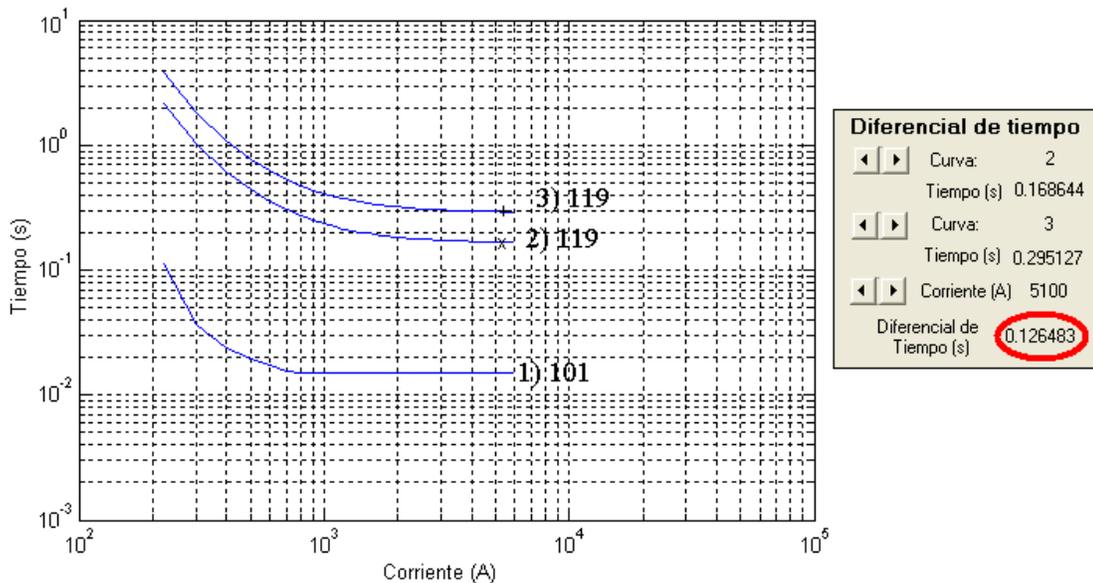


Figura 33 Curvas características de tres dispositivos coordinados

7.1.3. Corriente de disparo

La sensibilidad de las protecciones se debe ubicar entre las máximas corrientes de carga y las máximas corrientes de cortocircuito. Puesto que la protección de sobrecorriente de los reconectores se activa cuando cualquier corriente de línea excede la corriente de disparo, un rango recomendado para la detección de condiciones indeseables es definir un valor de corriente de disparo mayor al 150% de la corriente nominal de consumo.

El establecer un margen de seguridad del 50% de la corriente de línea, permite tener la certeza que los valores de las mediciones son confiables para establecer la corriente de disparo, ya que el máximo coeficiente de variación es del 5%. Además si bien es cierto que los valores de la tabla 15 son mediciones realizadas al medio día y que los circuitos San Blas y Tejar presentan su periodo de mayor consumo en la noche, estas mediciones son también confiables porque el porcentaje de incremento de la corriente es menor que el margen de seguridad, un 12% y 5% respectivamente.

Por otra parte, por criterios técnicos de los ingenieros de la empresa se sugiere definir las corrientes de disparo en rangos de 100A, sin embargo debido la cantidad de dispositivos en serie, emplear este valor provocaría el utilizar altas corrientes de disparo disminuyendo la sensibilidad de la protección, por lo tanto se utiliza un diferencial de 75A en la corriente de activación de los reconectores en cascada.

Otra observación realizada, es utilizar como valor mínimo de la corriente de disparo de 50A y como valor máximo 550A, esto por cuestiones del calibre de los conductores de la red eléctrica.

7.1.4. Alternativas de configuración

El esquema de protección y coordinación actualmente implementado, posee el inconveniente de no considerar el posible cambio en la dirección de la corriente que se puede presentar cuando se cierra un dispositivo de enlace. En consecuencia, además de las dos alternativas de configuración utilizadas, es necesario emplear otras alternativas que toleren los cambios que se presenta en la topología de la red eléctrica cuando un reconector de enlace entra en funcionamiento.

Por ejemplo, como se observa en la figura 34, cuando se cierra el reconector Quircot para que el circuito San Blas energice al circuito Grupo Z, considerando la dirección de la corriente, el dispositivo Oeste Hogares Crea debe estar coordinado con el reconector Quircot. Pero si la maniobra es que el circuito Grupo Z lleve como carga al circuito San Blas, entonces cambia la dirección de la corriente en el dispositivo Oeste Hogares Crea y ahora debe estar coordinado con el reconector Norte Hogares Crea.

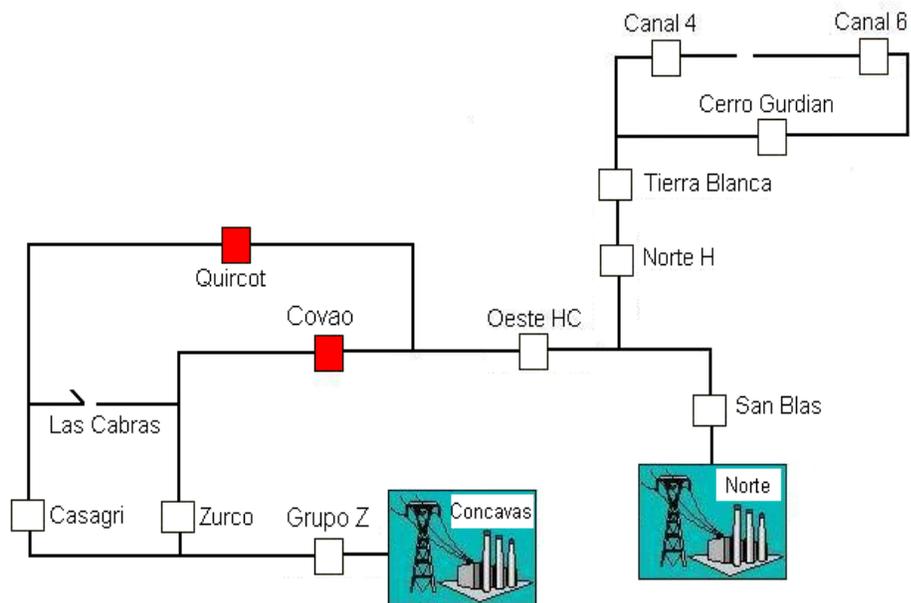


Figura 34 Conexión de las protecciones de los circuitos San Blas y Grupo Z

En resumen, los principales criterios para obtener un sistema de protección que cumplan con los requisitos de selectividad y velocidad son:

- Utilizar la curva Kyle® 101 en el primer disparo del dispositivo más distante de la fuente de potencia, sin multiplicador de tiempo.
- Emplear la curva Kyle® 119 con el multiplicador de tiempo adecuado, en el primer disparo de los dispositivos aguas abajo del reanclador más distante de la fuente de potencia.
- Calcular la corriente de disparo de los reancladores con un margen de seguridad mínimo del 150% de la corriente nominal de consumo.
- Utilizar como valor mínimo de la corriente de disparo de 50A y como valor máximo 550A.
- Emplear diferenciales en la corriente de disparo igual o mayor a 75A entre los reancladores en serie, en los casos que sea posible.
- Utilizar alternativas de configuración adicionales en aquellos reancladores que experimentan una modificación en su corriente.

7.2. Configuración de los reconectadores del circuito Grupo Z

Como se muestra en la figura 35, la mayor cantidad de reconectadores en cascada en este circuito son cuatro: Florentina, Coris, Cartín y Grupo Z, sin embargo el dispositivo Grupo Z es administrado y configurado por el ICE, por lo tanto no se incluye en el análisis de este proyecto. Además, el dispositivo Casagri debe estar coordinado con los reconectadores Ochomogo y Angelina.

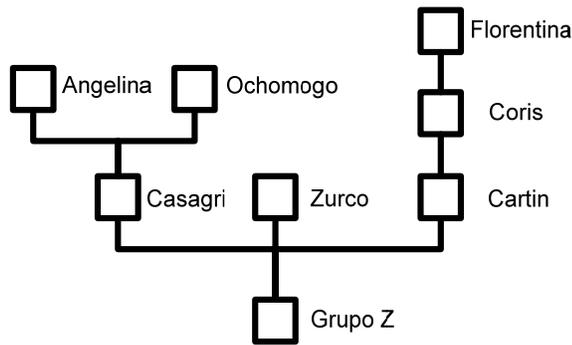


Figura 35 Diagrama de conexión de los reconectadores del circuito Grupo Z

Por lo tanto, cumpliendo con los criterios planteados para la coordinación de las protecciones eléctricas y analizando los valores de las corrientes de línea, en la tabla 18 se muestra la propuesta de la configuración de los parámetros de la protección de sobrecorriente de los reconectadores ubicados en el circuito Grupo Z, considerando una conexión típica.

Tabla 18 Configuración de los dispositivos del circuito Grupo Z.

Reconector	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{\max 150\%}$ (A)	I_{Disparo} (A)	TCC_1	Dial
Ochomogo	21	21	6	32	50	101	1
Angelina	12	12	11	18	50	101	1
Casagri	62	45	75	113	125	119	0,4
Zurco	21	44	21	66	75	101	1
Florentina	14	12	11	21	50	101	1
Coris	27	27	26	41	125	119	0,4
Cartin	48	52	50	78	200	119	0,7

7.3. Configuración de los reconectores del circuito San Blas

Como se muestra en la figura 36, el caso más crítico para la configuración de las protecciones eléctricas se presenta en los reconectores Canal 6, Cerro Gurdian, Tierra Blanca, Norte Hogares Crea y San Blas, que es la máxima cantidad de dispositivos en cascada.

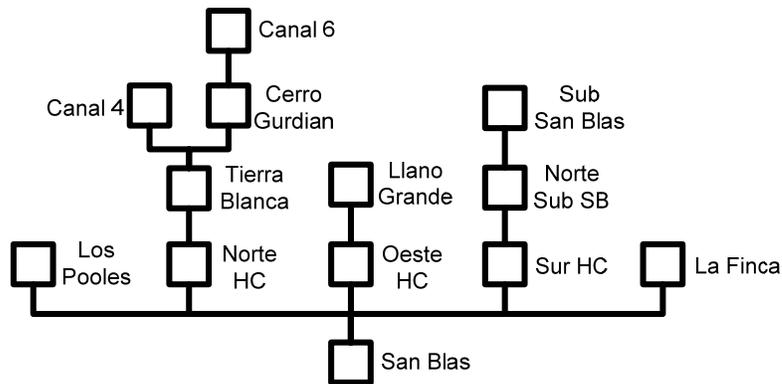


Figura 36 Diagrama de conexión de los reconectores del circuito San Blas

En la tabla 19 se muestra la propuesta de los parámetros que se deben de configurar en la protección de sobrecorriente de los reconectores ubicados en el circuito San Blas, considerando una conexión típica.

Tabla 19 Configuración de los dispositivos del circuito San Blas

Reconector	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{max150\%}$ (A)	$I_{Disparo}$ (A)	TCC ₁	Dial
Los Pooles	5	10	25	38	50	101	1
Canal 4	10	9	9	15	50	101	1
Canal 6	5	3	3	8	50	101	1
Cerro Gurdian	8	4	8	12	125	119	0,4
Tierra Blanca	30	17	25	46	200	119	0,7
Norte HC	38	30	46	69	275	119	1
Llano Grande	17	30	22	45	50	101	1
Oeste HC	48	82	51	123	125	119	0,4
Sur HC	29	6	45	68	75	119	0,7
La Finca	22	23	19	35	50	101	1

7.4. Configuración de los reconectadores del circuito Tejar y Cartago

Debido a la poca cantidad de dispositivos de protección que poseen los circuitos de Cartago y Tejar-Guadalupe se presentan juntos en esta sección. La función principal de protecciones eléctricas en estos circuitos es seccionar la red eléctrica, por ende casi no presenta reconectadores en serie como se observa en la figura 37.

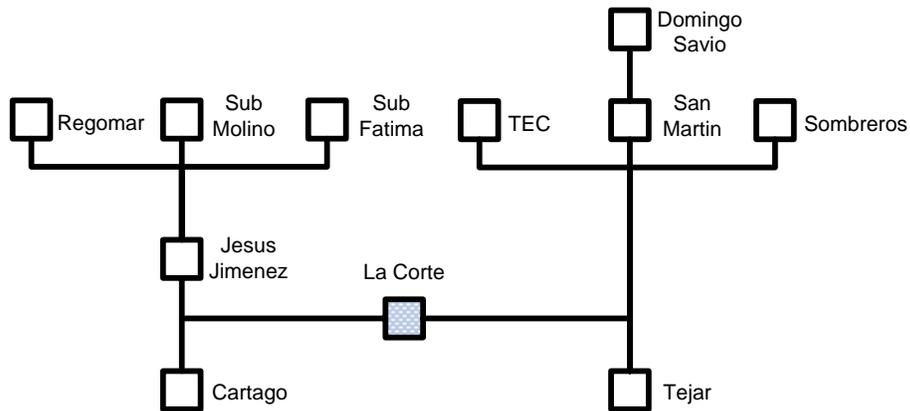


Figura 37 Diagrama de conexión de los dispositivos de los circuitos Tejar y Cartago

Cumpliendo con los criterios de coordinación, en la tabla 20 se exhibe la propuesta de los parámetros que se deben de configurar en la protección de sobrecorriente de los reconectadores ubicados en el circuito Tejar-Guadalupe y en el circuito Cartago, considerando conexiones típicas.

Tabla 20 Configuración de los dispositivos circuito Tejar y Cartago

Reconectador	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{max150\%}$ (A)	$I_{Disparo}$ (A)	TCC ₁	Dial
Regomar	17	31	20	47	50	101	1
Sub Molino	12	13	12	20	50	101	1
Sub Oeste	22	21	25	38	50	101	1
Jesús Jiménez	47	64	75	113	125	119	0,4
TEC	23	17	21	35	50	101	1
Domingo Savio	117	148	77	222	225	101	1
San Martin	137	168	97	252	300	119	0,4
Sombreros	17	6	19	28	50	101	1

7.5. Configuración de los reconectores del patio de interruptores

En el circuito Tejar-Guadalupe la situación más crítica se presenta en el periodo de las 6:00 p.m. a las 7:00 p.m. cuando le brinda la potencia de consumo al circuito Cerrillos. Se configura con una corriente de disparo de 550A porque la máxima corriente es aproximadamente 418A.

En el caso del circuito Cartago, el periodo de mayor demanda se presenta en el rango de las 11:00 a.m. a las 12:00 m.d., cuando debe energizar a todo el circuito Tejar, con una corriente máxima de 305A, por lo tanto para cumplir con el margen de seguridad se emplea una corriente de disparo de 500A.

Para definir la corriente de disparo del reconector San Blas se analiza las corrientes del periodo de las 6:00 p.m. a las 7:00 p.m., cuando energiza el todo el circuito Grupo Z. La máxima corriente es de 416A, así que se configura con una corriente de disparo de 550A.

Para coordinar con los restantes dispositivos, en todos lo casos se utiliza las curvas Kyle® 119, pero como se observa en la tabla 21, los reconectores San Blas y Grupo Z deben tener alternativas de configuración con distintos multiplicadores de tiempo, esto porque a la hora de enlazar dos circuitos aumenta el numero de reconectores en cascada y no es conveniente solamente utilizar el dial de mayor valor, porque se pierde velocidad de respuesta ante una falla.

En la tabla 21 se presenta los valores de las corrientes de línea estimados y los parámetros a configurar en la protección de sobrecorriente de los dispositivos del patio de interruptores. El Dial₂ se utiliza en ambos casos, solamente cuando se energiza el circuito Grupo Z.

Tabla 21 Configuración de los dispositivos del patio de interruptores

Reconector	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{max150%} (A)	I _{Disparo} (A)	TCC ₁	Dial ₁	Dial ₂ *
Tejar	356	401	418	627	550	119	1	-
Cartago	299	305	215	455	500	119	1	1,6
San Blas	354	363	416	624	550	119	1,3	1,9

*Utilizado solamente cuando se energiza al circuito Grupo Z

7.6. Configuración de los reconectores de enlace

En la figura 38 se exhibe la conexión que existe entre los dispositivos de protección colocados en los diferentes circuitos del proyecto. El objetivo de dicho diagrama es ayudar a visualizar las diferentes opciones que se presenta cuando un reconector de enlace se cierra y cambia la topología de la red eléctrica.

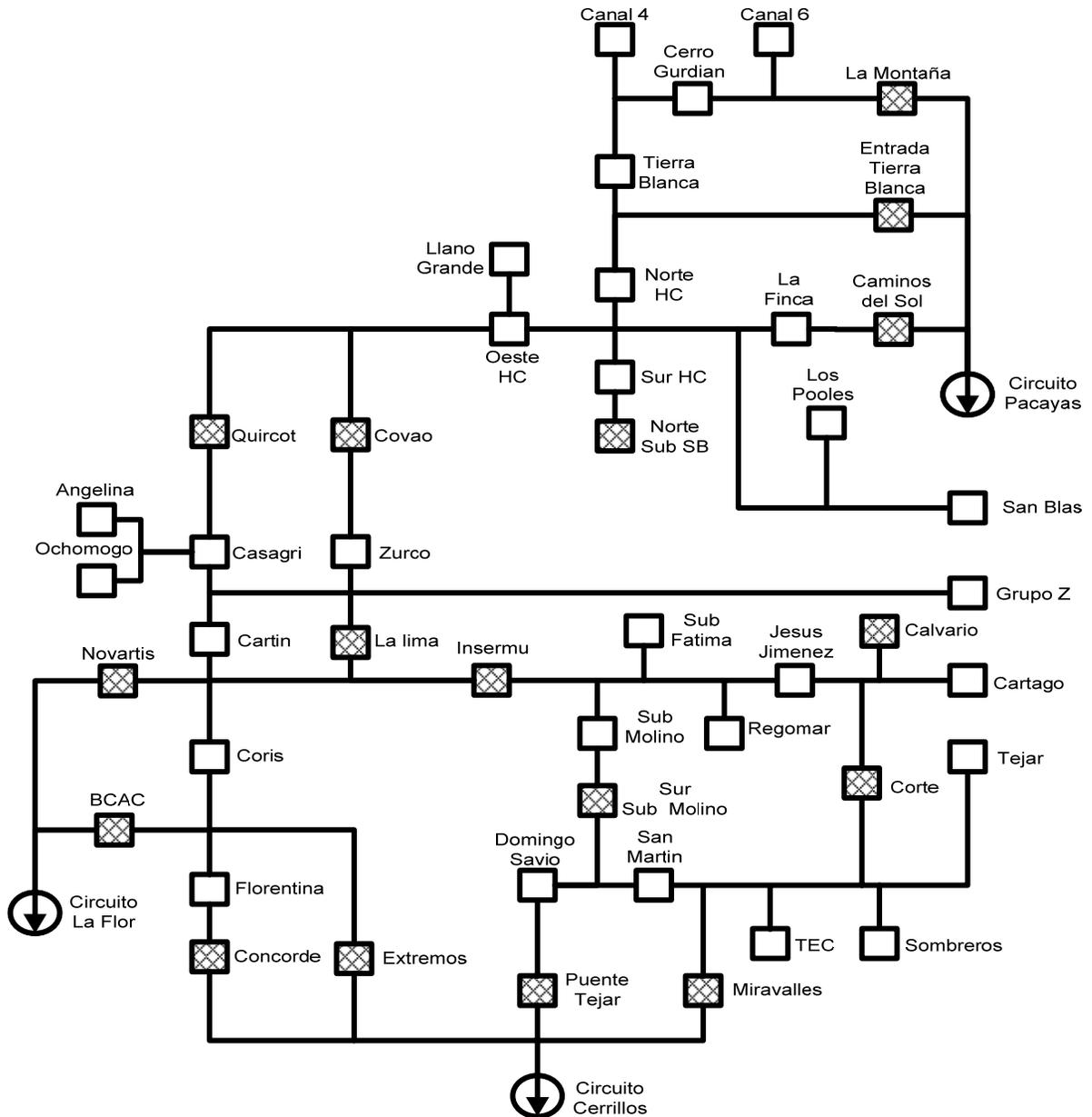


Figura 38 Diagrama de la conexión de las protecciones eléctricas de los circuitos San Blas, Tejar-Guadalupe, Cartago y Grupo Z

Debido a la cantidad de reconectores de enlace, en esta sección solamente se muestra los principales detalles que se consideraron para su configuración. En la sección A.1 de Apéndices se explica más extensivamente los cambios que provoca sobre la topología de la red eléctrica el cierre de un determinado reconector de enlace y el porque de la escogencia de los valores de la protección de sobrecorriente.

En la tabla 22 se muestra en resumen la propuesta de configuración de los reconectores de enlace. La columna coordinar corresponde al dispositivo ubicado aguas arriba del reconector de enlace.

Tabla 22 Configuración de los reconectores de enlace

Reconector de enlace	Circuito Fuente	Circuito Carga	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{Disparo} (A)	TCC ₁	Dial	Coordinar
La Montaña	San Blas	Pacayas	10	10	10	50	101	1,0	-
	Pacayas	San Blas	30	17	25	200	119	0,7	Cerro Gurdian
Entrada Tierra Blanca	San Blas	Pacayas	10	10	10	50	119	0,7	-
	Pacayas	San Blas	38	30	46	275	119	1,0	Tierra Blanca
Caminos del Sol	San Blas	Pacayas	96	116	166	250	119	0,7	-
	Pacayas	San Blas	178	192	241	425	119	1,6	La Finca
Quircot	San Blas	Grupo Z	176	171	175	350	119	1,3	Casagri
	Grupo Z	San Blas	178	192	241	425	119	1,6	Oeste HC
Covao	San Blas	Grupo Z	176	171	175	350	119	1,3	Zurco
	Grupo Z	San Blas	178	192	241	425	119	1,6	Oeste HC
La Corte	Tejar	Cartago	94	96	66	200	119	0,7	Jesús Jiménez
	Cartago	Tejar	204	218	155	375	119	0,7	San Martín
Calvario	Cartago	Fátima	96	78	85	150	119	0,4	-
	Fátima	Cartago	94	96	66	200	119	0,7	Jesús Jiménez
Puente Tejar	Tejar	Cerrillos	167	172	267	400	101	1,0	-
	Cerrillos	Tejar	204	218	155	350	119	1,0	Domingo Savio
Miravalles	Tejar	Cerrillos	167	172	267	400	119	0,4	-
	Cerrillos	Tejar	204	218	155	375	119	0,7	San Martín
Insermu	Cartago	Grupo Z	176	171	175	275	119	1,0	Cartín
	Grupo Z	Cartago	94	96	66	150	119	0,4	Jesús Jiménez
Extremos	Grupo Z	Cerrillos	167	172	267	400	101	1,0	-
	Cerrillos	Grupo Z	176	171	175	350	119	1,3	Coris
Novartis	Grupo Z	La Flor	269	273	286	400	101	1,0	-
	La Flor	Grupo Z	176	171	175	350	119	1,3	Coris
Norte Sub San Blas	San Blas	Sub San Blas	74	70	64	175	119	0,4	-
Sur Sub El Molino	Tejar	Sub El molino	12	13	12	50	101	1	-

Si bien es cierto el cierre de un reconector de enlace provoca cambios en las corrientes de los dispositivos aguas abajo, no necesariamente implica cambiar la alternativa de configuración del resto de dispositivos. A continuación se menciona estos reconectores:

- **La montaña:** el aporte de corriente de la carga no es significativa para variar la corriente de disparo de los dispositivos Cerro Gurdian, Tierra Blanca y Norte de Hogares Crea.
- **Alto Tierra Blanca:** el aporte de corriente de la carga no es significativa para variar la corriente de disparo del dispositivo Norte de Hogares Crea.
- **La Corte:** en este caso se afecta la corriente de los dispositivos del patio de interruptores, pero la programación de los mismos esta previsto realizar esta maniobra.
- **Calvario:** al igual que en el dispositivo La Corte, solo se afecta la corriente de los dispositivos del patio colocados en el patio de interruptores.
- **Miravalles:** solo se afecta la corriente de los dispositivos del patio instalados en el patio de interruptores.
- **Sur Subestación el Molino:** el aporte de corriente de la carga no es significativa para variar la corriente de disparo del dispositivo San Martín.

Sin embargo, otros dispositivos si son afectados al realizar maniobras con los reconectores de enlace, por ende deben poseer alternativas de protección adicionales para mejorar la coordinación y compensar las modificaciones que se presentan en sus corrientes. En la tabla 23 se muestra los dispositivos de protección afectados cuando se cierra un reconector de enlace específico.

Tabla 23 Dispositivos afectados producto del cierre un dispositivo de enlace

Reconector de enlace en estado NC	Dispositivos de protección afectados
Norte Sub San Blas	Sur Hogares Crea
Caminos del Sol	La Finca
Quircot	Oeste HC y Casagri
Covao	Oeste HC y Zurco
Puente Tejar	Domingo Savio y San Martín
Insermu	Jesús Jiménez y Cartín
Extremos	Cartín y Coris
Novartis	Cartín y Coris

Como se observa en la tabla 23 algunos dispositivos son afectados por el cierre de varios reconectores de enlace, ejemplo de esto es el dispositivo Cartín puede ser enlazado con los circuitos Cartago, Cerrillos y La Flor. Sin embargo, como es necesario minimizar el número de alternativas de configuración para facilitar la implementación y el uso de las mismas, la configuración en dicho dispositivo se basa en el caso que presenta el mayor consumo de potencia.

En la tabla 24 se muestra los valores de las corrientes de línea calculados y los parámetros de la protección de sobrecorriente necesarios para coordinar los dispositivos afectados por el cierre de un dispositivo de enlace.

Tabla 24 Configuración de dispositivos afectados por el cierre de un dispositivo de enlace

Dispositivo Afectado	Circuito Fuente	Circuito Carga	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{Disparo}$ (A)	TCC ₁	Dial
Sur HC	San Blas	Sub SB	93	66	99	250	119	0,7
La Finca	San Blas	Pacayas	118	139	185	325	119	1,0
	Pacayas	San Blas	156	169	222	350	119	1,3
1.Oeste HC	San Blas	Grupo Z	224	253	226	425	119	1,6
	Grupo Z	San Blas	130	110	190	350	119	1,3
Casagri	San Blas	Grupo Z	114	126	100	275	119	1,0
	Grupo Z	San Blas	240	237	316	500	119	1,9
Zurco	San Blas	Grupo Z	152	131	153	275	119	1,0
	Grupo Z	San Blas	199	236	262	500	119	1,9
Domingo Savio	Tejar	Cerrillos	284	320	344	450	119	0,4
	Cerrillos	Tejar	87	70	78	200	119	0,7
San Martín	Tejar	Cerrillos	304	340	364	500	119	0,7
	Cerrillos	Tejar	67	50	58	125	119	0,4
Jesús Jiménez	Cartago	Grupo Z	251	235	222	375	119	1,3
	Grupo Z	Cartago	19	32	19	75	101	1,0
Coris	Grupo Z	Cerrillos La Flor*	296	300	312	475	119	0,4
	Cerrillos La Flor	Grupo Z	149	144	149	275	119	1,0
Cartín	Grupo Z	Cartago Cerrillos La Flor*	317	325	336	550	119	0,7
	Cartago Cerrillos La Flor	Grupo Z	128	119	125	200	119	0,7

*Caso de mayor consumo de potencia

Capítulo 8: Análisis de resultados

8. Análisis de resultados

En esta sección se comenta sobre las irregularidades presentes en la configuración actual de las protecciones de la red eléctrica tomando como referencia los criterios de programación utilizados por los ingenieros de JASEC, esto se realiza de manera general porque en todos los circuitos se presentan los mismos inconvenientes.

Asimismo, se analiza el funcionamiento del esquema de protección vigente, mediante la simulación de fallas en diferentes puntos de la red eléctrica. Esto con el fin de ratificar que el sistema presenta deficiencias en la coordinación de las protecciones eléctricas debido a la faltante de algunos criterios para asegurar la selectividad.

Igualmente mediante la simulación y el trazo de las curvas características de los dispositivos, se logra corroborar que los aportes realizados en los criterios para la configuración de la protección de sobrecorriente de los reconectores, permite obtener un sistema coordinado ante fallas en la red eléctrica.

El trazo de las curvas características se realizó mediante la herramienta STAR del software ETPA®, con el objetivo de evaluar si existe una separación adecuada entre las curvas de corriente-tiempo de los reconectores. Cabe resaltar que estas curvas toman en cuenta el tiempo de interrupción para despejar la falla y en la parte inferior de la figura se indica el valor de la máxima corriente de cortocircuito asimétrica que fluye por un determinado dispositivo.

La simulación de fallas permite evaluar el tiempo de actuación de los dispositivos de protección para interrumpir la corriente de cortocircuito, en los resultados se indica tanto la temporización en el gabinete de control así como el tiempo teórico que utiliza el interruptor de potencia para despejar la falla.

Por motivo de la cantidad de resultados obtenidos, sólo se presentan algunas muestras que evidencien el comportamiento esperado del sistema, el resto de los resultados se muestran a la sección A.2 de Apéndices.

8.1. Resultados

En la figura 39 se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Canal 6, Cerro Gurdian, Tierra Blanca, Norte de Hogares Creas y San Blas, con la configuración actual. Este es el escenario que presenta la mayor cantidad de dispositivos en cascada en el circuito San Blas.

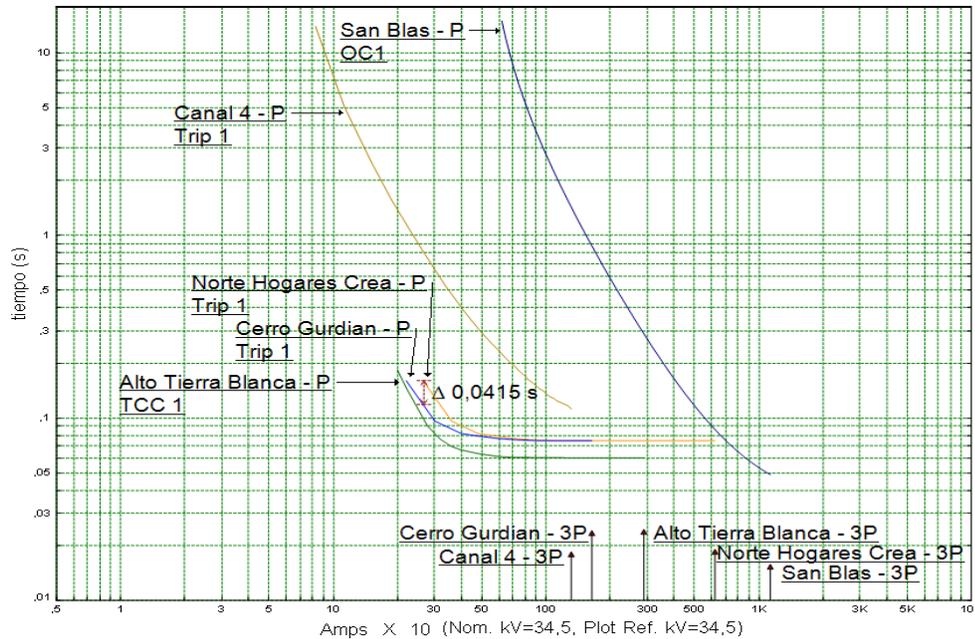


Figura 39 Curvas características actuales de reconectores de San Blas

En la figura 40 se muestran los tiempos de interrupción que presentan dichos reconectores, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Canal 4, dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report					
Asymmetrical 3-Phase Fault between SBVolcan_Canal6 and Canal 4. Adjacent to Pc11040_Canal 6.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.5	Alto Tierra Blanca	1.298	15,5	60,5	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
75.0	Cerro Gurdian	1.313	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
75.0	Norte Hogares Crea	1.292	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
89.1	Canal 4	1.316	29,1	89,1	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
1572	San Blas	1.260	1572		Phase - OC1 - 51
1655	HVCB SanBlas		83,3		Tripped by San Blas Phase - OC1 - 51

Figura 40 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo canal 4

Utilizando los valores de la configuración propuesta, se realizó el trazo de la curva característica del primer disparo de los mismos reconectores y en la figura 41 se exhibe el resultado.

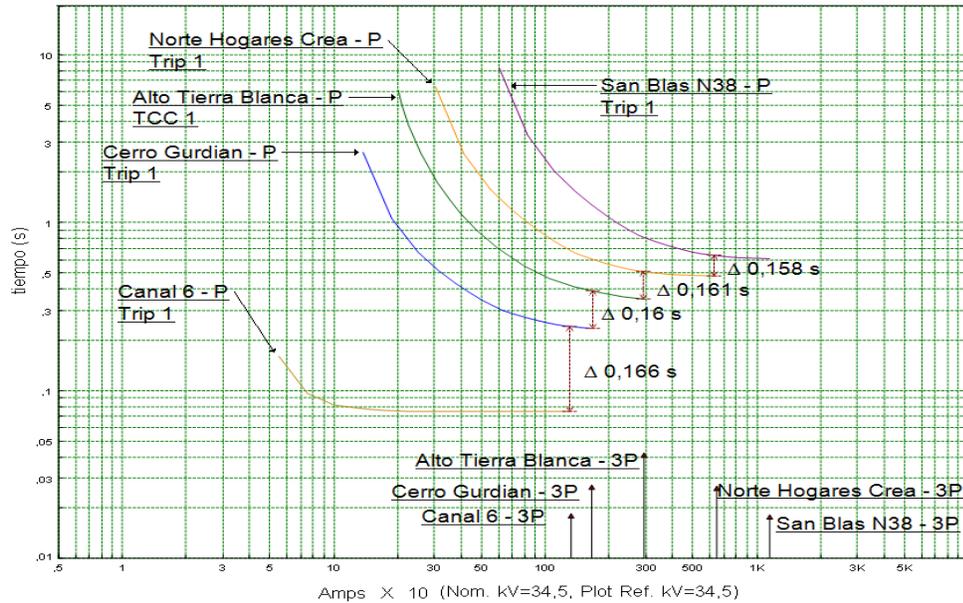


Figura 41 Curvas características propuestas de reconectores de San Blas

Los tiempos de interrupción que presentan dichos dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Canal 4, se muestran en la figura 42.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between SBVolcan_Canal6 and Canal 4. Adjacent to Pc11040_Canal 6.

Time (ms)	ID	If(kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
90.0	Canal 4	1.316	30,0	90,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
249	Cerro Gurdian	1.313	189	249	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
446	Alto Tierra Blanca	1.298	401	446	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
735	Norte Hogares Crea	1.292	675	735	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
1535	San Blas N38	1.260	1475	1535	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 42 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Canal 4

Evaluando los reconectares del circuito Cartago, en la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Regomar, Jesús Jiménez y Cartago, con la configuración actual.

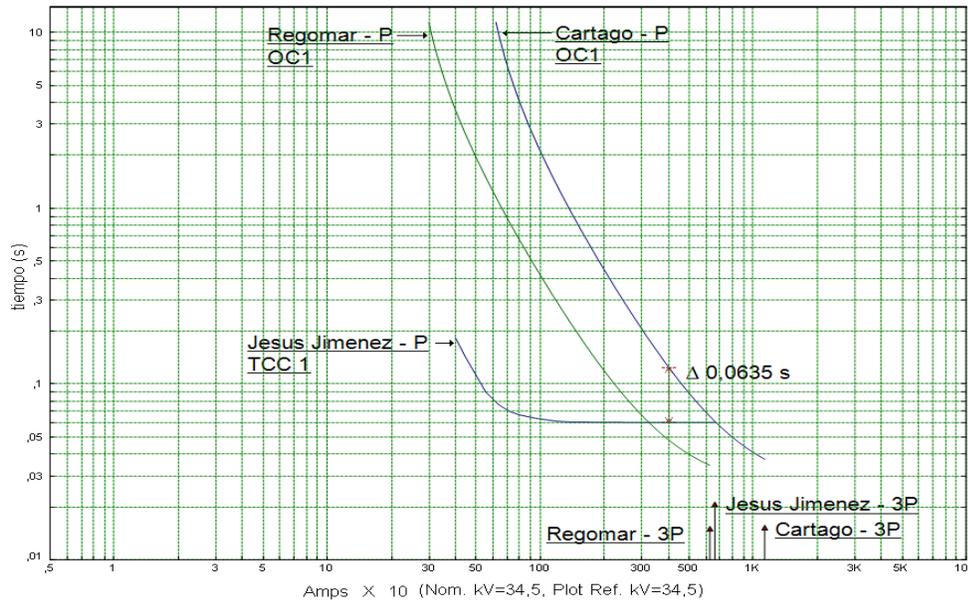


Figura 43 Curvas características actuales de reconectores de Cartago

Simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Regomar, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia, se obtuvo los tiempos de interrupción que se presentan en la figura 44.

Sequence-of-Operation Event Summary Report					
Asymmetrical 3-Phase Fault between Ca05010_Cafex and Ca_ICETEL_Cafex. Adjacent to Ca05010_Cafex.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
36.2	Regomar	5.748	36,2		Phase - OC1 - 51
60.4	Jesus Jimenez	5.493	15,4	60,4	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
78.2	Cartago	5.466	78,2		Phase - OC1 - 51
120	HVCB_Regomar		83,3		Tripped by Regomar Phase - OC1 - 51
162	HVCB Cartago		83,3		Tripped by Cartago Phase - OC1 - 51

Figura 44 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Regomar

Ahora se presenta la curva característica del primer disparo de estos reconectores, utilizando los valores propuestos en la protección de sobrecorrientes.

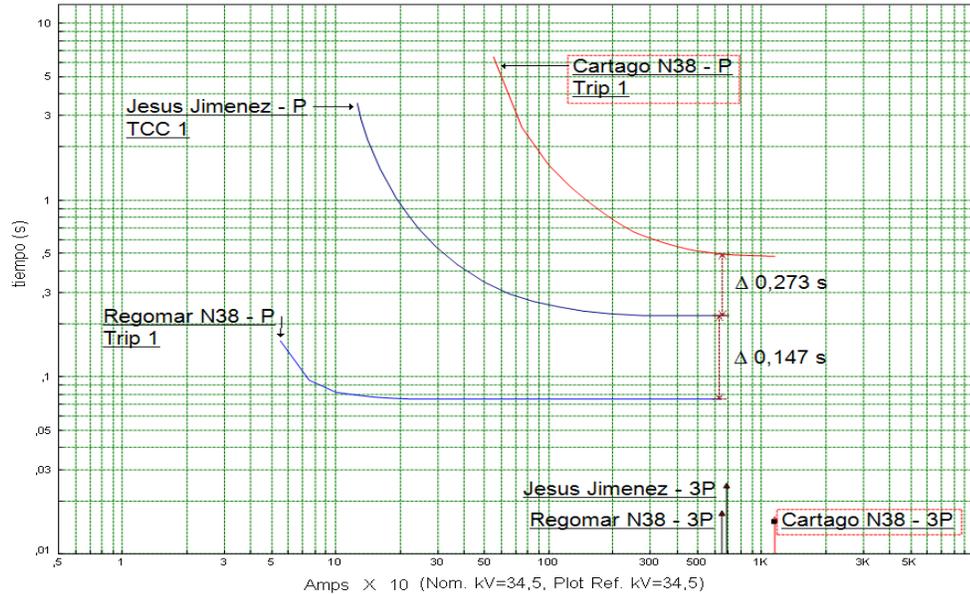


Figura 45 Curvas características propuestas de reconectores de Cartago

En la siguiente figura se presentan los tiempos de interrupción que presentan los dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Regomar, dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

<u>Sequence-of-Operation Event Summary Report</u>					
Symmetrical 3-Phase Fault between Regomar N38 and Ca_ICETEL_Cafex. Adjacent to Ca050_Regomar.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75.0	RegomarN38	5.503	15,0	75,0	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC
222	Jesus Jimenez	5.259	177	222	1st Operation -Phase - TCC 1 - TOC
377	Cartago N38	5.232	317	377	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC

Figura 46 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Retomar

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Coris, Cartín, Casagri, Quircot, Oeste de Hogares Crea y San Blas, con la configuración actual. En este caso el reconector de enlace Quircot se activó para que el circuito San Blas energice al circuito Grupo Z.

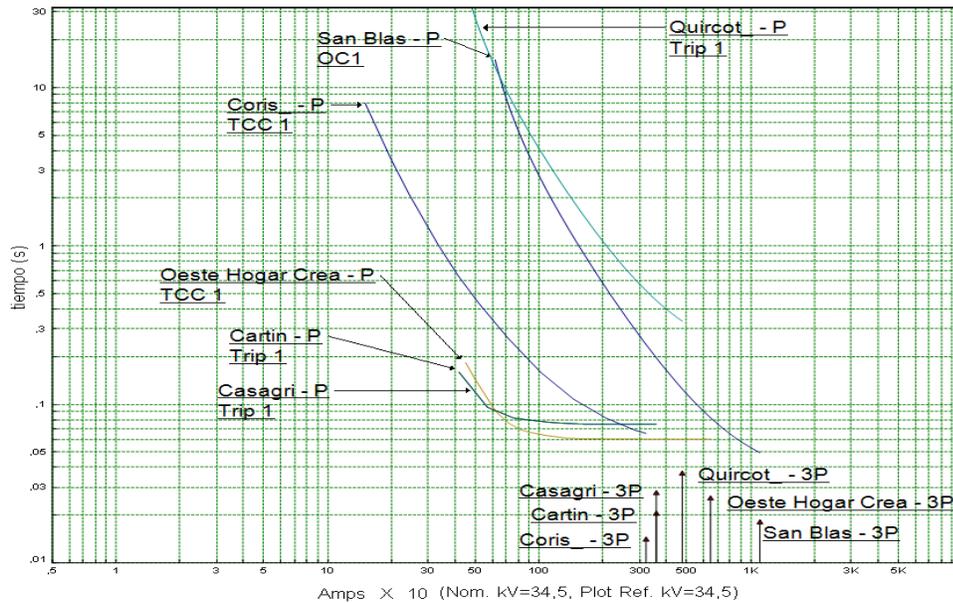


Figura 47 Curvas características actuales de los recocer implicados con el cierre de reconector de enlace Quircot

En la figura 48 se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Coris, dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between Coris_ and ZeNorteMilenium_NOVARTIS. Adjacent to Ze03040_NOVARTIS.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.5	Oeste Hogar Crea	2.971	15,5	60,5	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
66.0	Coris_	3.163	20,9	66,0	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
75.0	Cartin	3.134	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
75.0	Casagri	3.072	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
569	Quircot_	3.005	509	569	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 48 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Coris

Bajo la misma maniobra, utilizando los valores de la propuesta, se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Florentina, Coris, Cartín, Casagri, Quircot, Oeste de Hogares Crea y San Blas.

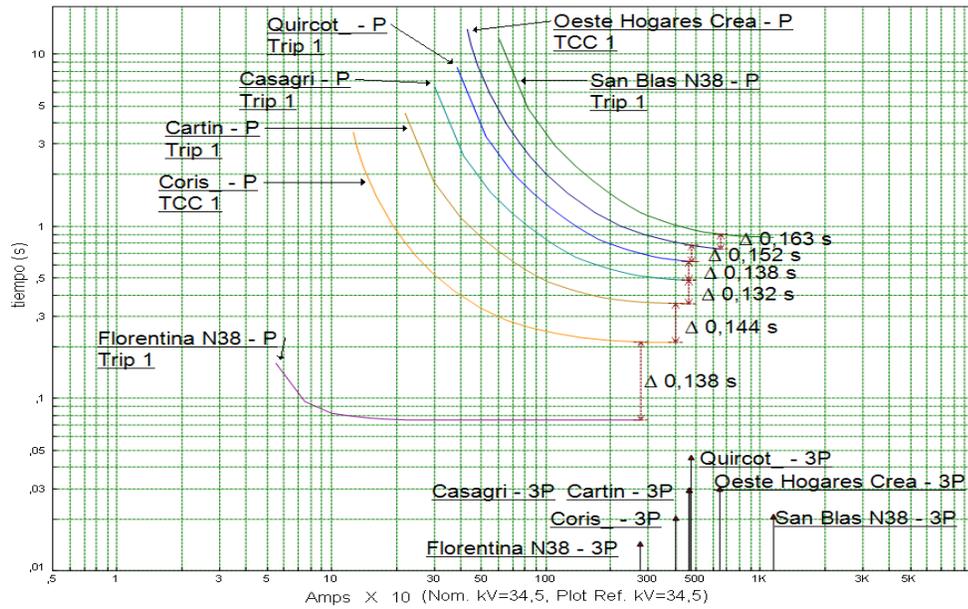


Figura 49 Curvas características propuestas de los dispositivos implicados con el cierre de reconector de enlace Quircot

Simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Coris, se presentan los tiempos de interrupción que se muestran en la figura 50.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between Florentina N38 and ZeCoris_Sicorsa. Adjacent to Ze3080_Coris.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75.0	Florentina N38	2.313	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
218	Coris_	2.304	173	218	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
378	Cartin	2.283	318	378	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
516	Casagri	2.238	456	516	1st Operation - Phase - Trip 3 - TOC
760	Quircot_	2.189	700	760	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 50 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Coris

8.2. Análisis

La principal irregularidad en la configuración actual de la protección de sobrecorriente de los reconectores, es el utilizar la curva lenta Kyle® 118 en el primer disparo, esto se muestra en las tablas 4, 5 y 7 donde los dispositivos Canal 4, Angelina, Coris, TEC, Domingo Savio, Sombreros y Tejar emplean esta curva.

Esta situación tiene dos consecuencias negativas sobre el sistema de protección, la primera es la pérdida de rapidez para interrumpir la corriente de cortocircuito y la segunda es la anulación de la característica de selectividad al despejar la falla. Esta segunda consecuencia es la más perjudicial, porque provoca que el siguiente reconector colocado aguas abajo es quien controla la perturbación, por lo tanto aumenta el área de la red eléctrica afectada por el daño.

Tomando como ejemplo los reconectores del circuito San Blas, una falla cerca del dispositivo Canal 4 debe ser despejada por dicho dispositivo, sin embargo por utilizar una curva Kyle® 118 son los dispositivos próximos los que detectan primero la perturbación, en la figura 40 se corrobora esta situación donde la falla es interrumpida por el tercer reconector en cascada, Alto Tierra Blanca.

La misma situación sucede en los reconectores del circuito Cartago, teóricamente el dispositivo Regomar debe despejar la perturbación antes que el dispositivo Jesús Jiménez, sin embargo como se presenta en la figura 43 para corrientes de cortocircuito menores de 3200A, la curva del dispositivo Regomar presenta la curva más lenta, por lo tanto no se despeja la falla selectivamente.

Además, el solo utilizar curvas Kyle® 101 en el primer disparo presenta el inconveniente del traslape en las curvas de corriente-tiempo de los dispositivos en cascada, por ende el sistema de protección no se encuentra coordinado. Este comportamiento se observa en la figura 39, donde los dispositivos Cerro Gurdian, Tierra Blanca y Norte Hogares Crea utilizan el mismo tipo de curva en el primer disparo, provocando que no se pueda asegurar cual dispositivo interrumpe la corriente de cortocircuito primero porque el diferencial de tiempo entre las curvas es menor a 60ms.

En el caso de las maniobras con los reconectores de enlace, además de no considerar el cambio de dirección en la corriente de un ramal producto del cierre de dicho dispositivo, presentan los mismos inconvenientes anteriormente descrito. En la figura 47 se muestran las curvas características de los dispositivos relacionados con el cierre del reconector Quircot para que el circuito San Blas energice al circuito Grupo Z. En este caso el reconector Coris debe presentar la curva más rápida, sin embargo esta configurado con una curva lenta kyle® 118. Además entre los dispositivos Cartín, Casagri y Oeste de Hogares Crea no existe el diferencial de tiempo adecuado, por lo tanto como se muestra en la figura 48 posiblemente la falla es despejada por el dispositivo Oeste de Hogares Crea, el quinto reconector en serie, esta situación provoca la interrupción de la energía eléctrica en todo el circuito Grupo Z, cuando debería salir solamente un ramal de dicho circuito.

Por otra parte, actualmente se utiliza la potencia de consumo para calcular un valor promedio de las corrientes de línea y a partir de este resultado, se define la corriente de disparo de los dispositivos. Sin embargo este método le resta sensibilidad al sistema, porque como se observa en las gráficas de la sección mediciones experimentales, la mayoría de circuitos presenta una carga no balanceada, por tanto este valor promedio no representa la corriente de la fase de mayor consumo energético.

A partir de los resultados obtenidos y las situaciones descritas anteriormente, que también se presentan en el resto de circuitos, se justifica la necesidad de actualizar los valores de los parámetros configurados en la protección de sobrecorriente en todos los reconectores del sistema, cumpliendo con el primer objetivo del proyecto.

Las corrientes de disparo propuestas se definen con base en los resultados obtenidos en las tablas 15 y 16, considerando el valor máximo de corriente que fluye por la fase de mayor consumo energético. El definir la corriente de disparo a partir de las mediciones experimentales de las corrientes de línea y utilizar configuraciones adicionales que consideren las consecuencias de las maniobras realizadas con los dispositivos de enlace, permite mejorar la sensibilidad en la detección de condiciones

perjudiciales y evitar falsos disparos de la protección por un eventual aumento de corriente.

Por otra parte, para garantizar la coordinación en el funcionamiento de los reconectores en cascada, fue necesario cambiar algunos de los criterios de configuración utilizados actualmente en la empresa y complementar los existentes con nuevas pautas. Dentro de los cambios más significativos se encuentran utilizar el modificador multiplicador de tiempo.

El comportamiento selectivo al despejar una falla, se demuestra mediante la simulación de una falla cerca del reconector más lejano de la fuente de potencia. En el caso de la figura 42, expone los resultados de una falla cerca del reconector Canal 4 y como se observa en los tiempos de interrupción, los dispositivos actúan con la secuencial correcta de acuerdo a su posición, además existe suficiente diferencial de tiempo para cerciorarse que el dispositivo más próximo a la falla en dirección de la corriente es quien controla el evento. De igual manera esto se demuestra en las figuras 46 y 50, por tanto se demuestra que con los criterios propuestos, se obtienen configuraciones que permiten obtener el comportamiento deseado en el sistema de protección, cumpliendo con el segundo y tercer de objetivo planteado.

En la figura 41 se presenta la curva característica de cinco dispositivos de protección en cascada, estos reconectores fueron configurados con valores que cumplen con los criterios de coordinación planteados y como se observa en esta figura, el menor diferencial de tiempo es de 163ms. A si mismo en la figura 49 se exhibe la curva característica de los dispositivos relacionados con el cierre del reconector Quircot, en este caso existen siete dispositivos en cascada y todos presentan un diferencial de tiempo mayor a 120ms. Este resultado se presenta con en todos los ramales donde existen reconectores en serie, consumando con el cuarto objetivo planteado.

Es necesario mencionar que este proyecto permite coordinar los reconectadores colocados en los circuitos inmersos en el estudio, sin embargo para optimizar la protección en el sistema eléctrico, es necesario realizar el mismo estudio con los reconectadores de los otros circuitos y considerar los fusibles colocados en las líneas monofásicas. Por lo tanto este proyecto se debe de complementarse con otros análisis que deben realizarse posteriormente.

Capítulo 9: Conclusiones y recomendaciones

9. Conclusiones y recomendaciones

9.1. Conclusiones.

- El esquema de protección actual presenta deficiencias para interrumpir las fallas de la red eléctrica de una manera selectiva.
- Los resultados de simulaciones realizadas permiten demostrar que los criterios de configuración propuestos permiten coordinar eficientemente el sistema de protección.
- Se logra mejorar la sensibilidad del sistema de protección mediante el uso de varias alternativas de configuración.
- Los diferenciales de tiempo entre las curvas de corriente-tiempo de los dispositivos de protección en cascada, se logran gracias a la utilización de los multiplicadores de tiempo adecuados.
- Las curvas características de los diferentes reconectores en cascada presentan diferenciales de tiempos mayores a 120ms.

9.2. Recomendaciones

- Asegurarse que todos los empleados encargados de realizar maniobras en la red eléctrica conozcan de manera precisa, la forma de manipular el gabinete de control para cambiar las alternativas de protección.
- Instruir en los empleados la necesidad que después de realizar las maniobras con los reconectores de enlace, el resto de reconectores deben volver a utilizar la alternativa de configuración normal. Además, es conveniente mencionar este punto en el protocolo de la maniobra.
- Verificar periódicamente la configuración de los reconectores para corregir cualquier error producto de una manipulación inadecuada en el gabinete de control. Ejemplo, activar alguna protección normalmente no utilizada.
- Realizar un análisis sobre el efecto de carga fría en la red eléctrica, con el fin de dar un mayor aprovechamiento a las capacidades de los reconectores, ya que se podría activar esta protección y disminuir el número de alternativas utilizadas.
- En caso de instalar nuevos dispositivos, analizar si es necesario modificar la configuración de los reconectores colocados aguas abajo.

Bibliografía

1. Enríquez Harper, Gilberto., ***Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.*** México: Limusa, 1974.
2. Ramírez Vázquez, José., ***Protección de sistemas eléctricos contra sobreintensidades.*** Barcelona: CEAC, 1974.
3. Enríquez Harper, Gilberto., ***Elementos de diseño de instalaciones eléctricas e industriales.*** México: Limusa; Noriega, c1996
4. Ravindranath, B y Chander, M., ***Protección de sistemas de potencia e interruptores.*** México: Limusa, 1980.
5. Funk, Gernot., ***Calculo de corrientes de cortocircuito.*** Madrid: Paraninfo, 1973.
6. Gross, Charles A., ***Análisis de sistemas de potencia.*** México: Iberoamericana, 1982.
7. Nu-Lec Industries [en línea]. <www.nulec.com/> [Consulta: 17 setiembre 2009].
8. ETAP - Electrical Power System Analysis Software [en línea]. <<http://etap.com/>> [Consulta: 23 setiembre 2009].
9. The ABB Group - Automation and Power Technologies [en línea]. <www.abb.com/> [Consulta: 17 setiembre 2009].
10. Cooper Industries [en línea]. <www.cooperindustries.com/> [Consulta: 18 setiembre 2009].

En las figuras 52 y 53, se exhibe la conexión que existe entre los dispositivos de protección colocados en el Circuito Cartago, Tejar-Guadalupe, Grupo Z y los reconectores de los circuitos vecinos.

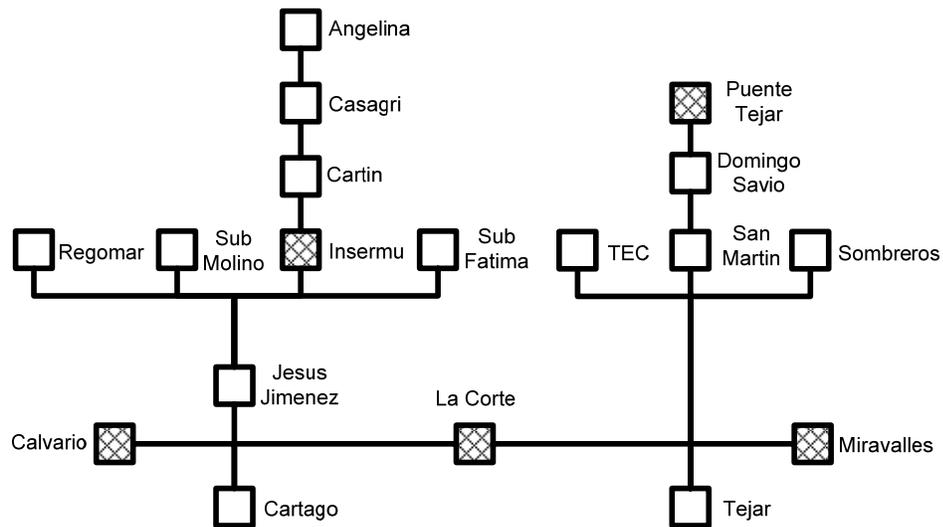


Figura 52 Diagrama de la conexión de las protecciones de los circuitos Cartago y Tejar y los reconectores de los circuitos vecinos

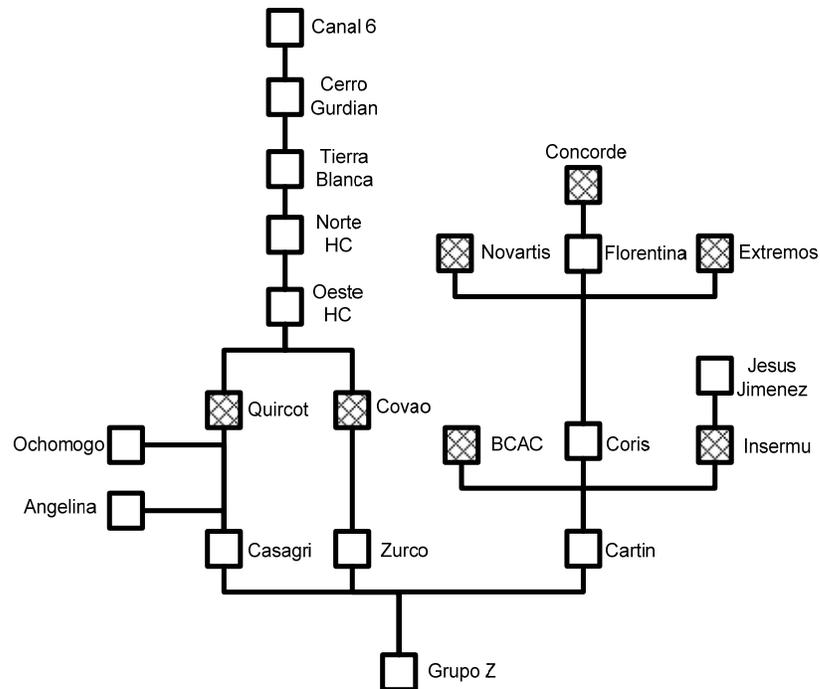


Figura 53 Diagrama de la conexión de las protecciones del circuito Grupo Z y los reconectores de los circuitos vecinos

- **Reconector la montaña:** cuando entra en funcionamiento este reconector se origina uno de los siguientes escenarios:

1. El circuito San Blas energiza al circuito Pacayas hasta el reconector Colegio Pacayas: La carga del reconector La Montaña es de aproximadamente 225KVA lo que implica una corriente promedio de 3.77A, pero para mejorar el margen de seguridad se considerara una corriente de 10A por fase. Como se observa en la figura 51, ocurre un aumento en la corriente de los re conectadores Cerro Gurdian, Alto Tierra Blanca y Norte de Hogares.

2. El circuito Pacayas energiza al circuito San Blas hasta el reconector Tierra Blanca: Como se observa en la figura 51, el dispositivo Cerro Gurdian debe coordinar con el reconector Canal 4, debido al cambio de dirección que presenta su corriente. Los valores de las corrientes en el dispositivo La Montaña son las mismas que en el reconector Tierra Blanca en configuración normal.

En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los re conectadores que se ven afectados al realizar estas maniobras.

Tabla 25 Configuración de dispositivos afectados cerrando el reconector La Montaña

Fuente	Carga	Reconector	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{max150%} (A)	I _{Disparo} (A)	TCC	Dial
San Blas	Pacayas	La Montaña	10	10	10	15	50	101	1,0
		Cerro Gurdian	18	14	18	27	125	119	0,4
		Alto Tierra Blanca	40	27	35	61	200	119	0,7
		Norte HC	48	40	56	84	275	119	1,0
Pacayas	San Blas	Canal 4	10	9	9	15	50	101	1,0
		Cerro Gurdian	22	13	17	34	125	119	0,4
		La montaña	30	17	25	46	200	119	0,7

- **Reconectador Entrada Tierra Blanca:** cuando se activa este dispositivo de protección se ocasiona una de las siguientes situaciones:

1. El circuito San Blas energiza al circuito Pacayas hasta el reconectador Enlace Cot: La carga del dispositivo Entrada Tierra Blanca es 225KVA aproximadamente, lo que implica una corriente promedio de 3.77A, pero para mejorar el margen de seguridad se tomara una de corriente de 10A por fase. Como se observa en la figura 51, el reconectador Norte de Hogares experimenta un aumento en la corriente.

2. El circuito Pacayas energiza al circuito San Blas hasta el reconectador Norte Hogares Crea: Como se observa en la figura 51, el dispositivo Entrada Tierra Blanca debe coordinar con el reconectador Tierra Blanca. Los valores de las corrientes que fluyen por el dispositivo Entrada Tierra Blanca son aproximadamente los mismos que en el reconectador Norte Hogares Crea en configuración normal.

En la siguiente tabla se exhibe las corrientes y la propuesta de configuración de los dispositivos de protección que son afectados por el cierre del reconectador de enlace Entrada de Tierra Blanca.

Tabla 26 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador Entrada TB

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconectador	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{max150%} (A)	I _{Disparo} (A)	TCC	Dial
San Blas	Pacayas	Entrada TB	10	10	10	15	50	119	0,7
		Norte HC	48	40	56	84	275	119	1,0
Pacayas	San Blas	Tierra Blanca	30	17	25	46	200	119	0,7
		Entrada TB	38	30	46	69	275	119	1,0

- **Reconectador Caminos del Sol:** cuando se activa este dispositivo de protección ocurre una de las dos variantes que se explican a continuación:

1. El circuito San Blas energiza todo el circuito Pacayas: Como se observa en la figura 51, esta maniobra provoca un incremento en la magnitud de las corrientes de los dispositivos La Finca y San Blas. Las corrientes totales del circuito Pacayas fluyen por el reconectador de enlace Caminos del Sol.

2. El circuito Pacayas energiza todo el circuito San Blas: Como se observa en la figura 51, el dispositivo La Finca debe coordinar con el reconectador Norte Hogares Crea, debido al cambio en la dirección de su corriente. Los valores de las corrientes en el dispositivo Caminos del Sol son los mismos que en el reconectador San Blas en configuración normal.

En la siguiente tabla se muestran las corrientes que ocurren en el periodo de mayor consumo energético que va desde 6:00 p.m. hasta 7:00 p.m, además se exhibe la propuesta de configuración de los reconectores afectados por el cierre del reconectador Caminos del Sol.

Tabla 27 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador Camino de sol

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconectador	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{max150%} (A)	I _{Disparo} (A)	TCC	Dial
San Blas	Pacayas	Caminos del Sol	96	116	166	249	250	119	0,7
		La Finca	118	139	185	278	325	119	1,0
		San Blas	274	308	407	611	550	119	1,3
Pacayas	San Blas	Norte HC	38	30	46	69	275	119	1
		La Finca	156	169	222	333	350	119	1,3
		Caminos del Sol	178	192	241	362	425	119	1,6

- **Reconectador Quircot/Covao:** Como se observa en la figuras 51 y 53 los reconectores Quircot-Casagri se encuentran en paralelo con los dispositivos Covao-Zurco, por lo tanto se presentan juntos en esta sección porque las maniobras realizadas con dichos dispositivos provocan los mismos cambios en la red eléctrica.

1. El circuito San Blas energiza todo el circuito Grupo Z: Como se observa en la figura 51, los reconectores Oeste Hogares Crea y San Blas son afectados por un incremento en la magnitud de sus corrientes. Mientras tanto, el dispositivo Casagri o Zurco debe coordinar con el reconector Cartín, debido al cambio de dirección que se presenta en sus corrientes.

2. El circuito Grupo Z energiza todo el circuito San Blas: Como se observa en la figura 53, ocurre un incremento en la magnitud de las corrientes del reconector Casagri o Zurco. Además, el reconector Oeste Hogares Crea experimenta un cambio en la dirección de sus corrientes y por ende, debe coordinar con el dispositivo Norte Hogares Crea.

En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los reconectores que son afectados.

Tabla 28 Configuración de dispositivos afectados cerrando el reconector Quircot/Covao

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconector	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{max150%} (A)	I _{Disparo} (A)	TCC	Dial
San Blas	Grupo Z	Cartín	48	52	50	78	200	119	0,7
		Casagri/Zurco	152	131	153	230	275	119	1,0
		Quircot/Covao	173	175	174	263	350	119	1,3
		Oeste HC	221	257	225	386	425	119	1,6
		San Blas	351	367	415	623	550	119	1,9
Grupo Z	San Blas	Norte HC	38	30	46	69	275	119	1,0
		Oeste HC	130	110	190	285	350	119	1,3
		Quircot/Covao	178	192	241	362	425	119	1,6
		Casagri/Zurco	240	237	316	475	500	119	1,9

- **Reconectador La Corte:** cuando entra en funcionamiento este reconectador se origina uno de los siguientes escenarios:

1. El circuito Tejar energiza todo el circuito Cartago: Como se observa en la figura 52, el reconectador Tejar es afectado por un incremento en la magnitud de sus corrientes. Así mismo, la corriente que fluye por el dispositivo La Corte es la corriente total del circuito Cartago, por lo tanto debe coordinar con el reconectador Jesús Jiménez.

2. El circuito Cartago energiza todo el circuito Tejar: Como se observa en la figura 11, el reconectador Cartago experimenta un incremento en la magnitud de sus corrientes. Además, el dispositivo La Corte deber coordinar con el reconectador San Martín y la corriente en dicho dispositivo es la corriente total del circuito Tejar.

Para definir la corriente de disparo se utiliza las corrientes que se presentan en el periodo de 11:00 p.m. a 12:00 p.m., porque este es el momento donde la suma de las corrientes de ambos circuitos es máxima. En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los reconectores que son afectados por esta maniobra.

Tabla 29 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador La Corte

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconectador	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{\max 150\%}$ (A)	I_{Disparo} (A)	TCC	Dial
Tejar	Cartago	Jesús Jiménez	47	64	75	113	125	119	0,4
		La Corte	94	96	66	144	200	119	0,7
		Tejar	289	307	214	460	475	119	1,0
Cartago	Tejar	San Martín	137	168	97	252	300	119	0,4
		La Corte	204	218	155	327	375	119	0,7
		Cartago	289	307	214	460	475	119	1,0

- **Reconectador Calvario:** cuando se activa este dispositivo de protección se ocasiona una de los siguientes situaciones:

1. El circuito Cartago energiza todo el circuito Fátima: Como se observa en la figura 11, el reconectador Cartago experimenta un incremento en la magnitud de sus corrientes y la corriente por el reconectador Calvario es la corriente total del circuito Fátima.

2. El circuito Fátima energiza todo el circuito Cartago: Como se observa en la figura 11, los valores de las corrientes en el dispositivo Calvario son aproximadamente las mismas que en el reconectador Cartago en configuración normal. Además, El dispositivo Calvario debe coordinar con el reconectador Jesús Jiménez.

En la siguiente tabla se muestran las corrientes máximas que se presentan en el periodo de la 11:00 a.m. a las 12 p.m. y la propuesta de configuración de los reconectores relacionados con esta maniobra.

Tabla 30 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador Calvario

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconectador	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{max150\%}$ (A)	$I_{Disparo}$ (A)	TCC	Dial
Cartago	Fátima	Calvario	96	78	85	144	150	119	0,4
		Cartago	190	174	151	285	300	119	0,7
Fátima	Cartago	Jesús Jiménez	47	64	75	113	125	119	0,4
		Calvario	94	96	66	144	200	119	0,7

- **Reconectador Puente Tejar:** cuando se cierra este reconectador se presentan una de las dos variantes que se explican a continuación:

1. El circuito Tejar energiza todo el circuito Cerrillos: Como se observa en la figura 52, los reconectores Domingo Savio, San Martín y Tejar se ve afectado por un incremento en la magnitud de sus corrientes. Los valores de las corrientes que fluyen por el dispositivo Puente Tejar son las corrientes totales del circuito Cerrillos.

2. El circuito Cerrillos energiza todo el circuito Tejar: Como se observa en la figura 52, los reconectores San Martín y Domingo Sabio experimentan un cambio en la dirección del flujo de su corriente, además el dispositivo San Martín debe coordinar con los reconectores Tecnológico y Sombreros. A si mismo, la configuración del reconectador Puente Tejar es la misma que la del dispositivo Tejar en condiciones normales de operación.

Para definir la corriente de disparo, el caso más crítico se presenta en el periodo de las 6:00 p.m. a las 7:00 p.m. En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los reconectores que presentan cambios al realizar esta maniobra.

Tabla 31 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador Puente Tejar

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconectador	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{max150%} (A)	I _{Disparo} (A)	TCC	Dial
Tejar	Cerrillos	Puente Tejar	167	172	267	401	400	101	1
		Domingo Savio	284	320	344	516	450	119	0,4
		San Martín	304	340	364	546	500	119	0,7
		Tejar	356	401	418	627	550	119	1,0
Cerrillos	Tejar	TEC	23	17	21	35	50	101	1,0
		San Martín	67	50	58	101	125	119	0,4
		Domingo Savio	87	70	78	131	200	119	0,7
		Puente Tejar	204	218	155	327	350	119	1,0

- **Reconectador Miravalles:** cuando entra en funcionamiento este reconectador se origina uno de los siguientes escenarios:

1. El circuito Tejar energiza todo el circuito Cerrillos: Como se observa en la figura 52, esta maniobra provoca un incremento en la magnitud de las corrientes del reconectador Tejar y la corriente a través del reconectador Miravalles es la corriente total del circuito Cerrillos.

2. El circuito Cerrillos energiza todo el circuito Tejar: Como se observa en la figura 51, la corriente a través del reconectador Miravalles es la corriente total del circuito Tejar, por ende debe coordinar con el reconectador San Martín.

El caso más crítico se presenta en el periodo del medio día, porque este es el momento donde ambos circuitos presentan sus corrientes máximas. En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los reconectores que se ven afectados al realizar esta maniobra.

Tabla 32 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador Miravalles

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconectador	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{max150%} (A)	I _{Disparo} (A)	TCC	Dial
Tejar	Cerrillos	Miravalles	167	172	267	401	400	119	0,4
		Tejar	356	401	418	627	550	119	0,7
Cerrillos	Tejar	San Martín	137	168	97	252	300	119	0,4
		Miravalles	204	218	155	327	375	119	0,7

- **Reconectador Insermu:** cuando se activa este dispositivo de protección se ocasiona uno de los siguientes situaciones:

1. El circuito Cartago energiza todo el circuito Grupo Z: Como se observa en la figura 52, los reconectores Jesús Jiménez y Cartago se ve afectado por un incremento en la magnitud de sus corrientes, Al mismo tiempo, las corrientes del dispositivo Cartín cambian de dirección lo que provoca que deba coordinar con el reconectador Casagri.

2. Grupo Z lleva energiza todo el circuito Cartago: Como se observa en la figura 53, el reconectador Cartín se ve afectado por un incremento en la magnitud de sus corrientes. Mientras tanto, por el dispositivo Insermu fluye la corriente del circuito Cartago y debe coordinar con el reconectador Jesús Jiménez, que presenta un cambio en la dirección de su corriente.

El caso más crítico se presenta en el periodo de medio día, porque este es el momento donde ambos circuitos presentan sus corrientes máximas. En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los reconectores que se ven afectados al realizar esta maniobra.

Tabla 33 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador Miravalles

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconectador	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{max150\%}$ (A)	$I_{Disparo}$ (A)	TCC	Dial
Cartago	Grupo Z	Casagri	62	45	75	113	125	119	0,4
		Cartín	128	119	125	192	200	119	0,7
		Insermu	176	171	175	264	275	119	1,0
		Jesús Jiménez	251	235	222	377	375	119	1,3
Grupo Z	Cartago	Jesús Jiménez	19	32	19	48	75	101	1,0
		Insermu	94	96	66	144	150	119	0,4
		Cartín	142	148	116	222	225	119	0,7

- **Reconector Novartis/BCAC:** como se utilizan para enlazar los mismos circuitos la configuración puede ser la misma, simplemente considerando el caso más crítico. Cuando se cierra alguno de estos re conectadores se presentan dos variantes que se explican a continuación:

1. El circuito Grupo Z energiza todo el circuito La Flor: Como se observa en la figura 53, los re conectadores Coris y Cartín incrementan la magnitud de sus corrientes. Las corrientes utilizadas en los re conectador de enlace son las corrientes del circuito La Flor.

2. El circuito Grupo Z energiza todo el circuito La Flor: Como se observa en la figura 53, los re conectadores Coris y Cartín se ven afectado por un cambio en la dirección de la corriente, por lo tanto el re conectador Cartín debe coordinar con el re conectador Casagri. Las corrientes utilizadas en los re conectadores de enlace son las corrientes del circuito Grupo Z.

El caso más crítico se presenta en el periodo de medio día, porque este es el momento donde ambos circuitos presentan sus corrientes máximas. En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los re conectadores que se ven afectados al realizar esta maniobra.

Tabla 34 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del re conectador Novartis

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconector	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	I _{max150%} (A)	I _{Disparo} (A)	TCC	Dial
Grupo Z	La Flor	Novartis	269	273	286	429	400	101	1,0
		Coris	296	300	312	468	475	119	0,4
		Cartín	317	325	336	504	550	119	0,7
La Flor	Grupo Z	Casagri	62	45	75	113	125	119	0,4
		Cartín	128	119	125	192	200	119	0,7
		Coris	149	144	149	224	275	119	1,0
		Novartis	176	171	175	264	350	119	1,3

- **Reconectador Extremos:** cuando se cierra este reconectador se presentan dos variantes que se explican a continuación:

1. El circuito Grupo Z energiza todo el circuito Cerrillos: Como se observa en la figura 53, los reconectores Coris y Cartín se ven afectado por un incremento en la magnitud de sus corrientes. Las corrientes utilizadas en los reconectores de enlace son las corrientes del circuito Cerrillos.

2. El circuito Cerrillos energiza todo el circuito Grupo Z: Como se observa en la figura 53, los reconectores Coris y Cartín se ven afectado por un cambio en la dirección de la corriente, por lo tanto el reconector Cartín debe coordinar con el reconector Casagri. Las corrientes utilizadas en los reconectores de enlace son las corrientes del circuito Grupo Z.

El caso más crítico se presenta en el periodo de medio día, porque este es el momento donde ambos circuitos presentan sus corrientes máximas. En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los reconectores que se ven afectados al realizar esta maniobra.

Tabla 35 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconectador Extremos

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconectador	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{max150\%}$ (A)	$I_{Disparo}$ (A)	TCC	Dial
Grupo Z	Cerrillos	Extremos	167	172	267	401	400	101	1,0
		Coris	194	199	293	440	475	119	0,4
		Cartín	215	224	317	476	550	119	0,7
Cerrillos	Grupo Z	Casagri	62	45	75	113	125	119	0,4
		Cartín	128	119	125	192	200	119	0,7
		Coris	149	144	149	224	275	119	1,0
		Extremos	176	171	175	264	350	119	1,3

- **Reconector Norte de Subestación San Blas:** como se observa en la figura 51, cuando se cierra este se produce un aumento en la corriente de los re conectadores Sur Hogares crea y San Blas.

En la siguiente tabla se muestran las corrientes y la propuesta de configuración de los re conectadores que se ven afectados al realizar esta maniobra.

Tabla 36 Configuración de dispositivos afectados por el cierre del reconector Norte Sub SB

Circuito Fuente	Circuito Carga	Reconector	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	$I_{max150\%}$ (A)	$I_{Disparo}$ (A)	TCC	Dial
Grupo Z	Sub San Blas	Sub San Blas	64	60	54	96	100	101	1
		Norte Sub SB	74	70	64	111	175	119	0,4
		Sur HC	93	66	99	149	250	119	0,7
		San Blas	74	70	64	111	325	119	1,0

A.2 Curvas Características de los dispositivos de protección

• Circuito San Blas

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Canal 6, Cerro Gurdian, Tierra Blanca, Norte de Hogares Creas y San Blas, con la configuración actual.

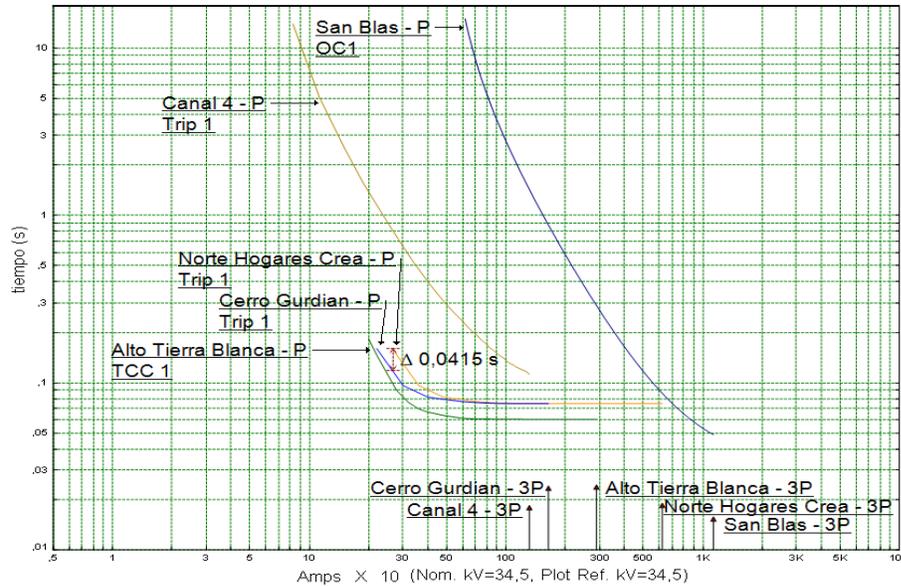


Figura 54 Curvas características actuales de reconectores de San Blas

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Canal 4, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

<u>Sequence-of-Operation Event Summary Report</u>					
Asymmetrical 3-Phase Fault between SBVolcan_Canal6 and Canal 4. Adjacent to Pc11040_Canal 6.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.5	Alto Tierra Blanca	1.298	15,5	60,5	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
75.0	Cerro Gurdian	1.313	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
75.0	Norte Hogares Crea	1.292	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
89.1	Canal 4	1.316	29,1	89,1	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
1572	San Blas	1.260	1572		Phase - OC1 - 51
1655	HVCB SanBlas		83,3		Tripped by San Blas Phase - OC1 - 51

Figura 55 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo canal 4

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Canal 6, Cerro Gurdian, Tierra Blanca, Norte de Hogares Creas y San Blas, con la configuración propuesta.

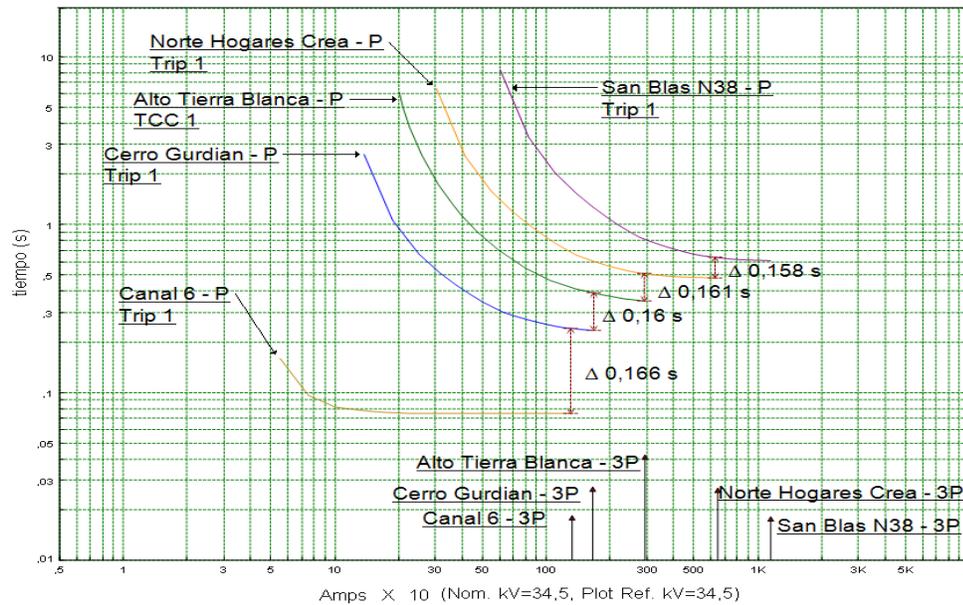


Figura 56 Curvas características propuestas de reconectores de San Blas

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Canal 4, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between SBVolcan_Canal6 and Canal 4. Adjacent to Pc11040_Canal 6.

Time (ms)	ID	If(kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
90.0	Canal 4	1.316	30,0	90,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
249	Cerro Gurdian	1.313	189	249	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
446	Alto Tierra Blanca	1.298	401	446	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
735	Norte Hogares Crea	1.292	675	735	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
1535	San Blas N38	1.260	1475	1535	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 57 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Canal 4

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Llano Grande, Oeste Hogares Crea y San Blas, con la configuración actual.

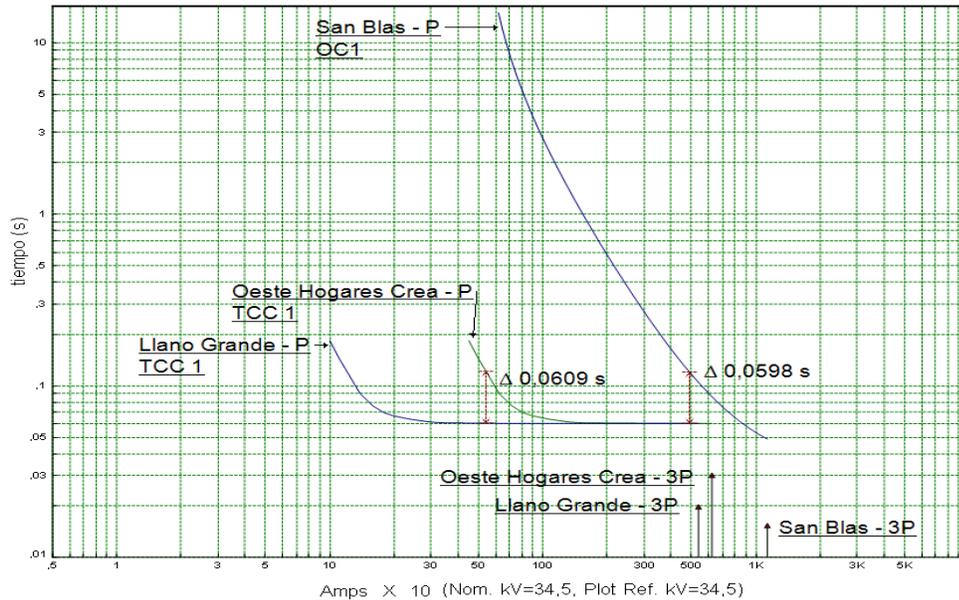


Figura 58 Curvas características actuales de reconectores de San Blas

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Llano Grande, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between Llano Grande and SBEntLlano G_ Quebrad 8mog. Adjacent to SB090_Ent Llano Gde.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.3	Llano Grande	5.361	15,3	60,3	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
60.4	Oeste Hogares Crea	5.330	15,4	60,4	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
110	San Blas	5.209	110		Phase - OC1 - 51
193	HVCB SanBlas		83,3		Tripped by San Blas Phase - OC1 - 51

Figura 59 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Llano Grande

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Llano Grande, Oeste Hogares Crea y San Blas, con la configuración propuesta.

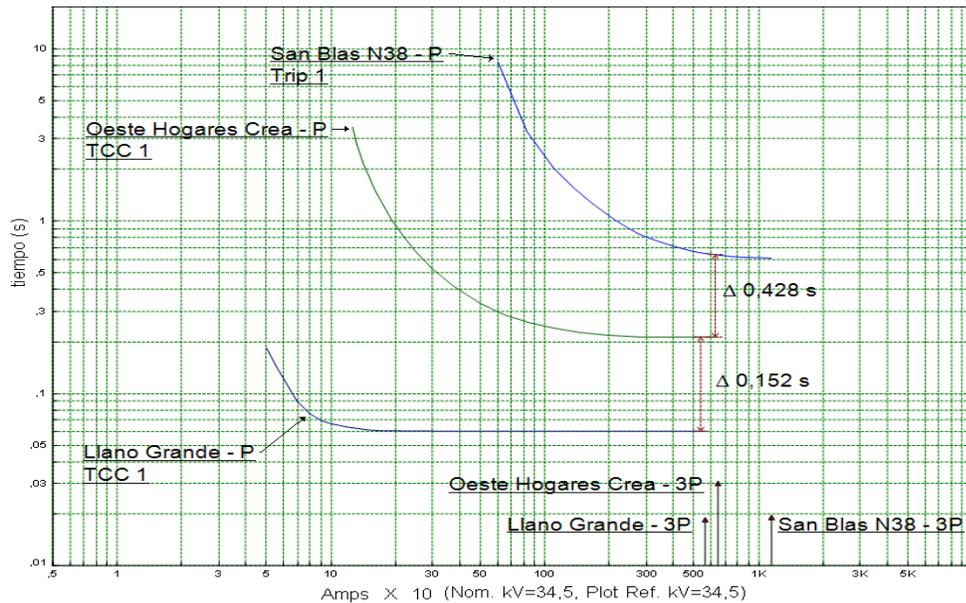


Figura 60 Curvas características propuestas de reconectores de San Blas

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Llano Grande, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between Llano Grande and SBEntLlano G_Quebrad 8mog. Adjacent to SB090_Ent Llano Gde.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.3	Llano Grande	5.361	15,3	60,3	1st Operation -Phase - TCC 1 - TOC
212	Oeste Hogares Crea	5.330	167	212	1st Operation -Phase - TCC 1 - TOC
648	San Blas N38	5.209	588	648	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC

Figura 61 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Llano Grande

- **Circuito Grupo Z**

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de la configuración actual de los re conectadores Angelina y Ochomogo que deben coordinar con el re conectador San Blas.

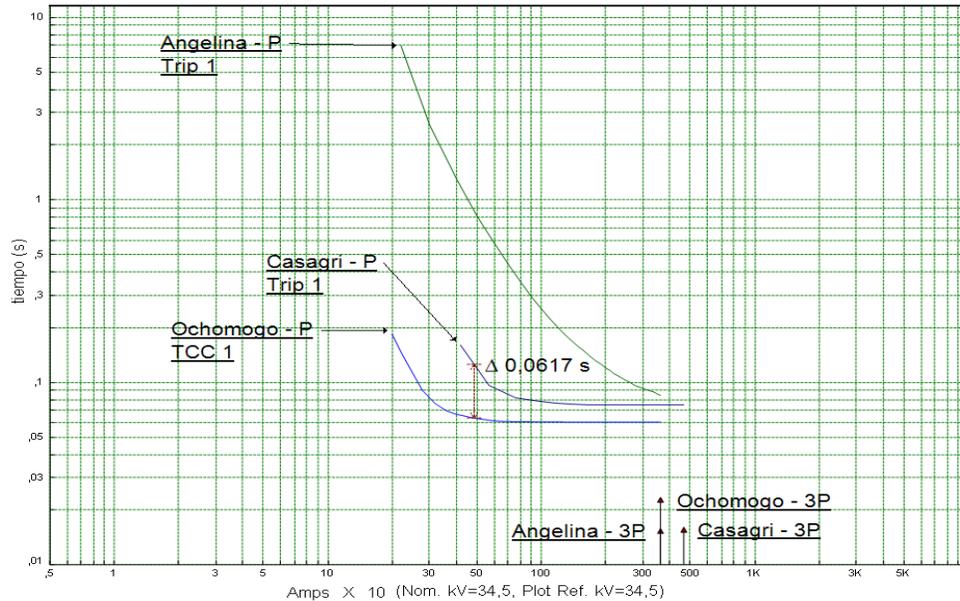


Figura 62 Curvas características actuales de re conectadores de Grupo Z

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del re conectador Angelina, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report					
Asymmetrical 3-Phase Fault between Ochomogo and ZeRecOchomoho_BodegasHC. Adjacent to Ze090_RecOchomogo.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60,3	Ochomogo	3,588	15,3	60,3	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
75,0	Casagri	3,536	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
Asymmetrical 3-Phase Fault between Angelina and ZeRecope_RecOchomogo. Adjacent to Ze090_RecOchomogo.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75,0	Casagri	3,536	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
85,0	Angelina	3,603	25,0	85,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 63 Tiempos de interrupción de una falla cerca de los dispositivos Ochomogo y Angelina

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de la configuración propuesta de los reconectores Angelina y Ochomogo que deben coordinar con el reconector San Blas.

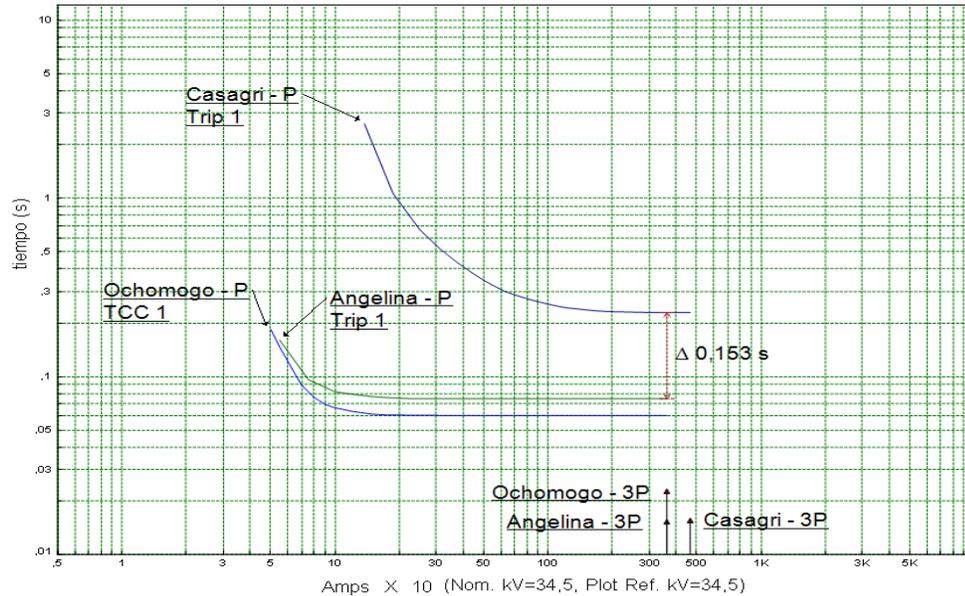


Figura 64 Curvas características propuestas de reconectores de Grupo Z

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Angelina, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

<u>Sequence-of-Operation Event Summary Report</u>					
Asymmetrical 3-Phase Fault between Angelina and ZeRecope_RecOchomogo. Adjacent to Ze090_RecOchomogo.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75.0	Angelina	3.603	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
228	Casagri	3.536	168	228	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 65 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Angelina

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Coris y Cartin, con la configuración actual.

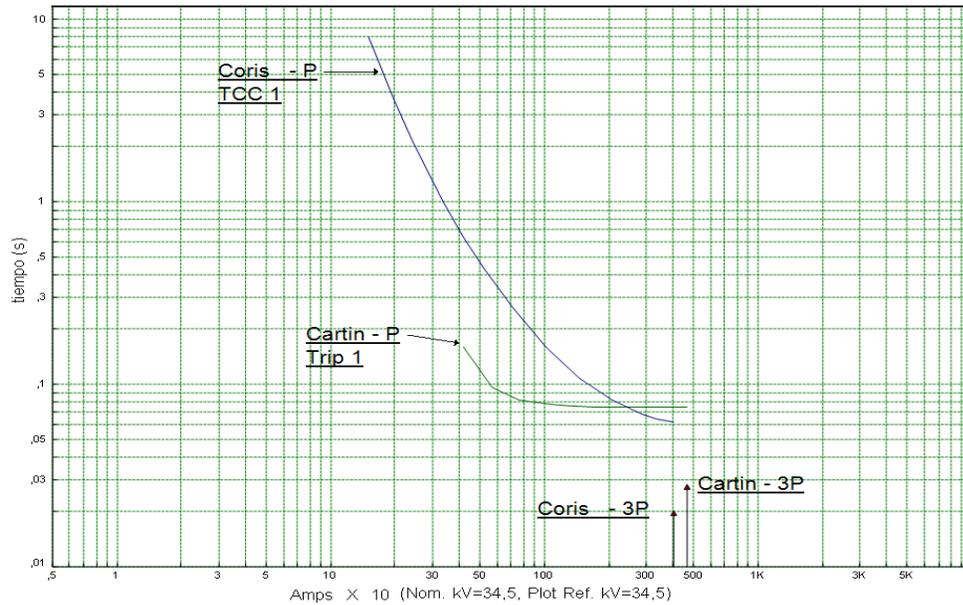


Figura 66 Curvas características actuales de reconectores de Grupo Z

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Coris, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report					
Asymmetrical 3-Phase Fault between Coris_ and ZeNorteMilenium_NOVARTIS. Adjacent to Ze03040_NOVARTIS.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
62.1	Coris_	3.987	17,1	62,1	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
75.0	Cartin	3.958	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 67 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Coris

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Coris y Cartin, con la configuración actual.

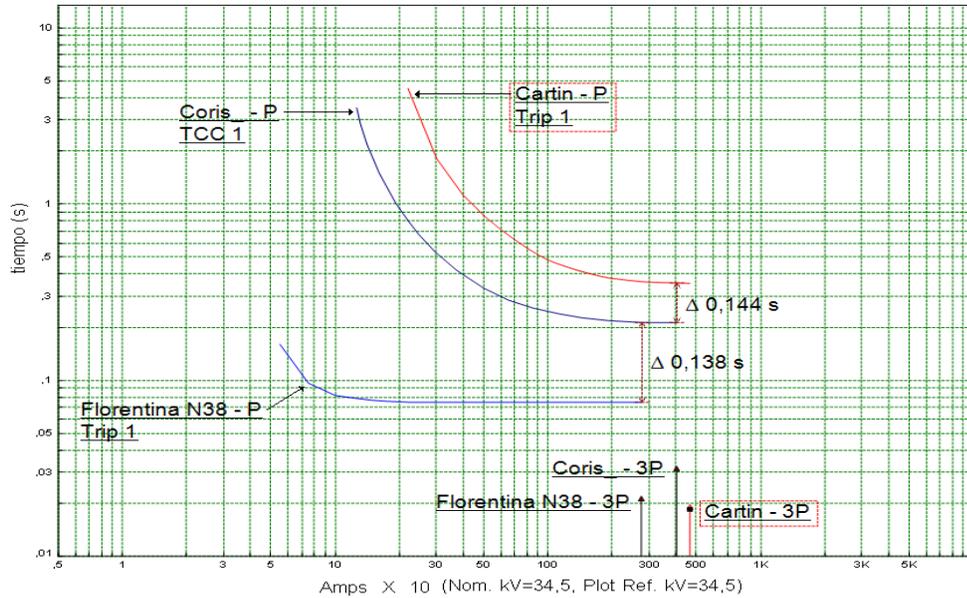


Figura 68 Curvas características propuestas de reconectores de Grupo Z

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Coris, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between Florentina N38 and ZeCoris_Sicorsa. Adjacent to Ze3080_Coris.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75.0	Florentina N38	2.720	15,0	75,0	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC
216	Coris_	2.712	171	216	1st Operation -Phase - TCC 1 - TOC
369	Cartin	2.692	309	369	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC

Figura 69 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Florentina

- **Circuito Cartago**

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Regomar, Jesús Jiménez y Cartago, con la configuración actual.

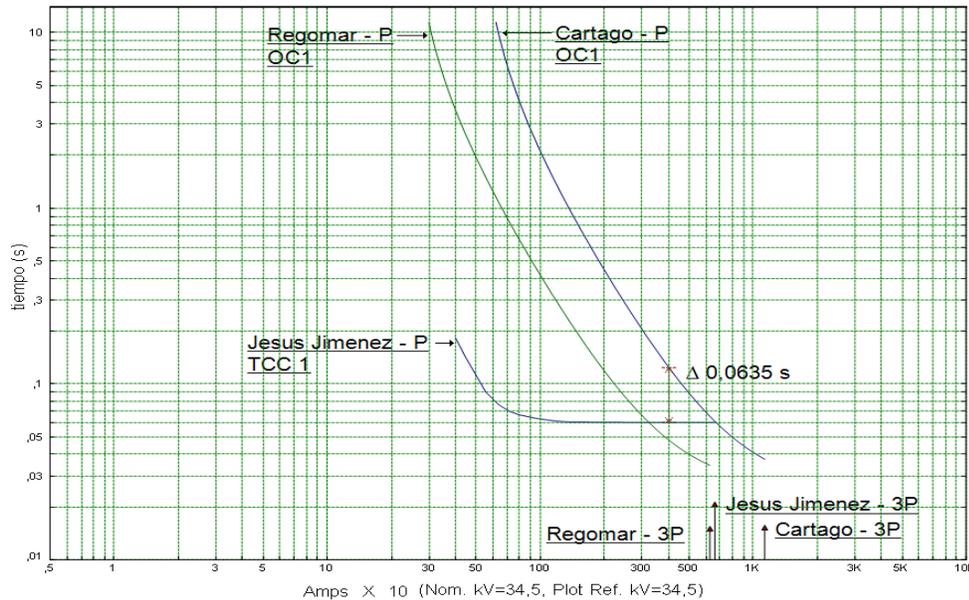


Figura 70 Curvas características actuales de reconectores de Cartago

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Regomar, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report					
Asymmetrical 3-Phase Fault between Ca05010_Cafex and Ca_ICETEL_Cafex. Adjacent to Ca05010_Cafex.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
36.2	Regomar	5.748	36,2		Phase - OC1 - 51
60.4	Jesus Jimenez	5.493	15,4	60,4	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
78.2	Cartago	5.466	78,2		Phase - OC1 - 51
120	HVCB_Regomar		83,3		Tripped by Regomar Phase - OC1 - 51
162	HVCB Cartago		83,3		Tripped by Cartago Phase - OC1 - 51

Figura 71 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Regomar

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Regomar, Jesús Jiménez y Cartago, con la configuración propuesta.

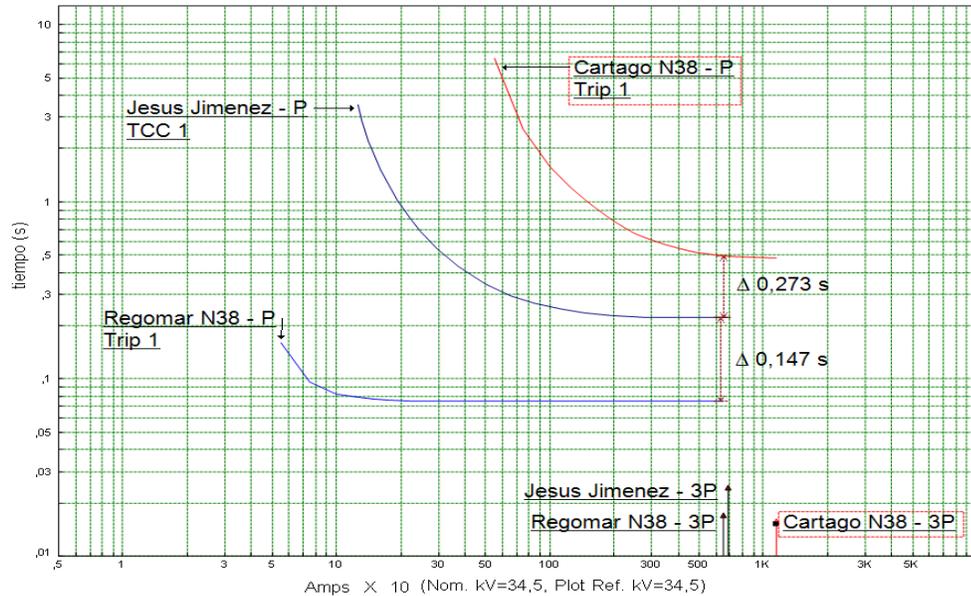


Figura 72 Curvas características propuestas de reconectores de Cartago

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Regomar, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report					
Symmetrical 3-Phase Fault between Regomar N38 and Ca_ICETEL_Cafex. Adjacent to Ca050_Regomar.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75.0	RegomarN38	5.503	15,0	75,0	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC
222	Jesus Jimenez	5.259	177	222	1st Operation -Phase - TCC 1 - TOC
377	CartagoN38	5.232	317	377	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC

Figura 73 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Regomar

- **Circuito Tejar-Guadalupe**

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Domingo Savio, San Martin y Tejar-Guadalupe, con la configuración actual.

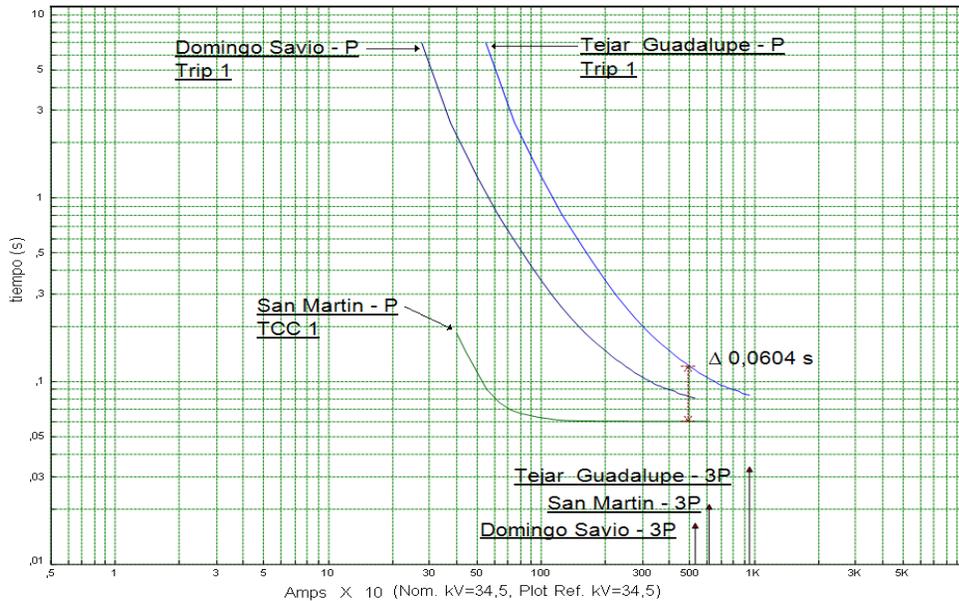


Figura 74 Curvas características actuales de reconectores de Tejar

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Domingo Savio, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

<u>Sequence-of-Operation Event Summary Report</u>					
Asymmetrical 3-Phase Fault between Domingo Savio and TGDSavio_RicosFamosos. Adjacent to TG075_DgoSavioLocal.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.4	SanMartin	5.111	15,4	60,4	1st Operation -Phase - TCC 1 - TOC
81.4	Domingo Savio	5.140	21,4	81,4	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC
119	Tejar_Guadalupe	5.050	59,2	119	1st Operation -Phase - Trip 1 - TOC

Figura 75 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Domingo Savio

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo de los reconectores Domingo Savio, San Martin y Tejar-Guadalupe, con la configuración propuesta.

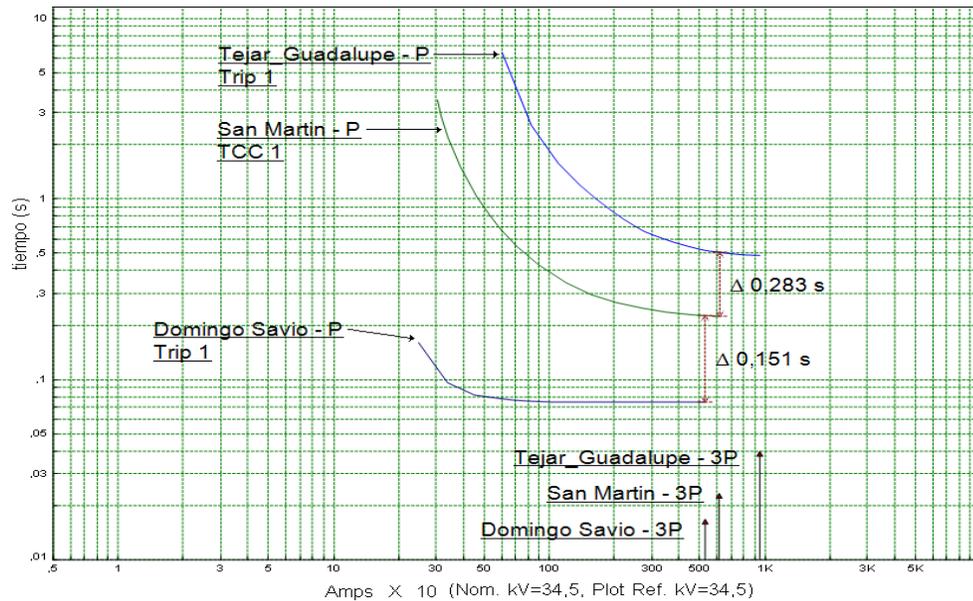


Figura 76 Curvas características propuestas de reconectores de Tejar

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Domingo Savio, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between Domingo Savio and TGDSavio_RicosFamosos. Adjacent to TG075_DgoSavioLocal.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75.0	Domingo Savio	5.140	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
230	SanMartin	5.111	185	230	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
378	Tejar_Guadalupe	5.050	318	378	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 77 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Domingo Savio

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo con la configuración actual de los reconectores Sombreros y TEC que deben coordinar con el dispositivo Tejar-Guadalupe.

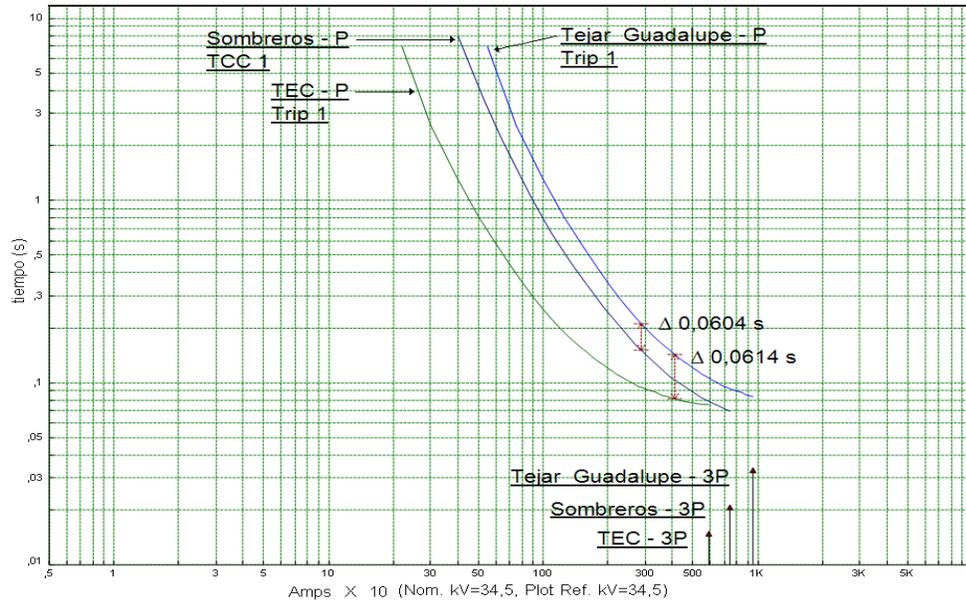


Figura 78 Curvas características actuales de reconectores de Tejar

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector TEC, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

<u>Sequence-of-Operation Event Summary Report</u>					
Asymmetrical 3-Phase Fault between TEC and TGRecITCR_Istarú. Adjacent to TG04010_RecITCR.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
76,0	TEC	5.894	16,0	76,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
109	Tejar_Guadalupe	5.672	48,9	109	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 79 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo TEC

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo con la configuración propuesta de los reconectores Sombreros y TEC que deben coordinar con el dispositivo Tejar-Guadalupe.

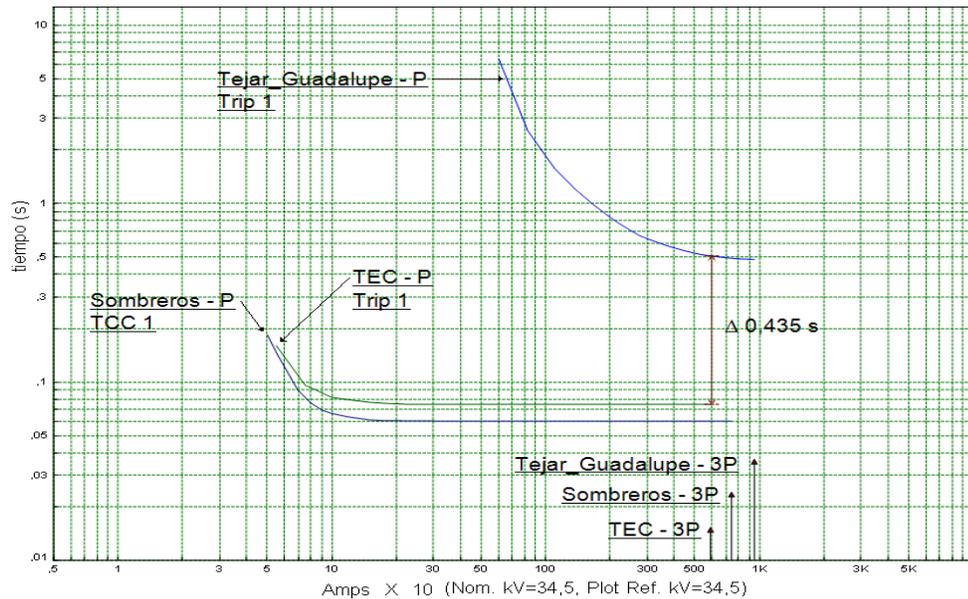


Figura 80 Curvas características propuestas de reconectores de Tejar

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector TEC, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

<u>Sequence-of-Operation Event Summary Report</u>					
Asymmetrical 3-Phase Fault between TEC and TGRecITCR_Istarú. Adjacent to TG04010_RecITCR.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
75.0	TEC	5.894	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
372	Tejar_Guadalupe	5.672	312	372	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 81 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo TEC

- **Reconectores de enlace**

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo con la configuración actual de los reconectores Coris, Cartín, Casagri, Quircot, Oeste de Hogares Crea y San Blas.

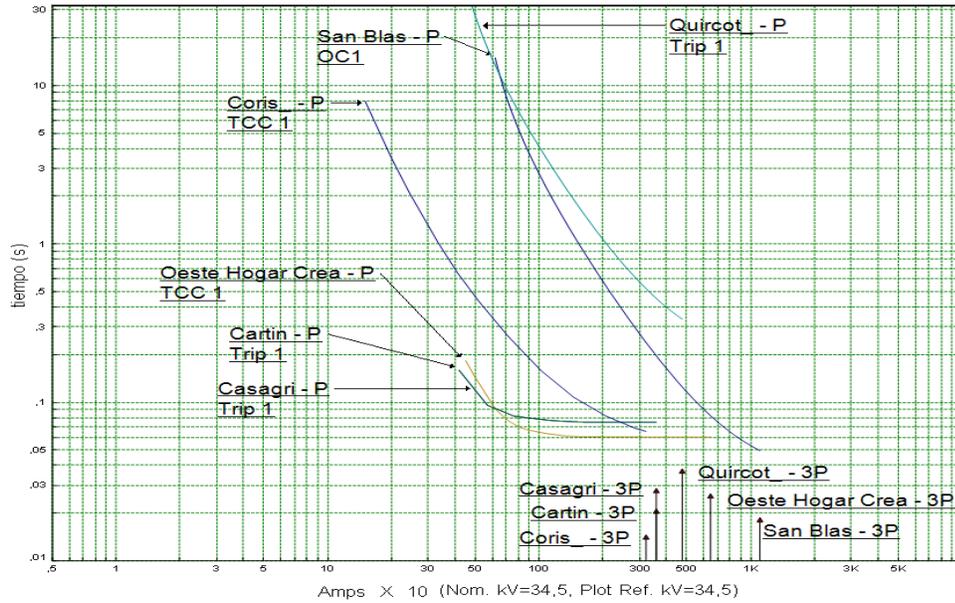


Figura 82 Curvas características actuales de los recocer implicados con el cierre de reconector de enlace Quircot

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Coris, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Asymmetrical 3-Phase Fault between Coris_ and ZeNorteMilenium_NOVARTIS. Adjacent to Ze03040_NOVARTIS.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.5	Oeste Hogar Crea	2.971	15,5	60,5	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
66.0	Coris_	3.163	20,9	66,0	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
75.0	Cartin	3.134	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
75.0	Casagri	3.072	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
569	Quircot_	3.005	509	569	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 83 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Coris

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo con la configuración propuesta de los reconectores Florentina, Coris, Cartín, Casagri, Quircot, Oeste de Hogares Crea y San Blas.

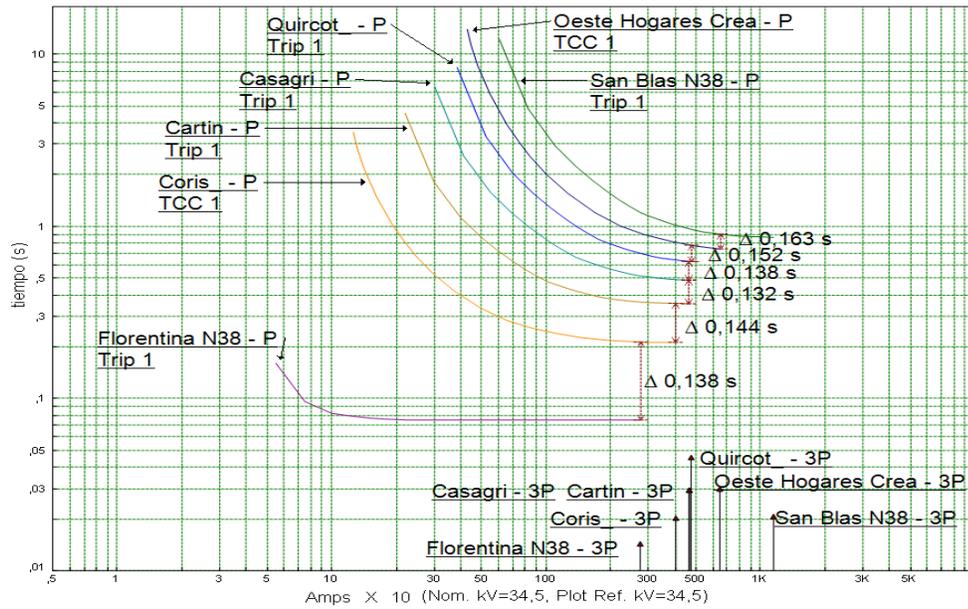


Figura 84 Curvas características propuestas de los dispositivos implicados con el cierre de reconector de enlace Quircot

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Florentina, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

<u>Sequence-of-Operation Event Summary Report</u>						
Asymmetrical 3-Phase Fault between Florentina N38 and ZeCoris_Sicorsa. Adjacent to Ze3080_Coris.						
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition	
75.0	Florentina N38	2.313	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC	
218	Coris_	2.304	173	218	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC	
378	Cartin	2.283	318	378	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC	
516	Casagri	2.238	456	516	1st Operation - Phase - Trip 3 - TOC	
760	Quircot_	2.189	700	760	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC	

Figura 85 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Florentina

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo con la configuración actual de los reconectadores Ochomogo, Casagri, Cartín, Insermu, Jesús Jiménez y Cartago.

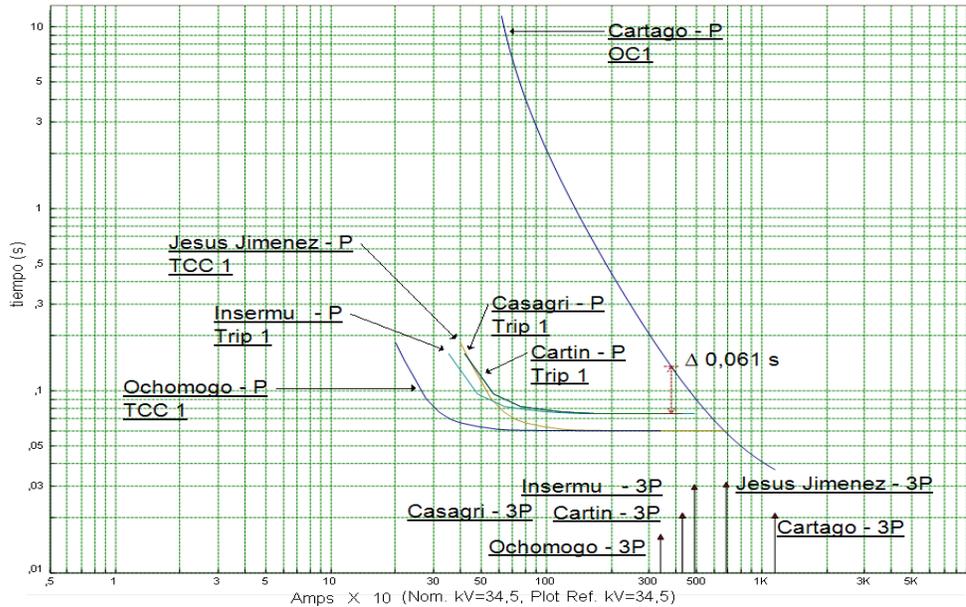


Figura 86 Curvas características propuestas de los dispositivos implicados con el cierre de reconectador de enlace Insermu

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconectador Ochomogo, que es el dispositivo más lejos de la fuente de potencia.

<u>Sequence-of-Operation Event Summary Report</u>					
Asymmetrical 3-Phase Fault between Ochomogo and ZeRecOchomoho_BodegasHC. Adjacent to Ze090_RecOchomogo.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.3	Ochomogo	3.361	15,3	60,3	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
60.4	Jesus Jimenez	3.033	15,4	60,4	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
75.0	Cartin	3.253	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
75.0	Casagri	3.308	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
75.0	Insermu_	3.200	15,0	75,0	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
203	Cartago	3.018	203		Phase - OC1 - 51
286	HVCB Cartago		83,3		Tripped by Cartago Phase - OC1 - 51

Figura 87 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Ochomogo

En la siguiente figura se muestra la curva característica del primer disparo con la configuración propuesta de los reconectores Ochomogo, Casagri, Cartín, Insermu, Jesús Jiménez y Cartago.

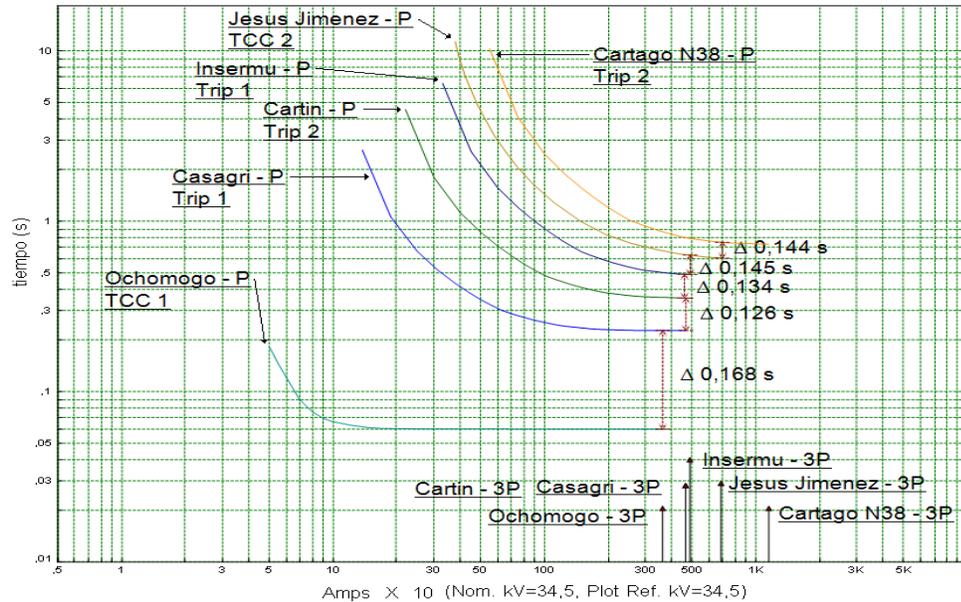


Figura 88 Curvas características propuestas de los dispositivos implicados con el cierre de reconector de enlace Insermu

En la siguiente figura se muestran los tiempos de interrupción que presentan dispositivos, simulando una perturbación trifásica cerca del reconector Ochomogo.

Sequence-of-Operation Event Summary Report					
Symmetrical 3-Phase Fault between Ochomogo and ZeRecOchomoho BodegasHC. Adjacent to Ze090 RecOchomogo.					
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60.3	Ochomogo	3.060	15.3	60.3	1st Operation - Phase - TCC 1 - TOC
230	Casagri	3.012	170	230	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
365	Cartin	2.962	305	365	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
518	Insermu	2.913	458	518	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC
727	Jesus Jimenez	2.762	682	727	1st Operation - Phase - TCC 2 - TOC
976	Cartago N38	2.748	916	976	1st Operation - Phase - Trip 1 - TOC

Figura 89 Tiempos de interrupción de una falla cerca del dispositivo Ochomogo