

DISEÑO DE UN ESQUEMA DE RECONEXIÓN AUTOMÁTICA PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS EN SIETE SUBESTACIONES TIPO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE-QUITO

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: Ingeniero Eléctrico.

“Diseño de un esquema de reconexión automática para alimentadores primarios en siete subestaciones tipo de la Empresa Eléctrica Quito S.A”

AUTOR:

JORGE PATRICIO VASCO MOLINA

DIRIGIDA POR:

Ing. ALEXANDER AGUILA TELLEZ Msc.

Quito, Febrero 2015

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD Y AUTORIZACIÓN DE USO DEL TRABAJO DE GRADO

Yo, Jorge Patricio Vasco Molina autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, Febrero del 2014

Jorge Patricio Vasco Molina

CC: 1717523649

CERTIFICA:

El Ing. Alexander Águila Téllez certifica, haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe del trabajo final de carrera: “DISEÑO DE UN ESQUEMA DE RECONEXIÓN AUTOMÁTICA PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS EN SIETE SUBESTACIONES TIPO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A” realizada por el Sr. Jorge Patricio Vasco Molina, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 20 Febrero del 2014

Ing. Alexander Aguila Tellez Msc.

DIRECTOR

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia en especial a mi Madre Beatriz Molina Calvopiña y a mi ñaña Jime, que sin su guía y oraciones en las largas noches sin dormir, no estaría culminando esta etapa especial de mi vida, y A mi Divino Niño Jesús por estar siempre junto a mi familia y a mí y no dejarme desfallecer a pesar de todas las adversidades.

Es preciso dedicar también mi trabajo al Sr. Ing. Freddy Rivera es la persona quien ha sido mi mentor en mi vida laboral y personal, de la cual he aprendido responsabilidad, humildad y don de gente.

Jorge Patricio

AGRADECIMIENTO

La gratitud es inmensa hacia muchas personas que han sido parte para el desarrollo del presente trabajo, por eso agradezco a mi director Ing. Alexander Águila que me brindo su paciencia y su ayuda incondicional que han hecho posible la culminación de este trabajo.

También agradezco a todos y cada uno de mis compañeros del Grupo de Operación y Mantenimiento de Subestaciones y al Grupo de Sistemas y Potencia de la Empresa Eléctrica Quito por dejarme crecer como persona y ser parte fundamental en mi vida profesional brindándome su experiencia, conocimientos y sencillez.

Jorge Patricio

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EQUIPO DE UNA SUBESTACIÓN	2
1.1 Equipo en subestaciones.....	2
1.1.1 Transformador de potencia.....	2
1.1.2 Transformadores de medida y protección.....	7
1.1.3 Transformadores de potencial.....	14
1.1.4 Seccionadores	18
1.1.5 Barras colectoras.....	21
1.1.6 Pararrayos.....	22
1.1.7 Sistema de puesta a tierra.....	23
1.2 Tipos de disyuntores.....	24
1.2.1 Disyuntores por el sitio de instalación	24
1.2.2 Disyuntores por el diseño externo.....	25
1.2.3 Clasificación de disyuntores por el medio de interrupción [9].....	26
1.3 Características de los interruptores.....	32
1.4 Pruebas en equipos de interrupción.....	40
1.4.1 Resistencia de aislamiento	40
1.4.2 Prueba de resistencia de contactos	43
1.4.3 Prueba de factor de disipación y capacitancia.....	45
1.4.4 Prueba de tiempos de apertura, cierre y simultaneidad de contactos	47
1.4.5 Prueba de alto voltaje DC	49
CAPÍTULO II.....	51
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	51
2.1 Tipos de fallas en sistemas de distribución	51
2.1.1 Fallas transitorias	52
2.1.2 Fallas semipermanentes	53
2.1.3 Fallas permanentes.....	53
2.2 Protecciones para un sistema de distribución.....	56
2.2.1 Objetivos básicos del sistema de protección.....	57
2.2.2 Protección de sobrecorriente	58
2.2.3 Fusibles (Definición ANSI)	62
2.2.4 Protección falla interruptor (50BF).....	63
2.2.5 Protección de sobre o bajo voltaje	63
2.2.6 Protección de baja frecuencia (ANSI 81U).....	64
2.2.7 Coordinación de protecciones.....	64
2.3 Protocolos de automatización de subestaciones	66
2.3.1 Protocolo MODBUS.....	67
2.3.2 Distributed Networking Protocol DNP3	68
2.3.3 Protocolo IEC 60870-5-101	69
2.3.4 Protocolo IEC 60870-5-103	70

2.3.5	Protocolo IEC 60870-5-104	70
2.3.6	Protocolo 61850	70
2.4	Índices de calidad de servicio para una empresa distribuidora en el Ecuador	73
CAPÍTULO 3.....		80
3	DISEÑO DE ESQUEMA DE RECONEXIÓN AUTOMÁTICA.....	80
3.1	Descripción del sistema de reconexión automática	80
3.1.1	Fundamentos del sistema de reconexión	81
3.2	Diseño de operación del sistema de reconexión.....	88
3.2.1	Circuito para reconexión.....	88
3.3	Determinación de Tiempo de operación de reconexión para el sistema de distribución	105
3.4	Esquema de reconexión para IED's y relés electromecánicos	114
CAPÍTULO IV		122
ANÁLISIS DE OPERACIÓN		122
4.1.	Índices sin el esquema de reconexión.....	122
4.2.	Índices con el nuevo sistema de reconexión automática.....	131
4.3.	Evaluación de resultados del sistema de reconexión automática.....	139
4.3.1.	Indicadores de calidad de servicio por subestación	140
4.3.2.	Energía no facturada por la EEQ.....	145
4.4.	Procedimiento de operación del sistema de reconexión automática	147
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		153
LISTA DE REFERENCIAS		157

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Núcleo de Transformador de Potencia	3
Figura 1. 2 Tipos de cambiadores de tomas bajo carga según su instalación	4
Figura 1. 3 Tipos de Cambiadores de tomas bajo carga según su instalación.....	6
Figura 1. 4 Accesorios del transformador de potencia.....	7
Figura 1. 5 Instalación de transformador de corriente	8
Figura 1. 6 Desviación angular en un transformador de corriente	9
Figura 1. 7 Tipos de transformadores por su instalación	10
Figura 1. 8 Especificación de la precisión para un transformador de corriente Norma IEC	12
Figura 1. 9 Circuito equivalente de un transformador de corriente.....	13
Figura 1. 10 Curva de saturación del núcleo del transformador	14
Figura 1. 11 Partes y diagrama de conexiones de un transformador de potencial	15
Figura 1. 12 Diagrama de transformador capacitivo.....	16
Figura 1. 13 Seccionador de apertura central.....	19
Figura 1. 14 Seccionador de rotación central.....	20
Figura 1. 15 Seccionador de apertura vertical.....	20
Figura 1. 16 Seccionador pantógrafo	21
Figura 1. 17 Disyuntores por su sitio de instalación	25
Figura 1. 18 Disyuntor con tanque vivo.....	26
Figura 1. 19 Disyuntor de tanque muerto	26
Figura 1. 20 Tipos de contactos de disyuntores en aire	28
Figura 1. 21 Disposición de las boquillas de conducción en la cámara de extinción.....	29
Figura 1. 22 Tiempo de operación para un interruptor	37
Figura 1. 23 Curva característica del voltaje de restablecimiento.....	40
Figura 1. 24 Prueba Entrada-Tierra	42
Figura 1. 25 Prueba Salida-Tierra	42
Figura 1. 26 Prueba Entrada – Salida.....	43
Figura 1. 27 Prueba resistencia de contactos	44
Figura 1. 28 Diagrama vectorial tangente delta.....	45
Figura 1. 29 Prueba GST y UST disyuntor abierto	46
Figura 1. 30 Prueba GST disyuntor cerrado	46
Figura 1. 31 Tiempo de apertura, cierre y simultaneidad.....	48
Figura 1. 32 Prueba de hipot para entrada tierra	60
Figura 2. 1 Confiabilidad de Protecciones	57
Figura 2. 2 Parámetros de las curvas IEC 225-4.....	60
Figura 2. 3 Curvas de tiempo inverso IEC-255-4	60
Figura 2. 4 Parámetros de curvas ANSI C37.112	61
Figura 2. 5 Curvas de tiempo inverso ANSI C37-112	61
Figura 2. 6 Curvas Características de fusible de medio y alto voltaje	63
Figura 2. 7 Operación de Protecciones	65
Figura 2. 8 Coordinación de Protecciones de sobrecorriente temporizada	66
Figura 2. 9 Definición de equipos según norma IEC 61850	71
Figura 2. 10 Definición de equipo bajo IEC 61850	72
Figura 2. 11 Definición IEC 61850 para el control de un interruptor	80
Figura 3. 1 Tiempo muerto por arco producido en una operación de línea.....	83
Figura 3. 2 Ciclo de operación de un disyuntor en aceite con mecanismo de operación neumático.	84
Figura 3. 3 Esquema típico instantáneo de acción de un interruptor	85
Figura 3. 4 Capacidad interruptiva de corriente simétrica	86
Figura 3. 5 Esquema de reconexión típica ante una falla transitoria.....	87
Figura 3. 6 Esquema de reconexión típica ante una falla transitoria.....	88
Figura 3. 7 Circuito típico para la función de recierre	89
Figura 3. 8 Alimentadores Primarios interconectados con fuentes en ambos extremos	90
Figura 3. 9 Configuración típica para interconexión entre alimentadores usados en la EEQ	91
Figura 3. 10 Transitorios de Voltaje y Corriente al incluir GD en un alimentador primario	93
Figura 3. 11 Diagrama Tiempo Corriente para coordinación de Protecciones	94
Figura 3. 12 Topología de red para un alimentador primario en la EEQ	94
Figura 3. 13 Coordinación de protecciones para el Primario F SE Cristianía.....	95
Figura 3. 14 Coordinación con simulación ante una falla trifásica al 50% del tramo.....	96
Figura 3. 15 Estructura de comunicaciones EEQ.....	97

Figura 3. 16 Diagrama de comunicaciones para una subestación básica	101
Figura 3. 17 Estación IEC 61850 para relés IED Siemens.....	103
Figura 3. 18 Simulación de reconexión con tiempo muerto de 34 ms	106
Figura 3. 19 Simulación de reconexión con tiempo muerto de 340 ms	107
Figura 3. 20 Coordinación de protección de sobrecorriente para primario E subestación Chimbacalle..	108
Figura 3. 21 Simulación de reconexión con tiempo muerto de 15 seg	109
Figura 3. 22 Comunicación con el relé 7SJ622.....	114
Figura 3. 23 Ajustes para la función de recierre	115
Figura 3. 24 Matriz de configuración de equipo.....	116
Figura 3. 25 Asignación de señales para lógica y comunicación.....	117
Figura 3. 26 Implementación de tecla de función.....	117
Figura 3. 27 Control de operación de interruptor.....	118
Figura 3. 28 Actualización de configuración para Gateway de la subestación.....	119
Figura 3. 29 Configuración de nuevas señales en Gateway de subestación.....	130
Figura 4. 1 Codificación para causas de desconexión según CIER	123
Figura 4. 2 TTik Para la SE Barrio Nuevo	124
Figura 4. 3 FMik para la SE Barrio Nuevo.....	125
Figura 4. 4 TTik para la SE Chimbacalle	125
Figura 4. 5 FMik para la SE Chimbacalle	126
Figura 4. 6 TTik para la SE Rio Coca.....	126
Figura 4. 7 FMik para la SE Rio Coca.....	127
Figura 4. 8 TTik para la SE Andalucía	127
Figura 4. 9 FMik para la SE Andalucía	128
Figura 4. 10 TTik para la SE Cristianía	128
Figura 4. 11 FMik para la SE Cristianía	129
Figura 4. 12 TTik para la SE Epiclachima.....	129
Figura 4. 13 FMik para la SE Epiclachima.....	130
Figura 4. 14 TTik para la SE Carolina.....	130
Figura 4. 15 FMik para la SE Carolina	131
Figura 4. 16 TTik Modificado para la SE Barrio Nuevo	132
Figura 4. 17 FMik Modificado para la SE Barrio Nuevo	133
Figura 4. 18 TTik Modificado para la SE Chimbacalle.....	133
Figura 4. 19 FMik para la SE Chimbacalle	134
Figura 4. 20 TTik Modificado para la SE Rio Coca	134
Figura 4. 21 FMik Modificado para la SE Rio Coca	135
Figura 4. 22 TTik Modificado para la SE Andalucía.....	135
Figura 4. 23 FMik Modificado para la SE Andalucía.....	136
Figura 4. 24 TTik Modificado para la SE Cristianía	136
Figura 4. 25 FMik Modificado para la SE Cristianía.....	137
Figura 4. 26 TTik Modificado para la SE Epiclachima	137
Figura 4. 27FMik Modificado para la SE Epiclachima	138
Figura 4. 28 TTik Modificado para la SE Carolina	138
Figura 4. 29 FMik Modificado para la SE Carolina	139
Figura 4. 30 Tiempo de Interrupción SE Barrio Nuevo	140
Figura 4. 31 Suspensiones reconectadas	141
Figura 4. 32 Tiempo de interrupción para la SE Epiclachima	142
Figura 4. 33 Suspensiones reconectadas	143
Figura 4. 34 Horas de suspensión sin reconexión	143
Figura 4. 35 Horas de suspensión con reconexión	144
Figura 4. 36 Horas de Desconexión de alimentadores	144

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Presión de los Transformadores de Corriente	11
Tabla 1. 2 Clases de precisión de los Transformadores de Tensión.....	17
Tabla 1. 3 Serie de Operación para un Interruptor.....	36
Tabla 1. 4 Resistencia de aislamiento en función del voltaje de prueba.....	50
Tabla 3. 1 Intervalos de tiempo muerto típicos.....	82
Tabla 3. 2 Modificación de capacidad interrumpida de un interruptor de 39kA	85
Tabla 3. 3 Generación distribuida en la EEQ.....	92
Tabla 3. 4 Tiempo de operación en función de la carga	122
Tabla 4. 1 Porcentaje de suspensiones reconectadas por subestación.....	142
Tabla 4. 2 Energía no facturada	146
Tabla 4. 3 Costo de la energía en kWh por cada subestación	147

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1.- Estadística de fallas para el período de evaluación

Anexo 2.- Clasificación de alimentadores primarios para el sistema de reconexión

Anexo 3.- Tabla de ajuste de primarios

Anexo 4.- Gráficas de coordinación para los alimentadores primarios

Anexo 5.- Planos de cableado sistema de reconexión en subestaciones intermedias

Anexo 6.- Plano de cableado del sistema de reconexión en subestaciones básicas

RESUMEN

“Diseño de un esquema de reconexión automática para alimentadores primarios en siete subestaciones tipo de la Empresa Eléctrica Quito S.A”

El presente trabajo pretende servir como un documento para la implementación del sistema de reconexión en la EEQ. En la que se ha hecho necesaria recolectar información sobre las fallas suscitadas en el período de evaluación especificado.

Con ello se lograría identificar la cantidad de fallas que fueron despejadas por la operación de la función de sobrecorriente instantánea tanto en fases como en neutro de los alimentadores primarios considerados para el trabajo de grado.

El diseño se orientó a siete subestaciones tipo en la que se puede encontrar una variedad de equipo de interrupción y de protección. Del que se hizo necesario identificar las características del equipo de interrupción, así como los ajustes de la protección de sobrecorriente y mínima tensión que posee el alimentador para conocer el impacto que podría tener la reconexión de los alimentadores .

Con ello se podía trabajar en el diseño, para establecer el número de reconexiones que podría tener el alimentador, el tiempo de reconexión que debería tener, esto con relación directa al tipo de equipo de interrupción y el mayor tipo de carga servida.

Parte del diseño es la intervención de los circuitos de control y protección en cada uno de los primarios, en los circuitos de apertura, cierre y bloqueo. Los mismos que deben tener una relación con el relé de reconexión para la operación del recierre. En diferentes subestaciones se encuentran instalados relés IED, para este caso es necesario intervenir en la lógica de operación además de habilitar la función de recierre. Además de relacionar la función de protección con la que debe iniciar el sistema de protección. Como en la EEQ posee un sistema SCADA es importante volver a levantar los parámetros de comunicación IEC 61850 para poder tener las alarmas en las consolas de operación del centro de control, se hace necesario volver a configurar el protocolo y actualizar el gateway, con lo que no se afectara la operación en telemando y trabajar a la par con la función de reconexión habilitada.

ABSTRACT

"Designing an automatic reclosing scheme for primary feeders in seven substations in Empresa Eléctrica Quito S.A."

This paper aims to serve as a document for the implementation of the system of reconnection in EEQ. Has become necessary in which to gather information about the failures raised in the specified evaluation period.

The result would be to identify the number of failures that were cleared by the operation of the instantaneous overcurrent function in both phases and neutral primary feeders considered for undergraduate work.

The design was oriented to seven type substations where you can find a variety of equipment and protective interruption. Which was necessary to identify the characteristics of equipment breakdown and settings overcurrent and under voltage, who owns the feeder to know the impact it could have the reconnection of the feeders.

This could work on the design, to establish the number of reconnections that could have the feeder, the reconnection time it should have, that direct the type of equipment breakdown and the largest type of load served relationship.

Part of the design is the intervention of control and protection circuits in each of the primary, in circuits opening, closing and locking. These must have a relationship with reclosing relay for the operation of reclosing. In different substations are installed relays FDI, in this case it is necessary to intervene in the operating logic also enable reclose function. In addition to link protection function whit reclosing relay. As in EEQ has a SCADA system is important to re-build the communication parameters IEC 618 050 to have alarms on consoles operation control center, it is necessary to reconfigure the protocol and update the gateway, which no remote control operation is affected and work on par with reconnection function enabled.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad las empresas distribuidoras en el Ecuador están sujetas a regulaciones con lo que respecta a la calidad de servicio, en las que están en la obligación de prestar un servicio bajo un determinado nivel de calidad. El mismo que se establece en la regulación, de igual manera deviene la entrega de este servicio de una manera continua.

En la que se enmarca el número permitido de desconexiones que un agente distribuidor puede tener, pero también se indica el tiempo máximo que puede tener cada suspensión. Por lo que cada empresa distribuidora debe emprender acciones en las que su servicio no sea suspendido por factores innecesarios como por ejemplo: la falta de poda de árboles cercanos, aislamiento deficiente en la red de distribución, calibración deficiente de protecciones

Las empresas distribuidoras han hecho todo lo posible y creando estrategias para poder cumplir este cometido al reducir el número de desconexiones en sus primarios.

Es imposible tener un índice de desconexiones igual a cero debido a que un sistema de distribución tiene un entorno con el medio ambiente, con la fauna, la flora en el caso de ser rural, pero en el caso de ser urbano interactúa con personas, edificaciones. Por lo que están expuestas a fallas, la operación de las diferentes protecciones es inminente y necesaria con la finalidad de salvaguardar la integridad de las instalaciones y del personal.

La experiencia práctica manda que un alto número de desconexiones sean motivadas por agentes externos los mismos que intervienen de manera temporal, que se despejan automáticamente sin la intervención ajena de un personal. Con ello se llega a la conclusión que con la operación de la unidad de sobrecorriente instantánea que se lo relaciona con un cortocircuito con la probabilidad alta que por la acción del mismo se despeje y sea temporal.

Con lo que el mayor número de fallas de este tipo pueden ser reconectadas en un corto tiempo sin la necesidad de enviar a un personal auxiliar, previniendo despachar recursos innecesariamente. Por lo que se ha tomado como alternativa la operación del sistema de reconexión debe ser eficiente y segura evitando al mínimo la intervención de factores externo como operadores, retardo en comunicaciones, entre otras. Haciendo que el tiempo de desconexión sea prolongado.

CAPÍTULO I

EQUIPO DE UNA SUBESTACIÓN

El presente capítulo se trata sobre el equipo principal de maniobra del cual consta una subestación de energía eléctrica como son transformadores de instrumento, transformadores de potencia, mallas de puesta a tierra, así como también barras colectoras, disyuntores, se realiza una descripción breve sus características principales, tipos, además de su constitución.

Se da más énfasis al tratar el tema de los interruptores de potencia también conocidos como disyuntores. Sus componentes principales, tipos, principales aplicaciones, la respuesta de cada equipo a una falla en un sistema eléctrico de Potencia debido a que son objeto de estudio para el presente trabajo de grado.

1.1 Equipo en subestaciones.

Todo el equipamiento de alta tensión en una subestación esta dimensionado y dispuesto bajo un diseño previo de coordinación de aislamiento, dimensionamiento, especificación técnica, esto depende del diseño. Con ello se puede disponer de una ubicación y dimensiones en el interior de la subestación.

Una subestación eléctrica es un punto dentro del sistema de potencia en el cual se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de minimizar las pérdidas y optimizar la distribución de la potencia por todo el sistema. Por lo que son parte fundamental del sistema de potencia y radica la importancia de su adecuada construcción y diseño.

1.1.1 Transformador de potencia.

El transformador de potencia es una máquina estática la cual mediante inducción electromagnética transforma tensiones y corrientes alternas o pulsantes entre dos o más devanados a la misma frecuencia y usualmente a valores diferentes de tensión y corriente [1], [2] [3].

La identificación básica de un transformador está constituida por su potencia nominal, la tensión primaria que es la que se aplica al transformador, la tensión secundaria es la obtenida en los bornes de salida del grupo de conexión.

La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de realizar el

transporte de energía eléctrica a larga distancia a voltajes elevados para reducir las pérdidas resistivas ($P = I^2 * R$), que dependen de la intensidad de corriente. El transformador es un dispositivo primario que, de acuerdo con su relación modifica los parámetros eléctricos, (tensión y corriente) operando como elevadores o reductores.

1.1.1.1 Parte activa del transformador.

Se define a la parte activa al circuito magnético que forman las bobinas y el núcleo del transformador las mismas que se encuentran separadas del tanque principal del transformador, [3].

- **Núcleo:** El núcleo de los transformadores está formado por chapas delgadas de acero magnético al silicio de grano orientado laminado al frío con aislamiento inorgánico en ambas caras. Las láminas del núcleo son aseguradas por una estructura de prensado que permite reducir las vibraciones, el nivel de ruido y los sobrecalentamientos.



Figura 1. 1 Núcleo de Transformador de Potencia

Fuente: Transformador Siemens 20/27/33 SE Olímpico EEQ S.A

La función principal del núcleo es guiar el flujo magnético creado por las corrientes que atraviesan los devanados, además que permite el acople magnético entre los devanados primario y secundario. Las pérdidas en un transformador se debe a la corriente alterna que atraviesa por su núcleo por ello se fabrican de láminas de espesores que estén entre 0.23 a 0.3 mm.

- **Devanados:** Los devanados se fabrican con conductores redondos, rectangulares, barras y flejes de cobre electrolítico, es el material que mejor conductividad eléctrica presenta. En la mayoría de casos los conductores son

aislados con papel clase A0, el que se caracteriza por su elevada rigidez dieléctrica, su resistencia altas temperaturas y especialmente por su aptitud para trabajar en aceite dieléctrico. El asilamiento entre espiras debe cumplir requerimientos de tensión, corriente, robustez mecánica, estructura de asilamiento.

- **Bastidor:** Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromecánicos que se desarrollan durante la operación del transformador. En la Fig. 1.1 se indica el bastidor de un transformador de potencia. Con sus anclajes además de cables de conexión hacia el cambiador de tomas bajo carga de las distintas derivaciones del transformador.
- **Cambiador de derivaciones:** Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de un transformador. Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

En el mercado eléctrico existen múltiples diseños de cambiadores pero predominan los de inmersión y maleta. El de inmersión es el que está dispuesto totalmente en el interior del transformador en una cuba exclusiva, el tipo maleta va adosado a la cuba del transformador de la misma manera en una cuba exclusiva pero al no estar en el interior de la cuba del transformador se hace más fácil su mantenimiento Fig. 1.2.



Figura 1. 2 Tipos de cambiadores de tomas bajo carga según su instalación

Fuente: Cambiador de tomas bajo carga Siemens power transmission and distribution transformers

El mantenimiento de este dispositivo es de suma importancia se lo debe realizar en función del número de actuaciones que presente el equipo según las recomendaciones del fabricante. Como se indicó la regulación de voltaje se lo realiza con el cambiador de derivaciones, para que sea automático debe ser motorizado y complementado con un relé de regulación el que se encarga de controlar la tensión en función de la señal de entrada y su voltaje de consigna. Se muestra en la Fig. 1.3

1.1.1.2 Parte pasiva

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa y donde se acoplan los accesorios y partes especiales; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador [1], [2].

- **Tanque principal:** El tanque principal está conformado por láminas lisas de acero laminado en frío con bajo contenido de carbono, soldadas entre sí, con refuerzos que admiten presiones de hasta 1 bar y vacío total. Su función principal es la de absorber la expansión del aceite y alojar en su interior al circuito magnético. Además de dar soporte a los demás accesorios del transformador. En la Fig. 1.3 se muestra el tanque principal abierto y la modelación de diseño del mismo tanque.
- **Tanque conservador:** este tanque se instala en la parte superior del transformador anclado al tanque principal mediante soportes adecuados. Su función principal es compensar la expansión del aceite dieléctrico, producto de las variaciones de temperatura. Al interior del tanque se encuentra una membrana de compensación elástica. La expansión del aceite es compensada con la bolsa de caucho, cuando se incrementa el volumen de aceite, el aire sale de la bolsa y en caso de disminuir el volumen de aceite el aire entra en la bolsa. Con ello precautela las propiedades dieléctricas del aceite en el interior del transformador; así como también evitar las condensaciones por humedad y el ingreso de agua a la cuba del transformador. En la Fig. 1.3 se indica la membrana elástica y el tanque conservador.

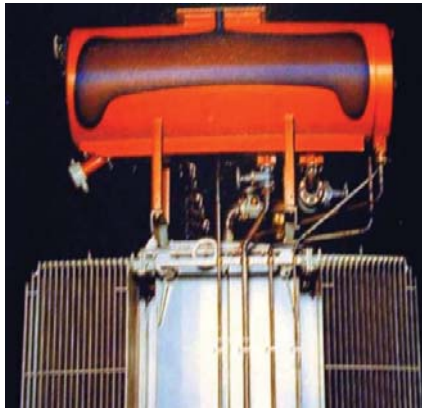


Figura 1.3 Tipos de Cambiadores de tomas bajo carga según su instalación

Fuente: Accesorios de Transformadores de Potencia Siemens Abril 2007

- **Radiadores:** Con el fin de aumentar el área de contacto de la lámina de acero con el aceite caliente y así dispar el calentamiento de los devanados, se instalan los radiadores adosados al tanque principal. La refrigeración de los devanados se realiza a través del aceite que por el fenómeno de convección, pasa por los radiadores y con ayuda del aire circundante baja la temperatura en el interior del transformador. Se muestra en la Fig. 1.4.
- **Ventiladores:** Es uno de los equipos más usados como ventilación forzada, se activan por la acción de sensores de temperatura instaladas estratégicamente en el transformador. Esta emite una señal, en función de la temperatura adecuada activan los ventiladores. Se muestra en la Fig. 1.4.
- **Relé de gas:** Generalmente se encuentra instado entre la cuba y el tanque de expansión. Si ocurre algún desperfecto en el interior del transformador, se producen burbujas las que por su densidad suben hacia el tanque de expansión. Antes del ingreso al tanque conservador se encuentra esta protección que emite una señal de alarma para el paro del equipo. Se muestra en la Fig. 1.4.
- **Pasa tapas o boquillas:** Son los terminales que unen los cables de salida de los devanados que se encuentran en el interior del transformador. Se coloca aisladores para aliviar la tensión mecánica, favorecer la sujeción al circuito de la subestación, además de limitar la exposición de los terminales y cuba a la intemperie. Se muestra en la Fig. 1.4



Figura 1. 4 Accesorios del transformador de potencia

Fuente: Fundamentos de transformadores de potencia Siemens abril 2007

1.1.2 Transformadores de medida y protección

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a valores no peligrosos y normalizados las características de tensión y corriente de un circuito eléctrico.

Con el objeto de evitar la conexión directa entre la alta tensión que sería peligroso para el personal de ejecución y se debería implementar tableros con aislamiento especial [4]. Normalmente los transformadores de medida se construyen con sus secundarios a valores normalizados, con valores de corriente de 5 amperios o tensiones de 120 voltios. El objetivo de tener este tipo de valores normalizados es para seguridad del personal, reducir costos en construcción de tableros, materiales, y no usar instrumentos especiales costosos. Con los transformadores de medida se hace posible que se realicen mediciones relativamente lejos del punto en el que se encuentran instalados, pero no más allá de 100 o 150 metros para no complicar la medición [5], [4] [2], [6].

1.1.2.1 Transformadores de corriente

Un transformador de corriente es utilizado en una subestación para obtener una medida de la corriente del circuito primario en el que se encuentra instalado, esta medida es proporcional a la corriente en alta tensión. Un transformador de corriente se instala en serie al equipo que se desea medir y proteger Fig. 1.7. El valor de medida proporcional que se obtiene en el secundario del transformador de corriente puede ser 1 o 5 amperios, en la práctica son los valores más utilizados, estos valores se encuentran normalizados [7].

Cuando se trabaja con estos equipos energizados puede ser extremadamente peligroso en particular cuando se deja abierto un circuito secundario puede resultar en voltajes peligrosos en el lado secundario que causan daños al personal de operación y al equipo. El voltaje producido en el primario del transformador ocasiona danos graves al asilamiento causando una falla en el lado primario, pudiendo causar su destrucción. [5].



Figura 1. 5 Instalación de transformador de corriente

Ref.: www.aab.com

Un transformador de corriente idealmente la relación de transformación o RTC¹ se encuentra dado por Ec. (1):

$$RTC = \frac{I_P}{I_S} = \frac{N_S}{N_P} \quad (1)$$

Para obtener una tensión secundaria es necesario un flujo en el núcleo, en el que se reduce la fuerza electromotriz por vencer la reluctancia del mismo. Dando una corriente secundaria menor y con una desviación de ángulo respecto a los 180 grados deseables como puede verse en la Fig. 1.8

¹ Relación de Transformador de Corriente

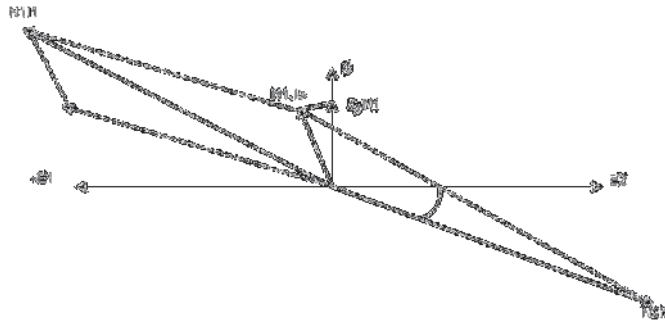


Figura 1. 6 Desviación angular en un transformador de corriente

Fuente: Transformadores de corriente EEQ S.A

Con ello se produce un error de relación, haciendo necesario una corrección mediante un factor que involucra la RTC real con la nominal de la siguiente manera Ec. (2).

$$RCF = \frac{\text{Relacion Real } \left(\frac{I_p}{I_s}\right)}{\text{Relacion Nominal}} \quad (2)$$

$$\text{Porcentaje (\%)} = 100 * RCF \quad (3)$$

Obteniendo un factor de error que viene dado en porcentaje como se indica en la Ec (3). El error de ángulo no tiene efecto sobre algunos instrumentos tales como amperímetros o relés de sobre corriente pero este efecto es notable importancia en relés de distancia y medidores de energía.

1.1.2.2 Tipos de transformadores de corriente:

Los tipos de transformadores de corriente que generalmente se usan en una subestación, se clasifican por:

- Por su Instalación
- Por su Aplicación

1.1.2.3 Transformadores de corriente por su instalación

Los transformadores de corriente se pueden instalar de acuerdo la necesidad de la subestación y el diseño propuesto.

Pueden ser de servicio interior, es decir que se instalen dentro de un recinto cerrado

que puede ser una cabina, o un cubículo, etc. Generalmente son pequeños, se usan para tensiones medias su aislamiento se fabrica a base de resina que soportan condiciones de funcionamiento y climatológicas Fig. 1.6a.

Los transformadores de servicio exterior se emplean para tensiones superiores a los 100 kV, se usa como aislante el papel o resinas sumergidos en aceite dieléctrico. Están montados sobre una columna de aisladores, para la instalación se usan boquillas de porcelana o terminales de sujeción para su montaje Fig. 1.6b.

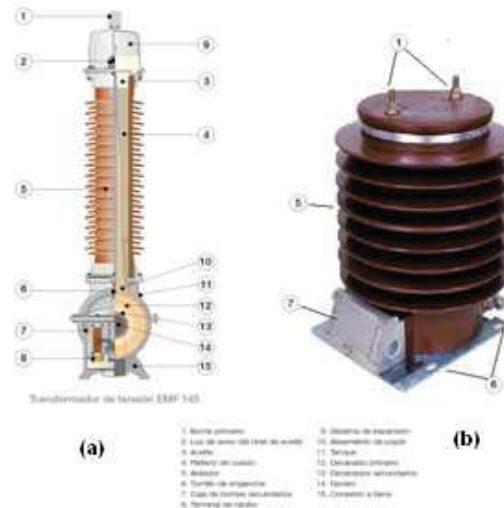


Figura 1. 7 Tipos de transformadores por su instalación

Fuente : Buyers guide ABB current transformers reference

1.1.2.4 Transformadores de corriente por su aplicación

Los transformadores de corriente son usados para realizar medición indirecta de las líneas de alta tensión. Conociendo la corriente que pasa por el circuito de alta tensión podemos establecer parámetros de protección para el sistema. Así como también conocer la demanda del sistema, con ello se pueden estructurar planes de operación, mantenimiento. Un transformador de corriente puede tener en un mismo equipo uno o varios devanados de las dos características, facilitando el montaje y el cableado de señales hacia los tableros de control y protección. Con ello se hace fácil el montaje de equipos de medición y protección dedicados con la exactitud necesaria para cada tarea.

1.1.2.5 Transformadores de corriente para medición:

Los transformadores de corriente para medición poseen la característica principal de replicar fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente circulante. La precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10 por ciento, hasta un exceso de corriente del 20 por ciento sobre el valor nominal [6], [5].

Para los transformadores de corriente la precisión es un factor determinante, porque son requeridos para contadores de energía, equipos de calidad de energía. Estos parámetros son importantes para las transacciones económicas de compra y venta de energía.

La precisión de un transformador de corriente está relacionada con el error de relación de transformación y el error de ángulo. Los errores se producen por el error de ángulo que se produce en el equipo y la calidad del circuito magnético fabricado.

La clase de precisión de un transformador de medida está caracterizada por un número (índice de clase) que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento para la corriente nominal primaria para una carga definida.

Las clases de precisión de los transformadores de corriente para medida estandarizada son: 0.1, 0.2, 0.5, 1 y 3. A continuación en la Tabla 1.1 se muestra las clases de precisión que existen además de su aplicación.

CLASE DE PRECISION PARA LOS TC'S	
CLASE	Aplicacion
0,1	Laboratorio
0,2	Laboratorio, Patrones Portatiles, contadores de gran precision
0,5	Contadores normales y aparatos de medida
1	Aparatos de cuadro
3	Para usos en los que no se requiere una mayor precision

Tabla 1. 1 Presión de los Transformadores de Corriente

Ref. Introducción a los transformadores de corriente [4]

1.1.2.6 Transformadores de corriente para protección

Los transformadores de corriente para protección están dedicados a los circuitos de protección del sistema de potencia, quiere decir que siempre están conectados a relés de protección. Se requiere de estos equipos una particularidad que es la de conservar

fidelidad ante una falla hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

La norma IEC 60044-12, la que especifica la exactitud seguido de la letra P además del número de veces la corriente nominal del transformador al que se garantiza la exactitud indicada Fig. 1.8

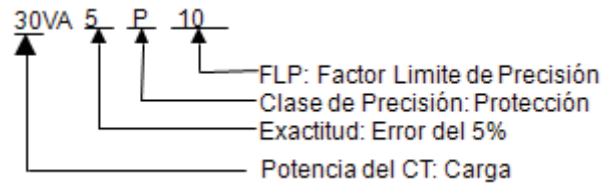


Figura 1. 8 Especificación de la precisión para un transformador de corriente Norma IEC

Fuente: Curso de protecciones eléctricas Siemens Colombia

La norma IEEE C57.13-1993³ señala que para un transformador de corriente usado para la conexión de protecciones esta descrita por la letra C cuando puede ser descrita mediante cálculo, o por la letra T que se puede obtener a través de pruebas físicas. La letra es seguida por un número correspondiente al máximo voltaje en terminales del secundario del transformador de corriente que se producirá a 20 veces la corriente nominal secundaria con un error no mayor al 10 por ciento. Los rangos de valores que generalmente se obtienen son 100, 200, 400 y 800 voltios. Para un transformador de relación de transformación de 2000:5 el voltaje leído por la curva de excitación es de 496 voltios, como este valor es menor a 800 y mayor a 400 por tanto este equipo será clase C400.

1.1.2.7 Características principales de los transformadores de corriente.

- **Corriente primaria:** Por el efecto del aumento de carga del sistema o por un corto circuito, la corriente primaria puede exceder a la corriente nominal, produciendo un aumento proporcional en la corriente de excitación y en la corriente secundaria, [6]. Un aumento considerable de la corriente primaria puede causar entonces la saturación del núcleo del transformador. A partir de ese momento el aumento de la corriente secundaria no es proporcional a la corriente del primario es más lenta, es cuando se considera que dicho transformador se ha saturado.

² Norma IEC 60044-1 Instrument Transformers Part I: Current Transformers

³ Norma IEEE C57.13-1993 : Standart Requirements of Instrument Transformers

- **Carga secundaria:** Es el valor de la impedancia en ohms, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los equipos de medición y protección conectados en serie con el secundario y que corresponden a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria. La carga también puede ser expresada en volta-amperios con su factor de potencia, obtenidos a un valor especificado de corriente y de frecuencia.
- **Límite de cortocircuito:** Es la corriente de cortocircuito máxima que puede soportar un transformador de corriente durante un tiempo que va entre 1 y 5 segundos. Como límite las normas establecen como una densidad de corriente de 143 A/mm^2 durante un segundo de duración de cortocircuito.
- **Saturación del núcleo:** la corriente de magnetización de un transformador de corriente depende de la sección y la longitud del circuito magnético, del número de espiras que tenga el devanado y de las características del material. Producto de la corriente de magnetización se producen los errores de relación y ángulo en el transformador de la Fig. 1.9 se indica el circuito equivalente del transformador el que muestra que el voltaje en la impedancia del transformador es directamente proporcional a la corriente secundaria. De lo que se concluye que la corriente primaria se incrementa al igual que la corriente secundaria hasta llegar a un punto donde el núcleo comienza a saturarse y la corriente de magnetización llega a ser lo suficientemente alta para producir un error excesivo.

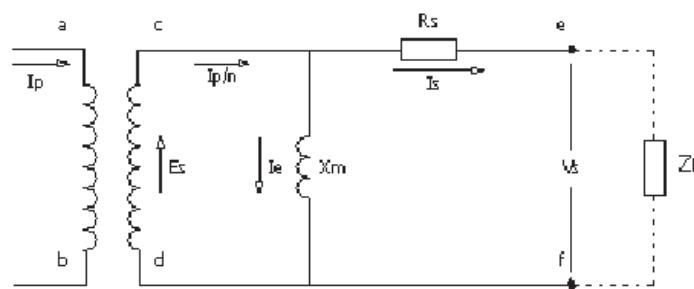


Figura 1. 9 Circuito equivalente de un transformador de corriente

Fuente: Protección de sistemas eléctricos Samuel Castaño [5]

A este punto se le denomina punto de inflexión o punto de saturación que se lo define como el punto en el cual un incremento del 10 por ciento en el voltaje de

excitación produce un incremento del 50 por ciento en la corriente de excitación
Fig. 1.10.

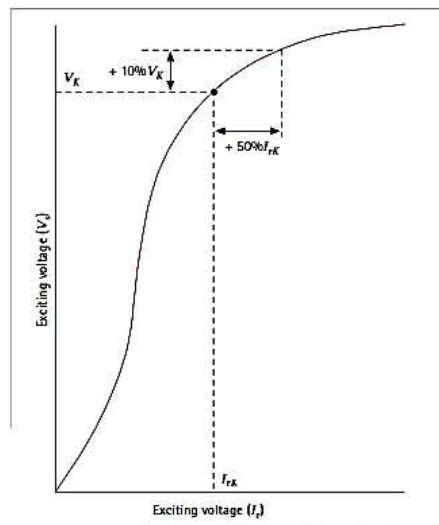


Figura 1. 10 Curva de saturación del núcleo del transformador

Fuente : Areva book current and voltage transformers.

1.1.3 Transformadores de potencial

Son los aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la tensión primaria aunque ligeramente desfasada. El primario se conecta en paralelo con el circuito a medir y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que requieran la señal de voltaje, [5].

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente se fabrican con aislamiento de resinas sintéticas para tensiones bajas o medidas, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

1.1.3.1 Tipos de transformadores de potencial.

Generalmente existen 2 tipos de transformadores de Potencial que se utilizan en subestaciones por su construcción y diseño.

- **Transformadores de potencial inductivos.**

Poseen dos devanados primario y secundario y un núcleo de hierro, su circuito

equivalente es igual que un transformador de potencia. Existen para conexión fase – tierra y también para conexión entre fases Fig. 1.11. Estos equipos pueden tener uno o varios devanados secundarios, prácticamente se utilizan dos uno para protección y otro para medición.

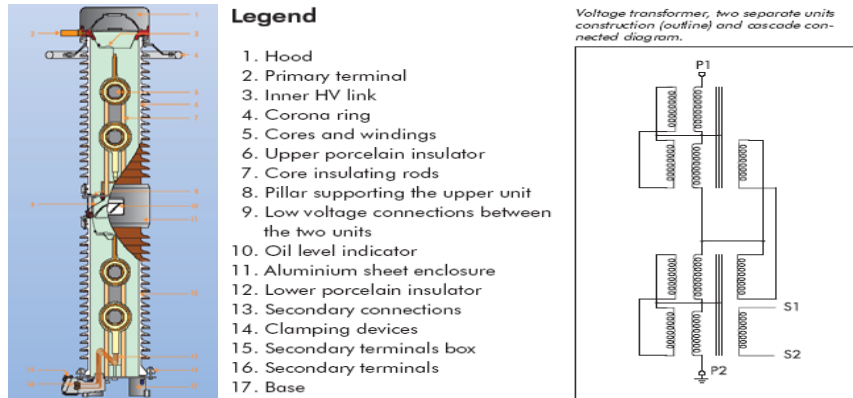


Figura 1. 11 Partes y diagrama de conexiones de un transformador de potencial

Fuente: ABB Buyers Guide

- **Transformadores de potencial capacitivos**

En este tipo de transformadores de potencial la reducción se la hace mediante un divisor capacitivo, el voltaje de salida en los bornes del transformador es afectado por la carga. Para mantener la exactitud se usa un capacitor de alto voltaje en el lado del punto de conexión al que se lo conecta con un transformador para tener un voltaje reducido Fig. 1.12

El error se mantiene entre los valores aceptables además que este tipo de transformador tiene mejor comportamiento transitorio que los inductivos por la relación con la impedancia de carga que está referida al voltaje secundario. Si el voltaje del primario colapsa el voltaje del secundario se mantiene por varios milisegundos por la combinación de los circuitos resonantes de la carga y el punto de conexión.

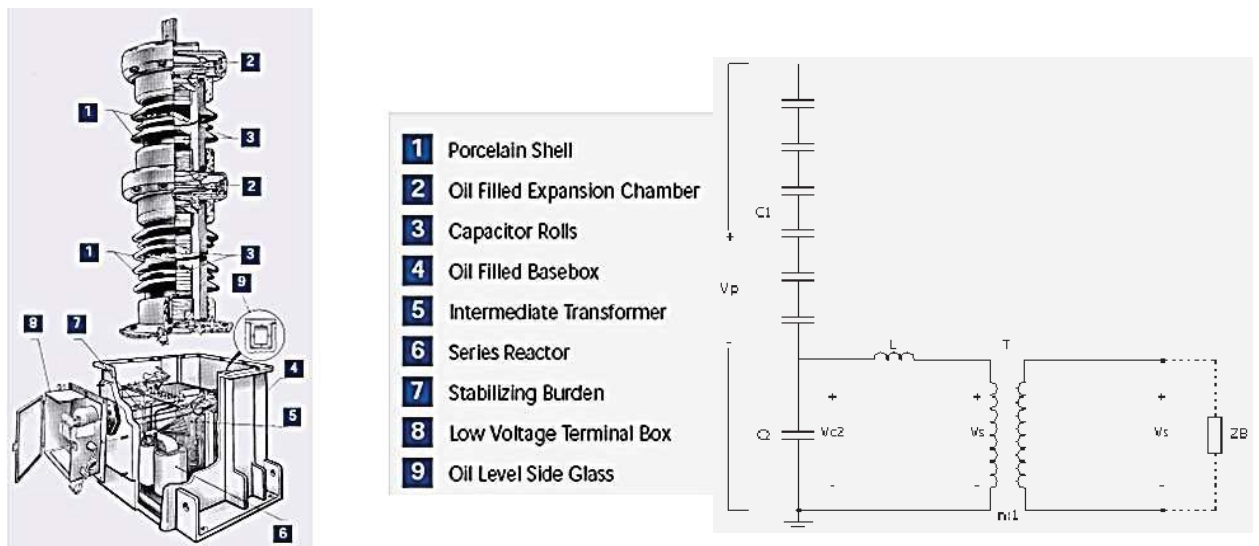


Figura 1. 12 Diagrama de transformador capacitivo

Fuente: www.artech.com

1.1.3.2 Transformadores de potencial por su aplicación

Las dos aplicaciones principales para los que se utilizan los transformadores de potencial son: para medición y protección. Para los circuitos de medición se necesitan mayor precisión que los circuitos de protección por ello generalmente se usan dos secundarios caso contrario se usa un secundario para alimentar los circuitos de medición y protección.

- **Transformadores de potencial de medición**

Estos equipos están destinados para obtener una medición confiable y precisa del sistema de alta tensión, se emplea para alimentar contadores, indicadores, analizadores de energía, o equipos que requieran mayor precisión.

La precisión para estos equipos está dada por un número índice de clase, que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento, cuando el transformador trabaja a una carga de precisión y a tensión primaria nominal. La precisión se mantiene cuando la tensión primaria nominal se encuentra entre 80 y 100 por ciento, y el transformador alimenta a una carga establecida entre 25 y 100 por ciento, a esta carga se la denomina carga de precisión; la misma que se asegura que el transformador puede alimentar sin modificar sus parámetros nominales.

En la tabla 1.2 se indican las clases de precisión para los transformadores de tensión.

Clases de Precisión para Transformadores de Tension	
CLASE	Definición
0,1	Laboratorio
0,2	Laboratorio, patrones portatiles, contadores de precisión
0,5	Contadores normales, Aparatos de medida
1	Aparatos para cuadro
3	Para usos en los que se requiera mayor precision

Tabla 1. 2 Clases de precisión de los transformadores de tensión.

Fuente: Introducción a los transformadores de medida [4]

- **Transformadores de potencial para protección**

La clase de precisión para un transformador de potencial para protección representa el error de tensión máximo, expresado en porcentaje. El error especificado deberá cumplirse para un rango de entre 5 por ciento de la tensión asignada y el valor de tensión correspondiente al factor de tensión asignado para todas las cargas entre 25 y el 100 por ciento de la carga nominal con un factor de potencia de 0,8 inductivo, este valor es seguido de la letra P. Las clases de precisión normalizadas según IEC son 3P y 6P.

1.1.3.3 Características de los transformadores de potencial

- **Tensión primaria:** Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación
- **Tensión secundaria:** Los valores normalizados, según ANSI son de 120V para aparatos de hasta 25 kV y de 115V para tensiones superiores a 35 kV, y 230V para circuitos secundarios largos.
- **Error de tensión:** Es el error que un transformador introduce en la medida de una tensión, que la relación de transformación real difiere de la asignada. Este es expresado en porcentaje E_c .

$$\text{Error de Tension} = \frac{(K_n \mu_s - \mu_s)}{\mu_p} * 100\% \quad (4)$$

K_n : Relación de Transformación asignada

μ_p : tensión primaria real

μ_s : Tensión secundaria correspondiente a la tensión μ_p
en las condiciones de la medida

1.1.4 Seccionadores

Los seccionadores son equipos de maniobra usados para separar visiblemente circuitos en una subestación. El seccionamiento tiene como propósito fundamental el aislar visiblemente una parte o un equipo de una subestación con el propósito de realizar un mantenimiento o reconfiguración del sistema de potencia con la finalidad de dar continuidad al servicio.

Están constituidos básicamente de unas pletinas longitudinales, las mismas que poseen un mecanismo motriz para poder realizar apertura o cierre, el que puede ser activado manualmente o motorizado. Estos equipos son parte del automatismo de una subestación por lo que poseen enclavamientos que se requieren cumplir para poder operar adecuadamente estos equipos, evitando una mala operación que ponen en riesgo inminente al personal operativo como también la integridad del equipo primario.

1.1.4.1 Clasificación de seccionadores:

La clasificación de los seccionadores puede ser muy extensa, pero radica en las necesidades de las subestaciones además de los requerimientos técnicos. Los avances en cuanto a tecnología ha sido posible realizar montajes en sitios con mayor facilidad a pesar de contar con un espacio reducido. Las dos clasificaciones más importantes son: por su función y por construcción.

1.1.1.1.1. Clasificación de seccionadores por su función

- **Seccionadores de maniobra:** Las funciones que definen a estos equipos son las de hacer paso directo o (bypass), ayudar con las necesidades operativas del sistema, aislar equipos como interruptores, barraje, transformadores. Los seccionadores solo pueden maniobrar cuando hay entre sus terminales una variación mínima de tensión, interrupción de corrientes mínimas, y restablecimiento de equipos en el sistema.
- **Seccionadores de puesta a tierra:** Poner a tierra componentes del sistema en

mantenimiento como líneas de transmisión, barraje, bancos de transformadores, bancos de condensadores. Esta maniobra se realiza para tener la plena certeza que el equipo en mantenimiento está libre de tensiones peligrosas y evitar accidentes.

1.1.1.1.2. Clasificación de seccionadores por su construcción

- **Seccionadores de apertura central:** Originan espaciamentos entre fases mayores que los demás, para mantener la separación fase a fase especificada, es más crítico este efecto debido al incremento de la tensión en la subestación Fig. 1.15. Los brazos de contacto se encuentran en los extremos que giran hacia dentro para realizar el cierre del seccionador.



Figura 1. 13 Seccionador de apertura central

Fuente: CIDET Operación de subestaciones

- **Seccionadores de rotación central:** Pueden ser de 3 columnas, existen varios tipos de seccionadores horizontales, los que al girar la parte central un resorte ayuda a su cierre. Por otro lado los extremos del seccionador poseen 2 cuchillas que al girar arrastran simultáneamente para abrir, o existe otro tipo de seccionador la columna gira y en su parte superior esta la parte móvil, las columnas de los extremos son fijas y tienen mordazas para sujetar la parte móvil Fig. 1.14.

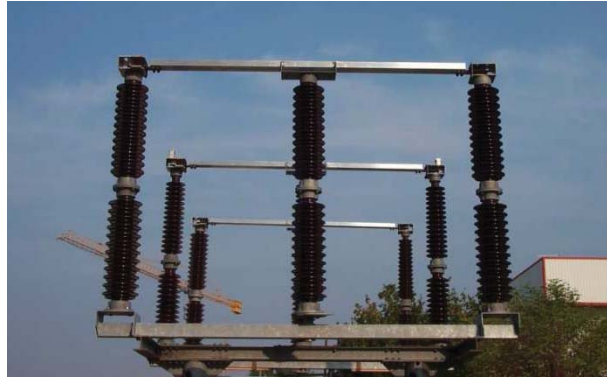


Figura 1. 14 Seccionador de rotación central

Fuente: CIDET Operación de subestaciones

- **Seccionador de apertura vertical:** Generalmente se usan en tensión de 300 kV a 800 kV por llevar reducidos anchos de campo, usan un resorte para compensar el peso de la hoja y ayuda a cerrar la cuchilla, en uno de sus extremos se ubica el mecanismo para que la hoja suba para la apertura y baje para cerrar la hoja descansa en el extremo adyacente cuando está cerrado Fig. 1.15.



Figura 1. 15 Seccionador de apertura vertical

Fuente: CIDET Operación de subestaciones

- **Seccionador pantógrafo:** Físicamente no ocupan gran espacio, los polos del seccionador no requieren que se encuentren alineados, como es necesario al montar un seccionador tipo columna giratoria. Está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de pantógrafos, la parte fija

se conecta a un cable, la parte móvil al irse elevando se conecta con la mordaza fija del circuito.



Figura 1. 16 Seccionador pantógrafo

Fuente: CIDET Operación de subestaciones

1.1.5 Barras colectoras

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se usan como conexión común entre diferentes circuitos de una subestación como: generadores, transformadores, bancos de capacitores, líneas de transmisión. En las barras colectoras es importante características como: buena conductividad, alta capacidad de corriente, buena resistencia a cortocircuitos, superficies lisas, excelente resistencia a la corrosión, ligereza.

Una subestación puede tener uno o más juegos de barra que agrupen algunos circuitos, los que pueden ser a un solo nivel de voltaje o diferentes entre sí. Para el diseño de un juego de barras se deben considerar distancias de seguridad, apoyos, herrajes y demás accesorios, porque están sometidos a esfuerzos estáticos y dinámicos propios de su instalación y normal funcionamiento.

Las barras colectoras pueden ser rígidas o flexibles, las rígidas generalmente se construyen de tubo y las flexibles con cable trenzado. Los materiales principalmente más usados para la construcción del barraje en una subestación son: cobre y aluminio, porque cumplen los requerimientos que exige la construcción de un barraje en una subestación.

1.1.6 Pararrayos.

Son dispositivos usados en subestaciones para protección contra sobretensiones, están formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por las descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra de interruptores y desbalance del sistema.

Son instalados de forma permanente en el circuito, protege a los equipos de maniobra de la subestación de las sobretensiones que se presentan en el sistema.

Su función es conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión, se comporta como aislador mientras la tensión aplicada no exceda un valor determinado. Caso contrario se comporta como conductor y se encarga de conducir a tierra la sobretensión.

1.1.6.1 Clases de pararrayos

- **Cuernos de arqueo:** Estos pararrayos son los más primitivos y pueden estar formados por uno o varios explosores en serie, van instalados a la línea a proteger, un extremo se lo conecta a la parte viva del circuito y el otro lado va conectado hacia tierra.

El inconveniente que tiene este tipo de pararrayos que la corriente de descarga debido a la ionización del aire es un cortocircuito a tierra que se lo debe despejar con la apertura de un interruptor.

- **Pararrayos convencionales o auto valvulares:** Están formados por una serie de resistencias no lineales, consiste en uno o varios descargadores en serie con una o varias resistencias no lineales en serie. Estos elementos se encuentran alojados en una capsula de porcelana, las resistencias evitan que una vez iniciada la descarga en los descargadores se produzca una corriente permanente logrando acortar la distancia entre los electrodos consiguiendo así mejorar la sensibilidad al pararrayos. Los cilindros de material semiconductor logran disminuir la resistencia en presencia de la sobretensión y aumentar su resistencia casi al infinito cuando la tensión regresa a su valor nominal.
- **Pararrayos de óxido de zinc:** Para este tipo de pararrayos se usan varistores de óxido de zinc conectados en serie como elemento activo, poseen una placa relevadora de presión en caso de producirse una sobrepresión interna, esta se rompe y permite escapar la presión producida por los gases en el interior, sin

causar daños laterales. Estos dependen de la curva corriente-voltaje de los varistores, la resistencia es menos lineal haciendo que la conducción sea a un voltaje mayor que el nominal, y cierra la conducción cercanamente a cero cuando la conducción regresa a un valor normal.

- **Pararrayos de polímeros:** Incorpora un nuevo diseño, este tiene una carcasa de polímero, su envoltura interna está constituida por fibra de vidrio, esta provee de una resistencia mecánica mayor a comparación de sus similares. Los descargadores por estar alojados en polímero poseen una capacidad de fallos hasta de 20000 A en 10 ciclos. Este tipo de pararrayos es más seguro

1.1.7 Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra es una protección del tipo pasiva que se encuentra enterrada bajo el suelo una profundidad determinada que puede estar entre 50 cm a 150 cm [1], [8] [2]. Está constituida básicamente de un sistema de electrodos interconectados dispuestos de forma horizontal (conductores de cobre desnudo) y verticalmente (jabalinas), abasteciendo, surtiendo una superficie equipotencial a la que son conectados todos los equipos de la subestación, la humedad del suelo favorece directamente a la resistividad del suelo, las condiciones ambientales hacen que esta resistividad se modifique. Para obtener una resistividad más homogénea se usan jabalinas, las que son insertadas en el suelo y hace posible alcanzar capas de suelo con una humedad más constante y eso hace que las condiciones ambientales exteriores no modifiquen mayormente la resistividad del suelo y con ello la resistencia de puesta a tierra.

Las jabalinas contribuyen a la disipación de la corriente a capas inferiores con menor resistividad, también a eliminar los gradientes de tensiones de toque y de paso en los extremos de la malla.

1.1.7.1 Componentes de un sistema de puesta a tierra

- **Conductor:** Los conductores utilizados en los sistemas a tierra son de cable de cobre de calibres arriba de 4/0 AWG por razones mecánicas pero mediante cálculos eléctricos puede usarse cables de cobre hasta de 2 AWG. Pero para sistema tipo anillo se han usado cables de cobre hasta de 1000 MCM, lo más recurrente y usual es cable 4/0 AWG. El diseño debe contemplar: operaciones defectuosas de relés teniendo que soportar el tiempo suficiente hasta que la

protección de retaguardia despégela falla, futuras expansiones de la subestación, es más económico aumentar el tamaño del conductor al inicio del diseño que tener que cambiar o reforzar los conductores ya instalados.

- **Jabalinas:** Son varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirve para encontrar zonas más húmedas en capas más profundas del suelo, los electrodos se fabrican con tubos o varillas de hierro galvanizado recubierto de una lámina de cobre (copperweld). Se usa este tipo de electrodos debido a la excelente conducción que posee el cobre así como también su alta resistencia a la corrosión y su resistencia mecánica.
- **Accesorios y conectores:** Se utiliza este tipo de materiales para poder unir diferentes tramos de cable de puesta a tierra según se ha contemplado el diseño de la malla a tierra. Los métodos comúnmente usados son los de uniones con abrazaderas con perno de sujeción o suelda exotérmica. La suelda exotérmica es el procedimiento en el que se unen tramos de cable mediante la fusión de los mismos por calor, los que dependiendo de la forma requerida se utilizan moldes para dar forma a la unión,

1.2 Tipos de disyuntores

El disyuntor es uno de los equipos utilizados en una subestación, de su operación depende el despeje de una falla en sistema eléctrico de potencia, [9]. Como una de sus funciones principales está la de insertar o retirar de un circuito energizado, conectar o desconectar maquinas, líneas de transmisión, cables subterráneos, etc. El interruptor está diseñado para apertura o cierre bajo condiciones de carga, de ahí radica su función principal que es abrir circuitos y poder interrumpir corrientes eléctricas en condiciones de cortocircuito. Estos equipos se diseñan para ser capaz de despejar corrientes capacitivas, inductivas de varios cientos de amperios.

Actualmente existen varios tipos de interruptores de alta tensión, debido a su instalación, por su diseño externo, por el elemento que interviene en la cámara de interrupción. Esta clasificación es arbitraria depende de criterios pero es la más usada para definir los tipos de interruptor usados hasta la actualidad

1.2.1 Disyuntores por el sitio de instalación

Los interruptores de alta tensión pueden ser utilizados en instalaciones interiores o

exteriores según los requerimientos del diseño de la subestación.

Los interruptores para instalación interior son diseñados para ser usados e instalados en edificaciones, compartimientos a prueba de agua, etc. Los niveles de voltaje comúnmente usados están entre 4,6 kV y 34.5 kV. Estos interruptores generalmente están embebidos en celdas compactas para facilitar su instalación, además de complementarlos con accesorios como tablero de mando y control, transformadores de medida, bujes de conexión al circuito externo Fig. 17.

Los disyuntores para uso exterior por su tamaño son utilizados para medio y alto voltaje, la diferencia principal es la estructura, los compartimientos que posee. En muchos casos los demás elementos que constituyen el disyuntor son los mismos Fig. 1.17.

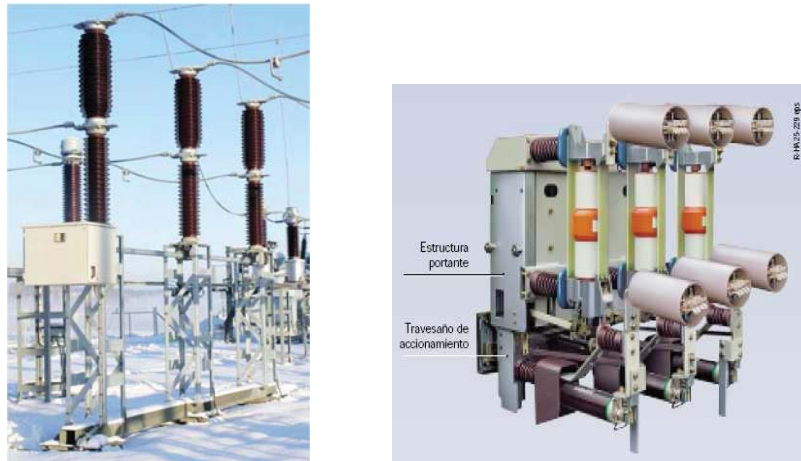


Figura 1. 17 Disyuntores por su sitio de instalación

Fuente: www.siemens-energy.com, www.abb.com

1.2.2 Disyuntores por el diseño externo

Para esta clasificación se considera el diseño de la estructura física del interruptor, pueden ser de tanque vivo o de tanque muerto.

Se denomina tanque vivo cuando el interruptor posee su cámara de extinción en el interior de un tanque el que se encuentra a potencial diferente de tierra es decir sin aterrizar. Se caracterizan por formar tanques de diámetro reducido formando polos, los que son montados sobre una columna de aisladores soporte. La conexión hacia el circuito se lo realiza directamente desde sus conectores de salida Fig. 1.22.

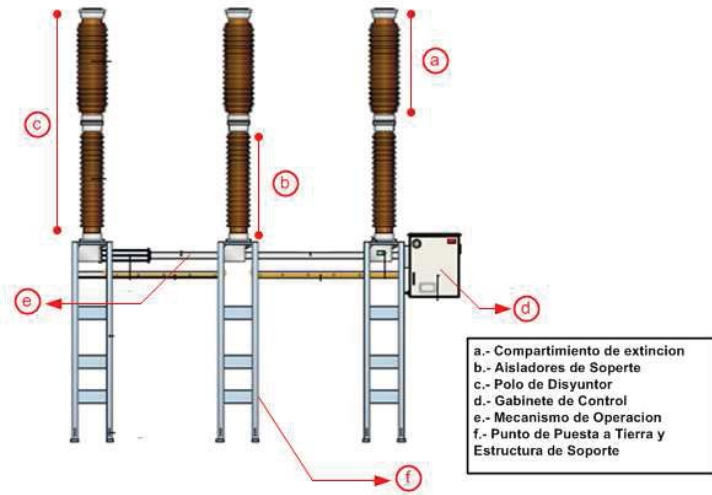


Figura 1. 18 Disyuntor con tanque vivo

Fuente: Buyer's guide live tank circuit breakers Siemens Energy

Los interruptores que poseen tanque muerto son aquellos que poseen su cámara de extinción en el interior de un tanque que esta aterrizado, es decir se encuentra al mismo potencial de tierra. Generalmente se utiliza pasa tapas para instalar los bujes de conexión los que servirán para la instalación al circuito Fig. 1.19.

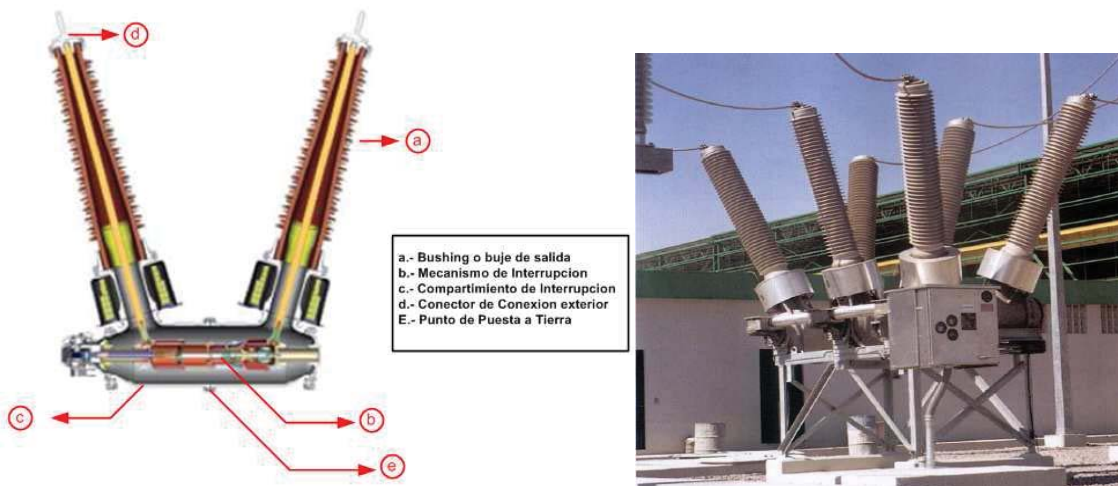


Figura 1. 19 Disyuntor de tanque muerto

Fuente: High Voltage Circuit Breakers: Trends and Recent Developments Siemens Energy

1.2.3 Clasificación de disyuntores por el medio de interrupción [9]

En el desarrollo de la tecnología en interruptores de potencia, muchos factores

intervienen en el diseño de estos equipos. El medio de interrupción y el aislamiento empleados para la construcción son motivo de estudio, debido a la interacción que estos tienen con el arco eléctrico producido por la operación de los equipos en estado normal o de falla.

Existen hasta la actualidad varios medios de interrupción, que pueden ser gas (aire, SF_6 ⁴), vacío, aceite dieléctrico. La elección del medio de interrupción que tenga el disyuntor, ha sido motivo de discusión durante varios años. Pero esto se reduce a que tan fiable es el medio de interrupción al aplicarse en campo. Los requerimientos de extinción de arco se basan en muchos estándares, los mismos que se fundamentan en las características de operación de los disyuntores.

1.2.3.1 Disyuntores de interrupción en aire

Este tipo de interruptores nacen de un concepto muy básico al usar el aire como medio de interrupción a presión atmosférica normal, des ionizando el gas por la acción enfriadora del aire. Considerando que el arco producido puede estirarse y aumentar su resistencia por longitud y confinamiento.

Cuando se produce la interrupción en este tipo de equipos el aumento de la resistencia es tan alto que la corriente de cortocircuito desciende, la corriente y el voltaje entran en fase. Reduciendo la diferencia de fase entre el voltaje del sistema y la corriente de cortocircuito, así se tiene la seguridad que cuando se interrumpa la corriente de arco a su valor cero, el voltaje de restablecimiento tenga un valor bajo.

La energía disipada en el arco en estos equipos es muy elevada, con esto se limita la aplicación de estos disyuntores a mediana y baja potencia.

- **Principio de funcionamiento**

El interruptor más sencillo de este tipo es el que está compuesto por dos contactos principales, semejantes a los cuernos de un toro Fig. 1.20a. Al estar cerrado el interruptor sus contactos principales se encuentran juntos formando una superficie de contacto entre sí. Para abrir el interruptor es necesario desplazar sus contactos principales, se produce un arco al que se lo va alargando a medida del desplazamiento de los contactos principales del interruptor. El arco se encamina continuamente a través de los cuernos, cuando estos se encuentran totalmente separados el arco se alarga de una punta hacia la otra ocasionando su enfriamiento y extinción. Este tipo simple de

⁴ Hexasulfuro de Azufre

interruptor se limitó a voltajes hasta 500 V por la cantidad de energía que tiene que ser disipada.

Se realizaron mejoras en el diseño del disyuntor al incluir unas platinas de metal montadas sobre una base de material aislante, pero conservando el principio de funcionamiento original. Incluir las platinas de metal es con el propósito de dividir el arco en un cierto número de arcos en serie, logrando extinguir rápidamente el arco entre las paredes de las platinas de metal por difusión. El enfriamiento del arco está en función de la distancia existente entre las platinas, si hay mayor distancia entre las platinas de metal el arco se enfriara en un mayor tiempo esto se indica en la Fig. 1.20

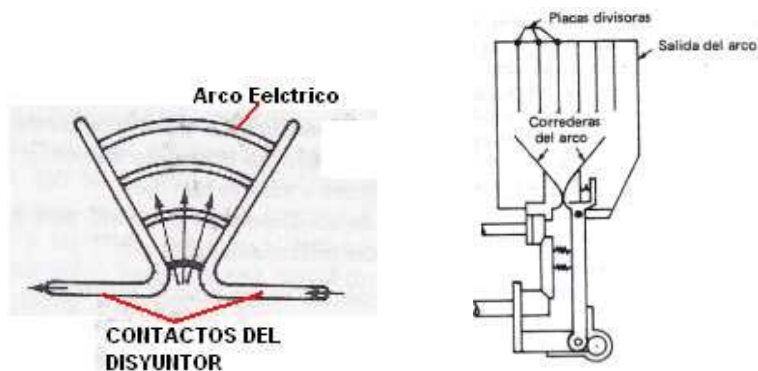


Figura 1. 20 Tipos de contactos de disyuntores en aire

Fuente : High voltage circuit breakers [9]

1.2.3.2 Disyuntores a sople de aire

Este tipo de interruptores usan la capacidad dieléctrica que tiene el aire a presiones elevadas, haciendo de esto una ventaja sobre el uso de otros gases que pueden usarse en la cámara de extinción. La necesidad de obtener mayores velocidades de interrupción por requerimientos operativos de los sistemas eléctricos hace posible el desarrollo de este tipo de interruptores,

- **Principio de funcionamiento.**

Los interruptores de sople de aire es el mismo, emplea un sople de gas a alta presión que recorre de manera transversal a los contactos del interruptor.

Los gases que se pueden usar son: nitrógeno, bióxido de carbono, hidrogeno y freón; se los ha dejado de lado a pesar de sus buenas características dieléctricas por el costo de

producción, de sus accesorios para su manejo, o por su facilidad de congelarse en las partes del interruptor debido a las altas presiones a las que son sometidos. Con ello trae la conclusión que el aire comprimido es una alternativa viable para el uso en las cámaras de extinción. El aire a presión no sufre congelación por las presiones a las que es sometido, no tiene costo de producción por lo cual es más barato, además que los accesorios para su manejo y conducción tienen un costo bajo en el mercado.

El interruptor posee un grupo de contactos fijos y móviles, que al momento de abrir se van separando de manera uniforme formando un arco. La apertura de este tipo de interruptores se la realiza mediante un relé auxiliar que activa la parte mecánica que hace posible la separación de los contactos, este relé activa primero las válvulas de descarga y seguidamente se realiza la apertura de contactos.

Las válvulas están ligadas a unas boquillas construidas generalmente de teflón, para limitar los efectos abrasivos que puede lograr el aire por la alta presión a la que sale. Su función principal es canalizar la mayoría del aire a presión y dirigirla hacia el arco logrando así enfriarlo. Para poder enfriar el arco más rápido se han diseñado arreglos de boquillas que su posición sea axial, radial, o cruzada esto hace que la circulación del aire sea mayor y el arco se extinga en menor tiempo Figura 1.21.

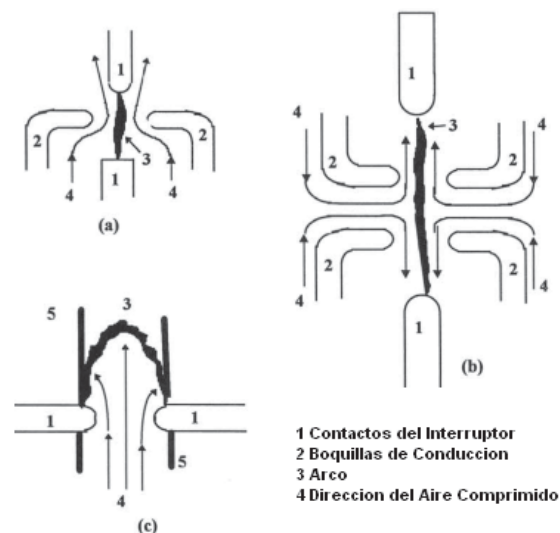


Figura 1. 21 Disposición de las boquillas de conducción en la cámara de extinción

Fuente: High voltaje circuit breakers

La velocidad del aire comprimido va en función de la separación de los contactos del

interruptor, aumentando rápidamente para establecer la resistencia dieléctrica entre los contactos de interruptor así también soportar la tensión de restablecimiento producida por la extinción del arco. El arco se extiende a lo largo de la cámara de extinción y lo va enfriando por la acción del aire comprimido, la extinción total de arco se da con la primera corriente por cero. El gas caliente y los productos del arqueo son expulsados hacia la atmosfera por la válvula de descarga del interruptor y cerrando posteriormente las válvulas para una nueva operación permaneciendo los contactos abiertos. Para el momento de cierre el circuito de cierre mediante un relé auxiliar dedicado al cierre acciona el mecanismo del interruptor liberando los contactos móviles hasta lograr la unión de los contactos.

1.2.3.3 Disyuntores en aceite

Se emplea las propiedades del arco para la extinción del mismo, al romper las moléculas de aceite se genera hidrogeno y otros gases en menores cantidades para arrastrar, enfriar y comprimir el plasma del arco así des ionizarlo en un proceso de auto extinción.

Anteriormente se pensaba que al sumergir los contactos del interruptor en aceite se evitaba la formación del arco, los experimentos demostraron que esto no ocurre. Al producirse el arco el calor lo evapora inmediatamente, y lo disocia en carbón un 20 porciento, hidrogeno 60 porciento gaseoso a alta presión, acetileno 20 porciento. El hidrogeno gaseoso tiene conductividad térmica por lo que se produce el enfriamiento de la columna del arco y de los contactos, efecto que a su vez aumenta el voltaje de ignición y extingue. El hidrogeno por su conductividad térmica enfría el arco tan rápido que el voltaje requerido para la re ignición es de 5 a 10 veces mayor que el requerido para disyuntores de aire. Una ventaja adicional que presta el aceite es proveer de aislamiento ente los contactos después de que el arco se ha extinguido, y asilar los contactos principales de partes aterrizadas de la estructura del interruptor.

Las desventajas de usar aceite como medio de extinción de arco son: es inflamable, puede formar una mezcla explosiva con el aire, por la descomposición que sufre al momento del arqueo se producen partículas pequeñas de carbón, reduciendo la resistencia dieléctrica del aceite, por lo que se requiere de un mantenimiento periódico además de cambio programado.

Las interrupciones de las altas corrientes de cortocircuito generan presiones extremadamente elevadas que deben controlarse de manera segura. De hecho estas

presiones se usan para extinguir el arco.

- **Principio de funcionamiento**

Los contactos del interruptor están confinados en una cámara cilíndrica llamada cámara de corte, esta permitió controlar adecuadamente el arco y reducir el tiempo de arqueo. La cámara de corte, está construida por materiales aislantes mecánicamente resistentes a las presiones producidas en el momento del arqueo. La cámara de corte encierra en su interior a los contactos del interruptor, está provista por un orificio por el cual el contacto móvil ingresa para cerrar el interruptor.

Al abrir este tipo de interruptores, separan sus contactos principales. En el interior de la cámara de corte se produce una burbuja de gas, la que produce una alta presión en el interior de la cuba. Si existe una mayor corriente de arco la presión ejercida por los gases producto del arco aumenta produciendo una alta turbulencia y la extinción del arco se produce con arcos más cortos. La presión en la cámara debe tener un balance, la necesaria para romper el arco pero no la suficiente para explotar la cámara.

Con el avance del diseño se han logrado producir interruptores con el mismo principio de operación pero con avances significativos en la cámara de interrupción logrando tener interruptores con una cámara de menor tamaño y con un menor volumen de aceite. Estos equipos pueden ser usados en aplicaciones que no requieren un gran espacio, son más amigables con el medio ambiente debido a que los posibles derrames de aceite son en volúmenes reducidos, lo que no sucede con interruptores de este tipo pero en gran volumen de aceite.

1.2.3.4 Disyuntores en hexafluoruro de azufre SF₆

En este tipo de disyuntores se usa las propiedades dieléctricas que posee el SF₆, es 5 veces más pesado que el aire, es químicamente muy estable es inodoro, inerte, no flamable y no toxico. Estas cualidades las hacen muy llamativas para el uso de este gas en las cámaras de interrupción, pero económicamente es caro de producir y no es amigable con el ambiente ya que este gas favorece el efecto invernadero. Al producirse el arqueo los productos de la descomposición del gas son electronegativos lo que permite una captura de electrones a una temperatura relativamente elevada.

El voltaje de arco permanece bajo hasta instantes antes de que la corriente se haga cero,

con eso se logra que la energía del arco no sea elevada. En consecuencia la resistencia dieléctrica se eleva rápidamente y permite al disyuntor soportar el voltaje de recuperación aun en condiciones extremas de interrupción.

Dieléctricamente es superior 2.5 veces más que el aire a presión atmosférica pero puede llegar a 5 veces a presiones mayores, y es 30 por ciento mayor que el aceite a presión atmosférica.

- **Principio de funcionamiento**

El gas se encuentra a una presión mayor a la presión atmosférica cercano a 14 kg/ cm², las distancias de aislamiento se reducen en el interior logrando soportar al menos el doble de la tensión fase – tierra.

El resorte de disparo acciona los contactos móviles por esta acción mecánica se produce un arco entre el contacto fijo y el contacto móvil, por las propiedades dieléctricas del gas se produce la descomposición del mismo en fluoruros metálicos los que se depositan como una película de polvo no conductora e inofensiva. La distancia entre los contactos hace que el arco se alargue y el SF₆ a una presión mayor lo enfríe rápidamente. Por la presión producida por el arco el dieléctrico se eleva rápidamente haciendo que la tensión de restablecimiento sea menor logrando una extinción del arco efectiva sin secuelas adicionales.

1.3 Características de los interruptores

Se refiere a los valores característicos que definen las condiciones de trabajo para las que está diseñado y construido el interruptor. El mismo que debe permitir transmitir en forma continua la corriente a plena carga sin elevación excesiva de la temperatura además de soportar las fuerzas electrodinámicas producidas en el arqueo.

La razón fundamental del interruptor es lograr interrumpir en condiciones de seguridad las corrientes de falla. Las capacidades interruptivas de los diferentes tipos de interruptores están dadas por diversas especificaciones de estándares.

- **Voltaje nominal:** En condiciones normales de operación, el voltaje no es constante en ningún punto del sistema. Un fabricante debe garantizar la operación perfecta del interruptor a un voltaje nominal máximo que por lo general es mayor que el voltaje nominal del equipo.
- **Corriente nominal:** Es la corriente límite de diseño, la que un interruptor puede

conducir de manera continua, sin rebasar el límite de elevación de la temperatura observable, el parámetro de referencia es la temperatura ambiente. Para sitios cerrados no debe superar los 40 grados centígrados.

Si los interruptores tienen contactos de plata o aleaciones de cobre y plata no debe pasar los 55 grados centígrados. Con un buen mantenimiento las condiciones del interruptor pueden mantenerse y así conservar la elevación de la temperatura producida en el interruptor.

- **Corriente de cortocircuito:** Es el valor máximo de corriente simétrica que el equipo puede interrumpir con seguridad. Después de una falla la corriente de cortocircuito comienza a descender desde un valor inicial alto hasta un valor sostenido.

El interruptor comienza a abrir sus contactos un poco después que el cortocircuito se produce por lo tanto la corriente que se interrumpe es menor que el valor inicial de la corriente de cortocircuito.

- **Corriente de interrupción:** Se define según IEC⁵ la corriente de interrupción se define como la corriente que pasa por el polo en el instante de la separación de los contactos. Esta corriente está dada por dos componentes que son la simétrica y la asimétrica.

La corriente simétrica de interrupción se la corriente de valor RMS de corriente alterna que pasa por el polo en el instante de la separación de los contactos, de la Se tiene que:

$$I_{sym} \frac{ab}{\sqrt{2}}$$

La corriente asimétrica de interrupción es el valor RMS de la corriente total que comprende las componentes de AC y DC de la corriente de cortocircuito que pasa por el polo por la separación de los contactos del interruptor.

$$I_{asym} = \sqrt{\left(\frac{ab}{\sqrt{2}}\right)^2 + (bc)^2}$$

- **Capacidad de interrupción:** la capacidad de interrupción está ligado

⁵ IEC: Comisión Nacional Electrotécnica

directamente por las componentes simétrica y asimétrica de la corriente de cortocircuito.

Para la capacidad interruptiva simétrica se define como el valor de la corriente simétrica que puede interrumpir el disyuntor a un voltaje dado de recuperación y a un voltaje dado de restablecimiento como valor de referencia.

Se comprende que el interruptor requiere un factor K en tiempo, para poder interrumpir un rango de la corriente de cortocircuito. Para disyuntores modernos este factor esta entre los 5.2 segundos, para los interruptores que son más antiguos el factor K se encuentra mayor a los 5.2 segundos, para este tipo de interruptores el factor está definido a continuación.

$$\text{Rango de } I_{cc} \times \left(\frac{\text{Rango Voltage Máximo}}{V \text{ de Operación}} \right)$$

Para Corrientes de falla línea a tierra la capacidad de interrupción está dada por un 15 por ciento mayor. Para la capacidad interruptiva asimétrica se entiende por la capacidad que tiene un interruptor para satisfacer todos los requisitos de cortocircuitos relacionados a menos que haya una contribución de un generador o de la relación X/R, su constante no debe ser mayor a 45 ms. Se requiere que un disyuntor sea capaz de interrumpir una corriente asimétrica establecida por la componente de la corriente continua a un tiempo adecuado de apertura de los contactos del interruptor como se señala en la norma IEEE C37.04. - 1999⁶

- **Corriente de restablecimiento:** involucra la corriente de corriente total, es decir incluyendo a las componentes de corriente continua y corriente alterna. Puede expresarse en función del valor instantáneo de la corriente tomado en la primera cresta de la onda de corriente.

La capacidad nominal de restablecimiento de un disyuntor es la que corresponde a un voltaje nominal, dada por: Capacidad nominal de restablecimiento = $1.8 \times \sqrt{2}$ x capacidad simétrica de interrupción = 2.55 x capacidad simétrica de interrupción. Se emplea un factor de 1.8 por la asimetría presente en la corriente de cortocircuito.

⁶ IEEE Standart Rating Structure for AC High Voltage Circuit Breakers

- **Corriente nominal de corto tiempo:** es la corriente RMS que el interruptor puede conducir en su posición cerrado, sin sufrir daño alguno para un intervalo de tiempo especificado para corto tiempo. Normalmente viene dado en Kilo Amperios (KA) para un periodo de 1 a 4 segundos, y se les conoce como la capacidad nominal a 1 y 4 segundos.
- **Frecuencia nominal:** Es la frecuencia a la que está diseñado y construido el interruptor para funcionar correctamente, también es un factor el cual involucra el tiempo en el que la corriente cruza por cero, parámetro que la gran mayoría de interruptores usa para la extinción del arco. Generalmente evaluando el desempeño de los interruptores a una frecuencia de 60 Hz la interrupción es más difícil que para 50 Hz.
- **Servicio nominal de operación:** El servicio nominal de operación de un interruptor se refiere a el número de operaciones unitarias y a intervalos entre operaciones establecidos de un disyuntor. En base a este parámetro se establece la operación de auto restablecimiento.

Para interruptores que no se los pueden usar con autor establecimiento existen dos alternativas:

$$O - t - CO - t' - CO$$

$$O - t'' - CO$$

Y para interruptores que pueden ser usados con autor restablecimiento:

$$O - 0 - CO$$

Entendiendo las expresiones como:

O = Operación de apertura

C = Operación de cierre

CO = Cierre seguido de apertura

t, t', t'' = intervalos de tiempo

t y t' = son expresados en minutos

t'' = expresados en segundos

Los interruptores poseen mecanismos para asegurar un cierre o una apertura

total, generalmente se realizan interbloqueos entre apertura y cierre, con contactos auxiliares ligados mecánicamente a los contactos principales del interruptor. Con esto se asegura que cuando un interruptor se esté cerrando termine su ciclo de cierre, y no se origine otro comando de apertura de interruptor, a esto se lo conoce como un anti rebote que permite mantener la apertura o cierre del interruptor y no dar paso a los dos a la vez. Esto es muy importante al usar en circuitos donde el interruptor sea usado con reconexión. Consiguiendo también asegurar el tiempo que requiere el interruptor para desionizar los elementos que componen la cámara de interrupción, cuidando la integridad del equipo y no disminuir la capacidad del interruptor pudiendo causar una mala operación.

Para equipamiento de interrupción, se permite realizar hasta 30 OC en una hora, sin exceder el límite térmico y mecánico del interruptor.

Existen interruptores con ciclo de servicio capaces de realizar tareas de restablecimiento rápido pero deben cumplir el siguiente esquema de operación:

O – 15s – CO – 3 min – CO

O – 0.3s – CO – 3 min – CO

En la tabla 1.6 se indica la serie de operación que debería tener un interruptor con retardos de tiempo necesarios.

Max recharging time after CO operation	Stored energy requirements
15 s	OCO ^a
30 s	Two CO ^b
30 min	Four CO
Over 30 min	Five CO

^aOCO = open-close-open
^bCO = close-open

Tabla 1. 2 Serie de Operación para un Interruptor

Ref.: IEEE Standard C37.04- 1999 Rating structure for AC high voltage circuit breakers

En la figura 1.22 se indica la operación normal de un interruptor considerando los tiempos de operación.

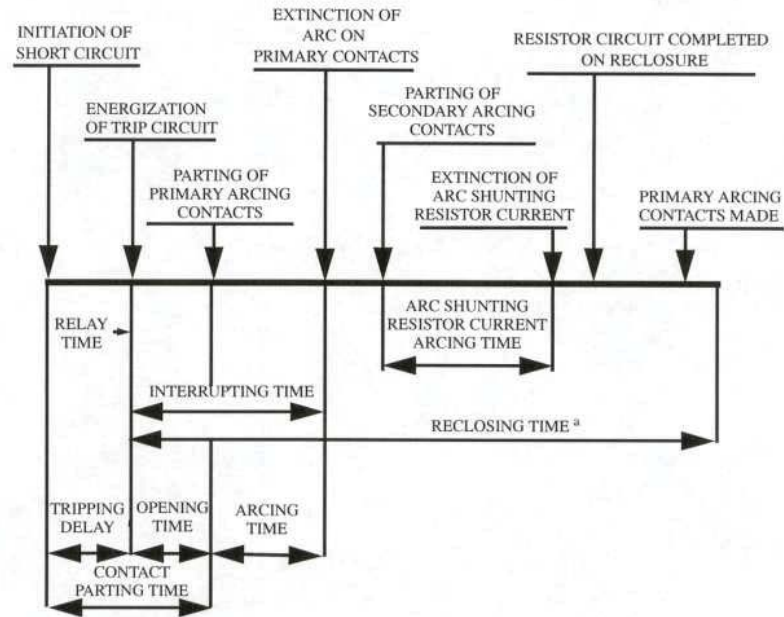


Figura 1. 22 Tiempo de operación para un interruptor

Ref: IEEE Standard C37.010.1999 Application guide for AC high voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis

- **Tiempo de interrupción:** Se define como el máximo intervalo de tiempo permisible entre la energización del circuito de disparo a un rango controlado de voltaje a condiciones mecánicas adecuadas y la interrupción de la corriente por los contactos principales del interruptor.

Según norma IEEE C37.010.1999 para fallas línea a tierra el tiempo de interrupción no debe exceder 0.1 ciclos. Para fallas asimétricas puede exceder el rango de interrupción establecido en el interruptor más un 0.2 ciclos. Para fallas asimétricas a tierra, la última fase en ser despejada es 0.3 ciclos más lenta que el rango de interrupción. De ocurrir una falla, y se supera el rango de tiempo de interrupción sumado el tiempo de preparación del mecanismo del interruptor el sistema puede tener implicaciones de estabilidad.

El tiempo de retardo permisible para un interruptor se encuentra en relación con la corriente de cortocircuito que este puede soportar a través de él. Con la consideración adicional que al atravesar dicha corriente por el interruptor el calor producido no debe sobrepasar el límite térmico del interruptor y el tiempo de prueba de cortocircuito. Este tiempo de retardo viene dado por:

$$T = Y \left[\frac{(\text{Rango de Corriente de Cortocircuito})}{\text{Corriente de Corto Circ. a traves del interruptor}} \right]^2$$

Obteniendo Y de la siguiente:

$$I = \sqrt{\frac{1}{Y} \int_0^T i^2 dt}$$

$$\int_0^T i^2 dt = Y(\text{Rango de Corriente de Cortocircuito})^2$$

Dónde:

I = Corriente a través del interruptor

i= Corriente instantánea RMS

t= Tiempo en segundos

T= Periodo

- **Tiempo mínimo de re cierre:** Se define el tiempo de re cierre de 0.3 segundos. Este tiempo permisible cuando el re cierre se lo realice a rango controlado de voltaje y presión en la cámara de interrupción del disyuntor. Es necesario un retardo de tiempo externo adicional para que los componentes del interruptor se desionizen. [10].

$$R = 100 - D(\text{en porcentaje})$$

De donde D se obtiene:

$$D = d_1(n - 2) + d_1 \frac{(15 - t_1)}{15} + \frac{(15 - t_2)}{15} + \dots$$

D = Reducción total en factor (%)

d_1 = Factor calculado por D de capacidad interruptive simetrica a voltaje de operación (%)

n = Número total de aperturas

t_1 = primer tiempo de intervalo menor a 15 segundos

t_2 = segundo intervalo de tiempo menor a 15 segundos

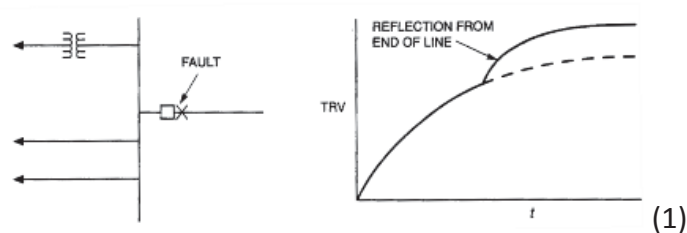
- **Voltaje transitorio de restablecimiento:** En pruebas realizadas a interruptores a corrientes de cortocircuito se ha evidenciado que en las interrupciones de corrientes de cortocircuito depende de un número de factores que se los considera como condiciones de severidad.

Las ondas de corriente y de voltaje demuestran que al efectuarse la interrupción del circuito, independiente de la corriente cero de la señal de corriente, el voltaje que aparece entre los extremos de los polos del disyuntor tiene una particularidad para su funcionamiento adecuado.

Efectuada la interrupción inmediatamente después se produce un voltaje en los extremos del interruptor al que se le conoce como voltaje de restablecimiento, y después de que se desvanecen las oscilaciones transitorias alcanza un voltaje nominal, entonces se lo conoce como voltaje de recuperación. Al voltaje de restablecimiento se lo define como el voltaje RMS de frecuencia normal que aparece entre los polos del disyuntor después de la extinción final del arco.

Al voltaje de restablecimiento se lo define como el voltaje transitorio que existe en la pausa de corriente cero o en gran proximidad al alcance de dicha pausa, durante el tiempo de arqueo.

La forma de onda característica para el voltaje de restablecimiento puede ser del tipo exponencial o triangular o una combinación de ellas. Toma la forma exponencial cuando el primer polo abre y se interrumpe una falla simétrica no a tierra Figura 1.23.1. Toma la forma triangular cuando la falla es muy cercana al interruptor, se produce un pico muy elevado de voltaje en corto tiempo y se reducen en un corto tiempo también Figura 1.23.2.



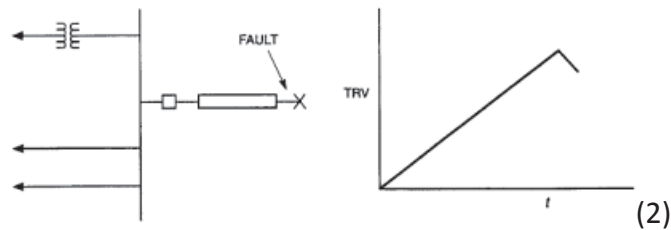


Figura 1. 23 Curva característica del voltaje de restablecimiento

Ref: IEEE C37.011.1994 Application guide for transient recovery voltage for AC high voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis

- **Características del voltaje de restablecimiento:** El voltaje de restablecimiento viene dado por una amplitud que es la relación del valor máximo del voltaje transitorio al valor máximo del voltaje de la frecuencia del sistema.

Al ser un transitorio el voltaje de restablecimiento tiene un régimen de elevación del voltaje definido como la pendiente de la tangente, se expresa en voltios por microsegundo.

A valores más altos de frecuencia natural, se puede relacionar con regímenes de elevación de voltaje más elevados. Con ello se entiende que el servicio de un interruptor usado a frecuencia natural alta es mucho más intenso ocurriendo lo contrario a frecuencias bajas.

1.4 Pruebas en equipos de interrupción.

Los equipos de alta tensión antes de ser energizados y puestos en servicio deben ser probados, estas pruebas son orientadas a conocer el estado en el cual llegan a sitio y la factibilidad de poder instalar o no el equipo. Así como las condiciones iniciales en las que entra en servicio y poder realizar un seguimiento al equipo para poder diagnosticar fallos prematuros logrando organizar de manera eficiente los mantenimientos. Con ello se puede evitar suspensiones innecesarias o planificarlas de la mejor manera evitando impactar al sistema de potencia en sus parámetros o suspensiones de carga.

1.4.1 Resistencia de aislamiento

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente continua durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo.

Un buen aislamiento tiene alta resistencia y depende de factores cómo la temperatura o

el contenido de humedad (la resistencia disminuye con la temperatura o la humedad).

Si se desea hacer comparaciones confiables entre lecturas, se deben corregir las mismas a una temperatura base, por ejemplo a 20° C, o tomar todas las lecturas a la misma temperatura aproximadamente [11] como se indica en las figuras 1.24, 1.25, 1.26.

Los propósitos de la prueba son: conocer las condiciones de sus elementos aislantes y detectar la degradación de los mismos por presencia de humedad o carbonización, determinar la resistencia de aislamiento de los terminales de entrada y salida a tierra, y entre terminales de entrada y salida. Verificar defectos en el disyuntor, por ejemplo daños ocultos en bujes por deterioro del material o por fisuras.

El equipo de prueba utilizado aplica voltaje DC y mide resistencia de alto valor, en el orden de MΩ (106Ω), GΩ (109Ω) o TΩ (1012Ω).

Por la incidencia que tiene la temperatura en la resistencia se hace necesario la corrección de la medición realizada a 20 grados con la siguiente formula.

$$T_{eq} = T_p + \frac{2}{3}(T_p - T_a)$$

Dónde:

T_{eq}= Temperatura interna del equipo

T_p= Temperatura del tanque principal

T_a= Temperatura ambiente

El voltaje aplicado se deberá elegir con relación a la tensión nominal del equipo, según la siguiente tabla:

CAPACIDAD DEL EQUIPO AC [V]	VOLTAJE DE PRUEBA DC [V]
hasta 100	100 a 250
440 a 550	500 a 1000
2400	1000 a 2500 o mayor
4160 y mayor	1000 a 5000 o mayor

Tabla 1. 3 Resistencia de aislamiento en función del voltaje de prueba

Ref.: Protocolo de pruebas EEQ

Para los voltajes, es decir de 138 KV, 46 KV, 23 KV, 13.2 KV y 6.3 KV, se aplicará 5000 VDC para las pruebas Entrada-Tierra, Salida-Tierra y Entrada-Salida.

La lectura debe ser al 1 minuto, en la máxima escala de medición. Para disyuntores en aceite, dado que la resistencia de aislamiento es inversamente proporcional a la temperatura, como parte del historial del comportamiento la lectura debe ser corregida a 20°C de referencia. Para convertir la medición a una misma base de temperatura, se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_c = K_t \times R_t$$

Dónde:

R_c = Resistencia de aislamiento corregida a la temperatura base de 20°C [MΩ]

R_t = Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba [MΩ]

Promedio de temperatura, del aceite o del bobinado.

K_t = Coeficiente de corrección por temperatura (para cada temperatura hay un K_t)

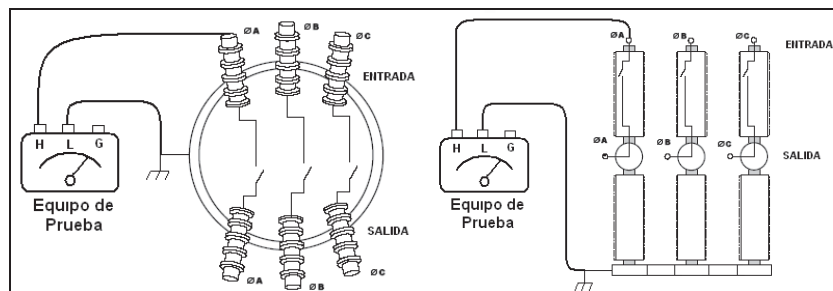


Figura 1. 24 Prueba Entrada-Tierra

Ref.: Protocolo de pruebas EEQ

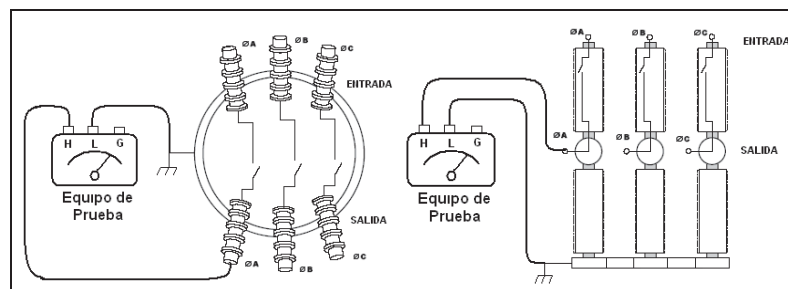


Figura 1. 25 Prueba Salida-Tierra

Ref.: Protocolo de pruebas EEQ

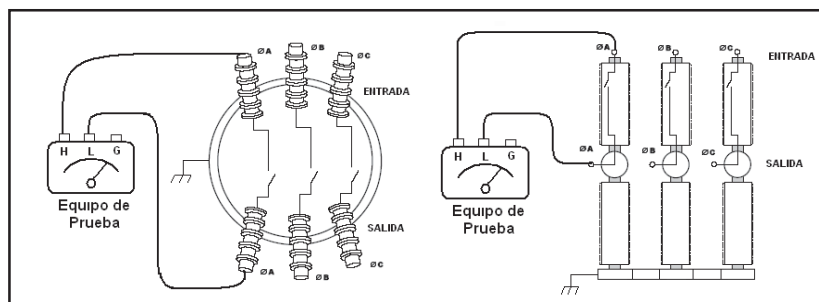


Figura 1. 26 Prueba Entrada – Salida

Ref.: Protocolo de Pruebas EEQ

En los disyuntores de vacío, gas SF₆ y aceite los valores de resistencia de aislamiento deben de ser superiores a los 100.000 MΩ³.

Para disyuntores en aceite, si los valores de prueba están debajo de 10.000 MΩ a 20°C, se deberá efectuar una prueba del aceite aislante para verificar si estos bajos valores son ocasionados por humedad o contaminación generados en la extinción del arco o deterioro en algún elemento soporte o barras de accionamiento, en cuyo caso se deberá ser procesado. Si después de corregir las condiciones aislantes del aceite, se sigue teniendo valores bajos (menos de 10.000 MΩ a 20°C) se deberá retirar el aceite aislante y efectuar una inspección interna del disyuntor para detectar y corregir las causas que originan las altas pérdidas en el aislamiento. En el caso de que los valores de resistencia de aislamiento sean menores a 50.000 MΩ a 20°C, se deberán hacer pruebas más frecuentes. En general, si se obtuvieron bajos valores en la medición de resistencia de aislamiento se requiere realizar pruebas segmentadas a cada uno de los elementos que componen el disyuntor para determinar exactamente cuál es el aislamiento que origina la reducción en la medición y complementar con los resultados de las pruebas de factor de potencia al disyuntor.

1.4.2 Prueba de resistencia de contactos

La medición de la resistencia óhmica de los contactos de alta presión, da una indicación del estado de los contactos debido a materias extrañas entre ellos, puentes flojos o conexiones flojas en los bushings o terminales. Cualquiera de estas condiciones, si no son detectadas en los períodos rutinarios de mantenimiento, puede ocasionar calentamiento y deterioro local de los contactos.

Con esta prueba se puede detectar puntos con alta resistencia en partes de conducción,

³ Inspección de Subestaciones, ALEJANDRO VASQUEZ LEON

que pueden ser fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc. El equipo de medición utilizado aplica corriente y voltaje DC Figura 1.27, y mide resistencia. El uso de corriente continua es para no tener el efecto de la impedancia propia de los circuitos de corriente alterna.

Para efectuar la prueba el disyuntor debe estar cerrado, conectar los 4 terminales del equipo de prueba a los correspondientes puntos de cada fase, dos de ellos corresponden a las puntas de voltaje y las otras dos corresponden a las de corriente.

La corriente aplicada será entre 50 A según la norma⁴, y se mide el voltaje obtenido por el paso de la corriente es así como el equipo determina la resistencia de contactos.

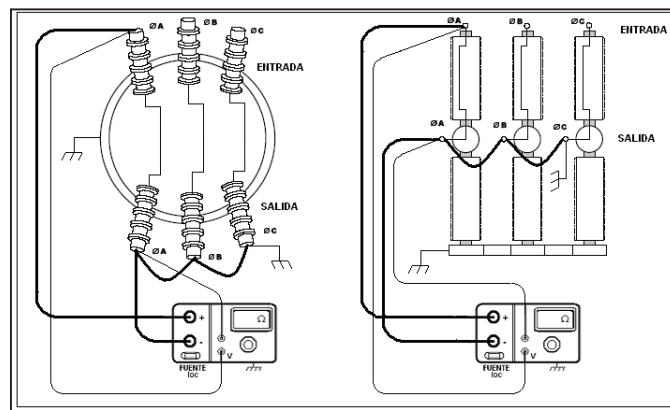


Figura 1. 27 Prueba resistencia de contactos

Ref.: Guía completa de pruebas de interruptores Megger

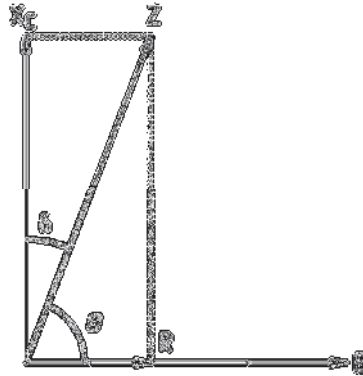
Los valores de las mediciones obtenidas pueden variar de acuerdo al tipo y diseño del equipo, debiendo cumplir la norma correspondiente o en su caso los instructivos de los fabricantes. Para interruptores de vacío y gas SF₆ los valores de resistencia entre contactos por fase no deberá exceder de 120 microhmios ($\mu\Omega$) y en los casos de bajo volumen de aceite no se deberán exceder valores de 150 $\mu\Omega$ considerando siempre las características particulares de cada equipo⁴.

Considerando que si se obtiene algún valor fuera de rango se deben efectuar pruebas segmentadas para determinar la sección del polo en donde se encuentra la alta resistencia.

⁴ Norma IEC EN 60694 1997-11

1.4.3 Prueba de factor de disipación y capacitancia

El factor de disipación se define como la relación entre el componente resistivo de corriente con respecto al componente capacitivo.



$$\tan\delta = I_R/I_C$$

Figura 1. 28 Diagrama vectorial tangente delta

Ref.: Manual de pruebas omicron

El parámetro $\tan\delta$, indica las pérdidas en el aislamiento, el cual se conoce como Factor de Disipación o ángulo de pérdidas del material aislante, [12].

La Prueba de Disipación, permite realizar la evaluación del aislamiento a niveles de voltaje y frecuencia de operación.

Los cambios en la capacitancia normal del aislamiento indican condiciones anormales, tales como la presencia de humedad, cortocircuitos, circuitos abiertos.

Realizando esta prueba se logra analizar la condición dieléctrica de los aislamientos que conforman al disyuntor como son: bujes, aislamientos auxiliares, medio aislante; así como las partículas semiconductoras de carbón, formadas por la descomposición del aceite cuando se presenta el arco eléctrico.

El equipo de medición utilizado aplica alto voltaje AC y mide capacitancia y factor de disipación ($\tan\delta$) o también conocido como tangente delta.

Conectar los equipos para los siguientes tipos de prueba en cada fase:

Con disyuntor abierto:

- GST⁷ de cada polo de entrada y salida de una misma fase según la Figura 1.29
- UST⁸ entre polos de una misma fase según la Figura 1.29

⁷ GST= Grounded Specimen Test

Con disyuntor cerrado:

- GST entre polos de una misma fase según la Figura 1.30

Para disyuntores en aceite, dado que el factor de disipación varía directamente con la temperatura del transformador y para fines de comparación, se deben referir los resultados a una temperatura base de 20°C. La tensión de ensayo no deberá exceder de la tensión nominal fase-tierra.

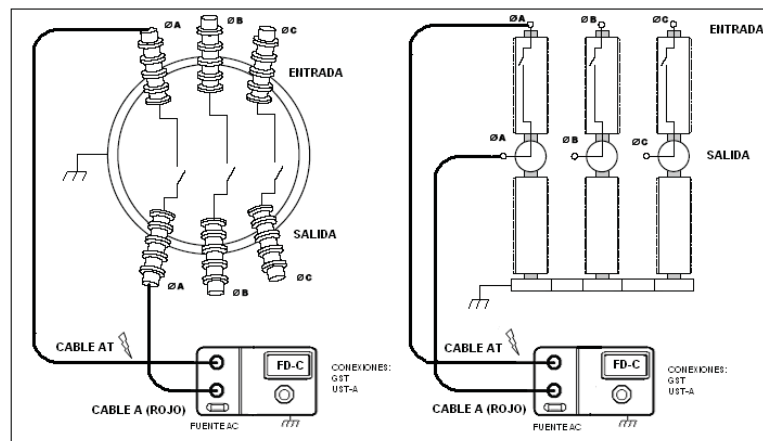


Figura 1. 29 Prueba GST y UST disyuntor abierto

Ref.: Protocolo de pruebas EEQ

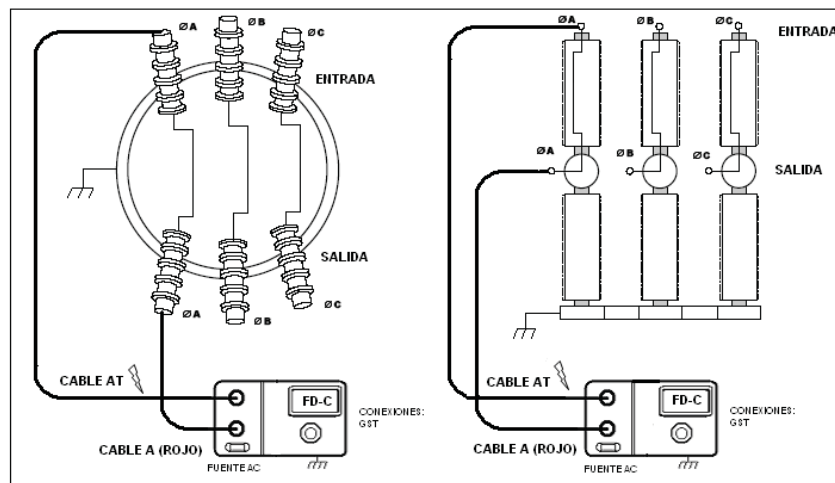


Figura 1. 30 Prueba GST disyuntor cerrado

Ref.: Protocolo de Pruebas EEQ

⁸ UST= Ungrounded Specimen Test

Un aumento del factor de disipación acompañado por un marcado aumento en la capacitancia, generalmente indica un exceso de humedad en el aislamiento. Un incremento únicamente del factor de disipación, puede ser causado por el deterioro térmico o por otro tipo de contaminación en el aislamiento como el agua.

El factor de disipación para disyuntores en aceite, a una temperatura de 20°C, varía entre: 0.5 y 2 por ciento. Cuando el factor de disipación sea mayor al 2 por ciento, en alguna fase o en todo el conjunto, conviene investigar la causa. Para la interpretación de resultados de factor de disipación en interruptores de vacío y gas SF₆, se recomienda analizar y comparar las pérdidas dieléctricas con las pruebas anteriores o bien respecto a las realizadas a interruptores del mismo tipo o marca. Para interruptores de bajo volumen de aceite, un aumento en las pérdidas dieléctricas puede ser originado por un deterioro del aceite aislante en la cámara interruptiva a causa de los productos generados en el proceso de extinción de arco eléctrico.

1.4.4 Prueba de tiempos de apertura, cierre y simultaneidad de contactos

En los disyuntores, el tiempo de apertura y cierre es crítico ya que el mismo está ligado a la cantidad de energía que puede manejar. Esta prueba es usualmente realizada en disyuntores de medio y alto voltaje, para detectar problemas en el mecanismo de operación del dispositivo.

Realizando esta prueba se puede medir el retardo de tiempo de los contactos principales con respecto a los comandos a las bobinas de cierre y apertura, determinar los tiempos de operación en sus diferentes formas de maniobra (apertura, cierre, disparo libre, recierre). Verificar la simultaneidad o sincronismo de tiempo de los contactos entre fases o polos.

El equipo de medición utilizado envía señales de operación a las bobinas de apertura y cierre del disyuntor y mide los tiempos de transición de abierto a cerrado y viceversa. Lo hace mediante un contador y la información de la posición del interruptor que es dada por los contactos auxiliares de cada interruptor, al abrir o cerrar estos inicia o para la prueba.

El disyuntor debe estar cerrado se debe conectar los 6 terminales del equipo de prueba a los correspondientes polos de cada fase, según Figura 1.31.

Abrir la puesta a tierra en un lado del disyuntor, pero, el otro lado debe dejarse conectado a tierra.

Conectar las salidas de la lógica del equipo de prueba que controlan los puntos de mando de las bobinas apertura y cierre del disyuntor.

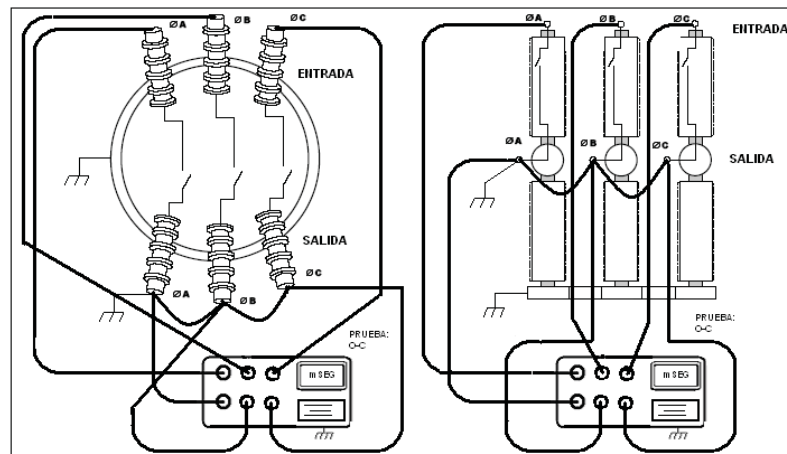


Figura 1. 31 Tiempo de apertura, cierre y simultaneidad

Ref.: Protocolo de pruebas EEQ

Tiempo de apertura, es el intervalo de tiempo que tarda el interruptor en abrir, desde que recibe la señal de apertura estando el interruptor cerrado hasta que hay la separación de contactos de cada una de las fases. Este no debe exceder de 50 milisegundos (ms)³. Tiempo de cierre: es el intervalo de tiempo que tarda el interruptor en cerrar, desde que recibe la señal de cierre estando el interruptor abierto hasta que cierra, midiendo éste en cada una de las fases. Este no debe exceder de 80 milisegundos (ms)³. Para evaluar la simultaneidad entre fases, es necesario considerar la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los contactos durante el cierre o cuando se separan durante la apertura y no debe exceder de 0.5 milisegundo (ms)³.

El resultado de la prueba indicará si los tiempos están dentro de los límites permitidos o garantizados por el fabricante o bien lo establecido por las normas. La comparación con pruebas anteriores mostrará si el interruptor ha cambiado sus tiempos de operación debido al desgaste por el uso. De ser así, será posible entonces programar para efectuar ajustes al equipo para recuperar sus valores o límites originales.

La simultaneidad o sincronismo se basa en una referencia gráfica donde se obtienen los registros de los instantes en que los contactos de las tres fases o polos de un

³ Inspección de Subestaciones, ALEJANDRO VASQUEZ LEON

disyuntor se tocan o se separan, a partir de las señales de apertura y cierre de sus dispositivos de mando.

Mediante una ampliación del gráfico será posible verificar si hay rebotes en el movimiento mecánico (discontinuidad en el trazado), defecto que deteriora la vida del contacto por daño de su superficie.

1.4.5 Prueba de alto voltaje DC

La prueba de Hi-Pot DC tiene como objeto verificar la rigidez dieléctrica de un material aislante, la cual se define como el máximo gradiente de potencial que un material puede soportar sin que exista perforación o canales de conducción en el mismo. Esta es calculada a partir de los voltajes de ruptura y del espesor del aislante en el punto de ruptura o en un punto cercano a él.

La rigidez dieléctrica se expresa normalmente en términos de gradiente de voltaje en unidades tales como voltios por milímetros o Kilovoltios por centímetros. La rigidez dieléctrica de un sistema aislante determina el nivel de voltaje al cual el equipo puede operar. También determina cuanto sobre voltaje continuo o instantáneo puede soportar. Los equipos para ejecutar la prueba de Hi-Pot DC deben tener la capacidad de variar el voltaje continuamente, desde cero hasta el valor requerido, midiendo la corriente que circula por el aislamiento. El micro amperímetro debe tener el número suficiente de rangos y la sensibilidad que permita tomar lecturas desde varios microamperios hasta algunos miliamperios, [13]. Con ello se determinará el estado del aislamiento del disyuntor, principalmente de los bujes, se mide la corriente de fuga.

El voltaje aplicado no deberá superar la tensión nominal del equipo. Se incrementará el voltaje en pasos de 5 KV y se supervisa el incremento de la corriente como se indica en la Fig.1.32.

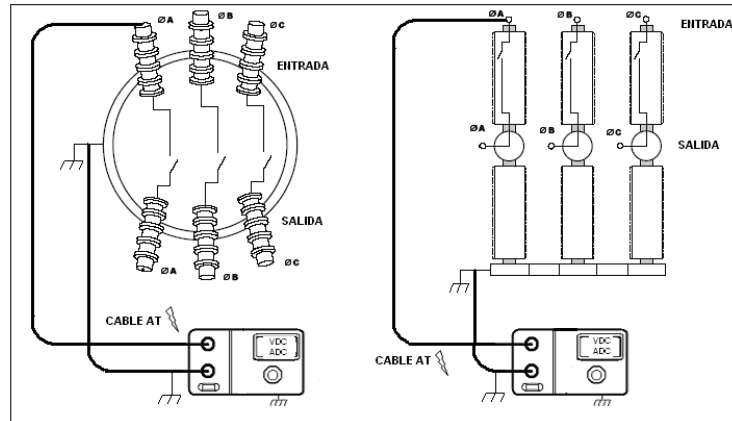


Figura 1. 32 Prueba de hipot para entrada tierra

Ref: Protocolo de pruebas EEQ

La corriente de prueba se incrementa momentáneamente por cada aumento en la tensión debido a la carga de la capacitancia y a las características de absorción del dieléctrico del equipo bajo prueba. Ambas corrientes decaen, la corriente capacitiva en pocos segundos y la corriente de absorción con más lentitud y por último, la corriente de conducción, de fuga o por corona se agrega a las superficies de las terminales. El tiempo requerido para que la corriente de conducción alcance a estabilizarse depende de la temperatura del aislamiento. Si la tensión se mantiene constante y la corriente empieza a incrementarse es indicativo de que el aislamiento empieza a ceder en algún punto donde tenga un daño. Probablemente este proceso continuará hasta que el aislamiento falle, a menos que se reduzca la tensión rápidamente. Si en cualquier momento durante la prueba, ocurre un incremento violento de la corriente, es probable que el aislamiento haya fallado o se haya presentado un arqueo en algún punto. Se puede confirmar la presencia de una falla al intentar aplicar una vez más la tensión.

Considerando que si se obtiene algún valor fuera de rango se deben efectuar pruebas segmentadas para determinar el sitio donde falló el aislamiento, comúnmente en los bujes.

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, la prueba se puede convertir en destructiva si no se toman las precauciones necesarias. La experiencia práctica indica que un valor normal de corriente de fuga está en el orden de los 0.4 mA.

CAPÍTULO II

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En el presente documento se pretende explicar las diferentes protecciones más usadas en un sistema eléctrico de potencia a nivel de distribución dando una vista general específica. Adicionalmente se explica los protocolos de comunicación más usados en la actualidad para la automatización de subestaciones, describiendo su funcionalidad y adelantos. Como el presente trabajo de grado se orienta a mejorar los índices de calidad que presenta el Conelec a las empresas distribuidoras para el cumplimiento. Así mismo como se procede al reporte de estos indicadores y el seguimiento que realiza el regulador a los indicadores de calidad.

2.1 Tipos de fallas en sistemas de distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares. Sin embargo, en este proceso existen factores naturales o artificiales que pueden llegar a alterar el funcionamiento normal de éste sistema.

El objetivo primordial de las redes eléctricas es asegurar la energía a los consumidores, en todo tiempo y sin interrupción. Cualquier avería que afecte a las líneas, perturba las exigencias normales del servicio y, por tanto, debe evitarse o, al menos, eliminarse tan rápido como sea posible.

La falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente. Las causas que trastornan el servicio en las redes de distribución son muy variadas [14]:

- Perforaciones de los aislantes, producidas por el inevitable envejecimiento.
- Influencias exteriores; tales como descargas atmosféricas, sobretensiones.
- Influencias de animales: pájaros para las líneas aéreas, roedores para las líneas subterráneas.
- Corrosión de los cables que atraviesan suelos de naturaleza agresiva (es decir, que contienen ácidos o sales ácidas).
- Aisladores manchados en las regiones húmedas, brumosas o costeras.

- Destrucciones mecánicas de las líneas aéreas por la caída de árboles, o de los cables subterráneos por trabajos en el terreno.
- Sobrecargas térmicas, especialmente en cables subterráneos.
- Ruptura de un conductor con o sin puesta a tierra.
- Factores humanos, tales como la apertura de seccionadores bajo carga, o falsas sincronizaciones.
- Tiempo demasiado largo de detección del defecto a cargo de los relés de protección.
- Desconexión de líneas muy cargadas.

2.1.1 Fallas transitorias.

Este tipo de fallas suelen caracterizarse por ser eventuales, es decir que se trata de errores que por ser transitorios son de fácil solución, ya que muchas de las veces se arreglan sin tomar ninguna medida. Una de las causas más comunes para generar fallas de este tipo son las descargas atmosféricas, donde, las sobretensiones inducidas en las líneas o canales de distribución de energía, al sufrir contorneamientos generan lo que se conoce como arco, interrumpiendo la emisión de energía, sin embargo, si se produce el arco, es raro que éste se extinga por lo que hay que disparar la línea para que se produzca la deionización del lugar de la falla y se pueda volver a alimentar sin que se produzca un mayor daño.

Un segundo modo de perjudicar el sistema de distribución de energía eléctrica por medio de una descarga eléctrica es cuando las líneas dobles que contienen las torres comunes que se encuentran en cerros o montañas, son objeto de descargas atmosféricas por ser sensibles ante éstas.

Otra falla transitoria es la causada por los conductores de electricidad que al oscilar entre ellos, traspasan la energía entre las redes que los contienen y se producen alteraciones eléctricas, se trata de eventos que suceden generalmente cuando existen fuertes lluvias y vientos, de tal forma que, de no ser solucionado esta afectación, prontamente ésta falla puede pasar a ser permanente.

Una de las fallas transitorias más sorprendentes y, a veces, inentendibles es la ocasionada por alguna ave que se posó en los cables de electricidad, y aún más cuando éstos se ponen en contacto físico con objetos extraños, plantas u cualquier objeto que está circulando por el aire.

En fin, éstos son algunos de los factores que influyen en la distribución de electricidad

e interrumpen su normal distribución. Este tipo de situaciones traen como consecuencia que el número de fallas transitorias varíe considerablemente. Por término medio se calcula que alrededor del 80 al 85 por ciento de todas las fallas en las líneas son transitorias, y que se obtiene éxito en la reconexión al primer intento.

2.1.2 Fallas semipermanentes

Este tipo de fallas suelen emplear más tiempo en solucionarse debido al perjuicio medianamente serio que éstas generan, por lo que, una falla semipermanente requiere para desaparecer más de un intervalo de corte de corriente. Una falla de este tipo puede ser causada por ejemplo, por una rama de árbol que cae sobre la línea. La rama es quemada por el arco al reconectar la línea. En este caso, alrededor de un 10 por ciento de todas las reconexiones tienen éxito a su segundo intento, por lo que si se hace un tercer intento, este porcentaje se reduce del 1 al 2 por ciento en reconexiones exitosas. Por lo que, el intento prolongado de reconexión cuando sobrepasa la tercera vez no tiene ningún sentido y para lo único que sirven es para someter al interruptor a un desgaste innecesario.

2.1.3 Fallas permanentes

En el caso de las fallas permanentes que son como su palabra lo indica: constantes, que pueden generarse por: la rotura de un conductor de electricidad, el derrumbamiento de una torre, un árbol contra la línea, una falla en un cable aislado que forme parte del circuito; deben ser localizadas antes de poder eliminar la causa de la falla, con frecuencia eso implica un trabajo que requiere un tiempo adecuado para la intervención.

2.1.3.1 Tipos de fallas eléctricas

Una operación balanceada, es decir, que cada una de las tres fases de cualquier parte del sistema tiene corrientes y voltajes que son iguales y desplazados 120° con respecto a cada uno de ellos, es la base de la simplicidad de los cálculos trifásicos [2]. Para mantener una operación balanceada, cada ítem del sistema debe ser simétrico, es decir tener idénticas impedancias en cada línea, igual impedancia mutua entre fases y tierra, e igual admitancias en paralelo a tierra/neutro. Para condiciones balanceadas, una representación trifásica ofrece las soluciones necesarias.

Las fallas por cortocircuito se producen por descargas atmosféricas y otros sobre voltajes que se inician con descargas seguidas por arcos eléctricos, o por causas

mecánicas como pájaros en líneas aéreas o daños mecánicos en cables. La mayoría de las fallas ocurren entre una línea y tierra (LG), entre dos líneas (LL), o entre dos líneas y tierra (LLG). En pocos casos, se producen las fallas sólidas trifásicas o la falla de una línea puede devenir en una falla trifásica (LLL o LLG).

Cuando están presentes solo los arcos eléctricos, las fallas pueden ser representadas como una impedancia cuyo valor será en función de la longitud del arco y de la corriente de cortocircuito.

Como no es posible determinar el valor de esta impedancia con un alto grado de precisión, las variaciones en el camino del arco en las diferentes fases son despreciables y un valor constante de la impedancia de falla es usada en los cálculos de falla. Cuando está presente un camino a tierra en la falla, un término adicional de impedancia se incluye para representar esto.

Fallas de circuito abierto pueden ocurrir por mala operación de los equipos como disyuntores e interruptores o por operación de fusibles. Estas fallas son importantes ya que reducen la transferencia de potencia y producen desbalances de voltaje.

Las fallas trifásicas (LLL o LLG) con impedancias de falla simétrica, dan como resultado un sistema balanceado y pueden ser tratadas con una simple representación monofásica. La simetría se pierde durante las fallas asimétricas (LG, LL, LLG) y es necesario usar una representación trifásica o algún método de análisis alternativo que pueda tratar esta asimetría en forma conveniente. El método de componentes simétricos es una de esas alternativas.

Desde el punto de vista de severidad, las fallas trifásicas son las más importantes y dan como resultado una pérdida total de potencia en el punto de falla y produce la corriente máxima de falla. Sin embargo, esto es válido para una pequeña parte del número total de incidentes de falla. Las fallas monofásicas y bifásicas reducen la transferencia de potencia menos drásticamente pero pueden ser estudiadas para establecer los requerimientos de los equipos de protección y operación.

Cuando una sección del sistema con falla es aislada por una correcta operación del equipo de protección y disyuntores, los arcos son extinguidos, y ocurren menores daños, los disyuntores pueden ser cerrados nuevamente, restaurando la operación normal. Si la falla se vuelve permanente, el disyuntor se cerrará ante la falla y deberá operar nuevamente.

2.1.3.2 Fallas simétricas

Una falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente. Aproximadamente en 5 por ciento de las fallas intervienen las tres fases. Estas son las llamadas fallas trifásicas simétricas, [3].

Las corrientes que fluyen en las diferentes partes de un sistema de distribución inmediatamente después de que ocurre una falla difieren de aquellas que fluyen unos ciclos más tarde justo antes de que los disyuntores sean llamados a abrir. Todas estas corrientes también difieren ampliamente de las corrientes que fluirán en las condiciones de estado estable, si no se aislara la falla del resto del sistema cuando operan los disyuntores. Dos de los factores de los que depende la selección apropiada de los disyuntores son la corriente que fluye inmediatamente después de que la falla ocurre y la corriente que el interruptor debe interrumpir. En el análisis de fallas se calculan los valores de esas corrientes para los diferentes tipos de fallas en varios puntos del sistema. Los datos que se obtienen de los cálculos de fallas sirven para determinar los valores de operación de los relés que controlan los disyuntores.

Los disyuntores tienen capacidades determinadas por las corrientes instantáneas máximas que el interruptor debe soportar y después interrumpir. Las corrientes por interrumpir dependen de la velocidad de operación del disyuntor. La selección apropiada de los interruptores se hace según recomendaciones de los estándares de la ANSI.

2.1.3.3 Fallas asimétricas

La mayoría de las fallas que ocurren en los sistemas eléctricos, son fallas asimétricas que consisten en cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son: fallas monofásicas a tierra o línea a tierra, fallas línea a línea y fallas línea a línea y a tierra o doble línea a tierra. La trayectoria de una corriente de falla de línea a línea o de línea a tierra puede o no contener impedancia. Uno o dos conductores abiertos dan como resultado fallas asimétricas a través de la ruptura de uno o dos conductores o bien, de la acción de fusibles u otros mecanismos que no puedan abrir las tres fases simultáneamente. El método de las componentes simétricas es útil en un análisis para determinar las corrientes y voltajes en todas las partes del sistema después de que ha ocurrido la falla, porque cualquier falla asimétrica da origen a que fluyan corrientes desbalanceadas en el sistema [3].

Una de las herramientas más poderosas para tratar con circuitos polifásicos desbalanceados es el método de las componentes simétricas desarrollado por Fortescue. El trabajo de Fortescue prueba que un sistema desbalanceado de n fasores relacionados, se puede resolver con n sistemas de fasores balanceados, llamados componentes simétricas de los fasores originales. Los n fasores de cada conjunto de componentes son iguales en longitud, y los ángulos entre fasores adyacentes de un conjunto son iguales. Aunque el método se aplica a cualquier sistema polifásico desbalanceado, el estudio se limitará a los sistemas trifásicos.

2.2 Protecciones para un sistema de distribución

La protección de un sistema eléctrico es una característica de diseño del mismo en lo relacionado con la prevención de lesiones al personal, con la disminución de daños a equipos y con las interrupciones al suministro de energía cuando ocurren fallas eléctricas.

Las fallas usualmente generan cambios en ciertos parámetros del sistema eléctrico, los cuales pueden ser usados para distinguir entre condiciones del sistema, tolerables e intolerables. Estos cambios pueden ser sobre corriente, sobre o bajo-voltaje, factor de potencia, ángulo de fase, dirección de la corriente, dirección del flujo de potencia, impedancia, frecuencia, temperatura, movimientos físicos, presión y contaminación de materiales aislantes.

La ingeniería de protecciones es la ciencia, capacidad y el arte de aplicar y ajustar relevadores, fusibles o ambos, para proporcionar la máxima sensibilidad para fallas y condiciones indeseables, pero evitando su operación bajo toda condición tolerable o permisible.

Las funciones de las protecciones entre otras serán:

- Detectar la condición de falla eléctrica.
- Originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento fallado cuando éste sufre un corto circuito o cuando empieza a funcionar en forma anormal, tal que pueda originar una falla o interfiera con el funcionamiento eficiente del resto del sistema.
- Indicar la parte fallada y de ser posible, el tipo de falla.

Entre los objetivos básicos del sistema de protección:

- Aislar el área de problema del sistema eléctrico de potencia dejando la mayor

parte posible del sistema en servicio.

- La protección no se anticipa al problema. Actúa una vez que la condición de riesgo se ha presentado.
- Protección no significa prevención, sino minimizar la duración del problema y limitar el daño, el alcance y/o duración de la interrupción y los problemas asociados que pudieran presentarse.

El sistema de protección debe cumplir las siguientes condiciones fundamentales: confiabilidad, selectividad, rapidez, simplicidad, economía.

- **CONFIABILIDAD** : Certeza de que la protección operará correctamente
- **SELECTIVIDAD**: Máxima continuidad de servicio con la mínima desconexión de equipos.
- **RAPIDEZ**: Duración mínima de la condición de falla.
- **SIMPLICIDAD**: Mínimo equipo requerido.
- **ECONOMÍA**: Máxima protección al mínimo costo total.

La confiabilidad, se podría decir que depende de dos aspectos: dependabilidad, que es la certeza de que el sistema operará cuando le es requerido; y seguridad, que es la confianza de que el sistema no operará cuando no le es requerido.

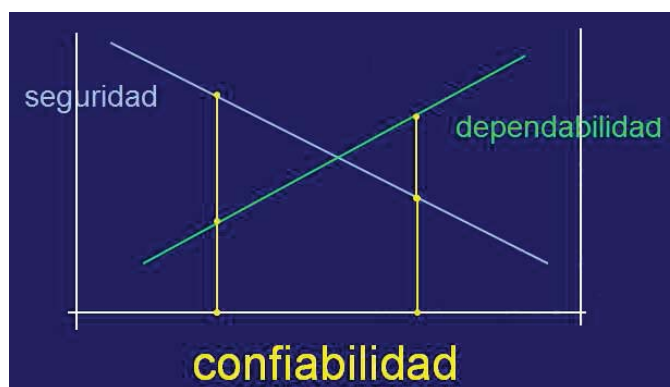


Figura 2. 1 Confiabilidad de Protecciones

Ref: Curso de Protecciones Eléctricas EEQ

2.2.1 Objetivos básicos del sistema de protección

2.2.1.1 Selectividad.

Operar tan rápido como sea posible en su zona de protección primaria y con un cierto tiempo (coordinación de la protección) para fallas en las zonas adyacentes donde tenga

que actuar como un respaldo. La selectividad es importante para asegurar la máxima continuidad con la mínima desconexión del sistema.

2.2.1.2 Rapidez

Operar tan rápido como sea posible. Ello puede resultar en compromisos de selectividad.

Como regla general: a mayor rapidez, mayor la probabilidad de una operación incorrecta.

- Relé de alta velocidad = Aquel que opera en menos de 50 ms.
- Elemento instantáneo= Aquel que no tiene un retraso intencional en su operación.

2.2.1.3 Simplicidad

El sistema de protección debe mantenerse tan simple como sea posible. Cada adición significa un elemento más con posibilidad de falla, con el consiguiente impacto en la seguridad o en la dependabilidad. Cada elemento adicional requerirá mantenimiento y un tratamiento especial.

2.2.1.4 Economía

Obtener la máxima protección al mínimo costo. El esquema de menor costo puede ser el de menor confiabilidad o el de mayor dificultad para su instalación o el de mayor costo de mantenimiento.

Los costos del sistema de protección se consideran altos cuando se analizan individualmente, pero deben ser evaluados a la luz del costo de los equipos que protegen o del costo asociado a una interrupción debido a una operación incorrecta.

El tratar de obtener/diseñar un sistema tomando en cuenta solo la inversión inicial del equipo de protección puede resultar en costos varias veces mayores al ahorro inicial debido al costo de reparar o reemplazar el equipo dañado o a las pérdidas resultado de la interrupción.

Una sola falla, bien liberada, paga la inversión adicional requerida en un buen sistema de protección.

2.2.2 Protección de sobrecorriente

Uno de los fenómenos que ocurren durante los cortocircuitos, es el aumento de la corriente que, en la mayoría de los casos sobrepasa los valores nominales de operación, [4].

Sobre esta consideración se establece un criterio de determinación de existencia de

fallas mediante la medición de la corriente circulante en el sistema eléctrico. Esta aplicación corresponde a la protección de sobrecorriente.

La protección de sobrecorriente es uno de los sistemas de protección más simple en su aplicación y es utilizado generalmente como protección principal en alimentadores radiales y en transformadores de distribución de poca capacidad, en estos últimos generalmente en conjunto y coordinadamente con fusibles.

2.2.2.1 Características de operación

Una protección de sobrecorriente, para su operación considera generalmente dos valores:

- **Corriente mínima de operación:** conocida como “corriente pick-up”, es el valor de ajuste de corriente sobre el cual se establece el inicio de operación del relé.
- **Tiempos de operación:** se refiere a la característica de tiempos en los que un relé emitirá su orden de operación.

La característica de tiempos de operación puede establecerse de la siguiente manera:

Un relé de sobrecorriente instantáneo opera cuando la corriente supera un umbral de ajuste (pick-up), el tiempo de retardo de la operación no es intencional y depende del equipo. Código ANSI 50.

Un relé de tiempo definido opera cuando la corriente supera un umbral y tiene un retardo intencional fijo en el tiempo de operación.

Un relé de tiempo inverso opera cuando la corriente supera un umbral y tiene un retardo intencional inversamente proporcional a la magnitud de la corriente. Con mayor corriente, el tiempo de operación es menor y viceversa. Código ANSI 51.

2.2.2.2 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso [5]

Las características de operación dependen del tipo de curvas características tiempo-corriente que tenga la protección, tales como:

- Inversa
- Moderadamente inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa
- Tiempo definido

La calibración de un relé de sobrecorriente se hace seleccionando:

El valor de arranque que corresponde al mínimo valor de corriente a partir del cual la curva entra a operar.

El ajuste de tiempo o selección de la curva a utilizar. Las curvas pueden ser normalizadas o propias de un fabricante. La norma IEC-255-4 establece las siguientes ecuaciones para los relés de sobrecorriente de tiempo inverso Ec (1):

$$t = \frac{k}{\left[\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1\right]} \times t_p$$

Ecuación 2.1 Tiempo Inverso IEC-255-4

Constante	Normal Inversa	Muy Inversa	Extremadamente Inversa	Backup de Tiempo largo
k	0,14	13,5	80	120
α	0,02	1	2	1

Figura 2. 2 Parámetros de las curvas IEC 225-4

Ref: Protecciones eléctricas Siemens

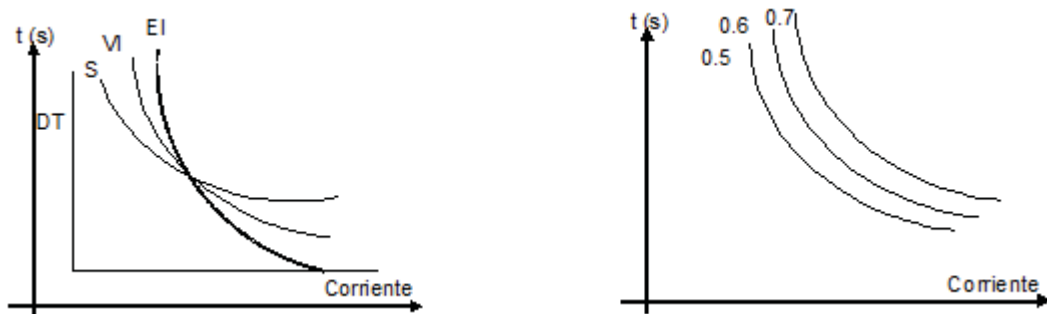


Figura 2. 3 Curvas de tiempo inverso IEC-255-4

Ref: Protecciones eléctricas Siemens

Donde t_p : Ajuste o dial de tiempo (time setting)
 I_p : Corriente de puesta e trabajo o Pick up

Las curvas ANSI curvas se encuentran definidas de acuerdo con la norma ANSI

C37.112, las cuales tienen la siguiente ecuación

$$t = \frac{A}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^p} + B$$

Ecuación 2.2 Tiempo inverso ANSI C37.112

Característica	A	B	P	tr
Moderadamente Inversa	0,0515	0,0114	0,02	4,85
Muy Inversa	19,61	0,491	2000	21,6
Extremadamente Inversa	28,2	0,1217	2000	29,1

Figura 2. 4 Parámetros de curvas ANSI C37.112

Ref: Protecciones eléctricas Siemens

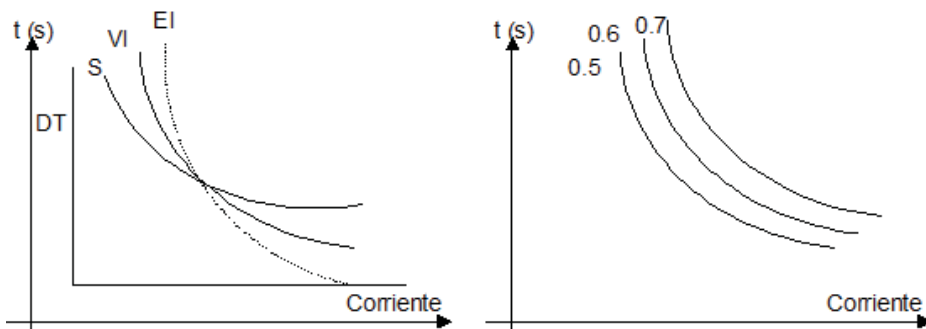


Figura 2. 5 Curvas de tiempo inverso ANSI C37-112

Ref: Protecciones eléctricas Siemens

2.2.2.3 Protecciones de sobrecorriente de fases

Esta protección normalmente se ajusta para que detecte la menor corriente de falla en su área de influencia, y permita la operación normal y en contingencia.

La corriente de arranque normalmente se selecciona entre el 100 y el 130 por ciento de la corriente nominal del equipo a proteger (transformadores, cables, motores, etc.)

Es recomendable que los diferentes dispositivos de protección tengan el mismo tipo de curva, para lo cual es recomendable utilizar equipos con curvas normalizadas IEC o

ANSI, o equipos del mismo fabricante.

2.2.2.4 Protección de sobrecorriente de tierra

Los elementos de tierra se recomienda ajustarlos con una corriente residual baja, de tal forma que se garantice una buena sensibilidad ante fallas de alta impedancia. Normalmente la corriente de arranque se ajusta alrededor del 20 porciento de la corriente nominal del equipo a proteger.

Al igual que en las sobrecorrientes de fases, las curvas de los diferentes dispositivos deben ser de la misma familia para facilitar la coordinación.

2.2.3 Fusibles (Definición ANSI)

Los fusibles se deben diseñar para transportar continuamente la corriente nominal, así como para soportar sobrecargas de corto tiempo que se repiten durante cortos períodos, sin producir daño al elemento protegido, [6]. Después de la incidencia de una falla, circula una sobre corriente que funde el fusible distinguiéndose claramente dos etapas, la de pre arqueo y la de arqueo. En la etapa de pre arqueo la temperatura del fusible incrementa hasta alcanzar la temperatura de fusión, el elemento se rompe en ese instante se produce una elevación significativa de voltaje producto de la aparición del arco entre las partes fundidas. Durante la etapa de arqueo, el arco continúa hasta que finalmente se extingue logrando la interrupción de la corriente.

Características funcionales de los fusibles:

- Combinan la detección de la falla y la interrupción de la corriente
- Son muy rápidos
- Son de operación monofásica
- Requieren ser reemplazados después de cada operación

Los fusibles se clasifican en 2 grupos importantes los limitadores de corriente son aquellos que en condiciones de cortocircuito limita la magnitud de la corriente esperada de falla, con ello los efectos de calentamiento y electromecánicos se reducen drásticamente. En este tipo de fusibles el tiempo de pre arqueo como el de arqueo son iguales permitiendo abrir el circuito al primer pico de corriente de falla. Y los fusibles expulsores son más lentos en comparación a los fusibles limitadores entre un 1.5 a 2 ciclos su tiempo de arqueo es despreciable a comparación de pre arqueo el arco se

extingue por la producción de gases a presión al interior del fusible Fig. 1.34.

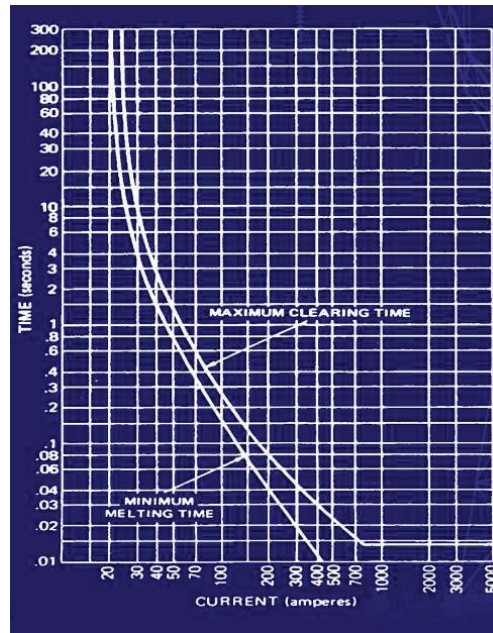


Figura 2. 6 Curvas Características de fusible de medio y alto voltaje

Ref.: Curso de Protecciones eléctricas EEQ

2.2.4 Protección falla interruptor (50BF)

Es una protección de sobre corriente con una o varias etapas de temporización, la cual asegura la confiabilidad en las subestaciones. Es una protección de respaldo usada para poder despejar una falla en el menor tiempo posible debido a que el equipo asignado no pudo despejar la falla, [7].

Generalmente se corta el flujo de corriente que puede concurrir como aporte a la falla, esto se logra abriendo los interruptores necesarios logrando así aislar la falla. Su operación está supeditada a un incremento súbito de corriente ajustado durante un tiempo establecido que puede estar entre los 50 a 300 milisegundos. Como ejemplo en instalaciones con configuración radial, si la falla se da en uno de los parciales del circuito y esta no es despejada, la protección de falla interruptor ejecuta el comando de disparo sobre el interruptor que está aguas arriba haciendo de alimentador general logrando así despejar una falla.

2.2.5 Protección de sobre o bajo voltaje

Es la protección que responde cuando la tensión aplicada a él está por encima o por debajo de un valor establecido durante un tiempo determinado que puede ser 4

segundos. Al relé de bajo voltaje se le conoce también como relé de sub tensión. Los ajustes básicos son el voltaje de disparo en voltios secundarios o en porcentaje de la tensión nominal del relé y el tiempo de operación, generalmente en el orden de segundos. Generalmente el ajuste se lo obtiene simulando una falla trifásica en barra, el voltaje obtenido en esa falla se lo toma de referencia para poder colocar el ajuste de la protección. Con esto se garantiza que si hay una falla de estas características o una falla menor opere adecuadamente y no solo por una variación de tensión temporal.

2.2.6 Protección de baja frecuencia (ANSI 81U)

En un sistema, las variaciones de frecuencia resultante por la pérdida parcial de generación, no pueden ser toleradas por largo tiempo porque el sistema podría sufrir trastornos en la estabilidad, [8].

Las frecuencias anormales son en principio indicativas de un desbalance entre carga y generación. Si existe más potencia de demanda que potencia generada, la frecuencia tenderá a decaer, por el contrario, si existe más potencia generada que potencia de demanda, la frecuencia tenderá a aumentar.

Ante un excesivo incremento de la demanda o salida inesperada de generación, se produce un decremento de la frecuencia, que afecta en la estabilidad del sistema eléctrico, de no ser controlado puede llevar a un colapso total del sistema, se colocan relés de baja frecuencia en todas las subestaciones de distribución para desconectar porcentajes de carga establecidos por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE⁹), para cada período estacionario y con ajustes determinados.

2.2.7 Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones es el proceso mediante el cual se busca que ante la ocurrencia de una falla en el sistema eléctrico, los dispositivos de protección actúen de una forma coherente, garantizando interrumpir la alimentación solo a los equipos involucrados en la falla y manteniendo en funcionamiento el resto del sistema.

⁹ CENACE: Centro Nacional de Control de la Energía

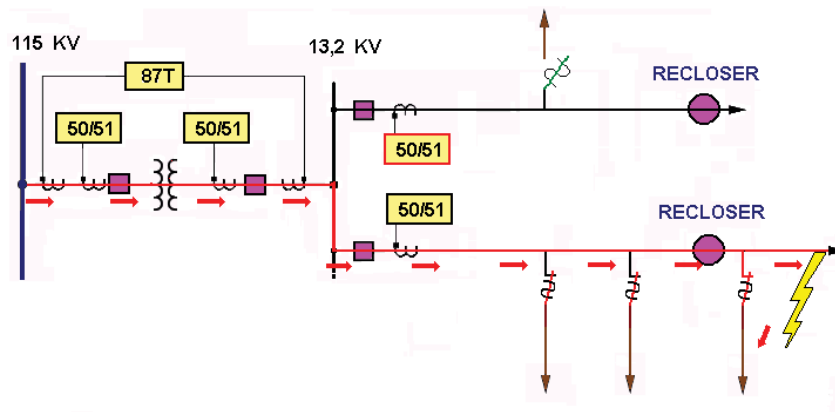


Figura 2. 7 Operacion de Protecciones

Ref.: Curso de protecciones automatización avanzada 2012

El objetivo de los estudios de coordinación de protecciones es determinar las características y los ajustes de los diferentes dispositivos del sistema de protecciones. El estudio debe entregar datos tales como:

- Relaciones de transformación de transformadores de corriente y tensión
- Tipos de fusibles, de interruptores de baja tensión y su capacidad
- Ajustes de los relés de protección: tipo de curva, corriente de arranque, multiplicador de tiempo.

Para la coordinación de protecciones es necesario establecer criterios tales como:

- Tipos de curvas a utilizar: norma, fabricante, tipo.
- Tiempos de coordinación: debe darse suficiente tiempo para que se aíse la falla por el dispositivo correspondiente, teniendo en cuenta el tiempo de operación del relé, el tiempo de los relés auxiliares y el tiempo de apertura del interruptor. Normalmente un tiempo de 200 ms se considera aceptable Fig.1.34.

Se debe garantizar que las protecciones no operen ante eventos transitorios que no corresponden a fallas, tales como corriente inrush de transformadores y corriente de arranque de motores. Una buena técnica consiste en iniciar la coordinación con los dispositivos más alejados de la fuente, los cuales prácticamente pueden operar con característica instantánea ante la falla.

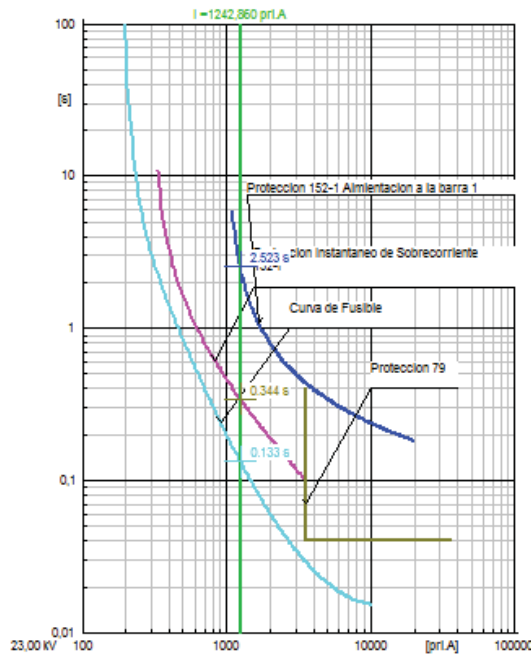


Figura 2. 8 Coordinación de Protecciones de sobrecorriente temporizada

Ref.: Digsilent power factory

Por la naturaleza misma de un sistema de potencia en distribución se deberá realizar la coordinación entre diferentes equipos como: relés electromecánicos, relés digitales, fusibles, seccionadores los que están instalados en un circuito y deben operar adecuadamente aislando las fallas que les corresponden con selectividad y rapidez.

2.3 Protocolos de automatización de subestaciones

La administración de los sistemas eléctricos de potencia requieren de los SAS (Sistemas de Automatización de Subestaciones), los cuales proveen protección, control, monitoreo, supervisión y comunicación a toda la instalación.

En la actualidad se han desarrollado protocolos de comunicación dedicados específicamente a funciones de control, los cuales se han optimizado para la codificación eficiente y detección de errores. Mediante la automatización de una subestación permite al operador comprobar los estados de un disyuntor, seccionador, seccionador de puesta a tierra fue realizada correctamente y si su operación es permitida antes de inicializar el comando, y asegurarse de que los comandos fueron transmitidos en forma segura. Esto ha sido posible solamente con el desarrollo de equipos capaces de comunicarse por algún medio como fibra, cable, señales electromagnéticas de cualquier tipo. Actualmente el uso de protocolos está orientado a los estándares abiertos, ya que

estos facilitan la unificación de dispositivos o equipos de diferentes fabricantes.

2.3.1 Protocolo MODBUS

El protocolo de comunicación Modbus es un estándar interoperable y simple de implementar en el campo de la automatización industrial, diseñado para permitir a equipos industriales comunicarse sobre una red, está ubicado en el nivel 7 del Modelo OSI (Capa de aplicación), [15] . Como características de este tipo de protocolo es:

- Control de acceso al medio tipo Maestro/Esclavo.
- Existen dos variantes en el formato: ASCII y RTU
- Está ubicado en la capa de enlace del modelo ISO/OSI.
- A cada esclavo se le asigna una dirección fija y única en el rango de 1 a 247.
- La dirección 0 esta reservada para mensajes de difusión sin respuesta.

Los controladores se comunican usando una técnica maestro-esclavo, en el que sólo un dispositivo (el maestro) puede iniciar transacciones (llamadas "consultas"). Los otros dispositivos (los esclavos) responden mediante el suministro de los datos solicitados por el maestro, o tomando la acción solicitada en la consulta. Los dispositivos maestros típicos incluyen procesadores de host y paneles de programación.

El maestro puede dirigirse a esclavos individuales o iniciar una difusión de mensajes de difusión, para todos los esclavos. Los esclavos devuelven un mensaje (llamado "respuesta") para consultas que son dirigidas a ellos individualmente. No se devuelven respuestas a las solicitudes de difusión desde el maestro.

El protocolo Modbus establece el formato para la consulta del maestro poniendo en él la dirección del dispositivo, un código de función que define la acción solicitada, todos los datos que se envíen, y un campo de comprobación de errores. El mensaje de respuesta del esclavo También se construye utilizando el protocolo Modbus. Este contiene campos de confirmación de la acción realizada, los datos que se van a devolver, y un campo de comprobación de errores. Si se produce un error en la recepción del mensaje, o si el esclavo no es capaz de realizar la acción solicitada, el esclavo construirá un mensaje de error y lo enviará como su respuesta.

2.3.1.1 Protocolo Modbus tipo ASCII

Cuando los controladores están configurados para comunicarse en una red Modbus utilizando el modo ASCII (American Standard Code for Information Interchange), cada byte de 8 bits en un mensaje, se envía como dos caracteres ASCII. La principal ventaja de este modo es que permite intervalos de tiempo de hasta un segundo entre caracteres sin causar un error. Pueden transcurrir intervalos de hasta un segundo entre caracteres en el mensaje. Si se produce un intervalo mayor, el dispositivo receptor asume que se ha producido un error.

2.3.1.2 Protocolo Modbus tipo RTU

Cuando los controladores están configurados para comunicarse en una red Modbus usando el modo RTU (Remote Terminal Unit), cada byte de 8 bits en un mensaje, contiene dos caracteres hexadecimales de 4-bits. La principal ventaja de este modo es que su mayor densidad de caracteres permite un mejor rendimiento de datos que ASCII para la misma velocidad de transmisión. Cada mensaje debe ser transmitido en un flujo continuo .

La trama de todo el mensaje debe ser transmitida como un flujo continuo. Si un intervalo de silencio de más de 1,5 veces el tiempo de carácter se produce antes de la finalización de la trama, el dispositivo de recepción vacía el mensaje incompleto y asume que el siguiente byte será el campo de dirección de un nuevo mensaje.

Del mismo modo, si un nuevo mensaje comienza antes que 3,5 veces el tiempo de carácter siguiente a un mensaje anterior, el dispositivo de recepción lo considerará una continuación del mensaje anterior. Esto establecerá un error, ya que el valor en el campo final CRC (Comprobación de Redundancia Cíclica) no será válido para los mensajes combinados

2.3.2 Distributed Networking Protocol DNP3

Es un protocolo estándar abierto que se originó con base en normas del comité 57, grupo de trabajo 03 de la IEC. El DNP3 según la IEEE std.1379-200 se recomienda para implementaciones de SCADA como maestro y en RTU, IED o PLC como esclavo. El DNP 3.0 es un protocolo muy parecido al Modbus con la ventaja que este si incorpora mensajes con estampa de tiempo, este tipo de protocolo puede ser implementado sobre un bus serial o sobre TCP.

El DNP3 utiliza principalmente comunicaciones maestro-esclavo, es robusto, flexible,

exige una baja cantidad de pruebas para mantenimiento y entrenamiento, presenta una fácil expansión del sistema y se acopla rápidamente a cambios tecnológicos; posee comités de regulación para asegurar interoperabilidad, una secuencia de estampa de tiempo de reporte de eventos, soporta secuencia de eventos para alarmas, mediciones y contadores; permite la realización de reportes de eventos, así como también reporta los tipos de entradas que recibe (digitales, de contadores, analógicas).

El formato de trama utilizado por el protocolo DNP3 está basado en las especificaciones IEC 60870-5 y hace uso de la comprobación de redundancia cíclica, para la detección de errores. Los datos que requieren ser transmitidos pasan por las diferentes capas del modelo OSI, consiguiendo estructurar el mensaje para poder ser difundido. En la capa de trama se define el tamaño adaptando el fragmento para poder encapsularlo y así de esa manera poder transportarlo.

2.3.3 Protocolo IEC 60870-5-101

El protocolo IEC101 es un estándar pensado para la monitorización de sistemas eléctricos de potencia, sistemas de control y comunicaciones asociadas para telecontrol, tele protección y telecomunicaciones, [16]. Utiliza la interfaz serial ITU-T V.24/ ITU-T V.28, canal de tele-control asíncrono entre DTE y DCE. El estándar es apropiado para múltiples configuraciones como de punto a punto, estrella, multipunto.

Es un protocolo de nivel de aplicación el cual define un conjunto de operaciones para controlar unidades remotas. Entre sus principales características se encuentran la transmisión de mensajes bajo demanda, la posibilidad de mensajes espontáneos, la transmisión directa de comandos (con la operación selección antes de operar) y la sincronización de reloj entre todas las estaciones.

Si el enlace desde una estación central de control (controlling station) a varias estaciones remotas (controlled stations), comparte un canal físico común, entonces este enlace debe ser operado en un modo no-balanceado para evitar la posibilidad que más de una estación remota trate de transmitir en el canal al mismo tiempo. La secuencia en la cual varias estaciones remotas se les conceden el acceso para transmitir en el canal, es entonces determinado por el procedimiento de la capa de aplicación en la estación de control, (Adquisición de datos por sondeo).

2.3.4 Protocolo IEC 60870-5-103

El protocolo IEC 60870-5-103 es un estándar para el control de sistemas de suministro eléctrico y asociados de comunicaciones, que permite la interoperabilidad entre equipos y dispositivos de los Sistemas de Automatización de Subestaciones, [17]. El dispositivo que cumpla con esta norma puede enviar la información a través de dos métodos de transferencia de datos, ya sea usando las ASDU (Application Service Data Unit) especificadas de forma explícita o el uso de los servicios genéricos para la transmisión de toda la información posible.

2.3.5 Protocolo IEC 60870-5-104

Este protocolo se aplica a los equipos y sistemas de telecontrol con transmisión de datos en serie (code bit serial data transmission), para el monitoreo y control de los procesos extendidos territorialmente. El estándar IEC-60870-5-104 permite la interoperabilidad entre los equipos de telecontrol compatibles. Las especificaciones del protocolo presentan una combinación de la capa de aplicación de la norma IEC 60870-5-101 y las funciones de transporte prestadas por TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol). Dentro de TCP/IP, pueden ser utilizados distintos tipos de redes, incluyendo X.25, FR (Frame Relay), ATM (Asynchronous Transfer Mode) e ISDN (Integrated Service Data Network). Usando las mismas definiciones, alternativas ASDUS (Application Service Data Unit), como se especifica en otras normas del conjunto IEC 60870-5, las cuales pueden ser combinadas con TCP/IP.

Esta norma define el uso de una interfaz TCP/IP abierta a una red, que contiene, por ejemplo, una LAN para equipos de telecontrol, que transporta IEC 60870-5-101 ASDUS. Los routers que incluyen los diferentes WAN-types (por ejemplo, X.25, Frame Relay, ISDN) pueden ser conectados a través de TCP/IP-LAN-interface común.

2.3.6 Protocolo 61850.

El protocolo IEC 61850 es considerado el estándar para la automatización de equipos de Subestaciones Eléctricas de diversos fabricantes; fue elaborado para el diseño de Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS). Ha sido el único protocolo que ofrece una solución completa de comunicación para Subestaciones Eléctricas y la

principal característica que ofrece es la interoperabilidad entre los equipos.

Está orientado a integrar la mayor cantidad de dispositivos. Una ventaja grande de este estándar es el manejo de redes Ethernet IEEE 802.3, gestión de protecciones sobre la misma red de control y que desde sus inicios fue desarrollado específicamente para su uso en subestaciones.

La ventaja fundamental de este protocolo es definir cada parte que interviene en una subestación disyuntores, seccionadores, barras, unidades de medida. Especificándolo de manera puntual para que no se preste a variaciones. Independientemente del fabricante del relé de protección tiene las mismas especificaciones haciendo que se pueda identificar el equipo al que se encuentra asociado.

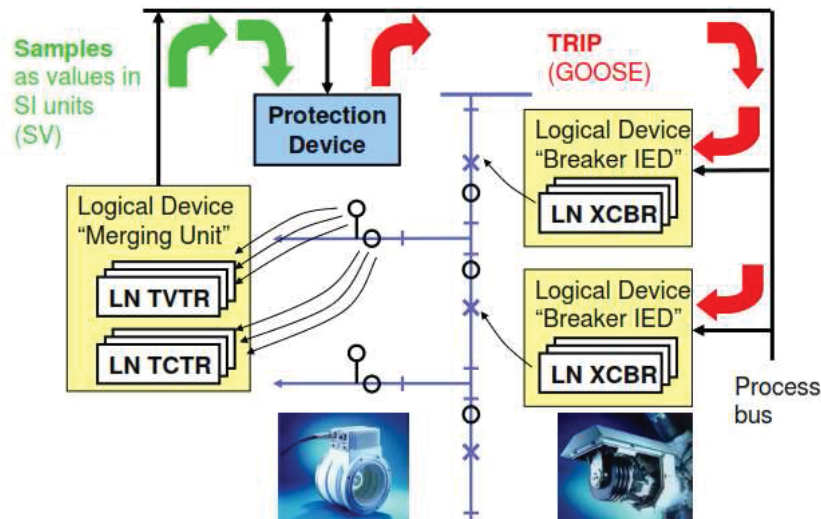


Figura 2. 9 Definición de equipos según norma IEC 61850

Ref.: Curso de integración de subestaciones ABB

El protocolo posee una arquitectura definida como se explica a continuación:

- Nivel de Estación: Es donde ocupamos al operador, donde está el HMI (Human Machine Interface) y el Gateway (encargado de realizar las transacciones entre protocolo). La red Ethernet que se utiliza aquí es llamada "BUS de Estación".
- Nivel de Bahía: Aquí es donde intervienen los IED'S. La red Ethernet que se utiliza aquí es llamada BUS de campo.
- Nivel de Proceso: Generalmente estos buses se crean en una red de anillo. Debido a la confiabilidad que debe tener el BUS es recomendable utilizar dos anillos para duplicar la confiabilidad y utilizar switches de comunicación confiables.

2.3.6.1 Explicación de la Norma IEC 61850

Para los fabricantes de equipos de protección que cumplen la norma, se encuentran claramente definidos las partes lógicas que comprenden la configuración del equipo, [18]. Para este propósito se han estandarizado los bloques de protección, bloques de medición, bloques de operación como se puede observar en la Fig. 2.4

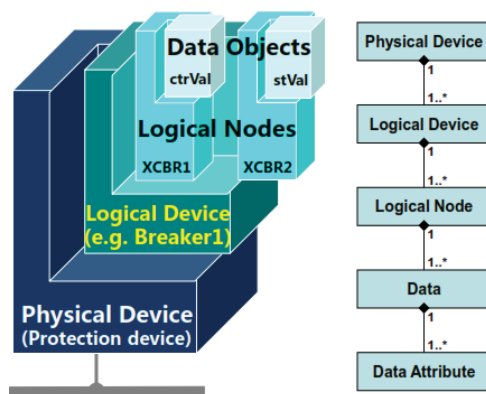


Figura 2. 10 Definición de equipo bajo IEC 61850

Ref.: Automatización de subestaciones Siemens Energy 2010

Al dispositivo de protección o control se lo llama dispositivo lógico que puede ser un interruptor en el cual se crean subdivisiones, en cada una de ellas se encuentra definido los bloques de protección, medida y control a los que se los nombra nodos lógicos. Bajo esta subdivisión del equipo se encuentran las funciones específicas como puede ser la de abrir, cerrar el interruptor o pueden estar las protecciones como sobre corriente, sobre voltaje su operación, tiempos de operación. En la Fig. 2.5, se puede identificar a detalle la definición de una unidad de protección.

Este equipo está relacionado con la bahía A, en este caso el equipo posee control y protección integrados en un mismo dispositivo. Se observa claramente el nodo CTRL, en la norma este identificativo se lo da al nodo lógico de control, así como hay otros como CMXU que relaciona al bloque de medidas de voltaje en el cual tiene los valores de voltaje fase – fase o fase – tierra. Dentro del nodo CTRL se tiene las funciones generales de las que el equipo sea capaz de soportar, esto dependiendo de la cantidad de entradas o salidas que el mismo posea, dentro de un SCADA es importante conocer si la señal obtenida sobre el IED está en condiciones operativas es decir si el relé está reportando esa señal o dejó de hacerla esto se lo define como calidad de la señal. En esta caso particular se observa el estado de la señal, la misma norma solo permite dos

estados lógicos para cualquier dispositivos abierto (10), cerrado (01) pero no señales intermedias (00,11) a las que se las desconoce y se las llama ilegales.

Esto es debido a que un equipo que puede ser un interruptor o un seccionador solo puede estar abierto o cerrado, por la operación misma del equipo primario si llegara a estar en una posición intermedia significaría que no operó adecuadamente y es necesario localmente revisarlo. Cuando un equipo reporta una condición intermedia la operación generalmente se la bloquea para el telecontrol.

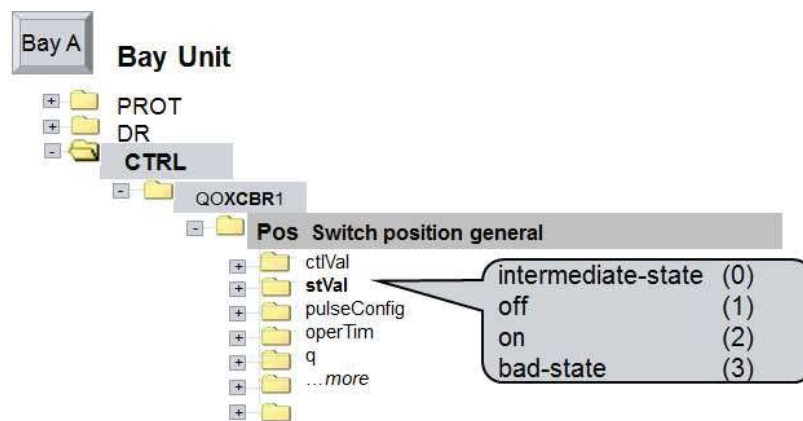


Figura 2. 11 Definición IEC 61850 para el control de un interruptor

Ref.: Automatización de subestaciones Siemens Energy 2010

2.4 Índices de calidad de servicio para una empresa distribuidora en el Ecuador

En el Ecuador la actividad del sistema eléctrico está regulada por el CONELEC, su función fundamental es regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional [19].

2.4.1.1 Calidad en la distribución.

En el Ecuador una empresa de distribución debe alcanzar un balance entre los costos de inversión, y de operación y mantenimiento con ello conseguir un punto óptimo para su operación. Para la operación una empresa distribuidora los costos adicionales que tienen por su relación directa por el suministro, se traducen en mayores inversiones eficientes se obtiene un mejor producto. La calidad del servicio se caracteriza por tres aspectos diferentes:

- **La Calidad del Producto:** Se refiere a la onda de tensión, medida por las diferentes perturbaciones que afectan a los parámetros ideales de la onda de tensión: variaciones de la magnitud de la tensión, oscilaciones periódicas del valor de la tensión, armónicas, interrupciones breves del suministro.
- **Calidad del Servicio Técnico:** Medida por el número y la duración de las interrupciones del suministro eléctrico.
- **Calidad del Servicio Comercial:** Medida por indicadores tales como, tiempo de espera para obtener la conexión de la red de un nuevo cliente, tiempo de respuesta de los reclamos, errores en la facturación.

- **Calidad del producto**

La onda de tensión que la compañía distribuidora suministra a cada cliente en su punto de alimentación debe tener unas características ideales que se definen en cuanto a magnitud de acuerdo con el valor nominal de la tensión; frecuencia; forma de onda senoidal; y simetría entre las tres fases en caso de un suministro trifásico. Existen perturbaciones que afectan a estas características que definen el producto, pudiéndose, en caso de ser importantes, llegar a causar un mal funcionamiento del sistema o de los equipos a él conectados.

A continuación se presentan los parámetros eléctricos, que generalmente se consideran para medir la calidad del producto.

- **Nivel de Voltaje:** La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (RMS) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Dónde:

ΔV_k : Variación de voltaje, en el punto de medición, en el un intervalo k.

V_k : Voltaje eficaz (RMS) medido en cada intervalo de medición k.

V_n : Voltaje nominal en el punto de medición.

- **Parpadeo (Flicker):** Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considera el Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (Pst),

en intervalos de medición de 10 minutos, definido de acuerdo a las normas. Para el caso de la norma IEC el índice se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}$$

Dónde:

Pst: Índice de severidad de flicker de corta duración.

P0.1, P1, P3, P10, P50: Niveles de efecto “flicker” que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del período de observación.

Armónicos

$$V_i' = \left(\frac{V_i}{V_n} \right) * 100$$

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100$$

Dónde:

Vi': Factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: Factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

Vi: Valor eficaz (RMS) del voltaje armónico “i” (para i = 2... 40) expresado en voltios.

Vn: Voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

- **Factor de potencia** El factor de potencia es considerado en la mayoría de las normativas como un parámetro eléctrico que debe presentar el consumidor; se aplican cargos económicos si el factor está por debajo de los límites establecidos.

2.4.1.2 Calidad del servicio técnico.

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción. La continuidad del servicio o el número y duración de las interrupciones está claramente ligada con la política de inversión y de mantenimiento que lleva la empresa distribuidora.

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (Aj), de acuerdo a las siguientes expresiones:

- **Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK):** En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{instAj}}$$

- **Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (TTIK):** En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} kVAfs_{iAj} * Tfs_{iAj}}{kVA_{instAj}}$$

Dónde:

FMIK: Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

\sum_i^{Aj} : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "Aj" en el

período en análisis.

kVAfsi: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfsi: Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

Rd: Red de distribución global

Aj: Alimentador primario de medio voltaje "j"

Un segundo objetivo de la regulación, y complemento del anterior, es garantizar a todos los consumidores unos niveles mínimos de calidad individual. Para ello se utilizan índices de continuidad individuales, esto es el número y duración de las interrupciones que sufre cada cliente de forma individual, y un mecanismo de penalización también individual.

Para el caso de consumidores, se controlará la calidad de servicio en función de índices individuales:

- **Frecuencia de interrupciones por número de consumidores (FAIc):**
Representa el número de interrupciones, que han afectado al Consumidor "c", durante el período de análisis.

$$\mathbf{FAIc = Nc}$$

Dónde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, que afectaron al consumidor "c", durante el período de análisis.

- **Duración de las interrupciones por consumidor (DAIc).**

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el período de control.

$$\mathbf{DAIc = \sum_i (Ki * dic)}$$

Dónde:

DAIc: Duración de la interrupción por consumidor.

dic: Duración individual de la interrupción "i" al consumidor "c" en horas.

Ki: Factor de ponderación de las interrupciones (variable de acuerdo a la interrupción: programada o no programada).

Tanto para los índices globales como individuales se definen procedimientos a fin de determinar la cantidad de energía no suministrada por el distribuidor.

2.4.1.3 Calidad del servicio comercial.

La distribuidora tiene la obligación de proveer, además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales relacionados, necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores. La calidad del servicio comercial al consumidor que debe ajustarse la distribuidora, responde a los siguientes parámetros:

- Niveles globales de calidad comercial: corresponden a las metas de calidad para toda la distribuidora.
- Niveles de calidad comercial garantizados a cada consumidor: son aquellos vinculados a las prestaciones garantizadas a cada consumidor en forma individual.

En caso de producirse incumplimientos en los niveles de calidad comercial la distribuidora deberá compensar a la totalidad de sus consumidores, mediante la aplicación de las sanciones establecidas en la respectiva normativa o en los contratos de concesión. Será responsabilidad de la distribuidora efectuar el relevamiento y registro de la totalidad de eventos que son necesarios para el cálculo de los índices globales e individuales, la determinación de los correspondientes indicadores y finalmente en caso de no cumplir con estos índices, el pago de las compensaciones a los consumidores.

- **Índices calidad del servicio comercial:** Se consideran como índices de calidad del servicio comercial al consumidor, a los asociados con:
 - La conexión del servicio eléctrico y del medidor
 - Estimaciones en la facturación
 - Resolución de reclamos comerciales

- Restablecimiento del servicio suspendido por falta de pago
- Plazo de respuesta a las consultas de los consumidores.
 - Información previa a los consumidores acerca de interrupciones programadas reposición del suministro después de una interrupción individual.

CAPÍTULO 3

DISEÑO DE ESQUEMA DE RECONEXIÓN AUTOMÁTICA

El presente capítulo pretende explicar los criterios que se tomaron en cuenta para el diseño del sistema de reconexión. Para el diseño se hizo necesario intervenir en las funciones y cableado de cada una de las subestaciones que son parte del análisis del presente trabajo de grado. La automatización presente en las diferentes subestaciones de la EEQ son parte importante para el monitoreo y reporte de la actividad del sistema de reconexión.

3.1 Descripción del sistema de reconexión automática

El sistema de reconexión en un sistema de potencia se lo realiza siempre luego de la acción de protección. Antiguamente después de la operación del relevador de protección, el mismo activaba un temporizador el que daba el comando de recierre al interruptor con ello se ejecutaba la operación. Por la experiencia práctica se hizo necesario tener información del estado del interruptor para que este sea un condicionante antes de la ejecución de la orden de recierre, con esto se garantizaba que el interruptor se encuentre abierto, y la operación sea efectuada con éxito.

Por seguridad de operación se hizo necesario conocer también como se abrió el interruptor de forma manual o automática, esto para conocer si la maniobra se la hizo intencionalmente para desenergizar el circuito por maniobras requeridas para mantenimiento u otro fin. Con ello se precautela una reconexión al abrir el interruptor manualmente, sino por una operación errónea del sistema de reconexión, energizando el circuito innecesariamente con la probabilidad de causar accidentes. Esta misma consideración se debe tener cuando se hace la desconexión de manera remota a través de un sistema SCADA, el equipo de reconexión debe saber interpretar que la acción de desconexión desde un centro de control no debe activar la función de reconexión en el dispositivo.

En la actualidad la reconexión se lo realiza mediante un relé de protección dedicado a este fin, el que supervisa las condiciones del interruptor y protecciones. Nos da la facilidad de ajustar los tiempos necesarios antes de la ejecución del comando de cierre, además del número de intentos de reconexión. Como este dispositivo está dedicado a este fin tiene la capacidad de bloquear su acción si fuera necesario. Evitando así la

energización del circuito con falla, evitando comprometer equipos del circuito con falla y circuitos aledaños a la misma.

3.1.1 Fundamentos del sistema de reconexión

3.1.1.1 Número de intentos de reconexión.

Se define como el número de intentos o comandos de cierre que el equipo de reconexión envía hacia el equipo de patio, al activarse la función de recierre, [20]. Esta puede ser a un solo intento (one-shot), es decir se enviará un mando de conexión hacia el equipo primario. También existe la posibilidad de que exista más de un comando de cierre (multiple-shot), según sea el ajuste establecido para la operación de la función de re cierre se envían varios comandos de cierre hacia el equipo primario con un intervalo conveniente de tiempo entre cada uno de ellos. Los intervalos de tiempo se los establece a consideración de las características del interruptor instalado en la subestación, estabilidad en el sistema, efectos perjudiciales a los consumidores y equipamiento.

3.1.1.2 Tiempo muerto del interruptor

El objetivo fundamental del sistema de reconexión es restablecer el servicio lo más pronto posible. Al producirse un intento de recierre sin el suficiente tiempo para que el dieléctrico de la cámara de interrupción recupere sus características nominales, es un intento de reconexión sin éxito. Este intervalo de tiempo es considerado para que el equipo primario pueda recuperar las características dieléctricas y pueda desionizar la cámara de interrupción, [21]. Esta ionización es causada por el paso de la corriente de cortocircuito por los contactos principales del interruptor, que al separarse para despejar la falla, el espacio que queda entre ellos se ioniza, por el arco producido.

El tiempo muerto para el interruptor que involucra la reconexión se define como el tiempo que existe entre la extinción del arco y del primer restablecimiento de la corriente en los contactos de los polos en operación durante el recierre

El tiempo muerto para la falla no necesariamente es el mismo para el interruptor, según la norma IEEE C37.100-1992 define que el tiempo muerto en una falla con formación de arco sobre la operación en un re cierre no es necesariamente el mismo tiempo muerto que implica a un disyuntor, ya que el tiempo muerto de la falla es el intervalo durante el cual la línea fallada es desenergizada de todos los terminales.

Para aplicaciones se puede tener de referencia tiempos muertos que se han obtenido de experiencias prácticas. Según el número de intentos de reconexión se recomienda el

tiempo muerto Tabla 3.1

INTERVALOS DE TIEMPO MUERTO	
Intervalo de Tiempo Muerto	Ajuste Típico de Tiempo
Primer disparo al 1er recierre	0 a 5 seg
2do disparo al segundo recierre	11 a 20 seg
3er disparo al 3er recierre	10 a 30 seg

Tabla 3. 1 Intervalos de tiempo muerto típicos

Fuente: IEEE C37.104-2012

3.1.1.3 Tiempo de deionización de arco

Es el tiempo necesario que se requiere después de la extinción del arco para asegurar la dispersión del aire ionizado de manera que al energizar nuevamente la línea el arco no se encienda nuevamente. Como regla general mientras más alto sea el voltaje del sistema, más largo será el tiempo requerido para la deionización del arco, el tiempo ligeramente con un aumento de la corriente de arco y presencia de lluvia, [20] [21]. Según la norma IEEE C37.100-1992 un tiempo óptimo para la deionización viene dado por la siguiente formula.

$$t = 10.5 + \frac{V_{L-L}}{34.5}$$

Dónde:

t: viene dado en ciclos

V_{L-L} : viene dado en kV y es voltaje de línea

La deionización involucra varios factores como: voltaje del circuito, espaciado del conductor, magnitud de la corriente de falla, y condiciones del clima. En la figura 3.1 se indica la experiencia de operación de línea y el tiempo de deionización.

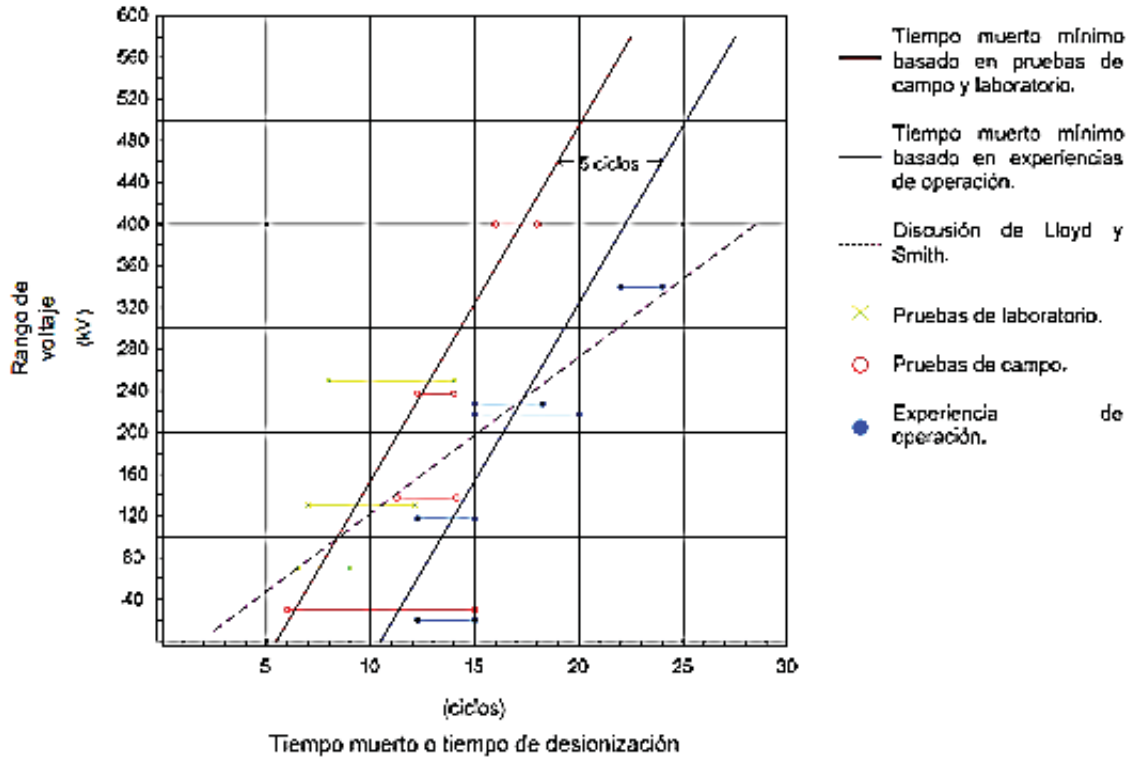


Figura 3. 1 Tiempo muerto por arco producido en una operación de línea

Fuente: Automatic reclosing in transmission line and considerations

3.1.1.4 Características de los interruptores de potencia

Los interruptores de potencia deben ser capaces de realizar un segundo disparo. Para que un interruptor sea considerado en el esquema de reconexión automática debe ser capaz de tener dos operaciones en intervalos de 15 segundos, además tener un ciclo de operación estándar CO (close - open) + 15s+CO según lo señala la norma IEEE Std C37.0410, es decir deben ser capaces de operar a alta velocidad, [20] [22].

Para la selección del tiempo adecuado de un interruptor no solo interviene el tiempo entre operaciones que el interruptor es capaz de soportar, es importante considerar y adicionar los intervalos de tiempo que tiene el sistema mecánico y acumulador de energía mecánica necesita para la apertura del interruptor esto se observa claramente en la Fig. 3.2

¹⁰ IEEE Std C37.04: Standard Rating Structure for AC High Voltage Circuit Breakers



Figura 3. 2 Ciclo de operación de un disyuntor en aceite con mecanismo de operación neumático.

Fuente: Power system stability, Kimbark E

3.1.1.4.1 Tiempo de restablecimiento y bloqueo

El tiempo de restablecimiento es el intervalo requerido de tiempo que necesita el relé de reconexión después de operar para restablecer sus condiciones iniciales después del tiempo de bloqueo.

El tiempo de bloqueo es el tiempo configurado en el cual no se puede realizar un disparo por actuación de protecciones, un comando de apertura y cierre del interruptor sea localmente o remotamente adicionalmente se bloquea la acción de reconexión en este intervalo de tiempo.

Este tiempo es útil para que las condiciones mecánicas y eléctricas del interruptor se restablezcan y se pueda efectuar una nueva operación de apertura por disparo o de cierre por acción del sistema de reconexión.

3.1.1.4.2 Tiempo de Arqueo

Es el intervalo de tiempo entre el instante de inicio del arco y el instante de extinción del arco en todos los polos del interruptor.

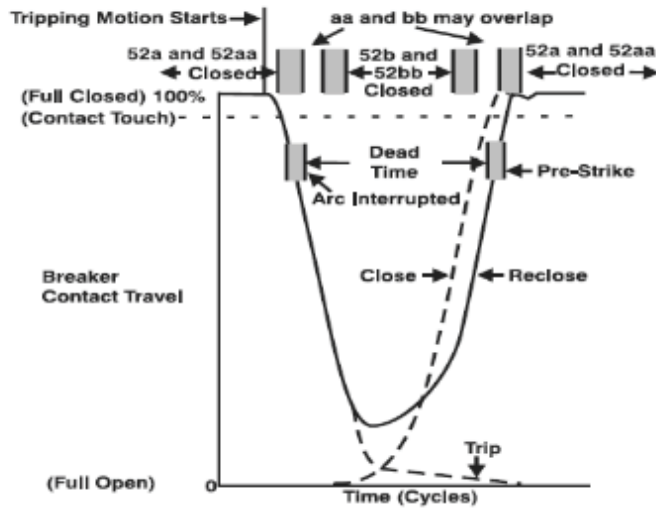


Figura 3. 3 Esquema típico instantáneo de acción de un interruptor

Fuente: Automatic Reclosing Transmission Line Applications and Considerations [23]

3.1.1.4.3 Efectos del recierre en la capacidad de interrupción de un disyuntor

Los desarrollos en diseño y construcción de interruptores en velocidad de mecanismos, confiabilidad de operación. Ha permitido desarrollar la filosofía de la reconexión automática, cuando estos estudios comenzaron se definió que, un interruptor debía ser capaz de soportar la corriente simétrica de cortocircuito por dos veces en un intervalo de 15 segundos. Con ello se exigía que su ciclo de operación sea (CO + 15 seg + CO) esto se define en la norma IEEE C37.04-1999.

Si el interruptor tiene un ciclo de operación diferente hay un factor de compensación que debe ser aplicado según la norma C37.06-1997. Como referencia tenemos la siguiente tabla para un interruptor de 39 kA.

Ciclo de Operación de Recierre	Numero de Recierres Aplicados	Modificacion de la Capacidad Interruptiva
CO + 10 seg + CO	2	29,5
CO + 10 seg + CO	Ninguno	30
CO + 10 seg + CO + 45 seg + CO	1 y 2	28
CO + 10 seg + CO + 45 seg + CO	1	28,5
CO + 0 seg + CO + 10 seg + CO	1 y 2	26,5

Tabla 3. 2 Modificación de capacidad interrumpida de un interruptor de 39kA

Fuente: Automatic reclosing transmission line applications and considerations

Para un mayor entendimiento en la Fig. 3.5 se indica las curvas de capacidades interruptivas, considerando un ciclo de operación de recierre típico.

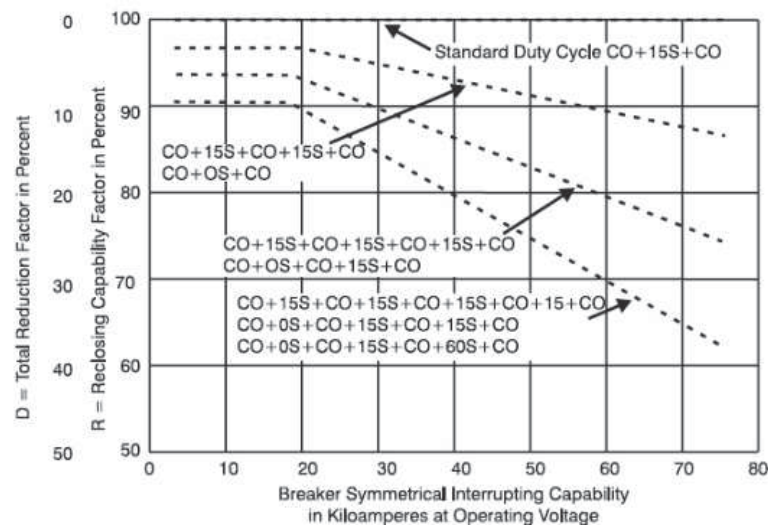


Figura 3. 4 Capacidad interruptiva de corriente simétrica

Fuente: Automatic reclosing transmission line applications and considerations

3.1.1.4.4 Operación típica del sistema de reconexión

El sistema de reconexión está diseñado para reponer el servicio eléctrico al menor tiempo posible, la operación del sistema debe tener seguridad y confiabilidad.

Según los ajustes dados al equipo de reconexión deberá reaccionar según sea conveniente. Si la falla es transitoria se enviará el comando de disparo por acción de la protección a la que ha sido relacionada con el sistema. Según sea la aplicación si es en línea de transmisión, se lo relaciona con la protección de línea, y si es en el caso de alimentadores con la protección de sobre corriente.

Se envía el comando de disparo por protecciones, se energiza la bobina de disparo del interruptor este a su vez libera el mecanismo del interruptor que es el encargado que el contacto móvil del interruptor se desplace. Se produce el arco por la separación de los contactos y el paso de la corriente de cortocircuito.

Con el interruptor abierto se inicia el intervalo de tiempo muerto conveniente para el interruptor usado en la aplicación. Luego de transcurrido este tiempo se envía el comando de recierre. Si el recierre fue exitoso, se conectó sin problemas porque la falla se auto liberó. El relé de recierre regresa a condiciones iniciales a la espera de un nuevo evento. Esto se puede observar claramente en la Fig. 3.3

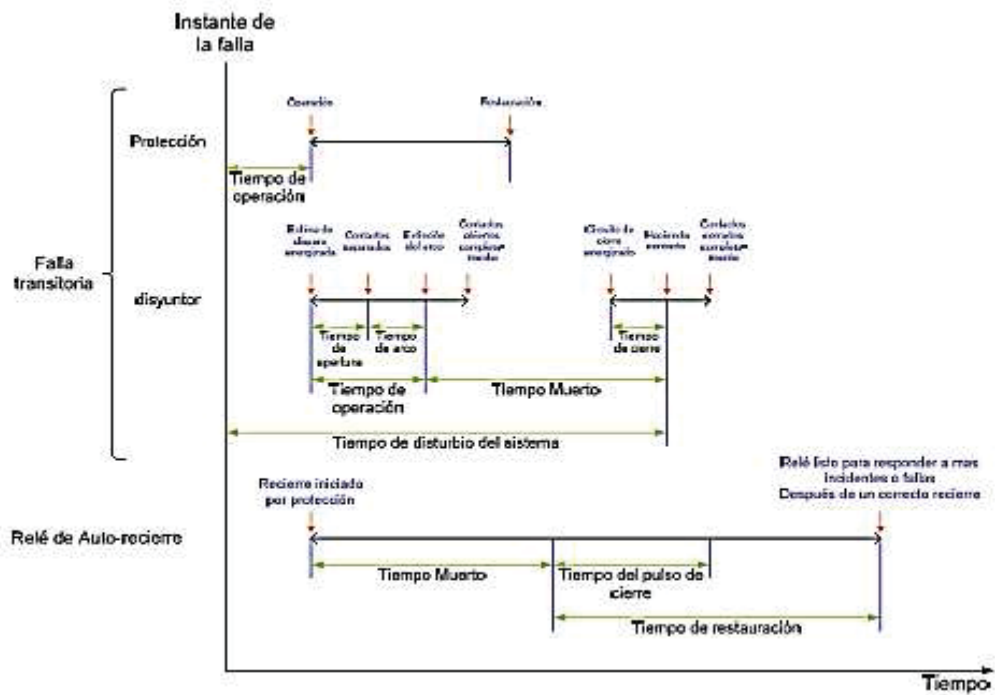


Figura 3.5 Esquema de reconexión típica ante una falla transitoria

Fuente: Network protection and automation guide [24]

Para el caso de una falla que es permanente, el Sistema reacciona de la misma manera pero al realizar el comando de recierre por primera vez la falla existe al momento por lo que la despeja enviando un disparo al equipo primario para que abra el interruptor. Si se ha considerado múltiples recierres, luego de transcurrido el tiempo de bloqueo y reset se envía de nuevo el comando de cierre, con lo que se espera que la falla se ha auto despejado y reconecte con éxito. Si la falla persiste se da la acción de disparo con ello se ejecuta el bloqueo de operación el mismo que solo puede ser liberado localmente. Esto obliga al personal a realizar una inspección de la falla, movilizar los recursos necesarios para tratar una falla permanente así se optimizan recursos. La operación del sistema ante una falla del tipo permanente se puede observar de mejor manera en la Fig. 3.4

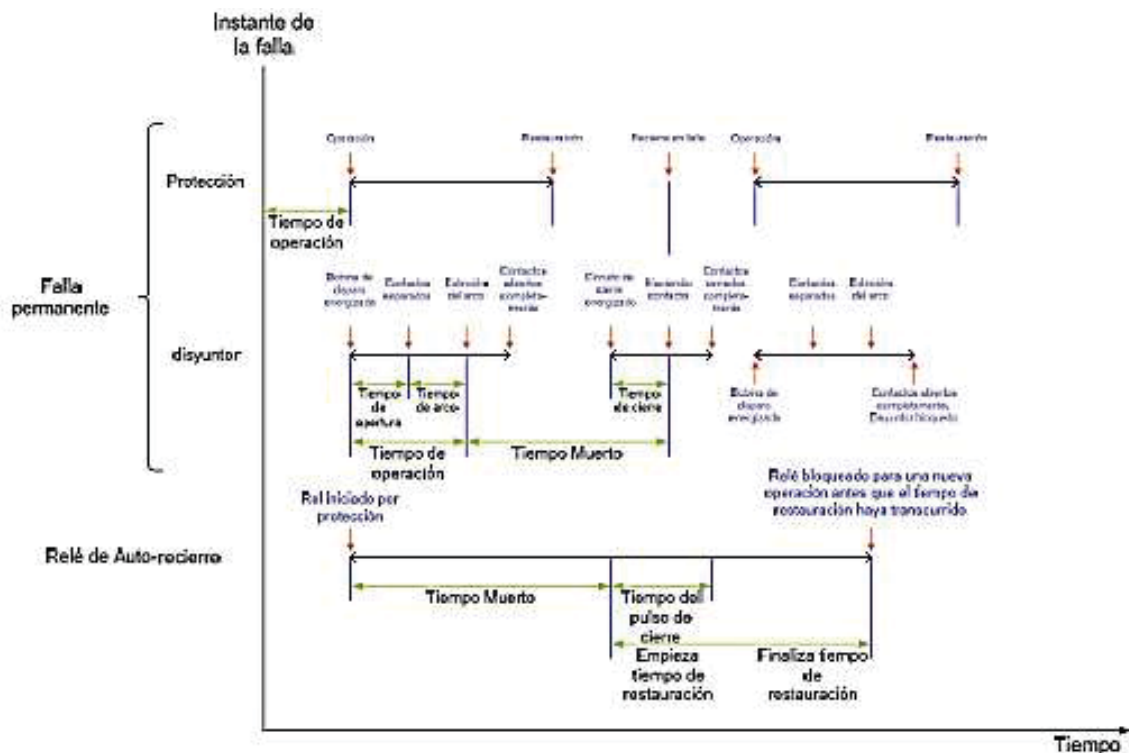


Figura 3. 6 Esquema de reconexión típica ante una falla transitoria

Fuente: Network protection and automation guide [24]

3.2 Diseño de operación del sistema de reconexión.

3.2.1 Circuito para reconexión.

Para efectuar el recierre para transmisión, sub transmisión, y distribución se tiene una lógica de operación que se la puede aplicar a los tres casos. Según se la aplicación tendrá consideraciones adicionales como tipo de disyuntor, nivel de voltaje, topología de red.

La operación del sistema de recierre debe ser iniciada siempre por la operación de una protección, y supervisar el cambio de estado el interruptor mediante un contacto auxiliar. Para poder diferenciar que fue un cierre manual o local del interruptor, debe ingresar un contacto normalmente abierto que debe efectuar la apertura del interruptor sin activar el recierre, asegurando que el interruptor no recierre solamente por cambio de estado del equipo primario.

Para labores de mantenimiento es conveniente deshabilitar la operación de recierre por seguridad del personal y evitar así energizaciones innecesarias. Por lo que se propone una manija la cual permite habilitar o no la función. En la Fig. 3.5 se identifica de

mejor manera lo expuesto anteriormente.

Dónde:

101: Manija de control local del interruptor

101 Close: Contacto de la manija de operación del interruptor

101 SC: Contacto para interbloqueo por conexión manual

43 Reclosing: Manija de habilitación o des habilitación del a función de recierre.

52a: Contacto auxiliar normalmente abierto del Interruptor

52b: Contacto auxiliar normalmente cerrado del Interruptor

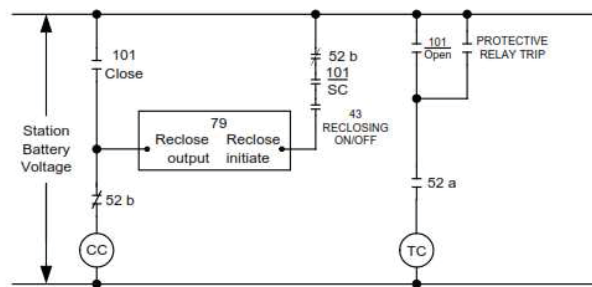


Figura 3. 7 Circuito típico para la función de recierre

Fuente: IEEE C37.104-2012

3.2.1.1 Diseño de operación del sistema de reconexión automática

Para las subestaciones escogidas para el diseño poseen diferente tipo de implementación de equipos de protección en función a esto se aplicó un método de automatización. El control y monitoreo de estas subestaciones se lo hace desde el Centro de Control de la EEQ, a la misma que se reportan medidas y estados de los equipos primarios de cada subestación. Con esta información se realiza la operación de los diferentes primarios de la subestación según sea conveniente para el sistema y la distribución de la energía hacia el cliente. Administrando remotamente la operación del sistema de distribución, con ello se puede optimizar el tiempo de suspensión de energía en los diferentes alimentadores del sistema eléctrico Quito.

3.2.1.2 Elección de primarios que ingresan al sistema de reconexión automática.

Según la norma C37.104-2012 se recomienda no realizar reconexión monopolar y tripolar en circuitos mallados y circuitos que en su mayoría sea subterráneo. En el caso de tener una gran porcentaje de línea con cable subterráneo no se recomienda no realizarlo debido a que la mayoría las fallas son permanentes, de aplicarse la reconexión

agravaría el daño presente en la red. En el caso de la EEQ existen circuitos con cable subterráneo, muchos de estos comparten recorrido por el mismo ducto, si uno de los dos circuitos tiene una falla permanente puede o no afectar a los cables del mismo circuito y a los cables de circuito adyacentes dependiendo de la severidad de la falla. Si aplicamos la reconexión existe la probabilidad que ya no sea solo un cable por reparar sino varios que involucra emplear más tiempo en su reparación y demora en reiniciar el servicio al cliente final causando molestias por la falta de energía. Con lo cual se recomienda no emplear el sistema de reconexión en este tipo de alimentadores.

Para un sistema de distribución por experiencias internacionales, se puede tener hasta cuatro intentos de reconexión. Esta recomendación es favorable y adaptable para circuitos radiales rurales, para circuitos mallados es necesario tener consideraciones especiales. Si es mallado y con diferentes fuentes en los inicios de cada uno, en la Fig. 3.5 se muestran alimentadores mallados de estas características es importante verificar la sincronización entre cada uno de ellos para evitar una diferencia de potencial, ocasionar un cortocircuito mayor al ocurrido en un primer instante.



Figura 3. 8 Alimentadores Primarios interconectados con fuentes en ambos extremos

Fuente: Auto recierre TNB Transmission.

En la EEQ para la interconexión entre diferentes fuentes, es decir de diferentes subestaciones existen equipos de operación manual operadas por personal calificado, estos equipos de operación están situados estratégicamente a lo largo de recorrido de ambos alimentadores. Con ello se evita la verificación de sincronización de voltaje entre ellos ya que el equipo que los une es normalmente abierto como indica la Fig. 3.6.

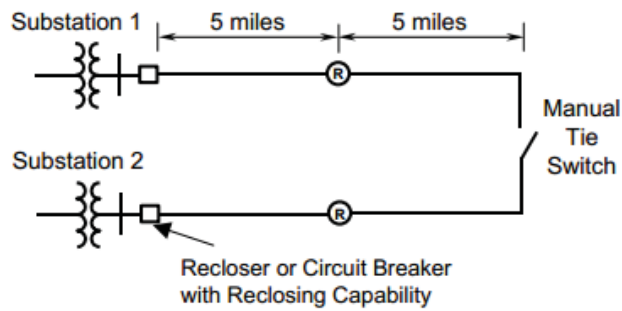


Figura 3. 9 Configuración típica para interconexión entre alimentadores usados en la EEQ

Fuente: The effect of loop reconfiguration and single phase tripping on distribution system Reliability

Para futuras implementaciones si se tiene primarios conectados en malla se debe implementar un disparo remoto el cual bloquee el recierre. Con la finalidad de que no se conecten los equipos hasta tener sincronización en los dos extremos.

Para redes que son en la mayoría de su trayecto aéreo es muy recomendable usar la reconexión automática ya que en este tipo de red se da probabilidad más alta de tener éxito en operación de este sistema. Esto se lo ha evidenciado en la práctica teniendo un porcentaje de 89 porciento de éxito de operaciones de reconexión exitosa del servicio.

Los alimentadores de la EEQ no existe una carga definida para cada alimentador, según sea el mayor porcentaje de tipo de carga se lo estratifica como: residencial, industrial, mixta. En esta se tiene las diferentes combinaciones entre las tres principales. En el Anexo 2 podemos encontrar la clasificación de los alimentadores según la EEQ Para la implementación se ha considerado la clasificación de las cargas en los alimentadores seleccionándolos de acuerdo a experiencias y prácticas recomendadas que han sido usadas fuera del país.

Para el caso de la carga residencial no hay mayor complicación en realizar un recierre rápido porque no presenta cargas complejas como motores o maquinaria de procesos. Mientras más rápido se restablezca el servicio al cliente residencial menor será la insatisfacción ante el servicio eléctrico logrando ocasionar menos molestias al cliente final.

En el caso del cliente industrial es más complejo el realizar un recierre de velocidad, los procesos productivos de la pequeña mediana y gran industria en Quito comprenden en elaboración de productos, los que son comandados por controladores que al perder la tensión de alimentación se resetean y pierden el proceso, no todas poseen equipos de

protección adecuados para evitar perder alimentación y perder proceso que significa volver hacer arranques en frío. Es mejor que las industrias paren sus procesos adecuadamente y los puedan reiniciar cuando crean conveniente así evitamos perdidas innecesarias de materia prima y maquinaria por complicaciones mecánicas que pueden ocurrir, causando pérdidas económicas y complicaciones en producción. Con lo que se decidió no incluir a este tipo de carga en el sistema para evitar complicaciones mayores. Se puede considerar a estos consumidores cuando se tenga una información sobre sus procesos productivos y sus sistemas tengan un respaldo de energía para poder parar sus procesos adecuadamente y coordinar el tiempo en el cual están listos para poder tener a disposición energía para comenzar su producción nuevamente. En el Anexo 2 se muestra la clasificación de los alimentadores según el criterio de la EEQ además de los alimentadores considerados en el presente trabajo.

3.2.1.3 Introducción de generación distribuida en los alimentadores de la EEQ.

Con el reciente desarrollo de la generación alternativa se hace cada vez más evidente la aparición de energía distribuida, en el área de concesión de la EEQ posee poca introducción de energía distribuida en su sistema de distribución. Posee 7 productores que poseen generadores hidráulicos colgados a los alimentadores primarios, los que se indican en la Tabla 3.4

PRODUCTORES DE ENERGIA DISTRIBUIDA EN LA EEQ			
NOMBRE	POTENCIA	TIPO DE GENERACION	SUBESTACION
Urvia	0,9	Hidraulica	Pomasqui
Perlavi	0,27	Hidraulica	Pomasqui
Equinoccial	0,3	Hidraulica	Pomasqui
Noroccidente	0,45	Hidraulica	El Bosque
Siliunchi	0,4	Hidraulica	Machachi
Calera	2	Hidraulica	Machachi
Loreto	2,1	Hidraulica	Papallacta

Tabla 3. 3 Generación distribuida en la EEQ

Fuente: Despacho de potencia EEQ

La reconexión en alimentadores primarios con generación distribuida es un tema de análisis particular, debido a que involucra re energizar en un período corto de tiempo la línea hacia la central. El realizar esto involucra problemas de voltaje y frecuencia además de oscilación de potencia. Claro está que actualmente no se encuentra una

potencia instalada significativa para tener complicaciones de estabilidad pero si son evidentes los transitorios de corriente y voltaje existentes en la red si se energizara en un corto tiempo. Para ello la norma señala que cuando existe este particular es necesario considerar un tiempo adicional para asegurar que la central se encuentre fuera de la red de distribución con lo que es importante considerar protecciones locales como mínima tensión que haga que la central salga inmediatamente de línea, además de un equipo de disparo remoto en el cual bloquee el ingreso de la central mientras el tiempo de banda muerta no haya transcurrido [25], [26]. Se realizó una simulación para constatar este efecto en las figuras 3.7 a y 3.7b se pueden observar los transitorios de ángulo y de frecuencia entre las barras de la subestación y la central de generación. Se puede apreciar que transcurrido el fenómeno oscilatorio se adecuado realizar la reconexión automática. Se indica que es prudente añadir un tiempo de entre 20 a 25 ciclos si la barra remota tiene protecciones locales de mínima tensión y disparo transferido.

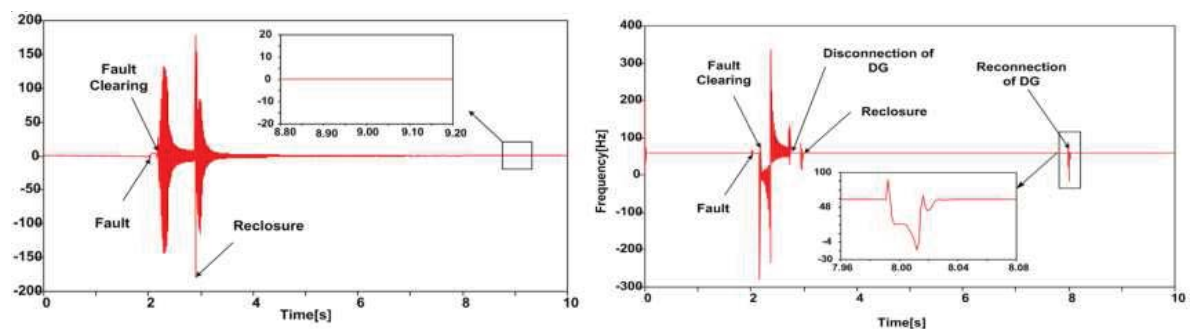


Figura 3. 10 Transitorios de Voltaje y Corriente al incluir GD en un alimentador primario

Ref: An Adaptive Reclosing Algorithm Considering Distributed Generation

Para el presente diseño los alimentadores seleccionados no poseen generación distribuida, como para desarrollos posteriores al haber mayor inclusión de energía distribuida se debe tomar las consideraciones anteriormente expuestas. Los productores actuales colgados a la red de la EEQ poseen protección local de mínima tensión pero no se han desarrollado esquemas de protección remota de ninguna característica, como una alternativa se podría desarrollar un disparo transferido por comunicaciones.

3.2.1.4 Coordinación de protecciones y habilitación de la función de recierre

El inicio del sistema de reconexión está dado por la operación de una protección definida. La operación de las diferentes unidades de protección son debido a una falla

que puede ser del tipo transitoria, semipermanente, y permanente. La experiencia práctica indica que el 89 por ciento de las fallas transitorias se auto limpian o auto despejan y están relacionadas con la operación de las unidades instantáneas de sobre corriente de fase y de neutro. La operación de la unidad instantáneo de sobre corriente para un alimentador primario debe estar coordinado con las protecciones aguas abajo a la línea de distribución. A lo largo de la línea hay fusibles, reconectadores, seccionalizadores que permiten aislar fallas selectivamente, permitiendo de esta manera suspender solo las secciones con falla de línea, permitiendo que las secciones sin falla sigan su funcionamiento normal. En la Fig. 3.11 se indica la recomendación de una coordinación de protección típica para un alimentador primario de distribución.

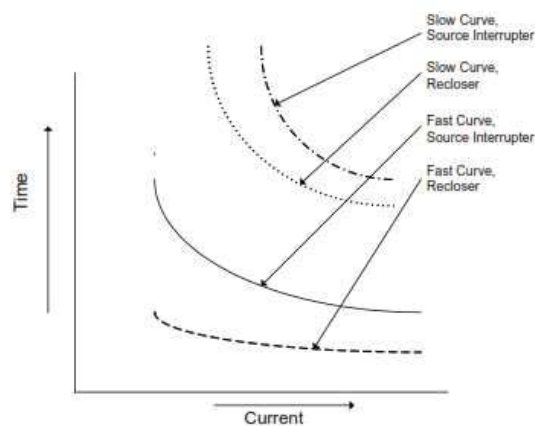


Figura 3. 11 Diagrama Tiempo Corriente para coordinación de Protecciones

Fuente: IEEE C37.104.2012

En el caso de la EEQ posee dos tipos de topología común que se indica en la Fig. 3.12a y 3.9b respectivamente, el ajuste de la protección hasta la subestación llega hasta un 80 por ciento del primer equipo de protección principal hacia adelante, que también se indica en Fig. 3.12a y 3.12b.

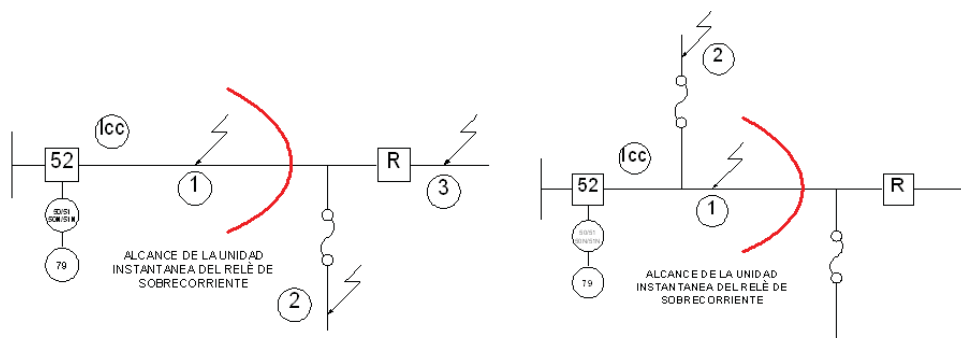


Figura 3. 12 Topología de red para un alimentador primario en la EEQ

Fuente: Despacho de distribución EEQ

Para poder indicar la coordinación en los primarios de la EEQ se ha modelado cada uno de ellos hasta el alcance de la unidad de sobre corriente instantánea. La coordinación a partir del equipo de protección fuera de la subestación se encuentra calibrada en relación a las secciones siguientes de la red del alimentador. En la Fig. 3.10 se indica la coordinación realizada para el alimentador F de la SE Cristianía. Se puede observar al ocurrir una falla en el ajuste de la protección de sobre corriente operará la unidad requerida. Es posible observar que el ajuste de la curva de la protección de recierre solo operará en la curva de instantáneo de sobre corriente de la protección no en la unidad temporizada. De cara a una falla el primer elemento en actuar sería el fusible antes que la protección del alimentador, con ello se puede verificar la selectividad y los ajustes propuestos.

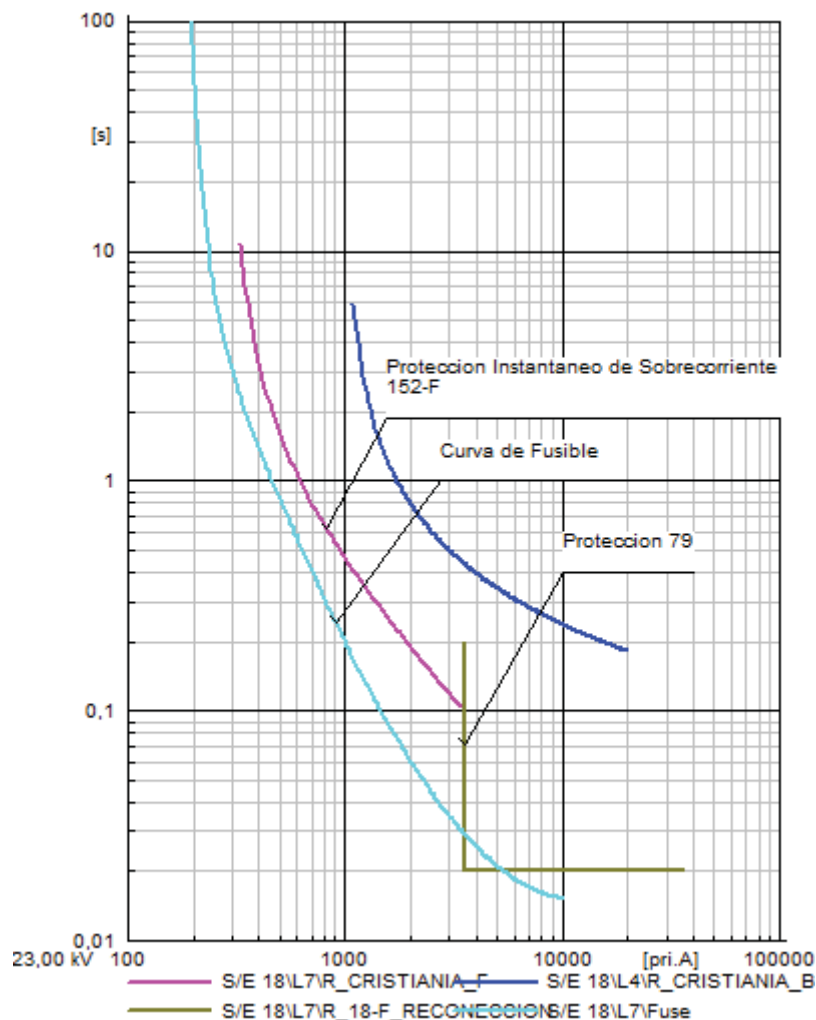


Figura 3. 13 Coordinación de protecciones para el Primario F SE Cristianía

Fuente: Digsilent power factory

En este escenario si ocurre una falla y se acciona la función instantánea de sobrecorriente se activara también la función de re cierre, transcurrida el tiempo muerto requerido se volverá a reconectar. En la Fig. 3.14 se indica una falla modelada para la misma posición en la que se evidencia la coordinación entre los equipos de protección.

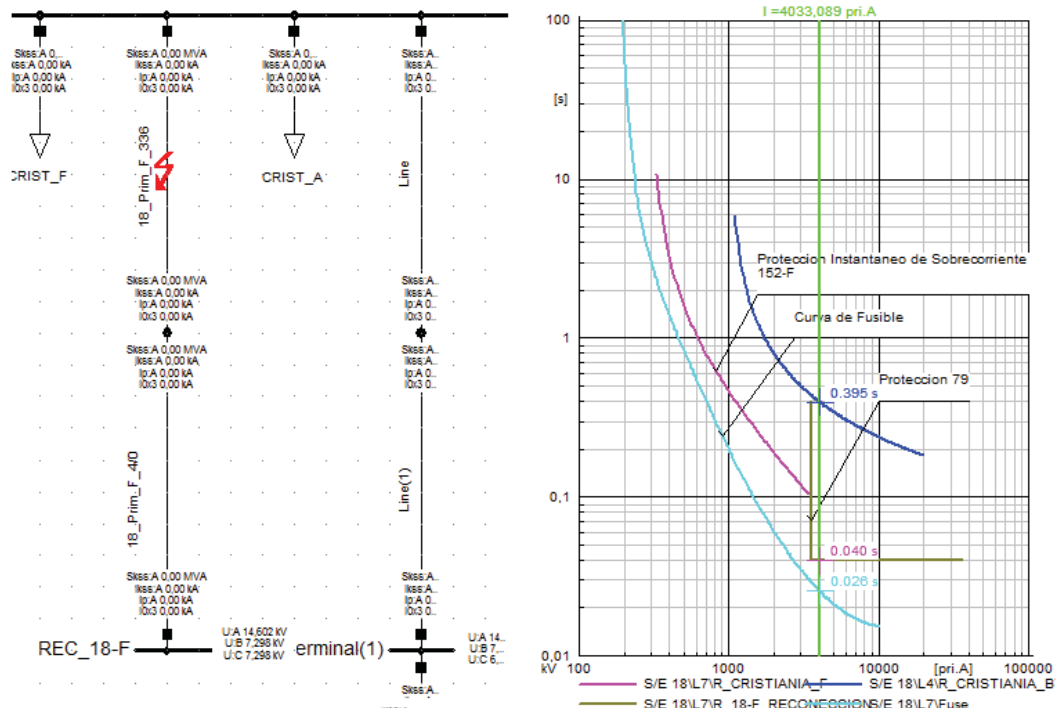


Figura 3. 14 Coordinación con simulación ante una falla trifásica al 50% del tramo

Fuente: Digsilent power Factory

En el anexo 3 se encuentra la tabla de ajustes que se requiere para cada subestación por equipo y por posición en cada subestación. Es importante mencionar que con estos ajustes se iniciará la función de reconexión.

3.2.1.5 Monitoreo del sistema de reconexión del sistema de reconexión

La Empresa Eléctrica Quito al momento cuenta con un sistema SCADA, el cual está estructurado para operación, administración, control y monitoreo del SEQ¹¹ Sistema Eléctrico Quito. De las diferentes subestaciones se recibe información de medidas y estados de las diferentes bahías de cada subestación.

- **Infraestructura de comunicación de la Empresa Eléctrica Quito.**

El medio de comunicaciones es el canal por el cual se transmiten datos entre

¹¹ SEQ: Sistema Eléctrico Quito

diferentes sitios, la EEQ posee una infraestructura de comunicaciones útil tanto para el área administrativa y operativa colaborando con su gestión y desarrollo. Actualmente el medio de comunicación en el cual basa su plataforma de comunicación es la fibra óptica, estratégicamente se encuentra distribuida sobre toda el área urbana de Quito. El tendido de fibra óptica de la EEQ se realizó por las estructuras de alta tensión de sus líneas de subtransmisión, reemplazando el cable de guarda por un cable armado OPGW12. Cada enlace de fibra óptica llega a cada subestación logrando comunicarlas entre si y hacia diferentes sitios de interés como: agencias, edificios administrativos, centros de trabajo. Estos enlaces de comunicación a más de dar oportunidad de mejorar procesos administrativos y operativos se lo construyo con miras a la implementación del sistema SCADA. Las diferentes subestaciones se comunican mediante fibra óptica hacia el centro de control, en el que se recibe información importante de todas las subestaciones la que es útil para la operación y monitoreo de las mismas. En muy pocas subestaciones del área rural por las que no existe enlaces de fibra óptica se usan enlaces alternativos de comunicación como PLC, o radio base. En la Fig. 3.15 se indica la infraestructura de comunicación de una subestación hacia el centro de control.

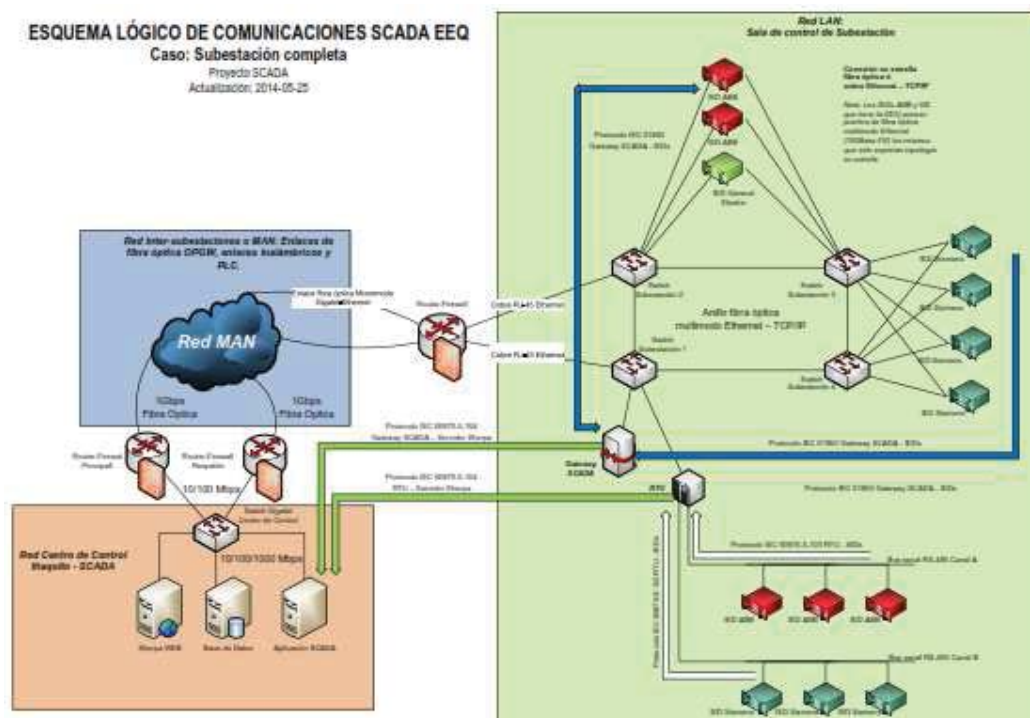


Figura 3. 15 Estructura de comunicaciones EEQ

Fuente: División de tecnología de la información EEQ proyecto SCADA.

¹² OPGW: Cable de Guarda con fibra óptica

Todas las subestaciones concurren hacia una red MAN para tener acceso al centro de control de la EEQ, direccionando de tal modo para las aplicaciones requeridas como el SCADA, consolas de operación, base de datos.

- **Operación del Sistema Eléctrico Quito.**

La operación del SEQ se encuentra bajo el departamento de ingeniería de operación del sistema de distribución y del departamento de operación del sistema de potencia, los mismos que son responsables de la operación, control y monitoreo de las subestaciones. El personal de operación trabaja las 24 horas del día y los 365 días del año en horario rotativo y en turnos de trabajo. Para las áreas existen campos de acción definidos, para el área de distribución es la operación y control de las posiciones de cada alimentador primario, coordinar mantenimiento y operación de las líneas de media tensión, en la que se involucra personal propio de la EEQ, y personal externo que presta servicios.

Para el área de su transmisión su responsabilidad es coordinar operación y mantenimiento de las líneas de su transmisión, además de coordinación de la generación propia en función del requerimiento del operador del sistema nacional interconectado CENACE¹³. Cada área de responsabilidad posee un IHM¹⁴ en el cual se indica información necesaria como alarmas generadas en las subestaciones, posiciones del equipo primario, medidas de corriente, voltaje, potencia activa, potencia reactiva, flujo. Desde las consolas en función de la lógica de operación definida en el SCADA se puede realizar operación sobre el equipo primario, es decir conectar o desconectar disyuntores de las diferentes subestaciones, abrir o cerrar seccionadores en las subestaciones que se dispone de equipo motorizado.

- **Importancia de reporte de operación del sistema de re cierre automático al Centro de Control de la EEQ**

Como se mencionó anteriormente las áreas de operación poseen una relación directa con los grupos de trabajo de las diferentes secciones que posee la EEQ como: operadores de red aérea, mantenimiento de red aérea, construcción y remodelación de red aérea y subterránea. En el área de media tensión los trabajos son recurrentes a medida que la EEQ va cumpliendo con su expansión de red; por lo que al realizar una coordinación adecuada es la misión del área de operación del sistema de distribución.

¹³ CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

¹⁴ IHM: Interfaz Hombre Máquina

La diferencia radica en que por ser personal que interviene directamente en las líneas de media tensión requiere una atención particular para prevenir accidentes e incidentes en las labores diarias del personal de campo. Ahí la importancia de tener un reporte inmediato de cualquier condición propia o fuera de lo común en el interior de la subestación.

La importancia de la función de reconexión es realizar un recierre de manera inmediata para lograr cubrir las expectativas de continuidad del servicio, pero también involucra conocer el estado en el que se encuentra la función, de ser el caso si operó bajo qué circunstancias opero, si la operación desarrollada fue exitosa o no se desarrolló por algún parámetro. Se puede usar la herramienta que se tiene al momento disponible que es el SCADA. Para lo que se requiere implementar un grupo de alarmas y monitoreo de la función de re cierre en las subestaciones por cada posición que sea necesario incluir. Con ello se podrá obtener una información instantánea favoreciendo tiempos de operación así como también tener la suficiente información para llegar a la decisión más adecuada si el sistema no tiene una operación adecuada o no se obtuvo resultados favorables en la operación. Logrando despachar recursos necesariamente.

En la EEQ se tiene equipo electromecánico, digital, y numérico del que se aprovecha la información disponible para reportarla al centro de control. En el caso de los relés electromecánicos y digitales es limitada la información que se puede obtener, debido a que son modelos antiguos que en su construcción no prestan mayor flexibilidad. Para un relé numérico IED, la flexibilidad que nos presta en realizar lógicas internas de funciones relacionando entradas y salidas binarias, así también con las entradas análogas solo depende de la limitante de memoria que tenga el equipo y su función principal. Al incluir el módulo de control y protección en un mismo equipo es más fácil la instalación logrando reducir el cableado y espacio requerido para instalación. El potencial importante de un relé es que se reportar el estado de las funciones requeridas por el usuario y las más importantes del equipo. Con esto se puede decir que un relé es capaz de reportar la información configurada a través de un protocolo de comunicaciones hacia una instancia de control y monitoreo.

3.2.1.5.1 Configuraciones de Automatización en la EEQ

Para la automatización de las diferentes subestaciones de la EEQ se consideró la importancia y el nivel de información que requiere ser colectada internamente en la subestación además de cuantos niveles de control requería dicha subestación.

Dependiendo del estudio realizado para la automatización de las diferentes subestaciones se consideró cambiar todo el equipo de control y operación o solo adicionar la información útil que el equipo existente puede proveer. Por esta consideración existe una clasificación del nivel de automatización que se le dio a cada subestación.

- **Nivel básico de Automatización**

Para estas subestaciones se implementó una RTU¹⁵ la que hace de concentradora de información, esta recibe información digital y análoga. Este equipo se encuentra provisto de entradas analógicas, entradas y salidas digitales, las que pueden ser configuradas según sea requerido. Para todas las RTU de la EEQ se dispone de entradas digitales de 125Vdc así como salidas tipo relé de hasta 5 A y canales analógicos configurables de 1 hasta 5 A. También es posible realizar lógica interna mediante el configurador del equipo con el cual se puede dar seguridad de operación al ejecutar mandos. La información de las diferentes bahías es cableada con cable de cobre hacia las entradas y salidas binarias como también hacia los canales de entradas analógicas. Los circuitos de medición de las diferentes posiciones son llevados hacia la RTU cableados internamente escalados para obtener una medición real.

Según sea la cantidad de información de la subestación se destinará el número de entradas y salidas que cada equipo concentrador debe tener. Este equipo también se encarga de realizar el nexo mediante protocolo hacia el centro de control. El centro de control de la EEQ posee el protocolo de comunicación IEC 61870 -104 que es un protocolo abierto que su fortaleza es la interoperabilidad. La RTU de la subestación entrega la información al centro de control en IEC 61870-104, para cada señal recibida se le asigna una dirección de llegada en el centro de control la que es almacenada en una base de datos con la que puede ser manipulada de tal manera que pueda ser mostrada al operador en un IHM, la base de datos tiene fines administrativos también porque de ella se pueden generar tendencias y reportes que favorecen a la gestión. Las subestaciones Andalucía y Chimbacalle pertenecen al grupo de las subestaciones que tienen un nivel de automatización básico, en la Fig. 3.13 se puede observar la estructura de comunicación de estas subestaciones.

¹⁵ RTU: Unidad Terminal Remoto

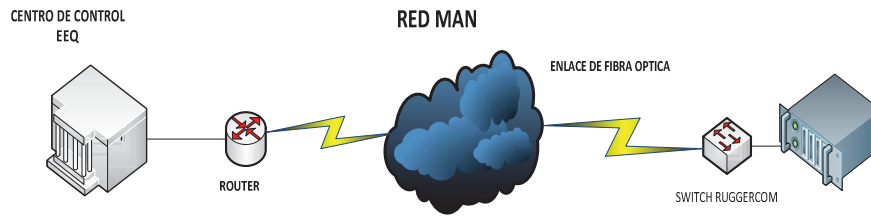


Figura 3. 16 Diagrama de comunicaciones para una subestación básica

Fuente: División de tecnología de la información EEQ

Para este tipo de subestaciones lo que se recomienda es usar la información útil y disponible según la flexibilidad del relé. Se requiere realizar una reconfiguración de la RTU para asignar canales digitales de entrada salida para la operación. Las entradas se las cableará mediante contactos secos (libres de potencial) hacia las entradas binarias. Al pasar potencial a través del contacto activará la entrada binaria de la RTU, en la configuración es necesario asignar un identificador de dicha señal para que sea reconocida y direccionada en el centro de control de la EEQ.

- **Nivel Intermedio de Automatización**

En el diseño de estas subestaciones se reemplazó el equipo de control y protección electromecánico por controladores de bahía y relés IED para alimentadores. Para la implementación del nuevo equipamiento se intercaló las señales útiles desde el patio de maniobras hacia las cabinas de control, reduciéndose el cableado existente ya que los interbloqueos y protección se realizaban mediante relés auxiliares. Con la implementación de los relés IED se hizo necesario montar una plataforma de comunicación entre el centro de control y la subestación. Todos los relés aplicados para la implementación de la automatización en la EEQ poseen protocolos IEC 60870-101 y IEC 61850, esto con el fin de poder tener interoperabilidad entre protocolos. Por ello se concibió a IEC 61850 como un protocolo local de operación en la subestación que permitiría en un determinado momento realizar operaciones lógicas entre equipos aplicando mensajería GOOSE independientemente del fabricante del relé. Considerando que es un protocolo expresamente desarrollado para automatización de subestaciones, teniendo como cualidades la robustez, la simplicidad, fiabilidad en transmisión de información.

Como el protocolo local de la subestación es diferente del centro de control se hace necesario un equipo que haga de medio por lo que se implementó un Gateway, que su

función principal es realizar el nexo entre la subestación y el centro de control. El Gateway es esclavo del protocolo local IEC 61850 que actúa como master, recogiendo las diferentes señales y transformándolas en IEC 104 para que en el centro de control sean direccionadas hacia la base de datos, pudiendo manipular según sea conveniente.

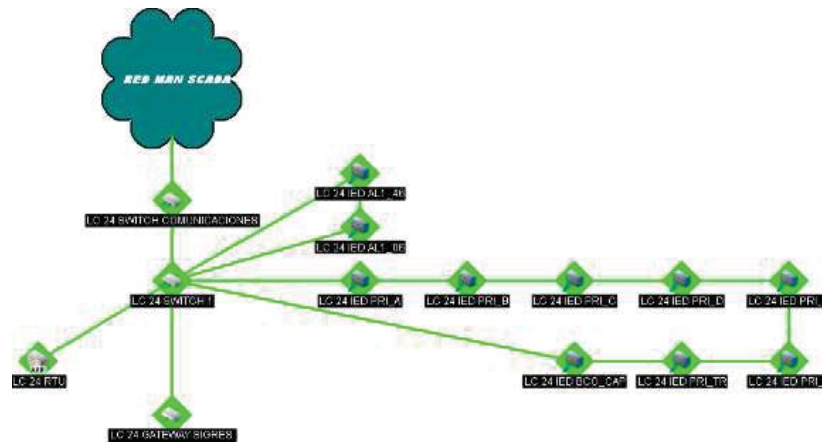


Figura 3.14 Infraestructura de comunicación en una subestación de automatización intermedia

Fuente: Proyecto SCADA división de comunicaciones

Todos los relés poseen interfaz de fibra óptica los que soportan fast Ethernet formando una red local con el Gateway, los que confluyen hacia un switch de comunicaciones.

Dependiendo de la marca y la característica del relé de protección posee una forma particular de integración a un sistema de control. Se puede generar un SCD general para toda la subestación, en este archivo se recogen las diversas señales de cada uno de los relés con el identificativo característico del equipo y de la señal según marca la norma, para mayor información revisar el apartado de la norma IEC 61850-8. Este archivo se lo guarda en el Gateway para poder realizar el nexo al centro de control. Si no es posible realiza lo mencionado anteriormente se debe extraer el CID de cada equipo e irlo guardando en el Gateway y se le da el mismo tratamiento a las señales para que se puedan reportar hacia el centro de control.

Para el presente diseño se requiere realizar una reconfiguración al relé asignando las nuevas alarmas y señales que se requieren ser vistas en el centro de control, con ello es necesario actualizar la configuración en el Gateway y asignar un espacio en la base de datos para ser manipulados en el centro de control.

Para el caso de la EEQ poseen diversas marcas de equipos de protección, pero manejan

el protocolo IEC 61850, lo que facilita la interoperabilidad. En el caso de los relés SIEMENS es necesario realizar una estación 61850 en el propio software de gestión, en la que se agrupan los relés de la misma marca como se indica en la fig. 3.15 facilitando la tarea de generar archivos independientes para la comunicación.

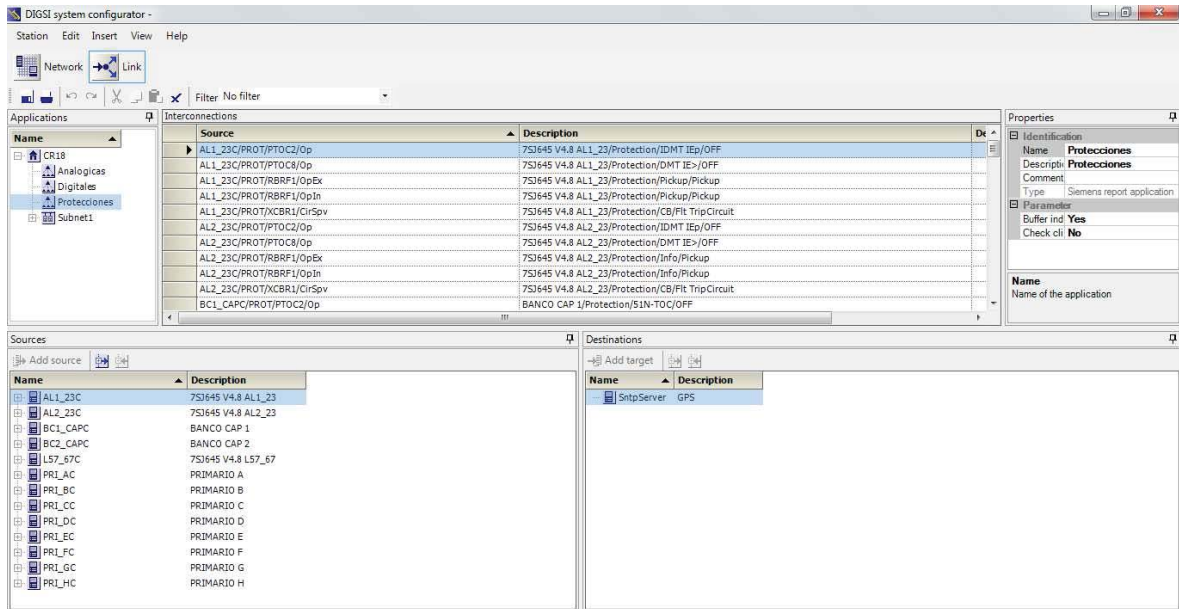


Figura 3. 17 Estación IEC 61850 para relés IED Siemens

Fuente: Departamento de sistemas y potencia EEQ

Para los relés ABB es necesario crear un ICD individual para poderlo integrar. Estas marcas de relés son los provistos en las subestaciones Cristianía, Río Coca y Barrio Nuevo que son parte de estudio en el presente proyecto.

Para lo que se propone la configuración de la estación 61850 con la reconfiguración del relé requerido, logrando reportar alarmas y estados de la función de recierre. Logrando la reingeniería del Gateway es posible realizar la comunicación al centro de Control.

- **Nivel completo de automatización**

Las subestaciones que poseen este nivel de automatización son las que se consideran de importancia operativa para el SEQ. Para las que se consideró necesaria la redundancia en operación para la subestación en caso de una interrupción o desperfecto del SCADA remoto. Esto se lograría con una interfaz local, la que se describió como un

SAS¹⁶ local para la subestación que sería capaz de integrar su funcionalidad con el centro de control. Localmente este micro SCADA es capaz de almacenar eventos, alarmas, estados de equipos y todos estos reportarlos al centro de control. La arquitectura de comunicaciones está estructurada al igual que las subestaciones con nivel intermedio.

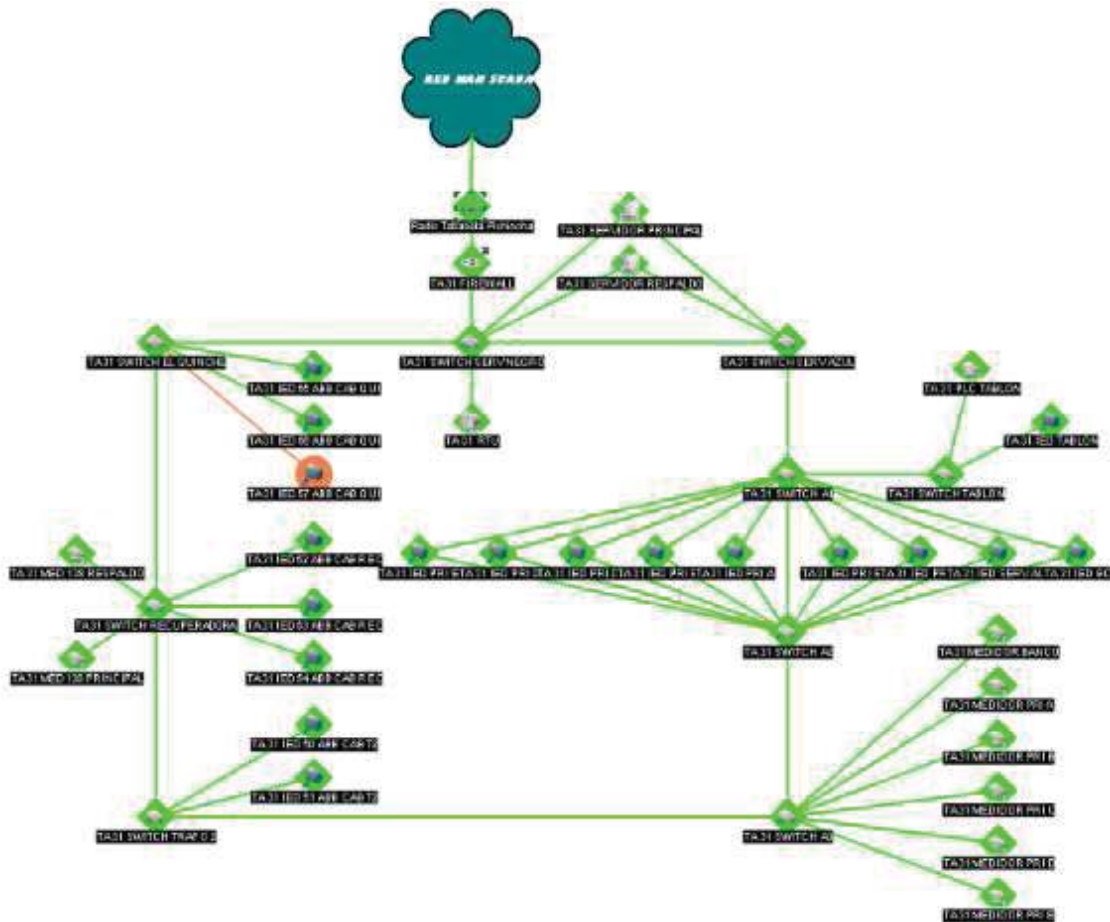


Figura 3.16 Estructura de comunicaciones de una subestación completa

Fuente: Departamento de tecnología de la información EEQ

En la Fig.3.16 se observa la arquitectura de comunicación para un nivel completo de automatización, el cual consta de protecciones de comunicación para ingreso a la red y para transmisión de datos, estaciones locales de monitoreo y operación, medios de comunicación hacia el centro de control.

¹⁶ SAS: Sistema de Automatización de Subestaciones

3.3 Determinación de Tiempo de operación de reconexión para el sistema de distribución

El tiempo de reconexión para la aplicación es el tiempo aquel que se requiere de retardo para una nueva conexión del equipo primario, a partir de la operación de una protección definida y adecuada para la aplicación, que para el caso de líneas de transmisión puede ser la protección de distancia o direccional de sobre corriente, para alimentadores generalmente se usa la unidad de sobre corriente.

El tiempo de reconexión debe ser el necesario para que las condiciones de los equipos sean las adecuadas para poder realizar una nueva conexión, estas condiciones deben ser las más cercanas a las que se dan cuando el equipo se encuentra en condiciones normales. Cuando se realice el intento de re energización del circuito, este no debe afectar las condiciones eléctricas y mecánicas de los circuitos adyacentes.

Para realizar una reconexión sobre un circuito intervienen varios equipos que por naturaleza tienen un retardo particular cada uno, para conseguir el tiempo de reconexión se debe sumar los tiempos de retardo de cada equipo relacionado con el sistema de reconexión. El tiempo muerto del interruptor, tiempo de restablecimiento del relé de protección, y re arme de las condiciones mecánicas del interruptor, esto precautelando la probabilidad de tener que enfrentar una nueva falla después del intento de reconexión.

3.3.1.1 Tiempo muerto para el sistema de reconexión en la EEQ

Para determinar el tiempo muerto para los primarios de la EEQ que son parte del estudio, se ha modelado la subestación en DigSilent Power Factory. Con la ayuda de este software se simulará la reconexión bajo escenarios de tiempo, los que ayudarán a conseguir el tiempo óptimo necesario para cada subestación, esto se realizara para los primarios que son parte de este proyecto.

Para realizar la simulación se requiere realizar un procedimiento que se indica a continuación:

- Simulación de cortocircuito en el alimentador primario.
- Se obtiene el tiempo de operación de la protección de sobrecorriente
- Se define un evento de apertura del interruptor
- Se define un evento de despeje de falla
- Se define un tiempo muerto

- Se define un tiempo de cierre del interruptor

Para el alimentador F de la subestación Cristianía se tiene un parámetro de 0.040 seg para despeje de una falla instantánea de sobre corriente. Con este parámetro se obtiene el punto de partida para simular el evento de reconexión.

Como un tiempo 0 que es el inicio de la simulación para mejor visualización se da un segundo de prefalla es decir al segundo uno se produce el cortocircuito y es despejado a 40 ms después de ocurrida la falla. El cortocircuito es despejado con lo que se comienza a transcurrir el tiempo muerto para la energización. Los tiempos muertos con los que se realiza la simulación son los que indica la placa de características de cada interruptor para su ciclo de operación. En el caso de la subestación Cristianía el alimentador F tiene un ciclo de operación 0.03 seg – CO-15 seg-CO para lo que se toma como tiempo muerto de 300 ms para que se realice el recierre. Como comparación se realiza el mismo procedimiento para un 10 porciento del tiempo antes citado para análisis. En la simulación es posible monitorear el voltaje y la frecuencia durante la simulación.

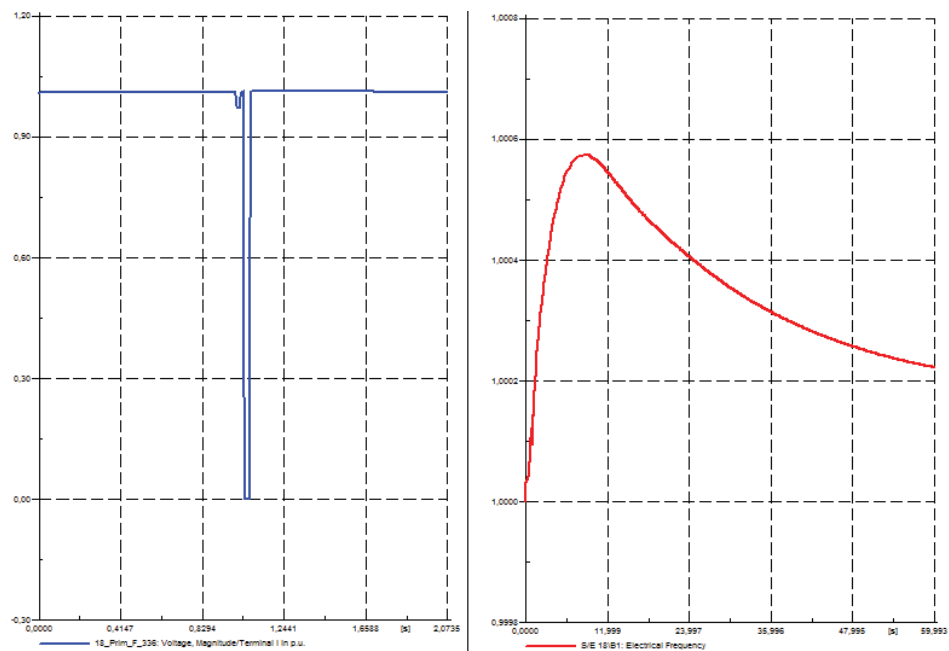


Figura 3. 18 Simulación de reconexión con tiempo muerto de 34 ms

Fuente: Digsilent power factory

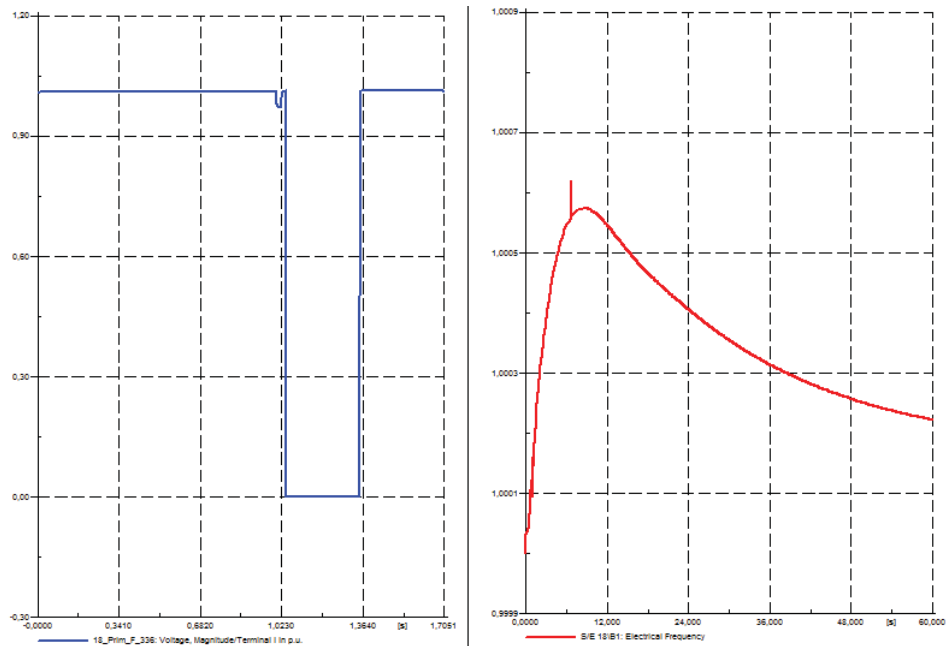


Figura 3. 19 Simulación de reconexión con tiempo muerto de 340 ms

Fuente: Digsilent power factory

Como se puede observar los parámetros eléctricos entre las dos simulaciones su diferencia fundamental radica en la frecuencia eléctrica debido a que es ingreso y salida de carga lo que sufre una deformación a 60.35 Hz a un tiempo muerto de 15 ms y al realizar esa misma operación a un tiempo de 340 ms la frecuencia se reduce a 60 Hz esto se produce en un tiempo aproximado de 15 ms. Lo que sería imperceptible para el cliente final. El ajuste por mínima tensión de la barra de la subestación se encuentra al 80 por ciento del voltaje nominal a un tiempo definido de 4 segundos como la operación se da en un tiempo de 350 ms es por debajo del ajuste por lo que la protección no actuará innecesariamente. Existe protección de baja frecuencia la que no existe en la operación de la simulación por lo que no existiría un deslastre de carga innecesario.

Para el alimentador E de la subestación Chimbacalle se tiene el siguiente caso de coordinación la protección instantánea de sobre corriente actúa a 30 ms, el que será el punto de partida para la operación de sistema de reconexión. El interruptor del alimentador posee un ciclo de operación de O-15 seg-CO para lo que el tiempo muerto para la simulación es 15 seg.

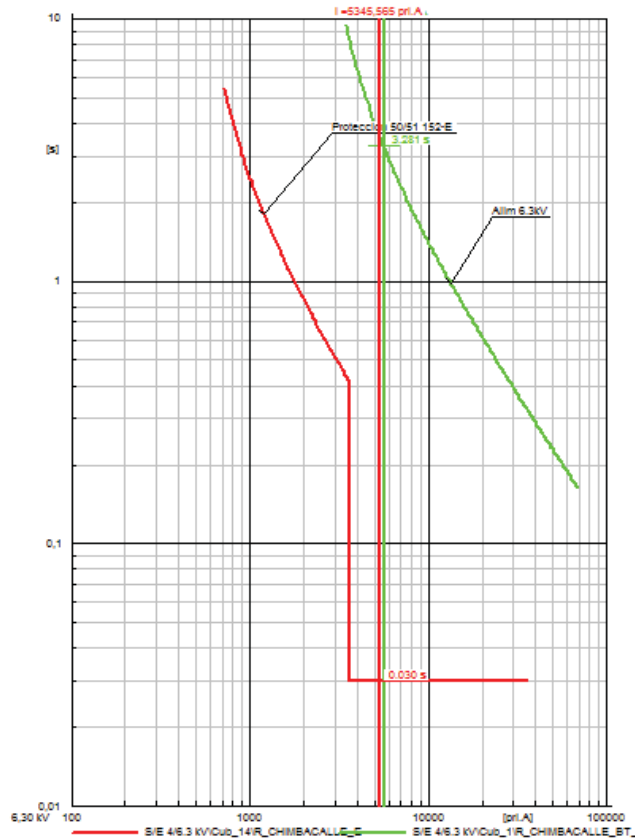


Figura 3. 20 Coordinación de protección de sobrecorriente para primario E subestación Chimbacalle

Fuente: Digsilent power factory

Para el alimentador E de la subestación Chimbacalle posee un ciclo de operación diferente, por lo que se requiere un tiempo muerto mucho mayor, con relación al caso expuesto anteriormente. En la Fig.3.21 se identifica la distorsión por voltaje y frecuencia se puede observar que no es prominente la distorsión no sobre pasa los ajustes y se evitaría que la operación inadecuada de protecciones. Se puede observar la frecuencia sufre una alteración de un 6 porcientos que es imperceptible hacia el cliente final y los resultados serían los adecuados.

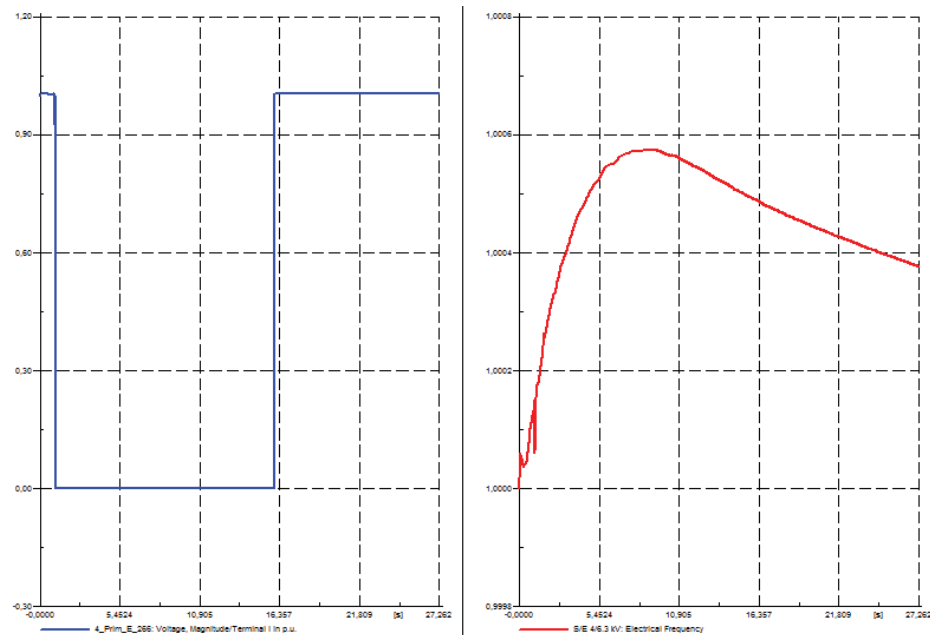


Figura 3. 21 Simulación de reconexión con tiempo muerto de 15 seg
Fuente: Digsilent power factory

Con ello se llega a la conclusión que tomar como tiempo muerto el establecido por el ciclo de operación se ajusta a la aplicación y no se tiene implicaciones sobre las magnitudes eléctricas a nivel de la barra de la subestación.

3.3.1.2 Tiempo de rearme de protecciones y disyuntor.

En la EEQ actualmente se encuentran instalados interruptores con mecanismos de almacenamiento de energía mecánica tipo resorte. El resorte es el medio mecánico con el cual se libera una fuerza mecánica necesaria para que los contactos del interruptor se cierren en el menor tiempo posible. Este mecanismo interno del interruptor está diseñado que cada vez que se libere su energía mecánica regrese a su posición de reposo para atender una próxima conexión, este procedimiento ocurre cuando se presenta una conexión no a la desconexión la que es inmediata. Como lógica de operación de interruptores el equipo debe cumplir que para una conexión el resorte debe estar tensado, de no cumplirse esta premisa sino el equipo no conecta. Como interbloqueo para operación se ingresa esta condición de resorte, así sea la operación local o remota. Si la función de recierre se encuentra activada a pesar de emitir el comando de cierre el equipo no responderá siendo un error de operación por falta de condiciones mecánicas. En este caso particular los interruptores en estudio requieren la fuerza mecánica para la conexión, eso implica que al operar el recierre y la falla no se despejó y se reinicia con falla el equipo es capaz de despejar la falla nuevamente. El tiempo de tensado del

resorte se descarta para el tiempo de reconexión, pero si es importante el monitoreo y alarma del mismo para operación y la función de recierre.

Para las diferentes subestaciones se tiene instalado equipo de protección numérico, electrónico y electromecánico que después de su operación es necesario que regresen a su posición de operación, esto para garantizar una adecuada operación y descartar la no operación del equipo de protección. Esta consideración es importante incluirla en el tiempo de recierre, por la importancia que tiene el rearme de la protección en la ocurrencia de una nueva falla y garantizar su operación si la reconexión no es exitosa.

3.3.1.3 Tiempo de recierre para los primarios de la EEQ

Este tiempo es el necesario para que se efectúe la operación de cierre en el interruptor en el intento de restablecer lo más rápido posible el servicio. Para realizar un recierre se establece uno de alta velocidad y otro con tiempo de retardo intencional, [27], [28], [29].

Existe un tiempo mínimo de recierre, en este tiempo se garantiza que se puede efectuar esta operación. Este tiempo es establecido por el ciclo de operación con el que fue diseñado el interruptor, esto es dado por el fabricante. Transcurrido el tiempo mínimo de recierre se asegura que los efectos del arco producido por la apertura del interruptor ante una falla se han reducido de tal manera, que son los adecuados para poder realizar una nueva operación. En este tiempo mínimo de recierre solo se considera el restablecimiento del dieléctrico en el interruptor y la deionización de la cámara de interrupción y que la capacidad interruptiva del equipo no sea modificada. Por lo que se debe adicionar el tiempo de reposición del equipo de protección para asegurar que el equipo se encuentra listo ante una próxima falla.

Según la norma C37.104.2012 indica que un tiempo de 0.5 segundos es aplicable para la mayoría de los casos, previniendo efectos adversos en los circuitos que se encuentren alimentando a consumidores residenciales y comerciales.

Como la función de recierre tiene una probabilidad de éxito de un 98 por ciento al reenergizar el circuito considerando una falla transitoria, es decir la falla se despeja automáticamente sin la intervención de personal calificado. Existe la probabilidad que al despejarse la falla, los conductores sigan moviéndose por efecto de la separación de los mismos por el cortocircuito provocado o que objetos que se encontraban en la red ya no lo están. Con lo que es prudente contemplar un tiempo prudencial hasta que la falla sea despejada completamente. Con lo que la experiencia práctica se propone un margen

de tiempo de entre 2 a 5 segundos.

Para obtener el tiempo de recierre se debe considerar el tipo de interruptor con el que se encuentra trabajando, la reposición del equipo de protección, y condiciones externas a las que puede estar expuesta la red de distribución. Se lograría obtenerlo de la siguiente manera:

$$Tr = TM_{int} + T_{rel} + T_{ion} + T_{red}$$

Dónde:

Tr: Tiempo de reconexión

TM_{int}: Tiempo ciclo de operación del interruptor

T_{rel}: Tiempo de rearme del relé de protección

T_{ion}: Tiempo de deionización

T_{red}: Tiempo condiciones externas

En la tabla 3.1 se indica el tiempo propuesto para los alimentadores primarios de la EEQ. Según experiencias prácticas de fabricantes y desarrolladores se pueden marcar como referencias tiempos reconexión como se indica en la tabla 3.2. Los cuales recomiendan el tiempo de reconexión en función de la carga servida.

Tiempo Muerto en Funcion de la Carga	
Tipo de Carga	Tiempo Recomendado
Domestico	10 a 180 seg
industrial	0,3 a 0,5 seg
Comercial	10 a 180 seg

Tabla 3. 4 Tiempo de operación en función de la carga

Fuente: Basler electric company [23]

Como se observa los tiempos obtenidos bajo las consideraciones propuestas para la EEQ con la experiencia de fabricantes son muy similares.

Tabla 3.5 Tiempo de reconexión para los primarios de la EEQ

TIEMPO DE RECONEXIÓN PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS EN LA EEQ											
SUBESTACION	PRIMARIO ¹⁷	VOLTAJE ¹⁸ [KV]	MARCA	TIPO	TIPO DE RED ¹⁹	TIPO DE CARGA ²⁰	TIEMPO DE DESIONIZACIÓN ²¹ [s]	TIEMPO MUERTO DISYUNTOR ²²	REARME EQUIPO DE PROTECCIÓN ²³ [s]	TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA [s]	TIEMPO DE RECONEXION
BARRIO NUEVO	152-A	6,3	EIB	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	0,3	0,002	2	2,39561009
	152-C		EIB	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	0,3	0,002	2	2,39561009
	152-D		EIB	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	0,3	0,002	2	2,39561009
	152-E		EIB	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	0,3	0,002	2	2,39561009
CHIMBACALLE	152-A	6,3	MEIDEN	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	15	1,5	2	18,594
	152-C		MEIDEN	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	15	1,5	2	18,594
	152-D		MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	1,5	2	18,594
	152-E		MEIDEN	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	15	1,5	2	18,594
RIO COCA	152-A	6,3	MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,096
	152-C		MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,096
	152-H		MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,096
152-A	152-A	6,3	EIB	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	0,3	0,03	2	2,424

¹⁷ Primario: Nomenclatura estandarizada para interruptores según la EEQ

¹⁸ Voltaje: Voltaje de servicio del interruptor

¹⁹ Tipo de red: Dato EEQ

²⁰ Tipo de Carga: consideración de carga según EEQ

²¹ Tiempo de deionización: calculado según fórmula

²² Tiempo Muerto: Tomado de placa de cada interruptor

²³ Rearme de equipo de protección: Tomado de catálogo relés

	152-B		EIB	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	0,3	0,03	2	2,424
	152-D		EIB	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	0,3	0,03	2	2,424
	152-E		EIB	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	0,3	0,03	2	2,424
	152-G		EIB	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,093610094	0,3	0,03	2	2,424

CRISTIANA	152-A		EMA	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,089552239	0,3	0,002	2	2,39155224
	152-B		MAGRINI GALILEO	SF6	MIXTA	COMERCIAL	0,089552239	0,3	0,002	2	2,39155224
	152-D	23	EMA	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,089552239	0,3	0,002	2	2,39155224
	152-E		SIEMENS	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,089552239	0,3	0,002	2	2,39155224
	152-F		EMA	VACIO	MIXTA	MIXTA 2	0,089552239	0,3	0,002	2	2,39155224

EPLICACHIMA	152-A		EMA	VACIO	MIXTA	MIXTA 2	0,089552239	0,3	0,01	2	2,400
	152-B		EMA	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,089552239	0,3	0,01	2	2,400
	152-D	23	EMA	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,089552239	0,3	0,01	2	2,400
	152-F		EMA	VACIO	MIXTA	RESIDENCIAL	0,089552239	0,3	0,01	2	2,400

CAROLINA	152-A		MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,0956101
	152-B		MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,0956101
	152-C	6,3	MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,0956101
	152-D		MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,0956101
	152-E		MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,0956101
	152-F		MEIDEN	VACIO	MIXTA	COMERCIAL	0,093610094	15	0,002	2	17,0956101

3.4 Esquema de reconexión para IED's y relés electromecánicos

Para poder incluir la función de recierre para cada relé electromecánico porque posee interbloqueos necesarios. Además de dar seguridad y monitoreo para la operación del recierre. Es necesario intervenir la instalación actual para poder montar el monitoreo del relé de reconexión y su operación. De la misma manera para los relés numéricos y electrónicos.

3.4.1.1 Operación y monitoreo para IED's

Para las subestaciones Río Coca, Epiclachima, Cristianía, Carolina, existe equipo numérico, el que posee control y protección, toda la lógica de interbloqueos y funciones adicionales se lo realiza en el relé. Los estados de seccionadores, interruptor, posiciones de resorte, alimentación de corriente continua y demás alarmas, estados útiles para la operación del alimentador está incluido al relé de protección.

- **Operación de Recierre**

Para un relé numérico se debe activar la función que por defecto se encuentra apagada y no se encuentra configurada. Para el caso de la EEQ se tiene equipo siemens.

Instalados los drivers se crea el equipo en el entorno del configurador para relés Siemens llamado Digsí 4.83. Se establece comunicación con el relé de protección, esto se puede realizar por el puerto frontal o por el puerto Ethernet, como se observa en la Fig. 3.22.

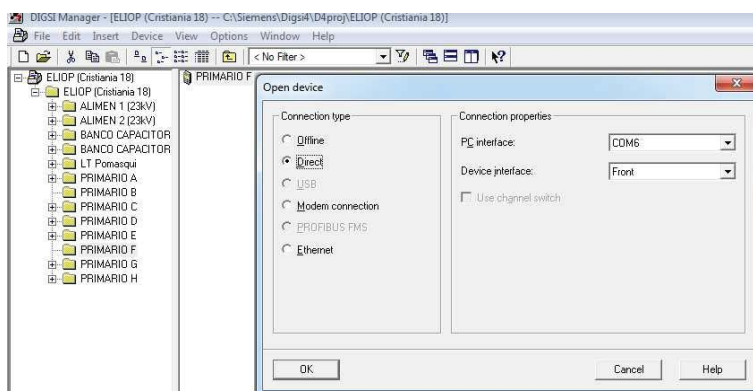


Figura 3. 22 Comunicación con el relé 7SJ622

Fuente: Digsí 4.83

Realizado esto se procede a configurar el equipo activando la función de recierre y se procede a insertar los ajustes propuestos para la función de re cierre Fig. 3.22. Con ello se asigna el comando de salida para la reconexión el interruptor. El mismo que se direccionará a la misma salida binaria que se realiza el cierre local y remoto debido a que ya posee cableado hacia el equipo primario con ello se aprovecha la flexibilidad que presta el equipo Fig. 3.23.

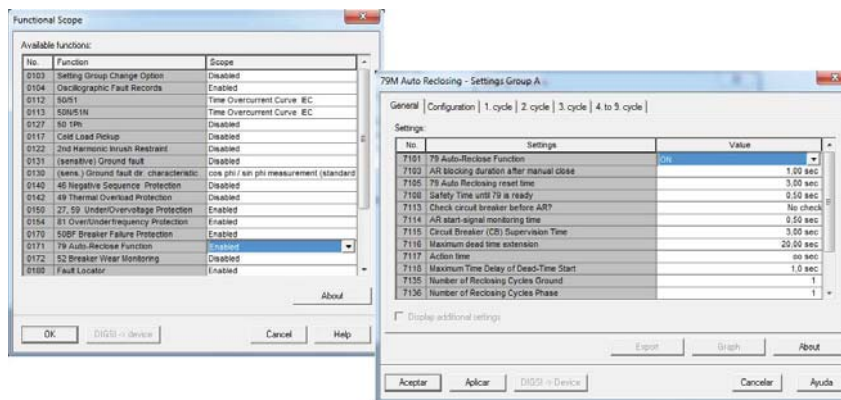


Figura 3. 23 Ajustes para la función de recierre

Fuente: Digi 4.83

En la unidad de recierre se asignan las señales mediante la herramienta de matriz se asigna el comando de cierre a la salida binaria 3 a la que se está direccionado el cableado externo del equipo primario.

Figura 3. 25 Asignación de señales para lógica y comunicación

Fuente: Digsí 4.83

• **Bloqueos para la operación de recierre**

Direccionado las señales de bloqueo y habilitación se procede a realizar la lógica de operación con la que el operador podrá habilitar la función de recierre según sea conveniente, [30]. Para la implementación de la tecla de función es necesario implementar una señal de entrada al bloque de lógica la que es dirigida hacia un relé memorizado el que habilitará la operación de la función como se indica la Fig. 3.26

Number	Display text	Long text	Type	BI											F	S	C	BO													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				1	2	3	4	5	7								
00127	AR ON/OFF	Auto Reclose ON/OFF (via system port)	IntSP																												
02788	AR T-CBreadyExp	AR: CB ready monitoring window expired	OUT																												
02810	AR T-deadMax Exp	AR: Maximum dead time expired	OUT																												
02889	AR 1.CycZoneRel	AR 1st cycle zone extension release	OUT																												
02890	AR 2.CycZoneRel	AR 2nd cycle zone extension release	OUT																												
02891	AR 3.CycZoneRel	AR 3rd cycle zone extension release	OUT																												
02892	AR 4.CycZoneRel	AR 4th cycle zone extension release	OUT																												
02809	AR T-Start Exp	AR: Start-signal monitoring time expired	OUT																												
02865	AR Sync.Request	AR: Synchro-check request	OUT																												
02844	AR 1stCyc. run.	AR 1st cycle running	OUT																												
02845	AR 2ndCyc. run.	AR 2nd cycle running	OUT																												
02846	AR 3rdCyc. run.	AR 3rd cycle running	OUT																												
02847	AR 4thCyc. run.	AR 4th or higher cycle running	OUT																												
02731	>Sync.release	>AR: Synchronism from ext. sync.-check	SP																												
02711	>AR Start	>External start of internal Auto reclose	SP																												
02808	AR BLK: CB open	AR: CB open with no trip	OUT																												
02823	AR no starter	AR: no starter configured	OUT																												
02824	AR no cycle	AR: no cycle configured	OUT																												
02827	AR BLK by trip	AR: blocking due to trip	OUT																												
02828	AR BLK:3ph p.u.	AR: blocking due to 3-phase pickup	OUT																												
02829	AR Tact expired	AR: action time expired before trip	OUT																												
02830	AR Max. No. Cyc	AR: max. no. of cycles exceeded	OUT																												
02899	AR CloseRequest	AR: Close request to Control Function	OUT																												
02753	AR DT delay ex.	AR: Max. Dead Time Start Delay expired	OUT																												
LED		LED	IntSP																							X					
79_ON1		Internal Open/Close (IntSP)	IntSP														1														
79_UFF1		Internal Open/Close (IntSP)	IntSP														2														
																													*	*	*

Figura 3. 26 Implementación de tecla de función

Fuente: Digsí 4.83

Para la operación del sistema de reconexión se está supervisando condiciones externas relacionadas con el interruptor para que su operación sea satisfactoria. Esto implica que para la conexión por reconexión debe cumplir condiciones como: resorte cargado, el interruptor debe estar efectivamente abierto, no haber protecciones actuadas, además que su seccionamiento local se encuentra cerrado. Con la lógica existente se permite realizar operaciones locales como remotas desde el centro de control Fig.3.27. Puesto que la función de reconexión se activa con la protección instantánea de sobrecorriente se garantiza que por una operación local o remota no se reconectará. Se integra la función de bloqueo al

cierre y apertura cuando el equipo está bloqueado por un intento fallido de reconexión al primer intento. Esto permite que al haber un intento de reconexión fallido, y por alguna circunstancia no fue identificado en la consola de operador del centro de control no se produzca una operación adicional, esto obliga a trasladar personal a la subestación para verificar el problema y pueda normalizar el bloqueo del equipo.

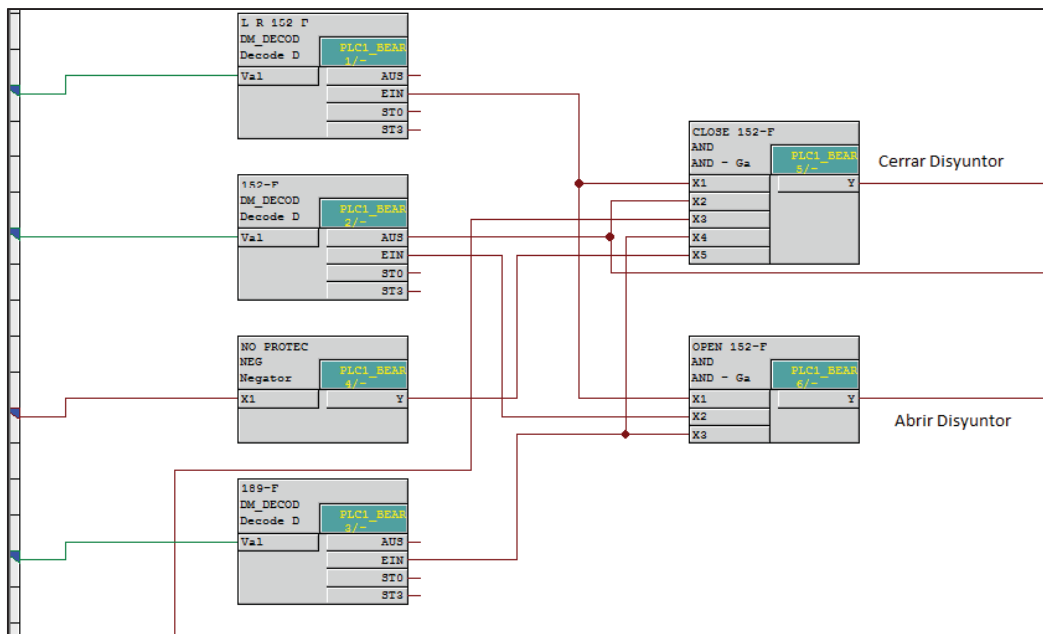


Figura 3. 27 Control de operación de interruptor

Fuente: Digsí 4.83

- **Configuración de señales para operación y monitoreo**

Configurada la operación y el control sobre el equipo procedemos a actualizar las señales que serán llevadas para monitoreo de la función. Esto lo conseguimos actualizando la estación 61850 de la subestación con ello se consigue que todas las señales que son convenientes y configuradas para todos los primarios de la subestación que se necesita agregar estén dispuestas para ser llevadas al centro de control, [31].

Conseguido la actualización de estas señales extraemos un SCD de la subestación, en el que se encuentran todas las señales 61850 de la subestación, este archivo nos permite configurar el Gateway de la subestación que nos sirve como nexo al centro de control. Actualizamos la

configuración como se indica en la Fig. 3.28 desde el configurador SMP Config usado para los equipos Cybetec de Cooper Power Systems actualizando la configuración mediante el archivo SCD nuevo [32].

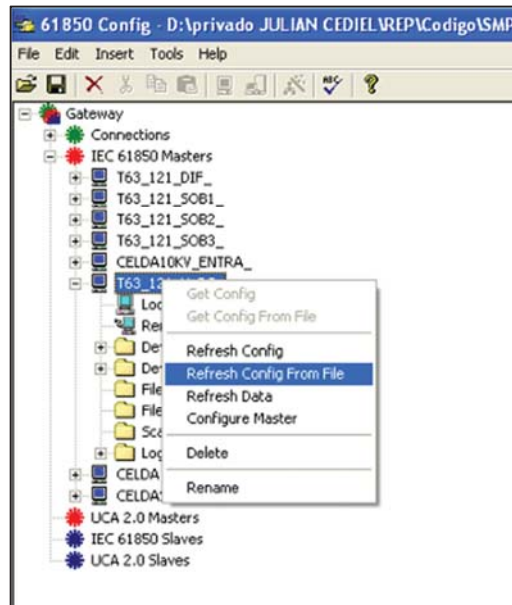


Figura 3. 28 Actualización de configuración para Gateway de la subestación

Fuente: Proyecto de actualización Sistema SCADA EEQ

Realizado esto navegamos sobre el árbol de directorios mostrado en la Fig. 3.29, ubicamos la señal que se requiere añadir la habilitamos, procedemos de la misma manera con todas las señales que se requieren añadir, culminado esto guardamos esta modificación y enviamos al equipo en la subestación [33].

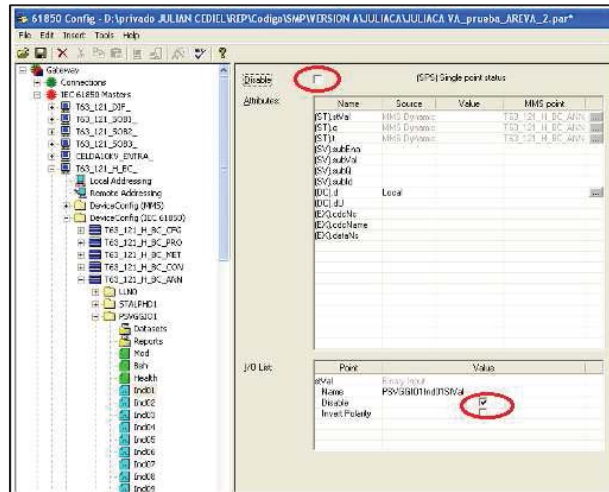


Figura 3. 29 Configuración de nuevas señales en Gateway de subestación

Fuente: Proyecto de actualización sistema SCADA EEQ

Con la configuración realizada y establecido un enlace de comunicación de la subestación hacia el centro de control se definen las alarmas las cuales se reflejan en las consolas de operador del centro de control de la EEQ.

A las nuevas señales configuradas en la subestación se asigna una dirección en la base de datos a nivel de IEC 104, con ello se las direcciona como alarmas para visualizar en las consolas de operador en el Anexo 5 se indica la configuración física desde el relé hacia el equipo de patio.

3.4.1.2 Operación y Monitoreo para relés electromecánicos y electrónicos

En las subestaciones Andalucía y Chimbacalle son subestaciones de automatización básica para su operación cuentan con una RTU la que permite realizar comunicación desde y hacia el centro de control. En el Anexo 6 se indica el cableado físico hacia las tarjetas de entradas binarias del equipo con lo que se configurara la señal.

Se le asigna una etiqueta con la que se identificará la señal hacia el centro de control, al igual que una señal 61850 se asigna una dirección en IEC 104 en la base de datos se direcciona esto hacia las consolas de operación para alarma y control.

Cada equipo de protección posee contactos libres para poder usarlos con ello poder alarmar del estado y el funcionamiento del equipo, al ocurrir el evento de recierre se puede enviar la información por los contactos secos al cambiar de estado por la operación del relé de

protección. Así como también en los relés numéricos se tiene una manija de activación o des habilitación para la función de recierre, el equipo está diseñado para bloquear automáticamente después de su operación la señal que también será llevada hacia la RTU, para conocer si se puede o no operar el equipo. El bloqueo también se encuentra pensado para que la operación no pueda ser local ni remota. Eso exige que se traslade personal después de una reconexión no exitosa para poder normalizar la operación y poder energizar el circuito cuando se estime conveniente.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

En este capítulo se pretende exponer como el Sistema de reconexión automático ayudaría a mejorar los índices de calidad que servicio eléctrico que señala el CONELEC, para cumplimiento de las empresas de distribución de energía en el Ecuador. Además de extender un procedimiento en el cuál se debe seguir para poder integrar el sistema a la operación habitual desde el centro de control como parte de las actividades normales que se desempeñan en el mismo. Además de describir cuál sería la mejor manera de operación del sistema en estado estable y estado de falla.

4.1. Índices sin el esquema de reconexión

Para las empresas de distribución de energía eléctrica en el Ecuador existe un marco regulatorio en lo que respecta a la calidad de servicio de energía. En el que constan parámetros de calidad de energía. Este marco regulatorio es de cumplimiento obligatorio para las empresas distribuidoras que de no ser acatadas existen amonestaciones para las empresas reguladas.

4.1.1. Índices de calidad de servicio sin el sistema de reconexión automática.

La EEQ al igual que todas las empresas distribuidoras del Ecuador está bajo la regulación CONELEC 001/04 en la que se indica los parámetros de calidad de servicio. La parte fundamental que se ha tomado de la regulación es la que se refiere a la duración de las interrupciones así como la frecuencia con la que ocurren.

Las interrupciones de servicio hacia los clientes pueden ser ocasionadas por algunas causas, la EEQ ha adoptado la codificación de la CIER para tipificar las desconexiones por las causas que las originan, esto facilita la estadística. En la Tabla 4.1 se indica una lista de la codificación de las más usadas en la EEQ bajo la codificación de la CIER.

CIER CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
8-81	No determinadas, causa desconocida
0-1	Descargas Atmosféricas (Rayos)
4-49	Equipamiento, materiales y accesorios (deterioro de equipamiento por envejecimiento, desgaste o exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.)
9-91	Programadas para reparaciones (Mantenimiento Correctivo)
9-93	Programadas propias no clasificadas, transferencia de carga
3-35	Choques de vehículos
3-31	Daño o interferencia accidental de particulares (Excp.35)
1-18	Árboles (sin incluir podas)
4-51	Maniobras sin tensión por seguridad característica restrictivas del equipamiento.
1-19	Materiales llevados por el viento, cometas
3-32	Daño o interferencia accidental por trabajos de otras empresas de servicio público o sus contratistas
2-20	Pájaros
0-5	Viento Fuerte
9-90	Programadas por aplicaciones o mejoras, remodelación de redes
9-92	Programadas para mantenimiento Preventivo (mantenimiento de disyuntores, otros)
4-40	Problemas en trabajos en líneas energizadas
4-41	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas, de la misma (excluye causa 40).
3-30	Daños o interferencia intencional
4-45	Instalación o construcción deficiente
1-16	Inundación
4-44	Condiciones anormales de operación (sobrecarga, oscilación de potencia, falta de tensión, etc.)
4-42	Errores en supervisión de la operación del sistema
1-15	Deslizamiento de tierra o excavación
2-22	Otros animales
4-48	Protección, medición, supervisión (operación inadecuada, falla de equipamiento, ruidos, armónicas, etc.) errores de cableado y/o protección, errores de relación, de calibración y aplicación de ajuste, etc.
4-53	Problemas en circuitos de control (fortuitos).
4-54	Errores en la operación de equipamiento.
8-80	No clasificadas

Figura 4. 1 Codificación para causas de desconexión según CIER

Fuente: Departamento de ingeniería de operación despacho de distribución.

El CONELEC como regulador de la actividad eléctrica en el Ecuador monitorea los índices de cada empresa de manera periódica. Con ello se tiene un seguimiento su desempeño y el cumplimiento a la regulación emitida.

Para el presente trabajo se han tomado las desconexiones provocadas solo en el área de distribución, se han descartado las desconexiones ocasionadas por medios externos como el sistema de transmisión, subtransmisión, éstas áreas tienen sus propios indicadores para ser tratados por los departamentos de su responsabilidad. Es decir las desconexiones que motivaron la operación de las protecciones de sobre corriente de los alimentadores primarios. Las fallas son registradas por el operador del área de distribución, generando un reporte en el que consta el origen de la falla con la codificación que indica la tabla 4.1, el tiempo de inicio de la falla y la hora a la cual se restableció el servicio. Así como también se registra la carga servida antes de la falla y la carga con la que se normalizó el servicio. No siempre toda la carga utilizada hasta antes de la falla es reconectada, debido a que diferentes máquinas o aparatos por ausencia de tensión se desconectan hasta tener una tensión adecuada de alimentación, esto sucede principalmente en el área industrial.

Los gráficos que se indican a continuación, hacen referencia a los índices de calidad en las subestaciones que son parte del análisis del presente trabajo de grado. Las estadísticas de desconexión se encuentran desarrolladas en el Anexo 5 en el que constan los alimentadores primarios que fueron seleccionados además de sus índices de calidad.

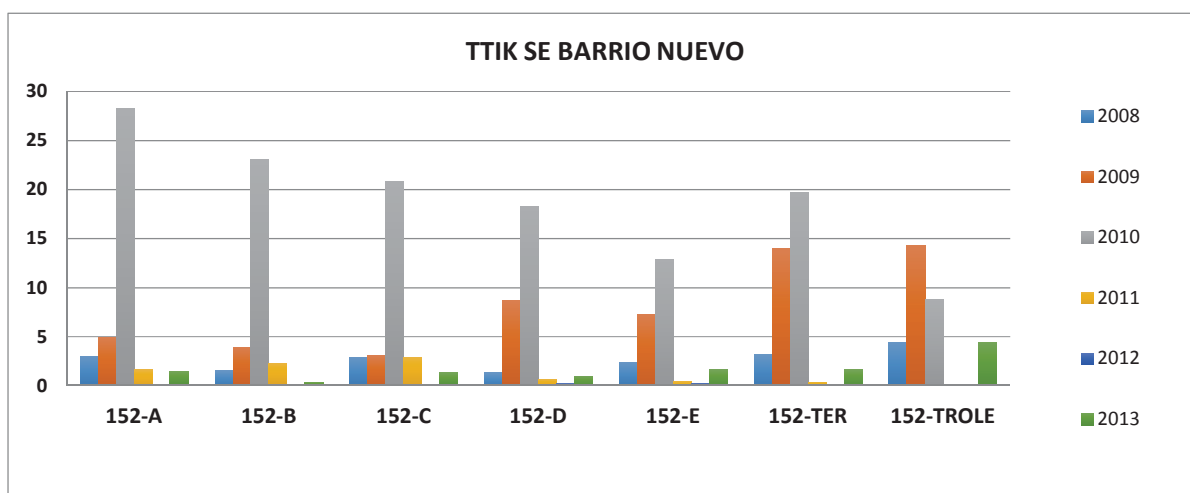


Figura 4. 2 TTIk Para la SE Barrio Nuevo

Elaborado por: Jorge Vasco

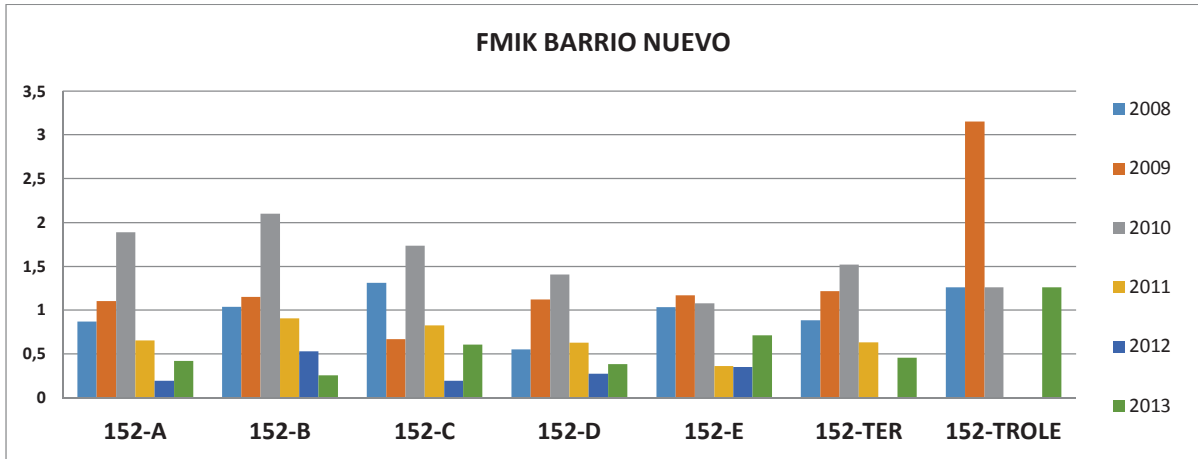


Figura 4. 3 FMik para la SE Barrio Nuevo

Elaborado por: Jorge Vasco

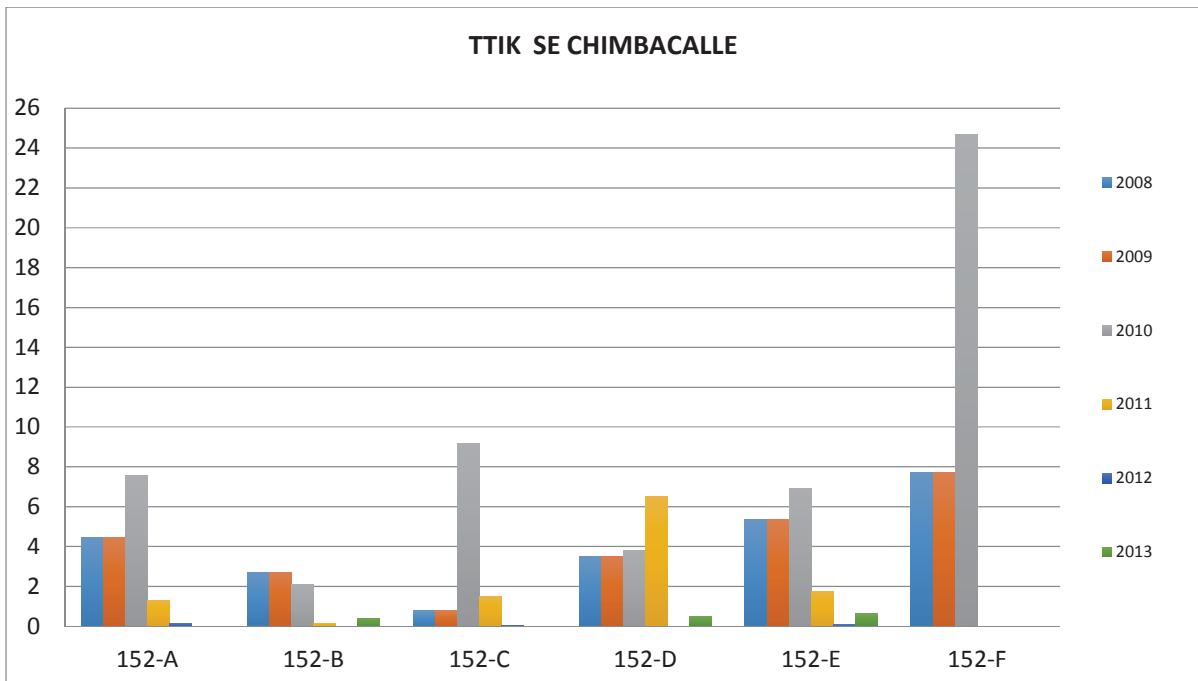


Figura 4. 4 TTIk para la SE Chimbacalle

Elaborado por: Jorge Vasco

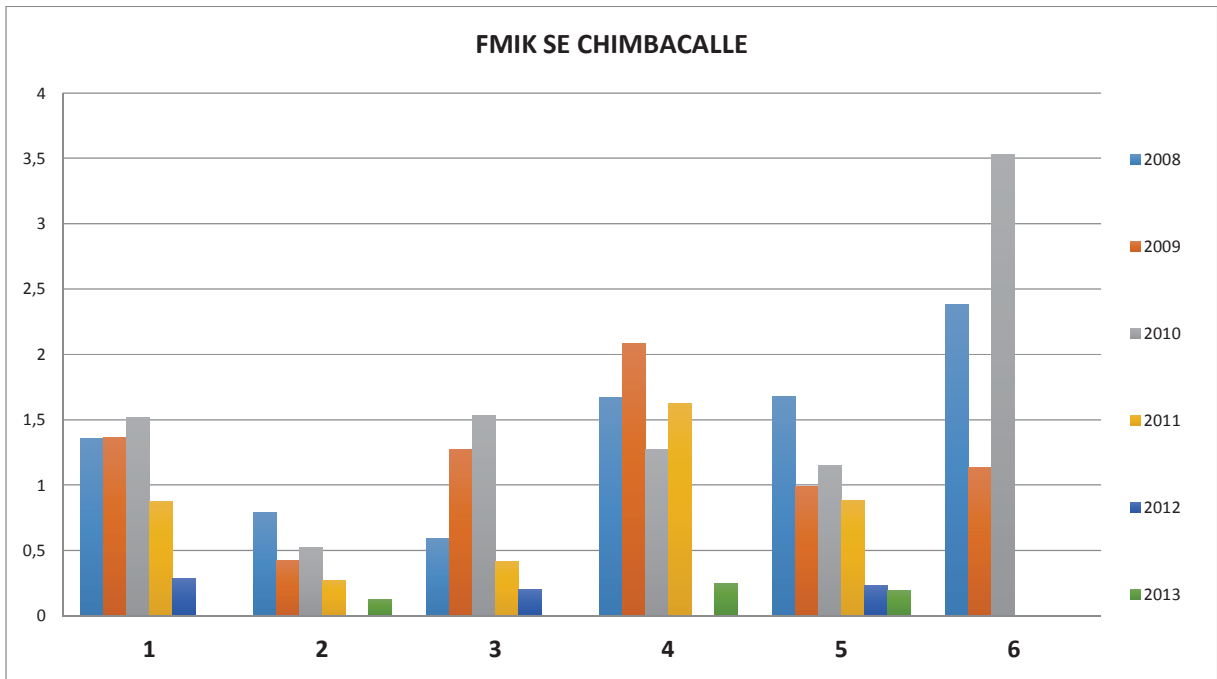


Figura 4. 5 FMIk para la SE Chimbacalle

Elaborado por: Jorge Vasco

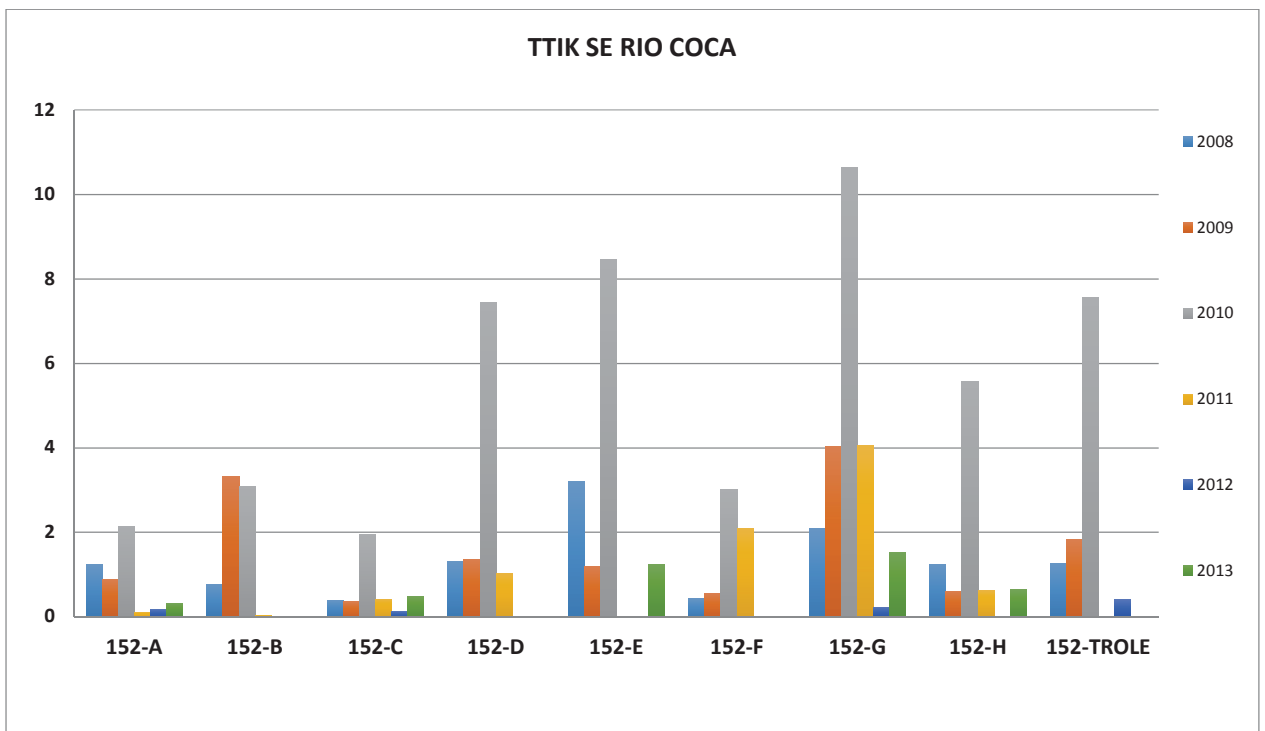


Figura 4. 6 TTIk para la SE Rio Coca

Elaborado por: Jorge Vasco

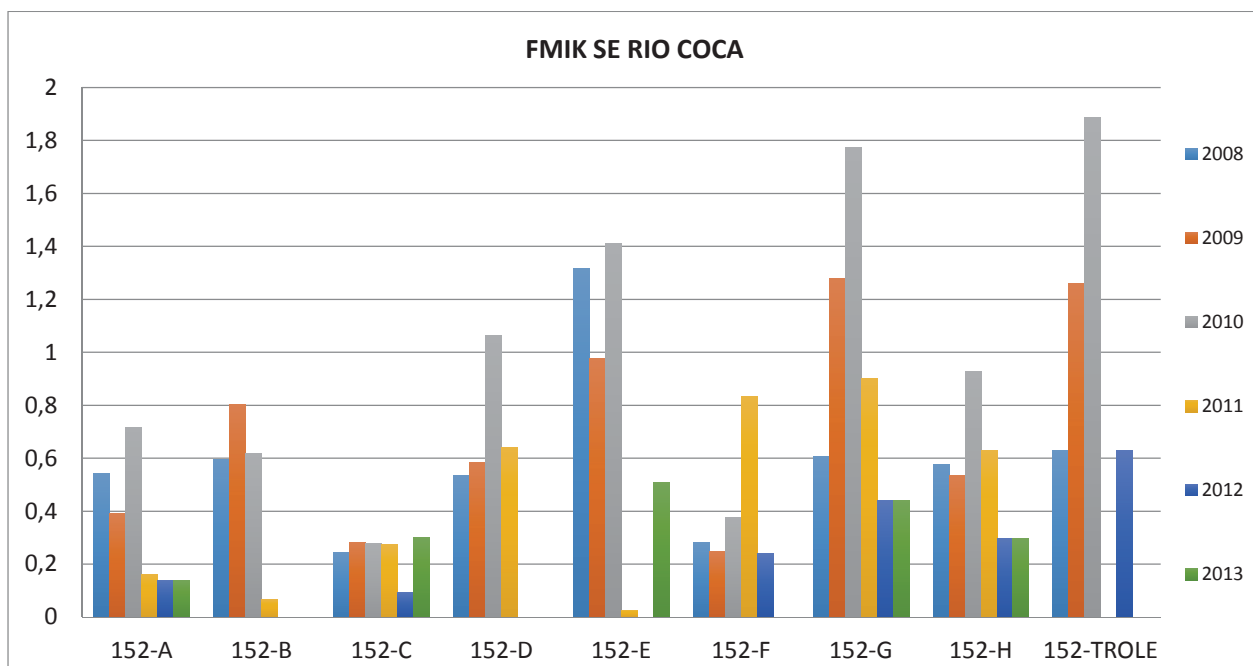


Figura 4. 7 FMIk para la SE Rio Coca

Elaborado por: Jorge Vasco

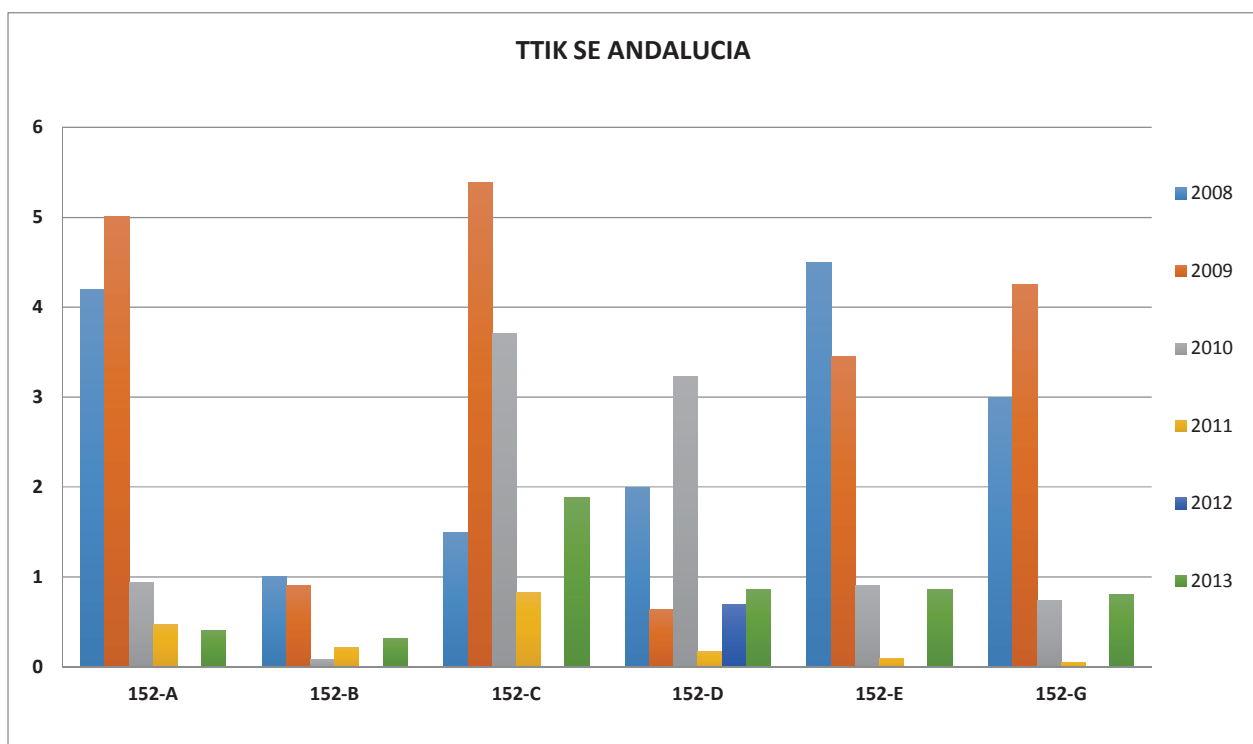


Figura 4. 8 TTIk para la SE Andalusia

Elaborado por: Jorge Vasco

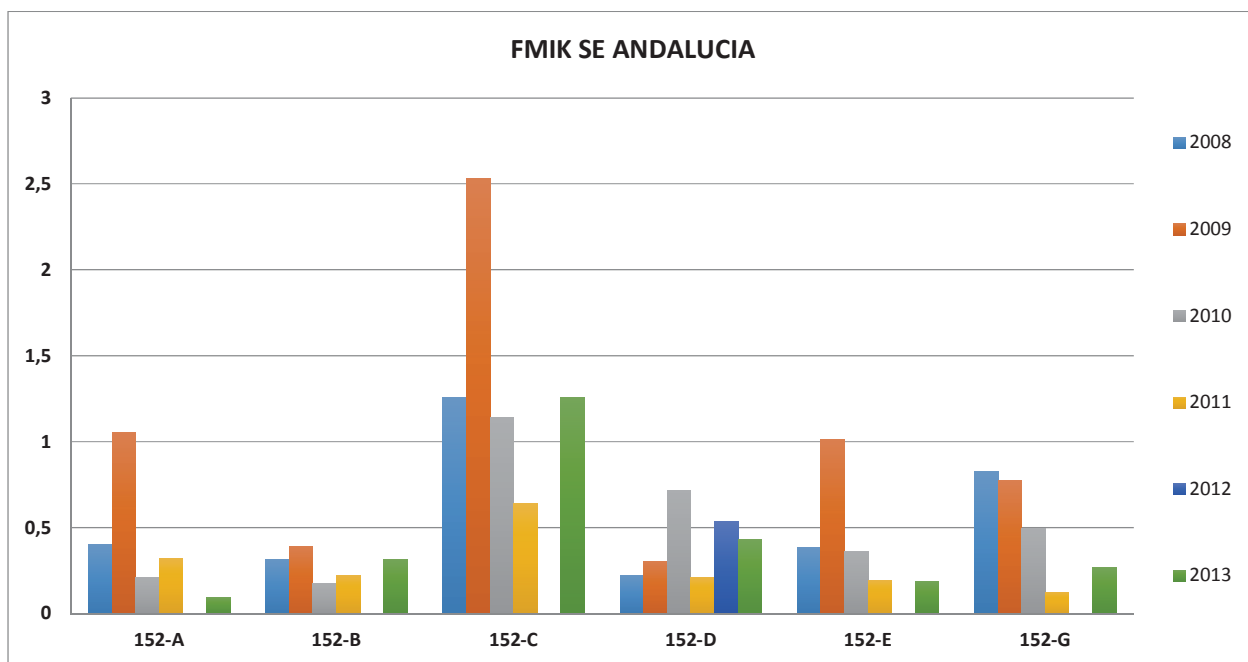


Figura 4. 9 FMik para la SE Andalucía

Elaborado por: Jorge Vasco

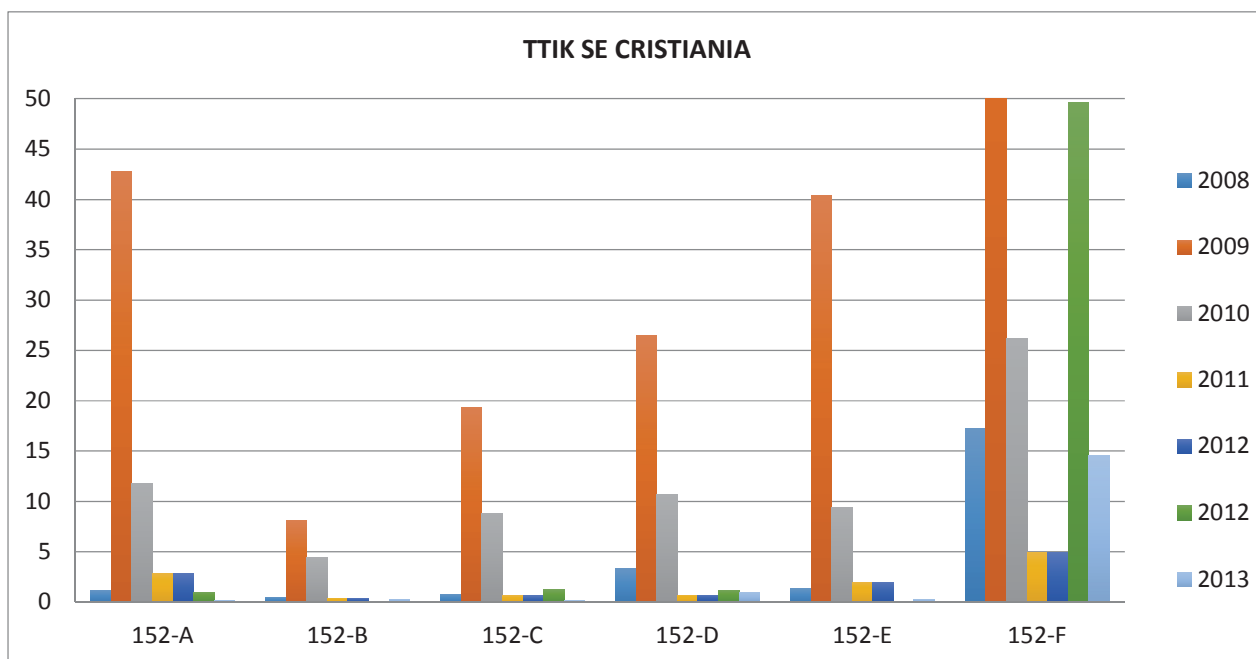


Figura 4. 10 TTIk para la SE Cristianía

Elaborado por: Jorge Vasco

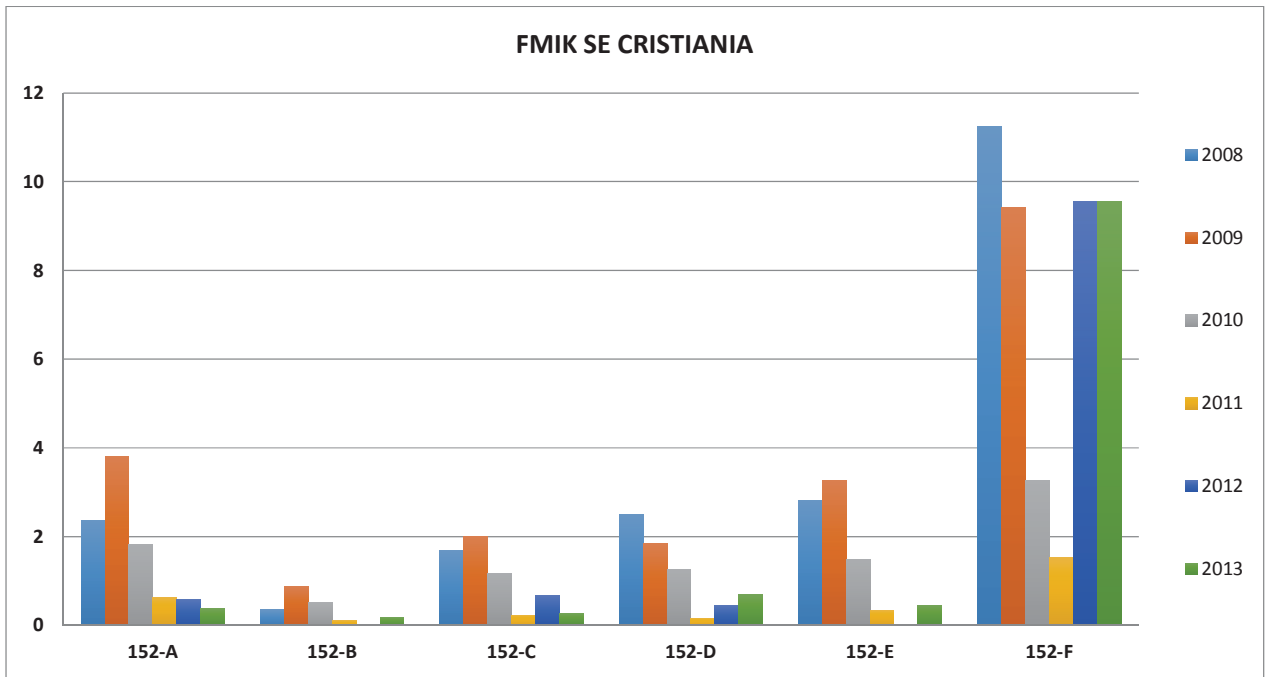


Figura 4. 11 FMik para la SE Cristianía

Elaborado por: Jorge Vasco

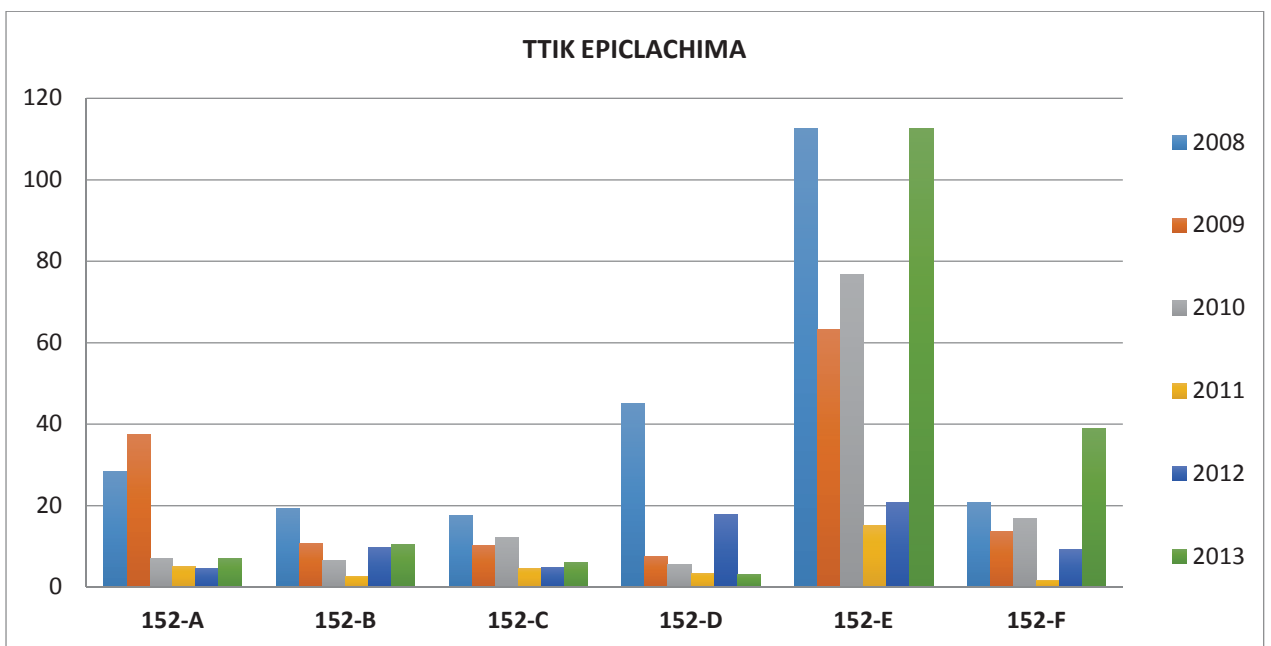


Figura 4. 12 TTIk para la SE Epiclachima

Elaborado por: Jorge Vasco

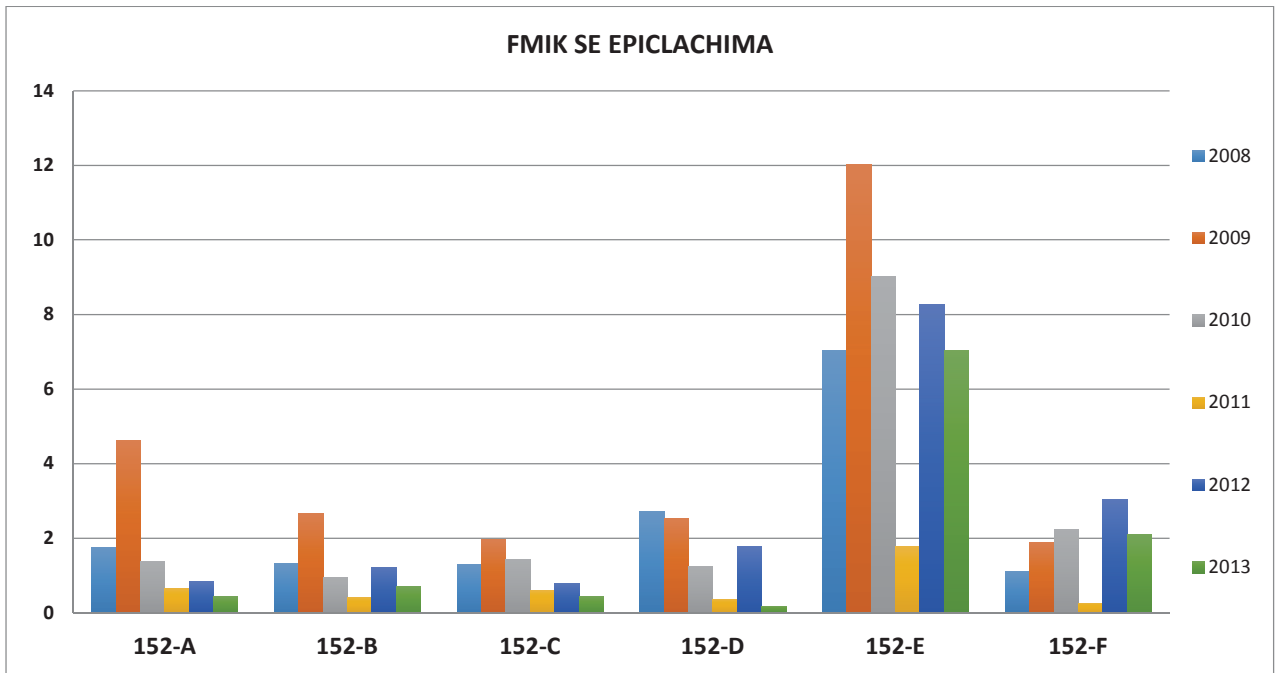


Figura 4. 13 FMIk para la SE Epiclachima

Elaborado por: Jorge Vasco

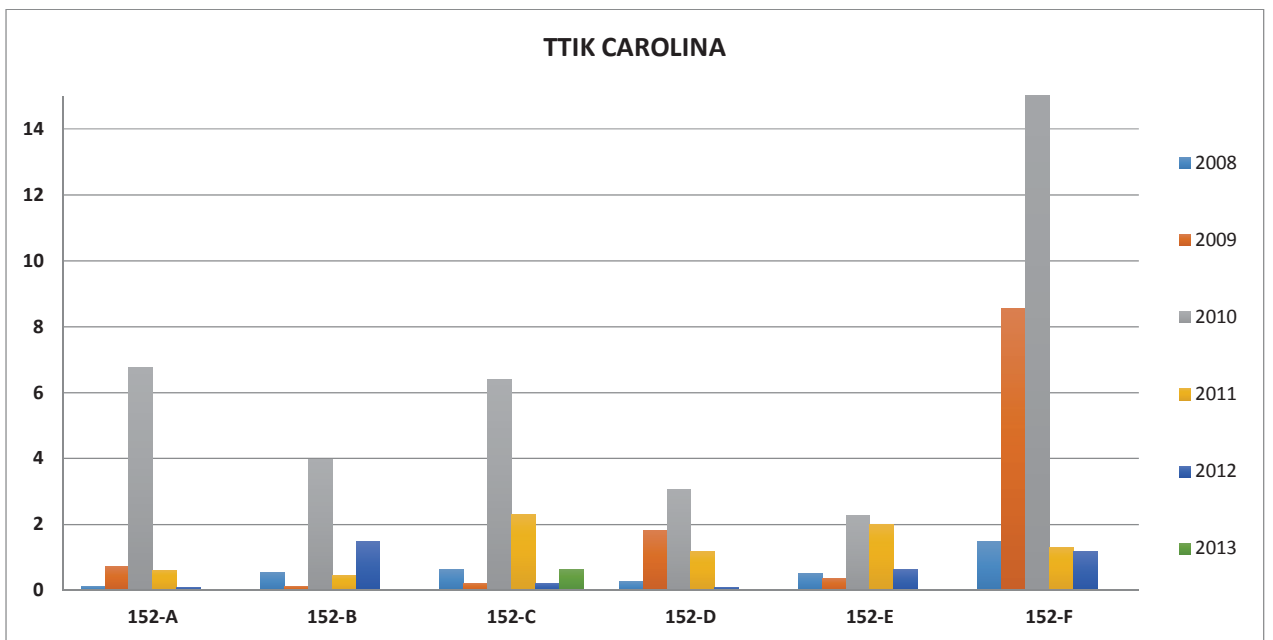


Figura 4. 14 TTIk para la SE Carolina

Elaborado por: Jorge Vasco

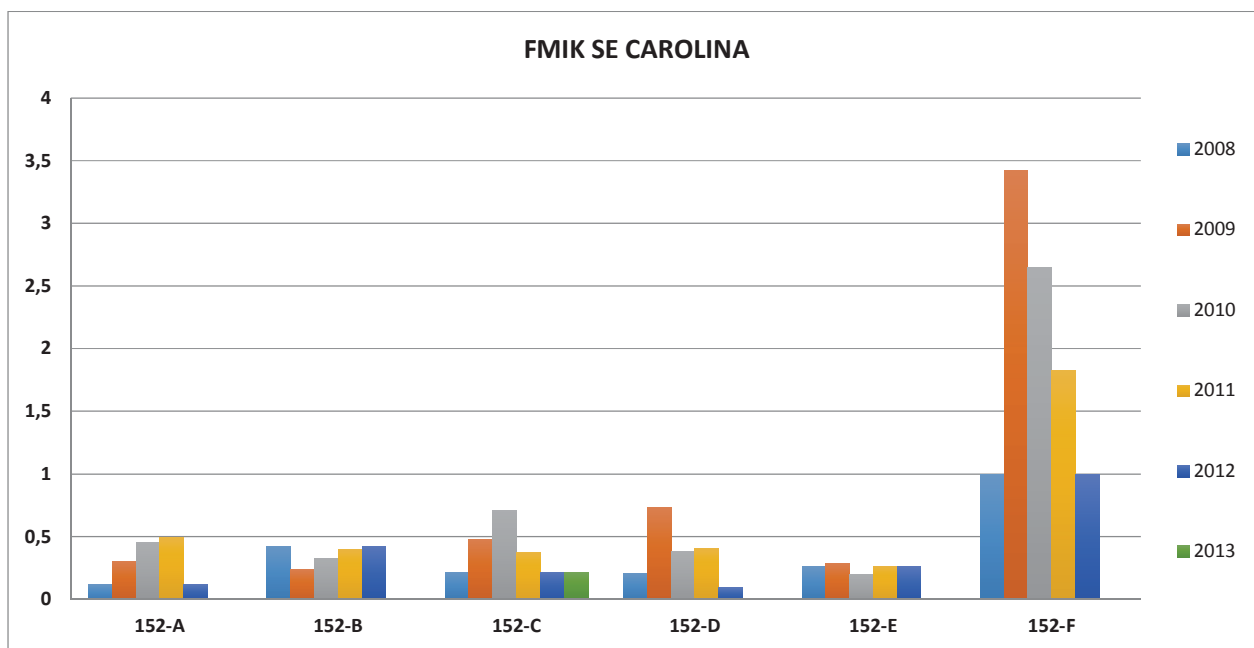


Figura 4. 15 FMIk para la SE Carolina

Elaborado por: Jorge Vasco

La estadística está dispuesta por alimentador primario de cada subestación, y para identificarlo de la mejor manera se lo asocia con letras y la codificación del equipo de interrupción, dependiendo del nivel de tensión. En las figuras anteriormente expuestas se muestran los dos indicadores de calidad por subestación.

4.2. Índices con el nuevo sistema de reconexión automática

Para el recalcu de los índices de calidad se han tomado en cuenta que no todos los eventos de desconexión de carga fueron posibles de reconectar, es decir existe un margen, el cuál por el origen de la falla no se hizo posible reconectar. Este tipo de fallas son en las cuales se empleó mayor tiempo e intervención de recursos adicionales para solventar la falla y lograr restablecer el servicio.

Como se indicó en el capítulo 3 del presente documento los ajustes para los diferentes relés se establecen en tiempos menores a 3 minutos, al realizarse una reconexión de alta velocidad de este tipo, la carga despejada no es reportada y por ende no ingresa a los indicadores. Al mostrar los mismos se podrá visualizar resultados muy bajos los que

deberán ser menospreciados debido a que no ingresarían por estar por debajo de los 3 minutos.

A continuación se mostrarán los resultados obtenidos al realizar la corrección de tiempo de interrupción, se usaron los mismos datos de carga reconectada con lo que se podrá evidenciar claramente la acción del sistema, si este fuera aplicado en el periodo de consideración para el desarrollo del presente trabajo de grado.

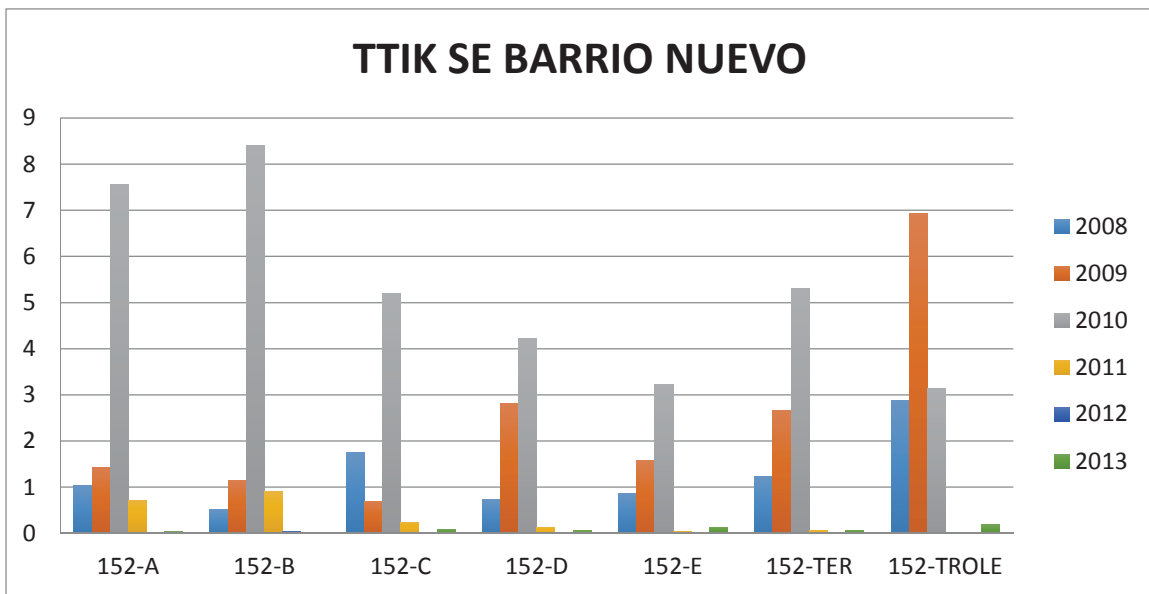


Figura 4. 16 TTIK Modificado para la SE Barrio Nuevo

Elaborado por: Jorge Vasco

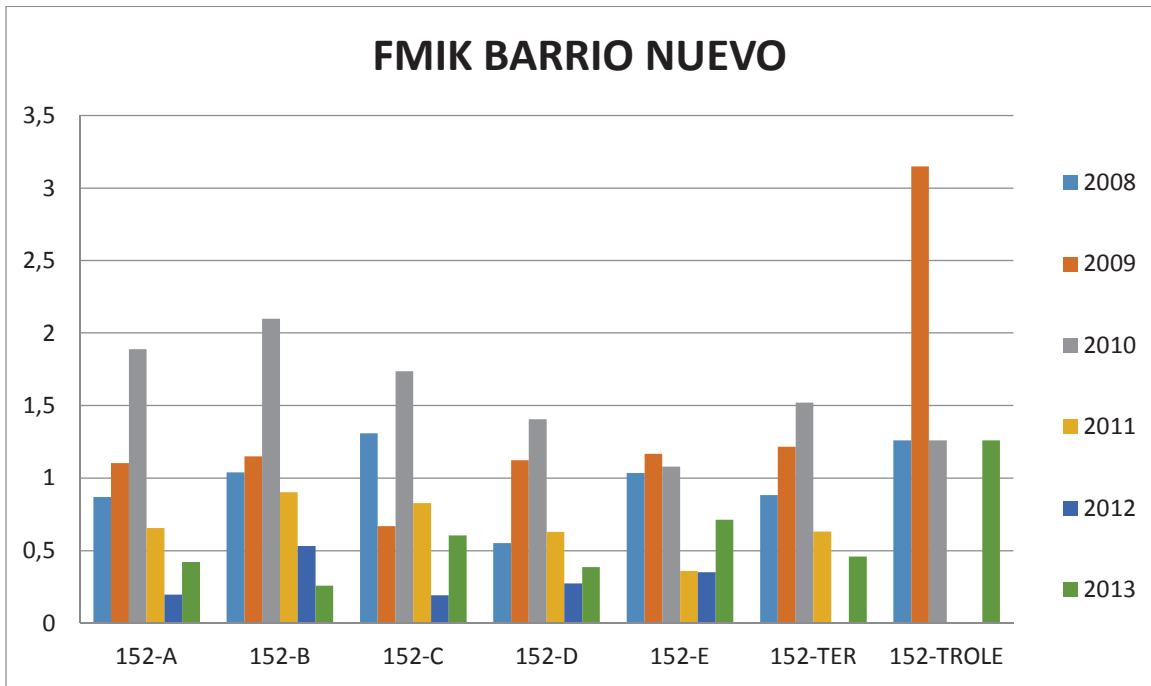


Figura 4. 17 FMIk Modificado para la SE Barrio Nuevo

Elaborado por: Jorge Vasco

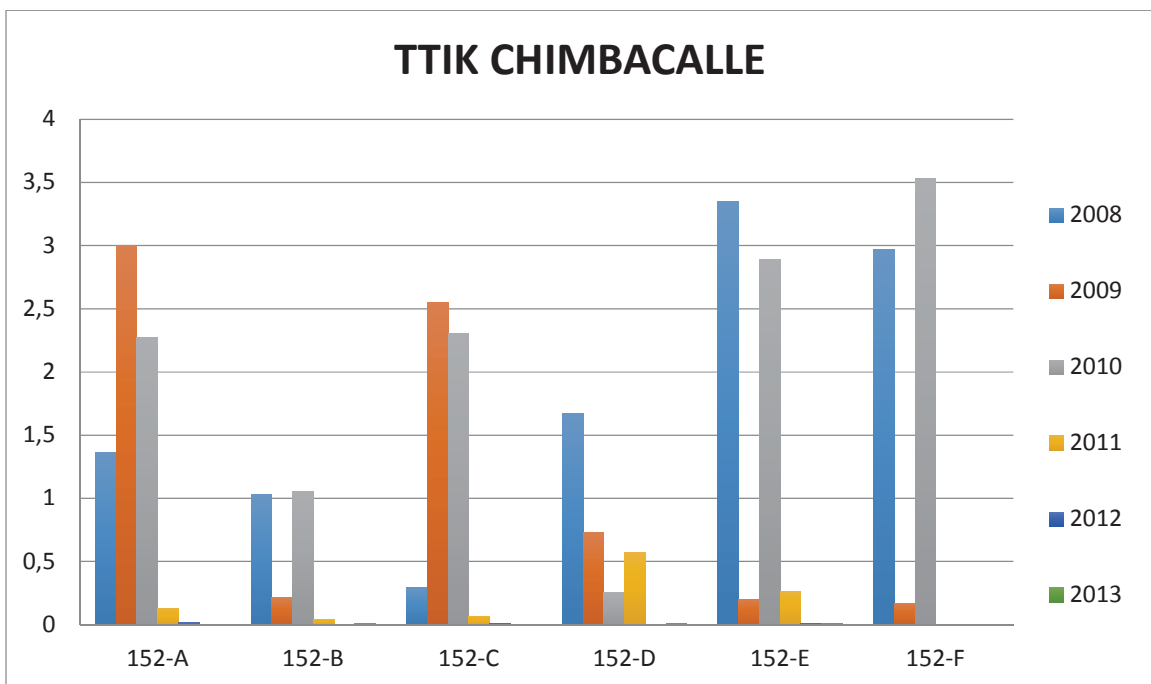


Figura 4. 18 TTIk Modificado para la SE Chimbacalle

Elaborado por: Jorge Vasco

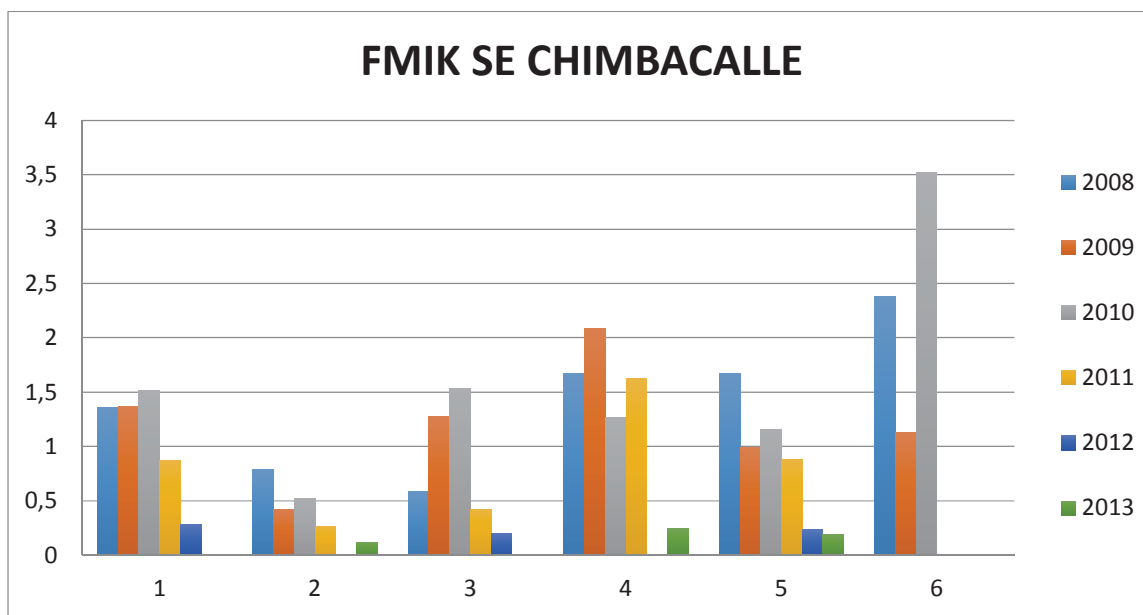


Figura 4. 19 FMIk para la SE Chimbacalle

Elaborado por: Jorge Vasco

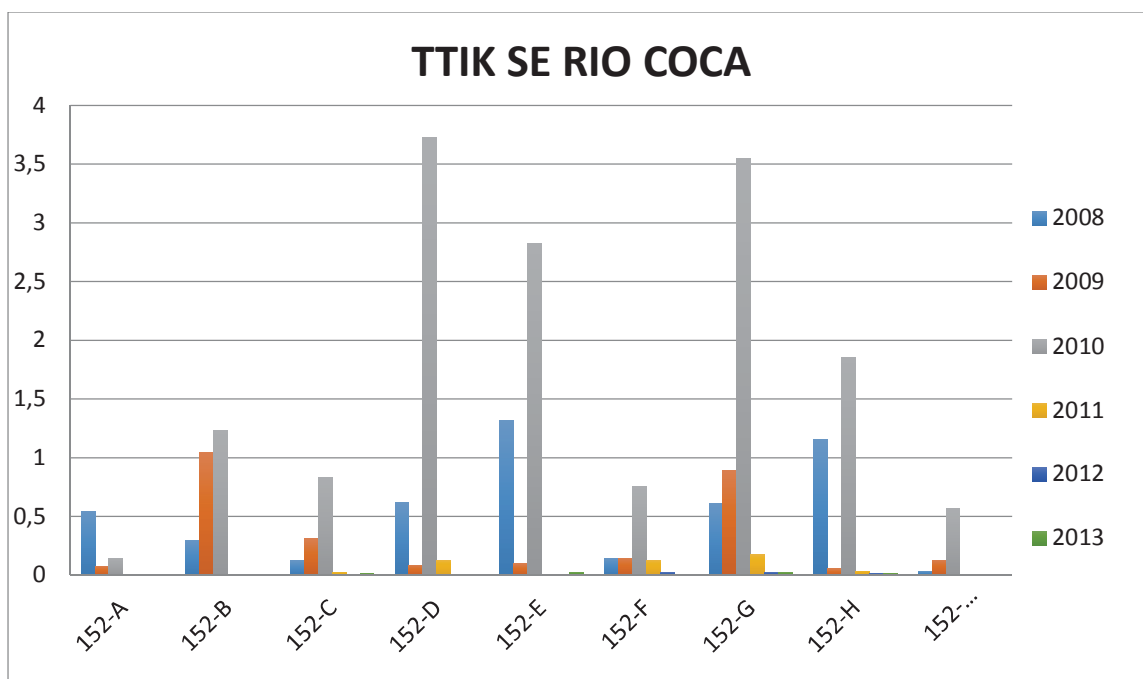


Figura 4. 20 TTIk Modificado para la SE Rio Coca

Elaborado por: Jorge Vasco

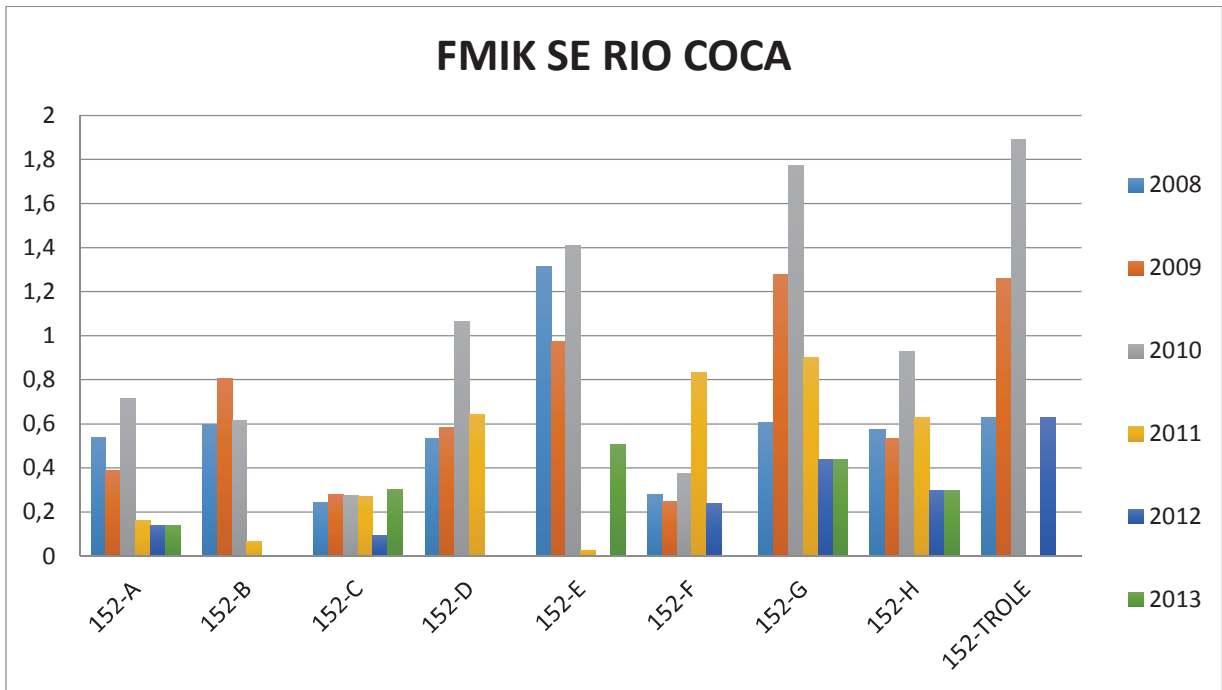


Figura 4. 21 FMIk Modificado para la SE Rio Coca

Elaborado por: Jorge Vasco

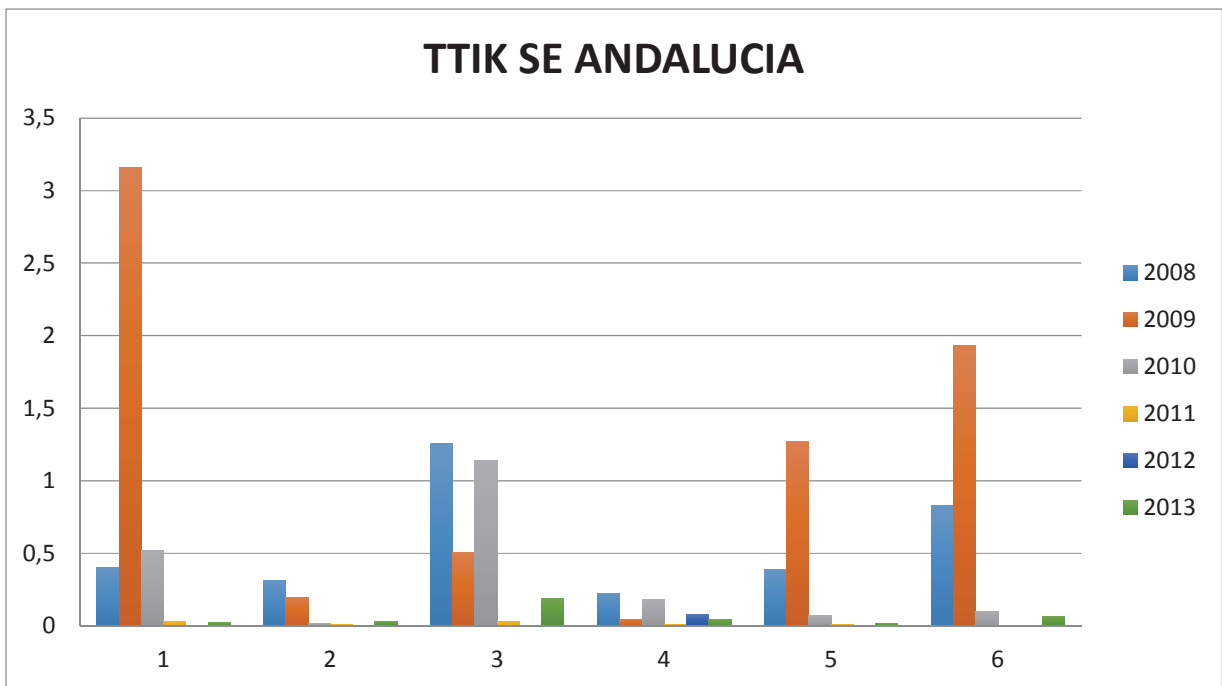


Figura 4. 22 TTIk Modificado para la SE Andalusia

Elaborado por: Jorge Vasco

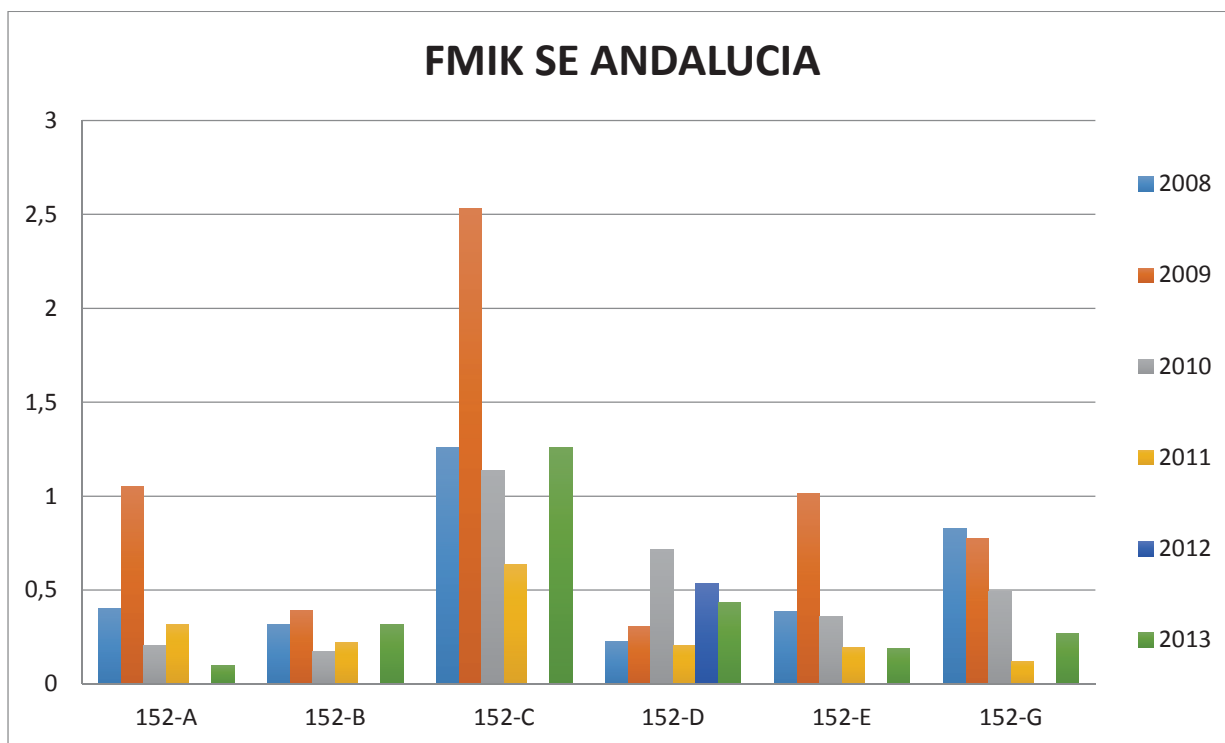


Figura 4. 23 FMIk Modificado para la SE Andalusia

Elaborado por: Jorge Vasco

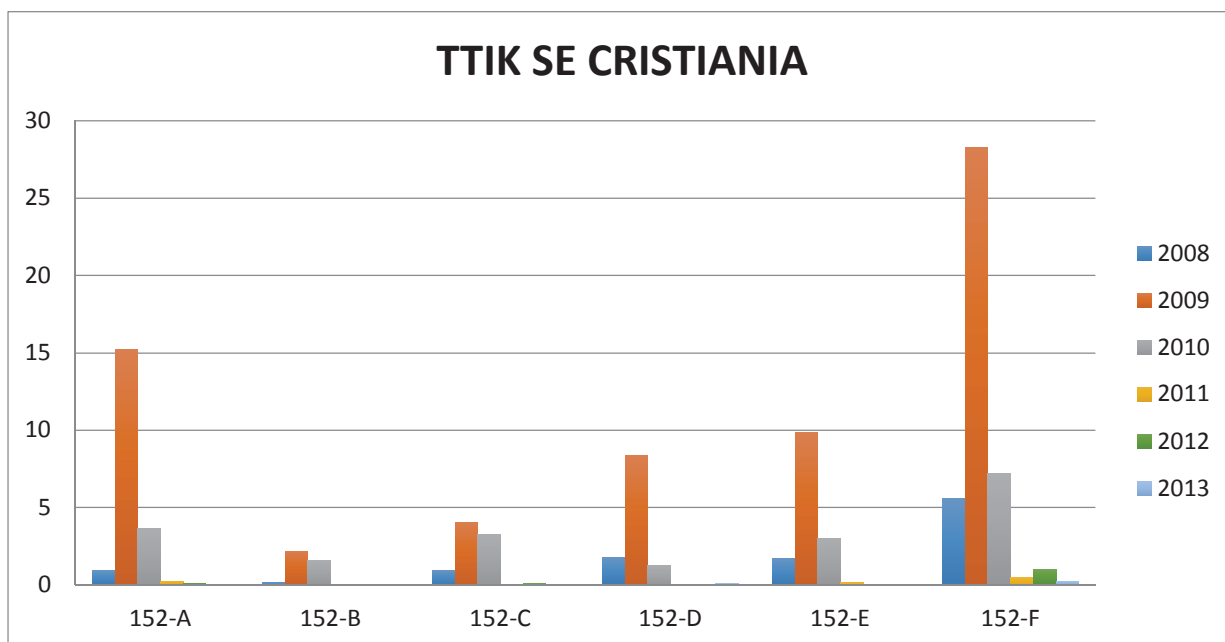


Figura 4. 24 TTIk Modificado para la SE Cristianía

Elaborado por: Jorge Vasco

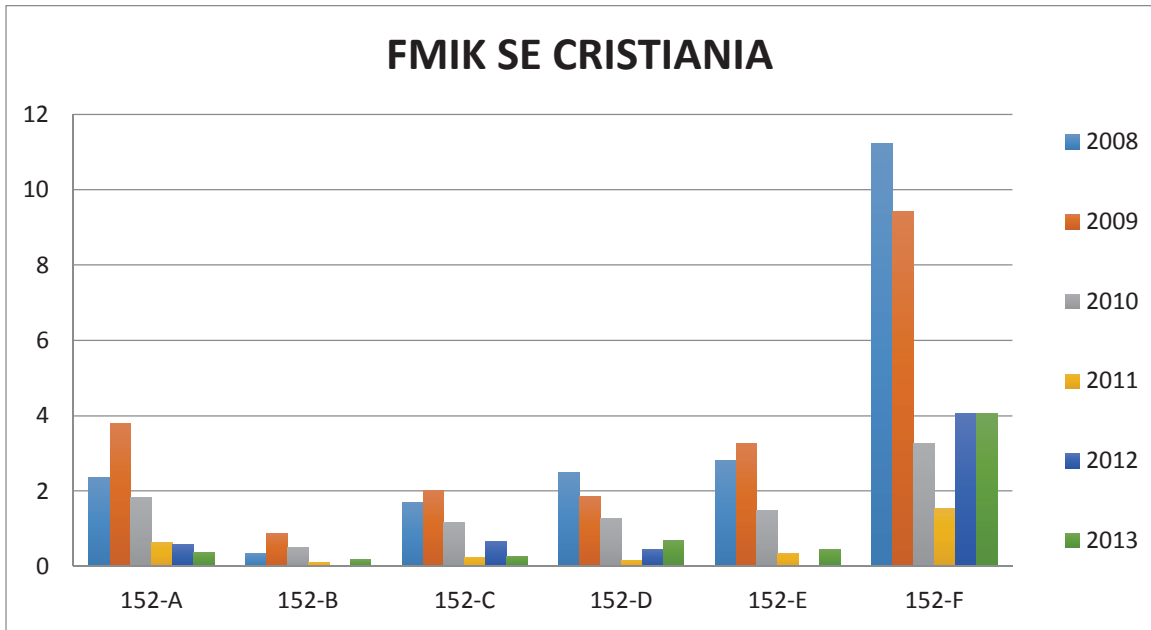


Figura 4. 25 FMIk Modificado para la SE Cristianía

Elaborado por: Jorge Vasco

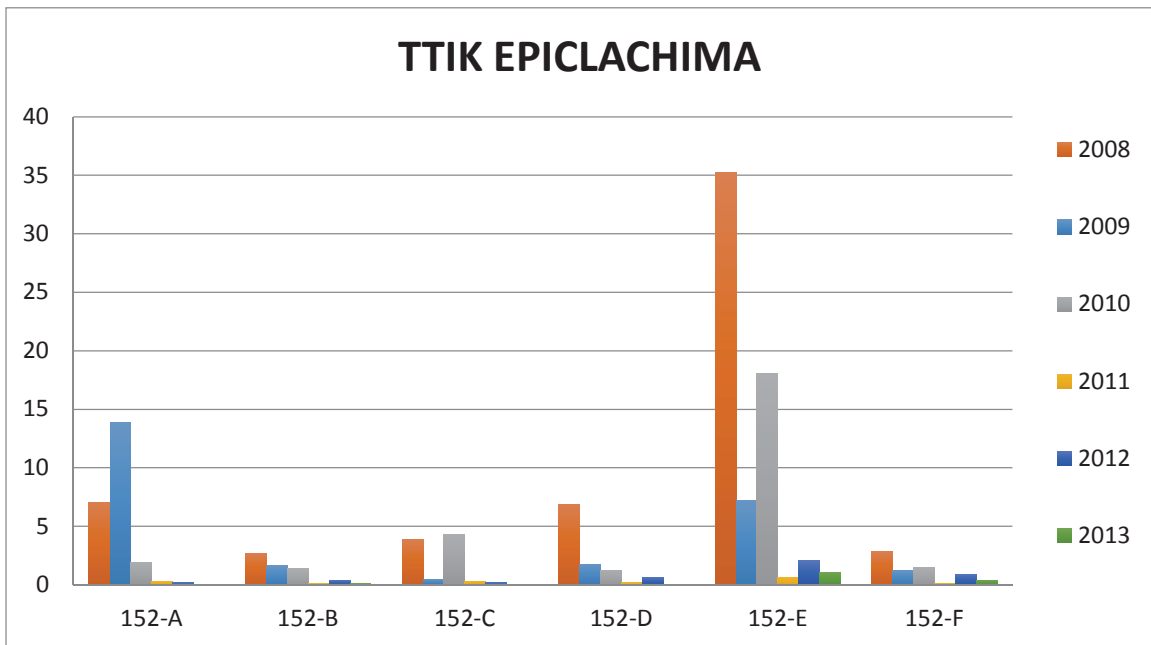


Figura 4. 26 TTIK Modificado para la SE Epiclachima

Elaborado por: Jorge Vasco

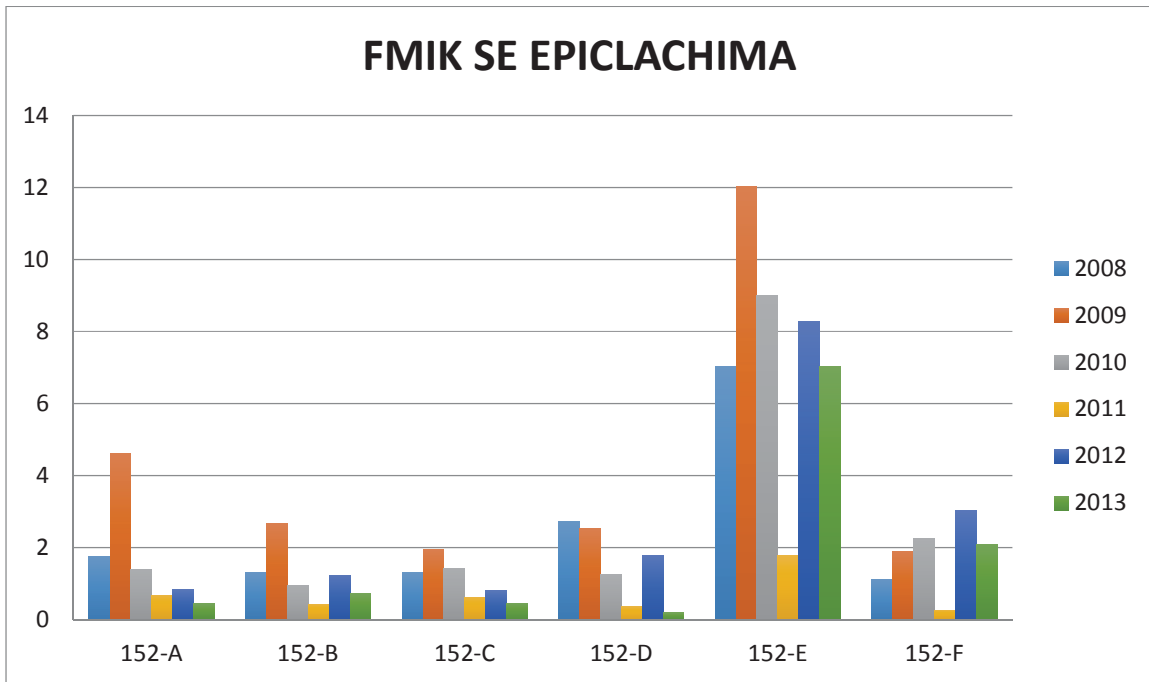


Figura 4. 27 FMIK Modificado para la SE Epiclachima

Elaborado por: Jorge Vasco

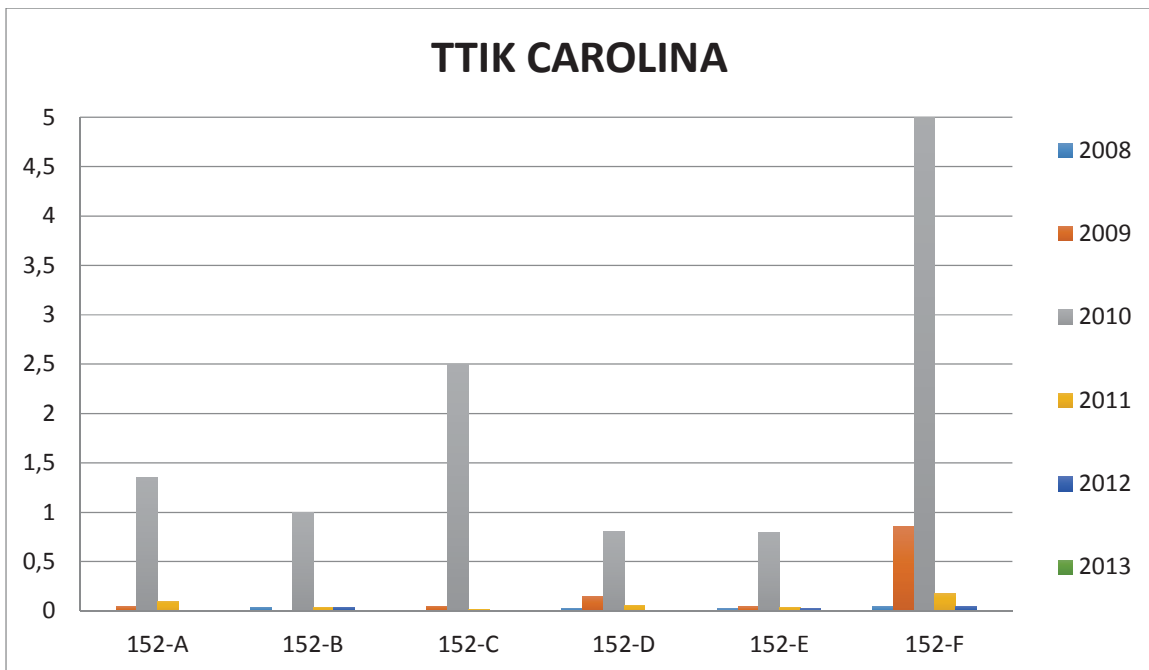


Figura 4. 28 TTIK Modificado para la SE Carolina

Elaborado por: Jorge Vasco

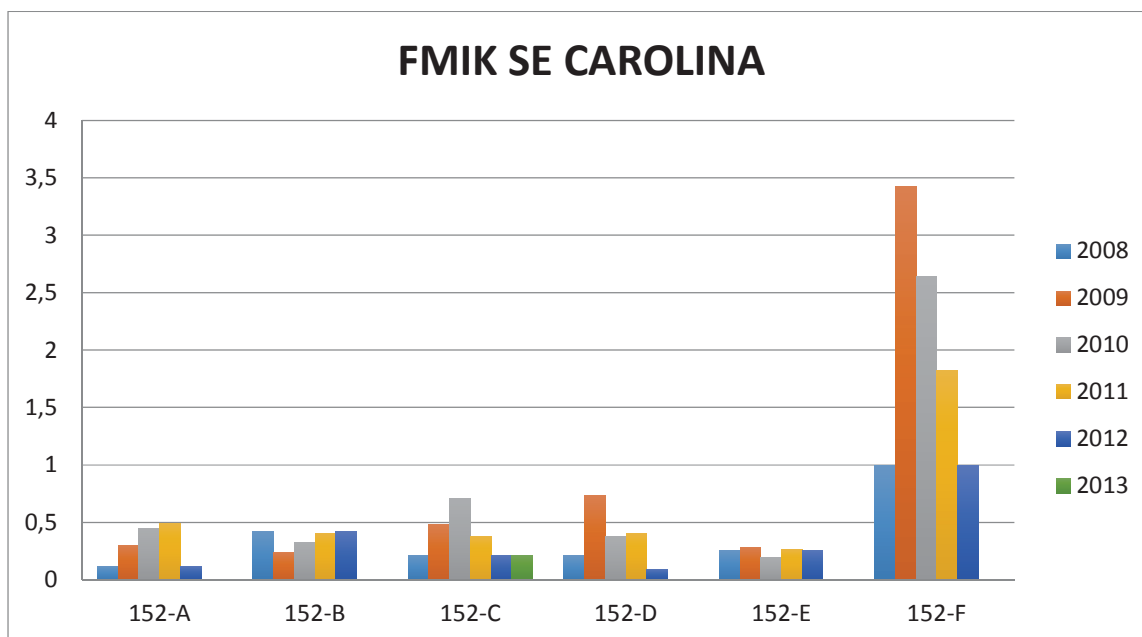


Figura 4. 29 FMIk Modificado para la SE Carolina

Elaborado por: Jorge Vasco

4.3. Evaluación de resultados del sistema de reconexión automática

En función de las estadísticas de desconexiones de cada alimentador primario se ha logrado obtener la cantidad de horas y la carga despejada, esto se ha realizado en el período de evaluación de 5 años, las figuras enlistadas en el subcapítulo 4.2 describen los indicadores calculados a para cada primario.

La intención del sistema de reconexión es disminuir el tiempo de suspensión de servicio, esto se debe hacer en el menor tiempo posible brindando seguridad al sistema, independiente de una acción ejecutada por un operador ubicado en la subestación o remotamente desde el centro de control de la EEQ.

El sistema de reconexión se sustenta en la configuración del equipo de protección que se relaciona directamente del sistema de control que posee cada interruptor, con ello se tiene independencia total de un medio de comunicación que puede tener en un determinado tiempo de latencia causado por los equipos de comunicación. A pesar que el sistema de reconexión se encuentre en operación, existen fallas que no pudieron ser reconectadas, las mismas que por diversos motivos tuvieron que ser solucionadas en un tiempo mayor a tres

minutos.

4.3.1. Indicadores de calidad de servicio por subestación

Al lograr disminuir los tiempos de suspensión, se obtiene un avance en los indicadores de cada subestación y evidentemente de cada alimentador primario. Como se puede observar en la Figura 4.30 se indica la cantidad de horas que se suspendió el servicio debido a la operación de protecciones de sobrecorriente de un alimentador primario.

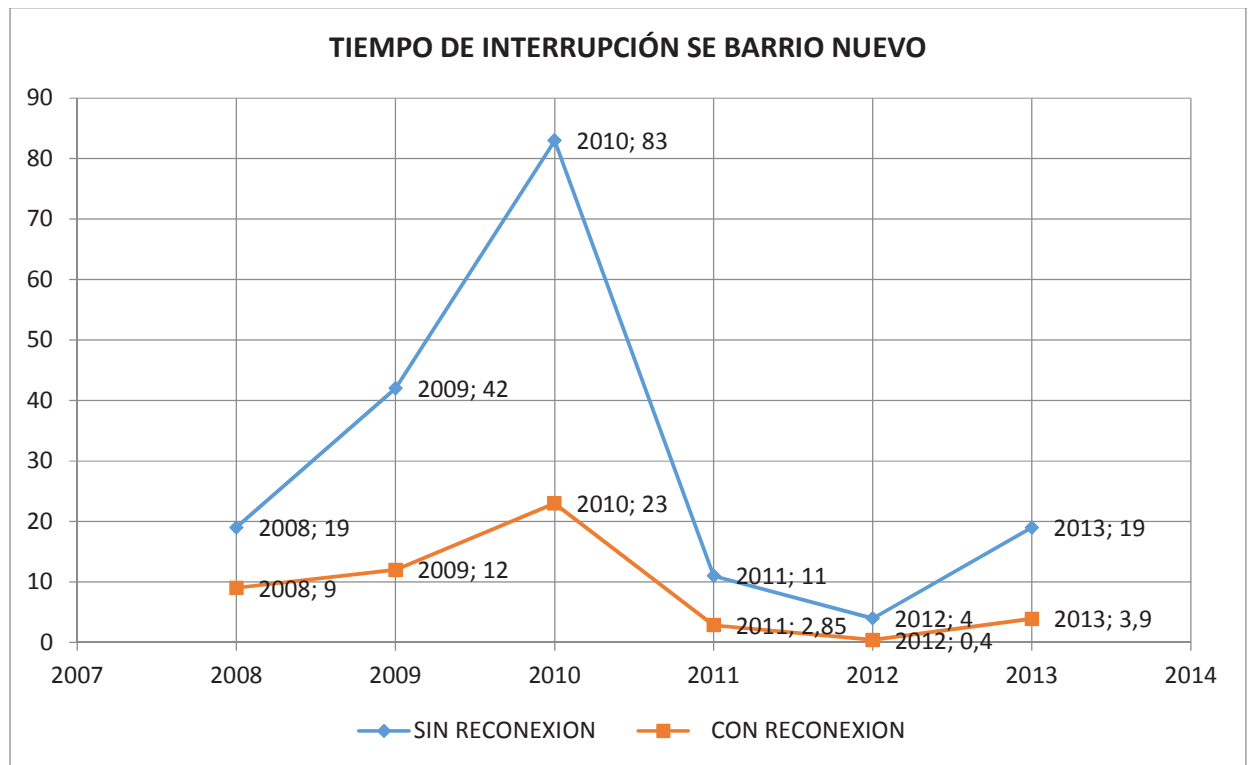


Figura 4. 30 Tiempo de Interrupción SE Barrio Nuevo

Elaborado por: Jorge Vasco

Se observa que sin el sistema de reconexión automática se tiene períodos de suspensión extensos, para este caso en particular de la subestación Barrio Nuevo se tiene una media de reducción de tiempos de suspensión entre el 50 y 60 por ciento. Comparando los resultados de los índices entre los años 2008 y 2011 con el sistema de reconexión se evidencia que se

obtendrían índices menores a los producidos. En la Figura 4.30 se indica el porcentaje de mejora que tubo esta subestación en cada año del periodo de evaluación.



Figura 4. 31 Suspensiones reconectadas

Elaborado por: Jorge Vasco

Es importante mencionar que existe un incremento pronunciado en el año 2010, esto es debido a que entre los años 2009 y 2010 la EEQ puso en marcha su período de automatización en las subestaciones a nivel de subtransmisión y distribución. Esto obligaba a realizar suspensiones de servicio por la instalación de nuevo equipamiento de protecciones y reacondicionamiento de circuitos de control. Por lo que los índices en este periodo son elevados y se tiene un pico pronunciado en los indicadores. A pesar de que opere el sistema de reconexión los índices de calidad no tiene una mejora sustancial en comparación a otros años.

La operación del sistema de reconexión obtiene resultados según lo esperado, debido a que en todas las subestaciones se tiene una mejora de índices con una media entre el 50 al 70 por ciento. Como se indica en la tabla 4.1. En la que se detalla el porcentaje correspondiente a cada subestación en relación con cada año.

AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
SUBESTACION						
BARRIO NUEVO	53%	71%	72%	74%	90%	79%
CHIMBACALLE	56%	70%	72%	91%	88%	99%
RIO COCA	58%	77%	67%	93%	92%	79%
ANDALUCIA	63%	62%	75%	94%	88%	77%
CRISTIANA	50%	72%	71%	93%	95%	42%
EPICLACHIMA	80%	82%	77%	95%	95%	91%
CAROLINA	95%	90%	73%	92%	96%	0%

Tabla 4. 1 Porcentaje de suspensiones reconectadas por subestación

Elaborado por: Jorge Vasco

Los índices de calidad mejoran por cada subestación, es evidente que por la operación del sistema de reconexión el tiempo de suspensión disminuya. Es importante mencionar que debido a la localización de las diferentes subestaciones tiene una tendencia a fallas del tipo temporales que se auto despejan, pero en otras subestaciones las fallas temporales son en menor número. Para el caso de la subestación Epiclachima los resultados de la operación del sistema de reconexión son satisfactorios se pudo reconectar entre el 70 y 90 por ciento de las fallas ocasionadas como se indican en la Figura 4.31, al igual que en la Figura 4.32 se indica la cantidad de suspensiones que fueron reconectadas.

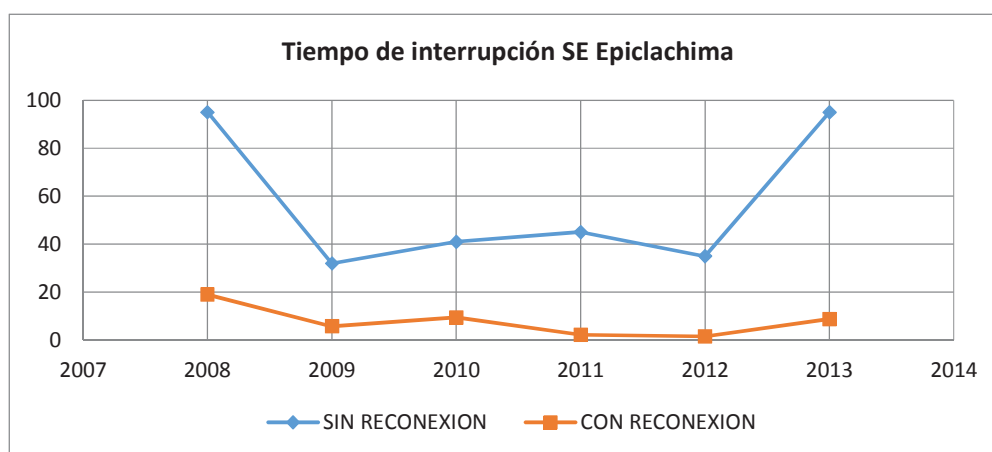


Figura 4. 32 Tiempo de interrupción para la SE Epiclachima

Elaborado por: Jorge Vasco

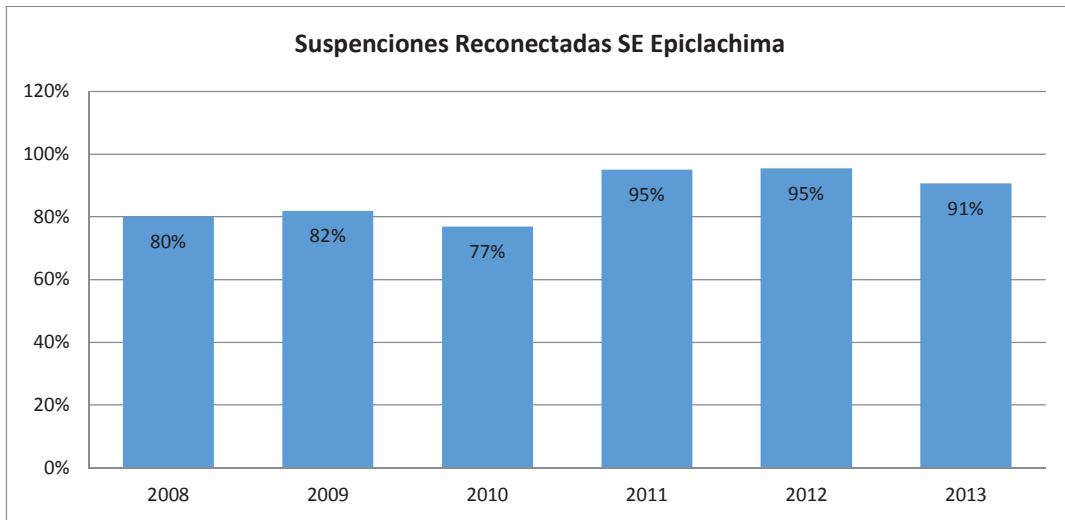


Figura 4. 33 Suspensiones reconectadas

Elaborado por: Jorge Vasco

Como se observa, los resultados para esta subestación son satisfactorios, mejorando directamente los indicadores de cada primario A continuación se indican las Figuras 4.33, 4.34, y 4.35 correspondientes a las horas de suspensión sin el sistema de reconexión, con el sistema de reconexión y las horas que se desconectó la subestación y se pudieron solventar con la operación del sistema.

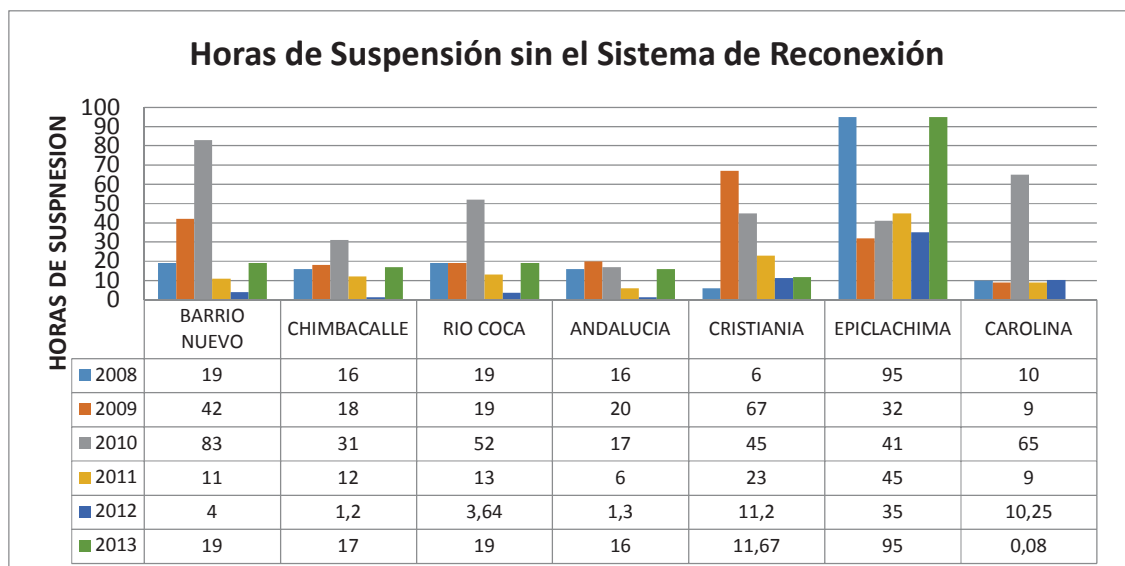


Figura 4. 34 Horas de suspensión sin reconexión

Elaborado por: Jorge Vasco

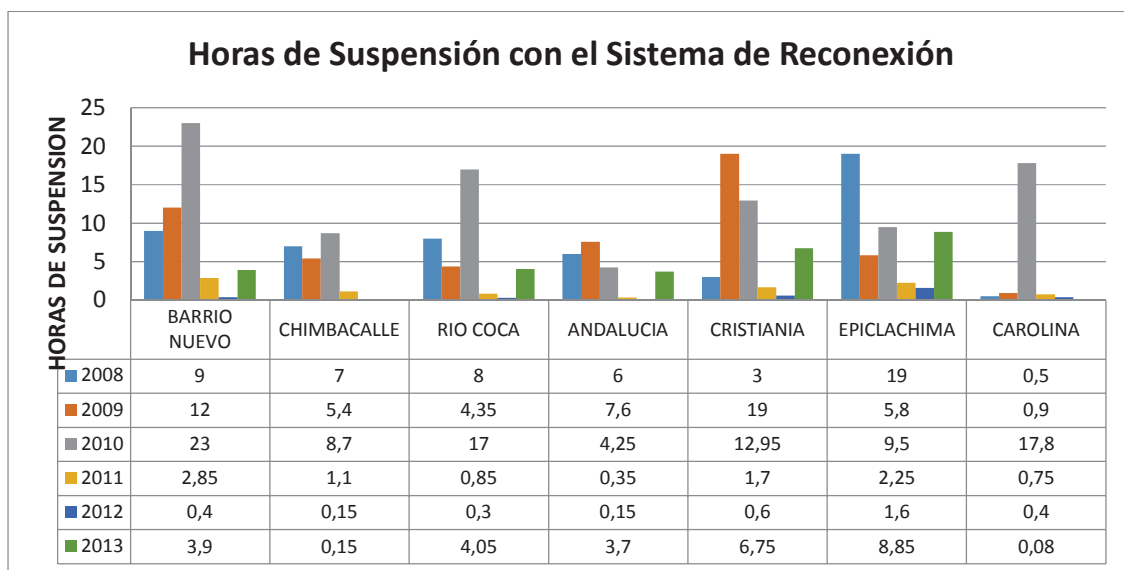


Figura 4. 35 Horas de suspensión con reconexión

Elaborado por: Jorge Vasco

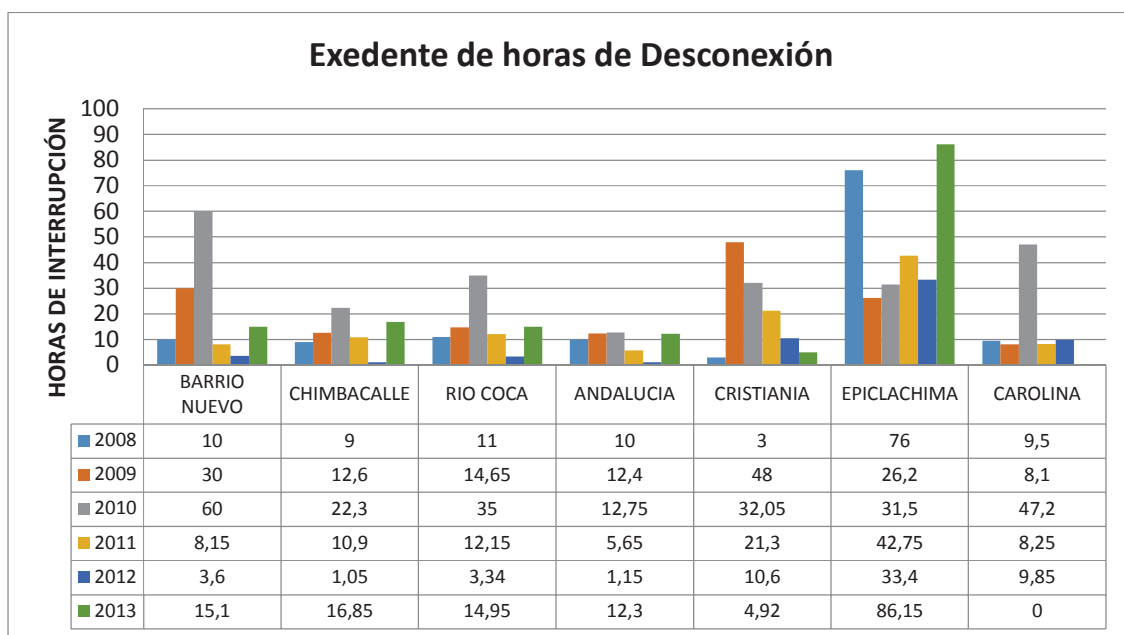


Figura 4. 36 Horas de Desconexión de alimentadores

Elaborado por: Jorge Vasco

4.3.2. Energía no facturada por la EEQ

Para cada una de las subestaciones existe un excedente de horas que se mantuvo desenergizado el circuito troncal, correspondiente a un alimentador primario, con lo que la EEQ dejó de facturar energía a sus abonados, lo que implica una disminución de ingreso de recursos económicos.

En función de la carga reconectada y el tiempo que el circuito se mantuvo desconectado se obtiene la energía que a nivel de primario no se logró recaudar. En ninguna de éstas subestaciones se tiene generación distribuida por lo que la EEQ no hizo compra de energía a pequeños productores. El perfil de consumo de cada alimentador es mixto pero hay alimentadores y subestaciones que su carga predominante es comercial industrial o doméstica lo que se toma en cuenta para mencionado cálculo.

A continuación en la tabla 4.2 se indica la energía no facturada debido a las interrupciones de los alimentadores primarios.

AÑO	2008			2009		
	Potencia Desconectada	Tiempo no Facturado	Energía no Facturada	Potencia Desconectada	Tiempo no Facturado	Energía no Facturada
BARRIO NUEVO	40395,6	10	699672,316	48163,5	30	2502648,872
CHIMBACALLE	80948,7	9	1261865,351	36955,8	12,6	806517,4728
RIO COCA	43375,5	11	826414,2678	47502	14,65	1205341,605
ANDALUCIA	23442,3	10	406032,5465	43438,5	12,4	932947,3437
CRISTIANIA	189980	3	987165,0373	254219	48	21135370,76
EPICLACHIMA	128938	76	16972864,69	210013	26,2	9530333,48
CAROLINA	14458,5	9,5	237907,1377	24740,1	8,1	347093,9925

AÑO	2010			2011		
	Potencia Desconectada	Tiempo no Facturado	Energía no Facturada	Potencia Desconectada	Tiempo no Facturado	Energía no Facturada
BARRIO NUEVO	69778,8	60	7251625,613	25 389	8,15	358396,5593
CHIMBACALLE	42291,9	22,3	1633513,346	22 352	10,9	421998,8679
RIO COCA	62527,5	35	3790528,24	26 580	12,15	559354,2988
ANDALUCIA	19574,1	12,75	432267,5303	12 335	5,65	120715,2984
CRISTIANIA	132986	32,05	7382349,204	33 031	21,3	1218598,497
EPICLACHIMA	121693	31,5	6639521,456	34 392	42,75	2546539,343
CAROLINA	22516,2	47,2	1840762,353	22 466	8,25	321023,233

AÑO	2012			2013		
	Potencia Desconectada	Tiempo no Facturado	Energía no Facturada	Potencia Desconectada	Tiempo no Facturado	Energía no Facturada
BARRIO NUEVO	11125,8	3,6	69373,62315	21533,4	15,1	563183,8372

CHIMBACALLE	3521,7	1,05	6404,751495	3628,8	16,85	105906,7316
RIO COCA	12096	3,34	69975,96114	13223,7	14,95	342416,5979
ANDALUCIA	3250,8	1,15	6475,13338	14534,1	12,3	309637,7356
CRISTIANIA	48898	10,6	897754,4961	59938	4,92	510773,0536
EPICLACHIMA	129858	33,4	7512349,836	74336	86,15	11092133,74
CAROLINA	13381,2	9,85	228292,6449	850,5	0	0

Tabla 4. 2 Energía no facturada

Elaborado por: Jorge Vasco

En el cuadro anterior se puede observar la cantidad de energía que se suspendió en cada una de las subestaciones anualmente. En la tabla 4.3 se indica el costo de la energía no vendida por las suspensiones de servicio. Además cuál es el costo generado por año en todas las subestaciones.

AÑO	2008		2009	
	Energía no Facturada	Costo no Facturado (USD)	Energía no Facturada	Costo no Facturado (USD)
BARRIO NUEVO	699.672,32	55.973,79	2.502.648,87	200.211,91
CHIMBACALLE	1.261.865,35	100.949,23	806.517,47	64.521,40
RIO COCA	826.414,27	66.113,14	1.205.341,60	96.427,33
ANDALUCIA	406.032,55	32.482,60	932.947,34	74.635,79
CRISTIANIA	987.165,04	78.973,20	21.135.370,76	1.690.829,66
EPICLACHIMA	16.972.864,69	1.357.829,18	9.530.333,48	762.426,68
CAROLINA	237.907,14	19.032,57	347.093,99	27.767,52
TOTAL		1.711.353,71	TOTAL	2.916.820,28

AÑO	2010		2011	
	Energía no Facturada	Costo no Facturado (USD)	Energía no Facturada	Costo no Facturado (USD)
BARRIO NUEVO	7.251.625,61	580.130,05	358.396,56	28.671,72
CHIMBACALLE	1.633.513,35	130.681,07	421.998,87	33.759,91
RIO COCA	3.790.528,24	303.242,26	559.354,30	44.748,34
ANDALUCIA	432.267,53	34.581,40	120.715,30	9.657,22
CRISTIANIA	7.382.349,20	590.587,94	1.218.598,50	97.487,88
EPICLACHIMA	6.639.521,46	531.161,72	2.546.539,34	203.723,15
CAROLINA	1.840.762,35	147.260,99	321.023,23	25.681,86
TOTAL		2.317.645,42	TOTAL	443.730,09

AÑO	2012		2013	
	Energía no Facturada	Costo no Facturado (USD)	Energía no Facturada	Costo no Facturado (USD)

BARRIO NUEVO	69.373,62	5.549,89	563.183,84	45.054,71
CHIMBACALLE	6.404,75	512,38	105.906,73	8.472,54
RIO COCA	69.975,96	5.598,08	342.416,60	27.393,33
ANDALUCIA	6.475,13	518,01	309.637,74	24.771,02
CRISTIANA	897.754,50	71.820,36	510.773,05	40.861,84
EPICLACHIMA	7.512.349,84	600.987,99	11.092.133,74	887.370,70
CAROLINA	228.292,64	18.263,41	0,00	0,00
TOTAL		703.250,12	TOTAL	1.033.924,14

Tabla 4.3 Costo de la energía en kWh por cada subestación

Elaborado por: Jorge Vasco

Eso quiere decir que fuera de costos operativos, la EEQ perdió una recaudación promedio de 500.0000 dólares anualmente. Esto implica que el dinero no recaudado pudo ser empleado para proyectos de inversión o expansión. Lo que beneficiaría directamente a los clientes del área de concesión de la EEQ. El ingreso económico es directo para la EEQ, y no está sujeta a otros factores que altere su beneficio al implementar el sistema de reconexión automática. Al mismo tiempo como se observa en 4.1 y 4.2 los índices de calidad mejoran en todas la subestaciones haciendo que el sistema de reconexión automática sea eficiente económica y técnicamente.

4.4. Procedimiento de operación del sistema de reconexión automática

El sistema de reconexión automática para la EEQ es complementario al sistema de protecciones. Es decir es un elemento adicional que requiere seguridad, confiabilidad, y supervisión. Todo el personal que está involucrado en la operación del sistema de distribución debe tener conocimiento del sistema de reconexión y como funciona. Que precauciones se deben tomar y que involucra mantener activo el sistema, además del seguimiento e implicaciones que éste tiene durante una falla.

El procedimiento que se detalla a continuación está basado en la estructura de operación del sistema de distribución de la EEQ. El mismo que detalla cómo se opera en condiciones normales, despacho de órdenes de trabajo. De igual manera como se debe proceder ante una

falla en cualquier parte del sistema de distribución que involucre a los alimentadores primarios.

Cuando una falla ocurre, el personal de operaciones que se encuentra en el centro de control de la EEQ es el encargado de aplicar este procedimiento. El equipo de operación en el centro de control de la EEQ, consta de un ingeniero de operaciones y tres señores operadores que son encargados del área rural y urbana.

El personal de ingeniería debe conocer que alimentadores primarios tienen la función de reconexión activa. La configuración y prueba de esta función está a cargo del departamento de sistemas y potencia, éste departamento antes de la energización de un alimentador se encarga de realizar la prueba integral del sistema de protecciones, además de la funcionalidad óptima del telemando y operación local con los respectivos interbloqueos. Bajo el conocimiento del departamento de ingeniería de operación del sistema de distribución se coordinará los alimentadores primarios que requieren la función de reconexión.

4.4.1. Operación en condiciones normales

Se denomina condiciones normales de operación cuando un alimentador primario se encuentra en funcionamiento normal, esto incluye si éste se encuentra en transferencia de carga. Es claro que la mayor parte del tiempo el sistema se encuentra en estado estable, por lo que su aplicación será frecuente:

- Al cambio de turno, el equipo de operación del centro de control debe informar al personal operativo en campo el estado del sistema de reconexión en las subestaciones cercanas que son de su responsabilidad.
- El centro de control es el responsable de comunicar al personal operativo que el sistema de reconexión es automático, si ocurre una falla provocada por el personal el alimentador tiene una alta probabilidad de energizarse inmediatamente pudiendo causar accidentes. Por lo que toda acción deberá ser comunicada obligatoriamente por radio de comunicaciones para evitar riesgos al personal y al sistema.
- Al ingreso de una orden de trabajo de los grupos de mantenimiento y construcción de redes del área urbana o rural se debe preparar las maniobras de operación con debida antelación. Por seguridad del personal si la orden requiere suspensión de la

red a intervenir se debe indicar al responsable del grupo de trabajo que concurra a la subestación a la que pertenece el alimentador y desactivar personalmente la función de reconexión y colocar las seguridades visuales y bloqueos manuales. Esto se puede coordinar con el grupo de operación y mantenimiento de subestaciones y realizarlo de manera conjunta. Esta maniobra es supervisada por el centro de control en las consolas de operador del centro de control.

- Colocar como observaciones en la hoja de consignación que la función de reconexión se encuentra desactivada. Esto se debe evidenciar conjuntamente con el personal de seguridad industrial con la firma del supervisor asignado.
- El personal que asiste a la subestación debe comunicar vía radio a los responsables del trabajo: jefe de operaciones, jefe de grupo, supervisor de seguridad industrial designado, que la función de reconexión ha sido desactivada. Esto se encuentra bajo la responsabilidad del ingeniero de operaciones de turno del centro de control, esta comunicación se debe realizar mediante el radio de comunicaciones que es el único medio válido para este reporte.
- Corroborar la información provista de campo en las consolas de operación por el operador de turno y de ser pertinente dar paso a la orden de trabajo que se desea ejecutar.
- De tener algún inconveniente con la desactivación de la función de reconexión se podrá realizar de manera remota por las consolas de gestión de protecciones del departamento de sistemas y potencia. El cual puede realizar esta gestión sin necesidad de concurrir al sitio. La comunicación debe ser expresamente autorizada y solicitada al departamento por el jefe de departamento de operaciones del sistema de distribución.
- Para la normalización del sistema de reconexión y de las maniobras en las subestaciones se deberá anticipar con media hora para que el personal se ubique en los puntos y proceder a las maniobras.
- Ya en sitio el personal localmente en campo deberá retirar las seguridades visuales y bloqueos mecánicos para habilitar la función de reconexión, esto se verificará en las consolas del operador de distribución.
- Se comunicara vía radio de comunicaciones a los responsables: jefe de operaciones,

jefe de grupo la habilitación de la función, lo cual dará paso a la normalización del sistema.

- Si la desactivación se produjo remotamente mediante la consola de gestión de operación se deberá solicitar de parte del jefe de operaciones, al jefe de sistemas y potencia la activación, lo cual se reportara inmediatamente al centro de control.
- Para trabajos de mantenimiento local de interruptor en la subestación se procederá como señala el procedimiento de operación de Sub transmisión. La operación de desconexión no provocara la operación de las unidades de protección de sobre corriente instantánea por lo que no se activa el sistema de reconexión, descartando así la reconexión errónea del sistema provocando accidentes fatales. Para esta tarea se debe seguir como si se ingresara una orden de trabajo del área de distribución.

4.4.2. Operación en condiciones de Emergencia

Se denomina condiciones de emergencia cuando el sistema de distribución tiene una falla en cualquier parte y ha sido motivada por una acción de protecciones. En estas circunstancias el alimentador se encuentra desconectado.

- Al cambio de personal de turno se debe comunicar que el sistema de reconexión en el área de responsabilidad se encuentra activo o no. Esto se debe realizar al personal de operaciones del centro de control, así como también el personal operativo en campo.
- Recordar al personal que el sistema de reconexión opera de manera automática para lo cual se deberá comunicar al centro de control mediante radio de comunicaciones. Este es el único medio valido para realizar este reporte.
- Al ocurrir una falla el sistema de reconexión opera si las unidades de protección instantánea de fase operaron para lo cual dependiendo del alimentador, reconectara en un minuto. Esta operación es reportada por el IED o RTU al centro de control.
- Dada la reconexión verificar las alarmas provocadas por la reconexión además de verificar el estado de conectado o desconectado del interruptor 152-X-J de la subestación J. verificar las medidas de corriente este es una evidencia que el

equipo se encuentra adecuadamente operativo.

- Si el evento de reconexión es exitoso comunicar al personal de ingeniería y jefe de operaciones que el sistema se encuentra normal y supero la falla con éxito.
- Si el evento de reconexión es fallido verificar el bloqueo de operación mediante la consola de operación, este bloqueo se mantendrá así por el lapso de 10 min pero transcurrido este tiempo el equipo desactiva automáticamente la función. Lo que dará tiempo necesario para que el personal de operación despache un patrullaje de la red y sea despejada la falla. lo que se comunicara a los responsables vía radio de comunicaciones
- Si la falla no amerita una intervención mayor y se pudo solventar con el personal de operación de distribución se deberá reconectar el alimentador. Y solicitar que el personal de operación concurra a la subestación para activar la función de reconexión.
- Si la falla no se pudo solventar con el personal de operación deberá despacharse recursos adicionales ya identificados por el personal de operación hacia el sitio requerido.
- Por seguridad del personal se debe indicar al responsable del grupo de trabajo concurra a la subestación de la que se requiere suspender el alimentador y desactivar personalmente la función de reconexión y colocar las seguridades visuales y bloqueos manuales. Esto se puede coordinar con el grupo de operación y mantenimiento de subestaciones para poder realizar de manera conjunta la operación. Esta maniobra es supervisada por el centro de control por el reporte de una alarma en las consolas de operador del centro de control.
- Comunicar vía radio que la función de reconexión se encuentra desactivada a los responsables: ingeniero de operaciones, jefe de grupo, supervisor de seguridad industrial designado esto se encuentra bajo la responsabilidad del ingeniero de operaciones del centro de control esta comunicación se debe realizar mediante el radio de comunicaciones que es el único medio valido para este reporte.
- Corroborar la información provista desde campo en las consolas de operación por el operador de turno y de ser pertinente dar paso a la reparación del circuito afectado

- De tener algún inconveniente con la desactivación de la función de reconexión se podrá realizar de manera remota por las consolas de gestión de protecciones del Departamento de Sistemas y Potencia. El cual puede realizar esta gestión si necesidad de concurrir al sitio. La comunicación debe ser expresamente autorizada y solicitada al departamento por el Jefe de departamento del Operaciones del sistema de distribución.
- Para la normalización se procede como se indica en el procedimiento en condiciones normales.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Para automatizar la función de reconexión, es de suma importancia que el interruptor cumpla con las características requeridas, con respecto a la capacidad interruptiva así como también el ciclo de operación. Con ello para futuras expansiones o cambio de equipo primario de interrupción se deberá especificar además de la capacidad interruptiva el ciclo de operación, esto con la finalidad de realizar recierres de alta velocidad tripolares con muy pocas restricciones.

El interruptor como equipo primario es el encargado de realizar el despeje de una falla, con la evolución de la tecnología de las cámaras de interrupción disponemos de disyuntores con una capacidad de rearme mecánico de corto tiempo esta es una ventaja al implementar un sistema de reconexión. Equipos de interrupción en SF₆, vacío, mínimo volumen de aceite los parámetros de aislamiento y restablecimiento de la cámara de interrupción son menores en comparación a otro tipo de disyuntores. Si se requiere aplicar en otro tipo de interruptores que no sean de los mencionados anteriormente, debe ponerse principal atención a la curva de capacidad interruptiva conociendo que una reconexión afecta a su capacidad directamente.

Cuando un interruptor opera bajo condiciones de falla o maniobra según el fabricante sugiere ante un determinado número de actuaciones realizar un mantenimiento específico. Esto es importante conocerlo debido a que un interruptor que tenga la función de reconexión activada, actuaría con un estrés adicional y con la probabilidad de cerrar con falla, esto acortaría en un porcentaje la vida útil del disyuntor.

Al monitorear toda la posición de salida del equipo de interrupción facilita la operación del sistema de reconexión, más si este reporte se lo realiza hacia un IED con el que se puede dinamizar y condicionar la función. Con ello se establece la lógica de operación logrando la independencia total de operadores locales o remotos además de gestionar adecuadamente los recursos operativos. Con la seguridad necesaria logrando minimizar los riesgos que

involucran la energización inmediata de un circuito.

Al llevar un registro de falla de cada parcial es importante debido a que se pueden identificar qué tipo de fallas existe en ese alimentador, sin ello es complicado establecer un determinado parcial tendrá éxito al automatizar la función de reconexión.

Para realizar una energización inmediata de un parcial se debe asegurar que el interruptor abrió totalmente y pudo despejar la falla. Si el equipo está en el proceso de abrir sus contactos para asilar la falla y se envía el mando de cerrar, la falla no está totalmente despejada y al cerrar nuevamente la falla persiste por lo que el equipo abrirá nuevamente. Esto perjudicaría cuando se tiene una sola operación, para este caso la operación de la reconexión no es adecuada y el equipo bloquearía. Porque ya realizó el único intento al que está ajustado. Con ello se evidencia que es importante considerar el tiempo muerto y tiempo de restablecimiento para el diseño de la operación teniendo en cuenta que esto va en desmedro de la vida útil del interruptor.

Es importante señalar que en la EEQ se tiene tecnología que facilita la automatización, lo que no sucede en otras partes del Ecuador, por lo que intervenir en los circuitos de control y protección será más dificultoso y llevaría más tiempo. Y sería un trabajo más a detalle que tendría limitaciones de equipo, además que se necesitaría reconfigurar y adaptar los circuitos de control para conseguir el objetivo.

Para ejecutar la automatización del sistema de reconexión es importante la intervención de muchas áreas como la de diseño, estudios eléctricos, operación y mantenimiento. Estas áreas son importantes porque con su administración el sistema lograría ser adaptable a cualquier circunstancia. Esto es porque se realizaría el seguimiento directo de la operación. Y de la mano ir desarrollando y acondicionado de la mejor manera el sistema hasta tener un producto de muy alta prestación y calidad.

Recomendaciones

Para futuras expansiones es importante considerar el requerimiento técnico que deben tener los interruptores de potencia, con lo que la participación del personal de diseño tendría la oportunidad de especificar completamente el ciclo de operación y la capacidad de interrupción que tendría el equipo. Con ello se tendría la certeza que el equipo puede ser parte de un sistema de reconexión.

Como se evidencia en todo el presente trabajo de grado la implementación de la función de reconexión se realizó de manera más fácil al intervenir en la lógica de operación del equipo de protección. Con ello se podría propender a que las nuevas expansiones se realicen con este tipo de equipos. Considerando que tengan la posibilidad que todos los bloques de acción sean configurables. Al momento no todos son configurables por los que se necesita realizar una lógica adicional para los tiempos muertos y no solamente usar valores por defecto.

Durante la realización del presente trabajo de grado no se consideró los alimentadores primarios que poseen energía distribuida, debido a que muchos de los generadores y equipo de protección no cumplían o no se detallaban el tipo de equipo requerido. Para un estudio más a detalle se requiere considerar este tipo de alimentadores primarios.

Al momento la posible introducción de energía distribuida por fuentes renovables, para la operación del sistema de distribución sería importante implementar un sistema de tele protección desde la cabecera del primario hacia la central, con la finalidad de salvaguardar la integridad del generador y no producir distorsiones eléctricas que perjudiquen a la operación de la red. Con ello se evitarían problemas en la red que ocasionen fallas adicionales no contempladas.

La función de reconexión causa mucho temor en lo que respecta operación debido a que no se tienen conocimiento sobre la operación, por lo que antes de poner en producción el

sistema debería capacitarse a las áreas de interés sobre el tema y lanzar un plan piloto para tener experiencia sobre la operación y manejo efectivo de la función, con ello socializarlo y minimizar el riesgo que podría tener el personal en campo

Al realizar la operación inmediata de un alimentador es importante conocer los factores que pueden tener distorsión, con lo que es importante considerar un estudio adicional modelando el alimentador con todas sus condiciones. Esto se lo puede realizar en ATP o EMTP, como una herramienta importante para poder simular condiciones transitorias y evidenciar que factores favorecen o perjudican a la reconexión automática.

En el caso particular de la EEQ, el tiempo de reconexión oscila entre los 5 a 15 segundos, pero si se desea realizar en equipamiento que requiere un tiempo mayor se debe implementar una lógica adicional para la regulación de voltaje ya así evitar sobre o bajos voltajes cuando entra o sale una carga. Logrando bloquear el cambiador de derivaciones para que mantenga el voltaje durante la operación del sistema de reconexión.

LISTA DE REFERENCIAS

- [1] I. J. R. Martín, Diseño de Subestaciones Electricas, Mexico: Sistemas Editoriales Tecnicos S.A, 1990.
- [2] C. F. Ramirez, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tension, vol. Segunda Edicion, Bogota: Mejia Villegas S.A, 2003.
- [3] SIEMENS, "www.siemensenergy.com," 20 07 2010. [Online]. Available: www.siemens.com. [Accessed 06 2013].
- [4] EAHSA, "Introduccion a los Transformadores de Corriente," in *Transformadores de Corriente*, Vizcaya, Artech, pp. 1-54.
- [5] S. R. Castaño, "Transformadores de Medida," in *Proteccion de Sistemas Electricos*, Manizales, Universidad Nacional de Colombia, pp. 123 - 159.
- [6] Empresa Electrica Quito S.A, Transformadores de Corriente, Quito : EEQ S.A, 2000.
- [7] C. F. Ramirez, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tension, Bogota: Mejia Villegas S.A, 2003.
- [8] IEEE Power Engineering Society, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, New York: ISBN 0-7381-1926-1 SH94807, 2000.
- [9] R. D. Garzon, "Types of Circuit Breakers," in *High Voltage Circuit Breakers*, NewYork, Marcel Dekker, INC., 1997, pp. 130-194.
- [10] I. P. E. Society, IEEE Application Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on Symetrical Current Basis, New York: IEEE, 1999.
- [11] Megger, "Pruebas, Guia Completa de," in *Pruebas de Equipo Primario*, New York, Megger, 2000.
- [12] P. Gill, Electrical Power Equipment Maintenance and Testing, Ney York, 1995.
- [13] Megger, "Evaluacion de Estado de un Equipo en Subestaciones," Megger, New York, 1998.
- [14] J. Ramirez, «Protección de sistemas eléctricos contra sobre-intensidades,» de *Protección de sistemas eléctricos contra sobre-intensidades*, 1979.
- [15] MODICON, Inc., Industrial Automation Systems, "Modbus Protocol," in *Modbus Protocol*,

North Andover, Massachusetts, June 1996, pp. 3-4.

- [16] O. Vähämäki, «Introduction to IEC 60870-5-103,» de *Introduction to IEC 60870-5-103*, 2002.
- [17] IEC International Electrotechnical Commission, in *Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*, IEC, 2000.
- [18] J. Z. a. C. A. Gunter, "IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations," 201 N Goodwin Ave, 2012.
- [19] C. N. d. Electricidad, «CONELEC,» 15 10 2010. [En línea]. Available: www.conelec.gob.ec. [Último acceso: 12 02 2013].
- [20] P. S. R. C. IEEE Power & Energy Society, IEEE Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, New York: ISBN 978-0-7381-7345-0 , 2012.
- [21] IEEE Swithgear Committee, IEEE Standard Definitions for Power, New York: ISBN 1-55937-250-8, 1992.
- [22] J. Ahmed, "Automatic Reclosing Transmission Line Applications and Considerations," Cairo, 2002.
- [23] B. Electric, Transmission Line Applicatons and Considerations, Illinois, 1999.
- [24] Areva, «Autoreclosing,» de *Network Protection and Automation Guide*, 2002, pp. 219-231.
- [25] G. Dalke, "PROTECTIVE RELAYING WHEN DISTRIBUTED GENERATION," Basler Electric, Illinois, 1993.
- [26] H.-C. S. a. C.-H. Kim, «An Adaptive Reclosing Algorithm Considering Distributed Generation,» *Internacional Journal of Control Automation and Systems*, vol. 6, nº 5, pp. 651-659, 2008.
- [27] IEEE Power Engineering Society, Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, New York: SH95037, 2003.
- [28] AIEE Committee, "Interim report on application and operation of automatic reclosing equipment on stub feeders," *AIEE TRANSACTIONS*, vol. 62, no. 12, p. 43-84, 1943.
- [29] I. P. & E. Society, IEEE Application Guide for, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2000.
- [30] Siemens Power Transmission and Disribution, "Auto Reclosure," in *Applications for SIPROTEC*

- Proteccion Relays*, Nuernberg, Alemania, Siemens Aktiengesellschaft, 2005, pp. 25-30.
- [31] Siemens Power Transmission and Distribution, "61850 Configurator," in *Siemens Power Academy*, Bogota, Siemens, 2002.
- [32] Cooper Power Systems Energy Automation Solutions, IEC 61850, Quebec, Canada: Cooper Power Systems, 2011.
- [33] Cooper Power Systems Energy Automation Solution, SMP Gateway User Manual, Quebec, Canada: Cooper Power Systems, 2011.
- [34] SIEMENS, «Relés de protección y unidades de control de bahía.» de *Relés de protección y unidades de control de bahía.*, 2007, pp. 13-16.
- [35] IEC International Electrotechnical Commission, de *Telecontrol equipment and systems - Part 5: Transmission protocols-Sec-101: Companion standard for basic telecontrol tasks*, Amendment, 1995.
- [36] ASEA, "AUTO-RECLOSING," *ASEA JOURNAL*, vol. 1, no. 1, p. 5, 1979.
- [37] ALSTOM, "Course PC3," in *Application of Protective Relaying to Distribution and Sub-Transmission Systems*, Dubai, 2000.
- [38] GEC Measurements, Protective Relays Application Guide, Londres: Balding + Mansell Limited, 1982.
- [39] SIEMENS, "Circuit Breaker "Standart Duty Cycle"," *Tech Topics*, vol. 1, no. 61, p. 2, 2006.
- [40] S. Injeti, "ECE 586b Course Project Report," University of Western Ontario, Ontario, 2008.
- [41] MIDWEST RELIABILITY ORGANIZATION, «Considerations of Transmission Reclosing Practices in the MRO Area,» *Technical Paper*, vol. 1, nº 1, p. 22, 2009.
- [42] CONELEC, CONELEC 004/01, QUITO, 2001.
- [43] CDEC-SIC, "Parametros Minimos para la Reconexion Tripolar y Monopolar Tiempos de Reconexion Automatica y Estabilidad Transitoria," BOGOTA, 2011.
- [44] IEEE , *Fault Calculations of Industrial / Comercial Power Systems*, New York: Barbara Coburn, 1994.
- [45] SIEMENS, "SIEMENS ENERGY," [Online]. Available: <http://www.energy.siemens.com>. [Accessed 17 Marzo 2012].

- [46] GENERAL ELECTRIC, "UR Family of Protection Relays," General Electric Company, 2012.
[Online]. Available: <http://www.gedigitalenergy.com/>. [Accessed Miercoles Noviembre 2013].
- [47] E. A. Izquierdo, *Investigacion Cientifica y Tecnica de Investigacion*, Coleccion Pedagogica.
- [48] L. Davidson and V. Hines, "A Relay Designed to Meet Automatic Reclosing Requirements of Ring Bus Substations," *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 79, no. 3, pp. 1188- 1193, 1960.