



TESIS PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE MASTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Ajuste y coordinación de las protecciones SI 101
y SI 102 en Santa Clara Industrial 110 kV.**

Autor: Grettel Quintana de Basterra

Tutor: Dra. Marta Bravo de las Casas

Santa Clara

2013

"Año 55 de la Revolución"



**Universidad Central “Marta Abreu” de Las
Villas**

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



**TESIS PARA OPTAR POR EL TÍTULO
DE MASTER EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA**

**Ajuste y coordinación de las protecciones SI 101
y SI 102 en Santa Clara Industrial 110 kV.**

Autor: Grettel Quintana de Basterra

E-mail: gqdebasterra@uclv.edu.cu

Tutor: Dra. Marta Bravo de las Casas

E-mail: mbravo@uclv.edu.cu

Santa Clara

2013

"Año 55 de la Revolución"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la maestría en Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

No estudio por saber más, sino por ignorar menos.

Sor Juana Inés de la Cruz

DEDICATORIA

A mi familia por apoyarme siempre en todo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a todos los que me ayudaron a realizar esta tarea, en especial a mi tutora por su apoyo incondicional y su infinita dedicación.

TAREA TÉCNICA

1. Realizar un análisis bibliográfico sobre el tema de las protecciones y las redes de 110 kV.
2. Modelación de la red en el software PSX version3.02.
3. Calcular los ajuste de las protecciones de los relevadores ubicados en los interruptores SI 101 y SI 102.
4. Propuestas de soluciones a la problemática existente en la región de Santa Clara Industrial por 110 kV.
5. Confección del informe.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

Las protecciones de la subestación Santa Clara Industrial, ubicada en la provincia de Villa Clara, se encuentran desactualizadas, ya que hay hechos que evidencian la ocurrencia de operaciones incorrectas por parte de los mecanismos protectores que allí se encuentran emplazados.

En la zona están instalados los relevadores SI 101 y SI 102, que son de la firma AREVA, tipo MICOM P143 y P441 pertenecientes a la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales, los cuales no poseen parámetros de ajuste alguno. Debido a la existencia de generación distribuida en las cercanías de la subestación, a la variedad de configuraciones en que puede encontrarse operando la red y a la complejidad que posee el lazo de la región, es una alternativa idónea el uso de dicho tipo de relevadores, los cuales pueden hacer frente a la diversidad de problemas que se pudieran presentar durante la puesta en explotación del sistema eléctrico regional.

Por todo lo antes expuesto uno de los propósitos fundamentales de esta investigación es calcular los valores de ajuste a los relevadores SI 101 y SI 102 para lo que se utiliza el software PSX versión 3.02

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
TAREA TÉCNICA.....	iv
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	6
1.1 Introducción	6
1.2 Fundamentos de las Protecciones	6
1.3 Generalidades de la Protección de Sobrecorriente	8
1.3.1 Usos de las Protecciones de Sobrecorriente.....	9
1.3.2 Selectividad.....	9
1.3.3 Protección de Tiempo Constante o Tiempo Definido	9
1.3.4 Protección de Tiempo Inverso	10
1.4 Generalidades de la Protección de Distancia	11
1.4.1 Sobrealcance y Subalcance de los Relevadores de Distancia.....	12
1.4.2 Zonas de Ajuste del Relevador de Distancia	13
1.5 Tipos de Relevadores de Distancia	15
1.5.1 Clasificación de las Líneas de Transmisión en: líneas Cortas, Medias o Largas	16

1.5.2 Selección del Tipo de Característica	16
1.6 Situaciones que Afectan los Relevador de Distancia	17
1.6.1 Fuentes Intermedias	18
1.6.2 Resistencia del Arco.....	20
1.6.3 Oscilaciones de Potencia.....	21
1.6.4 Efecto de la Carga.....	23
1.6.5 Efecto de los fallos sobre los relevadores de las fases no falladas.....	23
1.6.6 Acoplamiento Mutuo	25
1.6.6.1 Acoplamiento entre Fases de una Línea de Transmisión.....	25
1.6.6.2 Acoplamiento Mutuo entre Circuitos de Configuraciones Múltiples ..	28
1.6.7 Fenómenos Transitorios	28
1.6.8 Compensación en la Línea de Transmisión.....	29
1.6.8.1 Capacitores Series.....	29
1.6.8.2 Reactores Serie.....	30
1.6.8.3 Dispositivos en Derivación	31
1.7 Protección de Distancia de las Líneas de Transmisión con Canales de Comunicación.....	31
1.7.1 Clasificación de los Esquemas de Protección de Distancia que usan Canal de Comunicación.....	33
1.8 Esquemas Típicos de Protección de las Líneas de Transmisión.....	35
1.9 Conclusiones del Capítulo	36
CAPÍTULO 2	37
2.1 Introducción	37
2.2 Composición de la red de 110 kV de la provincia Villa Clara.....	37
2.2.1 Subestación Santa Clara Industrial	37
2.2.1.1 Grupos Electrógenos de Santa Clara Industrial.....	38
2.2.1.2 Baterías fuel Santa Clara Industrial.....	39

2.3 Descripción de la problemática existente.....	40
2.4 Regímenes de trabajo	42
2.5 Relevadores disponibles en la subestación.....	43
2.5.1 Potencialidades del Relevador P143.....	43
2.5.2 Potencialidades del relevador P441.....	45
2.6 Protecciones a Ajustar en los Relevadores P143 y P441	45
2.7 Metodología de Cálculo para las protecciones a ajustar.....	46
2.7.1 Criterios para el Ajuste de las Protecciones de Sobrecorriente Tiempo Inverso.....	46
2.7.2 Criterios para el Ajuste de las Protecciones de Sobrecorriente Tiempo Constante	47
2.7.3 Metodología de cálculo para las protecciones de sobrecorriente de Tierra.....	49
2.7.4 Metodología de Cálculo para las Protecciones De Distancia	49
2.8 Ajuste de las Restantes Funciones de los Relevadores	53
2.8.1 Sobretensión	53
2.8.2 Baja Tensión.....	53
2.8.3 Sobre Frecuencia y Baja Frecuencia.....	54
2.8.4 Ajuste $\partial f/\partial t$	54
2.8.5 Conductor Roto.....	54
2.8.6 Ajuste de Secuencia Negativa	55
2.8.7 Protección de falla de interruptor	56
2.8.8 Reenganche Trifásico	57
2.9 Conclusiones del Capítulo	62
CAPÍTULO 3	64
3.1 Introducción	64
3.2 Ajustes del Relevador de Sobrecorriente de Fase (50/51P).....	64

3.2.1 Ajuste del relevador SI 101 para el Estado de Operación Actual de la Red. (Interruptores SI 101 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 102 abierto)	64
3.2.2 Ajuste del Relevador SI 102 para el Estado 2 de Operación de La Red Eléctrica (Interruptores SI 102 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 101 abierto)	69
3.2.3 Ajuste de los Relevadores SI 101 y SI 102 para el Estado 3 de Operación de la Red Eléctrica (Relevadores SI 101, SI 102 y SI 105 cerrados)	71
3.3 Ajustes del relevador de Sobrecorriente de Tierra (50/51N)	75
3.3.1 Ajuste del Relevador de Sobrecorriente de Tierra del SI 101 para el Estado de Operación Actual de la Red (Interruptores SI 101 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 102 abierto)	75
3.3.2 Ajuste del Relevador de Sobrecorriente de Tierra del SI 102 para el Estado 2 de Operación de la Red Eléctrica (Interruptores SI 102 y SI 105 cerrados y el interruptor SI 101 abierto).....	78
3.3.3 Ajuste de los Relevadores de Sobrecorriente de Tierra del SI 101 y del SI 102 para el Estado 3 de Operación de la Red Eléctrica (Relevadores SI 101, SI 102 y SI 105 cerrados)	79
3.4 Ajustes de los relevadores de Distancia (21).....	82
3.4.1 Ajuste del Relevador SI 101 para el Estado 1 de Operación de la Red Eléctrica (Interruptores SI 101 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 102 abierto)	82
3.4.2 Ajuste del Relevador SI 102 para el Estado 2 de Operación de la Red Eléctrica (Interruptores SI 102 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 101 abierto)	85
3.4.3 Ajuste de los relevadores SI 101 y SI 102 para el estado 3 de operación de la red eléctrica (Relevadores SI 101, SI 102 y SI 105 cerrados)	87
3.5 Ajuste de las restantes funciones	89
3.5.1 Sobretensión	89
3.5.2 Baja tensión	89
3.5.3 Sobrefrecuencia y baja frecuencia	90

3.5.4 Ajuste $\partial f/\partial t$	90
3.5.5 Conductor Roto.....	90
3.5.6 Ajuste de Secuencia Negativa	90
3.5.7 Protección de falla de interruptor	91
3.5.8 Reenganche trifásico	91
3.6 Propuestas de soluciones a los problemas presentados en los ajustes.....	92
3.6.1 Protección de sobrecorriente controlada por tensión (51 V)	92
3.7 Conclusiones del Capítulo	95
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98
ANEXO I.....	102
ANEXO II	104
ANEXO III	105
ANEXO IV.....	106
ANEXO V	107
V.1 Introducción	107
V.2 Ajuste de los Relevadores de Sobrecorriente de Fase del SI 101 y del SI 102	107
V.3 Ajuste de los Relevadores de Sobrecorriente de Tierra del SI 101 y del SI 102	109
V.4 Ajustes de los relevadores de Distancia de los relevadores SI 101 y SI 102	112
ANEXO VI.....	115

INTRODUCCIÓN

Hace ya más de un siglo tuvo lugar la implantación de la electricidad en un número significativo de ciudades y pueblos, esto es algo tan natural que frecuentemente no se concibe que pueda producirse su falta. La sociedad moderna sería incapaz de sobrevivir si le faltara el servicio eléctrico actual, por ello se debe asegurar que existan varias fuentes de suministro en las redes, así como su interrelación para aumentar la fiabilidad de las mismas.

Con la aparición de las nuevas tecnologías y el crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica en todo el mundo, ha existido un desarrollo consecuente de la rama, en la generación y en las redes de transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

En respuesta al continuo incremento en la demanda de energía a nivel mundial, los sistemas eléctricos están obligados a ampliar su capacidad, principalmente mediante la inclusión de nuevos equipos e instalaciones; dichas actividades implican modificaciones importantes en las redes existentes y en sus condiciones operacionales, con lo cual la evaluación de la vigencia o no de los parámetros de ajustes en los relevadores de protección resulta imprescindible. (*Barrera, 2009*)

Un servicio eléctrico de calidad demanda en primera instancia, un mínimo de interrupciones de servicio y además debe cumplir con los requisitos de calidad en la operación.

Para poder cumplir con la mayoría de los requisitos de calidad, un factor importante es contar con un sistema de protecciones diseñado, construido y operado que permita tener sistemas eléctricos confiables y seguros.

Un sistema de protecciones debe contar con una coordinación adecuada entre los diferentes esquemas de protección con los que cuente el sistema eléctrico de potencia (SEP), esta coordinación no siempre es fácil llevarla a cabo, por esto se ha definido a la coordinación de los esquemas de protección como arte y ciencia, ya que para la aplicación de los elementos de protección específicos y sus ajustes, se requiere entender el funcionamiento del sistema de potencia y emplear la experiencia, el ingenio y la visión, para analizar el comportamiento de los sistemas de potencia.

El sistema de protección de una línea de transmisión constituye un elemento clave en el funcionamiento de un sistema eléctrico, ya que su diseño, coordinación y tiempo de protección ante fallas en la red, condicionan la calidad del suministro y la estabilidad de

operación, donde debe tomarse hasta la perturbación más leve para estudiarla y analizarla.

Como resultado se trata de proteger las líneas de transmisión de una manera rápida y eficiente, lo que tendrá como efecto un funcionamiento óptimo y fiable del sistema eléctrico, mejorando la calidad del servicio, aunque ello suponga un esfuerzo económico y organizativo por parte de las empresas del suministro de energía, para la mejora y renovación de los correspondientes equipos de medida y protección.

El análisis que se realiza para la protección de una línea de transmisión tiene en cuenta todos los factores y parámetros que en la misma influyen. Se presenta un análisis de estos parámetros que son indispensables para diseñar y coordinar una protección eficiente ante una perturbación. Donde igualmente se consideran las diferentes fallas y los efectos que ocasionan en un SEP.

Entre los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar en una línea de transmisión de alta tensión están: cortocircuitos (entre línea – línea, línea – tierra y trifásicos), sobre intensidades generadas por variaciones de carga y descargas electroatmosféricas.

En los sistemas de protección contra cortocircuitos en una línea de transmisión de alta tensión, se utilizan diferentes métodos de protección, fundamentalmente cuatro tipos: protección de distancia, protección de sobrecorriente direccional, protección diferencial y protección de comparación de fase. El método más actualizado para proteger una línea de transmisión de alta tensión se conoce como “Esquema protección con piloto”, que se basa en una comunicación de dos vías entre dos puntos para ejecutar las funciones de protección y disparo ante una falla. Se comparan fallas tanto internas como externas que pueden ocurrir en una línea de alta tensión, y el esquema de protección piloto adecuado para protegerla.

Las razones que puede obligar a colocar protección con piloto en la actualidad normalmente son: el sistema puede perder estabilidad si la falla dura un tiempo mayor que el tiempo crítico y las corrientes de cortocircuito que puedan circular en el momento de una falla, pueden ocasionar daños físicos al equipo si se les deja fluir por un tiempo muy prolongado. Por lo que es indispensable que la protección abra los dos extremos de la línea instantáneamente. (*Fuentes, 2009*)

Constantemente en Cuba está creciendo la demanda de energía eléctrica a medida que pasa el tiempo. Esto trae consigo que se necesiten más líneas de transmisión para el transporte de la energía a diferentes puntos del país, por lo tanto es necesario generar más energía para cubrir esta demanda, además se necesita que las protecciones estén

actualizadas, sean más eficientes y rápidas para no afectar de manera significativa el suministro de energía.

Desde hace algún tiempo el país viene afrontando problemas con el suministro de energía eléctrica debido al envejecimiento, deterioro de las redes y a la operación incorrecta de las protecciones instaladas en la red.

Un ejemplo de esto es la situación existente en la subestación Santa Clara Industrial, ubicada en la provincia de Villa Clara, donde hay colocados un grupo de relevadores de la firma AREVA, tipo MICOM P143 y P441 que no poseen parámetros de ajustes, lo cual provoca que la operación de la red ante averías sea incorrecta. Hay hechos que evidencian tal afirmación, pues ante la ocurrencia de fallas que deben ser atendidas por estos relevadores a través de sus zonas primarias de protección, en su lugar actúan otros relevadores que ven estas perturbaciones a través de sus segundas o terceras zonas de protección, lo cual trae como consecuencia que salga de servicio una mayor parte de la red que la mínima necesaria para aislar la falla en cuestión.

También ha habido operación de algunas protecciones de 110 kV para cortocircuitos ocurridos por los lados de 13.8 kV y 34.5 kV, algo que resulta inadmisibles desde la teoría de las protecciones, pues los ajustes de las mismas no se deberían pasar hacia los otros niveles de tensiones de los transformadores. Lo anteriormente expuesto hace que sea de vital importancia, encontrar una solución a la problemática existente en la red eléctrica de la zona central, con esta investigación se pretende calcular los valores de ajuste para los relevadores SI 101 y SI 102 y así impedir la operación incorrecta de las protecciones en esta zona. Para lograr esto se simula en el software PSX la ocurrencia de fallas en las distintas barras para obtener la corriente por el interruptor y así encontrar su valor de ajuste, este procedimiento se repite para los distintos escenarios de operación y para las diferentes potencialidades de los relevadores en cuestión.

Preguntas de la Investigación

- ✓ ¿Cómo se comportan las protecciones de los relevadores ubicados por el lado de 110 kV ante la ocurrencia de cortocircuitos en la red eléctrica?
- ✓ ¿Qué origina la operación incorrecta de las protecciones?
- ✓ ¿Qué acciones tomar para garantizar la operación adecuada de las protecciones eléctricas en la zona central de la provincia Villa Clara?
- ✓ ¿En qué medida es factible hacerlo?

Problema Científico.

- ✓ ¿Cómo se afectan los niveles de cortocircuito con la introducción de la Generación Distribuida (GD)?
- ✓ ¿Cuál es la influencia que tienen las variaciones de dichos niveles de cortocircuito sobre las protecciones ya instaladas?
- ✓ ¿Por qué se hace necesaria la utilización de los relevadores electrónicos digitales multifuncionales, para el estado actual de operación de las redes eléctricas?

Objeto de Estudio.

Analizar el comportamiento de las protecciones eléctricas de la barra de 110 kV de la subestación Santa Clara Industrial antes los nuevos escenarios de aumento de la carga e inclusión de la generación distribuida (GD) y proponer los ajustes que garanticen la operación adecuada de las mismas.

Objetivo General.

- ✓ Realizar los cálculos para los ajustes de los relevadores SI 101 y SI 102 de la subestación Santa Clara Industrial en los diferentes estados de operación de la red.

Objetivos Específicos.

- ✓ Realizar un estudio bibliográfico acerca de las protecciones eléctricas y de los relevadores digitales multifuncionales para conocer todas sus potencialidades.
- ✓ Analizar los efectos de la introducción de la generación distribuida sobre la operación de las protecciones ya instaladas.
- ✓ Obtener una red provincial actualizada que permita la realización de estudios de flujo de carga y de cortocircuito.
- ✓ Obtener los dos estados de carga: máxima y mínima para la provincia Villa Clara.
- ✓ Explotar todas las posibilidades que brindan las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra.
- ✓ Explotar todas las posibilidades que brindan las protecciones de distancia.

Organización del Informe.

En el **Capítulo 1** se hace una revisión bibliográfica en la cual se brindan teorías, conceptos y parámetros básicos acerca de las protecciones eléctricas. Además se abordan con especial énfasis las protecciones de distancia.

En el **Capítulo 2** se hace un análisis detallado de la situación existente en la subestación Santa Clara Industrial y su zona aledaña. Se crean los diferentes estados de operación de la red, se hace un estudio minucioso de las potencialidades que brindan los relevadores instalados y se expone la metodología a seguir para realizar los ajustes a los relevadores SI 101 y SI 102.

El **Capítulo 3** se centra en el cálculo de los valores de ajustes de las protecciones para cada uno de los estados de operación de la red, siempre tratando de explotar al máximo todas las posibilidades que dan los relevadores.

CAPÍTULO 1

PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Introducción

Las líneas de transmisión constituyen el elemento principal que sirve para transportar la energía eléctrica de un lugar a otro. Estas se pueden clasificar por su tipo de configuración en líneas radiales, anilladas o paralelas.

La protección de las líneas de transmisión está considerada como una de las aplicaciones más complejas que tiene la protección eléctrica. Esto se debe al gran volumen de información y factores que influyen para los ajustes de los relevadores. *(Sebastián 2009)*

La variedad de configuraciones que pueden existir en la topología de la red y los niveles de tensión de los sistemas, influyen en la determinación del esquema de protección.

Los esquemas de protección que se emplean en las líneas de transmisión pueden ser: la protección de sobrecorriente (50F, 50N/51F, 51N), direccional de sobrecorriente (67F/67N), la protección de distancia (21F/21N) y la protección hilo piloto (85L) entre otras.

A medida que las redes eléctricas aumentan de tamaño y consecuentemente de complejidad, los esquemas de protección de sobrecorriente con selección de tiempo resultan inadecuados por requerirse ajustes demasiado altos en los relevadores que quedaron en los últimos escalones y la falta de sensibilidad.

Debido a esto se diseñan y construyen los relevadores de distancia cuyo principio de operación es tal que su tiempo de actuación es directamente proporcional a la distancia donde ocurrió el fallo, debido a su principio de operación son más exactos.

La protección piloto se utiliza en algunas líneas de terminales múltiples donde la configuración del circuito hace imposible aún para la protección de distancia, proporcionar la velocidad moderada que puede requerirse.

1.2 Fundamentos de las Protecciones

La protección es la rama de la ingeniería eléctrica de potencia relacionada con los principios de diseño y de operación de los equipos de protección (llamados “relevadores” o “relevadores de protección”) los cuales detectan condiciones anormales del sistema de potencia e inician acciones de corrección tan rápido como sea posible

para regresar al sistema de potencia a un estado de operación normal. (*Horowitz y Phadke, 2008*)

La función principal de los relevadores de protección es poner fuera de servicio algún elemento del sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal y que podría causar daño o interferir con la operación efectiva del resto del sistema eléctrico. El equipo de protección es ayudado en esta tarea por los denominados interruptores que son capaces de desconectar la falla. Una función secundaria de los relevadores de protección es proveer indicación de la localización y tipo de falla.

Dentro de la protección existe la protección “primaria” y la protección “respaldo”. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo funciona solamente cuando la protección primaria falla.

Como en otras partes de un sistema de potencia, los relevadores de protección deben ser evaluados con base en su contribución al mejor servicio posible al cliente desde el punto de vista económico. La contribución de los relevadores de protección es ayudar al resto del sistema de potencia a funcionar de la forma más eficiente y efectiva posible frente a un evento de falla en el sistema. (*Mason, 1967*)

Cuando una falla ocurre, los relevadores de protección ayudan a reducir:

- a) El costo de reparar el daño.
- b) La probabilidad que el problema pueda expandirse e involucrar otros equipos del sistema de potencia.
- c) El tiempo que el equipo fallado está fuera de servicio.
- d) La pérdida en ingresos y la imagen de la empresa eléctrica mientras el equipo está fuera de servicio.

Los requisitos de los relevadores de protección son los siguientes:

Confiabilidad. La confiabilidad se define como la probabilidad de que la protección opere correctamente cuando esta se requiera. Consiste de dos aspectos: 1) Dependabilidad, es la certeza de una operación correcta cuando ocurra una falla, 2) Seguridad, esta es la habilidad para evitar operaciones incorrectas durante una falla. (*Belín, 2000*), (*Torres, 2008*), (*Sebastián, 2009*)

Selectividad. La selectividad es una propiedad de seguridad de los relevadores, que consiste en que estos no operen para fallas para las cuales no fueron diseñados a operar, la cual es definida en términos de zonas de alcance de la protección de un sistema de

potencia también conocidas como zonas de protección para las cuales un sistema de protección o relevador dado es responsable.

Las zonas de protección de un relevador o esquema de protección requieren que:

- Todos los elementos del sistema de potencia deben ser incluidos dentro de por lo menos una zona de protección.
- Las zonas de protección normalmente se solapan para prevenir que algún elemento del sistema quede sin protección. (*Horowitz y Phadke, 2008*)

Velocidad. El tercer requisito fundamental de los dispositivos de protección es la velocidad.

La falla o régimen anormal debe eliminarse en el menor tiempo posible, para evitar o disminuir daños a los elementos o equipos en el sistema, previniendo posibles perturbaciones en otras partes del mismo. De esta manera, se evitan condiciones que involucren la operación de más protecciones, y por lo tanto, se evita la desconexión de más elementos en el sistema. (*Escalona, 2012*)

1.3 Generalidades de la Protección de Sobrecorriente

Se denominan protecciones de sobrecorriente a aquellas de selectividad relativa que responden a la corriente del elemento protegido y que operan cuando la corriente rebasa cierto valor preestablecido. Esta protección se dispone, por lo general, de modo que cada protección es primaria para la línea propia y respaldo para la o las líneas adyacentes.

Su operación se basa en la función de sobrecorriente que consiste en la comparación del valor de la intensidad utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Este valor de referencia se establece en función de las condiciones que ocurren en el punto en que se instala el relevador, por lo que debe ser reajustado convenientemente si la configuración del sistema cambia. La protección opera cuando la intensidad de entrada supera el valor de la intensidad de referencia. Por esta razón, las protecciones de sobrecorriente solo pueden ser utilizadas cuando la corriente que circula por el punto en que se instalan cumple la condición de que la máxima intensidad de carga, correspondiente a condiciones normales de operación del sistema, es menor que la mínima intensidad de falla. (*Altuve, 1991*), (*Iriondo, 1999*), (*Westinghouse, 2002*), (*Ramírez, 2005*), (*Blackburn, 2007*).

1.3.1 Usos de las Protecciones de Sobrecorriente

Este tipo de protección se utiliza en los circuitos radiales de distribución de industrias (de baja y media tensión), en los sistemas eléctricos de potencia en redes de distribución aérea y de subtransmisión (34,5 kV). En redes de 110 y 220 kV realizan en ocasiones funciones de protección primaria de tierra o respaldo. En los generadores y transformadores se utilizan como respaldo contra fallas exteriores, sobre todo cuando las protecciones primarias en las líneas de salida son de este tipo. Además son sencillas, confiables y económicas, pero requieren ajustes al cambiar la configuración o la carga del sistema.

1.3.2 Selectividad

La selectividad de estas protecciones puede lograrse de dos formas:

- Por corriente (alcance de la protección sobre la base de la corriente). Este método se fundamenta en que la corriente de cortocircuito disminuye a medida que la falla se aleja de la fuente de generación).
- Por tiempo (la protección primaria y de respaldo son sensibles al cortocircuito pero actúan con tiempos diferentes).

En función del tiempo de operación, las protecciones de sobrecorriente se clasifican en protecciones de sobrecorriente instantáneas y protecciones de sobrecorriente de tiempo definido. Ambas son las principales protecciones de sobrecorriente usadas para la protección de líneas.

Las protecciones de sobrecorriente instantáneas son aquellas que operan de manera inmediata, es decir, no introducen ningún tiempo de retraso intencionado en su operación desde el instante en que la corriente de entrada sobrepasa el valor de referencia.

Las protecciones de sobrecorriente de tiempo definido son aquellas que introducen un tiempo intencionado de retraso en su operación.

En las protecciones de sobrecorriente de las líneas se combinan por lo general, relevadores instantáneos con los de retardo de tiempo, esto hace que existan dos tipos fundamentales de protecciones de sobrecorriente: tiempo constante y tiempo inverso.

1.3.3 Protección de Tiempo Constante o Tiempo Definido

La protección de sobrecorriente de tiempo definido es aquella en la cual el tiempo de operación es independiente del valor de la corriente de cortocircuito. Es decir que

cualquiera que sea la corriente de falla, siempre que esta supere el valor de la corriente de arranque, la operación del relevador se producirá en el tiempo ajustado (figura 1.1).

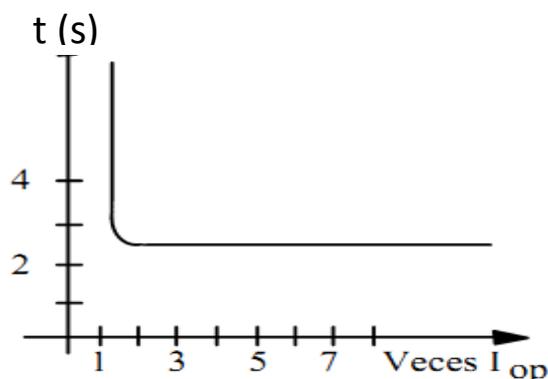


Figura 1.1. Característica tiempo - corriente de los relevadores de tiempo definido.

Estas protecciones pueden hacerse con uno o tres escalones. La protección de un solo escalón no es recomendable para circuitos radiales ramificados, lo que causa que el tiempo de operación de la protección más cercana a la generación sea muy alto. En el segundo caso (figura 1.2) se logra una adecuada protección de los circuitos y se garantiza la protección primaria y de respaldo.

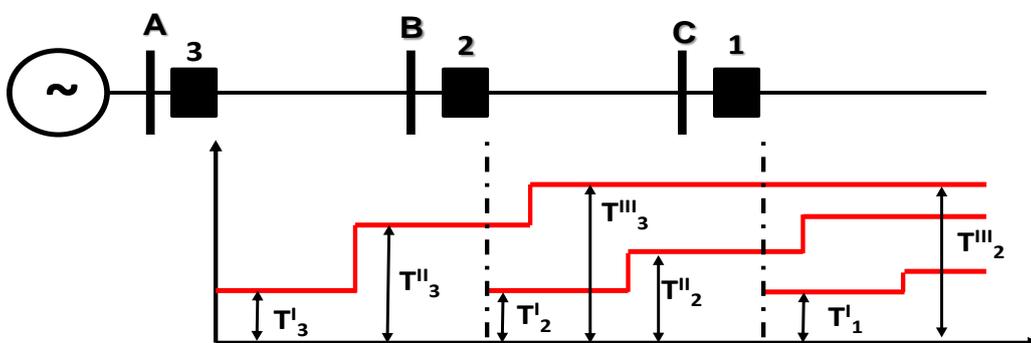


Figura 1.2. Característica escalonada de tiempo de la protección de sobrecorriente tiempo constante.

1.3.4 Protección de Tiempo Inverso

Las protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso son aquellas en que el tiempo de operación disminuye a medida que aumenta la corriente que circula por el relevador. De la característica (figura 1.3) se observa que la dependencia es muy pronunciada para pequeños valores de corriente y luego va desapareciendo a medida que el circuito magnético del relevador se va saturando.

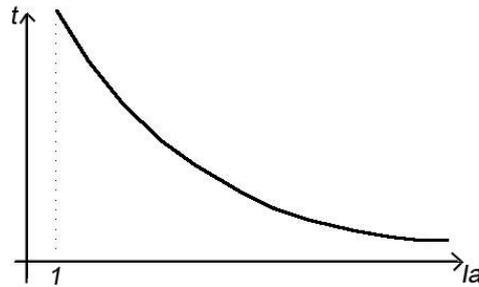


Figura 1.3. Característica tiempo - corriente de los relevadores de tiempo inverso.

1.4 Generalidades de la Protección de Distancia

Una de las formas de detectar una anomalía en un SEP es medir su impedancia o reactancia, en un punto dado. Para este fin, la información de tensiones y corrientes se entrega a relevadores de protección que miden en todo instante la impedancia o reactancia por fase en el sentido de operación y que actúan cuando sus magnitudes bajan de un cierto valor. A las protecciones que operan bajo este principio se les denomina: “Direccionales de distancia”.

Los relevadores de distancia se utilizan por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas de fase en líneas de subtransmisión, y en líneas de transmisión donde no es necesario el reenganche automático de alta velocidad para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para las fallas en el extremo de la zona. Los relevadores de distancia han sido utilizados por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas entre fases, pero hay también una tendencia creciente a emplear los relevadores de distancia en las fallas a tierra.

Los relevadores de distancia se prefieren a los de sobrecorriente porque no se ven tan afectados por los cambios en la magnitud de la corriente de cortocircuito, como los de sobrecorriente y de aquí, que se vean mucho menos afectados por los cambios en la capacidad de generación y en la configuración del sistema. Esto se debe a que logran la selectividad con base en la impedancia, relación tensión – corriente, en lugar de basarse en la corriente.

Es esencial que cualquier falla en un sistema de potencia sea despejada rápidamente, de otro modo puede resultar en la desconexión de muchos consumidores, pérdidas de estabilidad en el sistema y daño a los equipos. La protección de distancia reúne los requerimientos necesarios de confiabilidad y de velocidad para proteger esos circuitos y por estas razones es ampliamente usado en la protección de líneas de transmisión.

Es decir, la mayor ventaja de los relevadores de distancia es que la zona de operación es una función de la impedancia de la línea protegida, la cual es una constante, y es relativamente independiente de las magnitudes de corriente y tensión. Los relevadores de distancia tienen alcance fijo, al contrario de los relevadores de sobrecorriente para los cuales la zona de protección varía con respecto a los cambios en la impedancia de la fuente. (Vásquez, 2006)

En los relevadores de distancia hay un equilibrio entre tensión y corriente que puede expresarse en función de la impedancia, ya que seleccionando correctamente las magnitudes de entrada al relevador se obtiene que en estado de cortocircuito esta es una medida eléctrica de la distancia en una línea de transmisión, lo que explica su nombre. La protección de distancia tiene capacidad de distinguir entre fallas que ocurren en diferentes partes de un sistema, dependiendo de la impedancia medida.

Estos tipos de relevadores responden a la impedancia entre la localización del relevador y la localización de la falla. De esta forma el relevador mide la distancia a la falla en la línea de transmisión. Las principales ventajas de este principio son:

- ✓ Alcance fijo como una función de la impedancia de línea protegida, la cual es virtualmente constante y a la vez independiente del sistema de operación y niveles de falla sobre un muy amplio rango.
- ✓ Capacidad para operar a corrientes de falla cercanas o menores que la máxima corriente de carga.

Los relevadores de distancia son más complejos y costosos que los relevadores de sobrecorriente y pueden ser aplicables a bajas tensiones, pero no son extensamente usados excepto para casos especiales debido a su alto costo. Esta situación está cambiando con el advenimiento de relevadores de distancia basados en microprocesadores.

1.4.1 Sobrealcance y Subalcance de los Relevadores de Distancia

Dos conceptos importantes dentro de los relevadores de distancia son el sobrealcance y subalcance de zona los cuales son relacionados a la impedancia aparente medida por el relevador:

Sobrealcance: es cuando los relevadores de distancia miden mayor impedancia de la línea de la que en realidad deberían medir.

Subalcance: es cuando los relevadores de distancia miden menor impedancia de la línea de la que en realidad deberían medir. (Warrington, 1977).

1.4.2 Zonas de Ajuste del Relevador de Distancia

Para una correcta protección, un mínimo de dos zonas son necesarias debido a la incertidumbre de determinar si una falla lejana de la barra se localiza dentro o fuera de la línea protegida. Ambas zonas operan instantáneamente, sin embargo una de estas (la zona 2) es retardada para proporcionar coordinación. Un temporizador (atraso de tiempo) fijo T_2 es usado. Se acostumbra aplicar una tercera zona para la protección auxiliar de la línea(s) remota(s).

En Norteamérica comúnmente se usan unidades de distancia separadas para las diferentes zonas de protección. Se emplea un solo relevador con varias zonas de protección habilitadas. Para el alcance de zona 1 se ajusta una sola unidad de medición de distancia. Si la falla persiste, el alcance se extiende para la operación de zona 2 con un retardo de tiempo T_2 , y la zona 3 opera con un retardo T_3 . Las unidades separadas proporcionan redundancia porque, para una falla trifásica en la zona 1 con alcance de área primario, las tres unidades de distancia pueden operar. Así, la zona 2 y 3 son auxiliares para una posible no operación de la unidad de zona 1.

Las zonas y ajustes típicos de un relevador con característica mho en el plano R-X se muestran en la Figura 1.4 (Blackburn, 2007)

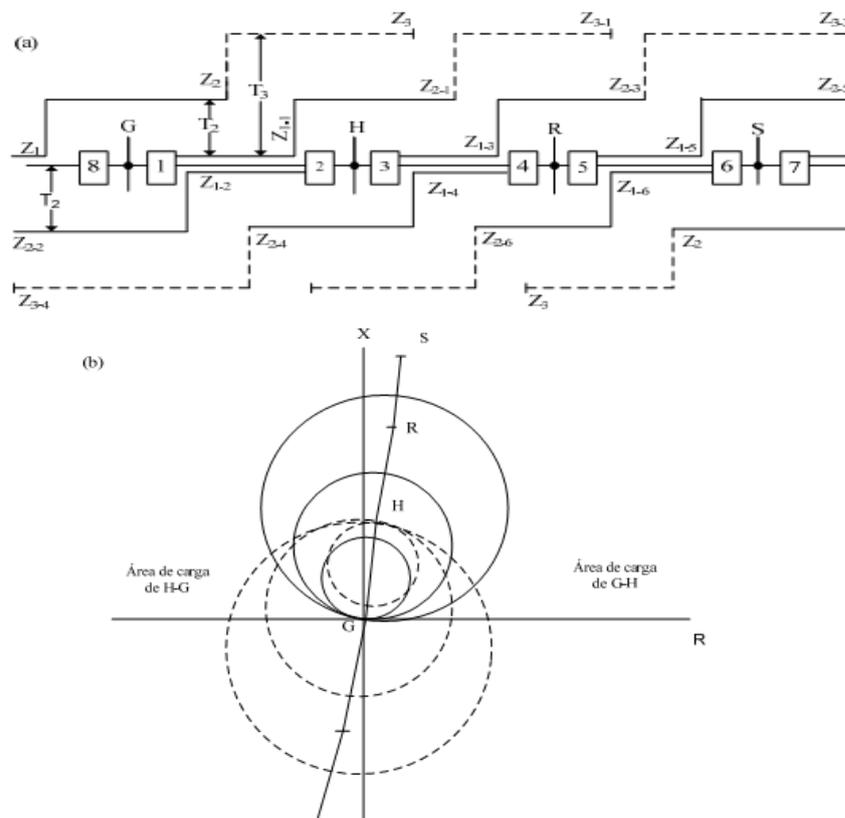


Figura 1.4. Zonas de protección: (a) Distancia-tiempo, (b) Diagrama R-X.

El ajuste ideal es aquél donde la primera zona del relevador cubre el 100% de la línea. Sin embargo, existen errores provocados por los equipos de medición, la presencia de arcos eléctricos que acompañan a las fallas, errores de los transformadores de instrumento, así como también en los parámetros de las líneas, que introducen incertidumbres en los cálculos. La primera zona se ajusta entonces entre el 80 y 85% de la longitud de la línea, debido a esto, el relevador de distancia se equipa con otras zonas, que deliberadamente sobrealcanzan más allá de la terminal remota de la línea de transmisión protegida y el 20 o el 15% restante se protege con la segunda zona. Por lo tanto, en general se dice que la primera zona del relevador se ajusta en subalcance.

El método más común para proteger una línea, es la protección de distancia escalonada, donde el alcance del relevador está dividido en tres zonas. (*Mason, 1967*), (*Warrington, 1977*), (*Fedoseev, 1984*), (*Altuve, 1991*), (*GER 3964, 1998*), (*ANSI/IEEE*), (*Blackburn, 2006*), (*Ziegler, 2006*), (*Carrillo, 2007*), (*Hubertus y col 2007*), (*Horowitz y Phadke, 2008*), (*Soman S, 2009*), (*Shehu, 2009*), (*Escalona, 2012*), (*Nájera, 2012*), (*Kahraman, 2013*)

- a. La primera zona, el relevador tiene que dar una señal de disparo instantánea, cubre entre el 80 y 90% de la línea a proteger. No se fija para un 100% para prevenir la operación en caso de falla en la línea siguiente, evitar el sobrealcance.
- b. La segunda zona, cubre entre el 120% y el 150% de la línea a proteger. En muchas aplicaciones es una práctica común ajustar a la segunda zona igual a la impedancia de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente más corta, los tiempos de operación tienen un retardo de tiempo. La aplicación del retardo permite la operación coordinada para la zona I y zona II del relevador ubicado en cada línea.
- c. La tercera zona, cubre más allá de la segunda zona. Por lo menos se ajusta a 1.2 veces la impedancia presentada al relevador para una falla en el extremo remoto de las líneas adyacentes. En algunos sistemas las variaciones de las fuentes de alimentación en puntos intermedios (infeed) en el nodo remoto pueden inhibir la aplicación de la protección de la zona 3, sin embargo en sistemas radiales con alimentación en un solo extremo estas dificultades no se presentan. Los tiempos de operación tienen un retardo de tiempo. La aplicación del retardo permite la operación coordinada para la zona II y zona III del relevador ubicado en cada línea.

La figura 1.5 muestra los ajustes para un relevador de distancia de acuerdo a los criterios explicados anteriormente.

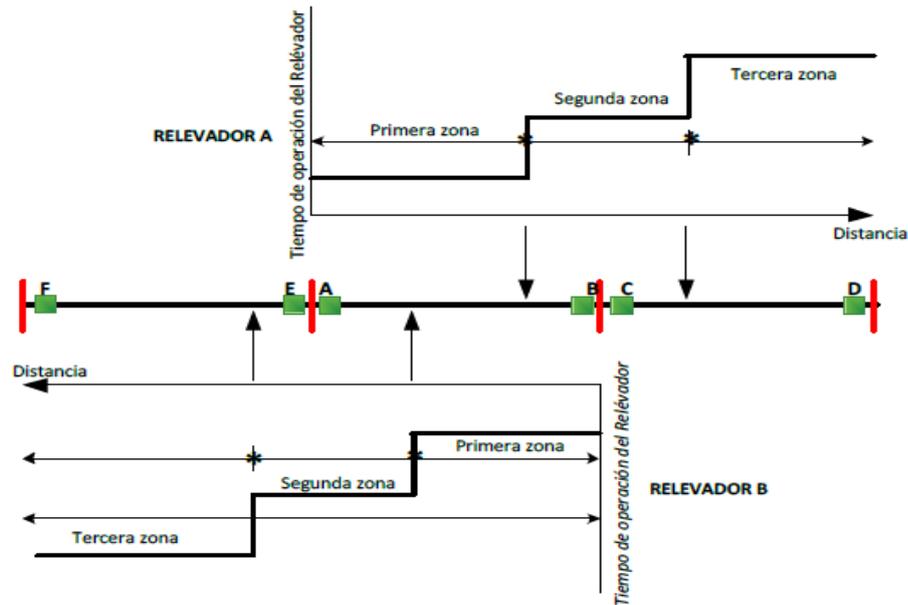


Figura 1.5. Ajustes de un relevador de distancia.

1.5 Tipos de Relevadores de Distancia

Los relevadores de distancia pueden ser clasificados de acuerdo a la forma de sus zonas de operación.

Cuatro tipos de relevadores mostrados en la figura 1.6 son reconocidos de acuerdo a la forma de sus zonas de operación:

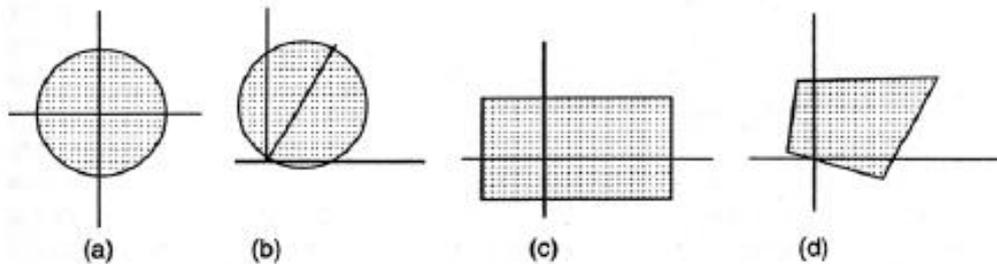


Figura 1.6. Tipos de características de relevador de distancia

De la figura 1.6 la gráfica (a) corresponde a relevadores tipo impedancia, (b) son relevadores *mho* o admitancia (los más comúnmente usados (*Blackburn, 2006*), (*Escalona, 2012*)), (c) relevadores de reactancia y (d) relevadores cuadrilaterales. Los relevadores de impedancia tienen una forma circular centrada en el origen del diagrama de impedancia compleja R-X, requieren de un elemento direccional, son afectados por la resistencia del arco y por las oscilaciones de potencia. Los relevadores de admitancia (o *mho*) tienen una forma circular cuya circunferencia pasa a través del origen y son

inherentemente direccionales, son tolerantes a las oscilaciones de potencia pero afectados por la resistencia del arco. El relevador de reactancia tiene una zona límite definida por una línea en paralelo al eje R. La zona se extiende a infinito en tres direcciones como se muestra en la figura 1.6 c, no son afectados por la resistencia del arco. La característica cuadrilateral, como su nombre lo dice, es definida por cuatro líneas rectas, las cuales pueden ser ajustas de forma independiente y adaptadas al área de falla. (*Horowitz y Phadke, 2008*), (*TA Kahraman, 2013*)

1.5.1 Clasificación de las Líneas de Transmisión en: líneas Cortas, Medias o Largas

Las líneas se deben clasificar según el valor del SIR (Source to Line Impedance Ratio) que no es más que la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección y la impedancia de la línea ($SIR = Z_S/Z_L$ donde Z_S : impedancia del sistema, Z_L =impedancia de la línea), y no solamente según su longitud, como se establece en la Guía de la IEEE, Standard C37.113-1999, así (*General Electrical, 1997*):

- Líneas Cortas: tienen un SIR mayor o igual 4.
- Líneas Medias: las que tienen un SIR entre 0.5 y 4.
- Líneas Largas: con un SIR menor o igual a 0.5.

Un valor de SIR alto implica que las tensiones en el sitio de ubicación del relevador serán bajas. La magnitud de las corrientes también puede ser baja si el SIR alto se debe más a una fuente débil que a una baja impedancia de línea. Las corrientes y tensiones bajas afectan la velocidad, alcance y direccionalidad de los relevadores de distancia. El valor del SIR es el factor que determina la precisión y velocidad con que operan los relevadores de distancia (zona1). Nótese que mientras más alto sea el SIR, más lenta es la operación del relevador. (*Vásquez, 2006*)

1.5.2 Selección del Tipo de Característica

Debido a que la resistencia de tierra puede ser tan variable, un relevador de distancia de tierra debe mantenerse prácticamente inafectado por las grandes variaciones en la resistencia de falla. Por lo que, generalmente se prefieren los relevadores de reactancia para la protección de tierra.

En la protección de falla de fase, cada tipo ofrece ciertas ventajas y desventajas. Para secciones de líneas muy cortas, se prefiere el tipo de reactancia por la razón de que la mayor parte de la línea puede protegerse a gran velocidad. Esto se debe a que el relevador de reactancia prácticamente no es afectado por la resistencia de arco que

puede ser grande comparada con la impedancia de la línea. Por otra parte, en ciertas secciones de un sistema los relevadores de distancia del tipo de reactancia, son los más inclinados a funcionar erróneamente ante oscilaciones de potencia a menos que se cuente con el equipo adicional de relevadores para impedir dicho funcionamiento.

El tipo mho es el más adecuado para la protección de falla de fase para líneas largas, y en particular allí donde pueden presentarse ondas severas de potencia de sincronización. Cuando la protección mho se ajusta para proteger cualquier sección dada de línea, su característica de funcionamiento encierra el espacio mínimo en el diagrama R-X, lo que significa que esta será menos afectada por condiciones anormales del sistema, distintas de las fallas en las líneas; en otras palabras, es la característica más selectiva de todos los relevadores de distancia.

El relevador mho es el más afectado por la resistencia de arco que cualquier otro tipo. El hecho de que esta combine las funciones direccional y la medición de distancia en una unidad con un contacto la hace muy segura.

El relevador de impedancia es el más adecuado para la protección en falla de fase en las líneas de moderada longitud que en las líneas muy cortas o muy largas. El arco afecta más a un relevador de impedancia que a uno de reactancia pero menos que a un relevador mho. Las ondas de potencia de sincronización afectan menos a un relevador de impedancia que a uno de reactancia, aunque lo afectan más que a un relevador mho. No hay una línea divisoria definida entre las áreas de aplicación donde uno u otro tipo de relevador de distancia sea el más adecuado.

La característica cuadrilateral es la más moderna, cuyo ajuste resistivo y reactivo puede hacerse independientemente. De esa forma brinda un mayor cubrimiento a fallas resistivas y más tolerante a las oscilaciones de potencia de las líneas largas.

En realidad, hay mucha superposición de tales áreas. Además, los cambios que se hacen en los sistemas, tales como la adición de terminales a una línea, pueden cambiar el tipo de relevador que resulte más adecuado a una sección particular. En consecuencia, para darse cuenta de las capacidades completas de la protección de distancia, se deberá utilizar el tipo más adecuado para cada aplicación. (*Mason, 1967*)

1.6 Situaciones que afectan a los Relevadores de Distancia

En realidad la operación de la protección de distancia durante los cortocircuitos depende no solo de la distancia, hay otros factores que afecta la precisión como son:

1.6.1 Fuentes Intermedias

Una fuente de corriente intermedia es una fuente de corriente de cortocircuito entre una localidad de relevadores de distancia y una falla en la cual se desea el funcionamiento de estos. Considérese el ejemplo de la figura 1.7. La verdadera impedancia en la falla es $\underline{Z}_A + \underline{Z}_B$, pero cuando fluye la corriente intermedia \underline{I}_2 , la impedancia que se presenta a los relevadores de distancia es $\underline{Z}_A + \underline{Z}_B + (\underline{I}_2/\underline{I}_1) \underline{Z}_B$; en otras palabras, la falla parece estar más lejana debido a la corriente \underline{I}_2 . Será evidente que, si \underline{I}_2 e \underline{I}_1 están fuera de fase, la impedancia $(\underline{I}_2 / \underline{I}_1) \underline{Z}_B$ tendrá un ángulo diferente del de \underline{Z}_B .

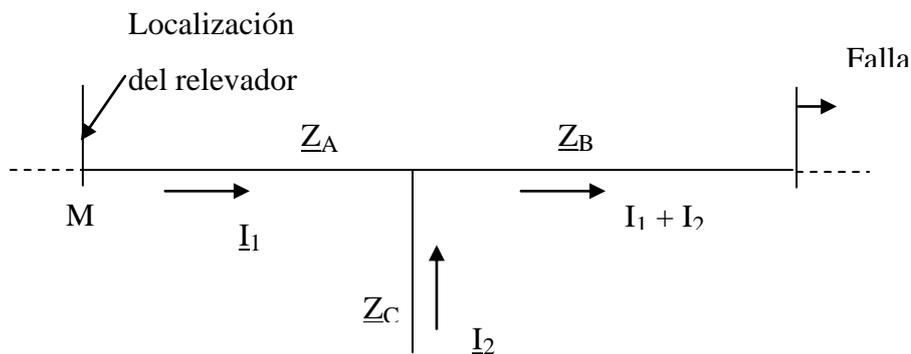


Figura 1.7. Ejemplo del efecto de fuentes de corriente intermedia en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

Si los relevadores de distancia están ajustados para funcionar para una falla en una localización dada cuando fluye un valor dado de \underline{I}_2 , estos funcionarán en las fallas más allá de esa localización para valores menores de \underline{I}_2 . Por tanto en la práctica se ajustan los relevadores de distancia para que funcionen como se desea en base a que no hay fuente de corriente intermedia. Estos no se sobrealcanzarán y no funcionarán en la forma indeseada. Desde luego cuando fluye la corriente de fuente de corriente intermedia, los relevadores subalcanzarán, esto es, no funcionarán en las fallas tan lejos como es de desearse, pero esto se prefiere al sobrealcance.

Debido al efecto de fuentes de corriente intermedias, en líneas con terminales múltiples no puede desarrollarse la capacidad completa de la protección de distancia. En la práctica se ajusta la zona de alta velocidad de los relevadores de un terminal dado, para alcanzar del 80% al 90% de la distancia al terminal más cercano, despreciando el efecto de fuente de corriente intermedia. De este modo, en la figura 1.7, el alcance máximo de la zona de alta velocidad de los relevadores de M será 80% a 90% de $\underline{Z}_A + \underline{Z}_B$ o de $\underline{Z}_A + \underline{Z}_C$, la que sea menor. Despreciando el efecto del arco, si este alcance máximo de la zona de alta velocidad es menor que \underline{Z}_A , será evidente que la corriente intermedia no puede afectar el alcance de esta zona. Si el alcance máximo es mayor que \underline{Z}_A , la

corriente intermedia originará que este se aproxima a Z_A como límite mínimo. Si el alcance de la segunda zona se hace para incluir el doble de la impedancia de la rama común, siempre será seguro el disparo aunque este pueda ser secuencial.

La protección de respaldo, como se sugiere en la figura 1.4 es ideal y rara vez obtenible en la práctica, la mayoría de las barras tienen múltiples líneas de longitudes diferentes y con fuentes de potencia en sus extremos remotos. Un ejemplo típico se ilustra en la figura 1.8.

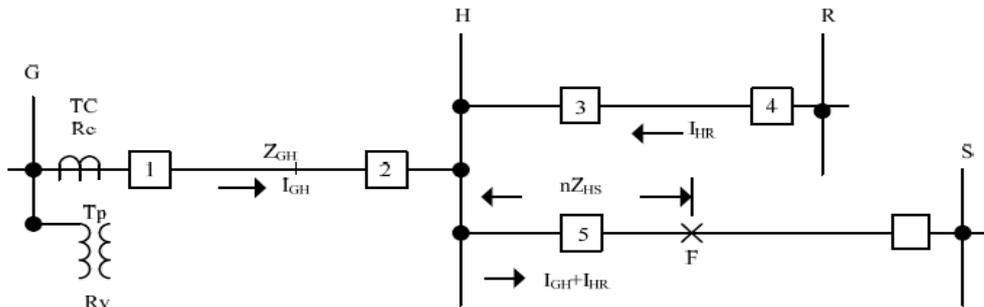


Figura 1.8. Protección para muchas líneas e *infeed* en una barra remota

El relevador en el interruptor 1, ubicado en la barra G protege la línea GH y observa las líneas HR y HS extendidas desde la barra H. Donde la línea HR es corta y la línea HS es larga, la zona2 ajustada para el 50% de la línea HR cubrirá solamente un pequeño porcentaje de la línea HS. De ajustarse para el 50% de la línea HS resultará en un posible sobrealcance y una mala coordinación con zona 2 de la línea HR al menos que el tiempo T2 sea incrementado. Este problema es multiplicado con otras líneas de diferentes longitudes extendidas desde la barra H. Sin embargo, el alcance no será como el indicado debido al efecto “*infeed*” (Efectos de las fuentes de alimentación en puntos intermedios).

La corriente de falla de otras líneas causará que el relevador 1 subalcance. Este efecto puede ser visto al considerar una falla trifásica sólida en F. Con $V_F=0$, los relevadores en 1 reciben corriente I_{GH} , pero la tensión de la barra G es la caída de $Z_{GH}I_{GH} + nZ_{HS}(I_{GH} + I_{HR})$.

De este modo, el relevador en 1 “ve” una impedancia aparente de:

$$Z_{aparente} = \frac{Z_{GH} I_{GH} + n Z_{HS} (I_{GH} + I_{HR})}{I_{GH}} \quad (1.1)$$

$$Z_{aparente} = Z_{GH} + n Z_{HS} + \frac{I_{HR}}{I_{GH}} Z_{HS}$$

Este es un valor más grande por el tercer término, $\frac{I_{HR}}{I_{GH}} n Z_{HS}$ que la impedancia real,

$$\text{que es: } Z_{GH} + nZ_{HS} \quad (1.2)$$

Como resultado, el relevador 1 cuando se ajusta a un valor de impedancia actual de la ecuación 1.2 podría no ver la falla F; en otras palabras, el relevador “subalcanza” como un resultado de la contribución de falla de otras líneas conectadas al bus H. Ajustando los relevadores para el valor de impedancia aparente se tiene el peligro de sobrealcance y mala coordinación cuando los *infeeds* son distantes o cambiados por operación de sistema.

El efecto debido a *infeed* puede ser muy grande y también variable cuando una gran parte de la corriente de falla es suministrada por los otros circuitos. El relevador subalcanza conforme se acerque al bus remoto, pero no del todo. En la protección primaria el efecto es menor sin embargo aún debe tomarse en cuenta. (*Blackburn, 1998*)

1.6.2 Resistencia del Arco

Los relevadores de distancia de fase de líneas largas son poco afectados por la impedancia de falla, pues esta está solo compuesta por la resistencia del arco entre los conductores de fase, que no tiene un valor muy alto.

Una condición semejante ocurre para fallas a tierra en líneas con hilo de tierra y buenas conexiones de las bases de los aisladores a dicho conductor de tierra. En líneas que no cumplen con esas condiciones, la impedancia de falla a tierra incluye la resistencia de tierra y la de contacto entre la estructura y tierra, por lo que puede tener altos valores e incluso ser de naturaleza no lineal.

En forma general, la impedancia del arco es resistiva, y tiende a producir subalcance en los relevadores con características circulares. Sin embargo, la alimentación de corriente al arco desde el otro extremo del sistema, puede hacer aparecer componentes reactivas en la impedancia de falla vista por el relevador, por lo que aún los relevadores tipo reactancia pueden ser afectadas.

En los cortocircuitos entre fases la resistencia de falla (RF) está prácticamente determinada por lo general por el arco eléctrico. Esta resistencia es de carácter no lineal y varía con el tiempo; la corriente en ella es aproximadamente sinusoidal, pero la onda de tensión sufre deformación.

Las investigaciones experimentales han demostrado que para la corriente de cortocircuito del orden de los cientos de Ampere como mínimo, el gradiente de tensión

en el arco prácticamente no depende de la corriente. Para el cálculo del valor de la resistencia del arco RF en Ω puede utilizarse la expresión empírica:

$$RF = 1050 \frac{la}{Ia} \quad (1.3)$$

Donde Ia es el valor eficaz de la corriente en el arco en Ampere y la su longitud en metros. Como valor de l puede tomarse el espaciamiento entre conductores en el instante inicial del cortocircuito, pero para protecciones con retardo de tiempo hay que tener en cuenta el incremento que experimenta la RF debido a la elongación del arco por efecto del viento, la convección en el aire y los esfuerzos electrodinámicos.

En los cortocircuitos a tierra, en la resistencia de falla entran, además de la resistencia propia del arco, las resistencias de las estructuras de soporte de las líneas y sus aterramientos, las de contacto entre conductores y tierra y la de los pasos de retorno por tierra.

1.6.3 Oscilaciones de Potencia

Las oscilaciones de potencia entre las máquinas síncronas de un sistema electroenergético se originan, por lo general, como consecuencia de la desconexión de una línea de enlace o una planta generadora por cualquier causa. En los casos más graves puede llegarse a la pérdida de sincronismo entre las máquinas del sistema. Estos regímenes también se presentan cuando se utilizan en el sistema dispositivos de reenganche automático asincrónico de interruptores.

Para el caso de un sistema trifásico simple de dos máquinas con una sola línea de enlace, la corriente que circula por cualquiera de las fases de esa línea en un régimen simétrico de operación está dada por:

$$\underline{I} = \frac{\underline{E}_A + \underline{E}_B}{\underline{Z}_A + \underline{Z}_L + \underline{Z}_B} \quad (1.4)$$

Donde \underline{E}_A y \underline{E}_B son las fems de las máquinas, cuyas impedancias son \underline{Z}_A y \underline{Z}_B respectivamente y \underline{Z}_L es la impedancia de la línea.

Como consecuencia de la oscilación de potencia se origina la variación con el tiempo del ángulo de defasaje δ entre las fems y la corriente I adquiere un carácter pulsante. Su valor máximo ocurre para valores de δ cercanos a 180° , en cuyo caso puede ser mayor que la corriente de cortocircuito, y su valor mínimo para valores cercanos a 0° . Las tensiones del sistema también adquieren un carácter pulsante, y sus oscilaciones

mayores ocurren en el denominado centro eléctrico del sistema (punto en que la tensión toma el valor mínimo).

El período de estas oscilaciones es del orden de 0.1 a 0.3 s; los valores bajos son característicos de los regímenes asincrónicos, mientras que los altos son típicos del inicio del proceso de oscilación de potencia, o de su final, cuando está a punto de restablecerse el sincronismo.

El efecto de las oscilaciones de potencia es necesario tenerlo en cuenta al ajustar el primer escalón de la protección de sobrecorriente direccional de tiempo constante y en los relevadores de distancia.

La oscilación de los generadores del sistema hace variar con el tiempo las tensiones y corrientes, por tanto varían las impedancias medidas por los relevadores de distancia. Si se reduce el sistema a dos máquinas interconectadas por cierta impedancia, el lugar geométrico de la impedancia vista por un relevador de distancia es un arco de circunferencia que intersecta en un punto dado la línea que representa la impedancia del sistema. Esta situación se muestra en la figura 1.9.

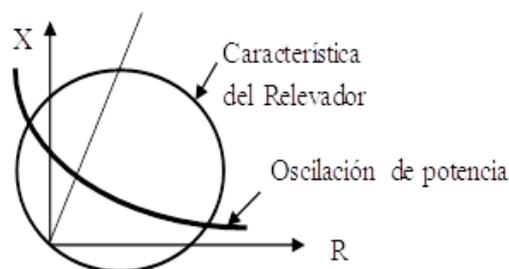


Figura 1.9. Representación gráfica de una oscilación de potencia.

En forma general, las oscilaciones de potencia producen tendencia a la operación a los relevadores de distancia durante el tiempo en que la impedancia medida está dentro de la característica polar del relevador. El relevador opera si este tiempo es mayor que su tiempo de operación. Para reducir el efecto de las oscilaciones de potencia sobre los relevadores de distancia, las características de estos deben ser lo más estrecha posible; son particularmente recomendables las características elípticas y cuadrilaterales. Una solución convencional a este problema es emplear relevadores de bloqueo contra oscilaciones de potencia.

Si la falla se mantiene durante la oscilación de potencia, la situación se complica; para el relevador de distancia de la, o las fases falladas, aparece un error debido a que la impedancia aparente resultante de la oscilación queda en paralelo con la impedancia de

falla, y además en esta hay error por efecto de la alimentación desde ambos extremos del sistema. Por otra parte para los relevadores de las fases no falladas, la presencia de la falla altera el lugar geométrico de la impedancia medida durante la oscilación de potencia.

1.6.4 Efecto de la Carga

La carga aparece como una impedancia en el relevador de distancia. El ángulo de la impedancia de la línea está entre 70° a 80° mientras que el de la impedancia de la carga está alrededor de los 40° (por ejemplo factor de potencia 0,8). En el caso de las líneas muy cargadas la impedancia de la línea se aproxima a la de la carga, el caso peor es para las condiciones de tensión mínima con máxima transferencia de carga

Es decir la impedancia medida será $Z_{c \text{ mín}}$, para estados severos de carga, cuyo valor modular puede llegar a ser comparable con el de la impedancia medida para un cortocircuito al final de la línea respaldada. Ese punto puede estar en cualquier cuadrante, en dependencia de los sentidos de las transferencias de potencia activa y reactiva (figura 1.10). En el primer cuadrante cuando los sentidos coinciden con el de disparo de la protección. Se hace necesario comprobar que para la máxima transferencia de potencia que la línea puede transportar la impedancia de la carga no caiga sobre la característica en cuestión.

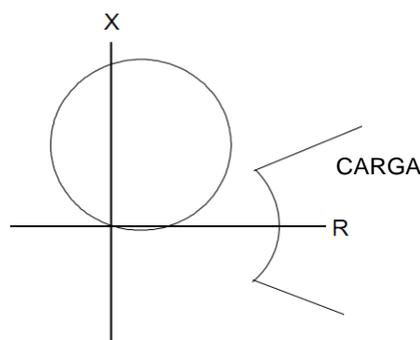


Figura 1.10. Posibles puntos de localización de la carga de una línea.

1.6.5 Efecto de los fallos sobre los relevadores de las fases no falladas

El empleo de relevadores de distancia monofásicos para la protección de líneas, hace que para proteger contra todo tipo de fallas se requieran seis relevadores, tres de fase y tres de tierra.

La situación ideal es que para cada tipo de falla sólo opere uno de los seis relevadores, salvo para la falla trifásica, en que deben operar todos. Sin embargo, para cada tipo de falla pueden operar realmente varios relevadores.

Existen métodos gráficos bien conocidos que permiten determinar las impedancias medidas para los tres relevadores de fase, y para los tres de tierra, en presencia de cualquier tipo de falla, entre fases o a tierra.

Las conclusiones más importantes que pueden obtenerse del empleo de tales métodos, son las siguientes:

- 1.-) En relevadores de fase, para una falla entre fases, el relevador de ese par de fases mide correctamente la impedancia de secuencia positiva de la sección de la línea comprendida entre el relevador y la falla, más un término de impedancia del arco; los relevadores de las fases no falladas miden siempre mayores que la anterior.
- 2.-) El relevador de fase, para una falla a tierra, uno de los tres relevadores mide impedancia infinita (o muy alta), y los otros dos miden impedancias mayores que la de secuencia positiva que hay hasta el punto en que ocurre la falla.
- 3.-) En relevadores de tierra, para una falla a tierra, el relevador de la fase fallada mide correctamente la impedancia de secuencia positiva o de secuencia cero (dependiendo del tipo de compensación) de la sección de la línea comprendida entre el relevador y la falla, más un término de impedancia de falla. Los relevadores de las otras dos fases miden impedancias mayores que esa.
- 4.-) En relevadores de tierra, para una falla entre fases, uno de los relevadores mide impedancia infinita (o muy alta), y las otras dos miden impedancias mayores que la de secuencia positiva (o la de secuencia cero) que hay hasta la falla.

En forma general puede concluirse que en los relevadores de las fases no falladas nunca se provoca sobrealcance, pues las impedancias medidas por ellos son siempre mayores que las medidas por los relevadores de las fases falladas. Sin embargo, cuando la falla está próxima a los relevadores, puede producirse la operación de alguno de los relevadores de las fases no falladas, además del de la fase fallada; y pueden incluso operar los de tierra para falla entre fases. Esto puede producir confusión en la determinación del tipo de falla a partir de las señalizaciones de disparo de los relevadores.

1.6.6 Acoplamiento Mutuo

En las líneas de transmisión puede aparecer acoplamiento mutuo entre fases de una misma línea, o entre dos líneas distintas en estructuras de doble circuito. Este acoplamiento mutuo introduce errores en la medición de impedancia en los relevadores de distancia de tierra.

1.6.6.1 Acoplamiento entre Fases de una Línea de Transmisión

Una línea de transmisión puede representarse de forma simplificada por un esquema como el mostrado en la figura 1.11.



Figura 1.11. Línea de transmisión.

Las impedancias de este esquema incluyen las impedancias del paso de retorno por tierra, que ha sido eliminado por simplicidad.

Las impedancias Z_{aa} , Z_{bb} , y Z_{cc} , se denominan autoimpedancias o impedancias propias de la línea, y las impedancias Z_{ab} , Z_{bc} y Z_{ca} son las impedancias mutuas. Se supondrá que todos esos valores de impedancia corresponden a la sección de línea comprendida entre el relevador y la falla.

Se considerará primero el caso de una línea simétrica o transpuesta idealmente. En este caso es:

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = Z \quad (1.5)$$

$$Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca} = Z_m \quad (1.6)$$

Para un cortocircuito de la fase **a** a tierra se tiene que:

$$V_a = I_a Z_{aa} + I_b Z_{ab} + I_c Z_{ca} \quad (1.7)$$

o sea:

$$V_a = I_a Z + (I_b + I_c) Z_m \quad (1.8)$$

Donde Z es la autoimpedancia de la sección de línea comprendida entre el relevador y la falla, Z_m es la impedancia mutua entre conductores.

Como puede apreciarse de la expresión (1.8), la impedancia mutua introduce un error en la medición de la impedancia, pues la tensión que aparece en el relevador depende no solo de la corriente de la fase fallada, sino también de la de las otras fases. Surge, por tanto, la necesidad de compensar las señales aplicadas al relevador para eliminar este error.

Un primer método de compensación es denominado compensación por corriente de las fases no falladas cuyo valor de impedancia de secuencia positiva se obtiene de despejar \underline{Z} de (1.8). Un segundo método es el que emplea la corriente de secuencia cero, y se denomina compensación por corriente residual y un tercer método es el de la compensación por tensión.

La expresión para la impedancia de secuencia positiva en este caso se obtiene a partir de las relaciones de \underline{Z} y \underline{Z}_m con las componentes de impedancia de secuencia positiva y negativa, la cual resulta:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Z} &= \frac{1}{3}(2\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0) \\ \underline{Z}_m &= \frac{1}{3}(\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1) \end{aligned} \right\} \quad (1.9)$$

De manera que la tensión de la cual se puede despejar \underline{Z}_1 será:

$$\underline{V}_a = \underline{I}_a \underline{Z}_1 + \underline{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1) \quad (1.10)$$

En el caso del tercer método es el de la compensación por tensión, se sustituye la corriente \underline{I}_a de (1.10) por sus componentes simétricas y efectuando se tiene:

$$\underline{V}_a = (\underline{I}_1 + \underline{I}_2) \underline{Z}_1 + \underline{I}_0 \underline{Z}_0 \quad (1.11)$$

En la expresión anterior se puede despejar la impedancia Z_0 de manera que en este caso el relevador medirá corriente de secuencia cero.

De los tres métodos de compensación, el más usado es el de corriente residual, en el cual el circuito de compensación es relativamente sencillo.

Una simplificación que generalmente se hace es considerar escalar la relación $(\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1) / \underline{Z}_1$. Con esto los circuitos de compensación resultan más simples aún, y aparece cierto error en la medición de la impedancia que resulta del orden del 1%.

Las compensaciones por corriente de las fases no falladas y por tensión requieren circuitos de compensación más complejos, por lo que no son muy usados. La compensación por tensión es de utilidad en esquemas simplificados de protección de distancia de tierra, donde con un solo relevador se brinda la protección de tierra de las

tres fases; en este caso sólo es necesario hacer operaciones de conexión y desconexión en el circuito de potencial del relevador, y no en el circuito de corriente, donde resultaría más complicado.

En todo el análisis hecho hasta aquí se ha considerado que la línea es simétrica, o que tiene una transposición ideal. Si la línea es asimétrica y no está transpuesta, aparece un error adicional en la medida de la impedancia.

En este caso, para falla de la fase **a** a tierra se tiene:

$$\underline{V}_a = \underline{I}_a \underline{Z}_{aa} + \underline{I}_b \underline{Z}_{ba} + \underline{I}_c \underline{Z}_{ca} \quad (1.12)$$

Por tanto:

$$\underline{Z}_{aa} = \frac{\underline{V}_a}{\underline{I}_a + \frac{\underline{Z}_{ba}}{\underline{Z}_{aa}} \underline{I}_b + \frac{\underline{Z}_{ca}}{\underline{Z}_{aa}} \underline{I}_c} \quad (1.13)$$

Como se puede apreciar, empleando el método de compensación por corrientes de las fases no falladas, puede lograrse una compensación completa. Las señales aplicadas al relevador de la fase a deben ser:

$$\left. \begin{aligned} V &= \underline{V}_a \\ \underline{I}_a + \frac{\underline{Z}_{ba}}{\underline{Z}_{aa}} \underline{I}_b + \frac{\underline{Z}_{ca}}{\underline{Z}_{aa}} \underline{I}_c \end{aligned} \right\} (1.14)$$

Los otros parámetros de compensación de los relevadores de las otras dos fases son distintos, pues las impedancias propias y mutuas no tienen valores iguales para las tres fases, en una línea asimétrica no transpuesta.

En la práctica generalmente se desconocen los valores de las impedancias propias y mutuas para cada fase y para cada par de fases, respectivamente. Por lo tanto, lo común es emplear valores promedios de esas impedancias, y considerarlos iguales para las tres fases, lo que equivale a suponer la línea como transpuesta.

Los resultados obtenidos con compensación por corrientes de las fases no falladas, suponiendo la línea como transpuesta, son comparables en cuanto a precisión, con los obtenidos por compensación de la corriente residual, por lo que resulta más recomendable usar este método, cuyos circuitos son más sencillos. La compensación por corrientes de las fases no falladas se usaría si resultara práctico aplicar la compensación total sugerida por las ecuaciones (1.14).

En el caso de la compensación por corriente residual, no puede obtenerse, ni teóricamente, una compensación total que tenga en cuenta el efecto de la no transposición, pero la exactitud pudiera mejorarse añadiendo en la señal de corriente del relevador un término proporcional a la componente de secuencia negativa de la corriente de falla.

1.6.6.2 Acoplamiento Mutuo entre Circuitos de Configuraciones Múltiples

Cuando ocurre una falla a tierra en una de las líneas de una configuración de doble circuito, las corrientes de las otras líneas afectan la medición de impedancia. En este problema hay dos aspectos que deben considerarse por separado:

- a) Acoplamiento mutuo entre las fases falladas de los circuitos adyacentes. La falla es interna para uno de los circuitos, y externa para el otro.
- b) Acoplamiento entre las fases falladas del circuito fallado y las fases no falladas del circuito no fallado.

En el caso (b), la influencia depende de la relación entre las corrientes de las fases no falladas y la corriente de la fase fallada; dependiendo del sentido de la transferencia de potencia de prefalla, puede producirse subalcance o sobrealcance en los relevadores.

En el caso (a) la circulación de corrientes en el mismo sentido en circuitos adyacentes, incrementa la impedancia medida (subalcance), mientras que corrientes de sentidos opuestos implican una reducción de esa impedancia (sobrealcance).

Un caso particular de importancia ocurre cuando una de las líneas del doble circuito está abierta y conectada a tierra en ambos extremos. En ese caso, para falla a tierra exterior en la otra línea, la línea aterrada constituye parte del circuito de retorno por tierra, por lo que las corrientes de ambas líneas tienen sentidos contrarios, y hay sobrealcance.

En resumen, la tendencia más general es a no emplear ningún tipo de compensación contra acoplamiento mutuo entre circuitos, y el ajuste de los relevadores debe hacerse de acuerdo con las condiciones de cada caso particular.

1.6.7 Fenómenos Transitorios

El origen de las componentes transitorias en las señales aplicadas a los relevadores está en el propio sistema protegido, donde la aparición de cortocircuitos provoca componentes de corriente directa en la corriente y la tensión de falla, que una vez transformados, se aplican al relevador. Elementos determinantes en la amplitud y duración de estas componentes transitorias son el ángulo de la impedancia total del sistema y el instante de inicio de la falla.

Además de estos fenómenos, denominados primarios, ocurren otros, que se deben a transformaciones de esas señales primarias en señales secundarias que pueden tener inductancias, y que se denominan fenómenos transitorios secundarios y, como es lógico influyen en la fidelidad con que las señales primarias son transformadas a secundarias.

Para realizar el análisis de los fenómenos transitorios, es necesario establecer un conjunto de premisas que permiten simplificarlo, sin que los resultados pierdan generalidad. Se desprecia la resistencia de fallo en el punto de cortocircuito, la corriente de prefallo y se consideran, además concentrados los parámetros de las líneas de transmisión.

Generalmente al analizar el fenómeno transitorio en las líneas de transmisión se desprecia su efecto capacitivo, producto de la complejidad de las ecuaciones de tensión y corriente del sistema. Sin embargo, en los sistemas de muy altas tensiones se han encontrado componentes transitorias de frecuencia entre 400 y 1800 Hz y magnitudes apreciables, que pueden afectar la operación de los relevadores de distancia. Estudios realizados han demostrado que esas componentes pueden provocar operaciones incorrectas o incrementos en el tiempo de operación de los relevadores. (*Altuve, 1991*), (*Mason, 1967*), (*Warrington, 1962*), (*Bravo, 1989*).

1.6.8 Compensación en la Línea de Transmisión

Se puede pensar que los sistemas de transmisión normalmente operan sin complicaciones, y que los relevadores de sobrecorriente, distancia o direccional pueden ser aplicados en una manera directa para proporcionar protección confiable. Hay elementos de transmisión primarios, sin embargo, que trastornan esta suposición. En particular, capacitores serie que están instalados para incrementar carga o márgenes de estabilidad, o reactores serie que son usados para limitar corrientes de corto circuito, y pueden de manera significativa afectar la protección de la línea.

1.6.8.1 Capacitores Series

Un capacitor serie puede trastornar la premisa básica sobre la cual los principios de protección de distancia y direccional se fundamentan. Normalmente se asume que la corriente de falla invierte su dirección solamente para fallas en ambos lados de un relevador y que la relación de tensión a corriente en una localización de relevador es una medición de la distancia a la falla. Un capacitor serie introduce una discontinuidad en la componente reactiva de la impedancia aparente como la falla se mueve desde el

relevador hasta, y más allá, del capacitor (figura 1.12). Dependiendo del tamaño y localización del capacitor, el ajuste del relevador de distancia puede o no ser posible.

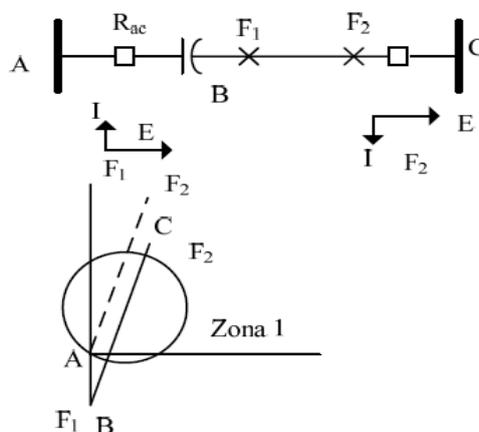


Figura 1.12. Diagrama R-X con un capacitor serie.

Si se considera una falla en F_1 en la figura 1.12, la corriente de falla ahora se adelanta a la tensión, y es indistinguible de las condiciones resultantes de una falla en la dirección inversa. Cuando la falla se mueve hacia F_2 , límite de zona 1, la impedancia aparente sigue la trayectoria mostrada en el diagrama R-X. En esta situación, el relevador de distancia R_{ac} fallará a operar para F_2 . Se debe recordar que la mayoría de los capacitores serie son equipados con dispositivos de protección a través de sus terminales, tales como “gaps”, supresores o circuitos interruptores.

El efecto de estos dispositivos de protección es el de poner en cortocircuito, o puentear a los capacitores en presencia de falla. Así que, los relevadores de distancia deben hacerse lo bastante lentos a tal grado que los capacitores serie son primero puestos fuera de servicio por sus dispositivos de protección, y ya después la operación normal del relevador de distancia se restaura. Un esquema alternativo para protección de líneas de transmisión con capacitores serie es usar protección de comparación de fase usando canal de comunicación.

1.6.8.2 Reactores Serie

Los reactores serie introducen impedancia en la línea, pero puesto que el ángulo del reactor es casi 90° , similar al de la línea de transmisión, hay muy poca discontinuidad en el diagrama R-X. Si el reactor puede ponerse fuera de servicio, la impedancia de línea cambiará, y debe ser considerada con el cambio de los ajustes de zona del relevador. Los reactores serie también afectan el ajuste de los relevadores de

sobrecorriente, puesto que la corriente de cortocircuito es influenciada por el dicho reactor.

Como los reactores serie son usualmente requeridos para limitar niveles de cortocircuito, rara vez son puestos fuera de servicio sin tener que poner la línea fuera de servicio también. Consecuentemente los reactores se consideran presentes, y por tanto se ajustan los relevadores de línea de acuerdo a esta premisa. Sin embargo, en el evento poco probable de que el reactor sea puesto fuera de servicio, la impedancia de línea será reducida. Asumiendo que no hay cambios en el ajuste de relevador, el relevador ahora vera más allá de su zona de protección, es decir este ahora sobrealcanza su zona de protección deseada.

1.6.8.3 Dispositivos en Derivación

Los reactores y capacitores en derivación son instalados por razones completamente diferentes, aunque vinculada a la línea por si misma usualmente no tienen un impacto significativo en los relevadores de protección de línea de transmisión. Hay una corriente de carga en estado estacionario asociada con los dispositivos en derivación que es vista por los relevadores de línea, pero el margen usado en diferenciar entre carga y corrientes de corto circuito es usualmente suficiente para evitar algún problema. Si aún persistiese este problema, no sería muy complicado obtener la medición de TCs de los dispositivos en derivación de forma tal que la corriente de error introducida por el elemento sea removida de la medición del relevador de la línea. (*Horowitz y Phadke, 2008*).

1.7 Protección de Distancia de las Líneas de Transmisión con Canales de Comunicación

Una unidad de protección muy rápida es un requerimiento esencial para proteger de manera eficiente las líneas de transmisión y subtransmisión. Los relevadores de distancia con zonas coordinadas por tiempo permiten aislar fallas en 70 a 80% de la longitud de la línea sin ningún retardo de tiempo. Pero tienen como dificultad que no pueden limpiar las fallas desde ambos extremos de forma instantánea si las mismas están cercanas al extremo remoto, ya que solo tienen información de solo un extremo. Si se usan canales de comunicación para el cambio de información de extremo-extremo (esquema diferencial), es decir un esquema de teleprotección puede ser capaz de despejar selectivamente toda la falla del elemento protegido sin retardo de tiempo. (*Escalona, 2011*)

En este esquema de protección, los relevadores deben transmitir ya sea una señal de comunicación de tipo permisivo o bloqueo, dependiendo si es un esquema de bloqueo o permisivo implementado. En cualquier caso son solo señales simples las transferidas.

Los esquemas de teleprotección tradicional usan técnicas de transmisión de señales analógicas, sobre todo canales PLC (portadora de línea de potencia). Estos esquemas de protección que emplean comunicación digital vía fibra óptica dedicada y/o redes de comunicación de datos.

Los siguientes medios de comunicación aplicados son (Ziegler, 2006) (General Electric, 2007):

- ✓ Conductores piloto para distancia de hasta aproximadamente de 25 km. Par de conductores generalmente del tipo telefónico donde la información puede transmitirse por corriente alterna de frecuencia 50 Hz o 60 Hz, corriente directa o frecuencias del orden entre 1000 y 3000 Hz (tonos de audio).
- ✓ Canales PLC (transmisión de portadora de potencia de línea de frecuencias entre 30 y 300 kHz en líneas de alta tensión) para líneas de hasta aproximadamente 400 km.
- ✓ Fibras ópticas dedicadas hasta aproximadamente 150 km; distancias más largas con amplificadores repetidores. Conectadas directamente o por medio de canales multiplexados (Redes de transmisión digital).
- ✓ Microonda. Emplea un canal de radio de onda corta (frecuencia alta entre 2 y 12 GHz)

El tiempo de transmisión de señal en dispositivos de transmisión de datos de protección de frecuencia de voz (VF teledisparo) es aproximadamente 15-20 ms. En estos canales de cambio de frecuencia se usa una técnica de demodulación que da buena inmunidad contra interferencias. Los canales de frecuencia de voz pueden ser realizados por banda lateral PLC (portadora de línea de potencia), microondas o conductores piloto.

En el caso de PLC con claves directas encendido/apagado de la portadora de alta frecuencia (amplitud modulada) el tiempo de transmisión es reducido hasta aproximadamente 5 ms. Como un resultado de la baja confiabilidad de este medio, este método es solamente usado con esquemas de bloqueo.

La comunicación de datos vía fibra óptica con transmisión digital ha introducido una variedad de nuevas posibilidades. (Ziegler, 2006)

- ✓ Fibras ópticas dedicadas que ofrecen condiciones ideales en términos de velocidad, seguridad y dependabilidad. Prácticamente no hay interferencia para la

codificación de los datos transmitidos, y la seguridad alcanzada es extremadamente alta. El tiempo de transmisión de la señal está debajo de los 5ms.

- ✓ Dispositivos de comunicación óptica especial usando diodos laser alcanza distancias de aproximadamente 150 km sin estaciones repetidoras intermedias.

Los métodos más comunes para la protección de distancia de las líneas de transmisión son:

- ✓ Protección de distancia de las líneas de transmisión sin piloto.
- ✓ Protección de distancia de las líneas de transmisión con piloto.

La protección piloto es el mejor tipo para la protección de líneas. Se utiliza siempre que se requiere una protección de alta velocidad para todo tipo de cortocircuitos y para la localización de cualquier falla. Para las líneas de dos terminales y para líneas de terminales múltiples, todos los interruptores de éstas se disparan prácticamente en forma simultánea, permitiendo de este modo el recierre automático de alta velocidad.

Esta protección es una adaptación de los principios de la protección diferencial para la protección de secciones de líneas de transmisión. La protección diferencial no se utiliza para protección de líneas de transmisión porque las terminales de una línea están separadas por una distancia muy grande para interconectar los secundarios de los TC's. La protección piloto sólo proporciona protección primaria; la protección de respaldo debe proporcionarse por una protección suplementaria. (*Mason, 1967*) (*Hernández, 2012*)

El término piloto significa que entre los extremos de una línea de transmisión hay un canal de interconexión de alguna clase en el que puede transmitirse la información.

1.7.1 Clasificación de los Esquemas de Protección de Distancia que usan Canal de Comunicación

Los sistemas pueden ser clasificados por dos categorías: (*Altuve, 1991*) (*Blackburn, 2007*)

1. Por uso de canal.
 - a. Canal que en caso de falla no es requerido para realizar una operación de disparo; conocido como sistemas bloqueados.
 - b. Canales que son requeridos en caso de falla para operaciones de disparo; conocidos como sistemas de disparo transferido.
2. Principios para detectar fallas.
 - a. Dirección del flujo de potencia, conocido como comparación direccional.

- b. La posición de fase relativa de las corrientes, conocido como comparación de fase.
- c. Reflexión de onda desde una falla: aplicado principalmente en líneas de extra alta tensión.

Un esquema de protección en particular se describe o identifica usualmente por una combinación de las dos primeras categorías. Los principales esquemas en uso pueden ser identificados más específicamente por:

- A. Sistemas de comparación direccional. Se utilizan todos los tipos de canales en la versión «ON – OFF» como «Corrimiento de Frecuencia»
 - 1. Bloqueo por comparación direccional.
 - 2. Desbloqueo por comparación direccional.
 - 3. Disparo transferido de sobrealcance y de subalcance.
 - a. Del tipo no permisivo.
 - b. Del tipo permisivo.
- B. Sistemas de comparación de fase
 - 1. Hilo piloto.
 - 2. Comparación de una sola fase: bloqueo (“ON-OFF o corrimiento de frecuencia).
 - 3. Comparación de doble fase: desbloqueo (“ON-OFF o corrimiento de frecuencia).
 - 4. Comparación de doble fase: disparo transferido
 - 5. Comparación de fase segregada. Aplicable a líneas largas con compensación serie capacitiva y con disparo y recierre monopolar
- C. Comparación de onda direccional.

Las protecciones piloto por comparación de fase se basan en la comparación de las corrientes, no requieren transformadores de potencial, no se afectan por la inducción mutua entre la línea protegida y líneas adyacentes, no se afectan por los regímenes asimétricos (cierre deficiente de interruptores o disparo o recierre monopolar) y por último no se afectan por oscilaciones de potencia y pérdidas de sincronismo.

Las protecciones piloto por comparación de fase tienen como problemas que no logran hacer una discriminación entre la carga y la corriente de cortocircuito, además son difíciles de aplicar e líneas multiterminales y con alimentación débil en un terminal.

Las protecciones piloto por comparación direccional hacen una comparación indirecta de las direcciones relativas de las corrientes o potencias, a partir de relevadores con direccionalidad. Tiene mayor velocidad de operación (menores de 20 ms), son más

adecuadas para la protección de líneas con derivaciones, y en general cualquier configuración, tienen mayor flexibilidad para admitir cambios en el sistema, incluyendo cargas en derivación, tienen mayor sensibilidad, (no confrontan problemas de discriminación entre corriente de carga y cortocircuito) e imponen menos requerimientos al canal de comunicaciones.

Estas protecciones tienen como problemas que requieren transformadores de potencial, son afectadas por regímenes asimétricos de la línea protegida (disparo y recierre monopolar o cierre deficiente interruptores) y por la inductancia mutua entre líneas y tiene limitaciones para su aplicación en líneas largas con compensación capacitiva

1.8 Esquemas Típicos de Protección de las Líneas de Transmisión

De acuerdo a la longitud de la línea en (*General Electric, 2007*) se sugieren esquemas típicos de protección para las líneas.

1. Líneas cortas.

- Diferencial de corriente.
- Comparación de fase.
- Disparo transferido por sobrealcance permisivo (POTT).
- Comparación dirección de bloqueo (DCB).

2. Líneas medias.

- Comparación de fase.
- Comparación dirección de bloqueo (DCB).
- Disparo transferido por sobrealcance permisivo (POTT).
- Disparo transferido por subalcance permisivo (PUTT).
- Diferencial de corriente.
- Distancia
- Sobrecorriente tiempo inverso y tiempo definido.

3. Líneas Largas.

- Comparación de fase.
- Comparación dirección de bloqueo (DCB).
- Disparo transferido por sobrealcance permisivo (POTT).
- Disparo transferido por subalcance permisivo (PUTT).
- Diferencial de corriente.
- Sobrecorriente tiempo definido.

- Distancia
4. Esquemas de protección piloto con distancia.
- Disparo transferido por sobrealcance permisivo (POTT).
 - Disparo transferido por subalcance permisivo (PUTT).
 - Comparación dirección de bloqueo (DCB).
 - Disparo transferido por subalcance directo (DUTT).
 - Disparo transferido híbrido por sobrealcance permisivo (Hybrid POTT).
 - Comparación dirección de desbloqueo (DCUB).

1.9 Conclusiones del Capítulo

Como ha quedado evidenciado en el presente capítulo, las protecciones eléctricas juegan un papel de vital importancia en los sistemas eléctricos de potencia, es por ello que el contar con un buen funcionamiento de los mismos, garantiza un SEP de alta calidad y fiabilidad.

La selectividad y las altas velocidades de limpieza de las fallas de las líneas de alta tensión, son factores críticos para la seguridad del sistema de potencia. Los relevadores de sobrecorriente no pueden satisfacer la condición dado que este tipo de líneas son malladas. Las protecciones de sobrecorriente diferenciales pueden cumplir con estos requerimientos pero necesitan de complejos y costosos sistemas de comunicaciones. *(Kasztenny B. & Finney 2007)*

Sin embargo los relevadores de distancia miden la impedancia obtenida producto de la relación entre las tensiones y corrientes locales a causa de que la impedancia de la línea se distribuye uniformemente por toda su longitud. Esta es la razón por la cual el relevador de distancia, por medio de la medición de la impedancia aparente, discrimina con buena exactitud entre la condición de falla interna en la línea de una falla externa y si la protección de distancia está combinada con una protección piloto se garantiza el disparo simultaneo con alta velocidad de todos los interruptores de la línea.

CAPÍTULO 2

CRITERIOS DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES

2.1 Introducción

El presente capítulo muestra la composición de la red de la provincia de Villa Clara, además cuenta con una descripción de la subestación Santa Clara Industrial y se detalla la problemática existente en la zona aledaña a dicha subestación.

También expone las potencialidades y características de las protecciones instaladas en esta zona que son de la firma AREVA, serie MICOM P143 y P441 (*Areva (a), 2010*) y (*Areva (b), 2010*) pertenecientes a la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales las cuales pueden hacer frente a la diversidad de problemas existentes aquí pero no poseen parámetros de ajuste alguno.

Por último se sintetiza la metodología de cálculo que se debe utilizar para ajustar las protecciones de sobrecorriente de fase, sobrecorriente de tierra y distancia de fase de los relevadores SI 101 y SI 102. Así como otro conjunto de funciones de protección disponibles en los relevadores instalados (sobre y baja tensión, sobre y baja frecuencia, secuencia negativa, etc.)

2.2 Composición de la red de 110 kV de la provincia Villa Clara.

La red de la provincia Villa Clara está compuesta por una subestación de 220/110 kV (Yabú) y nueve subestaciones de 110/34,5 kV (Sagua 110, Placetas 110, Santa Clara Industrial, Santa Clara 110, Remedios 110, La Moza 110, Santo Domingo 110, Calabazar 110 y Camajuaní 110). La subestación Cruces 110 aunque pertenece a la provincia de Cienfuegos es atendida también por Villa Clara. Existen en explotación en la provincia dos subestaciones de 110/13,8 kV (Gran Panel y Santa Clara Industrial) y en proyecto tres subestaciones más.

2.2.1 Subestación Santa Clara Industrial

Es una de las más importantes de su tipo en la provincia de Villa Clara, posee dos líneas radiales de entrada a niveles de tensión de 110 kV, una enlaza con la barra Santa Clara 110 kV, y tiene ubicado en su principio al interruptor SI 101 (normalmente cerrado) y la otra enlaza con la fábrica Textilera y tiene en uno de sus extremos el interruptor SI 102 (normalmente abierto). En este nivel de tensión existe una barra seccionalizada por el interruptor SI 105, (normalmente cerrado).

La subestación de Santa Clara Industrial, figura 2.1, se alimenta por 110 kV por una de sus líneas desde Santa Clara 110 y está equipada por dos transformadores de 25 MVA. Un transformador (transformador T1) alimenta a 34,5 kV (totalizador 1765) a los circuitos de Sakenaf, Santa Clara, Placetas y Malezas (interruptores 1770, 1780 y 1785).

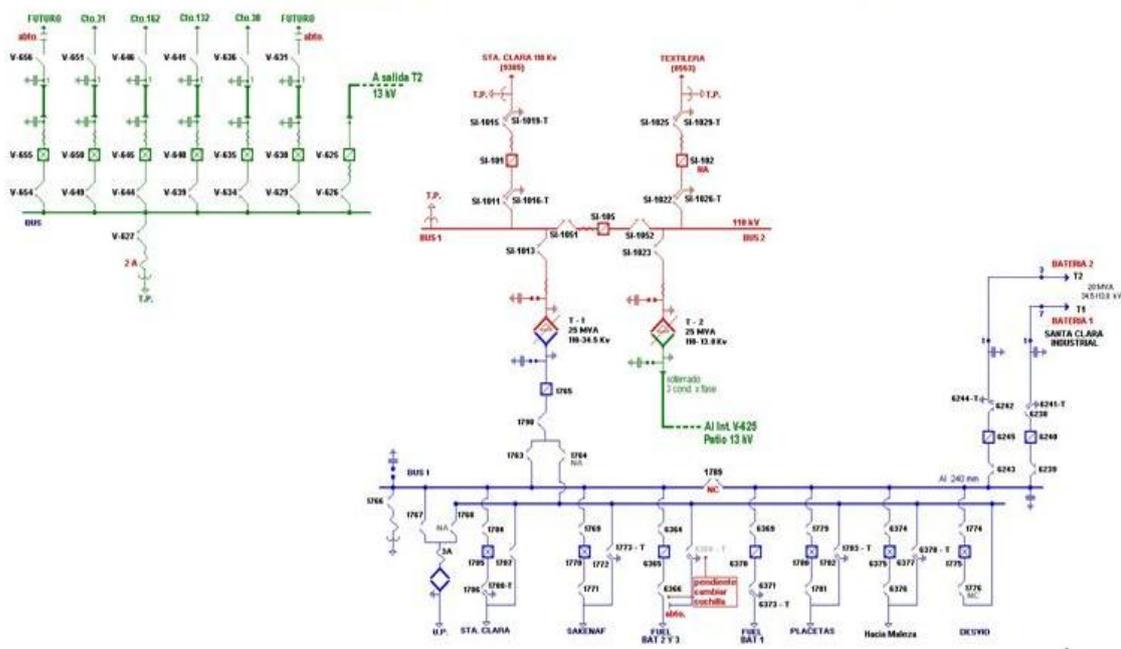


Figura 2.1. Subestación Santa Clara Industrial 110kV. (Fuente: OBE Provincial).

El otro transformador también de 25 MVA (transformador T2) alimenta a 13,8 kV fundamentalmente a zonas residenciales de la ciudad de Santa Clara. El esquema por baja tiene una barra en la cual están conectadas a través del totalizador 625 las salidas de seis circuitos de distribución primaria. Los mismos son parte de los circuitos de Santa Clara 19, 30, 31, 32, 132 y 162 (interruptores V-635, V-640, V-645, V-650), los dos restantes V-630 y V-655 constituyen planes futuros de expansión de la red (incluyen los circuitos 11, 36, 132 y 138) así como los anteriores tendrán modificaciones en su carga.

Esta subestación cuenta con tecnología avanzada en materia de técnica automatizada. Brinda servicios a una zona de variada actividad económica y social, con industrias azucareras e industrias alimenticias en la tensión de 34,5 kV.

2.2.1.1 Grupos Electrónicos de Santa Clara Industrial

Los Grupos Electrónicos de Santa Clara Industrial se encuentran emplazados en el patio de dicha subestación, figura 2.2.

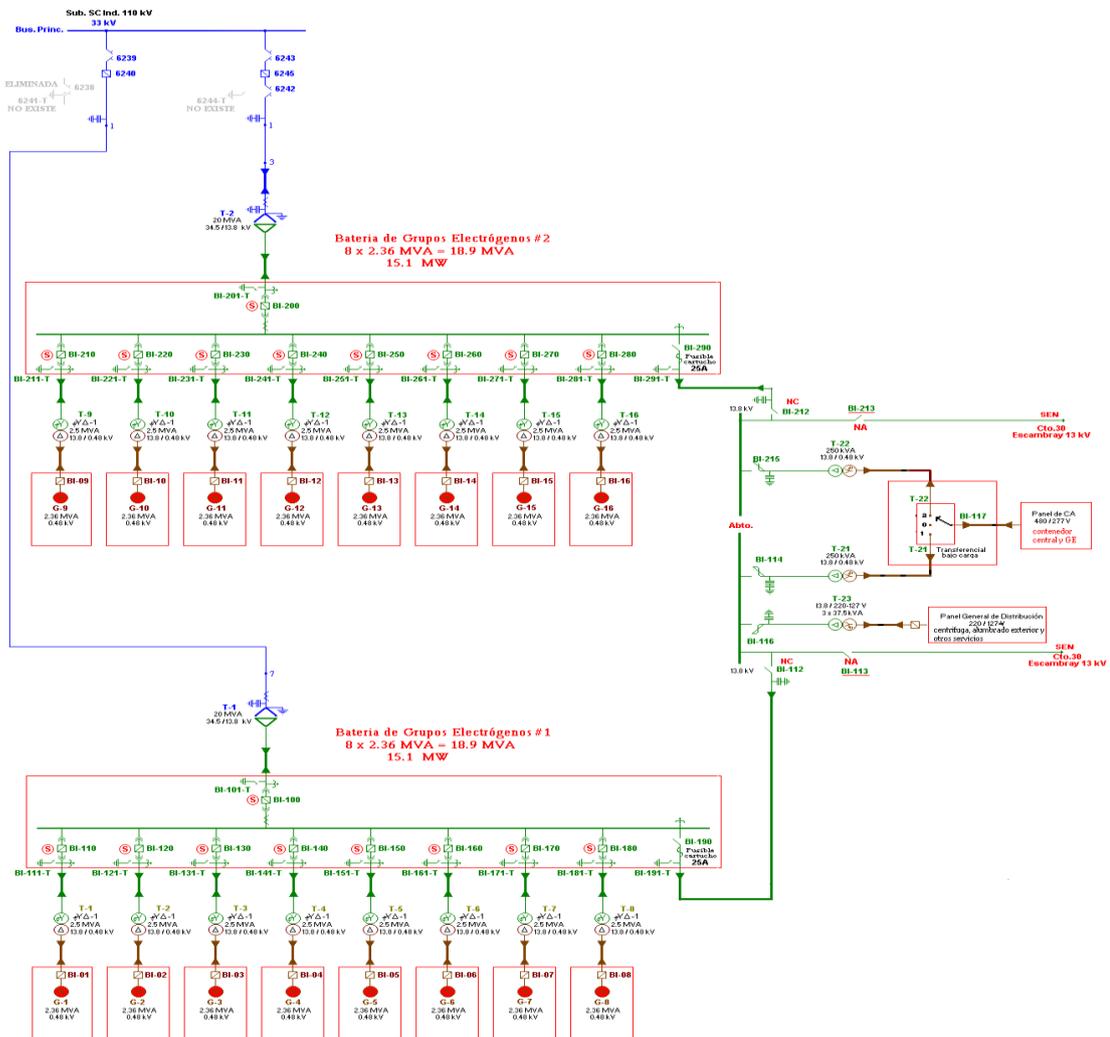


Figura 2.2. Baterías de los grupos electrógenos de Santa Clara Industrial. (Fuente: OBE Provincial).

Los alimentadores de entrada a la barra de 34,5 kV se encuentran conectados a través de los totalizadores 6245 y 6240 a dos transformadores de 20 MVA, 34.5/13.8 kV, que proceden de los grupos electrógenos formados por dos baterías de diesel. Cada máquina tiene una capacidad de 2.36 MVA a 480 V de marca MTU unidas a una barra de 13,8 kV por medio de un transformador de 2.5 MVA y 13.8/0.48 kV, para un total de 37, 76 (MVA).

2.2.1.2 Baterías fuel Santa Clara Industrial

Las Baterías Fuel Santa Clara Industrial, figura 2.3, están compuestas por tres baterías de fuel oil, de cuatro generadores cada una (12 máquinas en total). Estas son máquinas Hyundai de origen coreana (Hyundai, 2005) con una potencia nominal de 1.7 MW a una

tensión de 4.16 kV. Cada batería posee un transformador de 8.5 MVA que eleva la tensión a 34.5 kV (interruptores 6380 y 6384).

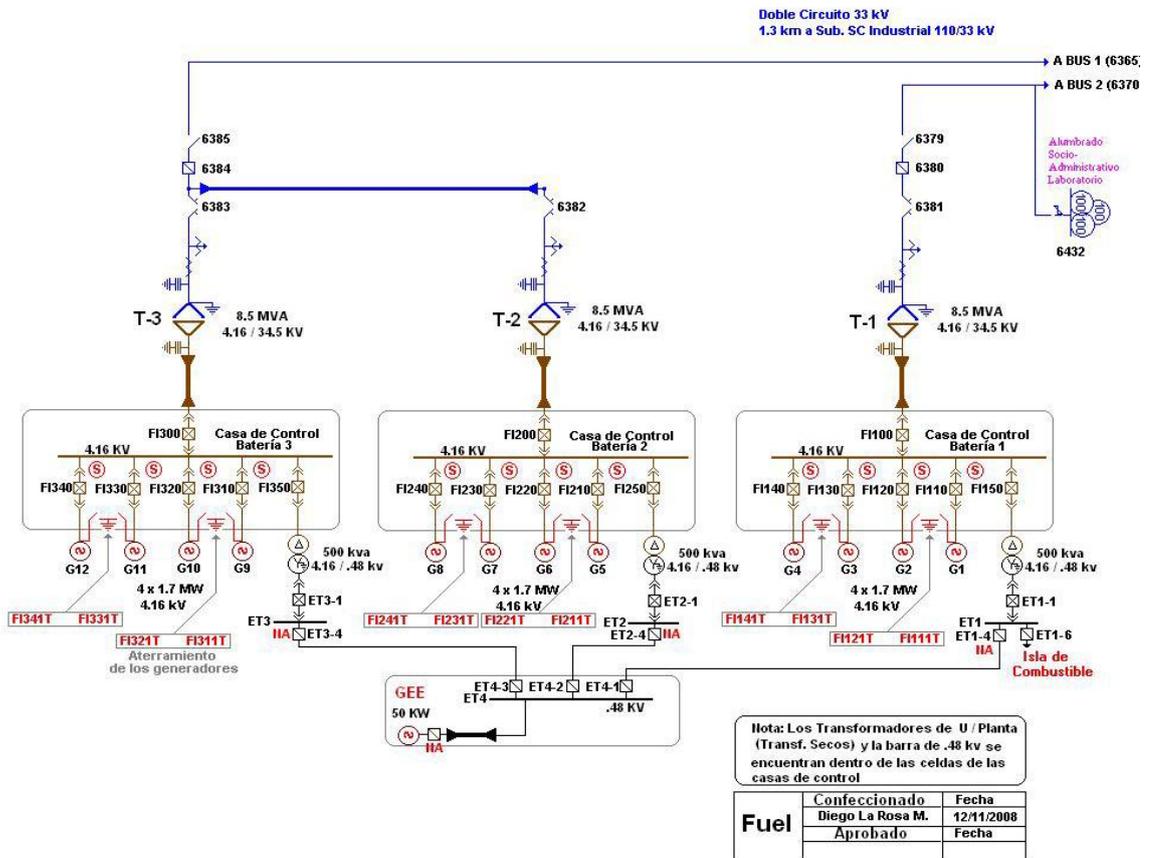


Figura 2.3. Baterías fuel Santa Clara Industrial. (Fuente: OBE Provincial).

2.3 Descripción de la problemática existente

La figura 2.4 muestra la conexión de la red eléctrica de la parte correspondiente al estudio de la provincia de Villa Clara para el nivel de tensión de 110 kV la cual es útil para entender la problemática existente en esta zona.

Se conoce que ante la ocurrencia de distintas fallas, las protecciones instaladas no han respondido de forma adecuada, por ejemplo ante cortocircuitos en una de los dos líneas SC110-Yabú, en la línea 8360-9190, los cuales debían ser limpiados por las protecciones ubicadas a la cabeza 8360 y 9190, se conoce que la segunda de estas ha fallado y como consecuencia han tenido que operar las protecciones primarias de la línea 8400-9110 y el relevador 9233 (interruptor del enlace de barra), pero dicha falla no queda aislada totalmente, producto de la contribución por parte de la generación distribuida.

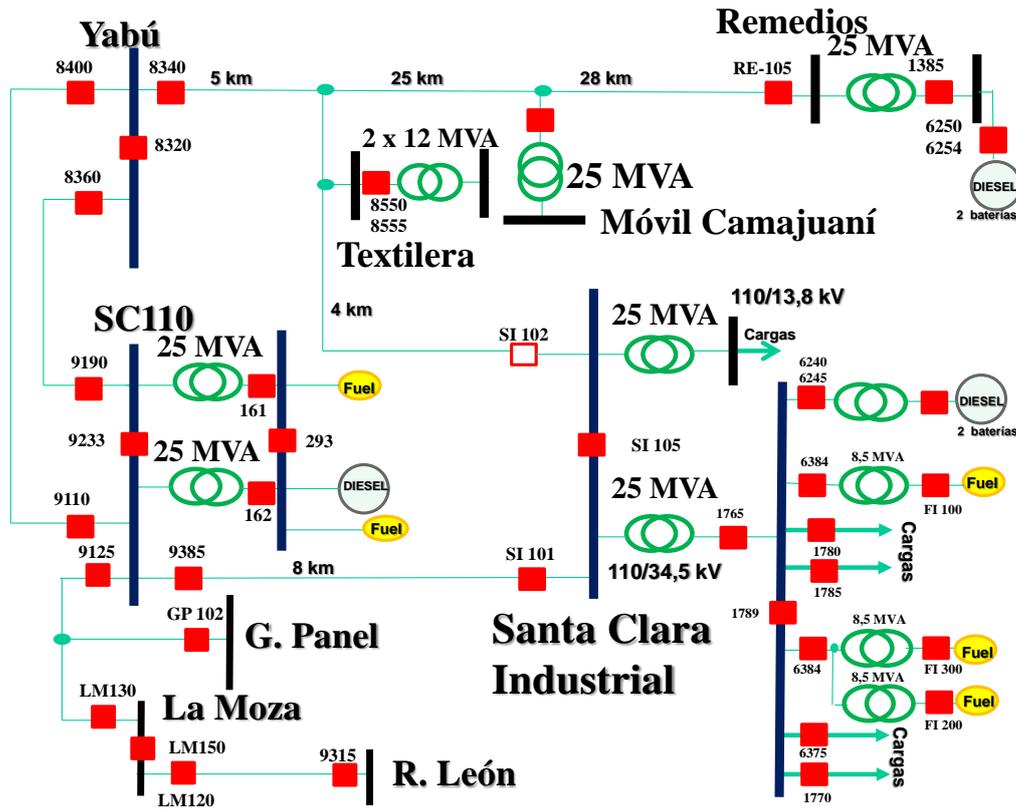


Figura 2.4. Esquema de conexión de la red para el nivel de tensión de 110 (kV).

Para entender a fondo la problemática de esta zona ante la citada avería, se necesita analizar además la subestación Santa Clara Industrial por el lado de baja de 34.5 kV, en la cual existen grupos de generación distribuida lo que permite que la corriente continúe fluyendo. Debe tenerse en cuenta que también existe contribución a través del interruptor 9125 proveniente de la planta Robustinano León (Hanabanilla) y la correspondiente a la generación distribuida de SC110.

Todo esto se pudiera evitar si el relevador SI 101 operara correctamente, pero a causa de que el mismo no tiene ajuste, no puede operar, por lo que tiene que actuar en su lugar el totalizador 1765, ubicado por baja de la subestación de 34,5 kV. Esto trae consigo que salga de servicio una porción mayor que la debida (casi toda la carga alimentada por 34.5 kV, solo se puede llevar la carga que permite la generación distribuida, con los consecuentes problemas de operación en isla) para aislar a la falla en cuestión, hecho que resulta inadmisibles desde la teoría de las protecciones eléctricas (Mason, 1967), (Altuve, 1991), (Westhingham, 2002), (ABB, 2002), (Areva (a), 2010), (Areva (b), 2002), (Blackburn, 2007), pues los ajustes de las mismas no se deben pasar hacia los otros niveles de tensiones de los transformadores.

Por otra parte, el interruptor SI 102 se encuentra normalmente abierto, en caso de salida por cualquier condición del relevador SI 101, existe una automática asociada, la cual lo cierra, quedando la subestación Santa Clara Industrial alimentada por una línea proveniente de la derivación que tiene la Textilera de la línea 8340-Remedios. El relevador asociado a este interruptor SI 102, tampoco tiene ajustes.

Se puede notar la longitud de la línea 8340-SI 102 (aproximadamente 9 km), línea muy corta frente a la de Camajuaní-Remedios (aproximadamente 58 km). En estas circunstancias de operación el relevador de distancia asociado a la protección 8340 para su primera zona protegería el 85% de la línea donde él se encuentra, esta es una línea larga y su impedancia es de 21.08Ω , y el 85% de la misma equivale a 17.918Ω , pero como la línea de la Textilera es corta, solo de 6.59Ω , si ocurre una falla en ella, el interruptor 8340 verá fallas en la baja de Santa Clara Industrial, operando de esta forma de manera incorrecta. Estos problemas del 8340, expuestos anteriormente, pueden comprometer el servicio eléctrico en parte de la provincia.

Por todo lo anteriormente expuesto, se evidencia que encontrar una solución a la problemática planteada, es una necesidad inaplazable para el correcto funcionamiento de la red eléctrica en general.

2.4 Regímenes de trabajo

Debido a los interruptores disponibles y a la conexión de la red se pueden obtener un total de cinco configuraciones de puesta en servicio de la misma, las mismas son:

- Interruptores SI 101, SI 102 y SI 105 cerrados.
- Interruptores SI 101 y SI 105 cerrados y el interruptor SI 102 abierto (estado de operación actual de la red).
- Interruptores SI 102 y SI 105 cerrados y el interruptor SI 101 abierto.
- Interruptor SI 101, SI 102 cerrados y el interruptor SI 105 abierto.
- Interruptor SI 105 cerrado y los interruptores SI 101 y SI 102 abiertos (Condición de isla).

Para desarrollar los estados de operación se confeccionaron dos estados de carga, máxima y mínima demanda, dichos estados se simularon en el software PSX y se obtuvieron los resultados mostrados en las tablas I.1 y I.2 del Anexo I.

Los valores mostrados anteriormente se comprobaron con datos brindados por el despacho de carga y se evidenció la similitud entre ambos. Las demandas de máxima y mínima corresponden a los horarios picos y de madrugada respectivamente pues en

dichos horarios es cuando ocurren los mayores y menores valores de las magnitudes de corrientes de fallas. En la tabla I.3 del Anexo I se muestran datos dados por la Empresa Eléctrica de Villa Clara (OBE, 2012).

2.5 Relevadores disponibles en la subestación

Para el caso particular de la red eléctrica que se está analizando, los relevadores SI 101 y SI 102 a los cuales corresponde darle valores de ajustes, son de la firma AREVA, tipo MICOM P143 y P441, los mismos resultan adecuados para todas las aplicaciones donde se requiere protección de sobrecorriente y distancia. Estos son compatibles a su vez con sistemas sólidamente aterrizados, aterrizados por impedancia, aterrizados por bobina Petersen y aislados.

Esta nueva generación de los relevadores digitales multifuncionales, constituye la variante ideal para hacer frente a toda la problemática asociada con la introducción de la generación distribuida. La política de nuestro país está encaminada a la colocación de los antes mencionados en todos los escenarios en los cuales resulte indispensable. Los mismos poseen la capacidad de incorporar diversas funciones de protección tales como: medición, control y monitoreo dentro del mismo relevador, utilizando las bondades del procesamiento digital de señales (DSP), para mejorar el desempeño de los sistemas de protección en velocidad y precisión (*Areva (a) y Areva (b), 2010*).

2.5.1 Potencialidades del Relevador P143

Los relevadores de los alimentadores P143 contienen una gran variedad de funciones de protección y supervisión. Para cubrir un amplio abanico de aplicaciones están disponibles tres modelos diferentes, los P141, P142 y P143. A continuación se resumen las principales características de protección de cada modelo.

- Protección de sobrecorriente trifásica (50/51P), (67P). Son proporcionados cuatro umbrales de medida de la sobrecorriente para cada fase y se puede seleccionar cada umbral ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás. Se pueden configurar los umbrales 1 y 2 como de tiempo inverso (IDMT) o de tiempo definido (DT); los umbrales 3 y 4 sólo pueden ser configurados de DT.
- Protección de falla a tierra (50/51N) (67N). Son proporcionados tres elementos de falla a tierra independientes: protección de falla a tierra derivada, medida y sensible. Cada elemento presenta cuatro umbrales que pueden ser seleccionados independientemente, ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás.

- Protección de sobrecorriente controlada por tensión (51V). Proporciona una protección de respaldo para fallas de fase-fase remotas aumentando la sensibilidad de los umbrales 1 y 2 de la protección de sobrecorriente.
- Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46). Ésta puede seleccionarse ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás y proporciona una protección remota de respaldo para ambas fallas: fase-tierra y fase-fase.
- Protección de mínima y máxima tensión (27/59). Dos umbrales, configurables para mediciones fase-fase o fase-neutro. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
- Protección de sobretensión de secuencia negativa (47). Elemento temporizado de tiempo definido para proporcionar una función de disparo o de enclavamiento en la detección de tensiones de alimentación desequilibradas.
- Protección de admitancia de neutro (YN). Funciona a partir del TI FTS o del TI FT para proporcionar elementos de admitancia, conductancia y susceptancia de umbral sencillo.
- Protección de sobretensión residual (desplazamiento de la tensión del neutro (59N)). Proporciona un método adicional para la detección de fallas a tierra y presenta dos umbrales; el umbral 1 puede seleccionarse ya sea como IDMT o como DT y el umbral 2 sólo como DT.
- Protección de sobrecarga térmica. Proporciona características térmicas adecuadas tanto para cables como para transformadores. Se proporcionan umbrales de alarma y de disparo.
- Protección de frecuencia (81U/O). Proporciona una protección con 4 umbrales de mínima frecuencia y 2 umbrales de sobrefrecuencia.
- Detección de conductor roto (46BC). Para detectar las fallas de circuito abierto.
- Autoreenganche (79). Reenganche automático integral trifásico de órdenes múltiples con iniciación externa y control de sincronismo.

A estas funciones de protección se unen las de supervisión como las de supervisión de las corrientes y tensiones, las funciones lógicas como la lógica de cierre en carga fría, la selectiva de corriente y todo el Esquema Lógico Programable el cual le proporciona una protección y una lógica de control definidas por el usuario adaptadas a funciones específicas del cliente.

2.5.2 Potencialidades del relevador P441

Los relevadores de distancia ofrecen un abarcador rango de funciones de protección, para aplicaciones de líneas aéreas y circuitos de cables subterráneos. Algunas de las características de protección se muestran a continuación:

- Protección de distancia de fase y falla a tierra (21G/21P). Cada una con hasta cinco zonas independientes de protección. Es un relevador que opera cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuye más allá de límites predeterminados.
- Protección máxima de potencia residual. Es un relevador que puede proveer elemento de protección para la falla alta de resistencia (32)
- Relevador no direccional de secuencia negativa. Es un relevador que opera cuando las corrientes polifásicas tienen su secuencia de fases invertida o cuando están desbalanceadas o contienen componentes de secuencia de fase negativa en exceso de un nivel predeterminado (46).
- Protección de sobrecorriente instantánea y con retardo de tiempo (50/51). Es un relevador que opera instantáneamente cuando se presenta un valor excesivo de corriente, o del régimen de aumento de la misma, indicando la presencia de una falla en el circuito o aparato que está protegido.
- Protección de sobrecorriente instantánea y con retardo de tiempo de neutro. Es un relevador con una característica de retardo, sea definido o inverso que opera cuando la corriente en un circuito de corriente alterna excede un valor predeterminado. (50N/51N)
- Protección de reenganche (TOR) Trip on reclose protection. Es un relevador que controla el reenganche automático y en su caso, el bloqueo en posición de fuera de interruptor de reenganche.

Además tiene funciones semejantes al P143 en cuanto a tensión, sobrecorriente instantánea y con retardo de tiempo de fase y tierra. Supervisiones de la tensión y la corriente del transformador. La función de conductor roto es de supervisión.

2.6 Protecciones a Ajustar en los Relevadores P143 y P441

Debido a la gran variedad en funciones de protección de que disponen dichos relevadores, se hace necesario determinar cuáles son las que resultan de mayor interés para el caso particular de la red en análisis, dada su complejidad, ya que muchas de ellas son solo aplicables a redes con características específicas. La tabla 2.1 muestra las funciones de protección a ajustar.

Tabla 2.1. Funciones de protección a ajustar de los relevadores P143 y P144.

Relevador P143	Relevador P441
Sobrecorriente de fase 50/51P	Protección de distancia de fase 21/21G
Sobrecorriente de tierra 50/51N (FT)	Sobrecorriente de fase 50/51P
Direccional de fase 67P	Sobrecorriente de tierra 50/51N (FT).
Direccional de tierra 67N (FTD)	Direccional de tierra 67N (FTD)
Sobrecorriente de secuencia negativa 46 (SFI)	Sobrecorriente de secuencia negativa direccional 67/46
Sobre/Baja tensión 59/27	Disparo sobre la protección de reenganche 50/27 (TOR)
Sobre/Baja frecuencia 81O/U	Protección de falla de interruptor
Falla del interruptor 50BF	Autorreenganche con chequeo del sincronismo 79/25
Autorreenganche 79 (4 ciclos de autorreenganche tripolar)	-
Conductor roto 46BC	-

2.7 Metodología de Cálculo para las protecciones a ajustar

Se utilizará la metodología descrita a continuación para calcular los distintos valores de ajustes para las protecciones de sobrecorriente de fase, de tierra y distancia de los relevadores SI 101 y SI 102.

2.7.1 Criterios para el Ajuste de las Protecciones de Sobrecorriente Tiempo Inverso

En esta protección la selectividad se logra por tiempo de operación.

$$I_{ap\ n} \geq k I_{c\ máx} \tag{2.1}$$

Donde $k = 1,5$, además debe cumplirse que $I_{ap\ n} \geq I_{ap\ n-1}$

El valor de $I_{c\ máx}$ se determina a partir de la condición de carga máxima y en el estado de la red en que pase la mayor corriente por la protección.

El chequeo de sensibilidad se hará para el cortocircuito bifásico mínimo en el extremo de la más larga de las líneas respaldadas y en condiciones en que pase la menor corriente posible por la protección.

$$k_s = I_{cc \text{ min}} / I_{ap \text{ n}} > 1.5 \quad (2.2)$$

En la protección de tiempo inverso el tiempo de operación es variable con la corriente de cortocircuito, y por tanto, con la ubicación de la falla. En consecuencia el parámetro de ajuste no es su tiempo de operación, sino la curva de tiempo – corriente de la familia. El proceso de coordinación entre las protecciones n y n-1 consiste en conocida la curva de n-1 y su valor de ajuste, además del valor de ajuste de la n.

- a) Para el cortocircuito trifásico máximo ubicado inmediatamente de n-1 se calculan las corrientes por n y n-1. Debe seleccionarse el estado de la red en que por la protección n pase la mayor corriente posible.
- b) Con la curva de n-1 se selecciona el tiempo de operación para esta corriente de cortocircuito.
- c) Se calcula el tiempo de n según la expresión $T_n = T_{n-1} + \Delta T$, donde ΔT incluye el tiempo del interruptor y del relevador más un factor de seguridad.
- d) Con la familia de curvas de n y la corriente de cortocircuito por n y el tiempo calculado en el inciso c, se selecciona la curva que pase por el punto o inmediatamente por encima es éste.

Elemento instantáneo.

Se añade al de tiempo inverso con el objetivo de reducir los tiempos de eliminación de los cortocircuitos en la línea. Su selectividad se logra por corriente.

$$I_{ap \text{ n}}^i \geq k^i I_{cc \text{ máx ext}} \quad (2.3)$$

$$k^i = 1.2 \div 1.3.$$

La $I_{cc \text{ máx ext}}$ se toma el cortocircuito trifásico en la barra adyacente en condiciones de generación máxima y en el estado en que pase la mayor corriente posible por la protección.

2.7.2 Criterios para el Ajuste de las Protecciones de Sobrecorriente Tiempo Constante

La variante más utilizada de esta protección es la que tiene dos o tres escalones con diferentes tiempos de operación, el primero de los cuales es instantáneo.

Primer escalón. El objetivo es brindar protección primaria al mayor por ciento de la línea protegida. El ajuste de tiempo es instantáneo, sin embargo se da un cierto retardo

de tiempo con el fin de evitar operación incorrecta por los cortocircuitos provocados por pararrayos o descargadores en casos de sobretensiones de origen atmosféricos.

$$I_{ap\ n}^I \geq k^I I_{cc\ ext\ máx} \quad (2.4)$$

Donde $k^I = 1.2 \div 1.3$ (para tener en cuenta los posibles errores de los TC y relevadores, así como la operación incorrecta de estos debido a la componente aperiódica de la corriente de cortocircuito).

$I_{cc\ ext\ máx}$: se toma el cortocircuito trifásico en la barra adyacente en condiciones de generación máxima y en el estado en que pase la mayor corriente posible por la protección.

Segundo escalón. El objetivo es cubrir el por ciento de línea que se dejó de cubrir en el primer escalón y dar respaldo a la barra adyacente.

$$I_{ap\ n}^{II} \geq k^{II} I_{ap\ n-1}^I \quad (2.5)$$

$$I_{ap\ n}^{II} \geq k^{II} I_{cc\ T\ máx} \quad (2.6)$$

$I_{cc\ T\ máx}$: es la corriente que pasa por la protección para una falla trifásica máxima en la barra del lado de baja tensión del transformador.

Se escoge la mayor de las dos y $k^{II} = 1.1 \div 1.15$ (para tener en cuenta los posibles errores de los TC y relevadores)

Chequeo de sensibilidad.

$$k_s^{II} = I_{cc\ mín} / I_{ap\ n}^{II} \geq 1.5 \quad (2.7)$$

(para tener en cuenta la posibilidad de falla a través de arco)

$I_{cc\ mín}$: se calcula siguiendo los mismos criterios que para el tiempo inverso.

Si es sensible el tiempo se ajusta como:

$$T_n^{II} = T_{n-1}^I + \Delta t \quad (2.8)$$

Donde Δt toma valores entre 0.3 y 0.4 s, lo que depende de la velocidad del interruptor n-1 y del relevador, además del tipo de relevador.

De no ser sensible se sube el tiempo a:

$$T_n^{II} = T_{n-1}^{II} + \Delta t \quad (2.9)$$

Se permite el solapamiento de los segundos escalones y el ajuste es a:

$$I_{ap\ n}^{II} \geq k^{II} I_{ap\ n-1}^{II} \quad (2.10)$$

Tercer escalón. El objetivo es brindar respaldo a la línea adyacente.

Selectividad por tiempo de manera que:

$$T_n^{III} = T_{n-1}^{III} + \Delta t \quad (2.11)$$

Para tener en cuenta posibles corrientes de cargas transitorias productos de la limpieza de una falla en la línea adyacente por el relevador primario y que la propia línea tenga reenganche exitoso las expresiones para calcular la corriente son:

$$I_{ap\ n}^{III} \geq k^{III} k'_a / k_r I_{c\ máx} \quad (2.12)$$

$$I_{ap\ n}^{III} \geq k^{III} k''_a I_{c\ máx} \quad (2.13)$$

$k^{III} = 1,2$ (factor de seguridad).

$I_{c\ máx}$: se calcula siguiendo los mismos criterios que para el tiempo inverso El efecto de las posibles corrientes transitorias se tiene en cuenta con los coeficientes k'_a y k''_a , los cuales oscilan entre 2 y 5, el segundo es mayor.

Chequeo de sensibilidad.

$$k_s^{III} = I_{cc\ mín} / I_{ap\ n}^{III} \geq 1.2 \quad (2.14)$$

$I_{cc\ mín}$: se calcula siguiendo los mismos criterios que para el tiempo inverso.

$$\text{Además se debe cumplir siempre que } I_{ap\ n}^{III} \geq I_{ap\ n-1}^{III}. \quad (2.15)$$

2.7.3 Metodología de cálculo para las Protecciones de Sobrecorriente de Tierra

Esta protección se caracteriza por responder a la componente de secuencia cero; para el cálculo de sus parámetros de ajuste se siguen los mismos criterios generales de la protección de fase teniendo en cuenta esta particularidad.

Para el elemento instantáneo de la protección de tiempo inverso y para el primer escalón de la de tiempo constante se aplican las expresiones 2.3 y 2.4 respectivamente pero se toma como corriente de cortocircuito externo máximo tres veces la de secuencia cero correspondiente a una falla monofásica o bifásica a tierra (la mayor de las dos). Para el segundo escalón de la protección de tiempo constante se sigue la misma metodología teniendo en cuenta que los cálculos se efectúan con las fallas monofásicas y bifásicas, siempre tomando la corriente de secuencia cero. Para el tercer escalón de la protección de tiempo constante y para el elemento de tiempo inverso la particularidad fundamental consiste en que no debe haber operación por efecto de la corriente de desbalance para lograr esto el ajuste se hace con la expresión siguiente:

$$I_{ap\ n} \geq kc * I_{nTC} \quad (2.16)$$

Donde: $kd = 0.1$; se asume que la protección de tierra es más rápida que la de fase

2.7.4 Metodología de Cálculo para las Protecciones de Distancia

La protección de distancia es aquella con selectividad relativa que tiene direccionalidad y que se logra con relevadores de distancia, los cuales son órganos de medición de dos

señales de entrada que responden al cociente de la tensión (V) y la corriente (I) a ellos aplicados.

Primera Zona

Es de operación instantánea, su objetivo es la protección primaria de la línea, su tiempo depende en lo fundamental del relevador, está en el orden de 0.02 a 0.05 s.

$$Z_{ap A}^I \leq k^I Z_{AB} \tag{2.17}$$

No se permite a la primera zona sobrealcanzar.

$k^I = 0.85 \div 0.9$ (tiene en cuenta posibles errores en la impedancia de arranque del relevador, en el valor de la impedancia de arranque de la línea, errores en los TC y TP y la posibilidad de resistencia de falla o arco).

Segunda Zona

Su objetivo principal es proteger de forma primaria el resto de la línea y la subestación adyacente (de no tener protección la barra). Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea propia o el 100% más el 50% de la línea adyacente más corta. Estos ajustes pueden modificarse con el análisis del efecto de fuente intermedia. No debe sobrealcanzar la Zona 1 de los relevadores de las líneas adyacentes ni operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores de la subestación remota ajustándola como máximo en la suma de la impedancia total de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de dichos transformadores. (Vásquez, 2006)

Debe tener retardo de tiempo para que coordine con las primeras zonas de la subestación adyacente o protecciones instantáneas.

$$T_A^{II} = T_B^I + \Delta T \tag{2.18}$$

ΔT está en el orden de 0.3 a 1.4 s (incluye el tiempo del interruptor de la otra subestación, más un factor de seguridad).

La impedancia de arranque teniendo en cuenta el efecto de fuente intermedia se ajusta para que cumpla las siguientes dos condiciones:

1. No se solape con la segunda zona adyacente.

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (k / kc_{BC}) Z_{ap B}^I) \tag{2.19}$$

Donde kc_{BC} tiene en cuenta el efecto de fuente de corriente intermedia, se escoge su valor máximo.

k^{II} tiene en cuenta los posibles errores que tienden a incrementar a $Z_{ap A}^{II}$ y toma valores entre 0.85 y 0.9.

k es casi siempre 0,9, considera la posible reducción de $Z_{ap A}^{II}$ por errores.

2. Que no opere para un cortocircuito en la barra de baja tensión del transformador que sale de la subestación adyacente.

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (1 / k_{CT}) Z_T) \quad (2.20)$$

Donde Z_T se escoge el valor de impedancia mínimo.

De los dos se toma el menor de los calculados para el chequeo de sensibilidad, la cual se chequea como:

$$k_S^{II} = Z_{ap A}^{II} / Z_{AB} \geq 1.25 \quad (2.21)$$

En líneas cortas, menores de 20Ω , se considera éste como 1.5.

De no ser sensible, se sube el tiempo y se deja que se solapen las dos segundas zonas, pero la limitante es que no se solape con la tercera zona adyacente, lo cual se expresa como:

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} \{Z_{AB} + (1 / k_{CBC}) [Z_{BC} + (1 / k_{CCD}) (k Z_{ap B}^{II} - Z_{BC})]\} \quad (2.22)$$

k_{CCD} es el coeficiente de fuente intermedia en B.

$$\text{El tiempo se ajusta a: } T_A^{II} = T_B^{II} + \Delta T \quad (2.23)$$

Tercera Zona

Su objetivo es respaldar a las protecciones primarias de la línea adyacente (o las líneas que salen de la subestación adyacente). En el caso de una red muy interconectada, como por ejemplo un anillo, se hace el cálculo del ajuste necesario para garantizar la cobertura de la línea adyacente más larga, con máximo efecto de fuente intermedia, es decir el coeficiente menor.

$$Z_{ap A}^{III} \leq k^{III} (Z_{AB} + (1 / k_{CBC \text{ mín}}) Z_{BC}) \quad (2.24)$$

$k^{III} = 1.2$ ó $1,25$ (para garantizar sensibilidad).

Se comprueba que no hay operación incorrecta por efecto de la carga máxima,

$$Z_{ap A}^{III} \leq 1 / (k * k_a * k_r) Z_{c \text{ mín}} \quad (2.25)$$

$$\text{Donde } Z_{c \text{ mín}} \text{ se calcula como: } V_{c \text{ mín}} / I_{c \text{ máx}} \quad (2.26)$$

$V_{c \text{ mín}}$ es del orden del 90 al 95% de la tensión nominal.

El valor de k_a se justifica porque en realidad es la $Z_{c \text{ mín}}$ que transitoriamente toma la impedancia medida por efecto del autoarranque de los motores eléctricos de los consumidores después de la eliminación del cortocircuito externo. El coeficiente k_a es mayor que la unidad y tiene en cuenta precisamente esa reducción transitoria de la impedancia medida. El valor de k_r se justifica porque en realidad la que tiene que ser menor es la impedancia de reposición, pero se conoce la relación arranque reposición

por este coeficiente. El coeficiente k toma un valor mayor que la unidad, casi siempre 1.1 como factor de seguridad para posibles errores.

Recordar que la impedancia de carga se calcula a partir del límite térmico de la línea o de la máxima transferencia de potencia ($I_{c \text{ máx}}$).

Debido al efecto de las fuentes de corrientes intermedias, en líneas con terminales múltiples no puede desarrollarse la capacidad completa de la protección de distancia, por lo tanto las mismas no son fáciles de proteger. (Mason, 1967), (Blackburn, 2007) (Horowitz & Phadke 2008) En la práctica se ajusta la zona de alta velocidad de los relevadores de un terminal dado. Para alcanzar del 80% a 90% de la distancia al terminal más cercano, despreciando el efecto de una fuente de corriente intermedia. De este modo, en la figura 2.5, el alcance máximo de la zona de alta velocidad de los relevadores en M sería 80% a 90% de $Z_A + Z_B$, o de $Z_A + Z_C$, la que sea menor. Despreciando el efecto de un arco, si este alcance máximo de la zona de alta velocidad es menor que Z_A será evidente que la corriente intermedia no puede afectar el alcance de esta zona; si el alcance máximo es mayor que Z_A , la corriente intermedia originará que éste se aproxime a Z_A como límite mínimo. Si el alcance de la segunda zona se hace para incluir el doble de la impedancia de la rama común, siempre será seguro el disparo, aunque éste pueda ser en secuencia.

Las zonas 2 y 3 deben llegar hasta el final de Z_B y Z_C respectivamente, para cualquier configuración de la derivación. La segunda zona obligatoriamente hay que tenerle en cuenta el efecto de fuente intermedia, de manera que si la misma está fuera de servicio la impedancia medida sea menor sin tener grandes dificultades pues siempre cae dentro de la zona de protección. En el caso de la tercera zona se debe tener en cuenta la fuente de corriente intermedia pero se debe chequear que cuando esta falta no se produzca una operación incorrecta de la protección.

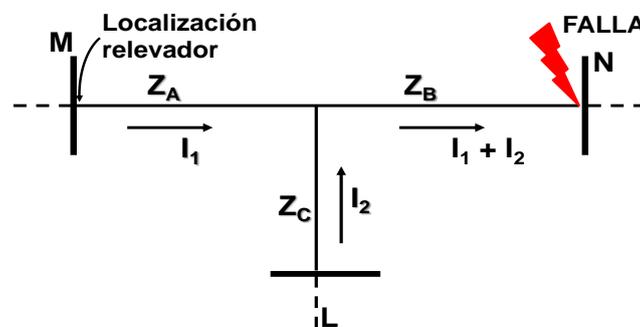


Figura 2.5. Ejemplo del efecto de fuentes de corriente intermedias.

El tiempo de la zona 2 debe ajustarse de manera tal que no cause operación incorrecta cuando uno de los terminales esté fuera de servicio y produzca que la zona del distancia sobrealcance. (*Blackburn, 2007*)

En algunas configuraciones de circuitos los requerimientos de esta primera zona son difíciles de cumplir o limitados. Por ejemplo si la derivación está muy cerca de la barra M, la primera zona de este relevador es muy pequeña comparado con el resto de la impedancia de la línea que es grande, de manera que el cubrimiento de la línea con alta velocidad es casi despreciable. Además si la derivación es un transformador cuya impedancia es alta la primera zona de M y N deben ajustarse al 90 % de la línea con el objetivo de brindar una protección de una velocidad alta adecuada.

La protección de líneas multiterminales es más compleja por lo que este tipo de líneas en su mayoría son protegidas por hilo piloto.

2.8 Ajuste de las Restantes Funciones de los Relevadores

En el epígrafe 2.6 se definieron todas las protecciones que se iban a ajustar, a continuación se exponen características de algunas de ellas.

2.8.1 Sobretensión

Cuando se tiene niveles de tensión elevados en el sistema se puede afectar a los equipos por superar la tensión máxima de servicio para la cual están diseñados. Las sobretensiones permanentes que se aplican a los equipos son causa de una disminución de su vida útil, de manera que es necesario limitar el tiempo de duración de las sobretensiones, considerando que cuanto mayor sea la sobretensión, su duración permisible es menor. (*COES, 2008*)

La primera etapa de disparo por sobretensión debe ajustarse entre 1,15 a 1,20 p.u, la temporización de esta etapa debe estar entre 1 a 30 s. La segunda etapa de disparo por sobretensión debe ajustarse entre 1,20 a 1,30 p.u, la temporización de esta etapa debe estar entre 0,1 a 10 s.

2.8.2 Baja Tensión

Diversas razones pueden provocar condiciones de mínima tensión en una red eléctrica, como son el aumento de la carga de la red y las fallas en la red eléctrica provocan una reducción de tensión de las fases afectadas por la falla. (*Areva (a), 2010*)

El ajuste del umbral de tensión, para la protección de mínima tensión, debe ajustarse a un valor por debajo de las variaciones normales de la tensión, que pueden esperarse en

la red. Este umbral depende de la red en cuestión, pero las variaciones típicas de tensión de una red en ausencia de fallas se encuentran en el rango del -10% del valor nominal. Estas mismas observaciones se aplican al ajuste de tiempo de este elemento, es decir, la temporización necesaria depende del tiempo durante el cual la red puede soportar la caída de tensión. Un ajuste típico puede ser del orden de 0.5 s si hay cargas motoras conectadas.

2.8.3 Sobre Frecuencia y Baja Frecuencia

La frecuencia de funcionamiento de la red eléctrica depende de la capacidad de generación y de las condiciones de carga prevalecientes. Cuando la capacidad de generación se reduce súbitamente, o cuando la carga se incrementa drásticamente, se puede usar el bote de las cargas no indispensables basado en la mínima frecuencia, para que la frecuencia de la red recupere sus valores nominales. Igualmente, cuando las condiciones de la red eléctrica regresan a la condición normal, se puede utilizar la restauración de carga basada en la sobrefrecuencia. Cuando varias cargas están siendo reconectadas, es usual hacerlo por etapas, siguiendo una filosofía de temporización para reducir el impacto de intensidad.

El relevador en cuestión incluye 4 umbrales de protección de mínima frecuencia y 2 umbrales de protección de sobrefrecuencia, para facilitar el bote de carga y la restauración posterior. Los umbrales de mínima frecuencia pueden bloquearse, opcionalmente, por una condición de polo muerto (Interruptor abierto).

2.8.4 Ajuste $\partial f/\partial t$

La razón de cambio de la frecuencia (df/dt) es un segundo criterio en un esquema de rechazo de carga o una acción remedial para supervisar o acelerar la misma durante disturbios severos. (*Spark, et al., 2010*)

2.8.5 Conductor Roto

Un circuito abierto es otro tipo de falla que puede existir en una red eléctrica. Estas pueden ser debidas a la rotura de conductor, a un mal funcionamiento de los polos del interruptor, o a la apertura de un fusible. No causa un incremento en la corriente de fase en el sistema por lo que no le resulta posible al relevador de sobrecorriente estándar detectar este tipo de falla.

Es posible utilizar un elemento de detección de corriente negativa para detectar las fallas anteriores. Sin embargo, estos incidentes producen un desbalance, del que puede resultar un importante nivel de corriente de secuencia inversa. (*Areva (a), 2010*)

El relevador incluye un elemento que mide la relación entre la corriente de secuencia negativa y la de secuencia positiva (I_2/I_1). Este elemento es más sensible en la medida en que esta relación es prácticamente constante en presencia de variaciones de la corriente de carga.

2.8.6 Ajuste de Secuencia Negativa

En los esquemas tradicionales de protección de sobrecorriente de fase, los umbrales de sobrecorriente deben estar ajustados por encima de las corrientes de carga máxima, lo que limita la sensibilidad de la protección. Muchos esquemas de protección utilizan también elementos de falla a tierra activados por la corriente residual, lo que mejora la sensibilidad para las fallas a tierra. Sin embargo, pueden producirse fallas que no son detectadas en tales esquemas de protección.

Toda condición de desbalance produce una corriente de secuencia negativa. Las fuentes principales de desbalance son las fallas asimétricas, líneas no transpuestas, y cargas desbalanceadas. Como en el caso de los sobrecorrientes de secuencia cero, los desbalances del sistema afectan significativamente la sensibilidad de los ajustes de un elemento de sobrecorriente de secuencia negativa. En consecuencia, un elemento de secuencia negativa puede actuar frente a fallas fase-fase, y a fallas fase-tierra.

Se debe tener seguridad de que se dispondrá de suficiente corriente y tensión de secuencia negativa para garantizar el funcionamiento seguro de dicha unidad para todas las condiciones en las que debe funcionar. En algunos sistemas que están puestos a tierra a través de impedancia las cantidades de secuencia negativa pueden ser muy pequeñas. (*Mason, 1967*)

Una unidad direccional de secuencia negativa puede ser cualquier direccional sencillo alimentada con corriente y tensión de circuitos filtros de secuencia negativa.

Entre las ventajas de las unidades direccionales de secuencia negativa es que no están afectadas por la inducción mutua entre circuitos paralelos cuando ocurren fallas a tierra; son insensibles al acoplamiento mutuo de secuencia cero en líneas paralelas; no los afecta el tamaño de la carga pues tiene poco impacto en la magnitud de corriente de secuencia negativa; mejores que los elementos de secuencia cero cuando la fuente es fuerte, pues la tensión de secuencia negativa es mayor que la de secuencia cero. Además proveen muy buen cubrimiento a fallas resistivas; proveen un mayor cubrimiento para fallas resistivas en el extremo opuesto de la línea, que los elementos de corriente de secuencia cero.

Como desventajas se tiene que los afectan los cambios en el tamaño de la fuente; los desbalances de carga; y se ven afectados por los conductores de fase abiertos. (Vásquez, 2006)

2.8.7 Protección de falla de interruptor

La protección de falla de interruptor puede utilizarse para disparar los interruptores de respaldo situadas "aguas arriba" de la falla, a fin de aislar una falla correctamente. La protección de fallo interruptor puede igualmente reiniciar los contactos de salida asegurando que las órdenes de bloqueo a las protecciones "aguas arriba" sean eliminadas.

Se recomienda que la función falla interruptor opere por corriente y por la habilitación de una señal de disparo externa. La protección de falla de interruptor es un sistema de control para prevenir la falla en la apertura de un circuito de alta tensión cuando se ha dado una orden de apertura por cualquier relevador de protección. (COES, 2008)

En (COES, 2008) se recomienda aplicar dos filosofías de protección falla interruptor ambas basadas en la medición de la corriente que circula por el interruptor.

En líneas de transmisión el nivel de corriente de arranque de la protección falla interruptor debe ajustarse encima de la corriente máxima de carga y menor que la corriente mínima de falla en el extremo remoto.

$$I_{\text{máx carga}} < I_{50BF} < I_{\text{mín falla}} \quad (2.27)$$

En transformadores, reactores el ajuste del relevador 50BF debe ser el valor más pequeño posible para lo cual se puede utilizar un valor entre el 10% a 20% de la corriente nominal del circuito.

Al producirse una falla de interruptor se debe proceder de la siguiente manera:

1. En primera instancia (función 50BF1) se debe efectuar una orden de apertura a ambas bobinas de apertura del interruptor. El tiempo debe ser definido considerando un margen sobre la protección principal y no debe interferir con los reenganches automáticos.
2. En segunda instancia (función 50BF2) se debe proceder con la apertura de los interruptores vecinos de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar al interruptor fallado.

La protección de falla de interruptor debe ser coordinada para una actuación con anticipación a las protecciones de respaldo.

Para determinar la coordinación con la protección de falla de interruptor se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura II.1 Anexo II.

2.8.8 Reenganche Trifásico

Un análisis de las fallas, en cualquier red de líneas aéreas, muestra que el 80 - 90 % de ellas son de naturaleza transitoria. Las fallas transitorias pueden eliminarse instantáneamente por el disparo de uno o varios interruptores y no reaparecerá al reconectar la línea.

En la mayoría de las fallas si la línea es disparada instantáneamente y el arco tiene tiempo suficiente para desionizarse, el reenganche del interruptor permite reponer con éxito la tensión. Se utilizan esquemas de reenganche automáticos para volver a cerrar, automáticamente, tras una temporización determinada, un interruptor abierto por el funcionamiento de equipos de protección cuando las fallas que prevalecen son transitorias y semi-permanentes.

En las redes de distribución de Alta Tensión y Media Tensión (AT/MT), el automatismo de reenganche se utiliza principalmente en salidas radiales donde los problemas de estabilidad de la red no suelen presentarse. Las principales ventajas de la utilización de la función de reenganche pueden resumirse como sigue:

- Minimización de las interrupciones de suministro para el consumidor.
- Reducción de los costes de explotación: reducción del tiempo invertido en reparar los daños causados por las fallas, y posibilidad de explotar la red sin operadores en la subestación.

Con protecciones instantáneas con reenganche se reducen los tiempos de eliminación de fallas, se minimizan los daños causados por las fallas y se reducen los riesgos de fallas permanentes.

La introducción de la función de reenganche automático ofrece un beneficio importante en los circuitos que utilizan coordinación basada en las temporizaciones de los relevadores, en la medida que permite la utilización de la protección instantánea para obtener un primer disparo muy rápido. Gracias al disparo rápido, la duración del arco de la falla en la línea aérea se minimiza, reduciendo así los riesgos de deterioro de la línea y evitando que la falta transitoria se transforme en permanente. La utilización de la protección instantánea permite evitar que los fusibles se fundan en circuitos derivados y reduce las operaciones de mantenimiento en los interruptores, eliminando el calentamiento asociado al corte del arco al liberar las fallas transitorias.

Conviene advertir que mientras la protección instantánea se utiliza con el reenganchador automático, el esquema normalmente se configura para bloquear la

protección instantánea, tras el primer disparo. Si la falla persiste después del reenganche, la protección temporizada permite un disparo selectivo con los otros dispositivos de protección, aislando únicamente la zona fallada.

El P143 iniciará un reenganche para la eliminación de fallas por las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra así como la falla sensible a tierra (FTS).

No existe ninguna regla para establecer el número de reenganches para una aplicación concreta. Generalmente, pueden utilizarse hasta tres reenganches en las redes de MT. No obstante en algunos países no es raro encontrar configuraciones de cuatro reenganches para aplicaciones concretas. Esta última configuración tiene la ventaja de que el tiempo muerto final se puede ajustar lo suficientemente largo para permitir el paso de la tormenta antes de intentar el último reenganche. Este arreglo evita, generalmente, un bloqueo inútil para las fallas transitorias sucesivas.

Existen varios factores que deben tenerse en cuenta para determinar el número de reenganches entre los que se encuentran tener en cuenta la capacidad del interruptor de efectuar varias operaciones de disparo – cierre en un tiempo reducido y el efecto que tienen estas operaciones en el período de mantenimiento.

En la selección del tiempo muerto juega un papel importante la red. Los factores influyen en la selección del tiempo muerto son los siguientes: exigencias de estabilidad y de sincronización, comodidad de funcionamiento, la carga, el tipo del interruptor, la duración de la desionización de la falla y el tiempo de reinicialización de la protección.

Exigencias de estabilidad y de sincronización. Si el nivel de transferencia de la potencia, en un alimentador en particular, es tal que, las redes en ambos extremos del alimentador podrían perder rápidamente la sincronización si se abre el alimentador, es usual que se requiera de un reenganche del alimentador, lo más rápido posible, para evitar la pérdida de sincronización. A esto se le llama reenganche de alta velocidad (RAV). En este caso, el ajuste de tiempo muerto debe fijarse al tiempo mínimo necesario para permitir la desionización completa del arco y el restablecimiento del nivel total del umbral de tensión, satisfaciendo las limitaciones de “tiempo muerto mínimo” impuestos por el interruptor y la protección.

En una red de transmisión estrechamente interconectada, en la cual las vías alternativas de transferencia de potencia generalmente mantienen la sincronización global de la red aun cuando se abre un alimentador particular, o en un sistema radial de alimentación, en el cual no hay implicaciones de estabilidad, se prefiere a menudo dejar el alimentador abierto durante algunos segundos tras la liberación de la falla. Esto permite estabilizar

la red y reducir el impacto sobre la red por el reenganche. A esto se le llama reenganche lento o temporizado (ART). Este ajuste de tiempo muerto para el ART es generalmente seleccionado por su comodidad de funcionamiento.

Comodidad de funcionamiento. Cuando no es necesario un RAV, no es crítico el tiempo muerto seleccionado para el primer reenganche (ciclo) tras un disparo de falla. Debe ser lo suficientemente largo para permitir que decaiga cualquier transitorio resultante de la falla y del disparo, pero no demasiado largos para incomodar a los clientes afectados por la pérdida del alimentador. El ajuste seleccionado depende, a menudo, de la experiencia de servicio del alimentador en particular.

Los ajustes típicos para el tiempo muerto del primer ciclo son de 5 a 10 s en redes de distribución de 11 kV. En situaciones donde dos circuitos paralelos de una subestación se encuentran en las mismas torres, generalmente, los tiempos muertos de los dos circuitos son escalonados, es decir, uno se ajusta en 5 s y el otro en 10 s de tal manera que los dos interruptores no se reenganchen al mismo tiempo tras una falla que afecte ambos circuitos.

Para ciclos de reenganche de órdenes múltiples, el segundo ciclo y su tiempo muerto son generalmente más largos que el primer ciclo para proporcionar el tiempo necesario para eliminar las fallas “semi-permanentes” y el tiempo suficiente para el ciclo de trabajo nominal del interruptor y de carga del resorte. Los ajustes típicos de tiempo muerto del segundo y del tercer ciclo son de 30 y 60 s, respectivamente.

Exigencias de carga. Algunos tipos de carga eléctrica pueden presentar exigencias específicas para los tiempos muertos mínimo y/o máximo para evitar los daños y asegurar perturbaciones mínimas. Por ejemplo, los motores sincrónicos sólo son capaces de tolerar pérdidas de alimentación durante tiempos extremadamente cortos sin que haya pérdida de sincronismo. En la práctica, es preferible desconectar el motor en caso de falla. El tiempo muerto debe ser tal que permita la actuación del dispositivo de falla de tensión del motor. Por otro lado, los motores de inducción pueden resistir cortes de suministro de hasta 0.5 s típicamente y volver a acelerar sin problemas.

En razón de la gran diversidad de cargas que puede haber en una red eléctrica, puede ser difícil obtener un tiempo muerto óptimo basado únicamente sobre la carga, así que para los alimentadores de carga mixta, normalmente, el tiempo muerto se selecciona por su comodidad de funcionamiento.

Interruptor. Para un reenganche rápido, el tiempo muerto mínimo de la red eléctrica depende del tiempo mínimo de operación del interruptor durante sus fases de apertura y cierre.

El mecanismo necesita tiempo para reinicializarse después de un disparo, antes de aplicar un pulso de cierre; de lo contrario, el interruptor puede no cerrarse bien. Este tiempo depende del tipo de interruptor, pero típicamente es de 0.1 s.

Cuando se ha reinicializado el mecanismo, se puede aplicar una señal de cierre de interruptor. El intervalo de tiempo entre la energización del circuito de cierre y el cierre efectivo de los contactos se llama tiempo de cierre. En razón de la constante de tiempo de la bobina de cierre y la inercia del transmisor es necesario un poco más de 0.3 s para que tal mecanismo vuelva a cerrarse. Un interruptor de muelles puede cerrarse en menos de 0.1 s.

En la mayoría de las aplicaciones de MT, es necesario el reenganche de alta velocidad, y es el mecanismo mismo del interruptor el que dictará la duración del tiempo muerto mínimo. Tomando en consideración solo al interruptor, este tiempo mínimo corresponde al tiempo de reinicialización del mecanismo de disparo, más el tiempo de cierre del interruptor. Un mecanismo de bobina no está adaptado a los reenganches de alta velocidad, puesto que su cierre es generalmente demasiado lento.

Después de un reenganche, en la mayoría de los interruptores, es necesario volver a cargar la fuente de energía del mecanismo de cierre (resorte, presión de gas, etc.) antes de que ocurra otro reenganche. Por lo tanto, el tiempo muerto del segundo ciclo y de los siguientes, en una secuencia de órdenes múltiples, debe ser mayor que el tiempo de carga del muelle o de la presión de gas.

Duración de desionización de la falla. Para un reenganche rápido el tiempo de desionización de la falla puede ser el factor más importante en lo que respecta al tiempo muerto. Este es el tiempo necesario para la dispersión del aire ionizado alrededor de la posición de la falla, con el fin de restablecer el nivel de aislamiento del aire. Este tiempo depende de muchos factores, que incluyen la tensión y la frecuencia de la red, la longitud de la línea, la naturaleza de la falla (F-T, F-F, etc.), el nivel de la falla, el tiempo de despeje de la falla y las condiciones climáticas. No puede predecirse con precisión. Sin embargo, se puede obtener una aproximación, usando la expresión (2.28), basada sobre una vasta experiencia en redes de transmisión y de distribución en el mundo entero.

$$\text{Tiempo de desionización} = (10.5 + ((\text{tensión red en kV}) / 34.5)) / \text{frecuencia} \quad (2.28)$$

Reinicialización de la protección. Es esencial que cualquier elemento de protección se reinicialice plenamente durante el tiempo muerto, con el fin de mantener correctamente la selectividad de tiempo después del reenganche sobre una falla. Para un reenganche de alta velocidad, es necesaria una reinicialización instantánea de la protección. Sin embargo, para redes de distribución, donde la protección comprende, sobre todo, relevadores de sobrecorriente de fase y de tierra, el tiempo de reinicialización de la protección puede no ser instantáneo (por ejemplo, relevadores de disco de inducción). Si el interruptor reengancha sobre una falla antes de que la protección se haya reinicializado totalmente, se puede perder la coordinación entre los relevadores. Para evitar esto, el tiempo muerto debe ajustarse por encima del tiempo de reinicialización más lento, ya sea del relevador local o de cualquiera protección aguas abajo.

Ajustes de tiempo muerto típicos para redes 110/33kV son los siguientes:

1er tiempo muerto = 5 - 10 s

2° tiempo muerto = 30 s

3° tiempo muerto = 60 -180 s

4° tiempo muerto (poco común en UK, utilizado sin embargo, en África del Sur)
minutos = 1 -30

Ajuste del tiempo de recuperación. Un cierto número de factores influyen en la elección del ajuste del tiempo de recuperación, tales como:

- Continuidad de suministro - largos tiempos de recuperación pueden generar bloqueos innecesarios de fallas transitorias.
- Incidencia de fallas/experiencia anterior - para evitar un bloqueo innecesario, en caso de fallas transitorias originadas por rayos, puede ser necesario utilizar tiempos de recuperación cortos.
- Tiempo de carga de resortes - para un reenganche de alta velocidad, el tiempo de recuperación puede ajustarse por encima del tiempo de carga de resorte, para asegurar la presencia de energía suficiente en el interruptor y, de esta forma, asegurar un ciclo disparo-cierre-disparo. Para un reenganche temporizado esto es inútil, en la medida en que el tiempo muerto puede ser prolongado en una ventana de tiempo de control del interruptor si la energía no es suficiente en el mismo. Si la energía no es suficiente después de esta ventana de tiempo, entonces el relevador se bloquea.

- Mantenimiento del interruptor - un funcionamiento excesivo, resultante de tiempos de recuperación demasiado cortos, puede traducirse en períodos de mantenimiento más cortos. Es necesario un tiempo mínimo >5 s para dejar tiempo suficiente de recuperación al interruptor después de un disparo y cierre antes de poder efectuar otro ciclo apertura-cierre-apertura. Este tiempo depende del valor típico del interruptor.

El tiempo de recuperación debe ser suficientemente largo para permitir disparar a cualquier protección temporizada de las que inician el reenganche. A falta de esto el reenganchador se reinicializa prematuramente y la protección instantánea se reactiva. En este caso, una falla permanente se asemeja efectivamente a una sucesión de fallas transitorias, lo que provoca ciclos de reenganche automático continuos a menos que se hayan tomado medidas suplementarias para evitar esta situación. Es posible obtener tiempos de recuperación cortos bloqueando los tiempos de recuperación a partir de los arranques de las protecciones. Si deben utilizarse tiempos de recuperación cortos, el valor nominal del interruptor puede dar tiempos de recuperación mínimos. La ventaja de un tiempo de recuperación corto es la reducción de la frecuencia de bloqueo del interruptor, y por consiguiente se reduce la periodicidad del mantenimiento.

La protección de falla de tierra sensible se aplica a la detección de las fallas a tierra resistivas y dispone, generalmente, de una temporización larga, entre 10 y 15 s.

Estas temporizaciones largas pueden tomarse en cuenta, si el reenganche automático proviene de una protección de falla sensible a tierra FTS, cuando se decida sobre el tiempo de recuperación, si éste tiempo no está bloqueado por una señal de arranque de la protección FTS. Las fallas a tierra de alta resistencia, generadas, por ejemplo, por el contacto de una línea aérea rota con el suelo seco o con un cercado de madera, raramente son fallas transitorias y pueden constituir un peligro para la gente. Por tanto, es práctica corriente bloquear el reenganchador por la activación de la protección de tierra sensible.

En el Reino Unido, en redes de 110/33 kV, un tiempo de recuperación típico es de 5 a 10 s, que evita bloqueos inútiles durante las tormentas. No obstante, en otros países se utilizan tiempos de 60 a 180 s. (*Midwest Reliability Organization, 2009*)

2.9 Conclusiones del Capítulo

Es importante destacar que esta subestación es primordial para la red de la provincia en general, pues la misma es responsable de un grueso importante de la carga, de ahí la

necesidad de garantizar que se mantenga en operación continua, con vistas a evitar interrupciones en el servicio prestado a los consumidores.

La subestación dispone de dispositivos de protección perteneciente a la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales con grandes potenciales que una vez bien seleccionados sus ajustes ayudarán a que la misma tenga una operación adecuada.

CAPÍTULO 3

RESULTADOS

3.1 Introducción

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos para los distintos ajustes hechos a los relevadores SI 101 y SI 102 para los estados de operación siguientes:

1. Interruptores SI 101 y SI 105 cerrados y el interruptor SI 102 abierto (estado de operación actual de la red).
2. Interruptores SI 102 y SI 105 cerrados y el interruptor SI 101 abierto.
3. Interruptores SI 101, SI 102 y SI 105 cerrados.
4. Interruptores SI 101 y SI 102 cerrados y SI 105 abierto.

Los interruptores en cuestión (SI 101 y SI 102) poseen relevadores P143 y P441 de los cuales se detallaron sus características en el capítulo 2.

3.2 Ajustes del Relevador de Sobrecorriente de Fase (50/51P)

El relevador P143 el cual proporciona cuatro umbrales de medida de sobrecorriente para cada fase y se puede seleccionar cada umbral ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás.

Se pueden configurar los umbrales 1 y 2 como de tiempo inverso (IDMT) o de tiempo definido (DT); los umbrales 3 y 4 sólo pueden ser configurados en DT, en el caso que se está analizando se ajustan los dos primeros umbrales como tiempos inversos con distintas direccionalidades y los restantes como tiempo constante primer y segundo escalón respectivamente.

Para los ajustes y chequeo de sensibilidad del relevador de sobrecorriente de fase se calculan las fallas trifásicas y bifásicas en las barras según corresponda siguiendo la metodología planteada en el capítulo 2. Se tuvieron en cuenta los regímenes de máxima y mínima de la provincia con el objetivo de garantizar las condiciones de cortocircuito máximo y mínimo.

3.2.1 Ajuste del relevador SI 101 para el Estado de Operación Actual de la Red. (Interruptores SI 101 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 102 abierto)

En el caso del primer umbral, el cual se toma como tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo de la direccionalidad será -45° , manteniéndose este valor para todos los umbrales de fase que tengan direccionalidad y en todos los estados de

operación de la red eléctrica, se calcula la corriente de carga máxima ($I_{c \text{ Máx}}$) considerando el máximo flujo de potencia (25 MVA) que puede circular sin tener en cuenta la direccionalidad. Después se chequea la sensibilidad planteando cortocircuitos en la barras Yabú y La Moza con la doble línea cerrada, para tener en cuenta siempre el estado en que circule la menor corriente posible por el relevador y de ellos se escoge el menor, cuyos resultados se muestran en la cuarta columna de la tabla 3.1. Por último se obtiene la característica de tiempo utilizando la siguiente expresión:

$$t_{\text{aj}} = TD \left(\frac{\beta}{M^{\alpha} - 1} + L \right) \tag{3.1}$$

Donde t es el tiempo de activación, α , β y L son constantes que dependen del tipo de característica, TD el ajuste del dial de tiempo y M el múltiplo de la corriente de arranque. Los valores de las constantes se muestran en la tabla III.1 Anexo III

Se trabajó con las características: muy inversa (Muy I) y moderadamente inversa (MI) de la IEEE.

Tabla 3.1. Resultados del primer umbral para el relevador SI 101.

	$I_{c \text{ Max}}$ (A)	I_{ap} (A)	$I_{CC \text{ Min}}$ (A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	131	196	I_{cc} (Yabú) DLA = 67 I_{cc} (Yabú) DLC=195 I_{cc} (La Moza) DLA =60 I_{cc} (La Moza) DLC=72	0.34 0.31	0.55	0.514

DLA: doble línea abierta, DLC: doble línea cerrada

Con ningún cortocircuito planteado se logró la sensibilidad del relevador, pero a pesar de eso no se desecha el ajuste porque la protección de distancia dará redundancia. Además el relevador P143 tiene entre sus funciones la de sobrecorriente con control de tensión (51V) que puede también ayudar a resolver esta problemática.

Para el segundo umbral el análisis es semejante, también se define como un tiempo inverso pero con direccionalidad contraria, es decir, hacia la generación distribuida, brindando respaldo para los transformadores y las barras. La $I_{c \text{ Máx}}$ se calculó considerando 50 MVA como máximo flujo de potencia, valor total de la capacidad de ambos transformadores. Para el chequeo de sensibilidad se planteó un cortocircuito en la barra Sub-IndustrialB33 (baja por 34,5 kV), y en la baja de 13,8 kV, se tomó el menor que resultó ser el segundo pues aunque son transformadores de igual capacidad tienen pequeñas diferencias en sus impedancias.

En este umbral el SI 101 debe coordinar con el 1765 (totalizador de 34.5 kV) el cual tiene dos ajustes: $I_{ap} = 150 \text{ A}$, $TD = 0.3$ e $I_{ap} = 220 \text{ A}$, $TD = 0.5$, se escogió el último porque es el más lento. Para coordinar se siguió la siguiente secuencia de pasos:

$$T_{ap}^{II} (SI 101) = T_{(1765)} + \Delta T$$

Para obtener el $T_{(1765)}$:

1. Plotear la curva del mismo para una palanca de tiempo ($TD = 0.5$) y su $I_{ap} 1765 = 220 \text{ A}$ (datos dados por la OBE).
2. Simular una falla en la barra Sub-IndustrialB33, ver la corriente por la línea propia del 1765 y ver el tiempo que el 1765 demora en limpiar dicha falla.
3. Obtener el tiempo de operación del relevador SI 101 como:

$$T_{(SI101)} = T_{ap} (1765) + \Delta T$$

4. Calcular la palanca de tiempo TD de los relevadores y plotear sus curvas si se desea para comprobar la coordinación, lo cual fue realizado con el software Matlab y se muestra en la Figura 3.1.

Los resultados del ajuste del segundo umbral se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Resultados del segundo umbral para el relevador SI 101.

	I_c Max (A)	I_{ap} (A)	I_{CC} M_{ín} (A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	262	393	$I_{cc} (SUB-IND / B13) = 731$	2	0.27	0.34

También debe coordinar con el totalizador V625 que es el que se encuentra en la barra de 13.8 kV, el cual es un tiempo definido. El $T_{ap} (V625) = 1.5 \text{ (s)}$ (dato dado por la OBE). Hay que chequear el tiempo de operación del relevador SI 101 para fallas en dicha barra, donde tiene que cumplirse que: $T^{U2} (SI101) \geq T_{ap} (V625)$.

Cuando se está coordinando con el totalizador V625 para el SI 101 se obtuvo un tiempo de $t=1.02\text{s}$ con la curva moderadamente inversa y un tiempo $t=1.22\text{s}$ con la curva muy inversa, ambos tiempos son menores que 1.5s, que es el que tiene el V625, por tanto no coordinan. Para este problema hay dos opciones, la primera es escoger el TD en función de 1.5s (para esta solución $TD=0.593$ para una curva moderadamente inversa y $TD=0.33$ curva muy inversa, (esta coordinación se muestra gráficamente en la figura 3.2), o cambiar la característica de tiempo del V625 poniéndole un tiempo inverso que sería lo más correcto, cuestión que depende de la Empresa Eléctrica.

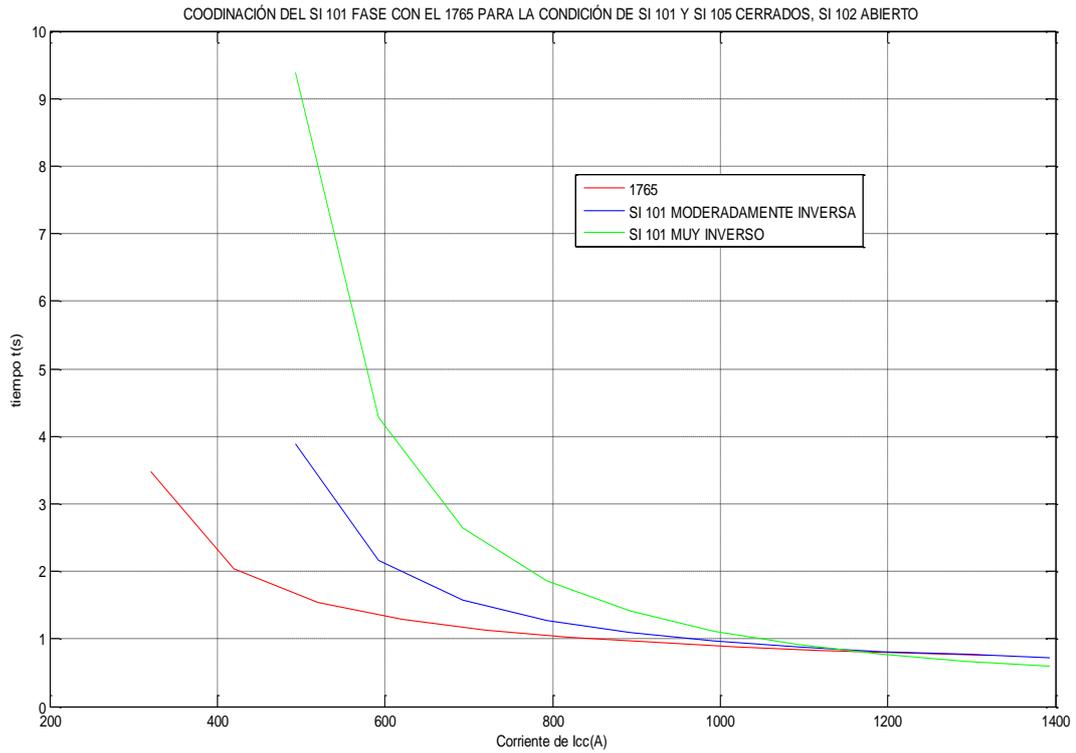


Figura 3.1. Coordinación del relevador SI 101 con el 1765.

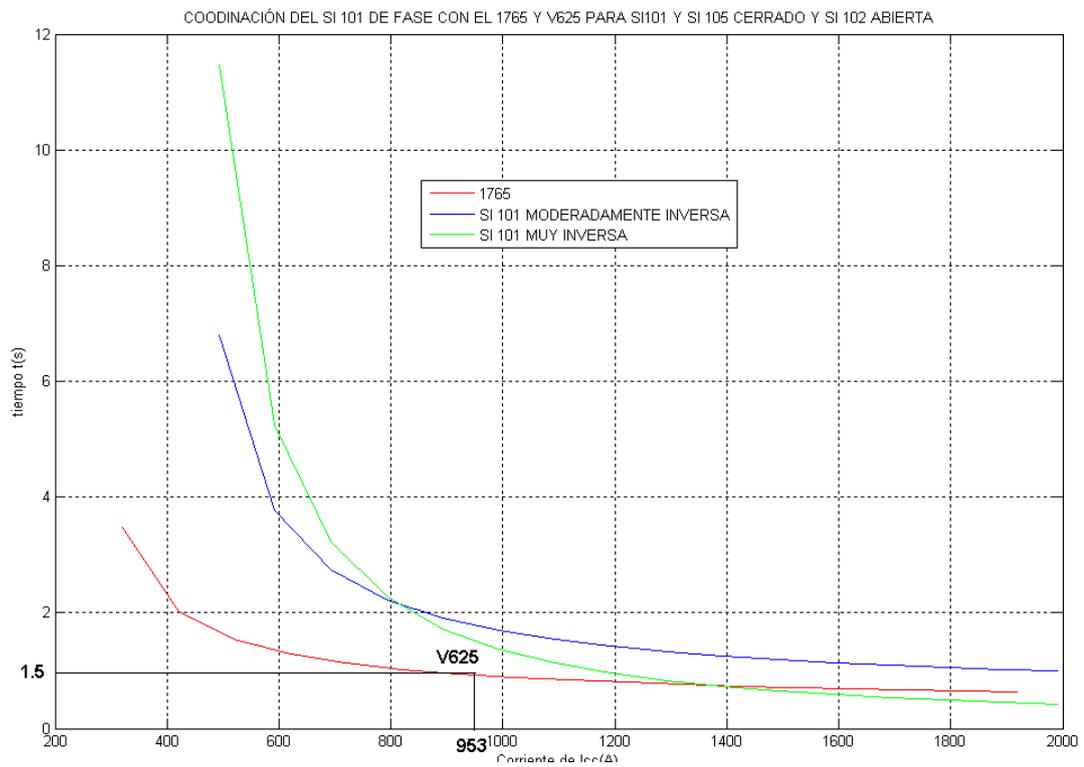


Figura 3.2. Coordinación del SI 101 con el 1765 y V625.

El tercer umbral se define como primer escalón tiempo constante con un valor de $k=1.25$. Se planteó un cortocircuito en la barra SC110 y se obtuvo la corriente de arranque del SI 101, siempre en régimen de generación máxima y observando cual es la

corriente que circula por el relevador. Se le definió un tiempo de operación de 50ms pues son protecciones muy rápidas con $25 \text{ ms} < T < 120 \text{ ms}$. La tabla 3.3 muestra los resultados de este umbral.

Tabla 3.3. Resultados del tercer umbral para el relevador SI 101.

	I_{CC} (A)	I_{ap} (A)	T (s)
SI 101	$I_{cc(110 \text{ Santa Clara})} = 280$	350	0.05

El cuarto umbral se define como segundo escalón tiempo constante con $k=1.1$, en este caso en particular se tienen dos líneas que influyen directamente en el ajuste del relevador. Las líneas en paralelo poseen relevadores iguales (8400 y 8360, 9110 y 9190) por tanto el ajuste se hizo para uno de cada dúo solamente. Por otro lado está la línea del 9125.

Analizando el SI 101 se planteó un cortocircuito trifásico en Yabú con las dos líneas conectadas y con una línea abierta (8400 – 9110), de estas dos posibilidades se escogió la mayor para ajustar el relevador 9190 que resultó ser con la línea abierta (tabla 3.4). También se simuló un cortocircuito en La Moza para obtener el ajuste del 9125. De las tres condiciones se escogió la que arrojó la mayor corriente para el cuarto umbral del relevador SI 101, que fue la de La Moza (tabla 3.4, $I_{ap}^I(9125)$).

Tabla 3.4. Resultados del cuarto umbral para el relevador SI 101.

SI 101	2do escalón TC	2do escalón TC variante 2	3er escalón TC
I_{c Máx} (A)			131
I_{CC} (A)	$I_{cc(110 \text{ Yabú})DLA} = 1032$ $I_{cc(110 \text{ Yabú})DLC} = 986$ $I_{cc(Moza)} = 2854$	$I_{cc(Móvil - Cam)} = 3016$ $I_{cc(9315)} = 2265$	
I_{ap_{n-1}} (A)	$I_{ap}^I(9110) = 1290$ $I_{ap}^I(9125) = 3565.7$	$I_{ap}^I(8340) = 3770$ $I_{ap}^{II}(9110) = 4147$ $I_{ap}^I(LM120) = 2831.25$ $I_{ap}^{II}(9125) = 3114.1$	
I_{ap} (A)	3924.25	4561.7	393
I_{cc mín} (A)	$I_{cc(110 \text{ Santa Clara})} = 163$	$I_{cc(110 \text{ Santa Clara})} = 163$	$I_{cc(110 \text{ Santa Clara})} = 163$
ks	0.042	0.036	0.42
T (s)	0.35s	0.35 s	0.35

Para el chequeo de sensibilidad se planteó una falla en la barra SC110, en esta ocasión no se logró la sensibilidad ($k_s=0.042$) y entonces se utilizó la expresión 2.10 planteada en el capítulo 2, permitiendo así que se monte sobre los segundos escalones adyacentes. En este caso el valor de la corriente de arranque se seleccionó de modo que el segundo escalón no se monte sobre el tercero adyacente, esto implica tener que calcular la corriente de arranque del segundo escalón de las protecciones 9190 y 9125, por lo que se plantearon cortocircuitos en las barras Móvil-CAM y 9315 respectivamente, efectuándose el ajuste para el mayor, (9190, tabla 3.4). En esta condición tampoco se logró la sensibilidad ($k_s=0,036$) por lo que se procedió a ajustar el cuarto umbral como si fuera un tercer escalón de tiempo constante, o lo que es lo mismo se hizo el ajuste por corriente de carga, tomando como contantes: $k'_a = 2$, $k''_a = 2.5$ y $k_r = 0.9$. Tampoco se logra sensibilidad en el mismo.

No obstante a no obtener sensibilidad para este umbral se plantea dejarlo pues habrá un por ciento de la línea que está protegida por el mismo y como se tienen otras funciones que logran la redundancia no resulta esto un problema. De la tabla se puede notar la poca corriente que circular por el relevador para la falla en SC110, lo cual resulta lógico por la cercanía de la fuente de Yabú 110 que está muy cerca y contribuye en sentido contrario.

3.2.2 Ajuste del Relevador SI 102 para el Estado 2 de Operación de La Red Eléctrica (Interruptores SI 102 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 101 abierto)

En este estado de operación de la red se definieron los umbrales iguales a los mostrados en el epígrafe 3.2.1. En el caso del primer umbral la corriente de arranque fue la misma que para el relevador SI 101. Después se chequeó la sensibilidad planteando un cortocircuito en la barra 110 Santa Clara con ambas líneas cerradas y en la barra RE 105 (Remedios) con la línea 8360-9190 abierta, para tener en cuenta siempre el estado en que circule la menor corriente posible por el relevador y de ellos se escogió el menor que resultó ser el primero (tabla 3.5). Por último se ajustó la característica de tiempo utilizando la expresión 3.1, igual a como se hizo para el relevador SI 101. Los resultados se muestran en la tabla 3.5. Se puede notar que el relevador no es sensible, tampoco lo es para la barra SC110.

Tabla 3.5. Resultados del primer umbral para el relevador SI 102.

	$I_{c \text{ Max}} \text{ (A)}$	$I_{ap} \text{ (A)}$	$I_{CC \text{ M}in} \text{ (A)}$	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 102	131	196	$I_{cc \text{ (110 Santa Clara)DLC}} = 90$ $I_{cc \text{ (110 Santa Clara)DLA}} = 76$ $I_{cc \text{ (RE 105)DLC}} = 71$ $I_{cc \text{ (RE 105)DLA}} = 71$	0.36	0.55	0.514

Para el segundo umbral el análisis es el mismo que el planteado para el SI 101, por tanto la corriente de arranque del SI 102 fue igual a la del SI 101. Para el chequeo de sensibilidad se planteó un cortocircuito en la barra Sub-IndustrialB33 y por baja de 13 kv, y también el SI 102 debe coordinar con los totalizadores 1765 y V625. Para coordinar con el 1765 se sigue la secuencia de pasos expuesta anteriormente. Los resultados del segundo umbral se muestran en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Resultados del segundo umbral para el relevador SI 102.

	$I_{c \text{ Max}} \text{ (A)}$	$I_{ap} \text{ (A)}$	$I_{CC \text{ M}in} \text{ (A)}$	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 102	262	393	$I_{cc \text{ (SUB-IND / B13)}} = 663$	1,7	0.2122	0.299

En este caso el SI 102 tampoco coordina con el V625, porque se obtuvo un tiempo de $t=1.03s$ con la curva moderadamente inversa y un tiempo $t=1.24s$ con la curva muy inversa. Las soluciones aquí ya se explicaron anteriormente, la primera es escoger el TD en función de 1.5s (para esta solución $TD = 0.44$ para una curva moderadamente inversa y $TD = 0.23$ curva muy inversa) o cambiar los ajustes del V625 poniéndole un tiempo inverso, como ya se expuso. La figura IV.1 del Anexo IV muestra el resultado de esta coordinación en el Matlab.

El tercer umbral se calcula como primer escalón tiempo constante, como ya se ha dicho. Se planteó un cortocircuito en las barras 110 Yabú y Móvil – Camajuaní, siempre en régimen de generación máxima y observando cual es la corriente mayor que circula por el relevador. En la tabla 3.7 se muestran los resultados de este tercer umbral.

Tabla 3.7. Resultados del tercer umbral para el relevador SI 102.

	$I_{CC} \text{ (A)}$	$I_{ap} \text{ (A)}$	T (s)
SI 102	$I_{cc \text{ (110 Yabú)}} = 265$ $I_{cc \text{ (Móvil - Cam)}} = 86$	331.25	0.05 s

El cuarto umbral para el SI 102 se calculó siguiendo los mismos principios que los expuestos para el SI 101. Se planteó un cortocircuito en la barra 110 Santa Clara, con la doble línea cerrada y después con la línea 8360 – 9190 abierta. Además se chequeó el

valor de corriente de cortocircuito para una falla en la barra Camajuaní - Baja - Móvil y se observó la corriente que pasa por la línea propia del SI 102. De estas variantes se tomó el mayor valor que resultó ser el caso de la línea abierta como se muestra en la tabla 3.8.

El chequeo de la sensibilidad se hizo considerando un cortocircuito en la barra 110 Yabú o en la barra Móvil - Camajuaní siempre en las condiciones en que pasa menos corriente por la protección, de ellas se escoge la menor (Móvil Cam, tabla 3.8). No lográndose la sensibilidad se pasa a ajustar este umbral utilizando la expresión 2.10 planteada en el capítulo 2. Esto obliga a calcular la corriente de arranque de la protección 9385 para su primer escalón, simulando un cortocircuito en la barra INT – SI 101. Como mismo sucedió en el caso del SI 101 aquí tampoco se logra la sensibilidad y se pasó a ajustar este umbral como un tercer escalón tiempo constante.

Tabla 3.8. Resultados del tercer umbral para el relevador SI 102.

SI 102	2do escalón TC	2do escalón TC variante 2	3er escalón TC
I_c Máx (A)			131
I_{CC} (A)	I _{cc} (110 Santa Clara)DLA=8141 I _{cc} (110 Santa Clara)DLC=4698 I _{cc} (Camaj-Baja-Móvil)=113	I _{cc} (INT - SI101)=5650	
I_{apn-1}(A)	I _{ap} ^I ₍₈₄₀₀₎ = 10176.25	I _{ap} ^I ₍₉₃₈₅₎ = 7062.5 I _{ap} ^{II} ₍₈₄₀₀₎ = 7768.75	
I_{ap} (A)	11193.87	8545.63	393
I_{cc} mín (A)	I _{cc} (110 Yabú)=111 I _{cc} (Móvil Cam)=57	I _{cc} mín (110 Yabú)= 57	
ks	0.0051	0.0067	
T (s)	0.35s	0.35 s	0.35

3.2.3 Ajuste de los Relevadores SI 101 y SI 102 para el Estado 3 de Operación de la Red Eléctrica (Relevadores SI 101, SI 102 y SI 105 cerrados)

En este estado de operación de la red se siguen los mismos criterios que los expuestos en los epígrafes anteriores (3.2.1 y 3.2.2). Para esta ocasión se ajustaron ambos relevadores ya que ambos interruptores están cerrados, esta condición no se ha presentado nunca en la práctica, pero se proponen los ajustes de estos para cuando

ocurra, especialmente porque los relevadores instalados tienen posibilidades de cuatro grupos de ajustes.

En el caso del primer umbral para ambos relevadores se simularon los cortocircuitos en las barras definidas en los epígrafes anteriores. De igual forma se hace para el chequeo de sensibilidad y se le seleccionó la característica de tiempo de operación por la expresión 3.1. Los resultados de ambos relevadores se muestran en la tabla 3.9. Se puede notar que el SI 101 no tiene sensibilidad, mientras que el SI 102 si la logra.

Tabla 3.9. Resultados del primer umbral para los relevadores SI 101 y SI 102.

	$I_{c \text{ Max}}$ (A)	I_{ap} (A)	$I_{CC \text{ M}in}$ (A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	131	196	I_{cc} (Yabú)DLC = 39 I_{cc} (Yabú)DLA=50 I_{cc} (La Moza)DLC=75 I_{cc} (La Moza)DLA=145	0.19	0.55	0.514
SI 102	131	196	I_{cc} (110 Santa Clara)DLC = 413 I_{cc} (110 Santa Clara)DLA = 699 I_{cc} (RE 105)DLC =415 I_{cc} (RE 105)DLA = 397	2.02	0.55	0.514

Para el segundo umbral cuyos resultados se muestran en la tabla 3.10, el análisis fue igual al hecho con anterioridad, pues también se definió como un tiempo inverso pero con direccionalidad contraria. Para el chequeo de sensibilidad de ambos relevadores se plantearon los cortocircuitos en la barras Sub-IndustrialB33 y Baja 13 kV como ya se dijo. En este umbral y para este estado de operación de la red los relevadores también deben coordinar con el 1765 (figura 3.3) y con V625, para esto se sigue la secuencia de pasos ya explicada.

Tabla 3.10. Resultados del segundo umbral para los relevadores SI 101 y SI 102.

	$I_{c \text{ Max}}$ (A)	I_{ap} (A)	$I_{CC \text{ M}in}$ (A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	262	393	I_{cc} (SUB-IND / B13) = 505	1.28	0.13	0.23
SI 102	262	393	I_{cc} (SUB-IND / B13) = 249	0.63	-	Curva tiempo definido 3s

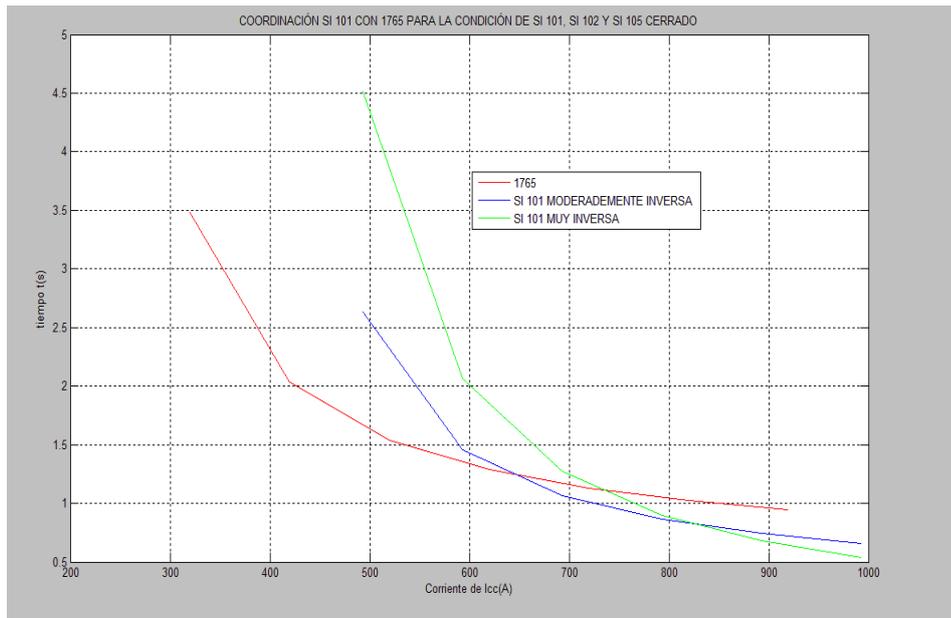


Figura 3.3. Coordinación del relevador SI 101 con el 1765.

Cuando se está coordinando con el totalizador V625 para el SI 101 se obtiene un tiempo de $t=1.11s$ con la curva moderadamente inversa y un tiempo $t=1.35s$ con la curva muy inversa, ambos tiempos son menores que $1.5s$, que es el que tiene el V625 por tanto no coordinan el SI 101 con el V625, para este problema hay dos opciones, la primera es escoger el TD en función de $1.5s$ (para esta solución $TD=0.312$ para una curva moderadamente inversa y $TD=0.144$ curva muy inversa) (figura 3.4) o cambiar los ajustes del V625 poniéndole un tiempo inverso que sería lo más correcto.

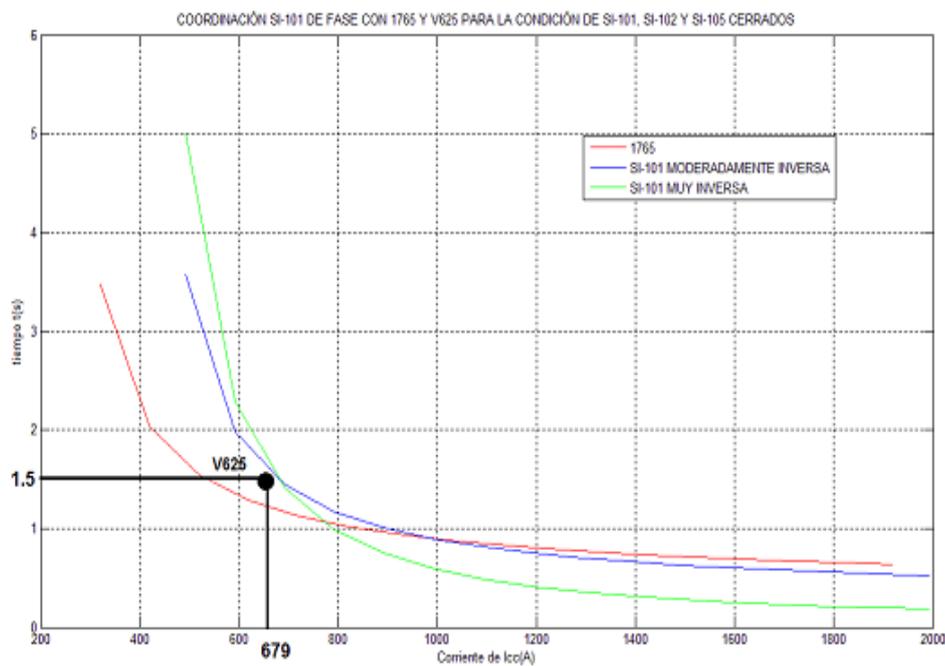


Figura 3.4. Coordinación del SI 101 con 1765 y V625.

El relevador del SI 102 es un caso especial para este estado pues no es posible ajustarle curvas tiempo inverso, la corriente de cortocircuito por el relevador es menor que el ajuste de arranque por lo que fue necesario usar en esta condición un tiempo definido, lo cual no es un gran problema ya que al tratar de coordinar con el V625 siempre resultó necesario cambiar las curvas. Se obtiene el tiempo de operación del 1765 para la falla en cuestión (353 A) que resultó ser para la curva moderadamente inversa 2,78s y le adiciona el intervalo de tiempo selectivo al 1765 (0.3s), por lo que el tiempo quedará 3s, de manera que se logra perfectamente la coordinación con el V625 que tiene un tiempo de operación de 1.5s.

El tercer y cuarto umbrales se definieron de igual forma que la expuesta precedentemente, es decir que los cortocircuitos se plantearon en las mismas barras. Como es lógico se obtuvieron valores distintos pues se está trabajando con otro estado de operación de la red. Las tablas 3.11, 3.12 y 3.13 muestran los resultados de estos umbrales.

Tabla 3.11. Resultados del tercer umbral para los relevadores SI 101 y SI 102

	I_{CC} (A)	I_{ap}(A)	T(s)
SI 101	I _{cc} (110 Santa Clara) = 742	927.5	0.05 s
SI 102	I _{cc} (110 Yabú) = 141 I _{cc} (Móvil - Cam) = 608	760	0.05 s

Tabla 3.12. Resultados del cuarto umbral para el relevador SI 101

SI 101	2do escalón TC	2do escalón TC variante 2	3er escalón TC
I_c Máx (A)			131
I_{CC} (A)	I _{cc} (110 Yabú)DLA= 4418 I _{cc} (110 Yabú)DLC=7401 I _{cc} (Moza)=2859	I _{cc} (Móvil - Cam)=2546 I _{cc} (9315) = 2269	
I_{ap}n-1 (A)	I _{ap} ^I (9110)=9251.25 I _{ap} ^I (9125)=3573.75	I _{ap} ^I (8340)=3182.5 I _{ap} ^{II} (9110) = 3500 I _{ap} ^I (LM120)=2836.25 I _{ap} ^{II} (9125)=3119.9	
I_{ap} (A)	10176	3850	393

I_{cc} mín (A)	$I_{cc (110 \text{ Santa Clara})}=372$	$I_{cc (110 \text{ Santa Clara})}=372$	
ks	0.036	0.1	0.95
T (s)	0.35s	0.35 s	0.35

Tabla 3.13. Resultados del cuarto umbral para el relevador SI 102

SI 102	2do escalón TC	2do escalón TC variante 2	3er escalón TC
I_c Máx (A)			131
I_{CC} (A)	$I_{cc (110 \text{ Santa Clara})DLA}= 7402$ $I_{cc (110 \text{ Santa Clara})DLC}= 4409$ $I_{cc (Camaj-Baja-Móvil)}=161$	$I_{cc (INT - SI101)}=4562$	
I_{ap_{n-1}}(A)	$I_{ap}^I (8400)= 9252.5$	$I_{ap}^I (9385) =5702.5$ $I_{ap}^{II} (8400) = 6272.75$	
I_{ap} (A)	10177.75	7840.9	393
I_{cc} mín (A)	$I_{cc (110 \text{ Yabú})}=79$ $I_{cc (Móvil Cam)}=543$	$I_{cc \text{ mín } (110 \text{ Yabú})}= 79$	
ks	0.008	0.012	0.10
T (s)	0.35s	0.35 s	0.35

3.3 Ajustes del relevador de Sobrecorriente de Tierra (50/51N)

Los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra se escogen iguales a los del sobrecorriente de fase pero los ajustes se efectúan con las fallas monofásicas y bifásicas, que son en las que involucran a la tierra, siempre tomando **tres veces** la corriente de secuencia cero. Lo diferente en este relevador es el ajuste para el tercer escalón del tiempo constante y para el elemento de tiempo inverso, como se expuso en el capítulo 2.

3.3.1 Ajuste del Relevador de Sobrecorriente de Tierra del SI 101 para el Estado de Operación Actual de la Red (Interruptores SI 101 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 102 abierto)

En el caso del primer umbral el cual se toma también como un tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo de la direccionalidad será 70°, manteniéndose este valor para todos los umbrales de tierra que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica, el valor de ajuste del relevador se

calcula con la corriente nominal del transformador de corriente (I_{nTC}), para esto se tomó un TC: 400/5 que es el transformador disponible en la subestación. (Fuente: OBE Provincial)

Después se chequeó la sensibilidad con tres veces la mínima corriente de secuencia cero ($I_{0\text{ mín}}$) la cual se obtuvo planteando cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra en las barras ya definidas en el relevador de sobrecorriente de fase, siempre se tuvo en cuenta la condición en que pasa la menor corriente por el relevador. La característica de tiempo se ajustó como ya se explicó. Los resultados se muestran en la tabla 3.14 donde se puede observar que el relevador es sensible hasta la barra del Yabú, sin embargo no lo es para el caso de La Moza.

Tabla 3.14. Resultados del primer umbral de SC de tierra para el relevador SI 101

	I_{nTC} (A)	I_{ap} (A)	$I_{CC\text{ M}\acute{a}n}$ (A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	400	40	$I_{0\ 1\phi}$ (Yabú) = 30 $I_{0\ 2\phi}$ (La Moza) = 38	2.25 2,85	0.55	0.514

En el segundo umbral, que se definió como un tiempo inverso con direccionalidad contraria al del primer umbral, el ajuste del relevador de tierra es semejante a su primer umbral pero hay que tener en cuenta que para el chequeo de sensibilidad los cortocircuitos se plantean en la barra Sub-IndustrialB33 y la Baja de 13 kV, no existiendo problemas con la misma. Como ya se ha expuesto, en este umbral el SI 101 debe coordinar con el 1765 y con el V625 siguiendo la secuencia de pasos explicada anteriormente.

Tabla 3.15. Resultados del segundo umbral de SC de tierra para el relevador SI 101

	I_{nTC} (A)	I_{ap} (A)	$I_{CC\text{ M}\acute{a}n}$ (A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	400	40	$I_{0\ 2\phi}$ (SUB-IND. B13) = 291	21.8	1.25	0.76

En este umbral el SI 101 tampoco coordina con el V625, porque se obtienen tiempos menores que 2s para las curvas moderadamente inversa y muy inversa (0.72s y 0.66s respectivamente). Las soluciones aquí ya se explicaron anteriormente, la primera es escoger el TD en función de 2s (para esta solución TD=2.18 para una curva moderadamente inversa y TD=3.77 curva muy inversa) o cambiar los ajustes del V625

poniéndole un tiempo inverso, como ya se ha expuesto. La figura 3.5 muestra los resultados gráficos de dicha coordinación.

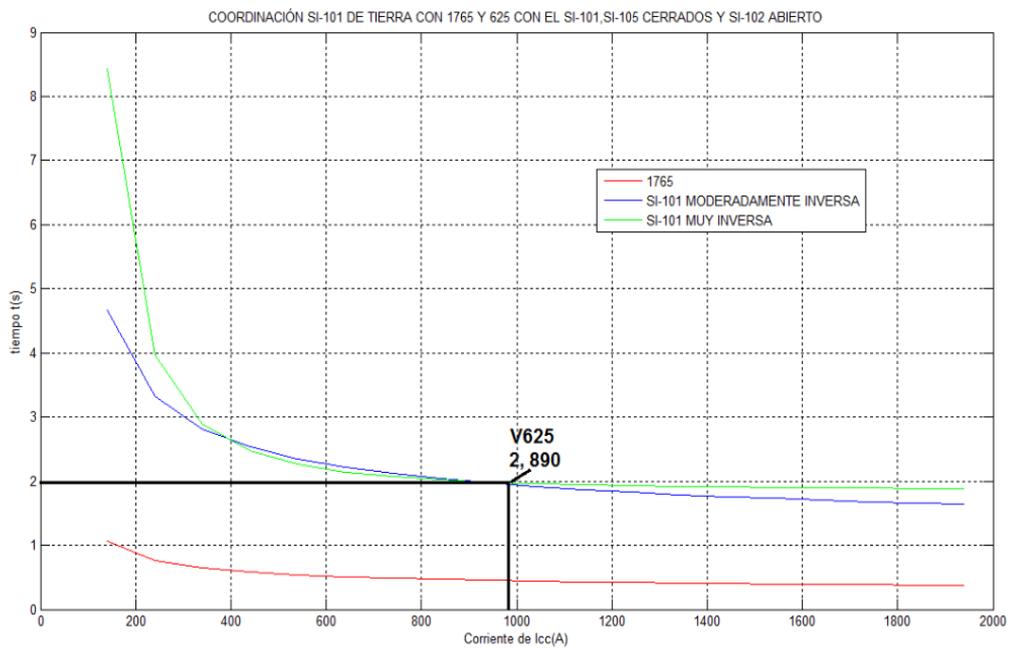


Figura 3.5. Coordinación del SI 101 de tierra con el 1765 y V625.

Los resultados obtenidos para el tercer umbral se muestran en la tabla 3.16, el análisis hecho es muy semejante a los mostrados anteriormente para los terceros umbrales.

Tabla 3.16: Resultados del tercer umbral de SC de tierra para el relevador SI 101

	I_{CC} (A)	I_{ap}(A)	T(s)
SI 101	$I_{01\phi}$ (110 Santa Clara) = 73	273.75	0.05

En el cuarto umbral se calculan las mismas tres variantes que para los cuartos umbrales mostrados arriba. A continuación se muestran los resultados. Existen problemas de sensibilidad, por lo que se decide hacer el ajuste por desbalance.

Tabla 3.17. Resultados del cuarto umbral de SC de tierra para el relevador SI 101.

SI 101	2do escalón TC	2do escalón TC variante 2	3er escalón TC
I_{nTC} (A)			400
I_{CC} (A)	$I_{02\phi}$ (110 Yabú) = 62 $I_{02\phi}$ (Moza) = 6	$I_{01\phi}$ (Móvil Cam) = 622 $I_{01\phi}$ (9315) = 290	

Iap_{n-1} (A)	$I_{ap}^I (9110)=232,5$ $I_{ap}^I (9125)=22,5$	$I_{ap}^I (8340)= 777,5$ $I_{ap}^{II} (9110) = 855,25$ $I_{ap}^I (LM120)= 1087,5$ $I_{ap}^{II} (9125)=1196,25$	
Iap (A)	255,7		40
Icc mín (A)	$I_{01\phi} (110 \text{ Santa Clara})= 42$	$I_{0} (110 \text{ Santa Clara})=42$	
ks	0.5	0.105	5.1
T (s)	0.35s	0.35 s	0.35

3.3.2 Ajuste del Relevador de Sobrecorriente de Tierra del SI 102 para el Estado 2 de Operación de la Red Eléctrica (Interruptores SI 102 y SI 105 cerrados y el interruptor SI 101 abierto)

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el relevador de sobrecorriente de tierra del SI 102. La metodología seguida es la misma que se ha venido siguiendo a lo largo de todo el capítulo. Las tablas 3.18 y 3.19 muestran los resultados de los cálculos efectuados para el primero y segundo umbral

Tabla 3.18. Resultados del primer umbral de SC de tierra para el relevador SI 102.

	In_{TC} (A)	Iap (A)	I_{CC} Mín(A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 102	400	40	$I_{01\phi} (110 \text{ Santa Clara})=20$ $I_{02\phi} (RE 105) =10$	0.65	0.55	0.514

Tabla 3.19. Resultados del segundo umbral de SC de tierra para el relevador SI 102.

	In_{TC} (A)	Iap (A)	I_{CC} Mín(A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 102	400	40	$I_{02\phi} (SUB-IND / B33) =255$	19.2	1.23	0.73

En este umbral el SI 102 tampoco coordina con el V625, porque se obtienen tiempos menores que 2s para las curvas moderadamente inversa y muy inversa 0.73s y 0.68s respectivamente. Las soluciones aquí ya se explicaron anteriormente, la primera es escoger el TD en función de 2s (para esta solución TD=2.02 para una curva moderadamente inversa y TD=3.6 curva muy inversa) o cambiar los ajustes del V625 poniéndole un tiempo inverso, como ya se ha expuesto.

Para el tercer umbral se siguen los mismos criterios que en los casos anteriores, mostrándose en la tabla 3.20 los resultados.

Tabla 3.20. Resultados del tercer umbral de SC de tierra para el relevador SI 102.

	I_{CC} (A)	I_{ap}(A)	T(s)
SI 102	$I_{0\ 2\ \phi}$ (110 Yabú) = 63 $I_{0\ 2\ \phi}$ (Móvil - Cam) = 22	236.25	0.05s

Tabla 3.21. Resultados del cuarto umbral de SC de tierra para el relevador SI 102.

SI 102	2do escalón TC	3er escalón TC
I_{nTC} (A)		400
I_{CC} (A)	$I_{0\ 1\ \phi}$ (110 Santa Clara) = 2348 $I_{01\ \phi}$ (RE105) = 397	
I_{ap_{n-1}} (A)	I_{ap}^I (8400) = 8805 I_{ap}^I (RE105) = 1475	
I_{ap} (A)	9685.5	40
I_{cc mín} (A)	$I_{01\ \phi}$ (110 Yabú) = 29 $I_{02\ \phi}$ (Móvil Cam) = 13	2.02 0.9
ks	0.0015	5.1
T (s)	0.35s	0.35

Como la corriente para un cortocircuito en la barra 110 Santa Clara dio un valor tan elevado no tuvo ningún sentido seguir ajustando este umbral con la segunda variante del segundo escalón sino que se pasó a ajustar como tercer escalón tiempo constante.

3.3.3 Ajuste de los Relevadores de Sobrecorriente de Tierra del SI 101 y del SI 102 para el Estado 3 de Operación de la Red Eléctrica (Relevadores SI 101, SI 102 y SI 105 cerrados)

Las tablas 3.22 y 3.23 muestran los resultados obtenidos para los ajuste del primero y segundo umbral de los relevadores para esta condición de operación de la red.

Tabla 3.22. Resultados del primer umbral de SC de tierra para los relevadores SI 101 y SI 102.

	I_{nTC} (A)	I_{ap} (A)	I_{CC M_{ín}}(A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	400	40	$I_{0\ 2\ \phi}$ (Yabú) = 41 $I_{0\ 2\ \phi}$ (La Moza) = 32	2.4	0.55	0.514
SI 102	400	40	$I_{0\ 2\ \phi}$ (110 Santa Clara) = 174 $I_{0\ 2\ \phi}$ (RE 105) = 71	5.33	0.55	0.514

Tabla 3.23. Resultados del segundo umbral de SC de tierra para los relevadores SI 101 y SI 102.

	In_{TC} (A)	I_{ap} (A)	I_{CC Mm}(A)	Ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	400	40	$I_{0\ 2\ \phi}$ (SUB-IND / B33) = 310	23.25	1.19	0.62
SI 102	400	40	$I_{0\ 2\ \phi}$ (SUB-IND / B33) = 110	8.25	0.54	0.97

Cuando se está coordinando con el totalizador V625 para el SI 101 se obtiene un tiempo de $t=0.66s$ con la curva moderadamente inversa y un tiempo $t=0.64s$ con la curva muy inversa, ambos tiempos son menores que 1.5s, por tanto el SI 101 no coordina con el V625, para este problema hay dos opciones, la primera es escoger el TD en función de 2s (para esta solución $TD=2.14$ para una curva moderadamente inversa y $TD= 3.73$ curva muy inversa) o cambiar los ajustes del V625 poniéndole un tiempo inverso que sería lo más correcto.

En el caso de la coordinación del SI 102 con el totalizador V625 se obtiene un tiempo de $t=0.53s$ con la curva moderadamente inversa y un tiempo $t=0.77s$ con la curva muy inversa, ambos tiempos son menores que 2s, por tanto no coordina con el V625, para este problema hay dos opciones, la primera es escoger el TD en función de 2s (para esta solución $TD=1.52$ para una curva moderadamente inversa y $TD= 2.53$ para una curva muy inversa) o cambiar los ajustes del V625 poniéndole un tiempo inverso.

Los resultados obtenidos para el tercer umbral se muestran en la tabla 3.24, el análisis hecho es muy semejante a los mostrados anteriormente para los terceros umbrales.

Tabla 3.24. Resultados del tercer umbral de SC de tierra para los relevadores SI 101 y SI 102

	I_{CC} (A)	I_{ap}(A)	T(s)
SI 101	$I_{0\ 1\ \phi}$ (110 Santa Clara) =282	1057.5	0.05
SI 102	$I_{0\ 1\ \phi}$ (110 Yabú) = 21 $I_{0\ 1\ \phi}$ (Móvil - Cam)=133	498.75	0.05

En el cuarto umbral se calcularon las mismas tres variantes que para los cuartos umbrales mostrados arriba. Las tablas 3.25 y 3.26 muestran los resultados obtenidos para cada uno de los relevadores. Tampoco se realizó el ajuste teniendo en cuenta el

criterio del segundo escalón ya que los primeros escalones adyacentes arrojaron valores elevados por lo que es lógico que no se logre la sensibilidad para el mismo. Se realizó el ajuste por carga máxima.

Tabla 3.25. Resultados del segundo umbral de SC de tierra para el relevador SI 101.

SI 101	2do escalón TC	3er escalón TC
I_{nTC} (A)		400
I_{CC} (A)	$I_{02} \phi_{(110 \text{ Yabú})} = 373$ $I_{01} \phi_{(\text{Moza})} = 501$	
I_{ap_{n-1}} (A)	$I_{ap}^I_{(9110)} = 1398.7$ $I_{ap}^I_{(9125)} = 1878.75$	
I_{ap} (A)	2066.6	40
I_{cc mín} (A)	$I_{01} \phi_{(110 \text{ Santa Clara})} = 291$	
ks	0.46	21.83
T (s)	0.35s	0.35

Tabla 3.26. Resultados del segundo umbral de SC de tierra para el relevador SI 101.

SI 102	2do escalón TC	3er escalón TC
I_{c Máx} (A)		400
I_{CC} (A)	$I_{01} \phi_{(110 \text{ Santa Clara})} = 2149$ $I_{01} \phi_{(\text{Camaj-Baja-Móvil})} = 38$	
I_{ap_{n-1}} (A)	$I_{ap}^I_{(8400)} = 8058.75$	
I_{ap} (A)	8864.63	40
I_{cc mín} (A)	$I_{01} \phi_{(110 \text{ Yabú})} = 8$ $I_{02} \phi_{(\text{Móvil Cam})} = 106$	
ks	0.003	0.6
T (s)	0.35s	0.35

Los ajustes de los relevadores SI 101 y SI 102 para el Estado 4 de Operación de la Red Eléctrica (Interruptores SI 101 y SI 102 cerrados y el Interruptor SI 105 abierto) para los relevadores de sobrecorriente de Fase y de Tierra se encuentra en el anexo V, epígrafes V.2 y V.3

3.4 Ajustes de los relevadores de Distancia (21)

Esta protección determina con mayor precisión la longitud de las primeras y segundas zonas, además se logra una mayor sensibilidad de la tercera zona, ella será la encargada de cubrir todo lo que no puedo cubrir la protección de sobrecorriente. En la primera zona de esta protección se trabaja con un valor de $k^I=0.85$, para la segunda zona $k=0.9$ y $k^{II}=0.85$, por último para la tercera zona se trabaja con un valor de $k^{III}=1.25$ para garantizar la sensibilidad. Estos valores se utilizan para todos los regímenes de operación de la red que se analizan en esta investigación.

3.4.1 Ajuste del Relevador SI 101 para el Estado 1 de Operación de la Red Eléctrica (Interruptores SI 101 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 102 abierto)

Para el ajuste de la primera zona del relevador SI 101 se tomó hasta la barra Santa Clara 110 los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente: (3.27)

Tabla 3.27. Resultados de la primera zona de distancia del relevador SI 101

	$Z_{\text{Línea propia}} (\Omega)$	$Z_{ap}(\Omega)$	T (s)
SI 101	5.28 / <u>71.18°</u>	4.49	0.025

En la segunda zona se chequean dos condiciones como se expuso en el capítulo 2 y de las dos se escogió como ajuste el menor valor obtenido. A continuación se muestran los resultados en las dos condiciones.

Condición 1: No se solape con la segunda zona adyacente

Se tienen dos variantes posibles para esta condición. La primera de ellas es plantear un cortocircuito trifásico en régimen de máxima o mínima en la barra Yabú, la otra variante es plantear el cortocircuito en la barra la Moza, (se toma el que de un mayor valor de k_c , $k_c = I_{cc\ AB} / I_{cc\ BC}$, $I_{cc\ AB}$: corriente por la línea propia cuando ocurre el cortocircuito y $I_{cc\ BC}$: corriente por la línea adyacente cuando ocurre el cortocircuito) observándose la corriente que pasa por la línea adyacente y por la línea propia del relevador para cada caso y luego de las dos variantes analizadas para esta condición se selecciona la que arroje menor valor de impedancia.

Condición 2: Que no opere para un cortocircuito en la barra de bajo voltaje del transformador que sale de la subestación adyacente.

Se planteó un cortocircuito trifásico en las barras INT-ENLACE-293 y Gran Panel y se observa la corriente que pasa por la línea propia y la corriente que pasa por alta del transformador.

Tabla 3.28. Resultados de la segunda zona de distancia del relevador SI 101

SI 101	Yabú	Moza	INT-ENLACE-293	Gran Panel
$Z_{Línea Adyac} (\Omega)$	2.28/ <u>72.7°</u>	17.13/ <u>71.18°</u>	26.91/ <u>71.16°</u>	59.63/ <u>71.18°</u>
$Z_{Línea Prop} (\Omega)$	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>
Kc	0.52	0.032	0.055	0.102
$Z_{ap}^{II} (\Omega)$	7.34	352.6	420.4	501.4

Terminado el chequeo para la segunda condición se escoge el menor valor para la impedancia de arranque, que en esta ocasión es: 7.34 Ω y el coeficiente de sensibilidad se calcula como $k_s = 7.34/5.28=1.4$, a pesar de no dar mayor que el coeficiente establecido (1.5) es aceptable ya que es una línea corta solo de 5.28 Ω y se puede aceptar así. El tiempo es 0.52s, suponiendo que el relevador adyacente tenga 0.2s de acuerdo a la práctica de la Empresa Eléctrica en esta zona.

En la tercera zona existen las mismas dos variantes que en la primera condición de la zona anterior (zona 2), de ellas se escogió la línea más larga que en este caso es la línea de la Moza (9125-LM130) que arrojó un valor de kc menor, estos resultados se muestran en la tabla 3.29. Los valores utilizados aquí para las constantes son los siguientes: $k=1.1$, $k_a = 1.1$, $k_r = 1$.

Tabla 3.29. Resultados de la tercera zona de distancia del relevador SI 101.

SI 101	Moza
Kc	0.022
$Z_{ap}^{III} (\Omega)$	783.9

El coeficiente de sensibilidad se calcula como $k_s = 783.9/5.20=150.75$, dando este, sensible. En esta zona se debe comprobar que no hay operación incorrecta por efecto de la carga máxima para esto se toma como $V_{c_{mín}}$ el 90% de la tensión nominal (110 kV), la $I_{c_{máx}} = 510$ porque es el valor máximo de corriente continua que puede circular por el conductor AC SR de 185 mm². Este resultado se muestra en la tabla 3.30.

Tabla 3.30. Comprobación del efecto de carga máxima para el relevador SI 102

SI 101	
Z_{c mín} (Ω)	194
Z^{III}_{ap} (Ω)	160.3

Como se puede observar en las tablas anteriores (3.29 y 3.30), la impedancia de arranque para este relevador en su tercera zona es mayor que la impedancia por efecto de carga máxima ($783.9 \geq 160.3$) por tanto no se puede ajustar esta zona. Como esta zona no se pudo ajustar se chequeó en la barra Yabú, (esto no es lo ideal) que es la barra de la otra línea adyacente y se obtuvo como resultados los mostrados en la tabla 3.31.

Tabla 3.31. Resultados de la tercera zona de distancia del relevador SI 101 plantando un cortocircuito en la Barra Yabú

SI 101	Yabú
K_c	0.032
Z^{III}_{ap} (Ω)	95.7

Como se observa $95.7 \leq 160.3$ por tanto en la barra Yabú no hay problemas. Para este caso una posible solución sería poner un relevador en la barra Tap Rusa, resolviéndose así el problema de la Moza, ya que el relevador no tendría que proteger una línea con una impedancia tan elevada. El tiempo se toma como 2.5s si se realiza esta condición. Para esta propuesta los resultados son los de la tabla 3.32.

Tabla 3.32. Resultados de la solución propuesta para la tercera zona de distancia del relevador SI 101

SI 101	Tap Rusa
Z_{Línea Adyac} (Ω)	1.34/ <u>72.7°</u>
Z_{Línea Prop} (Ω)	5.28 / <u>71.18°</u>
K_c	0.014
Z^{II}_{ap} (Ω)	103.7

3.4.2 Ajuste del Relevador SI 102 para el Estado 2 de Operación de la Red Eléctrica (Interruptores SI 102 y SI 105 cerrados y el Interruptor SI 101 abierto)

Para el ajuste de la primera zona del relevador SI 102 se puede tomar hasta la barra 110 Yabú o hasta la barra RE 105; pero se tomó hasta la barra 110 Yabú porque la línea es más corta.

Tabla 3.33. Resultados de la primera zona de distancia del relevador SI 102

	$Z_{\text{Línea propia}} (\Omega)$	$Z_{\text{ap}} (\Omega)$	T (s)
SI 102	12.597 / <u>71.084°</u>	10.71	0.025

Para la segunda zona el tiempo de operación se calculó a partir del tiempo de la segunda zona del 8340 que es de 0.2 s (Fuente OBE) de manera que tendrá una temporización de 0-5s,

En esta zona se chequean dos condiciones como se expuso en el capítulo 2 y de las dos se escoge como valor de ajuste el menor valor obtenido. A continuación se muestran los resultados en las dos condiciones.

Condición 1: No se solape con la segunda zona adyacente

Se tienen dos variantes posibles para esta condición. La primera de ellas es plantear un cortocircuito trifásico en régimen de máxima o mínima en la barra RE 105, la otra variante es plantear el cortocircuito en la barra 110 Santa Clara, (se toma el que de un mayor valor de k_c para cada variante, $k_c = I_{cc\ AB} / I_{cc\ BC}$, $I_{cc\ AB}$: corriente por la línea propia cuando ocurre el cortocircuito y $I_{cc\ BC}$: corriente por la línea adyacente cuando ocurre el cortocircuito) observándose la corriente que pasa por la línea adyacente y por la línea propia del relevador para cada caso y luego de las dos variantes analizadas para esta condición se selecciona la que arroje menor valor de impedancia.

Condición 2: Que no opere para un cortocircuito en la barra de bajo voltaje del transformador que sale de la subestación adyacente.

Se plantea un cortocircuito trifásico en la barra Camajuaní - Baja - Móvil y se observa la corriente que pasa por su línea propia y la corriente que pasa por alta del transformador.

Tabla 3.34. Resultados de la segunda zona de distancia del relevador SI 102

SI 102	RE 105	110 Santa Clara	Camajuaní - Baja - Móvil
$Z_{\text{Línea Adyac}} (\Omega)$	7.91 / <u>71.19°</u>	2.28 / <u>72.72°</u>	54.3 / <u>80.54°</u>

$Z_{\text{Línea Prop}} (\Omega)$	12.597	12.597	12.597
K_c	0.044	0.042	0.11
$Z_{\text{ap}}^{\text{II}} (\Omega)$	116.89	133.17	504.34

Terminado el chequeo para la segunda condición se escoge el menor valor para la impedancia de arranque, que en esta ocasión es: 116.89 Ω y el coeficiente de sensibilidad se calcula como $k_s = 116.89/12.597 = 9.27$, dando este, sensible.

En la tercera zona existen las mismas dos variantes que en la primera condición de la zona anterior (zona 2), pero el valor de k_c se toma contrario a como se tomó en la segunda zona, es decir que se tomó el menor valor posible en cada variante, para lograr una mayor impedancia para el ajuste, estos resultados se muestran en la tabla 3.35. Los valores utilizados aquí para las constantes son los siguientes: $k=1.1$, $k_a = 1.1$, $k_r = 1$.

Tabla 3.35. Resultados de la tercera zona de distancia del relevador SI 102

SI 102	RE 105	110 Santa Clara
K_c	0.039	0.029
$Z_{\text{ap}}^{\text{III}} (\Omega)$	269.3	356.7

El coeficiente de sensibilidad se calcula como $k_s = 356.7/12.597 = 28.3$, dando este, sensible.

En esta zona se debe comprobar que no hay operación incorrecta por efecto de la carga máxima para esto se toma como $V_{c_{\text{mín}}}$ el 90% de la tensión nominal (110 kV), la $I_{c_{\text{máx}}} = 510$ porque es el valor máximo de corriente continua que puede circular por el conductor AC SR de 185 mm². Este resultado se muestra en la tabla 3.36.

Tabla 3.36. Comprobación del efecto de carga máxima para el relevador SI 102

SI 102	
$Z_c \text{ mín } (\Omega)$	194
$Z_{\text{ap}}^{\text{III}} (\Omega)$	160.3

En el caso del relevador SI 102 sucede lo mismo que lo sucedido para el SI 101, que la comprobación del efecto de carga máxima arrojó un valor de impedancia de arranque mayor que el establecido para esta zona ($356.7 \geq 160.3$). Para este relevador no existe solución posible con el relevador de distancia, no se puede ajustar la tercera zona, se

debe colocar un piloto para enfrentar esta situación, o hacer un cambio de configuración de la red, que depende de muchos factores.

3.4.3 Ajuste de los relevadores SI 101 y SI 102 para el estado 3 de operación de la red eléctrica (Relevadores SI 101, SI 102 y SI 105 cerrados)

Los ajustes de la primera zona para esta configuración de la red son los mismos que los de las configuraciones anteriores puesto que dependen de la impedancia de la línea. Los resultados se muestran en la tabla 3.37.

Tabla 3.37. Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para los relevadores SI 101 y SI 102

	$Z_{\text{Línea propia}} (\Omega)$	$Z_{\text{ap}}(\Omega)$	T (s)
SI 101	5.28 / <u>71.18°</u>	4.49	0.025
SI 102	12.597 / <u>71.084°</u>	10.71	0.025

En la segunda zona se chequean dos condiciones como se explicó. A continuación se muestran los resultados para ambos relevadores en las dos condiciones (Tablas 3.38 y 3.39).

Tabla 3.38. Ajustes de la segunda zona de la protección de distancia para el relevador SI 101

SI 101	Yabú	Moza	INT-ENLACE-293	Gran Panel
$Z_{\text{Línea Adyac}} (\Omega)$	2.28/ <u>72.7°</u>	17.13/ <u>71.18°</u>	26.91/ <u>71.16°</u>	59.63/ <u>71.18°</u>
$Z_{\text{Línea Prop}} (\Omega)$	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>
Kc	0.85	0.099	0.065	0.12
$Z_{\text{ap}}^{\text{II}} (\Omega)$	6.44	116.99	356.4	426.9

En esta zona la impedancia de arranque para el relevador SI 101 fue de **6.44 Ω** y el coeficiente de sensibilidad se calculó como $k_s = 6.44/5.28=1.2$, aquí sucede lo mismo que lo explicado para el relevador SI 101 con el coeficiente de sensibilidad, por tanto se acepta como sensible.

Tabla 3.39. Ajustes de la segunda zona de la protección de distancia para el relevador SI 102

SI 102	RE 105	110 Santa Clara	Camajuaní - Baja - Móvil
$Z_{\text{Línea Adyac}} (\Omega)$	7.91 /71.19°	2.28 /72.72°	54.3 /80.54°
$Z_{\text{Línea Prop}} (\Omega)$	12.597	12.597	12.597
kc	0.21	0.12	0.22
$Z_{\text{ap}}^{\text{II}} (\Omega)$	35.2	53.57	34.08

La impedancia de arranque para el relevador SI 102 en esta zona se escogió **34.08 Ω** y el coeficiente de sensibilidad se calculó como $k_s = 34.08/12.597 = 2.7$, dando sensible.

En la tercera zona las variantes posibles son las mismas que en la variante 1 de la zona anterior, pero el valor de kc se toma contrario a como se tomó en la segunda zona, es decir que se toma el menor valor posible en cada variante, para lograr una mayor impedancia para el ajuste. La tabla 3.40 exhibe los resultados.

Tabla 3.40. Ajustes de la tercera zona de la protección de distancia para los relevadores SI 101 y SI 102.

SI 101	Moza	SI 102	110 Santa Clara
Kc	0.063	Kc	0.108
$Z_{\text{ap}}^{\text{III}} (\Omega)$	346.5	$Z_{\text{ap}}^{\text{III}} (\Omega)$	41.67

Cuando se hizo la comprobación por carga máxima el relevador SI 101 presentó los mismos problemas que en el epígrafe 3.4.1 ($346.5 \geq 160.3$), el relevador SI 102 no presentó problemas porque su impedancia de arranque resultó ser menor que la de carga máxima ($41.67 \leq 160.3$). Para el SI 101 se analizó la misma solución que la expuesta anteriormente, a continuación se exponen los resultados.

Tabla 3.41. Resultados de la tercera zona de distancia del relevador SI 101 planteando un cortocircuito en la Barra Yabú

SI 101	Yabú
Kc	0.036
$Z_{\text{ap}}^{\text{III}} (\Omega)$	85.8

Como se observa $85.8 \leq 160.3$ por tanto en la barra Yabú no hay problemas. Para este caso una posible solución sería poner un relevador en la barra Tap Rusa, resolviéndose así el problema de la Moza, ya que el relevador no tendría que proteger una línea con una impedancia tan elevada. Para esta propuesta los resultados son los siguientes:

Tabla 3.42. Resultados de la solución propuesta para la tercera zona de distancia del relevador SI 101.

SI 101	Tap Rusa
$Z_{\text{Línea Adyac}} (\Omega)$	1.34/ <u>72.7°</u>
$Z_{\text{Línea Prop}} (\Omega)$	5.28 / <u>71.18°</u>
Kc	0.12
$Z_{\text{ap}}^{\text{II}} (\Omega)$	31.2

Los ajustes de los relevadores SI 101 y SI 102 para el Estado 4 de Operación de la Red Eléctrica (Interruptores SI 101 y SI 102 cerrados y el Interruptor SI 105 abierto) para los relevadores de Distancia también se encuentra en el anexo V, epígrafe V.4

3.5 Ajuste de las restantes funciones

En el capítulo 2 se definieron todas las protecciones que se iban a ajustar, a continuación se exponen los valores para ellas.

3.5.1 Sobre tensión

La tensión se ajusta en dos etapas, una de alarma que tiene una característica IMDT y la de disparo es instantánea. En la tabla 3.43 se muestran los resultados de los ajustes propuestos.

Tabla 3.43. Ajuste del elemento de sobre tensión

Estado de la tensión	Señal de operación	Tiempo de ejecución
+5% V_{op}	Alarma	5 s
+10% V_{op}	Disparo	2 s

3.5.2 Baja tensión

El ajuste del elemento de baja tensión tiene las mismas características que el de sobre tensión. En la tabla 3.44 se muestran los resultados del ajuste de baja tensión.

Tabla 3.44. Ajuste del elemento de baja tensión

Estado de la tensión	Señal de operación	Tiempo de ejecución
-5% V_{op}	Alarma	5 s
-10% V_{op}	Disparo	2 s

3.5.3 Sobre frecuencia y baja frecuencia

En el caso del elemento de sobre frecuencia se propone una etapa de alarma cuando la frecuencia alcanza los 61 Hz en 5 s. Los ajustes para baja frecuencia se muestran en la tabla 3.45.

Tabla 3.45. Resultados del ajuste de baja frecuencia.

Estado de la frecuencia	Señal de operación	Tiempo de ejecución
58.8 Hz	Disparo	20 s
58.2 Hz	Disparo	500 ms

3.5.4 Ajuste $\partial f/\partial t$

La derivada de la frecuencia se ajusta con un disparo a los 500 ms cuando las variaciones de la frecuencia en el tiempo es de 2.2 Hz/s.

3.5.5 Conductor Roto

Para el caso de conductor roto la protección debe disparar a los 2.5 s para dejar tiempo suficiente para despejar la falla por los elementos de protección temporizados y la relación $I_2/I_1 = 400 \times 10^{-3}$.

3.5.6 Ajuste de Secuencia Negativa

Para este ajuste se calcula la corriente de secuencia negativa (I_2) en el punto más alejado por baja en cada alimentador y se usa una temporización de 0,5s teniendo en cuenta que coordine con los relevadores fase y tierra de los alimentadores y que su tiempo sea menor que el de secuencia inversa por 110 kV que está ajustado a 1,5 s. En el caso del totalizador se escoge el menor valor de estas corrientes en los alimentadores pero visto por 110 kV.

Para el relevador SI 101 se planteó un cortocircuito bifásico a tierra (resultó ser el menor) en la barra INT-ENLACE-293, obteniéndose una corriente de secuencia negativa I_2 como muestra la tabla 3.46.

Tabla 3.46. Resultados obtenidos para el ajuste de secuencia negativa del SI 101

	Estado 1	Estado 2	Estado 3
SI 101	8A	-	35A

Para el relevador SI 102 se planteó un cortocircuito bifásico a tierra en la barra de Camajuaní Móvil, los resultados obtenidos para la corriente de secuencia negativa se exhiben en la tabla 3.47

Tabla 3.47. Resultados obtenidos para el ajuste de secuencia negativa del SI 101

	Estado 1	Estado 2	Estado 3
SI 102	-	5A	62A

3.5.7 Protección de falla de interruptor

De acuerdo a lo expuesto en el capítulo 2 los tiempos de ajuste de la protección de falla del interruptor en cada etapa (tBF1) y (tBF2) son los mostrados en la tabla 3.48.

Tabla 3.48. Ajustes típicos recomendados por la protección P143 para falla de interruptor.

Mecanismo de reinicialización fallo interruptor	Temporización tBF	Temporización típica para un interruptor de 2 ciclos
Inicializando elemento de reinicio	Tiempo de interrupción INT+ tiempo reinicio elemento (máx.) +error en tBF tempo + margen seguridad	50+50+10+50=160 ms
INT. abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares Interruptor (máx.) + error en el temporizador tBF + margen de seguridad	50+10+50 = 110 ms
Elemento de mínima corriente	Tiempo interrupción INT+ elemento mín. corriente (máx.) + tiempo funcionamiento margen seguridad	50+25+50=125 ms

3.5.8 Reenganche trifásico

Según lo planteado en el capítulo 2 el ajuste para el reenganche trifásico se expone en la tabla 3.49

Tabla 3.49. Resultados propuestos para el Reenganche trifásico.

Número de disparos: 1
TIEMPO MUERTO 1 : 1s
TIEMPO MUERTO 2 : 60s

TIEMPO MUERTO 3 : 180s
TIEMPO MUERTO 4 : 180s
Tiempo interruptor sano: 5s
Con tiempo muerto activado: reinicializar las protecciones
Tiempo de recuperación ampliado: inicio de la protección
Tiempo de recuperación 1:10s (también se le llama conteo de secuencia)
Tiempo de recuperación 2: 180 s
Tiempo de recuperación 3: 180 s
Tiempo de recuperación 4: 180 s
Tiempo de inhibición del Reenganche: 500ms
Tiempo de chequeo sincronismo. 5s
Cierra manual: bloqueado
Reponer el bloqueo por: interfaz de usuario

3.6 Propuestas de soluciones a los problemas presentados en los ajustes.

Durante los cálculos de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente y distancia se tuvo problemas de sensibilidad, aunque la cantidad de funciones de protección pueden aliviar esta problemática. Además se notó la dificultad en los ajustes de los distancias, ya que son líneas cortas, multiterminales, donde la complejidad de los ajustes es grande. El problema de la sensibilidad puede ser mejorado con el relevador de sobrecorriente con control de tensión, que el relevador P143 dispone de esta función, solo es ponerla disponible. En el caso del distancia una posible solución es utilizar protección piloto o diferencial de línea que es la solución ideal para las líneas multiterminales.

3.6.1 Protección de sobrecorriente controlada por tensión (51 V)

Cuando alimentadores de gran longitud son protegidos por relevadores de sobrecorriente, puede resultar difícil la detección de fallas fase-fase remotas. Esto se debe a que la corriente de arranque, de los elementos de sobrecorriente de fase, debe ser ajustada por encima de la corriente de carga máxima, lo cual limita la sensibilidad mínima de los elementos. Si la corriente observada por un relevador local para una condición de falla remota es inferior a su ajuste de sobrecorriente, se puede utilizar un elemento de sobrecorriente controlado por tensión (SICT) para incrementar la sensibilidad del relevador para tales fallas. En caso de falla ocurrirá una reducción de la tensión de la red; entonces, ésta puede utilizarse para reducir el nivel de arranque de la protección de sobrecorriente.

La función SICT puede activarse, selectivamente, en los dos primeros umbrales del elemento de sobrecorriente, en este caso será para el primer umbral. Cuando se activa la SICT, el ajuste de sobrecorriente es modificado por un multiplicador k cuando la tensión cae por debajo de un umbral.

Generalmente, el "SICT k Ajuste" debe configurarse lo suficientemente bajo para permitir el funcionamiento en caso de fallas fase-fase remotas. El valor de k se calcula como:

$$k = \frac{I_F}{I > \times 1.2} \quad (3.2)$$

Donde I_F es la corriente mínima para una falla remota y $I >$ es el ajuste de la corriente de fase del elemento.

El umbral de tensión "SICT V < Ajuste", será ajustado por debajo de la tensión la más baja de la red que pueda ocurrir en condiciones normales de funcionamiento de la red y, al mismo tiempo, asegurará la detección correcta de la falla remota.

De esa forma en la tabla 3.50 se muestran los resultados de los ajustes propuestos para el 51V para los cuatro estados de operación.

Tabla 3.50. Ajustes propuestos para el 51V para los cuatro estados de operación

ESTADO DE OPERACIÓN	Relevador	k	AJUSTE DE TENSIÓN
SI 101, SI105 CERRADOS Y SI 102 ABIERTO	SI 101	1,82	0.25 V _{nom}
	SI 102	-	
SI 102, SI105 CERRADOS Y SI 101 ABIERTO	SI 101	1.54	0.25 V _{nom}
	SI 102	-	
SI 101, SI 102, SI105 CERRADOS	SI 101	1.2	0.25 V _{nom}
	SI 102	1.5	
SI 101, SI 102 CERRADOS Y SI 105 ABIERTO	SI 101	4.4	0.25 V _{nom}
	SI 102	-	

3.6.2 Protección piloto

Esta resulta ser la solución ideal para las líneas multiterminales, por lo que valorar poner protección diferencial en la zona del SI 102, 8430 y la Móvil de Camajuaní es la solución óptima a la problemática de operación de las protecciones. Con este tipo de protección se logra la desconexión rápida de las fallas.

Es ideal un comparador direccional por las ventajas que presenta éste ante este tipo de configuración. También puede ser un comparador de fase.

Por ejemplo siguiendo al fabricante Areva existen los relevadores de la serie 50xxx, en especial el 541 y 542 que son comparadores de fase con cuatro grupos de ajustes.

El elemento de protección principal de los relevadores P54xx es la protección diferencial de corriente con discriminación de fase. Esta técnica consiste en la comparación de las tensiones en cada terminal de línea. En consecuencia, una vía de comunicación es un requerimiento esencial para cualquier esquema de este tipo. Los relevadores P54xx utilizan un sistema digital de comunicaciones de 56/64 Kbits/s, ya sea para la conexión óptica directa entre extremos o a través de un enlace multiplexado. (*MiCOM, 2010*). Las principales funciones de este relevador se muestran en el Anexo VI

Para realizar el cálculo de un ajuste de una diferencial de línea hay que tener en cuenta varios factores, entre los que podemos mencionar la saturación de los transformadores de corriente ante la ocurrencia de fallas externas lo cual puede provocar la aparición de una corriente diferencial que de no tenerse en cuenta puede provocar disparos incorrectos de la protección.

Otro elemento que no se puede obviar es la presencia, sobre todo en cables soterrados, de la componente capacitiva de la corriente la cual si posee una magnitud suficientemente alta puede provocar la operación incorrecta de la protección.

Un aspecto a tener en cuenta es la necesidad que las muestras de las corrientes sean tomadas al mismo tiempo por lo que la sincronización que deben tener los diferentes dispositivos debe ser perfecta.

Los tiempos de operación de los esquemas diferenciales de línea pueden ser extremadamente cortos (del orden de los 15ms) lo cual permite que la estabilidad del sistema no se vea comprometida por una falla en la línea protegida.

Para el ajuste de este tipo de esquema se utilizó como base, las prácticas generales que se utilizan en el cálculo de cualquier esquema diferencial de corriente donde se definen 3 zonas con rangos de valores definidos:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor dado.
- La zona 2 se encuentra definida por un valor dado de corriente diferencial (I_{s1}) a partir del cual la característica de operación asumirá una pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los

transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencial. Esta zona queda definida con la pendiente k_1 .

- La zona 3 constituye una nueva inflexión en la característica de operación ya que a partir de un valor de corriente diferencial dado (I_{s2}) la pendiente de la curva se modificará de tal forma que debe permitir evitar cualquier error como consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente k_2 .

3.7 Conclusiones del Capítulo

Como ha quedado demostrado con los cálculos, los relevadores instalados (SI 101 y SI 102) pueden hacer frente a la problemática en la zona de Santa Clara Industrial, en el caso que la protección de sobrecorriente no pueda proteger toda la línea la protección de distancia garantiza la operación exitosa, además es importante destacar que siempre se analizó la condición más crítica, existirá el caso en que para una falla menos severa la protección actúe sin problemas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de culminar la investigación se arribaron a las conclusiones siguientes:

- ✓ Los relevadores digitales multifuncionales instalados en la subestación Santa Clara Industrial pueden hacer frente a una gran mayoría de problemas que se presentan durante la operación de la red eléctrica regional una vez que sean explotadas todas sus potencialidades y grupos de ajustes.
- ✓ Con la red provincial actualizada se logró el ajuste de los relevadores SI 101 y SI 102, para los nuevos escenarios de generación distribuida y cambios de configuración en la red. Entre los aspectos notables está la posibilidad de los grupos de ajustes que permiten tener ya previamente seleccionados los ajustes de los diferentes escenarios de la subestación.
- ✓ Los relevadores de la firma Areva 143 y 441 ubicados en los interruptores SI 101 y SI 102 que actualmente no tienen ajustes constan de un conjunto de funciones que una vez calculados sus ajustes lograron cumplir mucho de los requerimientos que necesitan las protecciones de la subestación Santa Clara Industrial en los nuevos escenarios de operación.
- ✓ La determinación de los ajustes de los relevadores propuestos han mostrado la complejidad de la red eléctrica de la subestación dado por las diferentes posibilidades o escenarios de operación de la subestación y las variaciones de los niveles de cortocircuito y de la carga.
- ✓ Los relevadores de sobrecorriente no siempre logran la sensibilidad requerida es decir proteger el mayor por ciento de la línea. Esto se soluciona con las protecciones de distancia y la protección de sobrecorriente controlada por tensión, función que existe en los relevadores P143.
- ✓ Los totalizadores ubicados por bajas de la subestación, correspondientes a los niveles de tensiones de 34,5 (kV) y 13,8 (kV) de nombres 1765 y V625 respectivamente, poseen tiempos de operación muy elevados y en especial el segundo que es tiempo constante, se debe trabajar con una curva inversa con el objetivo de mejorar los tiempos de los segundos umbrales de los relevador de sobrecorriente del SI 101 y SI 102.
- ✓ La existencia de una línea corta (8340–SI 102), frente a una larga (8340–RE105), dificulta la operación de las protecciones en especial las distancias del SI 102.

- ✓ El efecto de fuente intermedia es muy fuerte para la tercera zona del relevador SI 102 de tal forma que no se puede realizar el ajuste de esta zona pues la carga máxima tiene un valor mucho menor que el posible ajuste.
- ✓ La protección piloto o diferencial de línea es una solución a la problemática de operación de las protecciones de la zona Santa Clara Industrial.

Recomendaciones

1. Analizar la posibilidad de ubicar una protección piloto por comparación direccional preferiblemente o por comparación de fase segregada como la Areva 541, firma de la cual se han instalado varios relevadores de otras funciones, con el objetivo de lograr una correcta protección de la zona de Santa Clara Industrial cuando está cerrado el SI 102.
2. Continuar explotando las potencialidades de los relevadores instalados, por ejemplo en el caso del P441 buscar hacer el estudio de ajustar los distancias de tierra.
3. Revisar los ajustes de los relevadores en las bajas, es decir por 13,8 kV y 34,5 kV que en algunos de los datos obtenidos tienen ajustes muy elevados, retardos de tiempos elevados usándose en el totalizador de 13,8 kV tiempo definido lo que hace que los retardos sean grandes y existan dificultades con la coordinación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABB Power T y D Company. (1994). *“Protective Relaying Theory and Applications”*.
2. Altuve H. (1991). *Protección De Redes Eléctricas*, Santa Clara Universidad de las Villas.
3. ANSI/IEEE Standard C37.103 *“Guide for Differential and Polarizing Relay Circuit Testing”*. IEEE Service Center
4. Areva (a) (2010) *"Relé MiCOM P143. Relés de protección de circuitos."* Guía Técnica. P14x/ES T/A44, 610 pp.
5. Areva (b) (2010). Catálogo del fabricante. *"Relé MiCOM P441/P442 & P444 Numerical Distance Protection" Technical Guide. P44x/En T/E44*. Areva 636p. Disponible en: <http://www.areva-td.com> consultado el 6 de mayo del 2013 a las 10:50pm.
6. Barrera F., Garcia E., Vargas J., Marín S. (2009). *“ Evaluación dinámica de los esquemas de protecciones de distancia del sistema de transmisión de enelven y enelco (115 / 138 / 230 kv)”*; II congreso venezolano de redes y energía eléctrica. C.A. Energía Eléctrica de Venezuela – ENELVEN.
7. Belín, 2000 Belín D. J. Arturo, *“Desarrollo de un algoritmo de protección digital de distancia considerando distorsión armónica”*, Tesis para obtener el grado de master en ciencias, presentada en el departamento de ingeniería eléctrica y electrónica del instituto Tecnológico de Morelia, Morelia Michoacán México septiembre 2000.
8. Blackburn, T. J. (2007) *Protective Relaying Principles and Applications* .Third Edition. Domin. CRC Press Taylor & Francis Group, LLC. 256p
9. Bravo, M. "Desarrollo de relés estáticos aplicables al sistema electroenergético de Cuba" Disertación para el grado de Doctor, Santa Clara, Cuba, 1989.
10. Carrillo G. 2007 *“Protecciones Eléctricas, Notas en Clases”* Universidad Industrial de Santander, España.
11. COES SINAC. (Mar 2008) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN. 87p.

12. Escalona M. 2012 "Comportamiento de la protección de distancia en líneas de transmisión equipadas con TCSC". Tesis en opción al título de master en ciencias técnicas. 2012.
13. Fedoseev A. M (1984). *Protección por relés de los Sistemas Eléctricos*, Moscow: [sn], Cap. 4. Pág 283- 295, 334 - 366
14. Fuentes C. 2009, " *Protección con piloto de una línea de transmisión de alta tensión*" Tesis en opción al título de Ingeniero Electricista. Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
15. General Electric (2007), Fundamentals of Distance Protection GER 3964 de GE Application of Phase and Ground Distance Relays to Three Terminal Lines
16. GER-3964 DISTANCE PROTECTION MANUAL, MULTILIN, GENERAL ELECTRIC DISTANCE PROTECTION DESCRIPTION
17. Hubertus, J., Mooney, J., y Alexander, G (2007). "Application Considerations for Distance Relays on Impedance-Grounded Systems." Schweitzer Engineering Laboratories: 8 pp.
18. Horowitz y Phadke, 2008 Stanley H. Horowitz Arun G. Phadke, "Power System Relaying", John Wiley and Sons, Third Edition.
19. HYUNDAI (2005). "Operating Instructions Synchronous Generator." Catálogo del Fabricante.
20. Iriondo, A. B. "Protecciones de Sistemas de Potencia". Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vazco, Euskal Herriko Unibersitaeta. 1999. 174 p.
21. Kasztenny B. & Finney, D. (2007). "Fundamentals of Distance Protection." Annual Western Protective Relay Conference 34th: 33 pp.
22. Luis Felipe Hernández Zevallos " Aspectos de las protecciones de distancia de las líneas de transmisión equipadas con compensación serie" Curso de protecciones eléctricas, Colegio de Ingenieros del Perú (7/8/2012)
23. Mason C. Russell , 1967 "The art & Science of Protective Relaying", John Wiley and Sons, Sixth printing, 1967.
24. MiCOM P541, P542, 543, P544, P545, P546 2010 *Protecciones Diferenciales de Línea Versión 20G Guía Técnica P54X/ES T/G42*. 600p

25. Midwest Reliability Organization, 2009. Considerations for Transmission Reclosing Practices In the MRO Area. MARCH 3, 2009. 22 págs
26. Nájera A. 2012 “ *Ajuste y coordinación de protecciones de distancia y sobrecorriente para líneas de transmisión que comparten el mismo derecho de vía*”. Tesis en opción al título de master en ciencias técnicas.
27. Ramírez M. (2005) “*Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*” Universidad Autónoma de Nuevo León, Departamento de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Disponible en <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf> consultado 26 de enero del 2013 a las 10:30 pm
28. Sebastián, 2009 David Sebastián Baltazar, apuntes de clase, Materia: “*Protección de sistemas eléctricos de potencia*” Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México D.F.
29. Shehu Abba-Aliyu 2009 *Voltage Stability and Distance Protection Zone3* Tesis en opción al título de master en ciencias técnicas
30. Soman S.A. (2009) Curso: *Setting of Distance Relays* Department of Electrical Engineering IIT Bombay enero – abril de 2009.
31. Spark Xue, Bogdan Kasztenny, Ilia Voloh and Dapo Oyenuga 2010 *Power System Frequency Measurement for Frequency Relaying* 19 pags
32. TA Kahraman Yumak ELK412 - Distribution of Electrical Energy Lab. Notes v1.0 2013 Spring]
33. Torres, Orllys. (2008) “ *Generalidades de las Protecciones* ” Disponible en: [http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/826/69/Material Generalidades de las Protecciones.pdf](http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/826/69/Material%20Generalidades%20de%20las%20Protecciones.pdf), consultado 3 de febrero del 2013 a las 9:15 pm Consultado 27 de enero del 2013 a las 10:30 pm
34. Vásquez J. 2006 (Juan Jorge V Ricardo) Seminario: “*Seguridad, Rriesgo, Calidad y Protecciones Eléctricas*”, Protección de líneas de transmisión, Universidad Nacional Medellín del 5 al 7 de junio de 2006.
35. Warrington C. 1977 A.R.van C.Warrington,“*Protective Relays their theory and practice, Volume Two*”, Chapman and Hall, third edition,
36. Westinghouse, E. C. (2002). “*Applied Protective Relaying.*” Newark, New Jersey, 165 pp.

37. Ziegler G. 2006, *Numerical Distance Protection, Principles and applications*. Siemens, second edition, 2006, 46)

ANEXO I

RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE CARGA

Tabla I.1 Flujo de carga para el régimen de máxima demanda (Obtenido del PSX).

Estado	Flujo de Carga (A)	Generación total de P(MW)	241.0
Iteraciones	16	Generación total de Q(MVAr)	55.1
Tiempo de corrida	0.016	Carga activa total (MW)	229.9
MVA Base	100	Carga reactiva total (MVAr)	112.2
Barras	841	Pérdidas de P total (MW)	11.1
Máquinas	115	Pérdidas de Q total (MVAr)	-57.1
Líneas	545	Costo (MP/h)	
Transformadores	319	Costo esp.(ctvs/kWh)	
R total (pu)	480.30131	Reserva(%)	
X total (pu)	2771.46235	Reserva real(%) (+pérdidas)	
Bc total (pu)	0.93930	Error(MVA)	0.01

Tabla I.2. Flujo de carga para el régimen de mínima demanda (Obtenido del PSX).

Estado	Flujo de Carga (A)	Generación total de P(MW)	87.1
Iteraciones	4	Generación total de Q(MVAr)	-51.5
Tiempo de corrida	0	Carga activa total (MW)	84.6
MVA Base	100	Carga reactiva total (MVAr)	46.5
Barras	841	Pérdidas de P total (MW)	2.5
Máquinas	115	Pérdidas de Q total (MVAr)	-98.0
Líneas	545	Costo (MP/h)	
Transformadores	319	Costo esp.(ctvs/kWh)	
R total (pu)	480.30131	Reserva(%)	
X total (pu)	2771.46235	Reserva real(%) (+pérdidas)	
Bc total (pu)	0.93930	Error(MVA)	0.01

Tabla I.3 Datos obtenidos de la Empresa Eléctrica de Villa Clara.

		Carga Promedio en MW		
Subestación	Línea	Madrugada	Día	Pico
		00:00-06:00	00:06-18:00	18:00-22:00
SC 110 kV	124	3.3	7.2	7.7
	129	2.8	4.6	6.6
	119	0.7	1.4	1.9
	108	2.3	5.0	5.6
	861	1.9	5.3	4.4
	881	0.05	0.1	0.1
SC Industrial	1785	3.9	7.5	9.1
	1770	0.7	2.3	1.7
	1780	1.5	2.5	2.9
	6375	4.8	11.9	12.9
Sto Dgo	1710	1.2	4.5	6.6
	1720	1.9	6.8	6.3
	1715	1.4	4.8	5.4
	1210	2.5	8.7	9.0
Sagua	1205	4.0	9.3	12.2
	1215	0.5	1.6	1.9
	1225	5.0	5.6	5.5
Calabazar	1965	1.3	4.9	6.0
	1960	0.8	2.3	5.6
	1955	2.2	7.3	7.5
Remedios	1365	1.6	4.5	5.7
	1380	3.8	7.9	9.3
	1370	1.4	5.8	6.0
	1375	0.3	0.9	1.0
Placetás	1915	0.2	0.9	0.9
	1910	3.1	7.6	9.3
	1920	3.7	12.2	13.7
La Moza	331	2.8	9.8	12.0
	332	3.6	6.6	6.2
	333	2.7	7.6	6.7
Camajuani	6463	5.0	11.0	13.2
SC Industrial13	V625	3.6	6.8	9.7
Gran Panel13	V770	4.3	7.6	11.5
Cruces	75	2.5	6.5	9.1
H. Colorado	4608	1.2	3.5	3.9
		82.45	202.80	224.10

ANEXO II

SECUENCIA DE EVENTOS PARA LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE FALLA DE INTERRUPTOR

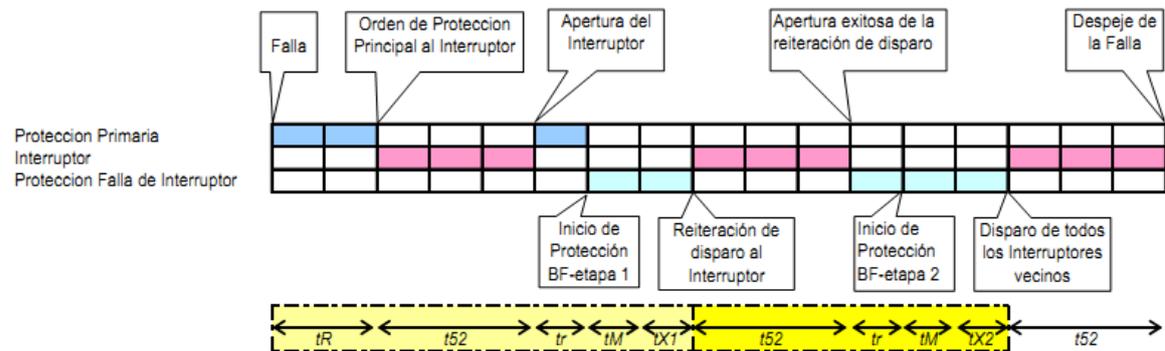


Figura II.1: Coordinación protección principal y protección falla de interruptor.

Para determinar la coordinación con la protección de falla de interruptor se debe considerar la secuencia de eventos que se muestra a continuación:

1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor
2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{52}).
3. Si la falla no se extingue, la protección de falla de interruptor debe actuar en su primera etapa para efectuar una reiteración del disparo a ambas bobinas del interruptor, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relevador (t_r) más un adicional (t_M) y el tiempo del relevador auxiliar (t_X) que envía la reiteración de apertura al interruptor.
4. Si la falla no es extinguida en esta primera etapa de la protección de falla de interruptor, se inicia la segunda etapa para efectuar la apertura de todos los interruptores vecinos que deben despejar la falla. Nuevamente es necesario considerar un margen que incluya la reposición de la protección (t_r) un tiempo adicional (t_M) y el tiempo de los relevadores auxiliares de disparo (t_X).
5. La falla será extinguida por la protección de falla de interruptor después del tiempo de la apertura de los interruptores no fallados (t_{52}).

ANEXO III**CONSTANTES DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CURVAS IEEE**

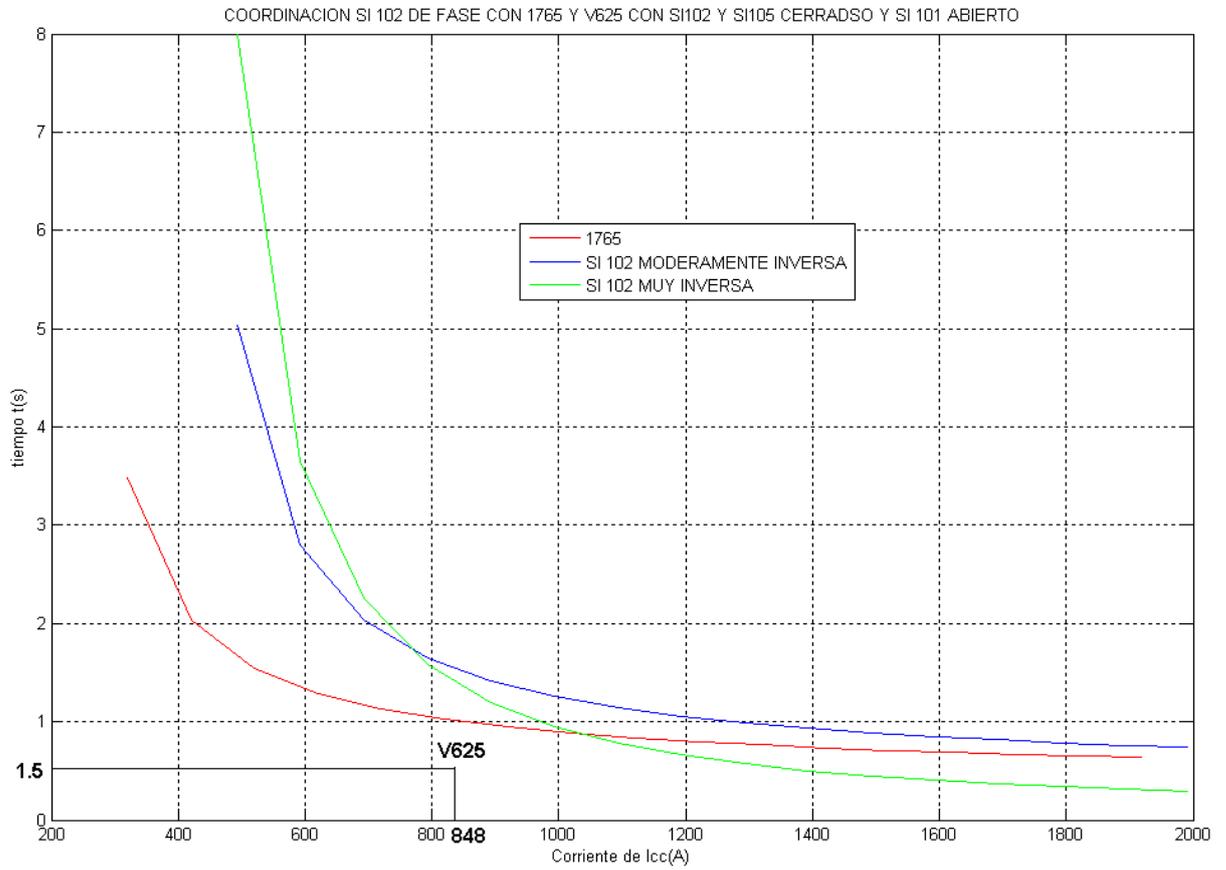
Tabla III.1 :Valores de las constantes de las características

Descripción de la curva	Estándar	β Constante	α Constante	Constante L
Estándar Inversa	CEI	0.14	0.02	0
Muy Inversa	CEI	13.5	1	0
Extremadamente Inversa	CEI	80	2	0
Inversa Tiempo. Largo	UK	120	1	0
Rectificador	UK	45900	5.6	0
Moder. Inversa	IEEE	0.0515	0.02	0.114
Muy Inversa	IEEE	19.61	2	0.491
Extremadamente Inversa	IEEE	28.2	2	0.1217
Inversa	US	5.95	2	0.18
Inversa Tiempo Corto	US	0.16758	0.02	0.11858

ANEXO IV

GRÁFICAS DE COORDINACIÓN

Figura IV.1: Coordinación del relevador SI 102 con el 1765.



ANEXO V

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL ESTADO DE OPERACIÓN DE LA RED DONDE: RELEVADORES SI 101 Y SI 102 CERRADOS Y SI 105 ABIERTO

V.1 Introducción

Este anexo muestra los resultados obtenidos para el estado de operación de la red donde: Relevadores SI 101 y SI 102 cerrados y SI 105 abierto, es una condición de operación que no se ha presentado en la práctica pero se decidió analizar porque como los relevadores instalados dan la posibilidad de cuatro grupos de ajustes se garantiza que si se presenta ellos puedan actuar correctamente.

V.2 Ajuste de los Relevadores de Sobrecorriente de Fase del SI 101 y del SI 102

En este estado de operación de la red se sigue la metodología planteada en el capítulo 2 y los mismos criterios que los expuestos en el capítulo 3. Para esta ocasión se ajustan ambos relevadores ya que ambos están cerrados.

El relevador SI 102 no será ajustado para los umbrales 1 y 3 porque como al abrir el interruptor SI 105 él queda aislado de la generación y por su línea no va a circular corriente de cortocircuito.

En el caso del se simulan los cortocircuitos en las barras definidas en el capítulo 3 para el SI 101. La tabla V.1 muestra los resultados obtenidos

Tabla V.1. Resultados del primer umbral para el relevadores SI 101

	$I_{c \text{ Max}} \text{ (A)}$	$I_{ap} \text{ (A)}$	$I_{CC \text{ Min}} \text{ (A)}$	k_s	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	131	196	$I_{cc \text{ (Yabú)}} = 62$ $I_{cc \text{ (La Moza)}} = 25$	0.13	0.55	0.514

Para el segundo umbral el análisis es igual al hecho con anterioridad, pues también se define como un tiempo inverso pero con direccionalidad contraria. Para el chequeo de sensibilidad se plantea un cortocircuito en la barra Sub-IndustrialB33. En este umbral los relevadores deben coordinar con el 1765 y con V625, para esto se sigue la secuencia de pasos ya explicada.

Tabla V.2. Resultados del segundo umbral para los relevadores SI 101 y SI 102.

	I_c Max (A)	I_{ap} (A)	I_{CC} Min(A)	ks	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	262	393	$I_{cc (SUB-IND / B33)} = 811$	2.06	0.3	0.39
SI 102	131	196	$I_{cc (SUB-IND / B33)} = 709$	3.6	0.55	0.513

Cuando se está coordinando con el totalizador V625 para el SI 101 se obtiene un tiempo de $t=1.2s$ con la curva moderadamente inversa y un tiempo $t=1.4s$ con la curva muy inversa, ambos tiempos son menores que 1.5s, que es el que tiene el V625 por tanto no coordinan el SI 101 con el V625, para el SI 102 se obtiene un tiempo de $t=0.95s$ con la curva moderadamente inversa y un tiempo $t=0.8s$ con la curva muy inversa, ambos tiempos son menores que 1.5s por tanto tampoco coordina con el V625, para este problema hay dos opciones, la primera es escoger el TD en función de 1.5s (para esta solución $TD=0.49$ para una curva moderadamente inversa y $TD= 0.32$ curva muy inversa, para el SI 101 y $TD=0.821$ para una curva moderadamente inversa y $TD= 0.963$ curva muy inversa para el SI 102) o cambiar los ajustes del V625 poniéndole un tiempo inverso que sería lo más correcto.

El tercer y cuarto umbrales se definen de igual forma que la expuesta en el capítulo 3 para estos umbrales, los cortocircuitos se plantean en las barras 110 Santa Clara para el SI 101 y en las barras 110 Yabú y Móvil – Camajuaní para el SI 102. Las tablas V.3, V.4 y V.5 muestran los resultados obtenidos para estos umbrales.

Tabla V.3. Resultados del tercer umbral para el relevador SI 101.

	I_{CC} (A)	I_{ap}(A)	T(s)
SI 101	$I_{cc (110 Santa Clara)} = 282$	352	0.05 s

Tabla V.4. Resultados del cuarto umbral para el relevador SI 101

SI 101	2do escalón TC	2do escalón TC variante 2	3er escalón TC
I_c Máx (A)			131
I_{CC} (A)	$I_{cc (110 Yabú)DLA} = 1036$ $I_{cc (110 Yabú)DLC} = 531$	$I_{cc (Móvil - Cam)} = 3086$ $I_{cc (9315)} = 2267$	

	$I_{cc}(\text{Moza})=2799$		
Iap_{n-1} (A)	$I_{ap}^I(9110)=1295$ $I_{ap}^I(9125)=3498.75$	$I_{ap}^I(8340)=3848$ $I_{ap}^{II}(9110)=4232.8$ $I_{ap}^I(\text{LM120})=2833.75$ $I_{ap}^{II}(9125)=3117.12$	
Iap (A)	3848.6	4656.08	393
Icc mín (A)	$I_{cc}(110 \text{ Santa Clara})=148$	$I_{cc}(110 \text{ Santa Clara})=148$	
ks	0.038	0.032	0.38
T (s)	0.35s	0.35 s	0.35

Tabla V.5. Resultados del cuarto umbral para el relevador SI 102

SI 102	2do escalón TC
I_c Máx (A)	
I_{cc} (A)	$I_{cc}(110 \text{ Santa Clara})=8009$
Iap_{n-1}(A)	$I_{ap}^I(8400)=10011.25$
Iap (A)	11012.38
Icc mín (A)	$I_{cc}(110 \text{ Yabú})=26$
ks	0.0024
T (s)	0.35s

Como la corriente para un cortocircuito en la barra 110 Santa Clara dio un valor tan elevado no tuvo ningún sentido seguir ajustando este umbral con la segunda variante del segundo escalón y tampoco tiene sentido hacer el ajuste por carga máxima pues no hay generación detrás del relevador SI 102.

V.3 Ajuste de los Relevadores de Sobrecorriente de Tierra del SI 101 y del SI 102

Los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra se escogen iguales a los del sobrecorriente de fase pero los ajustes se efectúan con las fallas monofásicas y bifásicas a tierra, que son en las que involucran a la tierra, siempre tomando **tres veces** la corriente de secuencia cero. Las tablas V.6 y V.7 exponen los resultados obtenidos

Tabla V.6. Resultados del primer umbral de SC de tierra para los relevadores SI 101 y SI 102.

	I_{nTC} (A)	I_{ap} (A)	$I_{CC\ Min}(A)$	k_s	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	400	40	$I_{0\ 1\ \phi}$ (Yabú) = 26 $I_{0\ 2\ \phi}$ (La Moza) = 6	1.95 0.45	0.55	0.514
SI 102	400	40	$I_{0\ 2\ \phi}$ (110 Santa Clara) = 9 $I_{0\ 2\ \phi}$ (RE 105) = 12	0.68 0.9	0.55	0.514

Tabla V.7. Resultados del segundo umbral de SC de tierra para los relevadores SI 101 y SI 102.

	I_{nTC} (A)	I_{ap} (A)	$I_{CC\ Min}(A)$	K_s	TD (Muy I)	TD (MI)
SI 101	400	40	$I_{0\ 1\ \phi}$ (SUB-IND / B33) = 411	30.83	1.38	1.04
SI 102	400	40	$I_{0\ 2\ \phi}$ (SUB-IND / B33) = 110	8.25	0.54	0.514

No se necesita coordinar el totalizador V625 con el SI 101 porque para fallas por baja de 13 kV no pasa corriente de cortocircuito por él o pasa muy poca y en el caso del SI 102 no tiene que coordinar con el totalizador 1765.

Cuando se está coordinando con el V625 se obtiene un tiempo de $t=0.53s$ con la curva moderadamente inversa y un tiempo $t=0.22s$ con la curva muy inversa, ambos tiempos son menores que 2s, por tanto no coordina con el V625, para este problema hay dos opciones, la primera es escoger el TD en función de 2s (para esta solución $TD=1.03$ para una curva moderadamente inversa y $TD= 1.11$ para una curva muy inversa) o cambiar los ajustes del V625 poniéndole un tiempo inverso.

Los resultados obtenidos para el tercer umbral se muestran a continuación, el análisis hecho es muy semejante a los mostrados en el capítulo 3 para los terceros umbrales.

Tabla V.8. Resultados del tercer umbral de SC de tierra para los relevadores SI 101 y SI 102.

	I_{CC} (A)	I_{ap}(A)	T(s)
SI 101	$I_{0\ 1\ \phi}$ (110 Santa Clara) =73	273.8	0.05
SI 102	$I_{0\ 2\ \phi}$ (110 Yabú) =29 $I_{0\ 1\ \phi}$ (Móvil - Cam)=6	108.7	0.05

El cuarto umbral se calcula como ya se explicó en el capítulo 3, solo que no se chequea la variante 2 para el segundo escalón, porque se percibe que es evidente que no se va a lograr la sensibilidad, entonces se pasa a ajustar como tercer escalón de tiempo constante. A continuación se presentan los resultados (Tablas V.9 y V.10)

Tabla V.9. Resultados del segundo umbral de SC de tierra para el relevador SI 101.

SI 101	2do escalón TC	3er escalón TC
I_{nTC} (A)		400
I_{CC} (A)	$I_{0\ 2\ \phi}$ (110 Yabú)= 409 $I_{01\ \phi}$ (Moza)= 499	
I_{ap_{n-1}} (A)	I_{ap}^I (9125)=444	
I_{ap} (A)	2058.4	40
I_{cc mín} (A)	$I_{0\ 2\ \phi}$ (110 Santa Clara)=47	
ks	0.07	3.15
T (s)	0.35s	0.35

Tabla V.10. Resultados del segundo umbral de SC de tierra para el relevador SI 102.

SI 102	2do escalón TC	3er escalón TC
I_{c Máx} (A)		400
I_{CC} (A)	$I_{0\ 1\ \phi}$ (110 Santa Clara)= 2149 $I_{0\ 1\ \phi}$ (Camaj-Baja-Móvil)=38	
I_{ap_{n-1}}(A)	I_{ap}^I (8400)= 8058.75	

Iap (A)	8864.63	40
Icc mín (A)	$I_{01} \phi$ (110 Yabú)=8 $I_{02} \phi$ (Móvil Cam)=106	
ks	0.07	
T (s)	0.35s	0.35

V.4 Ajustes de los relevadores de Distancia de los relevadores SI 101 y SI 102

Esta protección determina con mayor precisión la longitud de las primeras y segundas zonas, además se logra una mayor sensibilidad de la tercera zona, ella será la encargada de cubrir todo lo que no puedo cubrir la protección de sobrecorriente. En la primera zona de esta protección se trabaja con un valor de $k^I=0.85$, para la segunda zona $k=0.9$ y $k^{II}=0.85$, por último para la tercera zona se trabaja con un valor de $k^{III}=1.25$ para garantizar la sensibilidad.

Los ajustes de la primera zona para esta configuración de la red son los mismos que los de las configuraciones anteriores explicadas en el capítulo 3. Los resultados se muestran en la tabla V.11.

Tabla V.11. Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para los relevadores SI 101 y SI 102.

	Z Línea propia (Ω)	Z_{ap}(Ω)	T (s)
SI 101	5.28 / <u>71.18°</u>	4.49	0.025
SI 102	12.597 / <u>71.084°</u>	10.71	0.025

En la segunda zona se chequean dos condiciones como se explicó en el capítulo 2. A continuación se muestran los resultados para ambos relevadores en las dos condiciones (Tabla V.12 y V.13).

Tabla V.12. Ajustes de la segunda zona de la protección de distancia para el relevador SI 101.

SI 101	Yabú	Moza	INT-ENLACE-293	Gran Panel
$Z_{\text{Línea Adyac}} (\Omega)$	2.28/ <u>72.7°</u>	17.13/ <u>71.18°</u>		59.63/ <u>71.18°</u>
$Z_{\text{Línea Prop}} (\Omega)$	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>	5.28 / <u>71.18°</u>
Kc	0.52	0.016	0.022	0.031
$Z_{\text{ap}}^{\text{II}} (\Omega)$	7.43	700.6	1044	1639

Terminado el chequeo para la segunda condición se escoge el menor valor para la impedancia de arranque, que en esta ocasión es: 7.43 Ω y el coeficiente de sensibilidad se calcula como $k_s = 7.43/5.28 = 1.4$, a pesar de no dar mayor que el coeficiente establecido (1.5) es aceptable ya que es una línea corta solo de 5.28 Ω y se puede aceptar así. El tiempo es 0.32s

Tabla V.13. Ajustes de la segunda zona de la protección de distancia para el relevador SI 102.

SI 102	RE 105	110 Santa Clara	Camajuaní - Baja - Móvil
$Z_{\text{Línea Adyac}} (\Omega)$	7.91 / <u>71.19°</u>	2.28 / <u>72.72°</u>	54.3 / <u>80.54°</u>
$Z_{\text{Línea Prop}} (\Omega)$	12.597	12.597	12.597
kc	0.036	0.004	0.092
$Z_{\text{ap}}^{\text{II}} (\Omega)$	153.6	47.8	512.4

La impedancia de arranque para el relevador SI 102 en esta zona se escogió **47.8 Ω** y el coeficiente de sensibilidad se calculó como $k_s = 47.8/12.597 = 3.9$, dando sensible.

En la tercera zona las variantes posibles son las mismas que en la variante 1 de la zona anterior, pero el valor de kc se toma contrario a como se tomó en la segunda zona, es decir que se toma el menor valor posible en cada variante, para lograr una mayor impedancia para el ajuste. La tabla V.14 exhibe los resultados.

Tabla V.14. Ajustes de la tercera zona de la protección de distancia para los relevadores SI 101 y SI 102

SI 101	Moza	SI 102	110 Santa Clara
Kc	0.023	Kc	0.038
$Z_{ap}^{III} (\Omega)$	924.4	$Z_{ap}^{III} (\Omega)$	690

Cuando se hizo la comprobación por carga máxima el relevador SI 101 presentó los mismos problemas que en el capítulo 3 ($924.4 \geq 160.3$). Como esta zona no se pudo ajustar se chequeó en la barra Yabú, (esto no es lo ideal) que es la barra de la otra línea adyacente y se obtuvo como resultados los mostrados en la tabla V.15. El relevador SI 102 también presentó problemas porque su impedancia de arranque resultó ser mayor que la de carga máxima ($690 \geq 160.3$), para este relevador no existe solución posible con el relevador de distancia, se debe colocar un piloto para enfrentar esta situación.

Tabla V.15. Resultados de la tercera zona de distancia del relevador SI 101 planteando un cortocircuito en la Barra Yabú

SI 101	Yabú
Kc	0.19
$Z_{ap}^{III} (\Omega)$	21.6

Como se observa $21.6 \leq 160.3$ por tanto en la barra Yabú no hay problemas. Para este caso una posible solución sería poner un relevador en la barra Tap Rusa, resolviéndose así el problema de la Moza, ya que el relevador no tendría que proteger una línea con una impedancia tan elevada. Para esta propuesta los resultados son los siguientes:

Tabla V.16. Resultados de la solución propuesta para la tercera zona de distancia del relevador SI 101.

SI 101	Tap Rusa
$Z_{Línea Adyac} (\Omega)$	$1.34 / 72.7^\circ$
$Z_{Línea Prop} (\Omega)$	$5.28 / 71.18^\circ$
Kc	0.017
$Z_{ap}^{II} (\Omega)$	103.7

ANEXO VI

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR DE LA SERIE P40xx DE LA FIRMA AREVA

1. Rasgos principales.

- ✓ Protección diferencial de corriente. Mide por fase e identifica la fase fallada. Aplicable a todas las líneas y cables, cortas y largas, con efecto de fuentes intermedias fuertes y débiles.
- ✓ Aplicable a líneas multiterminales, cada relevador está equipado con 2 o 3 esquemas.
- ✓ Adaptada a un conjunto de subestaciones y topologías de la red eléctrica. Aplicaciones de transformadores -alimentadores, barras de interruptor y medio, o mallas.
- ✓ Con canales de comunicación por fibra óptica, estándar IEEE C37.94 TM conexión multiplexada, conexión multiplexada G.703, V.35 y X21.
- ✓ Facilidades de protección de respaldo. Tres zonas de protección de distancia, protección sobrecorriente, falla de interruptor.
- ✓ Reenganche múltiple con chequeo de sincronismo.
- ✓ Esquemas lógicos programables.

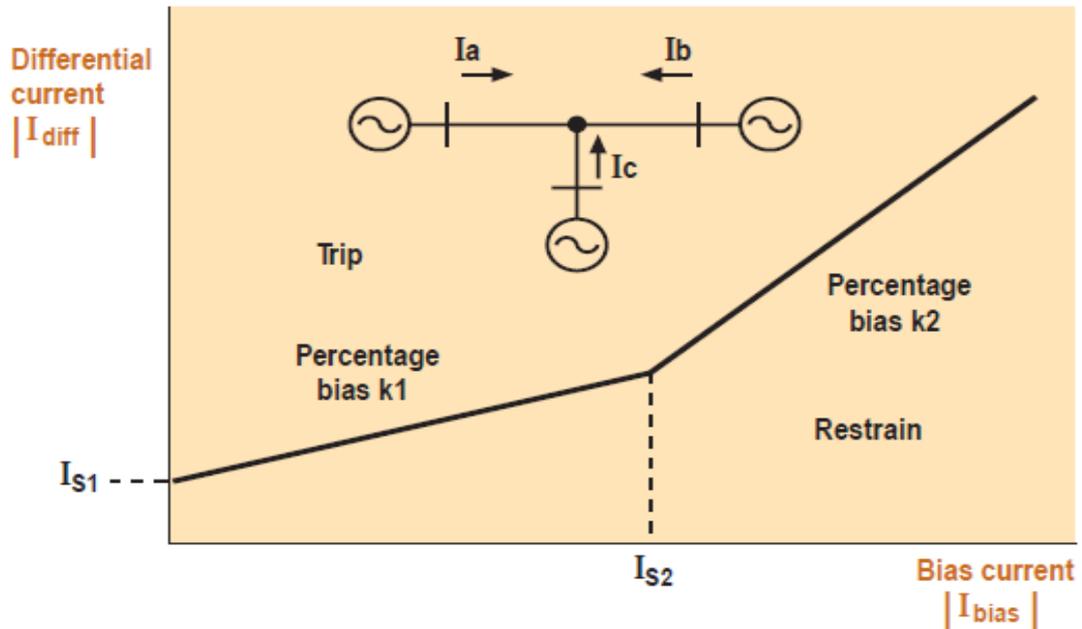
2. Aplicaciones.

- ✓ Los modelos P541 y P542 se aplican donde no hay transformadores de potencial y estos dispositivos están limitados a disparos de tres polos.
- ✓ Los modelos P543 - P546 se emplean en línea de muy alta tensión y permiten disparos monopolares y tripolares y tienen entradas de transformadores de potencial.
- ✓ La serie P54xx está complementada con un conjunto de funciones de protección y control estándares, las cuales pueden ser deshabilitadas del menú para simplificar los ajustes.
- ✓ La protección diferencial de corriente por su naturaleza requiere pocos ajustes de la protección.

3. Protección diferencial.

- ✓ El elemento de protección primaria es una diferencial de corriente de fase segregada.

- ✓ El algoritmo de medición es muy fiable, ofrece una rápida detección de fallas internas y una correcta y estable discriminación para las fallas internas.
- ✓ El algoritmo diferencial posee una doble pendiente como se muestra en la figura W.1 Una que garantiza sensibilidad para fallas de bajas corrientes (k_1) y el otro para altas corriente teniendo en cuenta el efecto de la saturación de los TC.



$$|I_{diff}| = |I_a + I_b + I_c|$$

$$|I_{bias}| = 0.5 (|I_a| + |I_b| + |I_c|)$$

The relay operates when

$$(1) \text{ For } |I_{bias}| < I_{S2} \\ |I_{diff}| > k_1 |I_{bias}| + I_{S1}$$

$$(2) \text{ For } |I_{bias}| > I_{S2} \\ |I_{diff}| > k_2 |I_{bias}| - (k_2 - k_1) I_{S2} + I_{S1}$$

- ✓ Comportamiento excelente ante altas resistencias de falla y efecto de fuente intermedia.

4. Funciones disponibles.

ANSI	FEATURES	P541	P542	P543	P544	P545	P546
87	Phase segregated current differential	●	●	●	●	●	●
	2 and 3 terminal lines/cables	●	●	●	●	●	●
	Feeders with in-zone transformers	●	●				
	Two breaker configurations				●		●
	Suitable for use with SDH/SONET networks					●	●
	Direct/permissive intertripping	●	●	●	●	●	●
	3 pole tripping only	●	●				
	Single and 3 pole tripping			●	●	●	●
79	Autoreclose - shots supported		4	4		4	
25	Check synchronizing			●		●	
50/51	Non-directional phase overcurrent	●	●	●	●	●	●
50/51N	Non-directional E/F protection	●	●	●	●	●	●
67	Directional phase overcurrent protection			●	●	●	●
67N	Directional E/F protection			●	●	●	●
67N	Directional sensitive E/F			●	●	●	●
67W	Directional wattmetric E/F			●	●	●	●
21	Distance zones			3	3	3	3
68	Power swing blocking			●	●	●	●
49	Thermal overload	●	●	●	●	●	●
FL	Fault locator			●	●	●	●
BC	Broken conductor	●	●	●	●	●	●
VTS	Voltage transformer supervision			●	●	●	●
	Circuit Breaker condition monitoring	●	●	●	●	●	●
50 BF	High speed breaker fail	●	●	●	●	●	●
	Graphical programmable scheme logic (PSL)	●	●	●	●	●	●
TCS	Trip circuit supervision	●	●	●	●	●	●
	Alternative setting groups	4	4	4	4	4	4
	Opto coupled logic inputs	8	16	16	16	24	24
	Relay output contacts	7	14	14	14	32	32