

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

**Ajuste de las protecciones de la zona comprendida
entre las subestaciones Santa Clara, La Moza y
Gran Panel.**

Autor: Eduardo González Pérez

Tutor: MsC. Grettel Esther Quintana de Basterra

Ing. Leonardo Mederos

Santa Clara

2016

"Año 58 de la revolución"

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Ajuste de las protecciones de la zona comprendida entre las subestaciones Santa Clara, La Moza y Gran Panel

Autor: Eduardo González Pérez

eduardo920@nauta.cu

Tutor: MsC. Grettel Esther Quintana de Basterra

gqdebasterra@uclv.edu.cu

Ing. Leonardo Mederos

leonardo@elecvccl.une.cu

Consultante: Dr. Marta Bravo de las Casas

Santa Clara

2016

"Año 58 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 especialidad de Ingeniería en 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

El genio comienza las grandes obras, mas sólo el trabajo las termina.

J. Joubert

DEDICATORIA

A mamá y papá que son el pilar sobre el que me sostengo. Este también es su trabajo.

A la niña, la más linda del mundo. Por hacerme ser mejor persona cada día.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia porque ellos forman parte indisoluble de este trabajo y de todo el sacrificio que implicó haber llegado hasta aquí.

A mi tío Haruco, gracias mil, por toda tu ayuda y tu apoyo. Espero algún día poder servirte tanto como tú a mí.

A mi novia, la piniwini mía, por todo su apoyo y su paciencia.

A mi tutora, que en estos meses ha sido mucho más que mi amiga. Todo el cariño del mundo para ti.

A mis amigos, que me soportaron estos cinco años, a su lado aprendí, me reí, lloré, pero también pasé los mejores momentos. Magdieles todos.

A todos aquellos que también se preocupan por mí y que ahora mismo me pasan por la cabeza, pero necesitaría mil páginas para citarlos.

Gracias a todos.

TAREA TÉCNICA

1. Revisión bibliográfica relacionada con el tema.
2. Actualización del PSX de la red eléctrica de la provincia de Villa Clara.
3. Análisis de los flujos de carga en las condiciones actuales de la red eléctrica de Villa Clara.
4. Determinación del comportamiento de los niveles de cortocircuito de las subestaciones de la zona de estudio.
5. Confección del informe

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

En los últimos años la red de 110kV de la provincia Villa Clara ha sufrido numerosos cambios relacionados con la política de generación distribuida y la construcción de nuevas subestaciones y líneas.

En especial la zona comprendida entre Santa Clara, La Moza y la hidroeléctrica Hanabanilla ha sufrido varios cambios. En primer lugar, la construcción de la subestación Gran Panel 110/13.8kV (La Rusa), la cual brinda servicio eléctrico a un cuarto de la ciudad de Santa Clara principalmente de carácter residencial. Además, se construyó una línea hasta la nueva subestación de forma que quedó alimentada por 110kV por dos vías, brindando mayor fiabilidad a los consumidores.

Después de construida la subestación Gran Panel, el ajuste de los relevadores instalados en esta zona no responden a las nuevas condiciones de operación de la red, es por eso que se hace necesario calcular un nuevo ajuste para dichos relevadores, de forma que respondan exitosamente ante una avería. Además, se analizan dos escenarios, cuando se considera el relevador de la subestación Gran Panel y cuando no se considera, ya que está instalado, pero no cuenta con ajustes.

Por todo lo antes expuesto uno de los propósitos fundamentales de esta investigación es calcular los valores de ajuste a los relevadores 9125, GP-102 y LM-130 que son de la firma AREVA, tipo MICOM P44X 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. Generalidades de las protecciones.....	4
1.1. Introducción	4
1.2. Fundamentos de las Protecciones.....	5
1.2.1 Requisitos fundamentales de los relevadores de protección.....	5
1.2.2 Elementos de los sistemas de protección.	6
1.3. Protección de las líneas de transmisión.....	7
1.3.1 Factores que se deben tener en cuenta en el momento de elegir el sistema de protección para una línea de trasmisión.....	7
1.3.2 Tipos de protecciones utilizadas en las líneas	8
1.4. Generalidades de la Protección de Sobrecorriente.....	8
1.4.1 Usos de las Protecciones de Sobrecorriente.....	8
1.4.2 Selectividad	9
1.4.3 Protección de Tiempo Constante o Tiempo Definido	9
1.4.4 Protección de Tiempo Inverso.....	10
1.5. Particularidades de la Protección de Distancia	11
1.5.1 Sobrealcance y Subalcance de los Relevadores de Distancia	12

1.5.2	Zonas de Ajuste del Relevador de Distancia.....	12
1.6.	Tipos de Relevadores de Distancia	14
1.7.	Línea multiterminal.....	17
1.7.1	Problemática de las líneas con tres terminales o multiterminales.	17
1.7.2	Protecciones en líneas multiterminales	18
1.8.	Esquemas Típicos de Protección de las Líneas de Transmisión.....	18
1.9.	Conclusiones del Capítulo	19
CAPÍTULO 2. Descripción de la problemática existente en la zona de estudio y criterios de ajustes de las protecciones.		20
2.1	Introducción	20
2.2.	Composición de la red de 110 kV de la provincia Villa Clara.	20
2.3.	Caracterización de las subestaciones en estudio	21
2.3.1	La Moza 110 kV.....	22
2.3.2	Gran Panel 110 kV	23
2.3.3	Santa Clara Industrial.....	24
2.4	Descripción de la problemática existente.....	25
2.5	Regímenes de trabajo.....	27
2.6	Relevadores disponibles en la subestación	28
2.6.1	Potencialidades del P-44X	28
2.7	Metodología de cálculo	30
2.7.1	Metodología de cálculo para las protecciones de distancia.....	30
2.7.2	Criterios para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente Tiempo Inverso	33
2.7.3	Metodología de cálculo para las protecciones de sobrecorriente de Tierra.....	35

2.8 Conclusiones del capítulo	36
CAPÍTULO 3. Cálculo de los parámetros de ajustes de los relevadores.....	37
3.1 Introducción.....	37
3.2 Condición de operación de la red eléctrica: Sin relevador en la subestación Gran Panel.....	37
3.2.1 Ajuste del relevador de distancia del 9125 (SC 110).....	38
3.2.2 Ajuste del relevador de distancia LM-130 (Moza).....	41
3.2.3 Ajuste de las protecciones de sobrecorriente de los relevadores 9125 y LM-130	43
3.2.3.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del 9125	43
3.2.3.2 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del 9125.....	44
3.2.3.3 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del LM-130	46
3.2.3.4 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del LM-130.....	47
3.3 Condición de operación de la red eléctrica: con relevador en la subestación Gran Panel.....	48
3.3.1 Ajuste del relevador de distancia del 9125 (SC 110).....	48
3.3.2 Ajuste del relevador de distancia LM-130 (Moza).....	49
3.3.3 Ajuste del relevador de distancia GP-102.....	51
3.3.4 Ajuste de las protecciones de sobrecorriente	53
3.3.3.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del 9125	54
3.3.3.2 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del 9125.....	55
3.3.3.4 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del LM-130.....	57
3.3.3.5 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del GP-102.....	58
3.3.3.6 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del GP-102	59
3.4 Tablas resumen	60

3.5 Conclusiones del capítulo	61
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	62
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
ANEXOS	66
Anexo I. Esquemas Eléctricos.....	66
Anexo II. Ajustes de otras funciones disponibles de los relevadores.....	68
II.1 Introducción	68
II.2 Sobrecorriente controlado por tensión.....	68
II.4 Ajuste $\partial F/\partial T$ (igual para todos los relevadores).....	69
II.5 Ajuste de sobretensión y baja tensión (igual para todos los relevadores) ...	70
II.6 Sobrecorriente de secuencia negativa	70
II.8 Conductor roto.....	72
II.9 Sobre frecuencia y baja frecuencia (igual para todos los relevadores)	72
Anexo III Resultados obtenidos cuando se analiza la condición de operación de la red, de no existir relevador en la subestación Gran Panel.....	74
Anexo IV Resultados obtenidos cuando se analiza la condición de operación de la red, de existir relevador en la subestación Gran Panel.....	75

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.

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. La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un Sistema Electroenergético de Potencia (SEP).

La continuidad hace referencia al hecho de que el sistema eléctrico debe garantizar que la energía producida en los centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los consumidores, característica que adquiere especial importancia si se tiene en cuenta que la energía eléctrica no puede ser almacenada a diferencia de otros tipos de energía. Una interrupción tiene repercusiones directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de la energía eléctrica, es decir toda la sociedad moderna.

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.

La red eléctrica cubana también ha estado atendiendo las exigencias necesarias para tener un servicio eléctrico de calidad por lo que hace algún tiempo se han venido haciendo cambios y mejoras en la red, dentro de los que se pueden mencionar la construcción de subestaciones, instalación de protecciones modernas entre otros.

Un ejemplo de esto lo constituye la construcción de la subestación Gran Panel, que pertenece a la provincia de Villa Clara y se encuentra en la ciudad de Santa Clara. Esto ha complejizado las características de la red, ya que existen derivaciones en las líneas lo que hace que existan lazos y líneas multiterminales.

Esta subestación es de vital importancia pues alimenta una zona residencial grande de la ciudad. Inicialmente se alimentaba desde una derivación de la línea Santa Clara – La Moza por lo que una avería en esta línea traía consecuencias fatales para los consumidores de dicha subestación.

En estos momentos se encuentra alimentada también por una línea de 110 kV de forma directa desde la barra 220 Santa Clara (proveniente de la subestación Yabú 220) pero todos estos cambios han llevado a un nuevo estado de operación de la red por lo cual se hace necesario calcular el ajuste de los relevadores existentes en esta zona (9125, LM-130 y GP-102) para estas condiciones y encontrar el ajuste del relevador (GP-102) de la subestación ya que se encuentra instalado pero no está en explotación por no tener ajuste alguno.

Objeto de Estudio

Ante el nuevo escenario de operación de la red los relevadores pertenecientes a las subestaciones Santa Clara Industrial (9125) y La Moza (LM-130) deben ser reajustados y al relevador GP-102 de la subestación Gran Panel se le deben calcular sus parámetros de ajuste para que se ponga en explotación lo antes posible y así garantizar una operación de la red eléctrica más fiable y con las menores afectaciones posibles.

Problema Científico

¿Cuáles son los ajustes adecuados de las protecciones instaladas en la zona comprendida entre las subestaciones Santa Clara Industrial, la Moza y Gran Panel después de construida la línea desde Gran Panel hasta Santa Clara 220?

Objetivo General

Calcular los ajustes de las protecciones de tecnología digital de la zona comprendida entre las subestaciones Santa Clara Industrial, la Moza y Gran Panel después de construida la línea desde Gran Panel hasta Santa Clara 220.

Objetivos específicos

1. Realizar un estudio bibliográfico acerca de las protecciones eléctricas y de los relevadores digitales multifuncionales para conocer todas sus potencialidades.
2. Obtener una red provincial actualizada que permita la realización de estudios de flujo de carga y de cortocircuito en el software PSX.
3. Calcular los ajustes de las protecciones teniendo en cuenta todas las posibilidades que brindan los relevadores instalados.
4. Confeccionar informe.

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 temas sobre la protección de distancia.

El **capítulo 2** muestra una descripción de las subestaciones que están en la zona de estudio, se explica detalladamente la situación existente en la zona de estudio, se exponen las potencialidades de los relevadores instalados y por último se plantea el criterio de ajuste utilizado en el siguiente capítulo

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

CAPÍTULO 1. Generalidades de las protecciones

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, paralelas o multiterminales.

La protección de las líneas de transmisión es sin duda una de las aplicaciones más complejas que tiene la protección eléctrica. La variedad de configuraciones que pueden existir en 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 diferencial 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 operación es directamente proporcional a la distancia donde ocurrió el fallo, debido a esto 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 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. 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. [1]

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 el 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.

1.2.1 Requisitos fundamentales de los relevadores de protección

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) Dependibilidad, es la certeza de una operación correcta cuando ocurra una falla,
- 2) Seguridad, esta es la habilidad para evitar operaciones incorrectas durante una falla. [2]

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. [3]

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. [4]

1.2.2 Elementos de los sistemas de protección.

Un equipo de protección no es solamente la protección o el relé de protección propiamente dicho, sino que incluye a todos aquellos componentes que permiten detectar, analizar y aislar la falla. Los principales elementos que componen un sistema de protección son:

1. Batería de alimentación. Es la que permite la continuidad del suministro de energía para el funcionamiento del equipo de protección. La alimentación de los circuitos de protección no puede ser tomada directamente desde la línea ya que ante cualquier perturbación que provoque la pérdida de servicio a una subestación los equipos de protección de la misma quedarían inoperantes.

2. Transformadores de medidas para protección. La función de los transformadores de medida, integrados por transformadores de corriente (TC) y de tensión (TP), es convertir las intensidades y tensiones del sistema eléctrico a valores más reducidos a la vez que establecen un aislamiento galvánico entre la red

eléctrica primaria y los relés de protección y otros instrumentos de medida conectados a los secundarios de estos convertidores de medida.

3. Relé de protección. Es el elemento más importante del sistema de protección pues es el que recibe la información, la procesa, toma decisiones y ordena la operación en uno u otro sentido. Esta operación se materializa mediante los circuitos auxiliares de control de los interruptores asociados al funcionamiento de protección.

4. Interruptor automático. Es el elemento que permite abrir o cerrar el circuito con tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de corriente. Opera bajo el control de la protección y su apertura coordinada, con la de otros interruptores, permite aislar el punto en que se ha producido la falla.

1.3. Protección de las líneas de transmisión

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos o más subestaciones. Por su longitud y cantidad en un sistema eléctrico las líneas de transmisión están más expuestas a los cortocircuitos que otros elementos del sistema.

Pueden ser protegidas por varios tipos de relés dependiendo del tipo de requisito que debe cumplir en el sistema por estas protecciones. Entre estos relés se encuentran los sobrecorrientes, direccionales o no, distancias y piloto.

1.3.1 Factores que se deben tener en cuenta en el momento de elegir el sistema de protección para una línea de transmisión

Los factores a tener en cuenta son los siguientes:

- ✓ Tipo de circuito: cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- ✓ Función e importancia de la línea: Qué efecto tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requieren para despejar una falta y nivel de tensión.
- ✓ Otros requerimientos: compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes.

1.3.2 Tipos de protecciones utilizadas en las líneas

Las protecciones usadas para proteger las líneas o cables de transmisión son:

- Relé de sobrecorriente.
- Relé diferencial de línea.
- Relé de distancia
- Relé de distancia con comunicación.

1.4. 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. [5] [6] [7] [8] [9]

1.4.1 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.

1.4.2 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.

1.4.3 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).

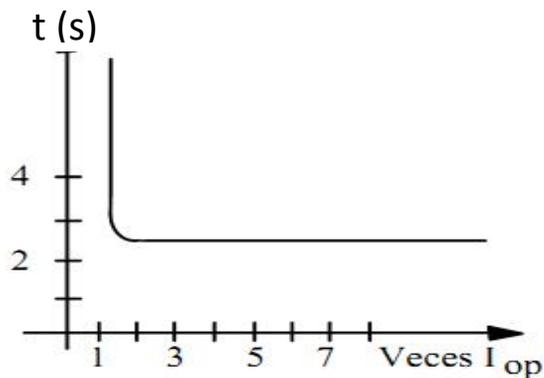


Figura 1.1. Característica tiempo - corriente de los relevadores de tiempo definido. Estas protecciones pueden hacerse con uno o tres escalones. La protección de un solo escalón no es recomendable para circuitos radiales ramificados, lo que causa que el tiempo de operación de la protección más cercana 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.

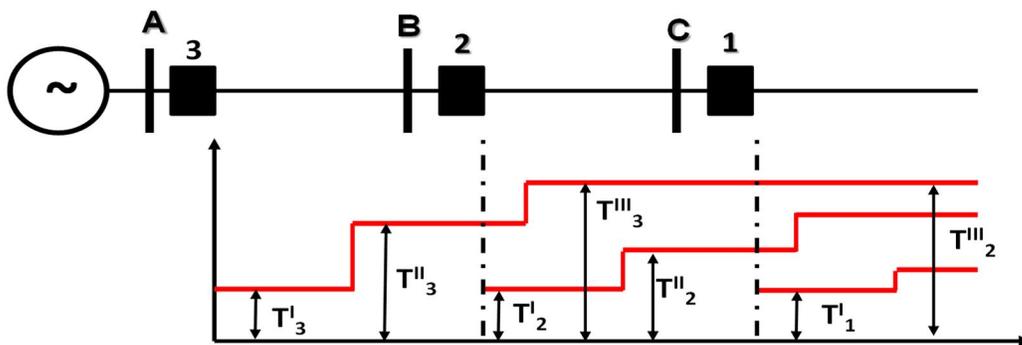


Figura 1.2. Característica escalonada de tiempo de la protección de sobrecorriente tiempo constante.

1.4.4 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.

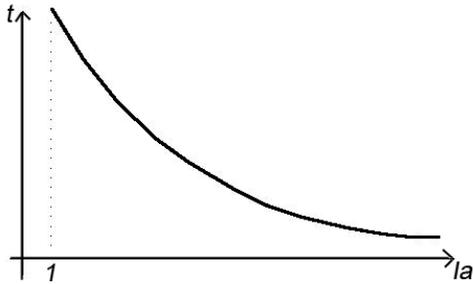


Figura 1.3. Característica tiempo - corriente de los relevadores de tiempo inverso.

1.5. Particularidades de la Protección de Distancia

Una de las formas de detectar una anomalía en un Sistema Eléctrico de Potencia (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 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.

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. [10]

1.5.1 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. [11]

1.5.2 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).

El método más común para proteger una línea, es la protección de distancia escalonada, donde el alcance del relevador está dividido en tres zonas. [12] [11] [13] [5] [14] [9] [15] [3] [4] [16]

- 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 retado 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 1.4 muestra los ajustes para un relevador de distancia de acuerdo a los criterios explicados anteriormente.

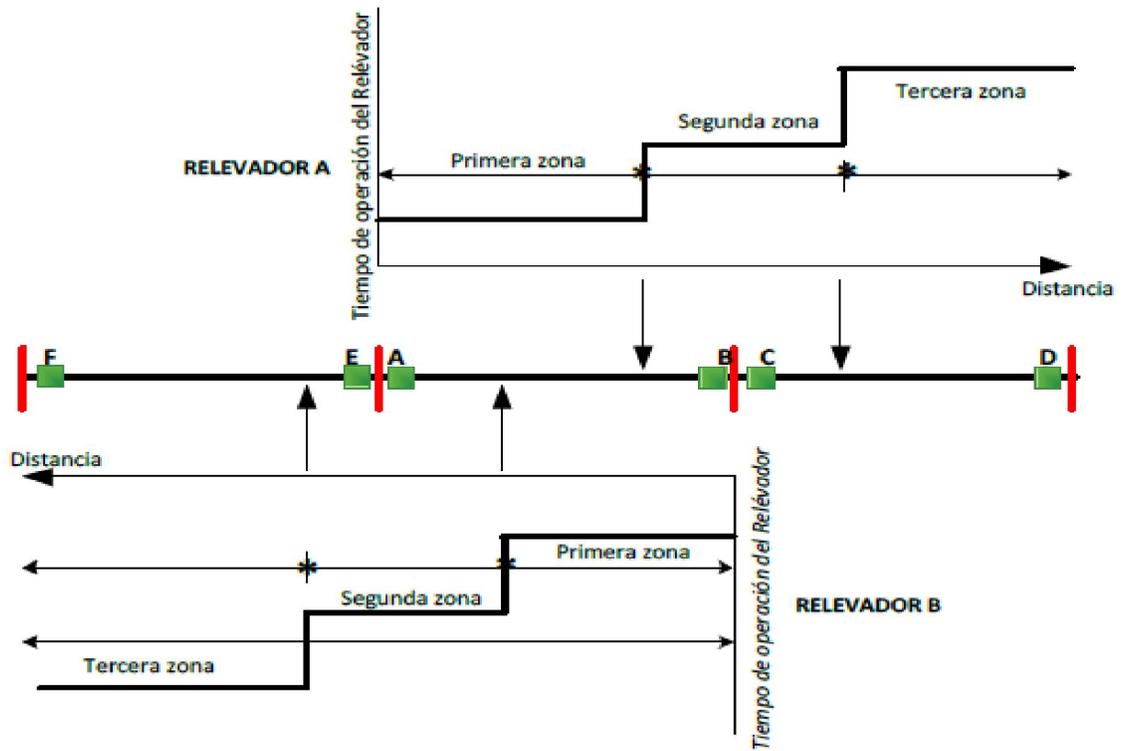


Figura 1.4. Ajustes de un relevador de distancia.

1.6. 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 1.5 son reconocidos de acuerdo a la forma de sus zonas de operación:

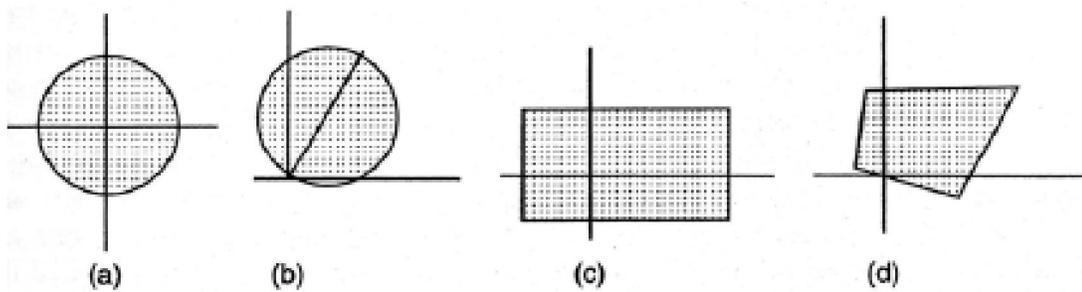


Figura 1.5. Tipos de características de relevador de distancia

De la figura 1.5 la gráfica (a) corresponde a relevadores tipo impedancia, (b) son relevadores *mho* o admitancia (los más comúnmente usados [9] [4], (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 [3].

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 [17]:

- 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. [18]

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 direccionales 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. [12]

1.7. Línea multiterminal

Una línea de transmisión multiterminal es aquella que tiene tres o más terminales, cada una conectada a una fuente de potencia mayor (planta generadora). La fuente de potencia en cada terminal, al producirse una falla en la línea, contribuye a la misma con una corriente substancial. En la figura 1.6 se muestra un monolínea típico de una línea de tres terminales.

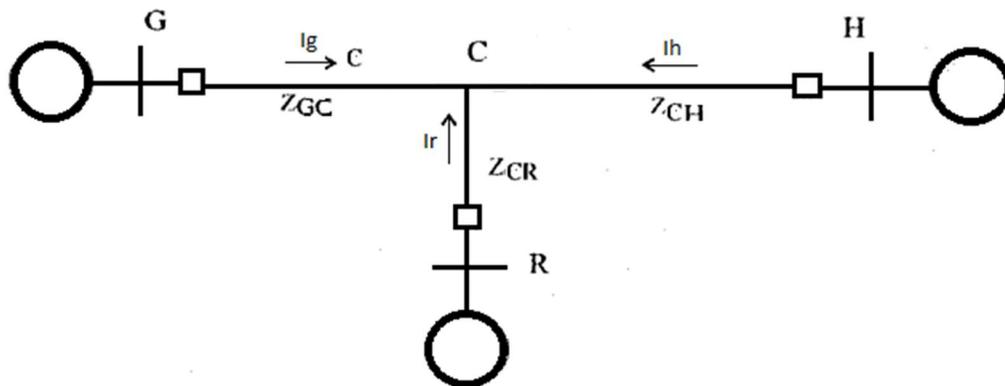


Figura 1.6. Línea multiterminal (tres terminales).

1.7.1 Problemática de las líneas con tres terminales o multiterminales.

En la actualidad, los sistemas de potencia crecen rápidamente. Por ello, se utiliza con mayor frecuencia cierto tipo de configuraciones complejas de líneas de

transmisión. Dentro de estas configuraciones se encuentran las líneas multiterminales y derivadas.

Las configuraciones multiterminales surgen muchas veces, como una solución provisional para transportar la energía de una o más plantas nuevas que se conectan al sistema. También pueden ser planificadas para ahorrar costos y aprovechar un derecho de vía ya establecido.

1.7.2 Protecciones en líneas multiterminales

Los relevadores de distancia son los más utilizados en la protección de líneas de transmisión, por lo que los problemas encontrados en la protección de líneas multiterminales se relacionan en su mayoría con el ajuste de este tipo de relevadores. Las principales dificultades con los relés de distancia son las diferentes longitudes de línea al punto de derivación y las diferentes impedancias detrás de las terminales. Además, el efecto “infeed” hace casi imposible cubrir la mayor parte de la línea en primera zona, sin perder la selectividad con respecto a fallas en líneas adyacentes.

1.8. Esquemas Típicos de Protección de las Líneas de Transmisión

De acuerdo a la longitud de la línea 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 trasferido por sobrealcance permisivo (POTT).
- Disparo trasferido por subalcance permisivo (PUTT).
- Diferencial de corriente.
- Sobrecorriente tiempo definido.
- Distancia

4. Esquemas de protección piloto con distancia.

- Disparo trasferido por sobrealcance permisivo (POTT).
- Disparo trasferido por subalcance permisivo (PUTT).
- Comparación dirección de bloqueo (DCB).
- Disparo trasferido por subalcance directo (DUTT).
- Disparo trasferido híbrido por sobrealcance permisivo (Hybrid POTT).
- Comparación dirección de desbloqueo (DCUB). [17]

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, es por ello que el contar con un buen funcionamiento de las mismas, garantiza un SEP de alta calidad y fiabilidad. También se destacan las características de las protecciones de distancia que hacen que sean las más idóneas para las líneas multiterminales.

CAPÍTULO 2. Descripción de la problemática existente en la zona de estudio y criterios de ajustes de las protecciones.

2.1 Introducción

El presente capítulo muestra la composición de la red eléctrica de la provincia de Villa Clara y cuenta con una descripción de las subestaciones La Moza, Gran Panel y Santa Clara Industrial que son las que se encuentran en la zona de estudio.

También expone las potencialidades y características de las protecciones instaladas en esta zona que son de la firma AREVA, serie MICOM P442 [19] y [20] pertenecientes a la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales.

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 LM130, 9125 y Alta-GPanel en dos escenarios distintos de operación de la red.

Es importante destacar que la subestación Gran Panel 110kV es primordial para la red de la provincia de Villa Clara, pues la misma es responsable de un grueso importante de la carga de la ciudad de Santa Clara, de ahí la necesidad de garantizar que se mantenga en operación continua, para evitar interrupciones innecesarias en el servicio prestado a los consumidores.

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

La red de la provincia Villa Clara (figura 2.1) está compuesta por una subestación de 220/110 kV (Yabú) que tiene enlaces por la red fundamental de 220kV con la subestación Guiteras 220 kV, Tuinicu 220 kV y Cienfuegos 220 kV. Además, cuenta

con 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.

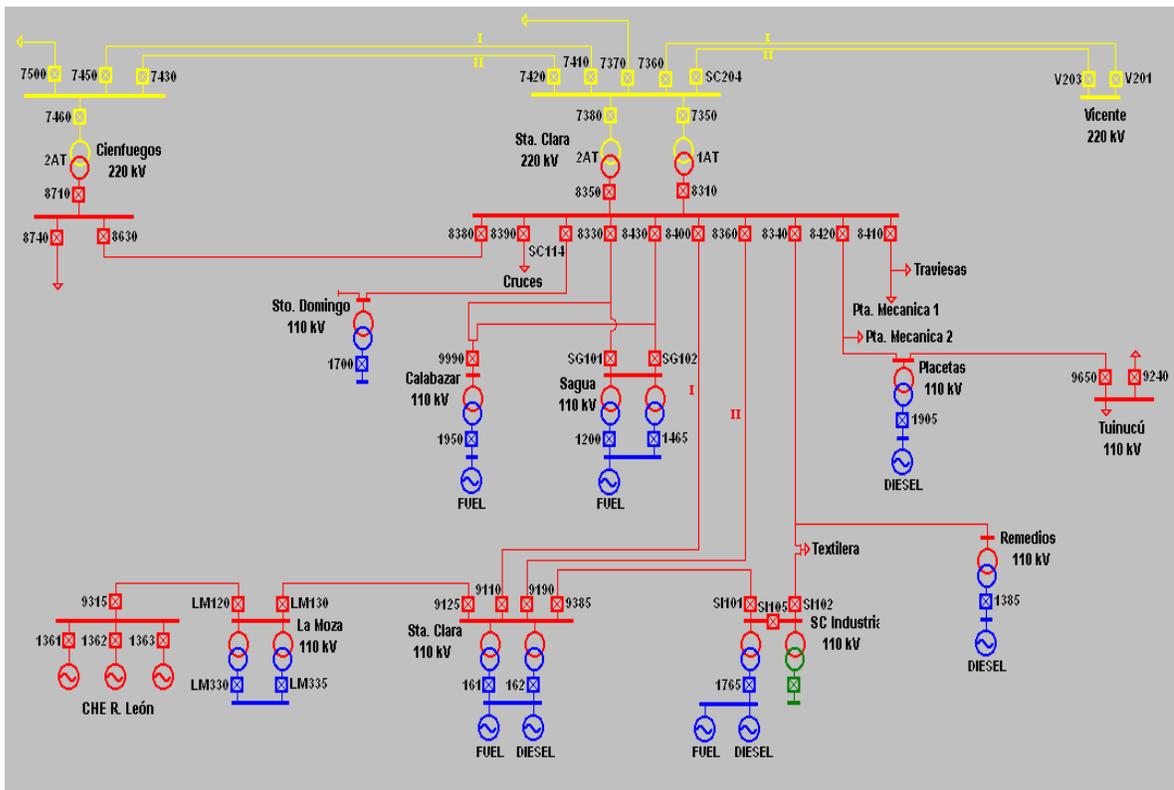


Figura 2.1. Composición de la red de 110 kV de la provincia Villa Clara. Fuente OBE Provincial.

2.3. Caracterización de las subestaciones en estudio

A continuación, se describen las subestaciones La Moza, Gran Panel y Santa Clara Industrial y se muestran sus monolineales.

2.3.1 La Moza 110 kV.

La subestación la Moza 110 kV (figura 2.2) se encuentra en el municipio Manicaragua y se ubica en el medio de la línea que enlaza la generación proveniente desde la Central Hidroeléctrica Robustino León y la barra 1 de 110 kV de la subestación Santa Clara 220 kV (9315-LM120 y 8390-LM130). En este momento se encuentran en servicio 2 transformadores de 25 MVA conectados a las barras 1 y 2 de 34,5 kV. La carga fundamental de esta subestación se encuentra distribuida en los municipios Manicaragua y Cumanayagua de la provincia Cienfuegos. Conectado a la barra de 34,5 kV tiene un banco de capacitores de 10 MVar.

La Moza 110 kV

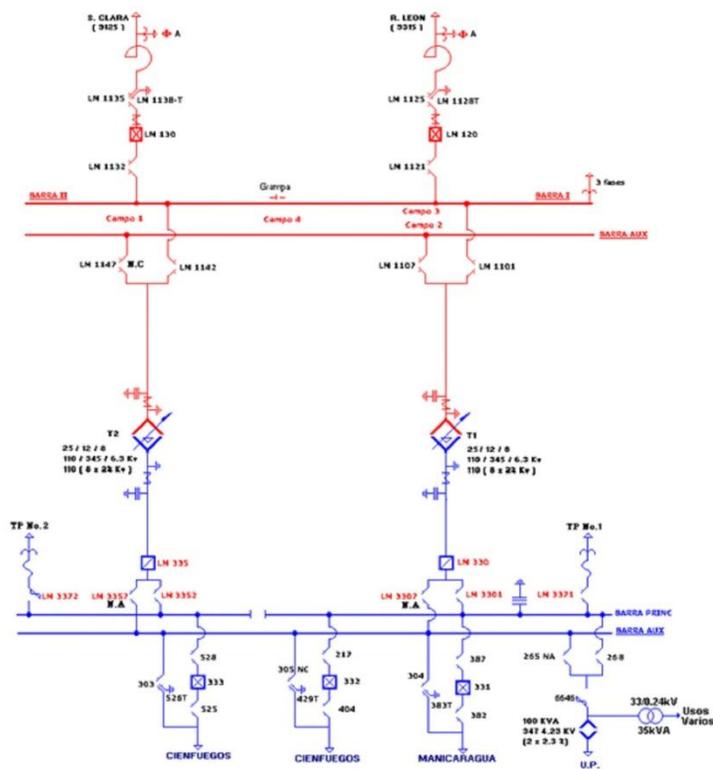


Figura 2.2. Subestación La Moza 110 kV. Fuente OBE Provincial.

2.3.2 Gran Panel 110 kV

La subestación Gran Panel, también conocida como Rusa (debido a poseer tecnología de ese país), es una subestación 110/13.8 kV de nuevo tipo, que alimenta seis circuitos de la ciudad Santa Clara, como se muestra en la Figura 2.3. [21]. La misma está ubicada en la Circunvalación a 400 m de la Rotonda de la Autopista Nacional, entre Autopista Nacional y Carretera a los Caneyes, donde antiguamente se situaba la Fábrica de Paneles de Hormigón “Gran Panel”. Su alimentación por 110 kV en este momento es conmutable, desde una derivación de la línea entre La Moza 110 kV -- Santa Clara 110 kV o de forma expresa desde la barra 1 de 110 kV de la subestación Santa Clara 220kV. Su carga fundamental está concentrada en los barrios periféricos de la ciudad de Santa Clara.

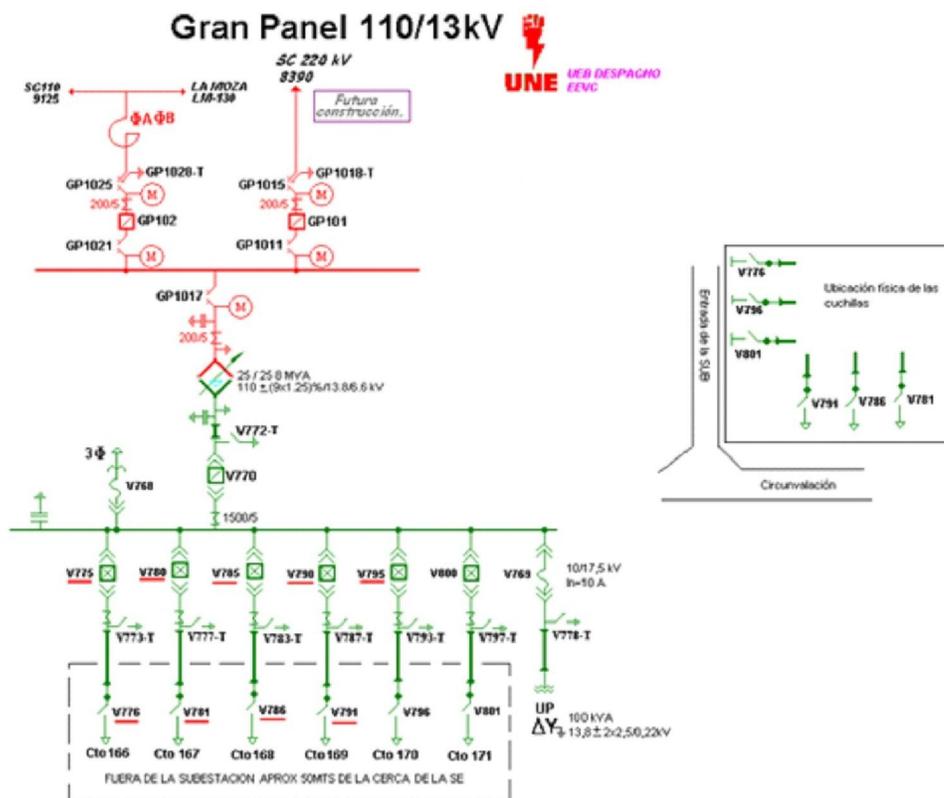


Figura 2.3. Subestación Gran Panel 110 kV. Fuente OBE provincial.

En el Anexo I, figura I.I se muestra un esquema más detallado de la conexión de la Subestación Gran Panel.

2.3.3 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 2.4, 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).

Actualizado 31/10/0913

Sub. Santa Clara Industrial 110/33/13 kV

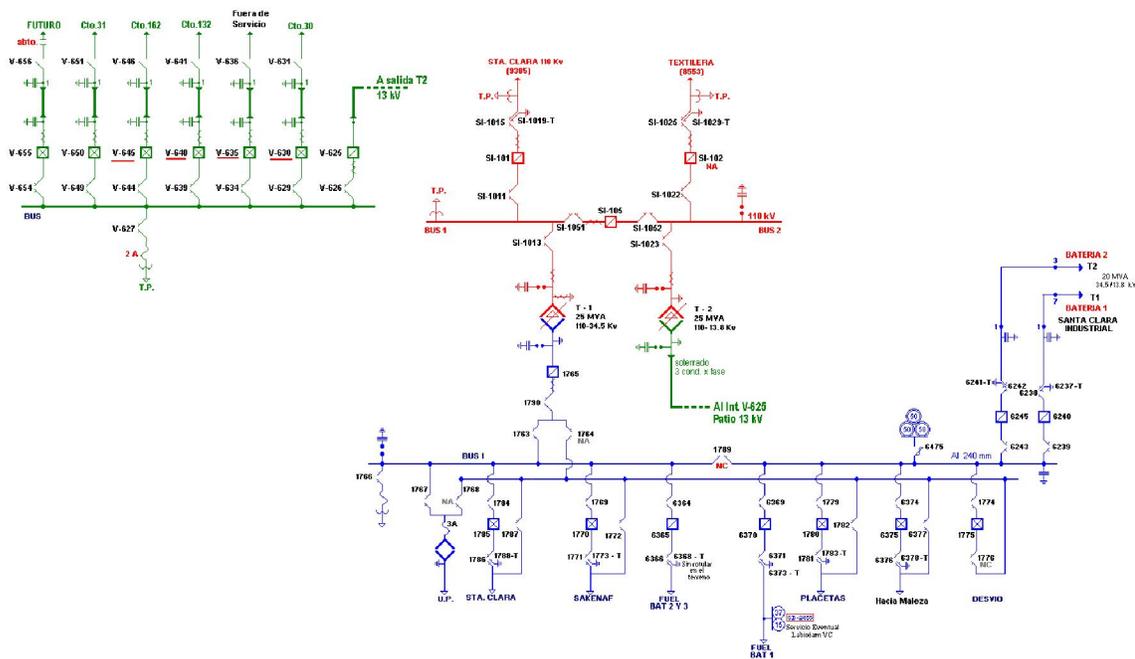


Figura 2.4. Subestación Santa Clara Industrial 110kV. Fuente: OBE Provincial

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.

2.4 Descripción de la problemática existente

La Subestación Gran Panel 110/13.8kV cuando se puso en servicio se alimentaba por una derivación de la línea Santa Clara 110kV - La Moza (figura 2.5), línea que no está en buen estado técnico y además transita por lugares de difícil acceso. Cada vez que ocurría una falla en dicha línea, se afectaba la subestación dejando de servir aproximadamente 142 MWh diario y se quedaban sin servicio una mayor parte de la red que la mínima necesaria.

propuesta se realiza con el objetivo de brindar un servicio de mayor calidad tanto en la operación del sistema como a los consumidores.

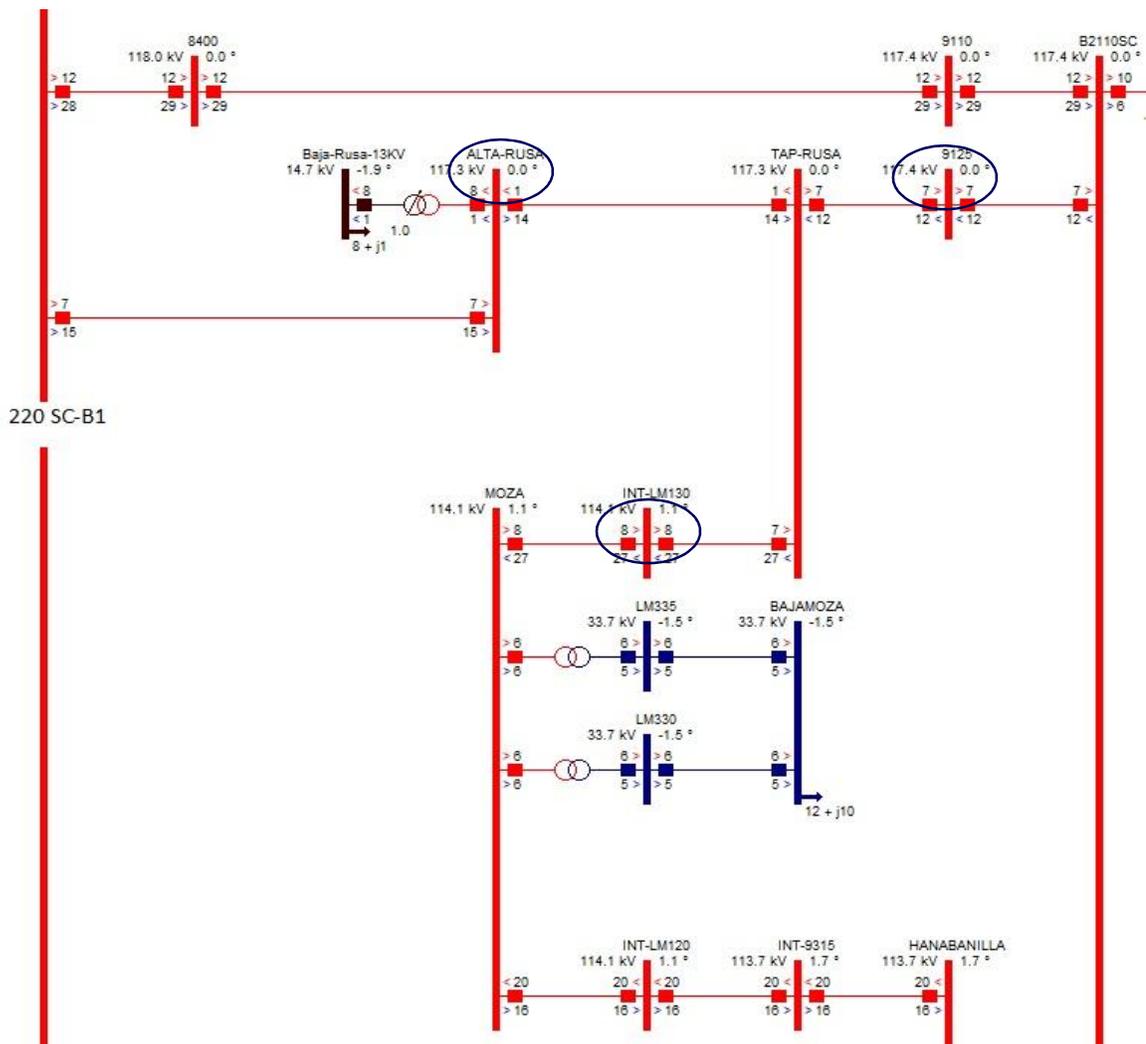


Figura 2.6 Conexión actual de la subestación Gran Panel

En el Anexo I, figura I.II se observa el esquema eléctrico de la zona en estudio.

2.5 Regímenes de trabajo

Después de la nueva conexión de la subestación Gran Panel con la barra SC220, se cuenta con un relevador en dicha subestación (GP-102), el cual pertenece a la firma Areva, P442, pero no posee ajustes, es por eso que en la investigación se analizaron dos estados de operación de la red:

- ✓ Sin relevador en la subestación Gran Panel (que es como se está operando la red actualmente).
- ✓ Con relevador en la subestación Gran Panel.

Para ambos escenarios se calculan los ajustes de los relevadores, 9125 (SC110) y LM-130 (Moza) y el GP-102 se ajusta en el segundo caso como es lógico, pues lo más sensato es poner en explotación un relevador que ya está instalado a tenerlo sin ajuste alguno. Los resultados se muestran en el capítulo 3.

2.6 Relevadores disponibles en la subestación

Para el caso particular de la red eléctrica que se está analizando, los relevadores 9125, LM-130 y GP-102 a los cuales corresponde darle valores de ajustes, son de la firma AREVA, tipo MICOM P442 [19], perteneciente a la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales, 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 [19].

2.6.1 Potencialidades del P-44X

Los relés de distancia ofrecen un abarcador rango de funciones de protección, para aplicaciones de líneas aéreas y circuitos de cables subterráneos. Existen 3 tipos de modelos disponibles, el P441, P442 y P444. Algunas de las características de protección de cada modelo se muestran a continuación:

- Protección de distancia de fase y falla a tierra, cada una con hasta 5 zonas independientes de protección: Es un relevador que opera cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito aumenta o disminuye más allá de límites predeterminados. (21G/21P).
- Protección de bajo voltaje: que funciona a un valor dado de tensión debajo del predeterminado (27).
- 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: 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 (50/51).
- Protección neutral de sobrecorriente instantánea y con retardo de tiempo: 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 sobre voltaje: Es un relevador que opera a un valor dado de sobretensión (59).
- Protección de sobrecorriente direccional: Es un relevador que opera a un valor definido de sobre corriente en CA fluyendo en una dirección predeterminada (67)
- Protección direccional de falla a tierra: Es un relevador que opera a un valor definido de sobre corriente en CA fluyendo en una dirección predeterminada (67N).
- Protección de recierre (TOR) Trip on reclose protection: Es un relevador que controla el recierre automático y en su caso, el bloqueo en posición de fuera de interruptor de recierre. (50/27)

- VTS: Supervisión del voltaje del transformador.
- CTS: Supervisión de corriente del transformador.
- BC: Detección de conductor roto.

Además de las funciones de protección dispone de:

- Reenganche con comprobación de sincronismo. Permite el ajuste de hasta cuatro ciclos de reenganches automáticos, los cuales pueden ser precedidos de una comprobación de sincronismo entre las tensiones de barra y de las líneas.
- Registro de falla, de eventos y perturbografía.
- Localizadores de falla.
- Medidas.
- Cuatro grupos de ajustes independientes.
- Puerto serie de comunicación. Se proponen los protocolos Courier, MODBUS Y CEI 870-5.
- Funciones de autodiagnóstico.
- Control de discordancia de polos del interruptor.

2.7 Metodología de cálculo

En el próximo capítulo 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 9125, LM-130 y GP-102.

2.7.1 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 del voltaje (V) y la corriente (I) a ellos aplicados:

$$Z = \frac{V}{I} \quad (2.1)$$

Primera Zona:

Es de operación instantánea, depende en lo fundamental del relé, está en el orden de 0.02 a 0.05 (s).

$$Z_{ap A}^I \leq k^I Z_{AB} \quad (2.2)$$

Este ajuste se hace para que no opere para cortocircuito en la barra o subestación adyacente, no se permite sobrealcanzar.

$k^I = 0.85 \div 0.9$ (tiene en cuenta posibles errores en la impedancia de arranque del relé, en el valor de la impedancia de arranque de la línea, errores en los Transformadores de Corriente (TC) y Transformadores de Potencial (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). Debe tener retardo de tiempo para que coordine con las primeras zonas de la subestación adyacente o protecciones instantáneas

$$T_{IIA}^I = T_{IB}^I + \Delta T \quad (2.3)$$

ΔT está en el orden de 0.2 a 0.5 (s) (incluye el tiempo del interruptor de la otra subestación, más un factor de seguridad).

La impedancia de arranque se ajusta para que cumpla dos condiciones:

1. No se solape con la segunda zona adyacente

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (k / k_{CBC}) Z_{ap B}^I) \quad (2.4)$$

Donde k_{CBC} 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_{apA}^{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.

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (1 / k_{CT}) Z_T) \quad (2.5)$$

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:

$$k_{S}^{II} = Z_{ap A}^{II} / Z_{AB} \geq 1.25 \quad (2.6)$$

En líneas cortas, menores de 20 Ω , 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:

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} \{Z_{AB} + (1 / k_{CBC}) [Z_{BC} + (1 / k_{CCD}) (k Z_{ap B}^{II} - Z_{BC})]\} \quad (2.7)$$

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

$$\text{el tiempo se ajusta a: } T_A^{II} = T_B^{II} + \Delta T \quad (2.8)$$

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.

$$Z_{ap A}^{III} \leq k^{III} (Z_{AB} + (1 / k_{CBC \text{ mín.}}) Z_{BC}) \quad (2.9)$$

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

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

$$Z_{ap A}^{III} \leq 1 / (k * k_a * k_r) Z_{C \text{ mín}} \quad (2.10)$$

Donde $Z_{C \text{ mín}}$ se calcula como: $V_{C \text{ mín}} / I_{C \text{ máx}}$ (2.11)

$V_{C \text{ mín}}$ 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 ($I_{c\text{ máx}}$).

Chequeo de sensibilidad.

Deben hacerse dos comprobaciones de sensibilidad:

$$\checkmark k''_S = Z''_{ap\ A} / Z_{AB} \geq 1.5 \quad (2.12)$$

$$\checkmark k''_S = Z''_{ap\ A} / Z_{PA\ máx} \geq 1.25 \quad (2.13)$$

dónde: $Z_{PA\ máx}$: valor máximo de la impedancia medida por la protección de distancia de A para un cortocircuito en C y se calcula como:

$$Z_{PA\ máx} = Z_{AB} + Z_{BC} / k_{CBC} \quad (2.14)$$

2.7.2 Criterios para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente Tiempo Inverso

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

$$I_{ap\ n} \geq k I_{c\ máx} \quad (2.15)$$

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.

$$K_s = I_{cc \text{ min}} / I_{ap \ n} > 1.5 \quad (2.16)$$

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 relé 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.

$$I'_{ap \ n} \geq k^i I_{cc \text{ máx. ext.}} \quad (2.17)$$

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

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. [5]

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 se aplican las expresiones 2.15 y 2.17 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). La particularidad fundamental consiste en que no debe haber operación por efecto de la corriente de desbalance.

Para este ajuste se debe tener en la corriente de desbalance que tiene dos componentes fundamentales: la componente de secuencia cero del sistema primario originada por las cargas desbalanceadas o por fallas de impedancias desiguales y la corriente residual debida a los errores de los TC. Esta última componente depende mucho del tiempo de operación de la protección contra fallas a tierra. Si es más rápida que la de fase (que es el caso más común) hay que considerar los errores de los TC.

El cálculo exacto de la corriente de desbalance considerando sus posibles componentes es complejo y no siempre se dispone de la información necesaria, lo que se utilizan expresiones aproximadas del tipo:

$$I_{ap\ n} \geq k_d I_{nom\ TC} \quad (2.18)$$

$I_{nom\ TC}$ es la corriente nominal por primario de los transformadores de corriente, es una constante cuyo valor oscila entre 0.4 y 0.8 cuando la protección de tierra es más rápida que la de fase y entre 0.1 y 0.2 cuando la protección de tierra es más lenta que la de fase.

2.8 Conclusiones del capítulo

Es importante destacar que la subestación Gran Panel 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.

Se cuentan con los 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. Cálculo de los parámetros de ajustes de los relevadores

3.1 Introducción

En este capítulo se muestran los cálculos realizados para los distintos ajustes hechos a los relevadores 9125, LM-130 y GP-102, para las dos posibilidades de operación de la red: una cuando no hay relevador en la subestación Gran Panel y la otra cuando si hay relevador.

Los relevadores en cuestión LM-130, 9125, GP-102 poseen relé de distancia (P442) con posibilidad de ajuste de tres zonas, además poseen relé de sobrecorriente 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 de DT, en el caso que se está analizando se ajusta un umbral como tiempo inverso y uno como elemento instantáneo, solo en el caso del relevador GP-102 que se le ajustan dos tiempos inversos y un instantáneo.

El caso de otras funciones disponibles en los relevadores se muestran en el Anexo II donde aparecen los resultados de los ajustes que serían iguales para todos y se plantea como hacer para otras funciones, ya que el centro de trabajo fue hacia los ajustes de sobrecorriente y distancia.

3.2 Condición de operación de la red eléctrica: Sin relevador en la subestación Gran Panel

Primeramente se ajustan los relevadores 9125 y LM-130 para la condición de no existir relevador en la subestación Gran Panel (GP-102). Esta condición es más

crítica para la operación de los relevadores pues las distancias a proteger por los mismos son mayores y la sensibilidad se ve comprometida en algunos casos.

3.2.1 Ajuste del relevador de distancia del 9125 (SC 110)

Primera Zona

Para la red eléctrica en análisis existen dos posibilidades para la primera zona de la protección de distancia del relevador 9125. Una posibilidad es que el ajuste llegue hasta la barra 220 SClara-B1 o hasta La Moza.

En este caso se define el ajuste hasta la barra 220 SClara-B1 por ser la línea de menor impedancia, siendo el ajuste de esta zona:

$$Z_{ap9125}^I \leq k^I * Z_{Lpropia}$$

$$Z_{Lpropia} = Z_{L579} + Z_{L580} + Z_{L581}$$

$$Z_{Lpropia} = 2.81 + j5.67 = 6.3 \angle 63.6^\circ$$

$$Z_{ap9125}^I \leq 0.85 * Z_{Lpropia} = 5.3 \angle 63.6^\circ \Omega$$

$$T_{9125}^I = 0 \text{ s}$$

El tiempo de esta zona debe ser el menor posible, dada la posibilidad que brinda el relevador P-443 de tener el ajuste desde cero [19] se selecciona que opere en cero segundos.

Segunda Zona

Para el caso de la segunda zona la expresión utilizada (expresión 2.4 capítulo 2) tiene en cuenta los efectos de fuente intermedia mínimo con el objetivo de garantizar que la segunda zona no se solape con la segunda adyacente. Es decir, se debe hacer con la línea más corta eléctricamente. Se analizaron las variantes de acuerdo a las líneas adyacentes a la línea protegida, en este caso, como la primera zona se definió hasta la barra 220 SClara-B1, para la segunda zona fue necesario analizar todas las salidas de esta barra para encontrar el menor ajuste.

En la metodología se plantean dos condiciones a chequear en esta zona, pero en la red analizada solo fue necesario considerar una condición pues no existe

subestación adyacente dentro de la segunda zona. Los resultados se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Valores de los coeficientes de fuente intermedia mínimos para 9125.

Línea adyacente	220SC-B1__ Alta Sub Sto Dom	220SC- B1__ 110SC	220SC- B1__ B2110SC	220SC-B1__ Tap Remedios Tex	220SC- B1__ B110 Placetras
Impedancia de la línea (Ω)	21.28 \angle 71°	2.27 \angle 72°	2.27 \angle 72°	3.63 \angle 71°	18.4 \angle 71°
kc	0.024	0.0057	0.38	0.062	0.018
$\left \frac{Z_{L\text{ adyacente}}}{k_c} \right $ (Ω)	886.6	398.24	5.97	58.54	1022.2

Los valores destacados son los que se tomaron para el ajuste, ya que es la menor relación con la cual se obtuvo la menor impedancia de arranque para esta zona siendo la misma:

$$Z_{ap9125}^{II} = 9.45 \angle 72^\circ \Omega$$

Para este ajuste se calcula la sensibilidad, dando la misma sensible, pero muy cercano al límite, ya que en esta condición de operación de la red los relevadores tienen que proteger secciones de líneas mayores por no existir relevador en la subestación Gran Panel.

$$k_s = 9.45/6.22 = 1.51 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

$$T^{II} = 0.2 \text{ s}$$

El tiempo es 0,2 s, pues el de la primera zona adyacente es cero y se toma un valor de 0.2 para el Δt , se escoge este valor teniendo en cuenta que el interruptor que está instalado tiene un tiempo de operación de 3 ciclos (0,05s) por lo tanto se está dando un factor de seguridad de 0,15s que es suficiente pues el relevador es digital.

Tercera Zona

En esta zona el ajuste debe respaldar la línea más larga eléctricamente, además se trabaja con el régimen de mínima demanda y la relación que se escoge para el ajuste es la mayor.

Se utilizaron las expresiones planteadas en el capítulo dos para el ajuste de esta zona y los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla (3.2).

Tabla 3.2 Valores de los coeficientes de fuente intermedia máxima (9125).

Línea adyacente	220SC-B1__ Alta Sub Sto. Dom	220SC- B1__ 110SC	220SC- B1__ B2110SC	220SC-B1__ Tap Remedios Tex	220SC- B1__ B110 Placetras
Impedancia de la línea (Ω)	21.28∠71°	2.27∠72°	2.27∠72°	3.63∠71°	18.4∠71°
kc	0.034	0.0098	0.38	0.065	0.029
$\left \frac{Z_{L\text{ adyacente}}}{k_c} \right $ (Ω)	625.88	231.63	5.97	55.84	634.48

Después de hechos los análisis la impedancia para esta zona es:

$$Z_{ap9125}^{III} = 800.87 \angle 71^\circ \Omega$$

En esta zona también se debe comprobar la no operación incorrecta por efecto de la carga máxima. Este ajuste es: $Z_{ap9125}^{III} = 176.69 \angle 25.8^\circ \Omega$, para este ajuste se tuvo en cuenta el valor máximo de corriente que puede circular por el conductor AC SR de 185 mm², siendo $I_{c\text{máx}} = 463 \text{ A}$ y la $Z_{c\text{mín}} = (99 * 10^3) / 463 = 213 \Omega$.

Como se puede observar el ajuste para esta zona da mayor que el ajuste por carga máxima. Es importante aclarar que se está trabajando con la condición más crítica de operación.

Para que no ocurra este problema existen variantes de solución, una de ellas es ajustar para este el valor de la condición de carga máxima, siendo la condición crítica. Pero hay que tener en cuenta la posibilidad de pérdida de sensibilidad para algunas fallas.

Otra de las variantes es cambiar el tipo de característica que en este caso no es necesario pues el relevador tiene una característica cuadrilateral que permite el ajuste por sus cuatro lados. Esta es la más versátil de las características pues se puede limitar la parte resistiva del lado derecho, en el primer cuadrante, dando el margen recomendado por el fabricante del relevador.

Esto se deja para que el especialista decida y más que es necesario determinar si por fin se colocará el relevador de GP102 que cambia todo el escenario.

El tiempo de operación es el de la tercera zona adyacente más el intervalo de tiempo selectivo que no se llega a una propuesta definitiva en primer lugar en el momento del trabajo no se dispuso del ajuste de la tercera zona de SC220 y por otro lado queda pendiente de la solución final de la zona. Este tiempo no debe ser menos que 400 ms tal y como recomienda el fabricante del relevador.

3.2.2 Ajuste del relevador de distancia LM-130 (Moza)

Primera zona

En el caso de este relevador su primer escalón llega hasta la barra B2-110SC pues es donde hay otro relevador de distancia, el ajuste es:

$$Z_{ap_{LM-130}}^I \leq k^I * Z_{Lpropia}$$

$$Z_{Lpropia} = 17.12 \angle 71.2^\circ$$

$$Z_{ap_{LM-130}}^I \leq 0.85 * Z_{Lpropia} = 14.55 \angle 71.2^\circ \Omega$$

$$T_{LM-130}^I = 0 \text{ s}$$

Para el tiempo de esta zona se sigue el mismo criterio que para el relevador 9125.

Segunda zona

Para el caso de la segunda zona se analizaron las variantes de acuerdo a las líneas adyacentes a la línea protegida, en este caso se tiene como líneas adyacentes las líneas L226 (B2110SC-220SCB1) y L187 (B2110SC-B1/110SC-IND).

Los resultados se muestran en la siguiente tabla (3.3):

Tabla 3.3 Valores de los coeficientes de fuente intermedia mínimos (LM-130).

Línea adyacente	B2110SC__220SC-B1	B2110SC__ B1/110SC-IND
Impedancia de la línea (Ω)	2.27 \angle 72.7°	5.27 \angle 72°
k_c	0.67	0.02
$\left \frac{Z_{L\text{adyacente}}}{k_c} \right $ (Ω)	3.38	263.5

Los valores destacados son los que se tomaron para el ajuste, siendo la impedancia de arranque para esta zona:

$$Z_{apLm-130}^{II} = 19.56 \angle 72.7^\circ \Omega$$

Para este ajuste se calcula la sensibilidad dando la misma no sensible, porque la línea propia es grande eléctricamente.

$$k_s = 19.56/15.81 = 1.23 \leq 1.5 \text{ No sensible}$$

Al no ser sensible se tiene que subir el ajuste utilizando la expresión 2.7 del capítulo 2. Además hay que tener en cuenta todas las protecciones adyacentes y los valores de k_{CD} para las fuentes intermedias en B.

Después de hechos todos los análisis necesarios, se tomó el mayor valor de k_{CD} que fue el calculado para la línea L473 (220SCB1- Alta/Sub-Sto Dom)

$$Z_{apLm-130}^{II} = 149.8 \angle 64.3^\circ \Omega$$

Con este nuevo ajuste se logra la sensibilidad, con $K_s=8.6$.

$$T^{II}=0.2s$$

Tercera zona

Para esta zona se hizo un análisis semejante al hecho para la tercera zona del 9125, los resultados se muestran en la tabla 3.4

Tabla 3.4 Valores de los coeficientes de fuente intermedia mínimos.

Línea adyacente	B2110SC__220SC-B1	B2110SC__ B1/110SC-IND
Impedancia de la línea (Ω)	2.27 \angle 72.7°	5.27 \angle 72°
k_c	1.25	0.01
$\left \frac{Z_{L \text{ adyacente}}}{k_c} \right $ (Ω)	1.81	527

Después de hechos los análisis la impedancia para esta zona es:

$$Z_{apLM-130}^{III} = 678.5 \angle 72^\circ \Omega$$

En esta zona también se comprueba la no operación incorrecta por efecto de la carga máxima. Este ajuste es: $Z_{ap9125}^{III} = 149.83 \angle 25.8^\circ \Omega$, para esto se tuvo en

cuenta el valor máximo de corriente que puede circular por el conductor AC SR de 240 mm², siendo $I_{cm\acute{a}x} = 546$ A y la $Z_{cm\acute{i}n} = (99 * 10^3) / 546 = 181.3 \Omega$, lo que resulta menor, de manera que también existen dificultades con la posible operación con carga máxima, siendo las posibles soluciones las ya planteadas.

3.2.3 Ajuste de las protecciones de sobrecorriente de los relevadores 9125 y LM-130

Los relevadores de la zona que se está analizando son relevadores modernos de la firma Areva, P442 los cuales poseen, además de los relés de distancia, relés de sobrecorriente que para la situación que se está analizando se le ajusta un instantáneo y un tiempo inverso de fase. Además de un instantáneo de tierra y un tiempo inverso de tierra.

3.2.3.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del 9125

✓ Elemento instantáneo

Al relevador 9125 se le ajustó un elemento instantáneo que pudo ser hasta la barra 220SC-B1 o hasta la Moza, se define hasta esta última porque ahí se obtuvo los mayores niveles de cortocircuitos. Esta protección se va a encargar de cubrir lo que no se logra proteger con la de distancia, sin gastos adicionales pues ambas son potencialidades del relevador en cuestión.

Tabla 3.5. Valores para el ajuste del elemento instantáneo del 9125 (fase).

	Barra	Moza	220 SClara-B1
$I_{cc\ 3\phi}$ (A)		1991	99
I_{ap9125}^i (A)		2488.7	123.75

Se ajustó el tiempo al menor posible del relé que en este caso es de 0.02 s. quedando como ajuste:

$I_{ap9125}^i = 2488.7$ A. Ángulo de direccionalidad -45°

✓ Elemento de tiempo inverso

Además también se le define un umbral de tiempo inverso, como ya se expuso, para esto se calcula la mayor corriente de carga que puede circular en cualquier sentido, asegurando así que no opere incorrectamente en caso de que se pierda la direccionalidad. Esa corriente da carga es:

$$I_{ap(SI102)}^{U2} \geq k * I_{c \text{ máx}} \quad ; k = 1,5$$

$$I_{c \text{ máx}} = MVA / (\sqrt{3} * kV) = 25 * 10^6 / (\sqrt{3} * 110 * 10^3) = 131 \text{ A}$$

$$I_{ap 9125} \geq 196.5 \text{ A}$$

Para coordinar es necesario conocer el TD del relé adyacente (LM-120) pero no se dispone de este dato. Con una falla máxima en la barra Moza, se calcularía el tiempo de operación y se le adiciona el intervalo de tiempo selectivo que se escogió de 0,2 s. Ángulo de la direccionalidad -45° .

Chequeo de sensibilidad

Es necesario calcular la sensibilidad para el ajuste del elemento tiempo inverso, para ello se simula un cortocircuito mínimo (bifásico) en la barra Hanabanilla.

$$I_{cc 2\phi} = 1336 \angle 132.4^\circ \text{ A}$$

$$k_s = 1336/196 = 6.91 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

3.2.3.2 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del 9125

✓ Elemento instantáneo

Para el ajuste de este relevador es necesario analizar dos posibilidades, hasta la barra Moza o hasta 220 SClara-B1. Se calculan cortocircuitos que incluyan tierra y se selecciona el mayor de ellos para el ajuste.

Tabla 3.6. Valores para el ajuste del elemento instantáneo del 9125 (tierra).

Barra	Moza	220 SClara-B1
$I_{cc\ 2\Phi\text{-tierra}}$	1872	155
$I_{cc\ 1\Phi}$	1698	171
$I_{ap\ 9125}$	2808	-

Se ajustó el tiempo al menor posible del relé que en este caso es de 0.02s quedando como ajuste:

$I_{ap9125}^i = 2808\text{ A}$. Ángulo de direccionalidad 45°

✓ Tiempo Inverso

El valor de ajuste del relé de tierra se realiza con la corriente nominal del transformador de corriente (I_{nTC}).

TC: 150/5

$k_d = 0.4$; Se toma este valor porque se asume que la protección de tierra es más rápida que la de fase (que es el caso más común).

El ajuste de este umbral queda:

$$I_{ap}^i_{9125} = 60A$$

Chequeo de sensibilidad

Para el chequeo de la sensibilidad se plantean cortocircuitos monofásicos y bifásicos en la barra Hanabanilla para escoger el menor valor de corriente de secuencia cero (I_{a0}).

Tabla 3.7. Corrientes de cortocircuito que incluyen tierra (9125)

Barra	Hanabanilla
$I_{cc\ 2\Phi\text{-tierra\ secuencia\ 0}}$	325
$I_{cc\ 1\Phi\ \text{secuencia\ 0}}$	338

$$ks = 3 * I_{0 \text{ mín}} / I_{ap} (9125)^{U1} \geq 1.5 \quad \text{Sensible}$$

3.2.3.3 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del LM-130

Al relevador LM-130 se le ajustó un elemento instantáneo hasta la barra B2-110SC. Esta protección se va a encargar de cubrir la sección de línea desde la derivación (tap de la línea L580) hasta el relé 9125, la cual no se cubrió con la protección de distancia pues su ajuste se definió hasta la barra Alta-GPanel.

✓ Elemento instantáneo

Para el ajuste de este relevador se utiliza la opción de direccionalidad que este ofrece, dando la misma hacia el 9125.

Tabla 3.8. Valores para el ajuste del elemento instantáneo del LM-130 (fase).

Barra B2 110 SC	
$I_{cc \ 3\Phi}$	301
I_{ap}	376.25

Se ajustó el tiempo al menor posible del relé que en este caso es de 0.02 s. quedando como ajuste:

$$I_{apLM-130} = 376.25 \text{ A. Ángulo de direccionalidad } -45^\circ$$

✓ Tiempo inverso

Para este relé la mayor corriente de carga que puede circular en cualquier sentido, también es 262 A por lo que el ajuste de la corriente de arranque es:

$$I_{ap \ LM-130} \geq 393 \text{ A}$$

Chequeo de sensibilidad

Es necesario calcular la sensibilidad, para ello se calcula un cortocircuito bifásico en la barra B1/ 110-SC-IND.

$$I_{cc \ 2\Phi} = 198 \text{ A}$$

$$k_s = 198/393 = 0.5 \leq 1.5 \text{ No Sensible}$$

Aunque este relevador no da sensible para el ajuste del elemento tiempo inverso, esto no representa problema ninguno, pues la protección de sobrecorriente da redundancia al relevador de distancia. De manera que se propone utilizar la función de sobrecorriente controlada por tensión (51V) que se dispone, de manera que cuando ocurra un cortocircuito y la tensión caiga el ajuste del relé de sobrecorriente varíe. Se ajustó para activar la función a una tensión de 80 V por secundario y resultando el factor k de 0,42 esta función y sus ajustes se muestra en el anexo II.

3.2.3.4 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del LM-130

✓ Elemento instantáneo

Para el ajuste de este relevador se calculan los cortocircuitos que incluyen tierra y se selecciona el mayor de ellos para la barra B2 110 SC.

Tabla 3.9. Valores para el ajuste del elemento instantáneo del LM-130 (tierra).

Barra	B2 110 SC
$I_{cc\ 2\Phi\text{-tierra}}$	359
$I_{cc\ 1\Phi}$	454
$I_{ap\ LM-130}$	681

Se ajustó el tiempo al menor posible del relé que en este caso es de 0.02s, como ya se dijo, quedando como ajuste:

$$I_{apLM-130}^I = 681 \text{ A. Ángulo de direccionalidad } 45^\circ$$

✓ Tiempo Inverso

El valor de ajuste del relé de tierra se realiza con la corriente nominal del transformador de corriente (I_{nTC}), al igual que se hizo para el 9125.

TC: 300/5

$k_d = 0.4$; En este caso también se toma este valor

El ajuste queda:

$$I_{ap_{LM-130}} = 120A$$

Chequeo de sensibilidad

Para chequear la sensibilidad se plantean cortocircuitos que incluyen tierra en las barras 220SC-B1 y B1/110-SC-IND y se escoge el menor, dando sensible.

Tabla 3.10. Corrientes de cortocircuito que incluyen tierra (LM-130)

Barra	220 SC-B1	B1/110-SC-IND
$I_{cc\ 2\Phi\text{-tierra\ secuencia\ 0}}$	222	67
$I_{cc\ 1\Phi\ \text{secuencia\ 0}}$	257	83

$$k_s^{U1} = 3 * I_0 \text{ mín} / I_{ap} (9125)^{U1} \geq 1.5 \quad \text{Sensible}$$

3.3 Condición de operación de la red eléctrica: con relevador en la subestación Gran Panel

Como se pudo observar, para el caso analizado de operación de la red, las condiciones en algunos casos son críticas para la operación de los relevadores y se compromete la sensibilidad. Por eso se hizo un análisis del comportamiento de los relevadores en cuestión para cuando hay relé en la subestación Gran Panel y además se ajusta dicho relevador (GP-102), ya que existe, pero no cuenta con ajuste.

3.3.1 Ajuste del relevador de distancia del 9125 (SC 110)

Cuando hay relevador en la subestación Gran Panel, la operación del 9125 y del LM-130 garantizan mejores resultados para la operación de la red eléctrica de Santa Clara, pues las zonas de operación son más cortas eléctricamente.

En la siguiente tabla (3.11) se muestran los resultados obtenidos para las tres zonas del 9125, dichos ajustes se hicieron con la primera zona hasta la barra Alta-GPanel, la segunda podía ser hasta la barra SC220 o hasta la barra Moza, se tomó hasta SC220 por ser la más corta eléctricamente y para la tercera zona se define hasta la

barra Moza pues esta línea es la más larga y así se garantiza que respalde a ambas líneas.

Tabla 3.11. Valores de ajuste para las tres zonas del 9125.

Relevador 9125	Primera zona	Segunda Zona		Tercera Zona	
		Moza	220SC	Moza	220SC
$Z_{línea Propia} (\Omega)$		1.59∠69°			
Kc	-	0.6	1	0.59	1.03
Zap (Ω)	1.35	18.79∠71°	4.44∠62°	11.8	20.96
Ks	-	-	2.96	7.9	-

Para esta tercera zona también se hizo la comprobación de no operación incorrecta por efecto de carga máxima ofreciendo los siguientes valores:

$Z_{ap9125}^{III} = 176.71 \angle 25.8^\circ \Omega$, para este ajuste se tuvo en cuenta el valor máximo de corriente que puede circular por el conductor AC SR de 185 mm², siendo $I_{cmáx} = 463$ A y la $Z_{cmín} = (99 * 10^3) / 463 = 213.82 \Omega$. En este caso no existe problema con la comprobación por efecto de carga máxima ya que esta condición de operación de la red es menos severa y se logra con más facilidad la sensibilidad.

3.3.2 Ajuste del relevador de distancia LM-130 (Moza)

Primera zona

En el caso de este relevador su primer escalón, tiene dos posibilidades, este podría llegar hasta la barra Alta GPanel o hasta la barra B2-110SC, el ajuste final es hasta Alta GPanel, pues esta línea es más corta eléctricamente.

$$Z_{Lpropia} = 16.09 \angle 70.9^\circ$$

$$Z_{apLM-130}^I \leq 0.85 * Z_{Lpropia} = 13.67 \angle 70.9^\circ \Omega$$

$$T_{LM-130}^I = 0 \text{ s}$$

Segunda zona

Para la segunda zona de esta protección solo es necesario analizar hasta la barra 220SCLARA-B1, para ello se calcula un cortocircuito trifásico en esta barra y se determina el coeficiente de sensibilidad (k_s), los resultados se muestran en la siguiente tabla (3.12)

Tabla 3.12. Valores de corrientes para el LM-130.

I_{cc} línea propia 578	$329 - 68.66^\circ$
I_{cc} Total (línea 581)	$242 - 121.04^\circ$
$Kc = I_{cc}$ línea propia / I_{cc} Total	1.35

Siendo el ajuste de esta protección en su segunda zona:

$$Z_{apLM-130}^{II} \leq 14.53 \angle 85.9^\circ$$

Para este ajuste se calcula la sensibilidad dando la misma no sensible.

$$k_s = 14.53/15.81 = 0.91 \leq 1.5 \text{ No sensible}$$

Es importante destacar que en esta condición, a pesar de ser menos severa para la operación de las protecciones, no se logra la sensibilidad en esta zona pues la misma se define hasta la barra 220SC-B1, que es una trayectoria distinta al caso para cuando no hay relevador en Gran Panel.

Como esta zona no da sensible se tiene que subir el ajuste utilizando la ecuación 2.7 del capítulo 2. Además, hay que tener en cuenta todas las protecciones adyacentes y los valores de k_{CD} para las fuentes intermedias en las protecciones adyacentes.

Después de hechos todos los análisis necesarios, se tomó el mayor valor de k_{CD} que fue el calculado para la línea L473 (220SCB1- Alta/Sub-Sto Dom)

$$Z_{apLm-130}^{II} = 73.26 \angle 64.4^\circ \Omega$$

Con este nuevo ajuste se logra la sensibilidad, con $k_s=4,55$.

$$T''=0.4s$$

Tercera zona

Para esta zona se hizo un análisis semejante al hecho para las terceras zonas anteriores, los resultados se muestran en la tabla 3.13

Tabla 3.13. Valores de los coeficientes de fuente intermedia mínimos para el LM-130.

Línea adyacente	B2110SC__220SC-B1	B2110SC__ B1/110SC-IND
Impedancia de la línea (Ω)	2.27 \angle 72.7°	5.27 \angle 72°
k_c	2.03	0.06
$\left \frac{Z_{L \text{ adyacente}}}{k_c} \right $ (Ω)	1.11	87.83

Después de hechos los análisis la impedancia para esta zona es:

$$Z_{apLM-130}^{III} = 129.55 \angle 72^\circ \Omega$$

Para este ajuste se calcula el coeficiente de sensibilidad, dando sensible.

$$k_s = 129.55/15.81 = 8.19 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

En esta zona también se comprueba la no operación incorrecta por efecto de la carga máxima. Este ajuste es: $Z_{apLM-130}^{III} = 176.69 \angle 25.8^\circ \Omega$, para este ajuste se tuvo en cuenta el valor máximo de corriente que puede circular por el conductor AC SR de 185 mm², siendo $I_{cm\acute{a}x} = 463$ A y la $Z_{cm\acute{m}n} = (99 * 10^3) / 463 = 213.8 \Omega$. Aquí se toma como ajuste este último.

$$k_s = 213.8/15.81 = 13.52 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

3.3.3 Ajuste del relevador de distancia GP-102

Este relevador se encuentra en la subestación Gran Panel pero no cuenta con ajuste. En esta investigación se le calculan sus ajustes ya que existe y cuando se pone en explotación se mejoran las condiciones de operación de la red y la operación de la línea L580.

Primera zona

En el caso de este relevador su primer escalón se define hasta la barra 220SC-B1 por ser la línea más corta eléctricamente.

$$Z_{L\text{propia}} = 4.65 \angle 61.6^\circ$$

$$Z_{\text{apGP-102}}^I \leq 0.85 * Z_{L\text{propia}} = 4.04 \angle 61.6^\circ \Omega$$

$$T_{LM-13}^I = 0 \text{ s}$$

Segunda zona

A continuación se muestran todas las posibilidades existentes para la segunda zona del relevador GP-102, este relevador brinda respaldo a seis líneas por lo que se hizo un trabajo detallado para encontrar la menor relación impedancia de la línea adyacente/ kc.

Tabla 3.14 Valores de los coeficientes de fuente intermedia mínimos para GP-102

Línea adyacente	220SC - Alta Sub Sto Dom	220SC-110SC	220SC - B2110S C	220SC-Tap Remedios Tex	220SC-110 Placetas	220SC-Tap/L1Calab
Impedancia de la línea (Ω)	21.28 \angle 71°	2.27 \angle 72°	2.27 \angle 72°	3.63 \angle 71°	18.4 \angle 71°	10.54 \angle 71°
kc	0.023	0.0049	0.35	0.053	0.01	0.0065
$\left \frac{Z_{L\text{adyacente}}}{k_c} \right $ (Ω)	925.2	463.26	6.48	68.49	1840	1621.5

Otra salida que se debió analizar fue la de la línea L396 (220SC-Tap/L2Calab) pero por no poseer relevador de distancia no se consideró.

Siendo el ajuste de esta protección en su segunda zona:

$$Z_{\text{apGP-102}}^{\text{II}} \leq 8.25 \angle 72^\circ$$

Para este ajuste se calcula la sensibilidad dando la misma no sensible.

$$k_s = 8.25/4.75 = 1.73 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

Como se observa se logra la sensibilidad y se garantiza que el relevador GP-102 respalde la línea más corta eléctricamente por tanto no existirá problemas cuando la falla ocurra en otra de las salidas que él debe respaldar.

Tercera zona

En esta zona se hace un análisis semejante al hecho en las terceras zonas anteriores, solo que se tuvo en cuenta todas las posibilidades para escoger la mayor relación impedancia de la línea adyacente/ k_c .

Tabla 3.15 Valores de los coeficientes de fuente intermedia mínimos para GP-102.

Línea adyacente	220SC - Alta Sub Sto Dom	220SC-110SC	220SC - B2110SC	220SC- Tap Remedios Tex	220SC-110 Placetas
Impedancia de la línea (Ω)	21.28 \angle 71°	2.27 \angle 72°	2.27 \angle 72°	3.63 \angle 71°	18.4 \angle 71°
k_c	0.034	0.0027	0.35	0.05	0.03
$\left \frac{Z_{L\text{ adyacente}}}{k_c} \right $ (Ω)	625.8	840.7	6.48	72.6	613.3

Después de hechos los análisis la impedancia para esta zona es:

$$Z_{apGP-102}^{III} = 1056.8 \angle 72^\circ \Omega$$

Para este ajuste se calcula el coeficiente de sensibilidad, dando sensible.

$$k_s = 1056.8 / 15.81 = 66.7 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

En esta zona también se comprueba la no operación incorrecta por efecto de la carga máxima. Este ajuste es: $Z_{apGP-102}^{III} = 207.4 \angle 25.8^\circ \Omega$, para este ajuste se tuvo en cuenta el valor máximo de corriente continua que puede circular por el conductor Cu-3/0, siendo $I_{cm\acute{a}x} = 394$ A y la $Z_{cm\acute{i}n} = (99 * 10^3) / 394 = 251 \Omega$. Sucede lo mismo que en casos anteriores por lo que las soluciones son las ya expuestas.

3.3.4 Ajuste de las protecciones de sobrecorriente

Para esta condición de operación de la red en la que existe relevador en la subestación Gran Panel también se ajustan las protecciones de sobrecorriente, definiéndosele un elemento tiempo inverso un instantáneo para fase y un tiempo

inverso y un instantáneo de tierra, al igual que se hizo para cuando no hay relé en la subestación.

3.3.3.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del 9125

✓ Elemento instantáneo

Para el ajuste de este relevador es necesario analizar dos posibilidades, hasta la barra Moza o hasta Gran Panel.

Tabla 3.16 Corrientes de cortocircuito en las barras adyacentes al 9125 (fase)

Barra	Moza	Gran Panel
$I_{cc\ 3\phi}$	1991	8802
I_{ap}	2488.7	11002.5

Como se observa en la tabla anterior el elemento instantáneo se define hasta la barra Gran Panel que arrojó el mayor nivel de cortocircuito.

Se ajustó el tiempo a 0.02 s. y la corriente de arranque es:

$$I_{ap9125} = 11002.5 \text{ A. Ángulo de direccionalidad } -45^\circ$$

✓ Tiempo inverso

Además también se le define un umbral de tiempo inverso, como ya se expuso, para esto se calcula la mayor corriente de carga

Esa corriente da carga es:

$$I_c \text{ máx} = 131 \text{ A}$$

$$I_{ap\ 9125} \geq 196.5 \text{ A}$$

Es necesario calcular la sensibilidad para el ajuste del elemento tiempo inverso, para ello se calcula un cortocircuito bifásico en la barra Hanabanilla.

$$I_{cc\ 3\phi} = 1336 \angle 132.4^\circ \text{ A}$$

$$k_s = 1336/196 = 6.91 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

3.3.3.2 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del 9125

✓ Elemento instantáneo

Para el ajuste de este relevador, al igual que para el relé de fase, es necesario analizar dos posibilidades, hasta la barra Moza o hasta Alta GPanel pero se calculan los cortocircuitos que incluyen tierra y se selecciona el mayor de ellos.

Tabla 3.17 Valores para el ajuste del elemento instantáneo del 9125 (tierra)

Barra	Moza	Alta GPanel
$I_{cc\ 2\Phi\text{-tierra}}$	1872	8734
$I_{cc\ 1\Phi}$	1698	8304
$I_{ap\ 9125}$	-	13101

Se ajustó el tiempo a 0.02s

El ajuste quedó: $I_{ap9125}^i = 13101\text{ A}$. Ángulo de direccionalidad 45°

✓ Tiempo Inverso

El valor de ajuste del relé de tierra para el 9125 es el mismo que para cuando no hay relé en la subestación, pues se realiza con la corriente nominal del transformador de corriente (I_{nTC}).

$$I_{ap\ 9125}^i = 60A$$

Chequeo de sensibilidad

Para el chequeo de la sensibilidad se plantean cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra en la barra Hanabanilla.

Tabla 3.18. Corrientes de cortocircuito para el ajuste de la sensibilidad del 9125.

Barra	Hanabanilla
$I_{cc\ 2\Phi\text{-tierra\ secuencia\ 0}}$	293
$I_{cc\ 1\Phi\ \text{secuencia\ 0}}$	399

$$k_s = 3 * I_0 \text{ mín} / I_{ap9125} \geq 1.5 \quad \text{Sensible}$$

3.3.3.3 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del LM-130

En este caso para ajustar el elemento instantáneo es necesario plantear un cortocircuito máximo en la barra Alta GPanel quedando, para el relé, una trayectoria distinta a la que se definió cuando no se tenía en cuenta el relé de la subestación Gran Panel y que es la misma que se seleccionó para la protección de distancia, por lo que va a existir una redundancia en esta zona, que no implica gastos ni problemas porque se utiliza el mismo relevador, solo que se le explotan más potencialidades y se logra una red eléctrica más fiable.

✓ Elemento instantáneo

Tabla 3.19. Corrientes de cortocircuito en las barras adyacentes al LM-130 (fase)

Barra Alta GPanel	
$I_{cc\ 3\phi}$	322
I_{ap}	402.5

Se ajustó el tiempo a 0.02 s. y la corriente de arranque es:

$$I_{apLM-130} = 402.5 \text{ A. Ángulo de direccionalidad } -45^\circ$$

✓ Tiempo inverso

$I_{ap\ LM-130} \geq 393 \text{ A}$ (Igual que en casos anteriores pues depende de la corriente de carga máxima)

Es necesario calcular la sensibilidad para el ajuste del elemento tiempo inverso, para ello se calcula un cortocircuito bifásico en la barra 220 SClara-B1.

$$I_{cc\ 2\phi} = 415 \text{ A}$$

$$k_s = 415/196 = 2.11 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

3.3.3.4 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del LM-130

✓ Elemento instantáneo

Las posibilidades de ajuste en este caso son las mismas que para el sobrecorriente de fase, solo que hay que tener en cuenta los cortocircuitos que involucran tierra, como ya se ha explicado anteriormente.

Tabla 3.20 Valores para el ajuste del elemento instantáneo del LM-130 (tierra)

Barra	B2 110 SC	ALTA GPanel
$I_{cc\ 2\Phi\text{-tierra}}$	359	430
$I_{cc\ 1\Phi}$	454	525
$I_{ap\ LM-130}$	-	787.5

Se ajustó el tiempo a 0.02s

El ajuste queda: $I_{apLM-130}^i = 787.5\text{ A}$. Ángulo de direccionalidad 45°

✓ Tiempo Inverso

$$I_{ap\ LM-130} \geq 393\text{ A}$$

Chequeo de sensibilidad

Para chequear sensibilidad se plantean cortocircuitos en la barra 220 SC-B1.

Tabla 3.21. Corrientes de cortocircuito para el ajuste de la sensibilidad del LM-130.

Barra	220 SC-B1
$I_{cc\ 2\Phi\text{-tierra\ secuencia\ 0}}$	222
$I_{cc\ 1\Phi\text{ secuencia\ 0}}$	257

$$k_s^{U1} = 3 * I0\text{ mín} / I_{ap(LM-130)}^{U1} \geq 1.5 \quad \text{Sensible}$$

3.3.3.5 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase del GP-102

En el caso específico de este relevador y explotando las potencialidades de direccionalidad que brinda el mismo, se le ajustó dos elementos instantáneos y dos tiempos inversos. Esto garantiza una redundancia en la protección de todas las líneas que salen de la subestación Gran Panel (L580 y L581), brindando así un sistema mucho más confiable y seguro. Por lo que se define uno de ellos hacia el 9125 y el otro con direccionalidad hasta la barra 220 SClara-B1, este último, en la misma dirección que la protección de distancia para que, entre ambas, protejan esa zona.

✓ Elemento instantáneo

Con direccionalidad hacia el 9125

El cortocircuito máximo (trifásico) en la barra B2 110SC resultó ser 3999A, por lo que el ajuste del relevador GP-102 para su elemento instantáneo con direccionalidad hacia el 9125 resultó ser: $I_{apGP-102}^i=4998.75 \text{ A}$.

Con dirección hacia 220 SClara-B1

El cortocircuito máximo (trifásico) en la barra 220 SClara-B1 resultó ser 243A, por lo que el ajuste del relevador GP-102 para su elemento instantáneo con direccionalidad hacia la barra 220SClara-B1 resultó ser: $I_{apGP-102}^i=303.75 \text{ A}$.

✓ Tiempo inverso

En el caso del tiempo inverso, en ambas direcciones, el ajuste es el mismo porque depende de la corriente de carga, que en este caso es de 131 porque la subestación Gran Panel cuenta con un transformador de 25 MVA, por tanto el ajuste queda:

$$I_{ap \text{ GP-102}} \geq 196 \text{ A}$$

Para cuando se analiza la sensibilidad si es necesario analizarla en cada dirección que se le definió al relé GP-102.

Cuando la direccionalidad es hacia el 9125 se plantea un cortocircuito mínimo (bifásico a tierra) en la barra 220 SClara-B1.

$$I_{cc\ 2\Phi} = 184\text{ A}$$

$$k_s = 184/196 = 0.93 \leq 1.5 \text{ No Sensible}$$

En este caso también se ajusta la función de sobrecorriente controlada por tensión que se dispone, se ajustó para activar la función a una tensión de 80 V por secundario y resultando el factor k de 0,78

Cuando la direccionalidad es hacia la barra 220S Clara-B1 se plantea un cortocircuito mínimo (bifásico a tierra) en la barra B2-110.

$$I_{cc\ 2\Phi} = 3736\text{ A}$$

$$k_s = 3736/196 = 19.06 \geq 1.5 \text{ Sensible}$$

3.3.3.6 Ajuste del relevador de sobrecorriente de tierra del GP-102

A este relevador, como a los dos analizados anteriormente, también se le ajusta un tiempo inverso y un instantáneo de tierra.

✓ Elemento instantáneo

Con direccionalidad hacia el 9125

El cortocircuito máximo (monofásico en la barra B2 110SC resultó ser 4158A, por lo que el ajuste del relevador GP-102 para su elemento instantáneo con direccionalidad hacia el 9125 resultó ser: $I_{apGP-102}^i = 6163.5\text{ A}$.

Con dirección hacia 220 S Clara-B1

El cortocircuito máximo (monofásico) en la barra 220 S Clara-B1 resultó ser 329A, por lo que el ajuste del relevador GP-102 para su elemento instantáneo con direccionalidad hacia la barra 220S Clara-B1 resultó ser: $I_{apGP-102}^i = 493.5\text{ A}$.

✓ Tiempo Inverso

El valor de ajuste del relé de tierra se realiza con la corriente nominal del transformador de corriente (I_{TC}).

TC: 150 /5

$k_d = 0.4$; Se toma este valor porque se asume que la protección de tierra es más rápida que la de fase (que es el caso más común).

El ajuste de este umbral queda:

$$I_{ap}^i_{GP-130} = 60 A$$

Cuando se analiza la sensibilidad si es necesario analizarla en cada dirección que se le definió al relé GP-102.

Cuando la direccionalidad es hacia el 9125 se plantean cortocircuitos mínimos en las barras 220 SClara-B1 y B1/110-SC-IND. Dando el menor valor en la barra 220SClara-B1 (222A), con dicho valor se calcula la sensibilidad dando sensible.

Cuando la direccionalidad se toma hacia la barra 220SClara-B1 hay que plantear cortocircuitos en todas las barras adyacentes a esta, los resultados se muestran en la siguiente tabla (tabla 3.22)

Tabla 3.22. Corrientes de cortocircuito en las barras adyacentes a la barra 220SClara-B1.

Línea adyacente	220SC - Alta Sub Sto Dom	220SC-110SC	220SC - B2110SC	220SC-Tap Remedios Tex	220SC-110 Placetas	220SC-Tap/L1Calab
I _{cc} 2Φ-tierra secuencia 0	1	20	979	111	1	2
I _{cc} 1Φ secuencia 0	2	26	1138	136	2	3

$$k_S^{U1} = 3 * I_0 \text{ mín} / I_{ap} (GP - 102)^{U1} \leq 1.5 \text{ No sensible.}$$

3.4 Tablas resumen

En los anexos III y IV se exponen tablas que muestran de forma resumida los valores de ajustes de los relevadores para los dos estados de operación analizados.

3.5 Conclusiones del capítulo

Como ha quedado demostrado con los cálculos, los relevadores instalados (9125, LM-130 y GP-102) pueden hacer frente a la problemática existente en la zona de estudio. En algunos casos donde la protección de distancia no pudo proteger toda la línea se tomaron otras variantes como la protección de sobrecorriente y la función de sobrecorriente controlado por tensión, para lograr la sensibilidad. Además es importante aclarar que siempre se analizó la condición más crítica para la sensibilidad, existirá el caso en que para una falla menos severa la protección actúe sin problema.

Lo más significativo del capítulo es destacar que cuando se considera el relé en la subestación Gran Panel las condiciones de operación de la red eléctrica son menos severas y las protecciones pueden operar de forma exitosa, incluso en el caso donde no se logra la sensibilidad se acerca más al límite que cuando no se considera dicho relé (GP-102).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

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

- ✓ Los relevadores digitales multifuncionales instalados en las subestaciones Santa Clara Industrial, La Moza y Gran Panel pueden hacer frente a la 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.
- ✓ La determinación de los ajustes de los relevadores analizados han mostrado la complejidad de la red eléctrica de esta región de la provincia dado por las diferentes posibilidades o escenarios de operación de la red.
- ✓ Con la red provincial actualizada se logró el ajuste de los relevadores 9125, LM-130 y GP-102, para cuando la subestación Gran Panel se encuentra alimentada desde SC 220kV y desde Santa Clara 110.
- ✓ El relevador de la firma Areva 442 ubicado en el interruptor GP-102 de la subestación Gran Panel que actualmente no tiene ajustes, consta de un conjunto de funciones que una vez calculados sus ajustes, permite mejorar la operación de la red eléctrica de la provincia siendo el servicio eléctrico más fiable.
- ✓ Las protecciones de sobrecorriente y la protección de sobrecorriente controlada por tensión, función que existe en los relevadores P442 mejora notablemente la

sensibilidad de la zona protegida. Además los relevadores P143 instalados en las subestaciones ayudan a dar la redundancia requerida por las protecciones.

- ✓ El efecto de fuente intermedia es muy fuerte para la tercera zona de algunos de los relevadores estudiados pero esto se puede solucionar trabajando con la característica cuadrilateral que permite el ajuste por sus cuatro lados y ellos la poseen.

Recomendaciones

- ✓ Poner en explotación el relevador GP-102 de la subestación Gran Panel, que existe y no cuenta con ajuste alguno.
- ✓ Calcular los ajustes del relevador SC-220 para contar con el ajuste de todos los relevadores que se encuentran en la zona de estudio y queda más completa la investigación.
- ✓ Analizar la problemática de las protecciones de la zona con la ubicación de una protección diferencial o piloto, ubicada en los tres extremos analizados, GP-102, La Moza y 9125.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. C. Russell, *The art & Science of Protective Relaying*, Sixth printing ed., 1967
- [2] G. Q. d. Basterra, "Ajuste y coordinación de las protecciones SI 101 y SI 102 en Santa Clara Industrial 110 kV. ," TESIS PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE MASTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA, Departamento de Electroenergética, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, 2013.
- [3] S. H. H. A. G. Phadke, *Power System Relaying*, Third Edition ed., 2008.
- [4] M. Escalona, "Comportamiento de la protección de distancia en líneas de transmisión equipadas con TCSC," 2012.
- [5] H. Altuve, "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia," vol. Tomo I y II, pp. 1 - 27,361 -366, 1991.
- [6] A. B. Iriondo, "Protecciones de Sistemas de Potencia," Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vazco, Euskal Herriko Unibersitaeta, 1999.
- [7] E. C. Westinghouse, "Applied Protective Relaying," N. J. Newark, Ed., ed, 2002, p. 165 pp.
- [8] M. Ramírez, "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia," Departamento de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2005.
- [9] T. J. Blackburn. (2007). *Protective Relaying Principles and Applications. Third Edition*.
- [10] J. L. Q. Pac, "Protección de Líneas de Transmisión Multiterminales y Derivadas ", San Carlos de Guatemala, 1999.
- [11] C. Warrington, *Protective Relays their theory and practice. Volume Two*, third edition ed.: Chapman and Hall, 1977.
- [12] C. R. Mason. (1956). *"El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores"*.
- [13] A. M. Fedoseev, *Protección por relés de los Sistemas Eléctricos*, Moscow, 1984.
- [14] S. C. ANSI/IEEE, "Guide for Differential and Polarizing Relay Circuit Testing," I. S. Center, Ed., ed, 2000.

-
- [15] G. Ziegler, "Numerical Distance Protection, Principles and applications," Siemens, Ed., second edition ed, 2006, p. 46.
- [16] Y. D. Ferrer, "Ajustes de las protecciones de las líneas de interconexión con Cayo Santa María," Departamento de Electroenergética, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, 2015.
- [17] G. Electric, "Fundamentals of Distance Protection GER 3964 de GE Application of Phase and Ground Distance Relays to Three Terminal Lines," vol. 1, ed, 2007.
- [18] J. Vásquez, "Seguridad, Riesgo, Calidad y Protecciones Eléctricas," Universidad Nacional Medellín, 2006.
- [19] Areva. (2010, Relé MiCOM 143. Relés de protección de circuitos. *Guía Técnica. P14x/ES T/A44* 610 pp. Available: www.areva-td.com
- [20] AREVA, *Network Protection & Automation Guide*, July 2002.
- [21] P. M. N. Alpizar, "Estudio de los flujos de carga y posibilidades de nuevo enlace al SEN en la región de La Moza," Departamento de Automática y Sistemas Computacionales, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, 2015.
- [22] ABB, "Integrating Distributed Generation Into the Electric Distribution System," *Technical Update EPRI*, p. 6 pp.
- [23] X H.You and V.Vittal. (February 2003) Self Healing in Power Systems: An approach using islanding and rate of frequency decline-based load shedding. IEEE Transactions on Power Systems.

ANEXOS

Anexo I. Esquemas Eléctricos

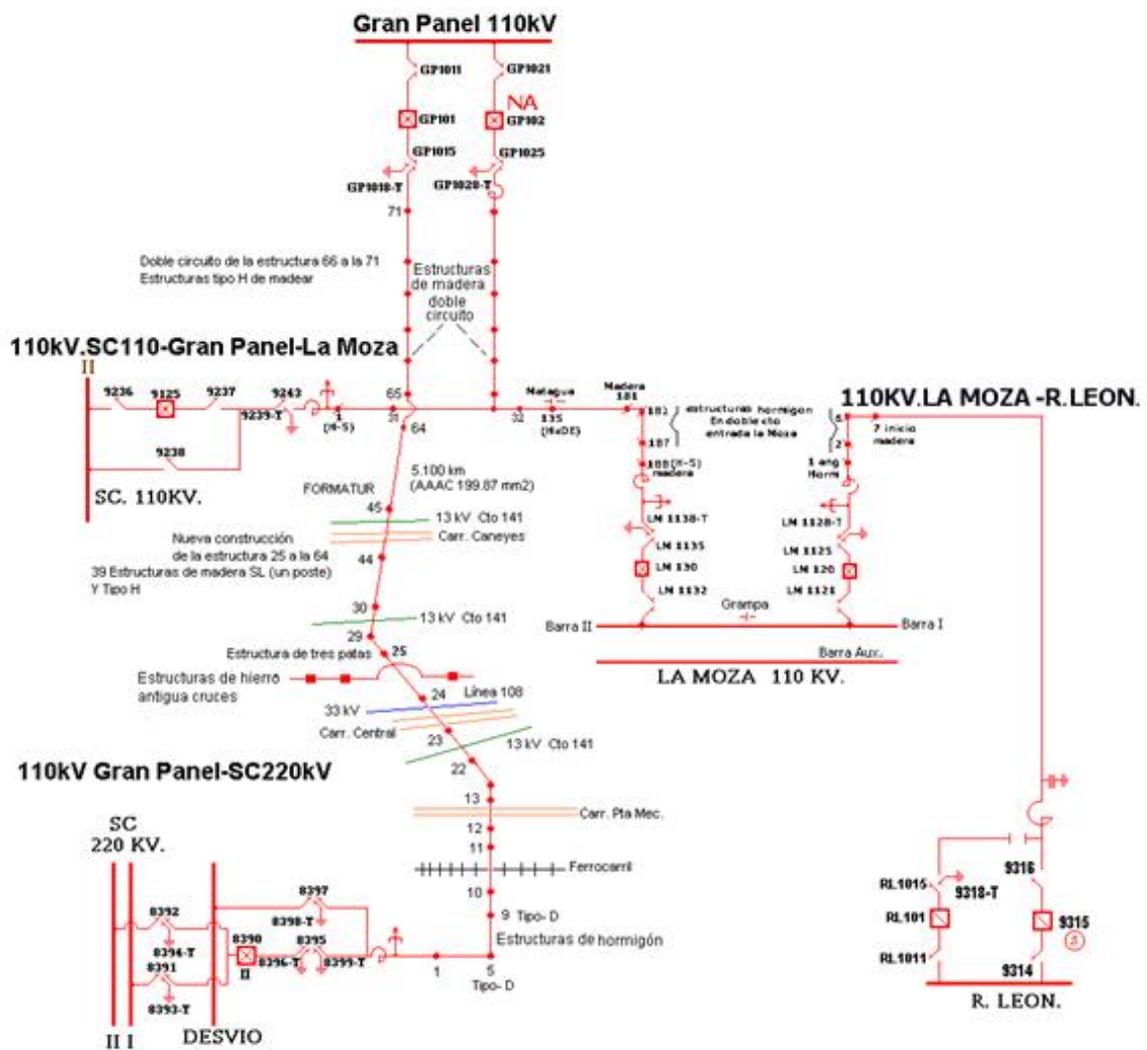


Figura I.I. Esquema actual de la subestación Gran Panel 110 kV. Fuente OBE Provincial.

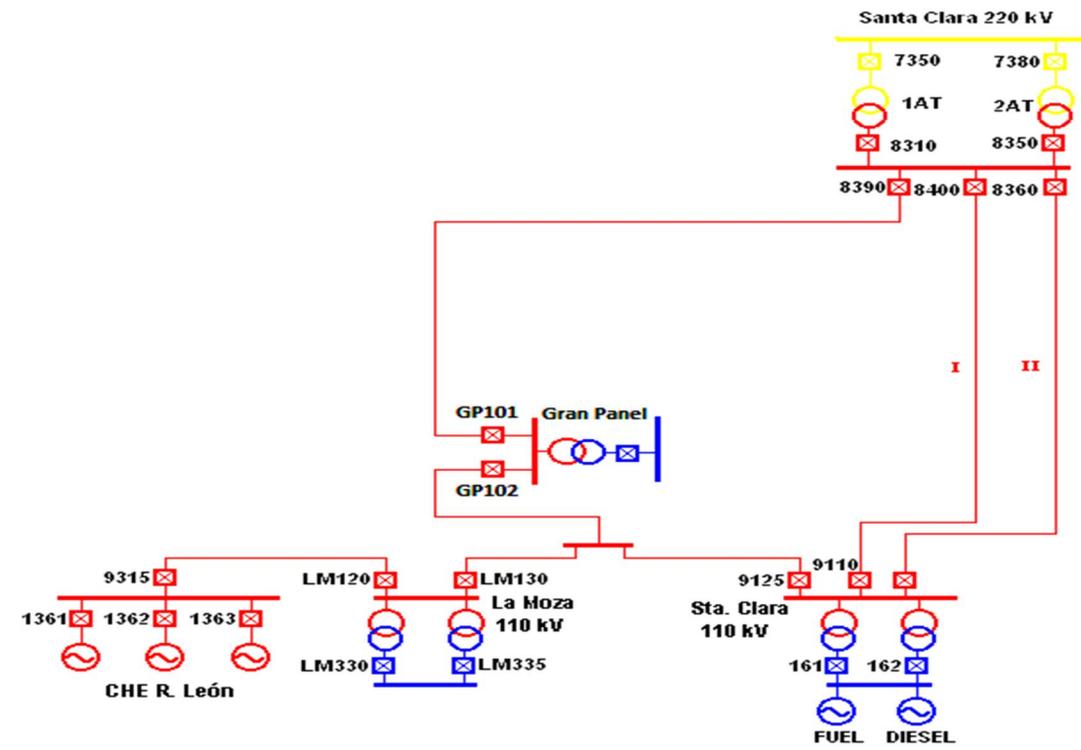


Figura I.II. Esquema eléctrico de la zona de estudio.

Anexo II. Ajustes de otras funciones disponibles de los relevadores

II.1 Introducción

Se describen los criterios de ajustes de otras funciones disponibles del relevador, que son similares y en otros casos iguales para todos los relevadores.

II.2 Sobrecorriente controlado por tensión

Proporciona una protección de respaldo para fallas de fase - fase remota aumentando la sensibilidad de los umbrales 1 y 2 de la protección de sobrecorriente.

La función puede activarse, selectivamente, en los dos primeros umbrales del elemento de sobrecorriente y cuando se activa esta función, el ajuste de sobrecorriente se modificada por un multiplicador k cuando la tensión cae por debajo de un umbral. Debe configurarse lo suficientemente bajo como para permitir el funcionamiento en caso de fallas fase-fase remotas de acuerdo a la expresión 2.18:

$$k = \frac{I_F}{I > 1.2} \quad (II.1)$$

Dónde: I_F es la corriente mínima de falla en el caso de falla remota e $I >$: Ajuste de la corriente de fase para que el elemento tenga control por tensión.

Ej. Si el relé de sobrecorriente tiene un ajuste de 160 % I_n , pero la corriente mínima de falla, para la condición de falla remota, es de sólo 80 % I_n , entonces, el factor k requerido está dado por:

$$k = \frac{0,8}{1,6 \times 1,2} = 0,42 \quad (II.2)$$

El umbral de tensión " se ajusta por debajo de la tensión la más baja de la red que pueda ocurrir en condiciones normales de funcionamiento, y al mismo tiempo asegurará la detección correcta de la falla remota

II.3 Protección de fallo interruptor

Es habitual instalar una protección de fallo interruptor, que supervise si la apertura del interruptor se ha producido en un intervalo de tiempo razonable. Si la intensidad de falta persiste tras un tiempo ajustado, se activará la función fallo interruptor.

Los ajustes de mínima intensidad de fase deben ser menor que la intensidad de carga, para asegurar que el funcionamiento de $I <$ indique la apertura del interruptor. Un ajuste típico para una línea aérea o cable es del 20% Temporización típica para un interruptor de 2 ciclos: 160 ms.

INT. Abierto: 110 ms.

Elemento de mínima corriente: 125 ms.

Este ajuste es muy sencillo, solo que no se pudo realizar por problemas de tiempo.

II.4 Ajuste $\partial F/\partial T$ (igual para todos los relevadores)

Disparo a los 500 ms cuando las variaciones de la frecuencia en el tiempo es de 2.2 Hz/s.

Las protecciones por derivada de frecuencia se utilizan de manera combinada con las protecciones por sub-frecuencia de tal forma que las protecciones por sub-frecuencia actúan en caso de desconexión de grupos pequeños mientras que las protecciones por derivada de frecuencia actúan cuando el grupo que se desconecta es grande. [23]

II.5 Ajuste de sobretensión y baja tensión (igual para todos los relevadores)

La tensión en el caso de la función de sobretensión se ajusta en dos etapas, una de alarma que tiene una característica tiempo inverso y la de disparo que es instantánea. Se tomó 110 kV de V_{op} . Los resultados se muestran en la tabla II.1.

Tabla II.1 Parámetros de ajuste de la función de protección contra sobretensión.

Estado de la tensión	Señal de operación	Tiempo de operación
+5% V_{op} = 115,5 kV	Alarma	5 s
+10% V_{op} = 121 kV	Disparo	2 s

En el caso de la baja tensión el ajuste tiene las mismas características que el de sobre tensión sus resultados se muestran en la tabla II.2.

Tabla II.2 Parámetros de ajuste de la función de protección contra baja tensión.

Estado de la tensión	Señal de operación	Tiempo de operación
-5% V_{op} = 104,5 kV	Alarma	5 s
-10% V_{op} = 99 kV	Disparo	2 s

II.6 Sobrecorriente de secuencia negativa

El ajuste del arranque de la corriente deberá estar aproximadamente un 20% por debajo de la intensidad de falta mínima de la corriente de secuencia negativa, calculada para una condición específica de falla remota. Se debe de utilizar en coordinación con elementos estándar de sobrecorriente de fase y de tierra, con el objetivo de resolver algunas dificultades en ciertas aplicaciones como por ejemplo una falla a tierra no detectada por el relé de tierra en una configuración de red dada. Ángulo de la direccionalidad -45° .

Es necesario asegurarse que el ajuste de tiempo esté por encima del tiempo de operación (para la falla mínima) de cualquier otro dispositivo de protección susceptible de reaccionar sobre una falla asimétrica por ejemplo el elemento de sobrecorriente de fase y de tierra y el de conductor roto.

Por lo tanto el tiempo será: 1,5 s.

Este ajuste es muy sencillo, solo que no se pudo realizar por problemas de tiempo.

II.7 Recierre (igual para todos los relevadores).

La tabla II.3 muestra los resultados del ajuste del recierre.

Tabla II.3. Ajuste del recierre

Numero de disparos	1
Tiempo Muerto 1	3 s
Tiempo Muerto 2¹	15 s
Tiempo Muerto 3	180 s
Tiempo Muerto 4	180 s
CB Tiempo de Salud	5 s
Tiempo de Reclamo 1	10 s
Tiempo de Reclamo 2	10 s
Tiempo de Reclamo 3	180 s
Tiempo de Reclamo 4	180 s
Condición	Barra viva – Línea Muerta

II.8 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 [19].

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.

El mismo debe operar dejando un tiempo suficiente para despejar la falla por los elementos de protección temporizados.

Para el ajuste de conductor roto se tomó valores típicos apreciables en la tabla II.4.

Tabla II.4 Ajustes de conductor roto.

	I_2/I_1 (%)	Disparo (s)
Conductor Roto	20	3

II.9 Sobre frecuencia y baja frecuencia (igual para todos los relevadores)

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).

Sobre frecuencia se propone una etapa de alarma cuando la frecuencia alcanza los 61 Hz en 5 s.

Tabla II.5 Parámetros de ajuste de la función de protección contra baja frecuencia

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

Anexo III Resultados obtenidos cuando se analiza la condición de operación de la red, de no existir relevador en la subestación Gran Panel.

Tabla III.1: Tabla resumen de las protecciones de distancia

Valores de ajuste de las protecciones de distancia			
		Moza (LM-130)	SC 110 (9125)
Primer escalón	$Z_{ap} (\Omega)$	$14.55 \angle 71.2^\circ$	$5.37 \angle 63.6^\circ$
Segundo escalón	$Z_{ap} (\Omega)$	$149.8 \angle 64.3^\circ$	$9.45 \angle 72^\circ$
	ks	8.6	1.51
Tercer escalón	$Z_{ap} (\Omega)$	$678.5 \angle 25.8^\circ$	$800.87 \angle 71^\circ$
	ks	15.06	22.4
	$Z_{ap} \text{ carga máx. } (\Omega)$	$149.83 \angle 25.8^\circ$	$176.69 \angle 25.8^\circ$
	ks	11.25	13.52

Tabla III.2: Tabla resumen de las protecciones de sobrecorriente

Valores de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra					
		Moza (LM-130)		SC 110 (9125)	
		Fase	Tierra	Fase	Tierra
Elemento Instantáneo	$I_{ap}^i (A)$	376.25	681	2488.7	2808
Elemento tiempo inverso	$I_{ap} (A)$	393	120	196.5	60
	ks	0.5	1.67	6.91	16.25

Anexo IV Resultados obtenidos cuando se analiza la condición de operación de la red, de existir relevador en la subestación Gran Panel.

Tabla III.3: Tabla resumen de las protecciones de distancia

Valores de ajuste de las protecciones de distancia				
		Moza (LM-130)	SC 110 (9125)	Alta-GPanel (GP-102)
Primer escalón	Z_{ap} (Ω)	13.67 \angle 70.9°	1.35 \angle 69.45°	4.04 \angle 61.6°
Segundo escalón	Z_{ap} (Ω)	73.26 \angle 64.4°	4.44 \angle 62°	8.25 \angle 72°
	ks	4.55	2.96	1.73
Tercer escalón	Z_{ap} (Ω)	129.55 \angle 72°	11.8	1056.8 \angle 72°
	ks	8.19	7.9	66.7
	Z_{ap} carga máx. (Ω)	176.69 \angle 25.8°	176.71 \angle 25.8°	207.4 \angle 25.8°
	ks	13.52	15.21	14.32

Tabla III.4: Tabla resumen de las protecciones de distancia

Valores de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra									
		Moza (LM-130)		SC 110 (9125)		Alta-GPanel (GP-102) Dirección 9125		Alta-GPanel (GP-102) Dirección 220Sclara-B1	
		Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Tierra
Elemento Instantáneo	I_{ap} (A)	402.5	787.5	11002.5	13101	4998.75	6163.5	303.75	493.5
Elemento tiempo inverso	I_{ap} (A)	393	393	196.5	60	196	60	196	60
	ks	2.11	1.69	6.91	14.65	0.93	2.24	19.06	0.5

Nota: Los valores destacados en rojo corresponden a las protecciones que no tienen sensibilidad.