INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO
FACULTAD DE METALURGIA ELECTROMECÁNICA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

Trabajo de Diploma para Ingeniero Eléctrico

Título: *Modificación del esquema de protección de entrada de la ECG, teniendo en cuenta la nueva ubicación de la subestación 220 kV.*

Autor: *Rogelio Aguirre Velázquez*

Tutores: *MSc. Ing. José Miguel Mendoza Sierra.*
Profesor Asistente

Ing. Julián Antonio Noa Domínguez
Taller Eléctrico. ECG

Moa 2011

"Año 53 de la Revolución"

Declaración de Autoridad

Yo: Rogelio Aguirre Velázquez
Tutores: MSc. Ing. José Miguel Mendoza Sierra.
Ing. Julián Antonio Noa Domínguez
Taller Eléctrico. ECG

Autor de este Trabajo de Diploma titulado: *Modificación del esquema de protección de entrada de la ECG, teniendo en cuenta la nueva ubicación de la subestación 220 kV***.** Certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

_____ _____

Diplomante
Rogelio Aguirre Velázquez

Tutor
MSc. Ing. José Miguel Mendoza Sierra.
Profesor Asistente

_____

Tutor
Ing. Julián Antonio Noa Domínguez

Pensamiento

*"*Hacer cuanto este a mi alcance y contribuir a que la tierra sea un lugar seguro y acogedor para las generaciones presentes y futuras, que significa, pensar globalmente, actuar localmente*."*

Fidel Castro Ruz.

Agradecimientos

Agradezco a todos los que colaboraron en la realización de este trabajo, pero de manera especial a mi tutor MSc. Ing. José Miguel Mendoza Sierra, Ingeniero Eléctrico Julián Antonio Noa Domínguez, Ingeniero Emilio Santiesteban Fonseca, MSc Ariel Abrahante Hernández, de los cuales recibí desde el principio ayuda, orientación y su sabia conducción en la tutoría del trabajo, además de la confianza que depositaron en mí para culminar la tesis.

A mis compañeros y amigos, quienes me estimularon y alentaron a no desistir y confiar en que llegaría hasta el final.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi familia y de manera especial a mi madre, padre, Hermano, por la educación recibida y apoyo emocional.

A mi esposa Milaidis Pérez Téllez, mis hijos Rogelio Aguirre Pérez y Héctor. E. Aguirre Pérez, por gratitud, compañía y aliento dado en todo momento lo que permitió llegar exitosamente al final de carrera.

A mis compañeros de trabajo y profesores de todas las asignaturas, reciban este trabajo como un modesto aporte a sus constantes esfuerzos en la formación de las nuevas generaciones.

Resumen

Con la necesidad de lograr una gran seguridad y confiabilidad en la protección separadora, de ella depende la estabilidad del sistema eléctrico de la fábrica Ernesto Ché Guevara, se realiza un estudio para el perfeccionamiento de las protecciones de línea con más prestaciones que la actual.

En el capítulo 1 se muestra un análisis teórico general sobre las protecciones mas utilizadas en la ECG. Para esto se tuvo en cuenta principio de funcionamiento, métodos más utilizados en las protecciones y los procesos transitorios que ocurren en los mismos, con el objetivo de conocer sus características principales.

En el capítulo 2 se hace una valoración de todas las protecciones instaladas en la protección separadora y simulación de cortocircuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos en las barras de la subestación de Punta Gorda con el software Easy Power, con el cual se logra investigar el aporte de los generadores a las fallas, partiendo de sus características se proponen nuevos métodos y ajustes para la protección de línea.

En el capítulo 3 se confecciona una metodología basada en el método para la protección de distancia y sobrecorriente, así como las características de los relés utilizados y el porqué de su implementación. Para eso se analizó las semejanzas y diferencias que existen entre ellas, luego se finalizó con una valoración económica que da lugar a la aplicación de las mismas.

Summary

With the need to achieve a great certainty and reliability in the divisive, hers protection depends the stability of the electric system of the factory Ernesto Ché Guevara, a study for the perfecting of the in-line protections with more social benefits comes true than the present-day.

1 shows a theoretic general analysis on the protections itself in the chapter but used in the ECG. Ad hoc one had in account beginning of functioning, more methods used in protections and the transient processes that happen in the same, for the sake of knowing his principal characteristics.

In the chapter 2 Easy Power, with the one that the contribution of the generators to the faults, departing of his characteristics manages to investigate itself does an assessment of all the protections installed in the divisive protection and simulation of three-phase, two-phase and single-phase short circuits in the bars of the sub. Station of Fat Tip with the software himself new methods and adjustments are intended to the in-line protection.

A methodology based in the method for the protection of distance and over-current, as well as the characteristics of the used relays and the cause of your implementation manufactures 3 itself in the chapter. For that matter similarities and differences that exist between them were analyzed, next it came to an end with a cost-reducing assessment that causes the application of the same.

Índice

Declaración de Autoridad II
Pensamiento III
Agradecimientos IV
Dedicatoria V
Resumen VI
Summary VII
Introducción General 1
Capítulo 1. Marco Teórico 3
1.1. Introducción 3
1.2. Generalidades de las protecciones eléctricas 4
1.2.1. Corrientes de cortocircuito 4
1.2.2. Características de los Elementos de Protección. 5
1.2.3. Cualidades de la protección 6
1.2.4. Descripción de algunos equipos para protección de sobrecorriente 7
1.3. Avances tecnológicos de las protecciones eléctricas 8
1.4. Sistemas eléctricos con neutro aislado. 9
1.5. Cortocircuitos multifásicos. 11
1.5.1. Cortocircuito monofásicos 12
1.5.2. Sobretensiones 13
1.5.3. Sobrecorrientes 13
1.5.4. Baja tensión (27) y auto arranque 14
1.6. Protección de fallas a tierra 15
1.7. Protecciones de barras 16
1.8. Transformadores de corriente [TC]. Características y funcionamiento. 16
1.9. Transformador de potencial [TP]. Características y funcionamiento. 21
1.10. Conclusiones del capítulo. 24
Capítulo 2. Materiales y Métodos 25
2.1 Introducción 25

2.2. Descripción de la subestación principal de 110 kV a la ECG 25
2.2.1. Interruptores (SF6) Tipo GL-312 F1 26
2.2.2. Transformador de corriente de alta tensión: 27
2.2.3. Transformadores de potencia: 27
2.3. Suministro Eléctrico de la Empresa Cmdte Ernesto Che Guevara. 30
2.4. Sistema de protección Separadora de la Empresa Ernesto Guevara..... 32
2.5. Características para la selección de los dispositivos de protección..... 34
2.5.1. Relés de Sobrecorriente. 34
2.5.2. Relés de Sobre y baja tensión. 36
2.5.3. Relés Direccionales 36
2.5.4. Relés de distancia. 37
2.6. Clasificación de las fallas en sistemas de potencia. 38
2.7. Descripción de algunas averías ocurridas en el SEN que afectan a la ECG. 40
2.7.1 Afectaciones 40
2.8. Utilización del Software (Easy Power) para recálculo y análisis de la protección separadora. 42
2.9 Simulación de los niveles de cortocircuitos, utilizando el software para el comportamiento de averías en el SEN. 43
2.10. Conclusiones del capítulo 47
Capítulo 3. Propuesta de ajuste de las protecciones de línea. 48
3.1. Introducción 48
3.2. Ajuste del relé SR 750 para líneas de salidas. (Protección de sobrecorriente)..... 49
3.2.1. Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase para tiempo inverso.51
3.3. Características del relé inteligente D60 52
3.3.1. Ajuste del relé D 60 54
3.3.2. Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase para tiempo definido para el D60 (50). 57
3.4. Resultados obtenidos con el estudio 58

3.4.1 Esquema de la protección separadora incluyendo la protección de línea. 59
3.5. Conclusiones del capítulo 59
3.6. Valoración técnica económica del proyecto. 60
3.7. Valoración económica 60
Conclusiones 61
Recomendaciones 62
Bibliografías 63
Anexo 1 65
Anexo 2 66
Anexo 3 67
Anexo 4 68

Introducción General

Desde la creación de la empresa niquelífera Comandante Ernesto Ché Guevara los consumidores de esta empresa son alimentados por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante dos transformadores de 40 MVA. Y por dos turbogeneradores de 12 MW.

Desde su construcción, la empresa ha contado con algunos proyectos de modernización de sus sistemas de control y protección. La mayoría de las protecciones actuales son muy antiguas. Por lo que en la actualidad se está adoptando proyectos de modernización de su sistema eléctrico de potencia (SEP) con el objetivo de reducir los costos y al mismo tiempo garantizar la mayor seguridad posible mediante técnica y dispositivos de protección moderna.

El campo de las protecciones eléctricas es muy amplio y su correcta aplicación es de suma importancia en los sistemas de distribución. Las protecciones eléctricas deben estar correctamente coordinadas para evitar daños a los equipos, personal de trabajo y así minimizar los gastos en nuevos equipamientos.

Un sistema eléctrico debidamente protegido garantiza un servicio estable y seguro a los consumidores de energía eléctrica. Una gran variedad de dispositivos son utilizados para proteger los sistemas eléctricos de distribución, los cuales deben ser coordinados para un funcionamiento adecuado del sistema.

En este sentido juega un papel importante concebir el correcto diseño de un proyecto de protecciones, donde se tenga en cuenta las características de los circuitos, sus principales componentes, así como sus distintos regímenes de funcionamiento.

El proyecto consiste en una variante para la protección de las líneas de alimentación principal de la empresa ECG. La selección de un variante para la implementación de una protección eléctrica que asegure una correcta defensa ante fallas en las líneas de transmisión a la empresa, teniendo en cuenta la nueva ubicación de la subestación de 220 kV. El estudio minucioso de la técnica existente es esencial para lograrlo.

Situación problemática

La subestación de Punta Gorda se trasladará a una distancia aproximadamente de 26,34 km de la ECG y la misma será sometida a un proyecto de modernización por lo que se hace necesario el estudio de la protección separadora de ECG para la modificación del sistema de protección.

Hipótesis.

Si se modifica el esquema actual y los ajustes de las protecciones bajo las nuevas condiciones de ubicación de la subestación de 220 kV, se logrará minimizar el tiempo de afectación del suministro eléctrico a la empresa ECG por las posibles malas operaciones de las mismas ante fallas en el SEN

Objetivo general.

Implementar una protección eléctrica que asegure una correcta defensa ante fallas en las líneas de alimentación a la empresa ECG, a partir de la nueva ubicación de la subestación de 220 kV.

Tareas

- ✓ Realizar una búsqueda bibliográfica acerca de las protecciones mas usadas en los sistemas de distribución eléctricos
- ✓ Simular cortocircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos para el estudio de la protección separadora.
- ✓ Procesar los datos obtenidos.
- ✓ Evaluar resultados del estudio.
- ✓ Elaborar propuesta para mejorar la confiabilidad del sistema de protección separadora de la ECG.

Resultados esperados.

- ✓ Mejoramiento de la respuesta del sistema de protecciones de entrada de la ECG.
- ✓ Disminución del tiempo de afectación del suministro eléctrico a la empresa debido a las malas operaciones de las protecciones eléctricas.
- ✓ Ahorro por concepto de averías en el sistema de alimentación eléctrica principal desde el Sistema Eléctrico Nacional SEN.

Capítulo 1. Marco Teórico

Objetivos del capítulo

Ilustrar al lector con una breve introducción de las protecciones eléctricas.

Antecedentes a este trabajo de diploma

San Luis Luis (2009), trata el ajuste de las protecciones de la subestación de 110 kV. Independientemente de lo valioso de las investigaciones realizadas, no se encontraron trabajos referidos al tema objeto de investigación en la industria ECG.

1.1. Introducción

Las protecciones eléctricas en general, proporcionan a los sistemas de distribución de energía eléctrica y sus respectivos equipamientos, una protección contra regímenes anormales de funcionamiento que provocan el deterioro de los parámetros eléctricos del sistema, los cuales son producidos por descargas atmosférica, errores operacionales o presencia de objetos extraños en las líneas, así como entradas y salidas de plantas generadoras.

Las sobrecargas son originadas por aumento de cargas no proyectadas, mientras que el daño al equipamiento puede ser causado por descargas atmosféricas, el deterioro del aislamiento e instalaciones o aplicaciones inadecuadas.

Los dispositivos que permiten la protección contra sobrecorriente en sistemas de distribución incluye fusibles, recerradores, porta fusibles, etc. El dispositivo seleccionado para una instalación particular depende de las características del sistema. Entre estas características se encuentran la tensión, corriente de carga, rango posible de la corriente de falla, y los parámetros del sistema.

Otra consideración para la selección del dispositivo de protección es la coordinación con otras protecciones del sistema. **¿Qué es la protección de un sistema eléctrico?** Es el procedimiento que existe para proteger al equipamiento eléctrico contra regímenes anormales de funcionamiento.

El presente capítulo está dirigido fundamentalmente hacia la protección del sistema industrial, tal como los requerimientos de protección que deben cumplirse en el diseño de estas protecciones. Además se dará una visión general de algunos equipos para la protección de sobrecorriente en sistemas de media tensión; las

generalidades las protecciones relacionadas con los motores eléctricos de media tensión, los transformadores, las barras y otros componentes del sistema industrial.

1.2. Generalidades de las protecciones eléctricas.

La condición normal de un sistema de potencia es sin falla, sin embargo es casi imposible evitar su presencia, debido a muchas causas, las cuales están fuera del control humano.

Los equipos o el sistema en general en condiciones anormales de funcionamiento pueden sufrir daños que en ocasiones son graves, por lo que es necesario al diseñar la instalación, tener presente todos los elementos y normas adecuadas de protección, considerando los valores más altos de corriente de cortocircuito, para poder fijar la capacidad interruptiva de los interruptores y la corriente de cortocircuito admisible de los demás elementos de protección.

De igual manera, es importante conocer los valores mínimos de corriente de falla para poder calibrar las protecciones de tal manera que las puedan detectar y aislar la parte afectada de la parte sana.

1.2.1. Corrientes de cortocircuito

En los sistemas de potencia pueden ocurrir diferentes tipos de fallas, tales como fallas trifásicas, falla de línea a tierra, fallas de línea a línea y fallas de línea a línea a tierra. Las fallas trifásicas o fallas simétricas ocurren y para poder operar con mesura se debe tener conocimiento de la magnitud de las corrientes que circulan por los equipos y circuitos de los sistemas eléctricos de potencia, tanto en condiciones normales como anormales, es la base fundamental para la selección y coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente.

En los sistemas eléctricos de potencia pueden ocurrir diferentes tipos de cortocircuitos, tales como trifásicos, bifásicos, bifásicos a tierra, monofásicos a tierra, y otros. Los cortocircuitos trifásicos simétricos ocurren ocasionalmente; sin embargo, en ocasiones se hace necesario analizar este tipo de falla, debido a que esto dará una idea bastante clara de las consecuencias de estos.

Por otro lado, para propósitos de determinación de las características de los equipos de potencia así como la protección misma, generalmente se realizan estudios de cortocircuito para fallas trifásicas y fallas de línea a tierra.

1.2.2. Características de los Elementos de Protección.

Las protecciones se caracterizan por ser ***Primarias o Secundarias***. Es decir, si los dispositivos de protección se conectan directamente a la línea (dispositivos primarios) o a través de un elemento de medición como los transformadores de corriente y de potencial (dispositivos secundarios).

Muchas veces algunos autores caracterizan a las protecciones como ***principales o auxiliares.*** La protección que actuará contra los defectos más graves que ocurran en el elemento y que por tanto no actuarán contra los fallos externos a éste, son las llamadas principales. El resto son conocidas como protecciones auxiliares, o respaldo o back-up en literatura inglesa. El respaldo puede ser local, es decir actuando sobre el mismo interruptor de la protección principal, cuando actúa sobre un interruptor situado aguas arriba del interruptor sobre el que actúa la protección principal.

Se le llama protección a la unión de todos los elementos que participan en ella, desde el transformador de corriente hasta el interruptor que es el desconectivo. En este sentido se le denominan a las partes de una protección: *dispositivos de Protección*.

La acción de las protecciones nunca es instantánea. Aunque se han logrado tiempos muy pequeños, siempre hay un retraso entre la ocurrencia del fallo y la desconexión del mismo, en esto influyen los retardos de tiempo de cada uno de los dispositivos de protección; desde el relé hasta el interruptor.

En ocasiones los dispositivos de protección presentan una demora de tiempo que no tiene relación alguna con el valor o nivel del fenómeno transitorio (*temporización independiente)* y en otros casos sí (*temporización dependiente*). Esta característica es tratada por algunos autores como dispositivos de *tiempo definido* y dispositivos de *tiempo inverso* respectivamente. En esto, es necesario reconocer que en los segundos el tiempo tiene relación inversa al nivel del parámetro que se mide.

La *localización de las protecciones* es variable, por lo general está situada en el lugar donde se enlaza el elemento protegido con la alimentación. Existen protecciones que se instalan a ambos lados del elemento protegido, en este sentido los casos son mínimos.

1.2.3. Cualidades de la protección

Las principales cualidades que debe tener la protección tienen que ver con la sensibilidad, selectividad y velocidad de respuesta.

La sensibilidad se refiere al valor mínimo necesario para que opere un equipo de protección cualquiera. En el caso de los relés de sobrecorriente esto indica el mínimo nivel de corriente que pueda ser originado por una avería. Debe responder a bajas o muy bajas corrientes de falla, ocasionadas normalmente por fallas a tierra. Estas corrientes muy bajas se acentúan en sistemas delta o con neutros no aterrados.

La selectividad se manifiesta cuando ocurre una sobrecorriente de falla habiendo varios equipos en serie que la puedan detectar, la falla debe ser despejada por el interruptor que esté más cercano al punto de falla del lado de la fuente. Si esto no sucede, es decir, si el equipo de protección actúa indiscriminadamente, se dice que la protección no es selectiva y en este caso la interrupción de servicio afecta, sin necesidad, a una parte del sistema que no debería ser afectada.

La velocidad de respuesta tiene como objetivo evitar que una falla, que se inicia en una parte del sistema, se propague a otra y afecte a otros equipos. Para ello se debe eliminar las condiciones anormales que se presentan en el sistema cuando existe una falla, las cuales afectan a estos equipos.

Un ejemplo de estas condiciones anormales son la caída o un alza de tensión en las fases, consecuencia de una sobrecorriente anormal debida a un cortocircuito.

La magnitud de los daños causados por muchos problemas, es la función de la corriente de falla y la duración del cortocircuito, tensiones de arco, etc. Por lo tanto, es necesario que la protección opere en el tiempo más corto posible para restablecer las condiciones normales en el sistema.

Por consiguiente se considera necesario puntualizar que para el buen funcionamiento de las diferentes protecciones se debe tener profundidad en el dominio del

significado que tienen estas cualidades para ello, así como las relaciones y dependencias que se establecen.

1.2.4. Descripción de algunos equipos para protección de sobrecorriente

Algunos de los dispositivos de protección más usados en los sistemas eléctricos son los fusibles, interruptores automáticos y Relés.

✓ Fusibles.

El fusible, está formado por una lámina o alambre calibrado, que se denomina elemento fusible, contenido en un cartucho removible y emplazado en una base o soporte porta fusible, que le permite conexión en serie con el circuito a proteger. Ver la figura I.1.

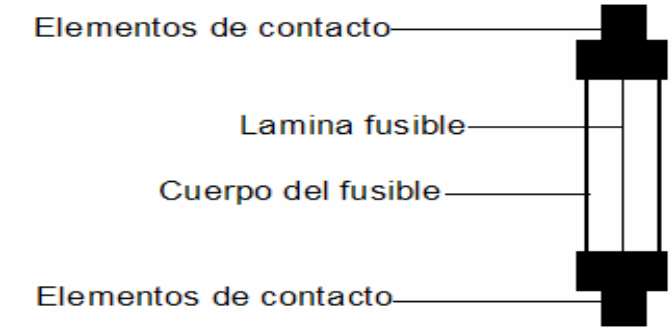


Figura 1.1 Estructura de un fusible.

El elemento fusible tiene un menor punto de fusión que los restantes conductores de la instalación protegida, y se coloca a la entrada del circuito a proteger, de manera que al aumentar la corriente por efecto de un cortocircuito, sea la primera parte en fundirse. Una vez interrumpida la corriente, se posibilita que el resto del circuito no sufra daño alguno.

✓ Relés

Estudios realizados muestran que el relé fue por vez primera diseñado y construido en los años 1830 a 1832 por el científico Ruso P.L Shilling. Este relé era un importante elemento del aparato de llamada en el telégrafo ideado por dicho científico ruso. También en 1835 el físico Henry, concibió el relé como la unidad de inductancia.. En el año 1837 el aparato se empleó en la telegrafía; por lo que recibió el nombre “Relé”.

El relé es un aparato de acción automática, que tiene como objetivo provocar cambios escalonados en los sistemas controlados (como regla, en los circuitos

eléctricos de control o señalización), todos ello mediante una magnitud actuante que caracteriza ciertos fenómenos exteriores.

1.3. Avances tecnológicos de las protecciones eléctricas

La ciencia de las protecciones eléctricas tiene poco más de un siglo de existencia. Los primeros dispositivos de protección, surgen por necesidad al unísono, con el primer Sistema Eléctrico de Potencia (S E P) a finales del siglo XIX. A lo largo del siglo XX, se desarrollan sorprendentemente tanto los conceptos teóricos como la tecnología utilizada en los dispositivos de protección. El siglo XXI augura cambios aún más sorprendentes con modificaciones conceptuales y filosóficas para esta ciencia.

Los conceptos desarrollados a principios del siglo pasado, basados fundamentalmente en el empleo de la lógica booleana (protecciones convencionales), aún constituyen la base de la filosofía empleada en la comprensión y el trabajo de los dispositivos digitales que se emplean en la actualidad. La introducción de los métodos de inteligencia artificial amenaza con transformar radicalmente estos conceptos (protecciones inteligentes).

A finales del siglo XX, tanto la modelación matemática, como la simulación de los dispositivos de protección comenzaron a ser una necesidad. Los dispositivos digitales basados en microprocesadores, permitieron incorporar funciones de protección que evolucionaron en numerosas y necesarias combinaciones lógicas, que lo hacen diferentes a los clásicos dispositivos de principios de siglo. Con los dispositivos digitales, se permite aumentar las probabilidades de una selección y/o ajustes incorrectos.

En la actualidad, ocupa un lugar esencial el empleo del relé digital multifunción. Este además de constituir la protección integral de un elemento cualquiera del Sistema Eléctrico de Potencia, incluye los instrumentos de medición y control necesarios. Esto ofrece numerosas ventajas en cuanto a la reducción del tamaño de las instalaciones y el costo del mantenimiento, entre otras.

1.4. Sistemas eléctricos con neutro aislado.

En el diseño de una red eléctrica industrial de media tensión (MT) es necesario elegir un régimen o esquema de conexión a tierra del neutro: el neutro puede estar aislado o conectado a tierra. A continuación se da una breve descripción de un sistema con neutro aislado.

Es preciso destacar que los sistemas aislados no tienen una conexión intencional a tierra. En estos sistemas el neutro está aislado de tierra, por lo que el camino a tierra se forma físicamente a través de caminos de alta impedancia, fundamentalmente de los cables y líneas aéreas y a través de las impedancias de los pararrayos.

A partir de ello se infiere que las corrientes de fallas monofásicas a tierra son muy pequeñas. Siendo así, y como de todos modos constituyen fallas, se deben instalar protecciones para detectarlas para su visualización y posterior reparación del punto de falla.

Por otro lado, para ajustar los relés para la protección contra estas fallas, es recomendable que se conozca la corriente capacitiva que aporta el motor cuando existe un cortocircuito monofásico en barra y ajustarlo un tanto mayor a ésta, para evitar su operación para cortocircuitos exteriores.

Cuando aparece un esquema de una red desprovista de conexión a tierra, sin carga, cuyas capacidades y conductividades se muestran convencionalmente concentradas, las capacidades Ca, Cb y Cc de las redes no suelen ser estrictamente iguales, inclusive cuando los conductores estén transpuestos. Por eso, en el estado normal de la red no son iguales las corrientes en los conductores de las tres fases, ni a cero los potenciales de los puntos neutros de las fuentes de energía.

Con el estado normal del aislamiento de la red el potencial del punto neutro originado por la asimetría capacitiva de aquella, puede ser determinado al despreciar la conductividad activa con la ayuda de la siguiente ecuación:

$$Un.as = -\frac{Ua * w * Ca + Ub * w * Cc}{w * (Ca + Cb + Cc)} = -Ufase * \frac{Ca + a^2 * Cb + a * Cc}{Ca + Cb + Cc} \qquad \text{Ecuación (1.1)}$$

Donde:

$Ua = Ufase$; $Ub = a^2 * Ufase$; $Uc = a * Ufase$

La relación:

$$\alpha = -\frac{Ca + a^2 * Cb + a * Cc}{Ca + Cb + Cc}$$ Será la que determina el grado de asimetría de la red.

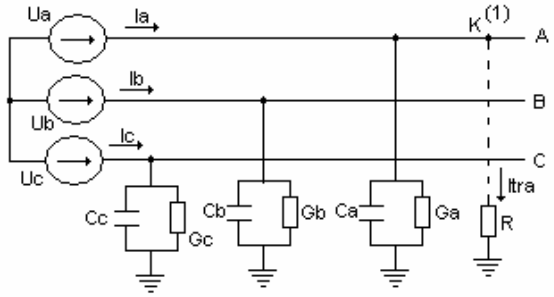


Figura 1.2. Esquema de una red con neutro aislado.

La relación entre las conductividades activas y capacitivas totales:

$$d = \frac{3G}{w * (Ca + Cb + Cc)}$$ Ecuación (1.2)

Donde w es la frecuencia angular y dado por: w=2πf, se llama coeficiente de amortización de la red, porque sirve de índice y caracteriza la amortización en tiempo de las tensiones en los conductores durante los procesos transitorios.

A causa de los picos elevados de estos transitorios y debido a las capacitancias a tierra de los sistemas eléctricos aislados, en la protección contra fallas monofásicos a tierra en estos sistemas, nunca se utilizan relés instantáneos numeración 50 en la norma ANSI) sino que se utilizan relés de tiempo de numeración 51, para evitar falsas operaciones.

El grado de asimetría capacitiva propia de las redes aéreas, oscila en los límites de 0,5 a 2 %, mientras que el coeficiente de amortización es de un 2 a 6 % (los valores mayores se refieren a las redes de 35 kV y más). Las redes de cables carecen de asimetría capacitiva, siendo el coeficiente de amortización de las mismas de 2 a 4 %.

El hecho de que se empleen sistemas con neutro aislado, propicia la no utilización de la protección de sobrecorriente en cada una de las 3 fases. Resulta oportuno destacar que el cortocircuito de fase a tierra es de muy poca magnitud de corriente y con ello se permite el ahorro de un transformador de corriente y varios relés.

Por otra parte el sistema eléctrico puede continuar trabajando con un cortocircuito a tierra, los que se presentan con una frecuencia del 70 %, comparado con el resto de

los cortocircuitos, es decir, el cortocircuito más frecuente en cualquier otro sistema eléctrico no representa una desconexión en los sistemas con neutro aislado.

El empleo de los sistemas con neutro aislado tienen desventajas, que radican en que se caracterizan por la presencia de sobretensiones, que pueden llegar a ser perjudiciales para el aislamiento de los cables, motores, transformadores, entre otros. Todo ello debe ser de conocimiento por parte del especialista, en función de disminuir los cortocircuitos que se puedan generar a partir de fallas contenidas en algunas de las fases.

1.5. Cortocircuitos multifásicos.

Es común la utilización de relés de sobrecorriente con acción instantánea y para su ajuste (ecuación I.3), sólo se tiene que tomar cuenta que las corrientes generadas en el proceso de arranque del motor no hagan operar a relés (figura I.3).

En los primeros ciclos del proceso transitorio de este, existen componentes directos adicionales que hacen mayor estas corrientes de arranque.

$$Iop_{50} = Kseg \cdot Iarr_{(motor)} \qquad \text{Ecuación (I.3)}$$

Donde:

Iop_{50}: ajuste del relé de sobrecorriente referido al devanado primario del TC.

Iarr: corriente de arranque del motor.

Kseg: coeficiente de seguridad utilizado para compensar los errores del TC.

Kseg = (1.5 ÷ 2), es muy utilizado en la práctica.

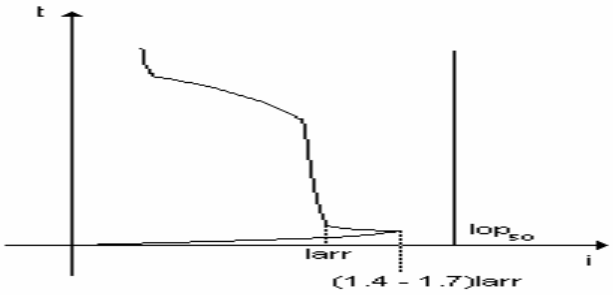


Figura 1.3 proceso transitorio de arranque de un motor potente.

Tras este ajuste, es importante verificar el cumplimiento de las normas de sensibilidad a través de la expresión:

$$Ks = \frac{Icc_{\min 2\phi}}{Iop_{50}} > 2$$ Ecuación (1.4)

Con el análisis lógico de la expresión, se desprende que el fallo bifásico mínimo $Icc_{\min 2\phi}$ en los bordes del motor, debe ser 2 veces mayor que la corriente a la que está ajustado el relé; por tanto, se garantiza que esta protección será sensible a fallos más pequeños internos en el motor. Por otro lado, en caso de que la norma de sensibilidad no se cumpla, con los relés digitales de tecnología moderna, se pueden utilizar los filtros de componente directa y con ello se puede eliminar el pico transitorio inicial, por tanto el coeficiente de seguridad puede disminuir a valores más pequeños, Kseg = 1,2.

Si todavía esta norma no se cumple con la implementación de estos filtros de componentes de directa, se debe utilizar relés de sobrecorriente pero conectados en forma diferencial, como se muestra en la figura I.4

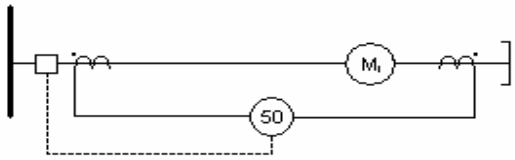


Figura 1.4. Conexión diferencial de un relé de sobrecorriente

1.5.1. Cortocircuito monofásicos

En el caso de los sistemas aislados donde las fallas son muy pequeñas, se utilizan los mismos relés de sobrecorriente, pero conectados a toroides (figura I.5), que se caracterizan por ser más sensibles a las pequeñas corrientes de secuencia cero.

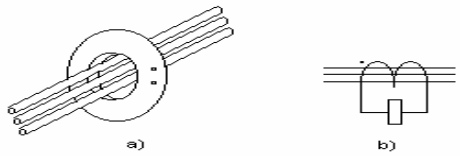


Figura 1.5 Conexión de los transformadores de corrientes especiales en un circuito eléctrico.

rta el motor cuando existe un cortocircuito monofásico en barra y de hecho, ajustarlo un tanto mayor a ésta para evitar su operación para cortocircuitos exteriores.

Muchas veces estas protecciones se combinan con la función de corrimiento del neutro que detectan cualquier fallo a tierra, pero que no puede detectar el lugar ni la zona exacta donde ocurrió. En este sentido resulta necesario que se entienda las características de las sobretensiones, así como la finalidad del empleo de los condensadores en paralelo.

1.5.2. Sobretensiones

Las sobretensiones de carácter atmosféricos deben ser protegidas con el empleo de descargadores valvulares o de otro principio de acción, pero en estos casos se le debe colocar un condensador en paralelo.

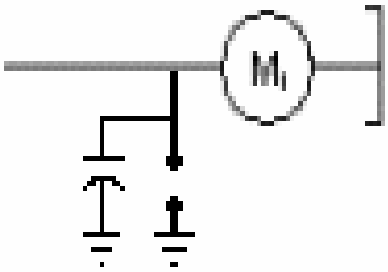


Figura I.6 Protección del motor contra sobretensiones de carácter atmosférico

Las sobretensiones intrínsecas al sistema, se pueden desconectar utilizando un relé de sobretensión (59) instalado en el transformador de potencial de la barra en la subestación.

$$Uop_{59} = KsegUn_{(motor)}$$ Ecuación (1.5)

$\text{Kseg} = 1.2$

Donde:

Uop_{59}: Valor de ajuste al cual operará el relé de sobretensión

$Un_{(motor)}$: Tensión nominal del motor.

1.5.3. Sobrecorrientes

Las sobrecorrientes producidas por cortocircuitos multifásicos son muy elevadas comparadas con otras sobrecorrientes que puedan circular en el motor en otras situaciones de fallas dadas.

Dentro de estas se pueden citar: sobrecarga, bloqueo del rotor, arranque demasiado largo, problemas en los cojinetes, etc.

Como se ha visto anteriormente en la protección contra sobrecorrientes producto a cortocircuitos multifásicos se utiliza el número 50 en la norma ANSI. Referente a las últimas sobrecorrientes del párrafo anterior, en la práctica es común la utilización de relés de sobrecorriente de tiempo inverso (51) con las mismas restricciones impuesta a los relés térmicos, es decir, corriente de ajuste superior a la corriente nominal y un múltiplo que evite el solapamiento con la corriente del proceso transitorio de arranque del motor.

Para proteger las sobrecorrientes asimétricas, se están empleando actualmente los relés de sobrecorrientes de secuencia negativa y son comunes dos variantes: tiempo definido y tiempo inverso.

En cualquiera de los casos es importante que comiencen su operación para corrientes de secuencia negativa superiores al 12 % de la corriente de secuencia positiva, siempre que el motor esté sobrecargado.

- ✓ 15 % In durante 10 min se activa una alarma
- ✓ 40 % In durante 2 segundos se provoca un disparo.

Los térmicos ampliamente utilizados en los motores de baja tensión y los relés de tiempo inverso en motores de media tensión son los más utilizados.

1.5.4. Baja tensión (27) y auto arranque

Para evitar el auto arranque de varios motores al mismo tiempo es imprescindible la desconexión de los motores cuando el sistema se desenergiza por un lapso de tiempo, que pueda generar este fenómeno de auto arranque. Esto se puede realizar con un solo relé de baja tensión, instalado en la barra secundaria del transformador de la subestación o en el centro de control de motores.

Cuando se emplean motores menos importantes que no requieren de su recuperación inmediata, se describe como sigue:

$$U^{1}op_{27} = (0.6 \div 0.7)Un_{(motor)}$$ Ecuación (I.6)

$$T^{1}op_{27} = (1 \div 3)\ s$$

En el caso de los motores más importantes que se necesita su recuperación inmediatamente se debe contemplar:

Donde:

$$U^2op_{27} = (0.45 \div 0.5)Un_{(motor)}$$
$$T^2op_{27} = (3 \div 10)\ s$$

Ecuación (I.7)

U^1op_{27}: Es la tensión de ajuste del relé para motores menos importantes.

U^2op_{27}: Es la tensión de ajuste del relé para motores más importantes.

Top_{27}: Tiempo de actuación de la protección luego de ocurrida la baja tensión.

Los motores sincrónicos necesitan específicas protecciones, que son: contra pérdida de excitación, s*obrecargas* (sobre intensidades) en el rotor y la mínima frecuencia.

La siguiente figura muestra, en forma de resumen y esquemáticamente las protecciones mínimas para motores asincrónicos, pero los sincrónicos necesitan más.

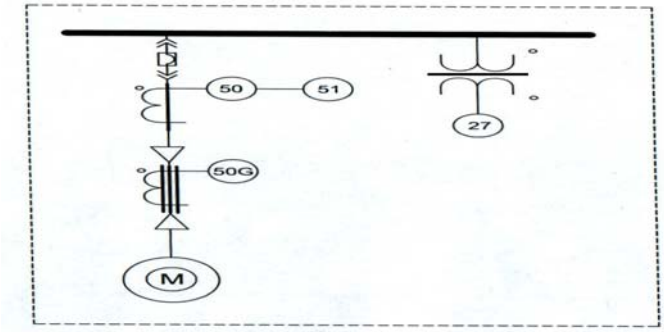


Figura 1.7 Diagrama monolineal de las protecciones mínimas de los motores asincrónicos de media potencia.

1.6. Protección de fallas a tierra

Las fallas a tierra, son las que ocurren con mayor frecuencia, de ahí la necesidad de aplicar protecciones consecuentes. En el sistema eléctrico las fallas monofásicas ocupan más del 70 % de las fallas. Existen varios esquemas de protección contra las fallas a tierra de los transformadores de potencia.

1.7. Protecciones de barras

Las barras colectoras se protegen por protecciones, con selectividad relativa de los elementos a ellas conectados, por ejemplo, por protecciones de corriente o a distancia para las líneas o por protecciones especiales. Las protecciones de los elementos se suelen utilizar en todos los casos en que ellas proporcionan la selectividad necesaria, la rapidez de funcionamiento y la sensibilidad aceptable.

Las protecciones especiales de barras colectoras, se utilizan en los casos en que sea necesario y con ello se pretende:

- ✓ Proporcionar la desconexión selectiva de un cortocircuito simultáneo en dos sistemas de barras colectoras, teniendo cerrado el interruptor de enlace.
- ✓ Desconectar rápidamente un cortocircuito para mantener la estabilidad del sistema.

Como protecciones de barras colectoras, se emplean las protecciones de corriente, direccionales de corriente, a distancia y diferenciales de corriente.

Para barras de dos secciones, es válida la aplicación de las protecciones de sobrecorriente y para las de más de dos secciones, se utilizan como respaldo o adicionándoles funciones direccional. La difusión que tienen las variedades de las protecciones diferenciales de corriente, permiten efectuar la desconexión rápida y perfecta de los cortocircuitos.

1.8. Transformadores de corriente [TC]. Características y funcionamiento.

Estos dispositivos se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida u otros dispositivos de medida y control.

Existen transformadores de corriente que protegen a los equipamientos al ocurrir cortocircuitos. Los valores de los transformadores de corriente están determinados por su carga nominal: 2,5 a 200 VA, dependiendo su función y su corriente nominal: 1 y 5 A, en su lado secundario se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria.

Como relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser: 100/5, 600/5, 800/5, 1000/5. Un ejemplo de ello se puede observar en la *figura 1.1*.

Usualmente estos dispositivos vienen con un amperímetro adecuado, con la razón de transformación de los transformadores de corriente, por ejemplo: un transformador de 100/5 está disponible con un amperímetro graduado de 0 - 100 A.

Figura 1.1 Transformadores de corriente.

Un elemento de gran importancia para el buen funcionamiento de las protecciones por relé es el transformador de corriente. Este puede introducir errores que hagan que está mal opere.

Un transformador de corriente transforma la corriente de línea de un circuito de potencia en valores adecuados para los relés de protección normalizados y además aísla a los mismos de los altos voltajes de línea.

Por otra parte, los transformadores de corriente poseen dos devanados, primario y secundario. El devanado secundario entrega una corriente proporcional a laque circula

por el primario, esto permite que se mantenga una relación fija denominada relación de transformación (k t) que depende de la relación entre el número de vueltas de los devanados secundarios y primarios.

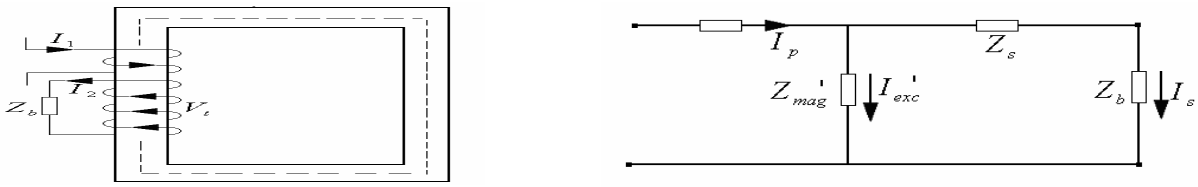


Figura 1.2 Representación esquemática del TC y su circuito equivalente referido al secundario.

En la mayoría de los casos los transformadores de corriente funcionan como una fuente de corriente; de ahí que el valor de la corriente por el devanado secundario se

determina por la corriente primaria, que es la corriente de un elemento protegido y prácticamente no depende de la carga aplicada al transformador de corriente ni de las resistencias de su circuito equivalente *(figura 1.2).*

El régimen de la fuente de corriente, es posible si la resistencia equivalente del transformador de corriente reducida al devanado primario, es despreciable en comparación con la resistencia de fases del sistema eléctrico (lo que tiene lugar).

En la construcción de los transformadores de corriente se prevé la identificación por medio de las marcas de polaridad, de los sentidos entre las corrientes primarias y secundarias. Por el convenio, se considera que cuando la corriente "entra" al terminal marcado en el primario, la corriente "sale" del terminal marcado en el secundario.

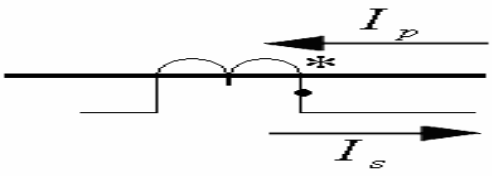


Figura 1.3 Marcas de polaridad de un transformador de corriente.

En los transformadores de corriente se distinguen los errores de corriente, error angular y el error total que incluye a los anteriormente mencionados.

Error de corriente f_i: Es la diferencia aritmética entre la corriente secundaria verdadera y la corriente primaria verdadera reducida al circuito secundario, expresada en tanto por ciento de la corriente primaria verdadera reducida al circuito secundario

$$f_i = \frac{I_s - \frac{I_p}{k_t}}{\frac{I_p}{k_t}} * 100 = \left[\frac{I_s}{\frac{I_p}{k_t}} - 1 \right] * 100$$

Donde:

I_s: Corriente circulante por el devanado secundario.

I_p: Corriente circulante por el devanado primario.

f_i: Error de corriente.

Para f_i se admiten valores menores o iguales que el 10 %.

Error angular: Se determina por un ángulo de desplazamiento entre la corriente primaria y la corriente secundaria. Este error es de gran importancia, se analiza cuando los transformadores de corriente se utilizan para alimentar relés de comparación de fases. Para un error total al 10 %, el error angular no es superior a unos grados, es decir, aceptable.

Con grandes errores en la corriente, cuando el núcleo del transformador de corriente quede saturado, el error angular se determina como el ángulo entre los pasos por cero de Ip e Is. Con la saturación del núcleo del transformador de corriente se incrementan los errores del mismo. La saturación ocurre cuando el flujo magnético requerido para producir la corriente necesaria en el secundario, excede la densidad de flujo determinada por las dimensiones físicas del núcleo del TC.

La saturación de TC puede ocurrir por los siguientes factores:

- ✓ Área del núcleo de TC.
- ✓ Cargas conectadas al TC. (Tipo, resistencia o inductancia).
- ✓ Presencia de un flujo remanente en el TC.
- ✓ Presencia de componentes de corriente directa en el TC.

Cuando el núcleo del TC se satura en el mismo ocurre el efecto representado en la *figura 1.4*

Para la clasificación y selección de la exactitud de los TC se utiliza un método muy eficaz, basándose en el error total y en el voltaje en los terminales. Este método asume que los TC pueden suministrar 20 veces su valor nominal de corriente en el secundario (100 A para TC con 5 A de corriente normalizada en el secundario). Con este valor de corriente en el secundario, se clasifican mediante el voltaje secundario que puede ser mantenido en los terminales mientras el error no exceda el 10 % especificado.

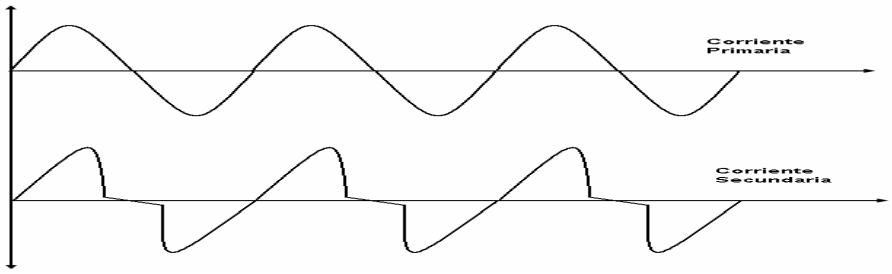


Figura 1.4 Efecto de la saturación en un transformador de corriente.

Clasificación estándar de los TC:

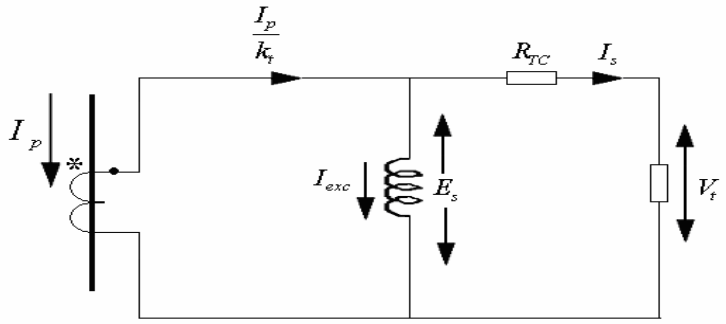
10 T 10	10 C 10
10 T 20	10 C 20
10 T 50	10 C 50
10 T 100	10 C 100
10 T 200	10 C 200
10 T 400	10 C 400
10 T 800	10 C 800

El número antes de la letra significa el valor del error total expresado en por ciento. La letra T significa que la exactitud del TC puede ser obtenida mediante pruebas. La letra C significa que la exactitud puede ser determinada por cálculos a través de la característica de excitación o magnetización del TC.

El número después de la letra específica el voltaje en los terminales, que podrá ser mantenido cuando el error no exceda el 10 % y la corriente por el secundario es de 1 a 20 veces de su valor nominal para cualquier burden (carga del TC) menor o igual al nominal.

Descripción de la prueba al transformador de corriente.

Con Is= 100 A y asumiendo un error, Iexc=10 A. mediante la característica de excitación se determina por la magnitud de Iexc. *Ver figura 1.5 y 1.6.*



$$\varepsilon = \frac{I_{exc}}{I_s} * 100$$

Figura 1.5 Determinación del error del TC mediante el circuito equivalente.

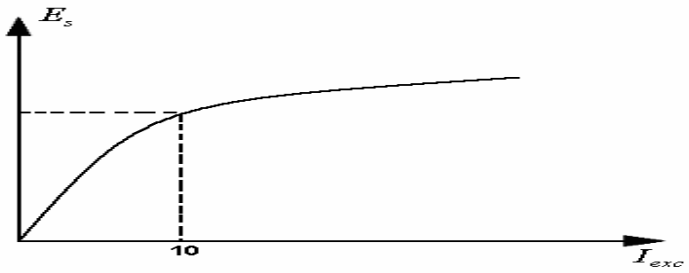


Figura 1.Característica de excitación o magnetización de un transformador de corriente.

Entonces puede ser determinado el voltaje en los terminales del transformador de corriente para su respectiva selección:

$$V_t = E_s - I_s(R_{TC})$$

1.9. Transformador de potencial [TP]. Características y funcionamiento.

Este es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, a partir de reconocer que el objetivo principal es el muestreo de voltaje, deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos.

Con su empleo se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, estos niveles dependen de la precisión con que se realicen sus lecturas, para cada aplicación especial. Para observar ejemplo de los mismos vea la *figura 1.7*.

Figura 1.7 Transformadores de potencial.

Existen varios tipos de transformadores de potencial:

Los transformadores de potencial (TP) de un solo bushing, se usan en sistemas aterrados. Los transformadores de potencial de 2 bushing, se usan para conectar entre 3 líneas. Por otra parte, para las mediciones se usan hierros de alta permeabilidad. En protecciones se usan hierros de baja permeabilidad, alta reluctancia y se requiere que para valores altos de I primaria se reproduzcan altas corrientes por el secundario.

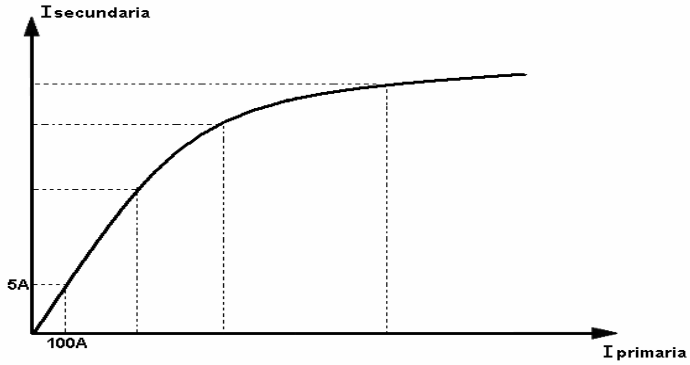


Figura 1.8 Curva de saturación de un transformador de potencial.

Esta se define en 2 errores, de fase y de amplitud.

El error de fase indica el defasaje entre las magnitudes primarias y secundarias diferentes de 0 a 180 grados.

Este error es provocado por la componente de excitación Im de la corriente. En vacío se admite hasta 7 grados.

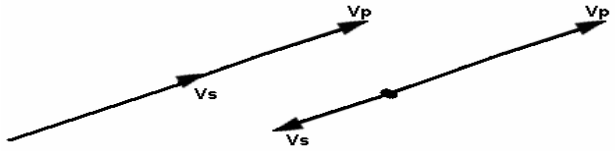


Figura 1.9

En la práctica se admite que no introduce defasaje el transformador de medición.

El error de magnitud da la desviación de la relación de transformación real, con respecto a la relación de transformación nominal.

Aislamiento: película, aceite y porcelana.

Diseño capacitor + circuito magnético.

Rango de voltaje: 75 a 765 kV.

Transformadores de potencial: requerimientos y errores.

Medición de energía: clase de precisión - 0,5

Medición instantánea: clase de precisión -1.0

Medición instantánea de panel.

Protecciones: Clase de precisión 3.0

$$\frac{\frac{Up}{Kv} - Us}{Up/Kv} x\ 100\,\%$$

Donde:

kV = Relación de transformación nominal.

Up = Voltaje primario.

Us = Voltaje secundario.

Datos Fundamentales del transformador de potencial

- ✓ Potencia.
- ✓ Relación de transformación.
- ✓ # de fases: $1\phi - 3\phi$.
- ✓ Frecuencia.
- ✓ Clase de precisión.

El transformador de potencial mantiene la clase de precisión con variaciones de $\pm 10\ \%$ del voltaje nominal

Us = 100 V.

1.10. Conclusiones del capítulo.

En el abordaje teórico realizado, se concierne a grandes rasgos los componentes de distribución industrial, dando una detallada explicación de los distintos tipos de protecciones, así como distintos tipos de fallas.

- ✓ Se trataron profundamente los diferentes regímenes que pueden afectar los sistemas eléctricos, como son los procesos transitorios.
- ✓ Se analizaron las características generales que deben cumplir las

  Protecciones.
- ✓ Por último se investigó detalladamente acerca de los transformadores de corriente y de voltaje, dispositivos con los que se va a trabajar en el proceso de la investigación, dando una detallada explicación de todas sus funciones.

Capítulo 2. Materiales y Métodos

2.1 Introducción

Las líneas que transportan energía en alta tensión no llegan generalmente a los mismos centros de consumo, sino que finalizan a cierta distancia de estos porque los consumos se hallan normalmente en zonas pobladas y distanciadas unas de otras. Las grandes líneas de transporte finalizan en subestaciones de alta tensión que se denominan como: grandes subestaciones, subestaciones de alta tensión, subestaciones de transporte, subestacines receptoras y también se denominan *subestaciones primarias*. En estas subestaciones, se reduce la tensión a valores más adecuados, para que continúe su camino hacia donde se hallan los centros de consumo.

El equipo que se puede hallar en una subestación primaria incluye transformadores de potencia, transformadores de medida, aparataje diverso (pararrayos, seccionadores, interruptores), baterías de condensadores, embarrados y casetas de mando y control de la subestación donde se alojan igualmente los equipos de protección y control.

A partir de la dependencia de la entidad de cada una de ellas, se puede encontrar que unas tengan más o menos equipos que otras, sin embargo normalmente se diferenciarán en el número de posiciones de líneas de entrada y salida ó en el número de bancos de transformación. En la actualidad la mayoría de estas subestaciones son tele mandada desde despachos centrales de maniobra.

2.2. Descripción de la subestación principal de 110 kV a la ECG

La subestación de 110 kV de doble alimentación está ubicada entre las líneas del SEN y el dispositivo de distribución principal de la ECG. Cada entrada está conformada por: una cuchilla de mando motorizado y puesta a tierra de la línea, tres transformadores de potencial 110 kV/100 volt, tres Interruptores de SF-6, tres transformadores de corriente, tres descargadores valvulares y un transformador de 40 MVA, los cuales transforman la tensión de 110 kV hasta 10,5 kV, admisibles para el equipamiento que interviene en el proceso productivo de la empresa Ernesto Ché Guevara.

Todos estos elementos poseen un panel de control, mando y protección ubicado dentro del DDP. Esta subestación de ejecución abierta presenta ventajas y desventajas con respecto a las interiores.

Ventajas

- ✓ Menor peligro de propagación de incendio.
- ✓ Buena visibilidad de todo su equipamiento.

Desventaja

- ✓ Son muy afectados por el ambiente exterior.

2.2.1. Interruptores (SF6) Tipo GL-312 F1

Los interruptores de tipo GL han sido diseñados para que precisen de un mantenimiento reducido y largos intervalos entre mantenimientos, están equipados con esta tecnología "double – motion".

- ✓ Cámara de corte con tecnología "double – motion" con principio de auto soplado térmico.
- ✓ Sistema de alivio de presión para una protección pasiva de la instalación y del personal.
- ✓ Probados densímetros compensados por temperatura, y limbo graduado de tres colores.
- ✓ Válvula de retención de SF6 en cada polo.
- ✓ Preajustes requeridos realizados en la fábrica, no necesitan realizar reajuste durante el montaje y la puesta en marcha.
- ✓ Reducidos costos de mantenimiento gracias al desmontaje de separado de la cámara de corte.

Un interruptor SF6 consta de los componentes principales: Columnas polares, bastidor de base, accionamiento y soportes.

Las columnas polares se componen de un aislador soporte para el aislamiento de la tensión de servicio frente a tierra y de un aislador de cámara, en el que se encuentra

la unidad interruptora. Las columnas polares forman con los tubos para el SF6 un espacio de gas común.

Por otro lado, los contactos móviles de la unidad interruptora están unidos con el accionamiento por medio de las barras aislantes, los árboles de giro y palancas de las columnas polares, así como de las barras de unión en el bastidor de base.

Producto a la interrupción de corriente se realiza en el transcurso de pocos milisegundos, el paso desde el estado conductor al estado aislante. Durante el movimiento de desconexión se origina un arco eléctrico, el cual se apaga por una corriente de gas dentro de la unidad interruptora.

En los interruptores SF6 de tercera generación con tecnología Double – Motion, al depender de la corriente, se genera automáticamente la presión de apagado necesaria en una cámara de presión por la energía del arco eléctrico.

El accionamiento sólo proporciona la energía del arco eléctrico. El accionamiento sólo proporciona la energía para el movimiento del contacto de conexión y de un pistón auxiliar.

2.2.2. Transformador de corriente de alta tensión:

El transformador de corriente de alta tensión es un elemento modesto e ignorado en una red de transmisión y distribución de alta tensión, sin embargo, su papel de censor e interfaz del lado de alta tensión y alta potencia, y el de baja tensión y baja potencia, es esencial en la explotación segura de una red.

Los transformadores de corriente deben resistir todos los esfuerzos y perturbaciones que pueden surgir en una red eléctrica. Como eslabón en la cadena de medición y protección, debe garantizar la precisión de su respuesta, no solo bajo condiciones normales, sino frente a fenómenos transitorios y a variaciones de considerable amplitud.

2.2.3. Transformadores de potencia:

Los transformadores de potencia constituyen la parte más importante tanto por su costo como por la función que desarrollan. El sistema consta de dos transformadores soviéticos del tipo TPBH-40000/110T. El régimen normal de funcionamiento de los transformadores se ha adaptado con el neutro puesto a tierra.

El neutro se conecta en la estrella sólidamente aterrada en el primario a través de una cuchilla, por lo que puede quedar desconectado de tierra en determinadas condiciones y en los secundarios la conexión es en delta.

El régimen mínimo de operación del transformador coincide con el trabajo en vacío. La empresa ECG posee generación propia a través de 2 generadores que operan por lo general a máxima generación (12 MW), haciendo un total de 24 MW, por lo que el transformador de potencia, normalmente funciona transfiriendo una potencia de 9 MW (30 % Sn) con un factor de potencia casi siempre por encima 0,92. El régimen de trabajo máximo permisible para el transformador de potencia coincide con sus parámetros nominales (40 MVA).

En el transformador están conectados varios transformadores de corriente. En el devanado primario están instalados 2 con relación de transformación de 600/5 y en el secundario existen 3 de 3000/5. En el neutro del primario existen 2 con relación de transformación de 600/5.

En estudios realizados en archivos de datos del transformador, se constató que la potencia de vacío es igual a 40 kW, una corriente de vacío de 0,38 % con respecto a la nominal. Por otro lado se constató que la potencia de cortocircuito es igual a 160,02 kW y la reactancia de cortocircuito es igual a 10,5 %.

El transformador posee un sistema de regulación automática de tensión con variaciones de TAPs en el primario. Este cambia TAPs posee 19 posiciones, para un TAP máximo de tensión de 133,42 kV y uno mínimo de 96,58 kV. El valor máximo permisible de tensión en el devanado primario es de 115 kV.

Como se ha dicho, estos transformadores están protegidos por Relés Digitales Multifunción SR-745 y SR-750 que pertenecen a la familia de Relés Compactos Multilin. Se utilizan sólo 3 de los 7 transformadores de corrientes que están instalados. Existe un TC de reserva en cada devanado y uno adicional en el neutro. Un transformador de corriente conectado al secundario, es utilizado para la protección diferencial de barra.

Cada uno de ellos, está protegido de la siguiente forma:

- ✓ Las dos funciones diferenciales (87P y 50/87) se instalaron para desconectar el transformador contra fallos multifásicos internos.
- ✓ Una función de sobrecorriente de secuencia cero $50G_1$ conectada al neutro del primario, se instaló para proteger contra fallos a tierra en el interior del devanado primario (110 kV) del transformador.
- ✓ Las restantes dos funciones de sobrecorriente de secuencia cero ($50G_2$ y 51G) conectadas en el neutro del primario, se instalaron para desconectar el transformador contra fallos a tierra en la línea.
- ✓ Dos funciones de secuencia cero en conexión residual (50N y 51N), se instalaron para desconectar el transformador contra fallas a tierra en el devanado secundario (10,5 kV) del transformador.
- ✓ Las dos funciones direccionales de sobrecorriente (67/50 y 67/51V), se instalaron como respaldo para fallos internos en el transformador y para detectar cortocircuitos externos en la línea.
- ✓ Están instaladas otras funciones direccionales combinadas con baja frecuencia (67/81U) y baja tensión (67/27), así como baja frecuencia independiente (81U), que se emplean para disparar el interruptor en caso de una alimentación hacia el sistema que afecte el funcionamiento de los generadores sincrónicos de la empresa.

Para el disparo, están activadas un total de 12 funciones de protección, pero no todas desconectan completamente el transformador en su acción. Para accionar la cuchilla de tierra se activaron 4 funciones. Por otra parte, para accionar el interruptor del devanado secundario, se activaron las 12 funciones. Las funciones diferenciales (87P y 50/87), la función de sobrecorriente de secuencia cero del primario ($50G_1$), y la función direccional de sobrecorriente con restricción por tensión (67/51V) se activaron para ambos propósitos, es decir, estás son las funciones principales utilizadas en la protección del transformador.

Por otro lado, resulta de naturaleza imprescindible que se conozcan las características de cuyos transformadores, para mejor utilización de sus prestaciones. Entre estas características se encuentran:

- ✓ Son de tres devanados de estrella/delta-delta. Los dos (2) devanados secundarios de iguales características están conectados en paralelo, por lo que se consideran como un solo devanado, con tensión nominal de 10,5 kV.
- ✓ La corriente nominal en la parte de alta tensión es de 208 A
- ✓ La corriente nominal en la parte de media tensión es de 1 830 A
- ✓ El aislante fundamental es el aceite dieléctrico, que además se usa como refrigerante.
- ✓ Ventilación forzada en caso de sobrecargas eléctricas.

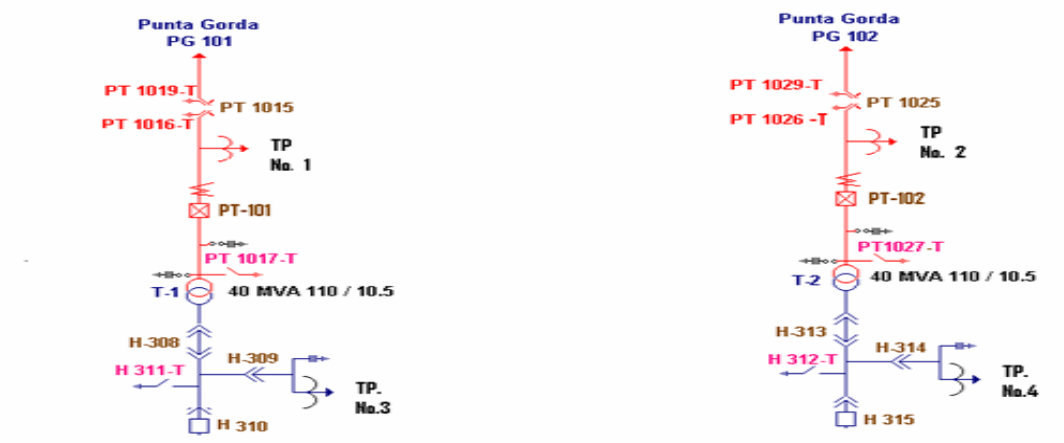


Figura 2.1. Monolineal de la subestación alimentadora de 110 kV en ECG.

2.3. Suministro Eléctrico de la Empresa Cmdte Ernesto Che Guevara.

El suministro eléctrico de la fabrica se realiza por las líneas áreas de transmisión con voltaje de 110 kV desde la subestación 220/110 kV de punta gorda que alimentan dos transformadores del tipo TRDN, con capacidad cada uno de 40 MVA y voltaje de 115 ± 9 * 1,78 % /10,5 kV, los cuales van a las secciones de barras II y IV a 10 kV del Dispositivo de Distribución Principal (DDP). A las secciones de las barras I y II del DDP están conectados los generadores de producción Checoeslovaca y potencia de 12 MW cada uno.

Las cuatro secciones de barra del DDP, están seccionalizadas con interruptores de aceites para la desconexión de barras, con reactores en serie destinados a limitar las corrientes de cortocircuitos.

Para la alimentación del Dispositivo Principal de Servicio de Planta (DPSP), se instalaron cuatro transformadores de 10,5/6,3 kV y potencia 2 500 kVA cada uno, así

como se instalaron cinco transformadores de 10/0,48 kV y potencia de 100 kVA, para la alimentación del DPSP y para el tratamiento de agua. Desde las barras de 10,5 kV de la CTE reciben alimentación las secciones de barras I, II, III y IV del Punto de Distribución (PD) 1SD en la planta de compresores y las secciones de barras I, II del (PD) 5SD del departamento de secado y lavado de gases.

A la secciones de barra I, II, III y IV de 6,3 kV del centro de distribución 2 SD en la planta de compresores el voltaje se sirve desde las barras de 10 kV del DDP de la CTE a través de 4 transformadores de 10,5/6,3 kV y capacidad de 6 300 kVA cada uno.

Desde las secciones de barra I y IV a 6,3 kV del 2SD, reciben alimentación las secciones de barra I y II del Centro de Distribución a 6,3 kV del 3 SD en el departamento de secado y de las secciones de barra I Y III a 6,3 kV del 2 SD de las secciones de barra I y II del Centro de Distribución a 6,3 kV, 4 SD en la planta de bombeo de suministro de agua de recirculación.

El DDP a 10,5 kV de la CTE y los puntos de distribución a 10,5 y 6,3 kV (1SD- 5 SD) representa el Conjunto de Dispositivo de Distribución (CDD) destinado al recibo y distribución de la energía eléctrica trifásica para todas las instalaciones de la industria.

Desde los puntos de distribución 1RP-5RP reciben alimentación todos los consumidores de media tensión con potencia mayor de 250 kW y todas las subestaciones con tensiones de 10,5/6,3, 0,48, 0,38, 0,24 kV, los cuales alimentan a todos los consumidores eléctricos de los talleres y plantas, así como los accionamientos de los mecanismos. Los motores eléctricos con potencia hasta 220 kW, se alimentan con voltaje de 440 V y representan una considerable carga.

De la caracterización realizada acerca del suministro de energía de la empresa Ernesto Guevara, se infiere que para su completo funcionamiento se necesitan aproximadamente 42 MW. El hecho de que esta sólo genere 24 MW, implica que exista dependencia del Sistema Electro energético Nacional (SEN).

Por consiguiente, para lograr un óptimo funcionamiento, resultó necesario la implementación de un sistema de protección separadora que diera paso a solucionar esta problemática.

2.4. Sistema de protección Separadora de la Empresa Ernesto Guevara.

Como se ha señalado, la potencia de generación de la Empresa es de 24 MW. Esta es inferior a la potencia demandada que es aproximadamente de 42 MW, lo que se necesita del SEN un total de 18 MW. Todo ello indica que a partir de la existencia de una falla en el SEN, provoca un proceso transitorio el cual trae consigo que la energía eléctrica no posea la calidad requerida para el correcto funcionamiento.

En este sentido, es recomendable el aislamiento del mismo, para evitar que los generadores sean afectados por la excesiva carga de la fábrica y del sistema, con ese propósito se Implemento la protección separadora, que tiene la misión de desconectar la fábrica en los siguientes casos.

1. Averías entre ECG y Punta Gorda
2. Pérdida de alimentación desde la subestación de Punta Gorda

Para que actúe la protección separadora, debe de imperar cuatro condiciones necesarias:

1. Caída de frecuencia (81), la misma puede ocasionarse en el SEN por diferentes causas como la salida o disparo de una unidad generadora.
2. Direccional de corriente (67) ajustada a 30^0, esto ocurre principalmente cuando se produce un corto circuito en la línea de alimentación, tanto en 110 kV como en 220 kV.
3. Caída de voltaje (27) en la red de 10,5 a 8 kV.
4. Potencia inversa (32), por insuficiente generación en el SEN.

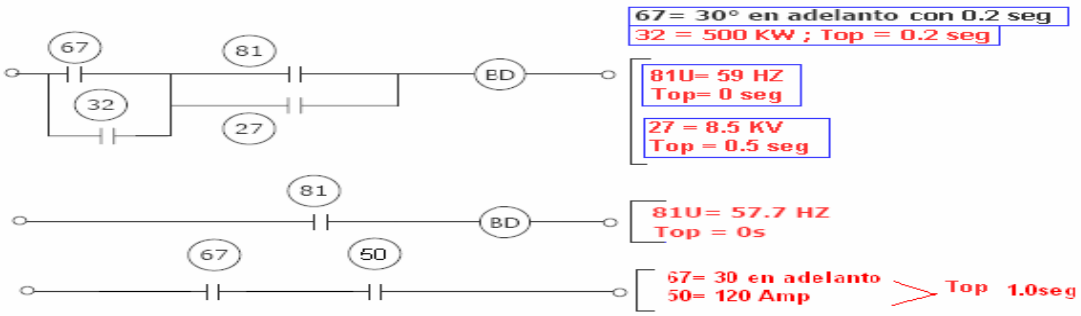


Figura 2:2 Esquema actual de las protecciones de entrada.

La descarga instantánea constituye un paso a seguir en caso de la desconexión de los transformadores de entrada 1T y 2T producto a una falla en el SEN.

Una vez separada del SEN al desconectarse los interruptores H-310 y H315 se activa el relé de Descarga Instantánea (DI), sacando de operación todos aquellos equipos que están en DI (la señal llega a cada armario, donde el operador tiene la posibilidad de escoger en dependencia de la importancia del equipo al cual alimenta). Este proceso ocurre de forma programada, sin embargo no siempre su valor corresponde con el calculado. Debido a esto es necesario proteger al generador contra cambios bruscos de la frecuencia.

Al variar la carga conectada a los generadores en el momento de la desconexión, se produce una variación de frecuencia junto con una disminución de la velocidad de las máquinas. El hecho de la no eliminación, conlleva a un disparo de los turbogeneradores, entrando a jugar un papel importante la Descarga Automática por Frecuencias (DAF).

La DAF es una protección que tiene como objetivo fundamental la protección de los generadores contra el descenso de frecuencia. Esto ocurre al existir una carga, conectada a los generadores, mayor que la que pueden soportar estos equipos. La DAF se utiliza como respaldo de la DI. Esta siempre está seleccionada con un valor de carga menor que el que tiene la descarga instantánea.

La DAF posee dos escalones para su actuación y actúa por frecuencia y por tiempo, es decir: el primer escalón de la DAF (DAFI), está fijado o debe de actuar cuando la frecuencia cae por debajo de los 58,7 Hz, con un tiempo de operación de 10 s. El segundo escalón de la DAF (DAFII), se utiliza como respaldo al DAFI y actúa si la frecuencia cae por debajo de los 57,7 Hz, con tiempo de operación de 15 s. Como se puede ver, la empresa está protegida, sin embargo se necesita de un análisis que propicie mayor efectividad en la protección de la línea.

A partir de que la subestación de Punta Gorda será trasladada hacia otro punto más distante de la fábrica, resulta oportuno profundizar en las diferentes averías que existen en los registros históricos, así como la simulación en programa

Easy Power, para la posible modificación del sistema de protección de la Fábrica y así contribuir con mejor protección frente a fallas en las líneas de 110 kV.

2.5. Características para la selección de los dispositivos de protección.

Para una selección apropiada de los dispositivos de protección se deben tener en cuenta una serie de factores de gran importancia, entre los que se encuentran:

- ✓ Distancia y calibre de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
- ✓ Tensión del sistema.
- ✓ Corrientes normales de carga en las ubicaciones del equipo de protección.
- ✓ Niveles de cortocircuitos de máximo y mínimo en los puntos que se desean proteger.
- ✓ Valores mínimos de operación.
- ✓ Características operativas (curvas tiempo-corriente) y secuencia seleccionada en los equipos de protección.
- ✓ En las instalaciones eléctricas se deben de tener presente márgenes de capacidad, que cubran los futuros crecimientos de carga o probables modificaciones del sistema.
- ✓ Normalmente, a medida que las distancias desde la subestación aumentan, se utilizan equipos menos caros y menos sofisticados.

2.5.1. Relés de Sobrecorriente.

La protección de sobrecorriente tiene por característica las siguientes: es la más sencilla, más barata, más difícil de aplicar, y la que más rápido necesita reajuste o reemplazo a medida que cambia la potencia del sistema, debido a que la corriente de cortocircuito varía con la entrada o salida de una fuente de generación.

Por estas razones en los sistemas se suele trabajar con dos potencias de cortocircuitos, una para régimen de máxima y otra para mínima generación. Como es conocido, el dato de mínima se utiliza en la verificación de la sensibilidad y en muchas ocasiones estas normas no se cumplen.

Estos dispositivos son muy sencillos y su principio de acción está muy relacionado con el valor eficaz de la corriente. Este dispositivo mide el valor eficaz de la corriente que llega a sus bornes y opera. La operación la hará en dependencia del tipo de temporización que posea: tiempo inverso o tiempo definido (51).

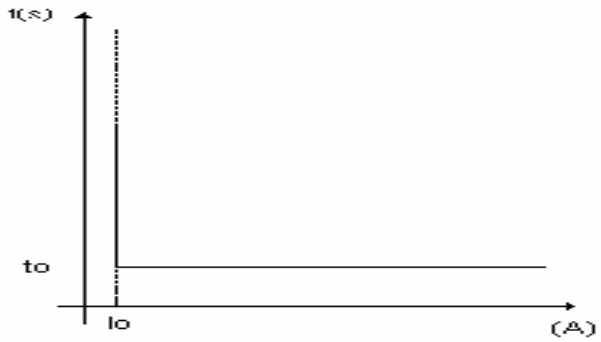


Figura 2.3 Característica hipotética de un sobrecorriente de tiempo definido.

En la figura 2.3 se muestra la acción de tiempo definido. Para corrientes mayores que (Io) el relé operará en un tiempo siempre igual a (to). Es decir, que sin importar la magnitud de la sobrecorriente, el tiempo de operación siempre será el mismo.

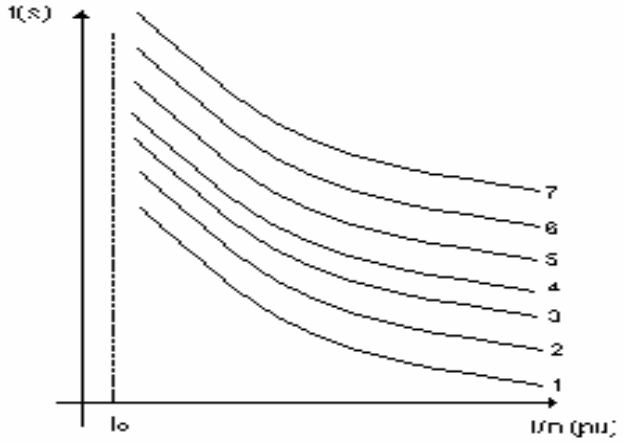


Figura 2.4 Característica hipotética de un sobrecorriente de tiempo inverso.

En la figura 2.4 se muestra la acción de tiempo inverso. Para corrientes mayores que (Io) el tiempo dependerá del nivel de la sobrecorriente. Mayores sobrecorrientes menores tiempos. Estos dispositivos están caracterizados por tener un grado de inversión determinado y poseer una familia de curvas enumeradas, entre las cuales es necesario seleccionar una.

A esta numeración se le conoce como múltiplo o palanca de tiempo y constituye uno de los parámetros a ajustar.

En la actualidad, existen relés que extraen las componentes de secuencia cero de las corrientes de las fases y actúan de manera similar a lo explicado anteriormente, pero con las corrientes de secuencia cero. Son conocidos en la norma ANSI como 50G y

51G. Estos últimos sólo actuarían para aquellos fenómenos con la tierra como los cortocircuitos monofásicos.

Para la protección de las redes de Transmisión o Sub-transmisión se hace necesario la utilización de métodos de protección que no se afecten con la diferencia de generación que pueda existir en los sistemas, por eso, aparecieron los Relés de Distancia.

2.5.2. Relés de Sobre y baja tensión.

En estos relés sucede de la misma forma a lo explicado en los Relés de Sobrecorriente pero con la tensión. Claro que se colocarían en el secundario de un transformador de potencial. Aunque son más comunes los de características de tiempo definido, también aparecen los de tiempo inverso, pero su aplicación no está muy generalizada. Se conocen en la norma ANSI como 27 y 59.

Se pueden encontrar variantes de estos dispositivos pero que operen con algunas de las componentes armónicas de la tensión, por ejemplo el tercer armónico y son muy comunes en la protección de generadores contra fallos a tierra.

2.5.3. Relés Direccionales

En ocasiones y principalmente para redes multilaterales se hace necesario medir con efectividad que corriente, durante un fallo, proviene de una u otra fuente; es decir, se hace necesario medir la dirección de la corriente de cortocircuito.

Los Relés Direccionales aparecen por dos razones, la primera es la imposibilidad de coordinar los relés de sobrecorrientes en las redes multilaterales y la segunda es la detección de inversión no permitida de la potencia en un sistema.

Existen dos variantes de Relés Direccionales: la de fase, principalmente conocida como Relés Direccionales de Sobrecorriente (67) y la de potencia, conocida como Relés Direccionales de Potencia (32).

El Relé Direccional de fase o Sobrecorriente (67) se instala acompañado de relés de sobrecorriente y su función es bloquear la operación de estos cuando cambia la dirección de la corriente en dirección contraria a la establecida. Este relé por lo general sólo mide el ángulo de desfasaje entre la tensión y la corriente y opera

cuando este se aleja de un valor preestablecido sin importar la amplitud de la tensión ni de la corriente.

El Relé Direccional de potencia (32) a diferencia del anterior mide la potencia activa y por tanto, guarda relación con el desfasaje entre la tensión y la corriente y sus magnitudes. También se pueden encontrar Relés Direccionales de potencia reactiva (40Q) pero su aplicación está menos difundida.

2.5.4. Relés de distancia.

La magnitud de las corrientes de cortocircuitos depende, entre otras cosas, del nivel de generación del sistema. Para los estados de mínima generación, las corrientes de cortocircuitos suelen disminuir a valores muy pequeños y esto puede provocar la insensibilidad de algunos Relés de Sobrecorriente.

El Relé de Distancia aparece para evitar estos problemas, es decir, es un dispositivo inmune a los cambios de generación del sistema. Para su funcionamiento necesita medir las señales de tensión y de corriente, calculando la impedancia con la relación de estas dos variantes.

La impedancia de cortocircuito, que es la magnitud por la cual él opera, varía en dependencia de la distancia entre el lugar del fallo y la ubicación de la protección y es por ello que a estos relés se les conoce como Relés de Distancia.

La impedancia disminuye a medida que el fallo se acerca al relé y aumenta a medida que se aleja, esto permite comprender que estos tipos de Relés son dispositivos de mínima impedancia; es decir, operarán cuando la impedancia disminuye por debajo de un valor establecido (ajuste).

Aunque el ajuste, por lo general, es un valor de impedancia, estos relés presentan diferentes características en el plano X (ordenadas) y R (abscisas) que los representa o los clasifica. Son muchas las variantes de Relés de Distancias (figura 2.5) y la más utilizada en el país es el tipo MHO o resistencia.

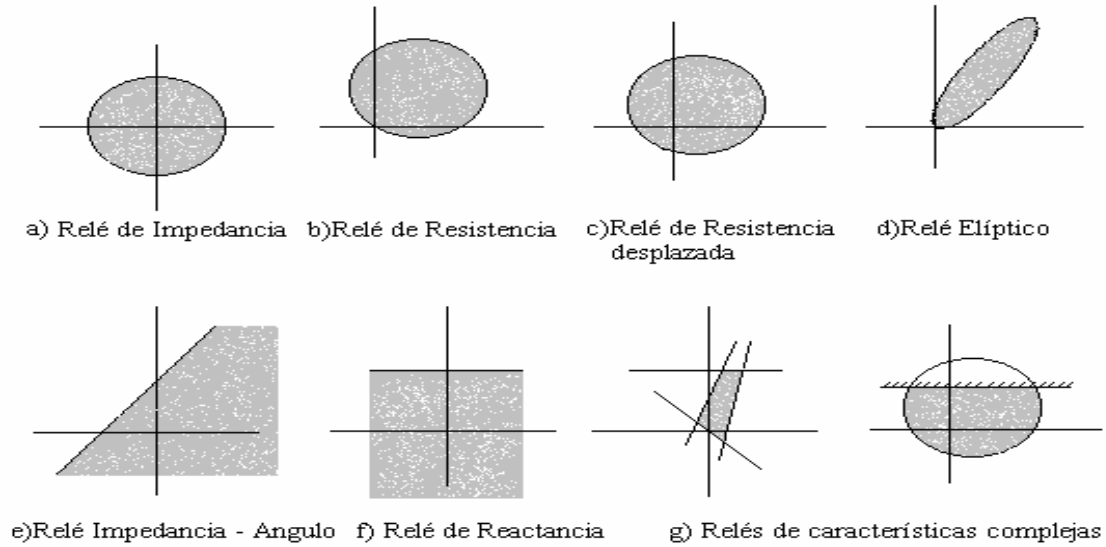


Figura 2.5 Característica hipotética de los Relés de Distancia.

La verdadera operación se efectuará cuando el par ordenado (Rf y Xf), extraído de la impedancia de fallo (Zf) medido por el relé, se encuentre en el interior de las características que represente al mismo.

Estos Relés son conocidos como relés complejos por la gran variedad de los mismos y la dificultad de sus ajustes, su numeración ANSI es 21. En la actualidad se crean dispositivos que combinan varios escalones de relés de distancia y con características dinámicas; es decir, que la figura que lo representa no tiene un tamaño estático. Estas características dinámicas son provocadas por un filtro o memoria que poseen para almacenar la tensión y cuando la tensión desaparezca producto a un fallo muy cercano, operar con el valor almacenado.

2.6. Clasificación de las fallas en sistemas de potencia.

La ocurrencia de fallas en los sistemas de distribución es mucho mayor que en los sistemas de transmisión y generación debido a la gran cantidad de equipos y circuitos de los sistemas de distribución, instalados en extensas zonas urbanas o rurales y que por sus características de construcción, permiten mayor contacto con los usuarios.

Las fallas se podrían clasificar de acuerdo a su naturaleza en dos tipos:

- ✓ Temporales.
- ✓ Permanentes.

Hay muchas fallas que se originan como fallas temporales, pero si no se despejan oportunamente se pueden convertir en una falla permanente.

Las causas que pueden dar origen a fallas se indican a continuación:

- ✓ Vientos y ramas de árboles. 46 %
- ✓ Descargas atmosféricas. 19 %
- ✓ Fallas de equipos o conexiones. 11 %
- ✓ Errores humanos. 24 %
- ✓ Objetos extraños. 24 %
- ✓ Otras causas. 24 %

Se produce un cortocircuito en un sistema de potencia, cuando entran en contacto entre sí o con tierra, conductores energizados correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricos (balanceados) y asimétricos (desbalanceados).

En las fallas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas se tiene:

- ✓ Cortocircuito trifásico.
- ✓ Cortocircuito trifásico a tierra.

En las fallas asimétricas la corriente en las tres fases del sistema no son iguales en el instante del cortocircuito. *Entre ellas se pueden citar:*

- ✓ Cortocircuito bifásico (fase a fase).
- ✓ Cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra).
- ✓ Cortocircuito monofásico (fase a tierra).

El porcentaje relativo de cada tipo de falla varía dependiendo de varios factores tales como la configuración de los circuitos, condiciones atmosféricas, el método de puesta a tierra, etc. Para líneas aéreas, los manuales de distribución indican las siguientes distribuciones entre tipos de fallas:

Falla de una línea atierra	70 %
Falla de línea a línea	15 %
Falla de líneas a tierra	10 %
Falla trifásica	5 %

Puede observarse que la falla por cortocircuito que tiene la probabilidad de ocurrencia mayor es la falla de línea a tierra y en último término se encuentra la falla trifásica cuya ocurrencia se presenta principalmente por causas accidentales.
En los sistemas subterráneos la situación es diferente ya que los cables están bien protegidos dentro de tubos plásticos, metálicos o de asbesto y además estos tubos están recubiertos por concreto, por lo que es difícil causarle daños mecánicos.
Cabe destacar que con el propósito de determinar las características de los equipos de protección así como la protección misma, normalmente se efectúan estudios de cortocircuito para fallas de línea a tierra, por ser éstas las más probables de ocurrir, y para fallas trifásicas porque, a pesar de ser la menos probable de ocurrencia, es la que puede someter a los equipos, las máquinas y/o dispositivos a los esfuerzos más severos. Por otro lado, desde el punto de vista analítico, resulta más fácil de estudiar y sus resultados son bastantes satisfactorios para distintas aplicaciones.

2.7. Descripción de algunas averías ocurridas en el SEN que afectan a la ECG.

La Empresa Ernesto Guevara en los años de explotación ha tenido pérdidas de producción considerables, siendo las causas principales las frecuentes averías ocurridas en el SEN. A continuación se relacionan algunas de mayor incidencia en el proceso productivo de la Empresa.
En el año 2009 ocurrieron (27) afectaciones, en el 2010 (10) afectaciones, las mismas originadas por diferentes razones como son, oscilaciones por perturbaciones meteorológicas, salida de unidades potentes del sistema, roce de cables a plantas etc.

2.7.1 Afectaciones

11 de Julio del 2010.

Se percibe en el sistema una oscilación de voltaje debido al disparo de PG-109 de la subestación de Punta Gorda de 110 kV, producto a descargas atmosféricas. Esta variación de voltaje trajo consigo afectaciones en todas las plantas de producción de la empresa.
En revisión de los eventos que fueron guardados en los Relés Multilin SR-750 de las entradas 1 y 2 y en los SR-489 de los turbogeneradores, se observa la caída de

voltaje ocurrida y los niveles alcanzados; esto equivalente a un 42,9 % de la tensión nominal de trabajo (10,5 kV).

Los Relés SR-750 de la entrada 1 y 2 al ver estas caídas, arrancaron las protecciones de bajo voltaje BUS UNDERVOLTAGE1, sobrecorriente PHASE INSTANTANEUOS OC1 y potencia inversa. El tiempo de duración de esta oscilación fue de 235ms. En la tabla del *anexo 1*, se pueden observar los valores de línea y fase reales a los que cayeron estos voltajes, registrados por los relés SR-750 de entrada y los relés SR-489 de los turbogeneradores.

Estos niveles de voltaje trajeron consigo desconexiones de equipos principales en las plantas de producción.

14 de Mayo del 2010.

Ocurre una oscilación, la misma se produjo debido a un disparo con recierre de las dos líneas de la subestación de Punta Gorda que alimentan la subestación de Centeno Moa-110 kV, quedándose abiertos los dos interruptores PG-109 y 112. Luego el Territorial orientó hacerle prueba de cierre a una línea y no conectó igual que la otra; por lo cuál no se debe conectar más hasta que se recorra la línea y se detecte la avería. Con afectación parcial de la Empresa.

Ver anexo2

El día 20 de abril del 2011

Se produjo una afectación producto al disparo de los Interruptores CU-205 y CU-206 de la subestación de Cueto, que alimentan las líneas Cueto – Renté, ocasionado por avería en una barra de 220 kV en Renté, lo que dio lugar a que los parámetros eléctricos del SEN variaran bruscamente (frecuencia 58,98 Hz) y la protección separadora abriera los interruptores de alimentación a la fábrica H310 y H315.

Los interruptores PG-101 y PG-102 que alimentan a las 2 líneas de la fábrica desde la subestación de Punta Gorda no se abrieron, quedando con alimentación de 110 kV.Se pudo constatar que la avería ocurrió a varios kilómetros del municipio, aun así fuimos afectados. Ver anexo 3

El día 27 de Mayo del 2011.

Debo de comunicarles que con fecha 27 de mayo del 2011 encontrándose la empresa ECG alimentándose desde el SEN por el transformador 1T, el 2T en via

libre, se produce el disparo del interruptor H310 por la protección de línea (direccional de corriente da fase(67)) , la cual tiene un ajuste de 1260 A con 30 grados y tiempo de disparo de 1 s, sensado desde los TC del lado de 10,5 kV del transformador.

Al revisar los eventos registrados por el relé SR750 instalados en la línea, se pudo observar que los valores de corriente alcanzaron hasta 1734 A, por lo que dicha protección no debió actuar frente a este tipo de falla tan lejos(Renté Santiago de Cuba). Por lo que nos separamos del SEN y con ella la desconexión de la fábrica. *Ver anexo 4*

2.8. Utilización del Software (Easy Power) para recálculo y análisis de la protección separadora.

En muchas investigaciones se pueden utilizar varios software que agilizan de forma sorprendente y amena el cálculo. En nuestro caso se calculará la corriente de cortocircuito, para ello se hará uso del software Easy Power. Dentro del grupo de programas se encuentra el Easy Power, que viene hace unos años demostrando su efectividad a la hora de la obtención de resultados en la empresa.

El Easy Power es uno de los pocos programas que integran completamente el cálculo de cortocircuito y el análisis del flujo de potencia. Este software es muy aceptado por su fácil manipulación ya que se controla interactiva y directamente desde el propio monolineal. Este software posee grandes ventajas sobre otros programas en cuanto a tiempo de ejecución, capacidad de modelación, seguridad y confiabilidad en sus cálculos.

El análisis de cortocircuito por Easy Power fue diseñado para fallos trifásicos y fallos asimétricos, utilizando la norma ANSI estándar. Este método utiliza una red separada de R durante el intervalo comprendido entre el segundo y el quinto ciclo, para determinar una relación Z/R que aproximadamente se conserve durante todo el tiempo del cortocircuito.

Este valor es usado como el valor X/R equivalente de Thevenin en el punto de falla. Los valores de voltaje y corriente son calculados sobre la base de la reducción de una red compleja (R+jX).

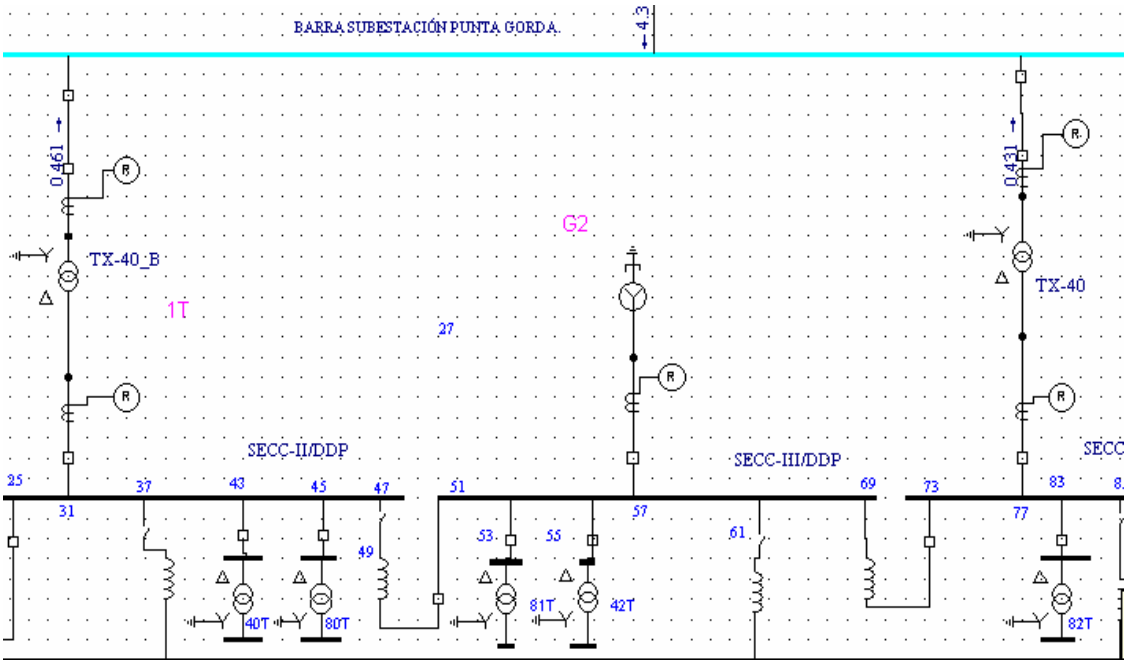
Es muy importante destacar que para el estudio de la separadora se utilizará este software, con el propósito de determinar las características de los equipos de protección. Normalmente se efectúan estudios de cortocircuito para fallas de línea a tierra, por ser estas las más probables de ocurrir, y para fallas trifásicas porque, a pesar de ser estas las de menor probabilidad de que ocurran, son las que pueden someter a los equipos, las máquinas y/o dispositivos a los esfuerzos más severos y además desde el punto de vista analítico, resulta más fácil de estudiar y sus resultados son bastantes satisfactorios para distintas aplicaciones.

2.9 Simulación de los niveles de cortocircuitos, utilizando el software para el comportamiento de averías en el SEN.

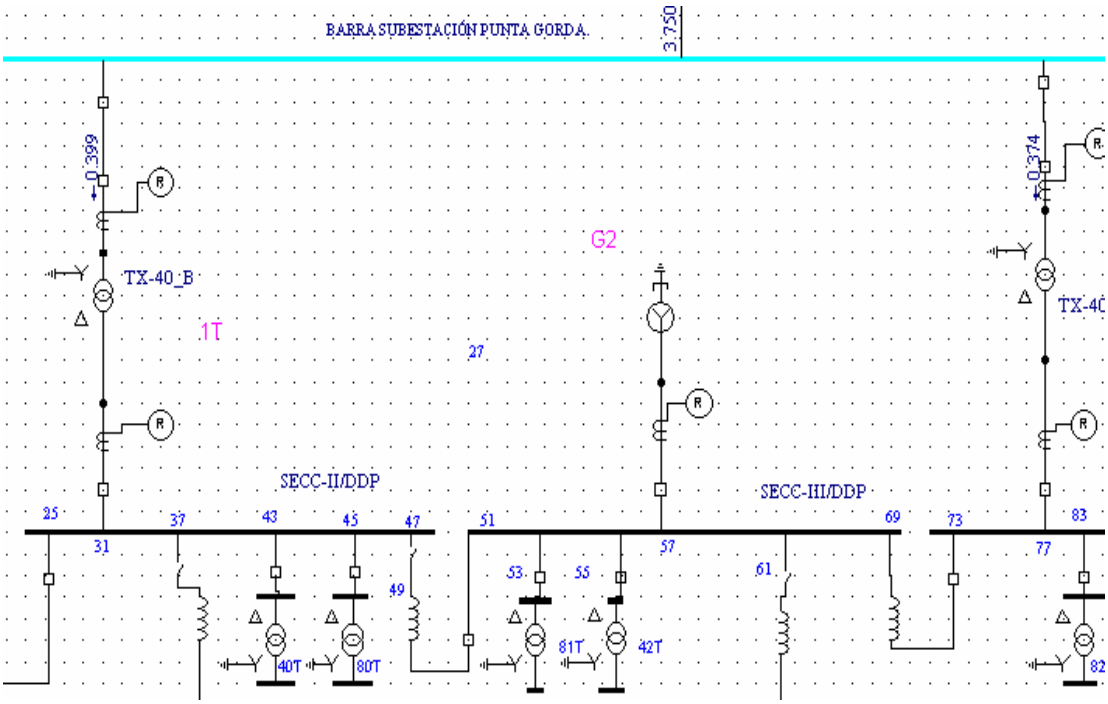
Teniendo en cuenta que la subestación de Punta Gorda se trasladará a una distancia de 26,32 km de la ECG y la misma será sometida a un proyecto de modernización, se hace necesaria el estudio y análisis para la modificación de nuestro sistema de protección, debido a que las protecciones actualmente instaladas no aseguran una correcta protección ante algunas fallas en el SEN.

A continuación se muestran los esquemas con los cálculos de cortocircuitos realizados y los resultados obtenidos.

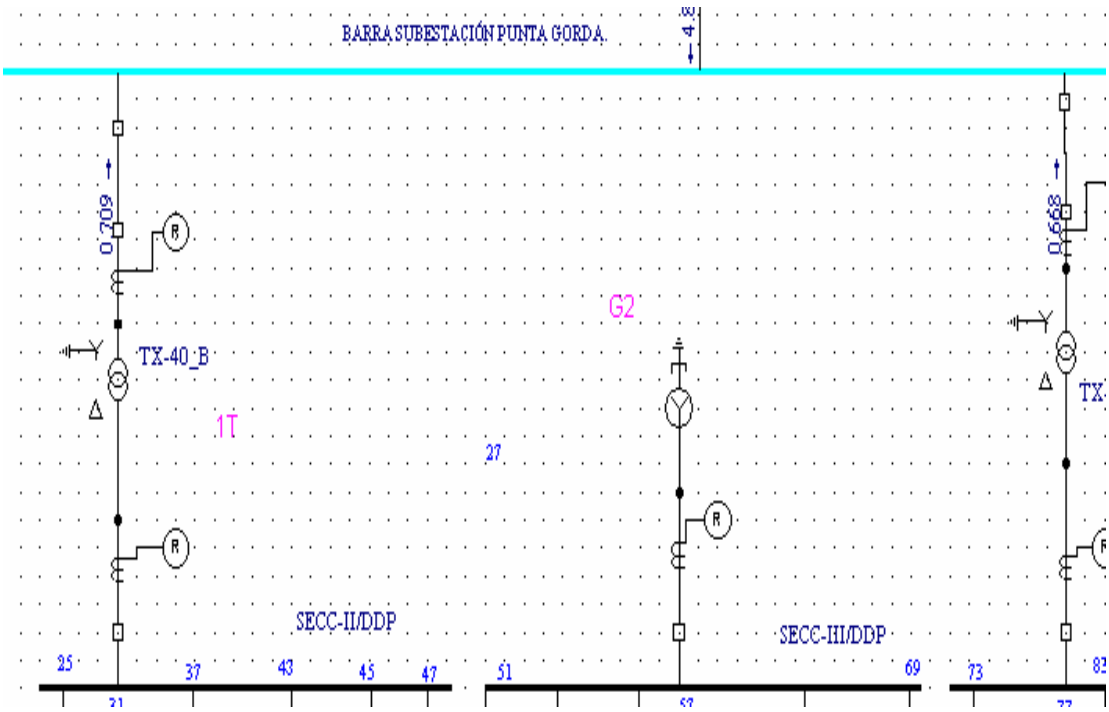
Cortocircuito trifásico en el SEN a 4 Km de la ECG.



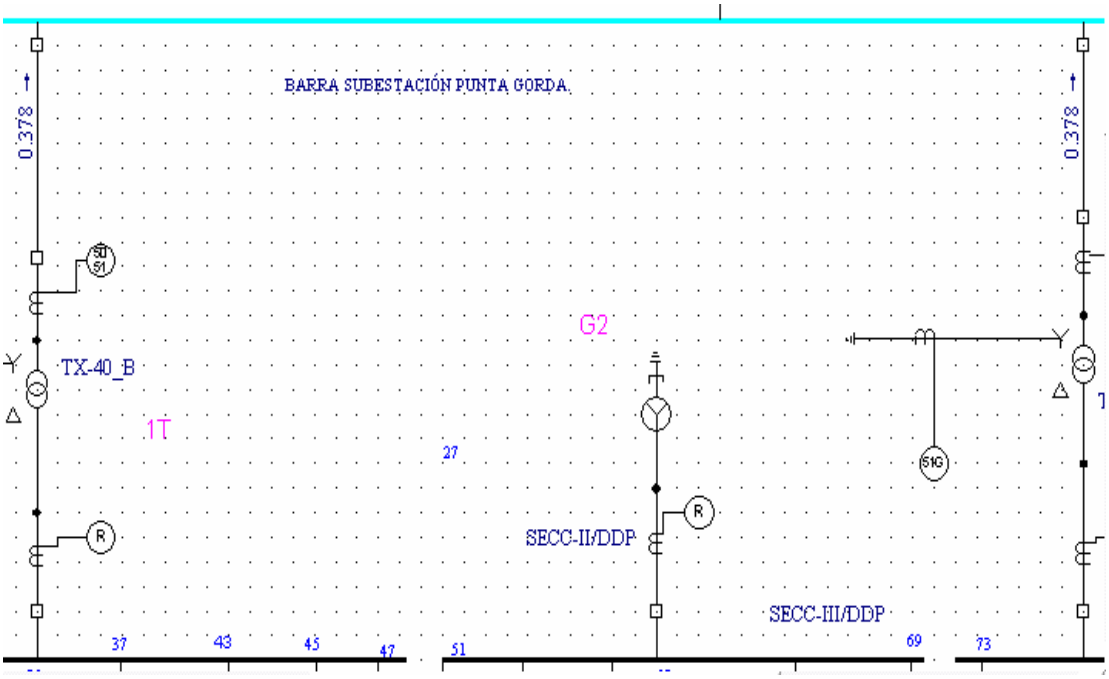
Cortocircuito bifásico en el SEN a 4 Km de la ECG



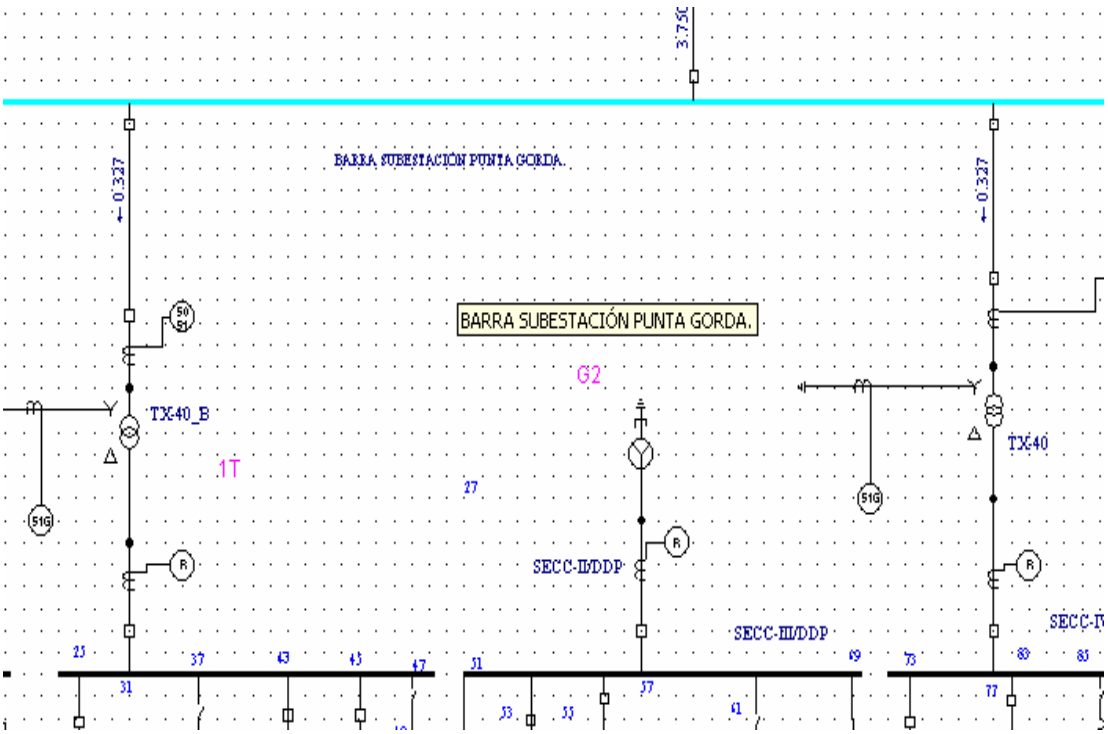
Cortocircuito monofásico en el SEN a 4 Km de la ECG



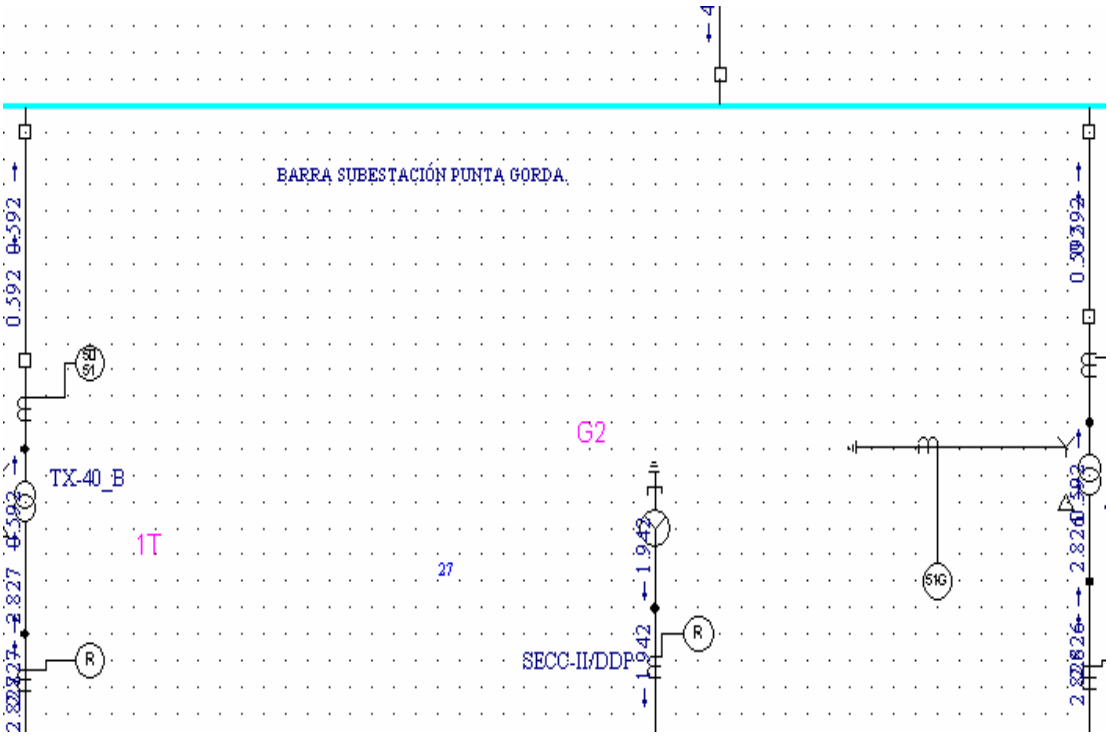
Cortocircuito trifásico a 26 Km de la ECG



Cortocircuito bifásico a 26 Km de la ECG



Cortocircuito monofásico a 26 km.de la ECG



Resultados de la simulación con corto circuito a 4 km en kA

Monofásico	Bifásico	Trifásico
709 A	399 A	461 A

Resultados de la simulación con corto circuito a 26,34 km en kA

Monofásico	Bifásico	Trifásico
529 A	327 A	378 A

Como se puede apreciar en los esquemas antes expuestos los niveles de cortocircuito frente a fallas trifásicas que ocurren a 4 km de la ECG, son de 80 A mayores que los que se originan a 26 km, por lo que las protecciones actuales no cumplen con las exigencias de protección tales como; sensibilidad y selectividad.

Teniendo en cuenta la importancia del objetivo económico que se está estudiando, y las afectaciones ocurridas nos dieron como resultados que las protecciones de sobrecorriente de línea mal operan frente a cortocircuitos alejados, como es en la ocurrida recientemente el día 27 de Mayo, por solo citar un ejemplo. Se hace necesario modificar el sistema de protección separadora e incorporar una nueva protección, que nos permita proteger la línea como ha estado hasta hoy. Se estudiaron las características de los diferentes relés de distancia y por la distancia se determinó la utilización del relé D60. Este es un dispositivo con una amplia gama de prestaciones y por los resultados arrojados establecemos que es el más adecuado para la nueva ubicación de la sub. Estación de Punta Gorda, este relé ya está en existencia en la fábrica, por lo que se necesita ajustarlo y ponerlo en operación.
Basado en el estudio realizado se propone en el siguiente capítulo una propuesta para el ajuste de las protecciones de entrada de la Fábrica Ernesto Che Guevara.

2.10. Conclusiones del capítulo

- ✓ Como parte importante de este capítulo se realizó el estudio de cortocircuito para la nueva ubicación de la sub. estación 220 kV.
- ✓ Se abordaron componentes de las protecciones eléctricas utilizadas en la empresa.
- ✓ Detallada explicación sobre el suministro eléctrico de la ECG.
- ✓ Detalles sobre registros de averías ocurridas en la ECG.

Capítulo 3. Propuesta de ajuste de las protecciones de línea.

3.1. Introducción

Los cortocircuitos son conocidos por sus elevados niveles que alcanzan las corrientes durante su ocurrencia y por tanto, su permanencia, no solo sería fatal para el elemento averiado, sino también para otros elementos que no participan directamente en el fenómeno transitorio.

Las altas corrientes generan grandes temperaturas en el punto de descarga o de cortocircuito y si estos no son desconectados con extrema rapidez, el elemento averiado quedaría destruido completamente representando pérdidas económicas importantes, incluso puede traer como consecuencia explosiones peligrosas para la seguridad de los operarios.

Para evitar estos desastres, se deben instalar protecciones que su acción sea lo más rápida posible. Los niveles de las corrientes de cortocircuitos trifásicos pueden superar en 10 veces la corriente nominal del equipo averiado y solo bastará que este permanezca unas centésimas de segundo para que el equipo quede inutilizable.

Los tiempos de actuación casi siempre son, en caso de cortocircuitos, menores que 0,5 s; por tanto, los sistemas eléctricos necesitan elementos que actúen con gran velocidad, evidentemente estos no pueden ser logrados con la acción física del hombre por lo que se necesitan elementos autónomos para actuar contra los fallos en los sistemas eléctricos. Estos elementos son llamados Protecciones Eléctricas.

Después de un tiempo de uso estos dispositivos utilizados para proteger al equipamiento deben de verificarse para su correcto funcionamiento y así mantener la seguridad en todas las instalaciones.

Para la protección de las redes de Transmisión o Sub-transmisión se hace necesario la utilización de métodos de protección que no se afecten con la diferencia de generación que pueda existir en los sistemas, por eso aparecieron los Relés de Distancia.

3.2. Ajuste del relé SR 750 para líneas de salidas. (Protección de sobrecorriente)

Los relés 750/760 Feeder Management son unidades basadas en microprocesadores pretendidas para el manejo y la protección primaria de alimentadores de distribución, así como para el manejo y la protección de apoyo de barras, transformadores, y las líneas de transmisión. El relé 760 es particularmente adecuado para alimentadores aéreos, dónde el recierre automático es normalmente aplicado.

Cada relé provee protección, control y funciones de monitoreo con interfaces locales y las controladas remotas por humanos. También ostentan las condiciones presentes de disparo / alarma y la mayor parte de los más de 35 parámetros medidos del sistema. La grabación de anteriores disparos, alarma o eventos de control, los niveles de demanda máxima y el consumo de energía son también realizados.

Estos relés contienen muchas características innovadoras. Para responsabilizarse por normas diversas de utilidad y los requisitos de la industria, estos rasgos tienen la flexibilidad para estar programados para utilizarse como el usuario específico necesite. Esta flexibilidad naturalmente hará de este equipo difícil. Para auxiliar a los usuarios nuevos a hacer funcionar la protección básica rápidamente, los puntos de referencia están configurados a valores predeterminados típicos y las características avanzadas están deshabilitadas. Estas configuraciones pueden ser reprogramado en cualquier momento.

La programación puede ser realizada con el panel y el despliegue de la parte delantera. Debido a las numerosas configuraciones, este método manual puede ser algo difícil. Para simplificar la programación y proveer una interfase más intuitiva, los puntos de referencia pueden ser introducidos con una PC que ejecuta el software EnerVista 750/760 Setup, lo cual viene con el relé. Aún con el mínimo conocimiento de la computadora, este software accionado por menú provee acceso fácil para todas las funciones del panel delantero.

Los valores reales y los de referencia pueden ser exhibidos, alterados, guardados, e impresos. Si las configuraciones son guardadas en un archivo de referencia, estas pueden ser descargadas en cualquier momento al puerto de programas del panel delantero del relé a través de un cable de la computadora que se conecta al puerto serie de cualquier otra computadora personal

Figura 3.1 Relé de protecciones de sobrecorriente 750 / 760.

Las funciones del relé se controlan por dos procesadores: un microprocesador Motorola 68332 de 32 bits que mide todas las señales analógicas y todas entradas lógicas y da como salida todas las señales analógicas y controla todos los relés de salida; un microprocesador Grid Connect DSTni LX Turbo 186 de 16 bits que lee a todas los datos introducidos por el usuario incluyendo las comunicaciones y salidas al despliegue delantero y los LEDs. Los procesadores pasan la información entre si por un canal serie de comunicaciones RS485.

Las funciones del relé se controlan por dos procesadores: un microprocesador Motorola 68332 de 32 bits que mide todas las señales analógicas y todas entradas lógicas y da como salida todas las señales analógicas y controla todos los relés de salida; un microprocesador Grid Connect DSTni LX Turbo 186 de 16 bits que lee a todas los datos introducidos por el usuario incluyendo las comunicaciones y salidas al despliegue delantero y los LEDs. Los procesadores pasan la información entre si por un canal serie de comunicaciones RS485.

Todos los elementos de protección son procesados una vez cada ciclo para determinar si un error ha ocurrido o si un cronometrador ha expirado. Los elementos de protección usan corriente /voltaje de raíz media cuadrática basada en la magnitud

del fasor; por lo tanto, la protección es insensible para los transitorios armónicos los de corriente directa.

3.2.1. Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase para tiempo inverso.

$$S = \sqrt{3} * I * V$$

Despejando la corriente de servicio máximo.

$$Iser.máx = \frac{S}{\sqrt{3} * V} \quad \Longrightarrow \quad Iser.máx = \frac{40MVA}{\sqrt{3} * 110kV} = 210\text{A}$$

$$Iop_{51} = Kseg * Iser.máx$$

$$Iop_{51} = 1.5 * 210$$

$$Iop_{51} = 315A$$

$$Ks = \frac{Icc.mín2\phi}{Iop_{51(n)}} > 1.2$$

$$Ks = \frac{326.9}{315} = 1.25$$

$$Ks = 1.03 > 1.0$$

Se cumple el ajuste.

Kseg: Coeficiente de seguridad que toma en cuenta el error de medición del relé (1÷2), siempre debe ser mayor que la unidad.

Iser.máx: Máxima corriente permisible por la línea.

$Top_{51(n)}$: Tiempo de la protección que se está ajustando para la máxima corriente en la protección adyacente. Con estos valores de tiempo y corriente, se escoge el múltiplo o la palanca de tiempo en las curvas de (t vs i) del dispositivo.

Ks: Coeficiente de sensibilidad que garantiza el completo respaldo a las líneas adyacentes.

Es bueno aclarar que el cálculo para tiempo definido está desarrollado en el ajuste de sobrecorriente del relé D 60.

3.3. Características del relé inteligente D60

El Sistema de Protección Línea a Distancia D60 es un relé basado en microprocesadores, pretendido para el uso en las líneas de transmisión de cualquier nivel de voltaje y en las cercanías de una compensación serie, en aplicaciones de disparo de tres polos y de uno solo.

La función primaria del relé consta de cinco zonas de protección de fase y de tierra a distancia, ya sea mho o cuadrilátero según la selección del usuario, con lógica incorporada para los cinco.

Los elementos de distancia son optimizados para proveer buena exactitud de medida con un tiempo rápido de operación, aún cuando se usan con transformadores de voltaje capacitivos (TVCs), y pueden ser supervisados por la detección de oscilaciones de potencia. El relé también provee elementos direccionales de sobrecorriente a tierra, los cuáles son comúnmente usados como parte de un sistema global de protección de las líneas, este dispositivo se puede observar en la *figura 3.3.*

Las zonas de distancia de fase del D60 pueden ser configuradas para operar con voltajes y corrientes alimentados de TVs y TCs localizados independientemente de uno a otro en cada lado de un transformador trifásico de potencia. El relé compensa consecuentemente para conservar, alcanzar y corregir la información meta a pesar de la posición y tipo de falla. Este rasgo permite aplicaciones protectoras de respaldo para generadores y los transformadores de potencia.

Figura 3.3 Relé de protecciones distancia D60

Una función de acercamiento a la falla (o del paso a la falla) es realizada por el elemento de arresto de la línea. El disparo fuera-de-paso, el autorecierre de tres polos o de un polo del breaker dual, la comprobación del sincronismo, la locación de la falla y muchas otras funciones están también disponibles. Además, la protección contra sobrecorriente y baja tensión, el diagnóstico de fallas, la medición de potencia y las funciones RTU son provistas.

El D60 provee protección de fase, neutro y contra baja corriente temporizado a tierra. Las funciones de sobrecorrientes temporizadas pueden ser programadas con la curva de formas múltiples o la FlexCurve ™ para la coordinación óptima.

La medición del voltaje, la corriente y la potencia están incorporadas en el relé como un rasgo estándar. Los parámetros de la corriente están disponibles como magnitud total de raíz media cuadrática de la forma de onda, o como la frecuencia fundamental con sólo magnitud de raíz media cuadrática y el ángulo (el fasor).

Las características diagnósticas incluyen una grabadora de acontecimiento capaz de almacenar 1024 acontecimientos marcados por tiempo, un oscilográfico capaz de almacenar hasta 64 registros con habilitación programable, contenido y tasa de muestreo y adquisición del registrador de datos de hasta 16 canales, con un contenido y tasa de muestreo programable.

El reloj interno usado para el etiquetar tiempos puede estar sincronizado con una señal IRIG – B o por el protocolo SNTP de un puerto de Ethernet. Este conteo de tiempo preciso permite que se pueda determinar la secuencia de acontecimientos en todo el sistema. Los acontecimientos también pueden estar programados por

ecuaciones FlexLogic ™ para provocar la captura de datos del oscilográfico que pueden ser configurado para registrar los parámetros medidos antes y después del acontecimiento para analizar en una computadora personal (la PC). Estas herramientas significativamente se achican el tiempo de localización de fallas y simplifican la generación del informe en el caso de una falla del sistema.

La protección de distancia debe considerarse cuando la de sobre corriente es muy lenta o no es selectiva. Los relés de distancia se utilizan por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas de fase en líneas de subtransmisión y en líneas de transmisión donde no es necesario el recierre automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para fallas en el extremo de la zona.

Los relés de distancia se prefieren a los de sobrecorriente porque no se ven tan afectados por los cambios de la magnitud de la corriente de cortocircuito ni por los cambios en la capacidad de generación y de la configuración del sistema.

Los relés de distancia de fase se ajustan con base en la impedancia de secuencia positiva entre la localización del relé y la falla; más allá de la cual deberá detenerse el funcionamiento de un relé dado. Los relés de distancia de tierra están ajustados de la misma forma, aunque algunos tipos pueden responder a la impedancia de secuencia cero. Esta impedancia, o la distancia correspondiente, son conocidas como el alcance del relé o de la unidad.

Para convertir la impedancia primaria en un valor secundario para utilizarlo en el ajuste de un relé de distancia de fase o tierra, se usa la fórmula siguiente:

3.3.1. Ajuste del relé D 60

$$Z\,\mathrm{sec} = Zpri * \frac{RTC}{RTP} \qquad \textit{Ecuación (3.1)}$$

Donde RTC es la relación de la corriente de fase de alta tensión con la corriente de fase del relevador, y RTP es la relación de la tensión de fase a fase de la alta tensión con la tensión de fase a fase del relé todas en condiciones trifásicas equilibradas.

La práctica es ajustar la primera zona o de alta velocidad, de los relés de distancia, para alcanzar de 80 a 90 % de la longitud de la línea de dos extremos o bien de 80 a

90 % de la distancia a la Terminal más cercana de una línea de terminales múltiples. No hay ajuste de acción retardada para esta unidad, es decir que el tiempo es 0.

Ajustes:

$$Z1 = 0.90 * Zl = 0.90 * 8.79 = 7.91\Omega / prim$$
$$\Phi ms = 70°$$

Ecuación (3.2)

Cálculo del ajuste del relé

$$\underline{Z}'_{OR} = \underline{Z}'op_{21(3)} \cdot \left(\frac{K_{TC}}{K_{TP}}\right) = 7.91^{70^\circ} \cdot \left(\frac{80}{1100}\right)$$

Ecuación (3.3)

$$\boxed{\underline{Z}'_{OR21} = 0.574^{70^\circ}\ \Omega}$$

$$\boxed{T'op_{21(3)} = 0\ s}$$

El propósito principal de la unidad de segunda zona de un relé de distancia es proporcionar protección para el resto de la línea más allá del alcance de la unidad de primera zona. Esta deberá ajustarse de tal manera que sea capaz de funcionar aún en las fallas de arco en el extremo de la línea. Para hacer esto la unidad debe alcanzar hasta más allá del extremo de la línea. Se acostumbra conservar el alcance de la unidad de segunda zona a un mínimo de 20 % de la sección de línea adyacente; cuanto más lejos pueda extenderse esta en la sección de la línea adyacente, mayor será la desviación permitida en el alcance de la unidad de tercera zona, de la siguiente sección de línea posterior, que debe ser selectivo con esta unidad de segunda zona.

Por lo que la zona II es (Final de la línea más un 20 a un 60 % de la línea adyacente) y con un tiempo t2=T1 +Δt. (Δt=0,4 a 0,6 s).

El valor máximo del alcance de la segunda zona también tiene un límite. En condiciones de sobre alcance máximo, el alcance de la segunda zona deberá ser bastante corto para ser selectivo con las unidades de segunda zona de los relevadores de distancia en las secciones de líneas adyacentes.

Ajustes:

$$\underline{Z}''op_{21} = Kseg \cdot (\underline{Z}_L + K \cdot \underline{Z}'op_{21(n-1)menor}) = 0.9(8.79^{70^\circ} + 0.4 \cdot 7.91^{70^\circ})$$

Ecuación (3.4)

$$\underline{Z}''op_{21} = 0.9(8.79^{70^\circ} + 3.16^{70^\circ})$$

$$\boxed{\underline{Z}''op_{21(2)} = 11.95^{70^\circ}\ \Omega}$$

$$T''op_{21(2)} = T'op_{21} + \Delta t = T'op_{21(1)} + \Delta t = 0 + 0.5s$$

$$\boxed{T''op_{21(2)} = 0.5\ s}$$

Verificación de la sensibilidad

$$K''s = \frac{\underline{Z}''op_{21(2)}}{\underline{Z}_L} = \frac{11.95}{8.79} = 1.35 \qquad \textit{Ecuación (3.5)}$$

$1.35 < 1.5$ (*No cumple*)

Como se observa, la protección ajustada de la forma anterior no cumple con las exigencias de sensibilidad impuesta en este circuito y por tanto se ajustará por otro método. Este método consiste en forzar la sensibilidad y lograr la selectividad afectando la velocidad de respuesta.

$$\underline{Z}''op_{21(3)} = 2 \cdot \underline{Z}_L = 15 \cdot 8.79^{70} \qquad \textit{Ecuación (3.6)}$$

$$\boxed{\underline{Z}''op_{21(2)} = 11.8^{70}\,\Omega}$$

$T''op_{21(2)} = T''op_{21(n-1)menor} + \Delta T = Top_{21(1)} + \Delta T = 0\ s + 0{,}5\ s$

$\boxed{T''op_{21(2)} = 0{,}5\ s}$

La tercera zona proporciona protección de respaldo en las fallas en las secciones de líneas adyacentes. Su alcance deberá extenderse tan lejos como sea posible, más allá del extremo de la sección de línea adyacente más larga, en las condiciones que originan la cantidad máxima de sobre alcance, es decir, arcos y fuentes de corriente intermedias.

Tercer escalón

Cálculo del ajuste de la protección

$$Z'''op_{21(3)} < Z\min$$

$$Z\min = \frac{U_L \min}{\sqrt{3} \cdot Ism} = \frac{0.80 * 110000}{\sqrt{3} \cdot 208} = 244.3\Omega \qquad \textit{Ecuación (3.7)}$$

$$Z'''op_{21(3)} = Kseg \cdot Z\min = 0.85 \cdot 244.3$$

$$\boxed{Z'''op_{21(3)} = 195.2^{70^\circ}\ \ \Omega}$$

$$T'''op_{21(3)} = T'''op_{21(n-1)mayor} + \Delta t = T'''op_{21(2)} + \Delta t = 0.5 + 0.5s$$

$T'''op_{21(3)} = 1.0\ s$

Verificación de la sensibilidad

$$K'''s = \frac{Z'''op_{21(3)}}{Zcc._{ext.máx}} > 1.2$$

$$K'''s = \frac{244.3}{8.79} = 27.79 \qquad \textit{Ecuación (3.8)}$$

21.58 > 1.2 (*Cumple con la norma de sensibilidad*)

Cálculo del ajuste del relé de distancia (21) para el tercer escalón

$$\underline{Z}'''_{OR21(3)} = \underline{Z}'''op_{21(3)}\left(\frac{K_{TC}}{K_{TP}}\right) = 244.3\left(\frac{80}{1100}\right) \qquad \textit{Ecuación (3.9)}$$

$$\underline{Z}'''_{OR21(3)} = 17.776^{70^\circ}\ \Omega$$

3.3.2. Ajuste de la protección de sobrecorriente de fase para tiempo definido para el D60 (50).

$$Iop_{50} = Kseg^{*}\ Icc._{\text{Ext. }Máx.} \qquad \textit{Ecuación (3.10)}$$

$$Iop_{50} = 1.2 * 378 = 453.6A$$

$$Ks = \frac{Icc._{Mín.2\phi}}{Iop_{50}} > 2$$

$$Ks = \frac{250.85}{456} = 0.86$$

$Ks = 0.55 > 2$ No se cumple la sensibilidad.

Para lograr el ajuste se despeja:

$$2 = \frac{250\ .85}{Iop_{50}} \Longrightarrow \quad Iop_{50} = \frac{326.9}{2} = 163.4A \qquad \textit{Ecuación (3.11)}$$

Ajuste referido a la falla en la línea de 110 kV: 163,4 A

Ajuste de la protección: 163,4 A, con bloqueo por tensión a 8,5 kV

$Top_{50} = 0.5\ (s)$

Ajuste del relé = *2,04 A*

Después de los cálculos realizados, se propone otro escalón de sobrecorriente direccional con ángulo de 30^0 para fallas alejadas con un ajuste de 120 A primarios y un tiempo de 1,5 s. Con esto se lograría que las protecciones del SEN limpien las fallas y esta actúe como respaldo.

Es bueno aclarar que la protección separadora se mantiene con los valores actuales ya que en el trabajo realizado y los resultados obtenidos con las fallas analizadas determinamos eliminar la protección de sobrecorriente para la línea en el SR 750 y darle la máxima jerarquía para la protección de línea al relé D 60 basada en los ajustes antes realizados. Solo se realizan cambios para combinar las mismas para una mayor seguridad a la hora de actuar la protección separadora.

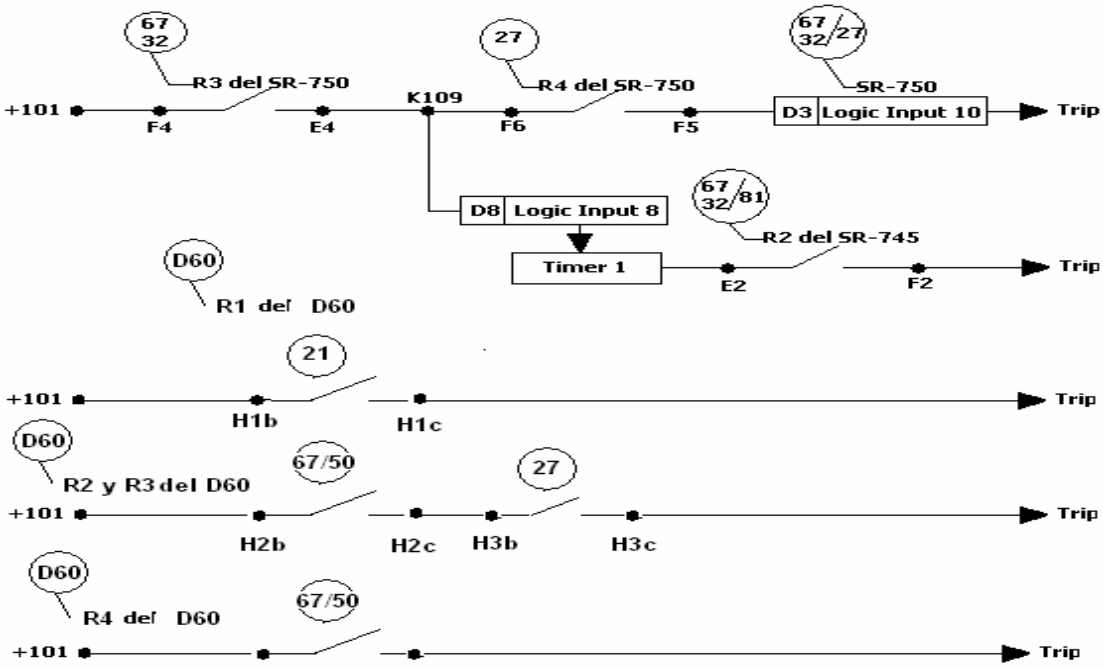
3.4. Resultados obtenidos con el estudio

1. Todas las protecciones de frecuencia se mantienen en el relé SR-745, debido a que el SR 750 no mide frecuencia cuando la tensión en la fase A es inferior a 1 kV.
2. La protección de Potencia Inversa (32) con ajuste 500 KW con 0,3 s (relé de salida 7) se mantiene con la función (control) tiempo cero (relé de salida 3) y combinada con la protección 81 y 27.
3. La protección Tensión Mínima (27) funcion control con valor (relé de salida 4) se mantiene a 8,5 kV - 0,5 s.
4. Se mantienen en paralelo la protección 67 con ángulo se 30^o y protecciòn 32 en el relé SR-750 y su salida a través del relé 3 se cablea a la Entrada Lógica 8 del SR-745 que activa el Timer 1 con tiempo 0,2 s y este Timer 1 se combina con frecuencia 59 HZ ordenando el disparo a través del relé de salida 2 del SR-745.
5. Se adiciona la protección de distancia (21) en el relé D60 direccionada con tres escalones Z1= $\boxed{\underline{Z}'_{OR21} = 0.574^{70^\circ}\ \Omega}$ con tiempo (0 s); Z2 $\boxed{\underline{Z}''op_{21(2)} = 11.8^{70}\Omega}$ Con tiempo 0,5 s; Z3= $\boxed{\underline{Z}'''_{OR21} = 17.776^{70^\circ}\ \Omega}$

   Con tiempo de 1 s, la misma está diseñada para operar con Cortocircuitos en la zona de operación.

6. También se adiciona al D60 un escalon de protección direccional corriente (67) ajustada a 165 A con bloqueo por baja tensión (27) ajustado a 8,5 kV con tiempo de 0,5 s.
7. Protección de sobrecorriente con ajuste de 120 A con tiempo de 1,5 s, para fallas alejadas como respaldo a las protecciones del SEN.

3.4.1 Esquema de la protección separadora incluyendo la protección de línea.



3.5. Conclusiones del capítulo

Las protecciones son el alma de los sistemas eléctricos de potencia, pero a la vez pueden causar problemas al sistema eléctrico. Una protección mal ajustada, calibrada o seleccionada puede separar parte del sistema eléctrico de forma errónea, como ha ocurrido en ocasiones, sin embargo a esto se le denomina Falsas Operaciones de las Protecciones. Muchas veces, debido al temor de la ocurrencia de falsas operaciones muchos elementos dejan de ser protegidos contra un determinado tipo de defecto que no es muy frecuente en ellos.

El trabajo del especialista en protecciones es muy difícil, en primer lugar, una protección puede haber estado mal seleccionada o mal ajustada durante mucho

tiempo, se necesita de mucho conocimiento de los regímenes transitorios de operación de los sistemas eléctricos para demostrar su posible correcta operación. Se puede observar que el objetivo de este capítulo se cumplió, ajustaron correctamente las protecciones de línea.

3.6. Valoración técnica económica del proyecto.

Pertenecen a los índices técnicos: la confiabilidad, la comodidad de explotación, duración de la protección y el grado de automatización. Los índices económicos fundamentales son las inversiones capitales o de compra y los gastos por concepto de reparación.

Los índices de producción inicial en la mayoría de los casos son decisivos en los cálculos técnicos- económicos. Como ya se describió en el inicio del trabajo, la situación problémica es la necesidad de garantizar el correcto funcionamiento de las protecciones ante el incremento de cargas en la ECG.

3.7. Valoración económica

Por la parte económica debemos tener en cuenta que en lo que va de año la ECG ha tenido alrededor de 16 toneladas de níkel más cobalto dejadas de producir por desconexiones del SEN. Debemos destacar que esto representa una pérdida aproximada a los 190 080 dólares. Esto desde el punto de vista económico se puede clasificar como de muy perjudicial, por lo tanto las pérdidas en la producción repercuten directamente en la economía del país y con ello en la adquisición de ingresos por este concepto.

Por este motivo, cada año como medida de prevención y a partir de la implementación de mantenimientos se debe llevar a cabo una revisión de los ajustes de las protecciones, así como el funcionamiento de las mismas.

Este trabajo se realizó sin gastos algunos por la entidad ya que los relé a utilizar están ubicados en la fábrica, en el caso del relé D 60 no tiene ajuste para lo que está diseñado, por lo que el ajuste propuesto permitirá atenuar los gastos provocados por averías en el la ECG, no así como los SR 750 y 745 que son los responsables hasta ahora de la protección separadora.

Conclusiones

La propuesta de ajuste empleada es muy económica y se pueden ahorrar más de 190080 CUC por concepto de mala operación de las protecciones. Si el ajuste del relé se llegara a implementar se minimizarían las perdidas a la economía de la empresa ECG.

Desde el punto de vista social los impactos son positivos. Los técnicos del taller eléctrico podrán detectar con mayor facilidad las averías, su localización, y otros datos necesarios.

Desde el punto de vista ambiental el mayor impacto se obtiene al prevenir la aparición de incendio que pueden originarse por la presencia de cortocircuitos, que tienen graves consecuencias para las subestaciones de la empresa. Se han instalado funciones de protección que aceleran la acción de la protección en caso de avería.

Recomendaciones

- ✓ Los dispositivos de protección deben cumplir con toda la metodología que se abordó a lo largo de este trabajo.
- ✓ Emplear el programa de cortocircuito Easy Power en todos los cálculos realizados, teniendo en cuenta las excelentes prestaciones que brinda.
- ✓ Las protecciones de línea (Relés D60) deben ser ajustadas como se explica en el capítulo 3.
- ✓ Según su funcionalidad incrementar más las prestaciones que brinda el Relé D 60, como es su lógica flexible.

Bibliografías

1. Asociación de Estudiantes de Tecnología (1962). Distribution System Protection and Apparatus Coordination.
2. BARRETO GARCÍA, RAFAEL (1969). Cálculo del Cortocircuito _ La Habana: Editorial Científico Técnica.
3. BOSE B. K. CLIFS, N J. (1886). Power Electronics and AC drives. Englewood, Prentice Hall.
4. Bussman. ELECTRICAL PROTECTION HANDBOOK.
5. Colectivo de autores. Protecciones eléctricas en sistemas industriales.
6. Comisión Federal de Electricidad México. Procedimiento para coordinación de
7. protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución.
8. BEEMAN, DONALD et al. (1969). Industrial Power Systems. Handbook _La Habana: Instituto del Libro.
9. Fedoseev. Protección por Relés de los Sistemas Eléctrico de Potencia.
10. Feodorov A., A. Rodríguez. Suministros Eléctricos de Potencia.
11. LLAMO LABORI, HECTOR SILVIO. (1985). Transmisión de la Energía Eléctrica mediante la corriente alterna_ La Habana, ISPJAE.
12. Mazorra J. Grionella J. Suministro Eléctrico Industrial.
13. Torres Breffe, Orlys Ernesto. Conferencia de Protecciones Eléctricas.
14. PELÁEZ GONZÁLEZ, ALBERTO. (1986). Fallas Asimétricas En Sistemas De Energía Eléctrica_La Habana: Pueblo y Educación.
15. STEVENSON, WILLIAM. (1986). Análisis de los sistemas de potencia _ La Habana: Edición Revolucionaria.
16. Díaz Aguirre, Y., L. Pelier Samón. Metodología para la Selección y Coordinación de Protecciones Eléctricas.
17. GE Consumer & Industrial Multilin. Canadá. 750/760 Feeder Management Relay (Catálogo industrial).
18. GE Consumer & Industrial Multilin. Canadá. D60 Line Distance Protection System (Catálogo industrial).
19. **Russell Mason, C.** The art and science of protective relaying**.**
20. Pérez.J., Luis.G. Protecciones de sistemas eléctricos de baja y media tensión.

21. La protección separadora para la Empresa Comandante Ernesto Che Guevara.
22. San Luis Luis (2009). Ajustes de las protecciones de la subestación Moa Nickel SA. de 110 kV. (Trabajo de Diploma)
23. Magnus Akke, Member IEEE ABB Automation Technology Products AB SE-721 59 Västerås, Sweden.
24. http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electrica_y_electronica/sistemadistribucion energiaelectrica/
25. http://es.wikipedia.org/wiki/
26. http://www.globalsoluciones.cl
27. http://zeus.dci.ubiobio.cl/electricidad/transformadores/

Software utilizado.

1. Librería Virtual de Protecciones Eléctricas
2. Paquete Microsoft Office (Word, Excel, Power Point,paint).
3. Easy Power (simulación de dispositivos de protección).

Anexo 1

Registros de eventos de los relés 750 y 489.

Hora del Evento	Valores de Voltaje		
	Fase A (A-N)	**Fase B (B-N)**	**Fase C (C-N)**
Entrada 1			
'14:39:34.613	4,48 kV	4,67 kV	4,71 kV
'14:39:34.563	***2,60 kV***	***3,65 kV***	***3,87 kV***
'14:39:34.494	2,76 kV	3,82 kV	4,03 kV
'14:39:34.477	3,02 kV	4,25 kV	4,23 kV
'14:39:34.476	3,23 kV	4,46 kV	4,43 kV
'14:39:34.695	3,23 kV	4,46 kV	4,43 kV
Entrada 2			
'14:38:18.507	5,01 kV	5,02 kV	5,02 kV
'14:38:18.489	4,53 kV	4,66 kV	4,74 kV
'14:38:18.488	4,53 kV	4,66 kV	4,74 kV
'14:38:18.390	2,67 kV	3,70 kV	3,93 kV
'14:38:18.374	2,73 kV	3,76 kV	3,99 kV
'14:38:18.287	3,03 kV	4,27 kV	4,27 kV
'14:38:18.271	3,26 kV	4,46 kV	4,47 kV
'14:38:18.271	3,26 kV	4,46 kV	4,47 kV
'14:38:18.271	3,26 kV	4,46 kV	4,47 kV
	Fase A	**Fase B**	**Fase C**
	Generador 1		
'14:47:58.28	9,984 kV	9,901 kV	9,932 kV
'14:47:57.96	5,424 kV	7,083 kV	5,799 kV
'14:47:57.86	6,163 kV	7,773 kV	6,327 kV
Generador 2			
'14:38:51.28	5,376 kV	7,175 kV	5,823 kV
'14:38:51.26	5,376 kV	7,175 kV	5,823 kV
'14:38:51.16	5,998 kV	7,759 kV	6,276 kV

Anexo 2

Registro de eventos SR 750

			Corriente (A)			Tensión (kV)			
5/14/2010	'11:40:21	Pickup:Phase AB - PhaseInstan OC 1	2658	3168	633	4,46	4,12	5,72	6,37
5/14/2010	'11:40:21	Pickup: Phase B - Bus Undervoltage 1	1878	2319	477	4,81	4,53	5,89	7,23
5/14/2010	'11:40:21	Trigger Trace Memory	1878	2319	477	4,81	4,53	5,89	7,23
5/14/2010	'11:40:21	Control: Phase AB - Phase Directional Is Reverse	1878	2319	477	4,81	4,53	5,89	7,23
'05/14/2010	'11:40:21	Dropout: Bus Undervoltage 1	669	1002	594	5,24	5,52	5,49	9,26
'05/14/2010	'11:40:21	Dropout: Phase Directional Is Reverse	669	1002	594	5,24	5,52	5,49	9,26
5/14/2010	'11:40:20	Pickup: Phase AC - Phase Instantaneous OC 1	3291	678	2757	4,00	5,70	4,29	8,82
5/14/2010	'11:40:20	Pickup: Phase AC - Bus Undervoltage 1	2754	525	2325	4,50	5,83	4,44	9,41
5/14/2010	'11:40:20	Pickup: Phase AC - Bus Undervoltage 1	2754	525	2325	4,50	5,83	4,44	9,41

Anexo 3

Registro del evento del relé SR 750

			Corriente (A)			Frecuencia (Hz)
4/20/2011	**10:41:6.981**	**On - Output Relay 2 / Desconex. Breaker.**	**66**	**66**	**69**	**58,60**
4/20/2011	10:41:6.980	Operate - Underfrequency 1	66	66	69	58,60
4/20/2011	10:41:6.836	Off - Output Relay 8 / Alarma del 1T	12	13	12	58,64
4/20/2011	10:41:6.743	On - Output Relay 8 / Alarma del 1T	29	29	27	58,74
4/20/2011	10:41:6.742	Dropout - Underfrequency 1	29	29	27	58,74
4/20/2011	**10:41:6.674**	**Operate - Underfrequency 1**	**37**	**39**	**36**	**58,86**
4/20/2011	**10:41:6.645**	**On - Logic Input 8 / 67 ó 32 SR-750**	**39**	**39**	**35**	**58,92**

Anexo 4

Registro de eventos SR 750

		Corriente (A)			Tensión (kV)			Frecuencia (Hz)
'05/27/2011	Trigger Data Logger	1734	1713	1032	4,84	5,08	5,05	59,87
'05/27/2011	Trigger Trace Memory	1734	1713	1032	4,84	5,08	5,05	59,87
'05/27/2011	Trip: Phase AB – Phase Instantaneous OC 1	1734	1713	1032	4,84	5,08	5,05	59,87
'05/27/2011	Pickup: Phase A – Phase Instantaneous OC 1	1893	903	1014	5,31	5,71	5,28	59,91
'05/27/2011	Trigger Trace Memory	1737	924	834	5,40	5,78	5,35	59,95
'05/27/2011	Control: Phase AC – Phase Directional Is Reverse	1737	924	834	5,40	5,78	5,35	59,95