



INSTITUTO SUPERIOR MINERO-METALÚRGICO.

Dr. Antonio Núñez Jiménez.

Facultad de Metalúrgia Electromecánica.

Departamento de Eléctrica.

Trabajo de Diploma

En opción al Título de Ingeniero Eléctrico.

Título:

Cálculo de ajustes en lazo de 110 kV de la subestación de Mayabe para situaciones críticas del sistema.

Autor:

Yoanney Ramírez Pérez.

Tutores:

Ing. Carlos A Sánchez Ayón.

Ing. Adol Hernández Rojas.

2011

Año 53 de la Revolución.

Declaración de autoridad

Nosotros Diplomante: Yoanney Ramírez Pérez.

Tutores: Ing. Carlos A Sánchez Ayón

Ing. Adol Hernández Rojas

Autor de este trabajo de diploma titulado: ***Cálculo de ajustes en el lazo de 110 kV de la subestación de Mayabe para situaciones críticas del sistema***, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, lo cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

(Diplomante)

(Tutor)
Ing. Carlos A Sánchez Ayón

(Tutor)
Ing. Adol Hernández Roja

Pensamiento

La batalla económica constituye hoy, más que nunca, la tarea principal y el centro del trabajo ideológico de los cuadros, porque de ella depende la sostenibilidad y preservación de nuestro sistema social.

Gral. Ejército Raúl Castro Ruz.

Dedicatoria

Este trabajo de diploma está dedicado a mi mamá, mi papá, que tanto esfuerzo y sacrificio han hecho por tal de alcanzar mis metas propuestas, a mi familia de forma general por todo el apoyo incondicional que me brindaron en este período de inmensos contratiempos, a mis tutores y maestro que contribuyeron a la realización de esta investigación.

Yoanne Ramírez Pérez.

Agradecimiento

A mi padre y mi madre quienes me educaron y se han sacrificado para que me convierta en un profesional útil a la sociedad.

A mi abuela que me aconsejo toda mi vida para que no tome el camino equivocado.

A mi primo Yonny que siempre me ha apoyado para cualquier problema o contra tiempo.

A mis tías que me dieron su apoyo cuando estuve becado.

A mi hermano Yannel que compartimos todos nuestros problemas.

Al Ing. Orlando Ernesto Parra Infante por toda su colaboración en el desarrollo de la investigación.

A mis tutores Carlo A Sánchez Ayón y Adol Hernández Roja, quienes siempre me guiaron en la formación técnica y de amplios conocimientos científico para trabajos futuros.

A todas las personas que creyeron en mí y me exhortaron a seguir trabajando cuando me daba por vencido.

A todos Muchas Gracias.

Resumen

Este trabajo consiste en el análisis de las protecciones de la subestación (SE) de Mayabe ante una falla en la SE de Holguín 220 kV. Dejando sin energía eléctrica a un gran número de clientes de las SE de Güirabo y Holguín 110 kV. Teniendo en cuenta los criterios de ajuste de relés de impedancia y sobrecorriente para líneas de transmisión y herramientas de software utilizados por Unión Nacional Eléctrica (UNE), se validaron las protecciones para la situación crítica establecida en el sistema, obteniéndose resultados importantes para la propuestas de reajustes en las protecciones. Se realizó una factibilidad económica de la investigación tomando como referencia intervalos de interrupciones preestablecidos y diferentes costos de generación de Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

Abstract

This work has to do with the analysis about the protection of the substation in Mayabeque which faces a fault in the substation located in Holguin 220 kV. The municipalities of the Guirabo and Holguin 110 kV were left without electrical power due to this fault. The protections were valued for the critical situation in the system obtaining relevant results for the proposal of readjustment. This was carried out taking into account the criteria about the relays of Impedance and Overcurrent for transmission line and software tools used by the National Electric Union. An economical analysis was developed having as a reference some intervals about the preestablished interruption and different cost while generating electricity of the National Electric System.

Índice

Introducción General.....	I
Situación problémica.....	II
Problema:.....	II
Hipótesis:	II
Objetivo General:.....	II
Objetivos específicos:	II
Objeto de estudio.	II
Campo de acción.....	II
Tareas.	III
Capítulo 1. Marco teórico.....	4
1.1 Introducción.	4
1.2 Protecciones en lazos de transmisión.	4
1.2.1 Coordinación de las protecciones en líneas de transmisión.	6
1.3 Criterios de ajuste para protecciones en líneas de transmisión.....	8
1.4 Fallas en líneas de transmisión.	8
1.5 Descripción del software utilizado.....	8
1.6 Protección de distancia para líneas de transmisión.....	9
1.6.1 Principio de operación del relé de Impedancia.....	9
1.6.2 Funcionamiento práctico (P441).	11
1.6.3 Protección P441 para fallas entre fases	12
1.6.4 Protección P441 para fallas a tierra.	13
1.6.5 Bloqueo contra oscilaciones potencia o antipenduleo.....	14
1.7 Protección de sobrecorriente para líneas de transmisión.	16
1.7.1 Principio de funcionamiento del relé de sobrecorriente.	16
1.7.2 Protección de sobrecorriente direccional P143.....	19
1.7.3 Protección P143 para fallas entre fases.	19

1.7.5 Protección P143 para fallas a tierra.	21
1.7.6 Principio de operación.	22
1.8 Conclusiones Parciales.....	23
Capítulo 2. Validación de las protecciones y métodos de reajustes para las condiciones preestablecidas en el sistema eléctrico.	24
2.1 Introducción.	24
2.2 Metodología de la Investigación.	24
2.3 Descripción del problema.	25
2.3.1 Descripción de la avería en tiempo real.....	29
2.4 Validación del relé P143 para la situación crítica en el Sistema.	30
2.4.1 Introducción de datos al software y determinación de los niveles de cortocircuito.	30
2.4.2 Determinación de los regímenes de máxima, media y mínima del SEN para la futura validación de la protección P143 para las condiciones crítica del sistema.	34
2.4.3 Obteniendo los coeficientes de seguridad (K_{seg}) y de sensibilidad (K_{sen}) para régimen de generación <i>máximos-mínimos y medio</i>	37
2.5 Validación del relé P441 para la situación crítica del sistema.....	44
2.5.1 Análisis del ajuste actual del relé P441.	45
2.6 Análisis de las variantes a implementar para el correcto funcionamiento de la protección fundamental con el relé P441.....	48
2.6.1 Métodos de reajustes del relé P441.....	48
2.6.2. Cálculos para el cambio del grupo de ajuste.	51
2.7 Conclusiones parciales.	54
Capítulo 3. Valoración Económica.....	55
3.1 Introducción.	55
3.1 Análisis económico de las demandas en las SE implicadas.....	55
3.3 Tiempo de interrupción al usuario (TIU) en fracciones de tiempo.....	56
3.4 Resultado Económico.	56
3.5 Impacto Social.	57
3.6 Conclusiones Parciales.....	58
Conclusiones.....	59
Recomendaciones.	60



Bibliografía.....	61
Anexo	63

Introducción General.

Desde el triunfo de la revolución cubana el país invierte recursos en el continuo mejoramiento del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), para beneficio del pueblo y hacia todos los lugares de difícil acceso de nuestro territorio. Para ello nos servimos de dispositivos de protección de última generación como los fusibles, interruptores automáticos y diversos tipos de relés.

En las redes eléctricas pueden ocurrir diversos acontecimientos que dificultan el buen servicio de electricidad brindado a la sociedad, para ellos el SEN cuenta con una serie de dispositivos de protección destinados principalmente a minimizar los daños y afectar el menor número de clientes posibles.

Las líneas de alto voltaje o líneas de transmisión son muy necesarias para transferir corriente eléctrica a grandes distancias, como consecuencias las perdidas en las líneas suelen ser despreciables. Este proyecto centra su atención en recrear unas determinadas condiciones para un fallo en lazo de 220 kV de la provincia de Holguín, lo que trae consigo un exhaustivo análisis para la solución del problema.

Para esto nos apoyamos en una vía alternativa capaz de brindar servicio eléctrico a los clientes afectados mediante el lazo de 110 kV de la SE de Mayabe. Debe cerciorarse ante todo que las protecciones del My-102 estén bien ajustadas evitando más interrupciones innecesarias.

Para el desarrollo de este trabajo se cuenta con bibliografía actualizada de los criterios de ajustes de las protecciones de Impedancia y Sobrecorriente en líneas de transmisión. Se validaran los ajustes actuales de las protecciones del My-102 para la situación crítica planteada. También se cuenta con herramientas de software observando el comportamiento de las redes en distintos regímenes de generación, métodos de reajustes de las protecciones garantizando un funcionamiento óptimo de las mismas.

Cada hora sin servicio de fluido eléctrico a circuitos donde el número de clientes es considerable al igual que su demanda, el SEN deja de recadar importantes sumas de dinero, por lo que es de vital importancia realizar un estudio Técnico-Económico de la avería así como de la solución empleada.

**Situación problemática.**

Han ocurrido fallas en la SE de Holguín 220 kV, en la que se ha tenido que brindar servicio a los clientes de la SE de Güirabo y Holguín 110 kV a través del lazo de 110 kV de la SE de Mayabe sin un previo análisis de las protecciones implicadas, para los nuevos regímenes del sistema (SEN).

Problema:

La necesidad de validar y ajustar las protecciones del lazo de 110kV de la SE de Mayabe para la condición crítica mencionada.

Hipótesis:

La validación y ajuste de las protecciones del lazo de 110 kV de la SE Mayabe permitirá dar un servicio a sus clientes con seguridad para el SEN.

Objetivo General:

Implementar ajustes en las protecciones del lazo de 110 kV de la SE de Mayabe para transferir energía hacia las SE Güirabo y Holguín 110 kV de modo seguro para el SEN.

Objetivos específicos:

- Búsqueda de bibliografía actualizada referido a relés de impedancia y sobrecorriente en líneas de transmisión de 110 kV.
- Validar los ajustes de las protecciones de la SE de Mayabe para las condiciones críticas del sistema.
- Implementar propuestas de variantes para la solución del problema.
- Estudio de la factibilidad técnico-económica del proyecto.

Objeto de estudio.

Esta centralizado en los *criterios de ajustes en líneas de transmisión*.

Campo de acción.

Cálculo de ajustes en líneas de transmisión.



Tareas.

- Establecer vínculos docentes con técnicos de la Empresa Eléctrica Provincial de Holguín con el objetivo de entrevistar a técnicos y especialista en protecciones eléctrica.
- Realizar una investigación referente al objeto de estudio y de los sistemas de protección en él implementados.
- Realizar simulaciones a través de herramientas de software para diferentes regímenes del SEN y determinar la propuesta que mejor se ajusta.
- Realizar un análisis técnico económico de la solución propuesta.

Capítulo 1. Marco teórico.

1.1 Introducción.

En el presente capítulo se exponen perspectivas de desarrollo encaminando todo el estudio al análisis de las características del relé de distancia P441 y el relé de sobrecorriente P143, así como algunas funciones de trabajo. Para ello se hará énfasis en los distintos tipos de fallas que pueden ocurrir en las líneas de transmisión, resaltando el funcionamiento de las componentes simétricas y asimétricas. También se conocerán los criterios de ajustes para líneas de transmisión de 110 kV necesarios para tener un buen ajuste de las protecciones como es el relé de distancia o impedancia y el relé de sobrecorriente.

1.2 Protecciones en lazos de transmisión.

Cada instalación eléctrica en servicio puede estar expuesta a defectos eléctricos. Se trata en la mayoría de los casos de cortocircuitos, pero también de defectos a tierra, de sobretensiones y sobrecargas. Las protecciones eléctricas no son más que dispositivos cuya finalidad como su nombre lo indica es desconectar tan rápido como sea posible y necesario, la parte del sistema eléctrico que está averiada.

Los dispositivos de protección datan de siglos pasados aunque no es hasta inicios del siglo XX (1900-2000) que cobran mayor auge es decir que poseen ya más de 70 años, a lo largo de los cuales se han realizado grandes evoluciones con la utilización de la tecnología.

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 “Elementos de Protección”.

Considerando sólo por el momento el equipo de protección contra fallas cortocircuitos. Hay dos grupos de dicho equipo: uno que llamaremos protección **primaria**, y otra de protección de **respaldo**. La protección primaria es nuestra primera línea de defensa, mientras que las de la protección de respaldo sólo operan cuando falla la protección primaria. [5-10]

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 elementos de la protección. En ocasiones, estos elementos 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 elementos de tiempo definido y elementos de tiempo inverso, porque generalmente en los segundos, el tiempo tiene relación inversa al nivel del parámetro que mide.

La localización de las protecciones es variable, pero por lo general está situada en el lugar donde enlaza con el elemento que le sirve de alimentación.

Las averías en el SEN son inevitables, es por eso que toda instalación eléctrica debe estar provista de una serie de protecciones que la hagan segura, debido a que su misión es realizar la desconexión de la parte dañada tan rápido como sea posible. Logrando la diferenciación adecuada entre un régimen de avería intolerable y un régimen transitorio permisible por muy severo que este sea. [1]

Las anomalías de la red siguen siendo prácticamente las mismas, pero las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías deben de hacernos modificar todos los fenómenos derivados de las perturbaciones en el sistema eléctrico, para hacer el mejor uso y aplicar nuevas técnicas en la selección y detección de las fallas. Se deben tener en cuenta tres principios básicos de las protecciones [5]:

- Todas las fallas deben considerarse como transitorias.
- Si la falla es permanente, se debe desconectar (eliminar) la falla.
- Se debe desconectar la menor parte del circuito.

Existen aspectos fundamentales a tener en cuenta en el diseño de un sistema protección en el SEN tabla 1.1. (Ver anexo1).

Tabla 1.1. Aspectos para diseñar un sistema de protección.

• Selectividad	➤ Confiabilidad
• Sensibilidad	
• Velocidad	
• Coordinación	
➤ Económico	

1.2.1 Coordinación de las protecciones en líneas de transmisión.

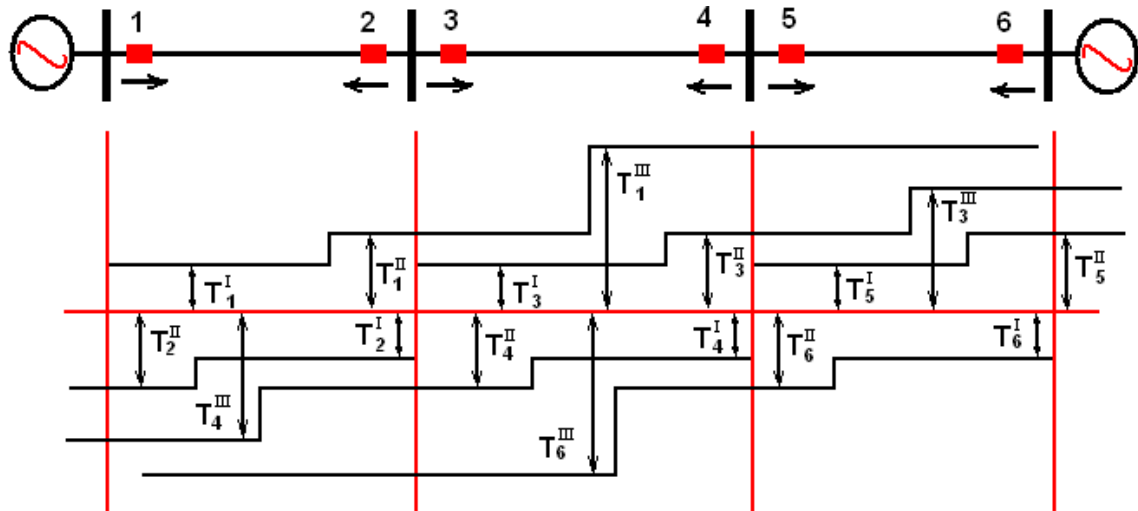


Figura 1.1 Se representa el funcionamiento de las protecciones de distancia direccionales.

Como se muestra en la figura 1.1 se puede apreciar se cumple ciertas normas de coordinación en el funcionamiento de las protecciones. Las protecciones poseen un tiempo de operación instantáneo. La temporización de las zonas que le prosiguen se ajusta para coordinar con el tiempo de despeje de las zonas 1 de las líneas adyacentes y su valor se establece añadiendo algunos milisegundos dependiendo de algunos aspectos como son:

- Tiempo de funcionamiento de la zona 1 de la protección adyacente más lenta.
- Tiempo de corte del interruptor asociado.
- Tiempo de reposición de los elementos de medida de la zona de protección afectada.
- Margen de seguridad.

En la práctica la segunda zona de la protección se ajusta a un mínimo de 200 milisegundos (ms) y en ocasiones cuando se desconoce la dispersión efectiva de tiempos, se utiliza un intervalo selectivo convencional. [12]

La tercera zona de operación tiene una temporización que se determina de acuerdo al mismo principio que la zona 2, salvo que aquí la coordinación se efectúa con relación al tiempo de eliminación más largo en la zona 2. Los valores convencionales de ajuste se



sitúan en el intervalo 400 a 600 ms. Teniendo en cuenta en todos los casos la protección más lenta de las líneas adyacentes.

Es bueno notar que las zonas de la protección pueden variar según las exigencias de la línea o las condiciones que se produzcan en el sistema.

Con una buena coordinación de las zonas se logra un buen funcionamiento de las protecciones, logrando que trabajen en cadena y así poder detectar la falla y solo sacar de servicio la zona afectada.

Para la realización de esta operación hay que tener en cuenta una serie de pasos generales de coordinación de las protecciones.

Pasos generales de coordinación de las protecciones.

- Poseer la información necesaria del Sistema Eléctrico a proteger, indicando las características de los elementos del sistema en el diagrama unifilar.
- Determinar los valores máximos de carga, de acuerdo a la capacidad nominal del circuito protegido.
- Calcular las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los puntos del sistema que sean importantes para la coordinación.
- Recopilar y seleccionar información técnica sobre los equipos de protección existentes o que se instalarán en el sistema eléctrico, entre ellas las curvas características de tiempo-corriente de cada dispositivo de protección.
- Ubicar y seleccionar las características y rango de ajustes de los equipos de protección para que cumplan con las exigencias básicas del circuito a proteger y las normas existentes para tal fin.
- El proceso de coordinación debe realizarse desde la carga hacia la fuente, en los sistemas radiales.
- Realizar la coordinación, es decir, escoger las características de operación y ajuste de los dispositivos de protección de modo que exista selectividad.

Nota:

Un sistema incorrectamente protegido no tendrá calidad, sin importar si ha sido correctamente diseñado y que se esté siendo explotado de forma óptima.

1.3 Criterios de ajuste para protecciones en líneas de transmisión.

Centraremos nuestro estudio en los relés de Impedancia y de sobrecorriente, como protección principal y de respaldo respectivamente. Enfocando los criterios para lazos de 110kV, veremos principalmente los coeficientes que ahí que tener en cuenta para los ajustes en las diferentes etapas. (Ver anexo 2).

1.4 Fallas en líneas de transmisión.

Los tipos de fallas que se pueden encontrar tanto en líneas de transmisión como de distribución, son las fallas transversales y longitudinales.

- Las fallas longitudinales comprende la apertura de una o dos fases del sistema eléctrico de potencia (SEP). (Ver anexo 3).
- Las fallas transversales. (Ver anexo 4).

1.5 Descripción del software utilizado

A principios de la década de los 60 en la Unión Nacional Eléctrica (UNE) se explotaba un Analizador de Redes de la General Electric, con prestaciones limitadas en cuanto al número de los elementos del sistema eléctrico de potencia a modelar: generadores, barras, líneas (incluyendo transformadores) y las cargas; para realizar estudios de flujo de carga, cortocircuitos y estabilidad transitoria.

A partir de 1998 se explota en la UNE el programa Power System Explorer (PSX) o Tabulador Matemático Excel. El programa de estabilidad transitoria de este paquete de programas permite, ante diferentes perturbaciones simples o simultáneas, observar gráficamente o por tablas los resultados propios de la estabilidad transitoria. Permite además simular la automática contra averías, sistemas de excitación y los reguladores de velocidad de las unidades generadoras instaladas en el SEN.

El PSX es un paquete integrado que incluye los siguientes módulos:

- Flujo de carga.
- Flujo de carga óptimo.
- Cortocircuito.
- Estabilidad.

El PSX ha sido diseñado con una configuración general para operar sobre Windows-95 o Windows XP. Este introduce un diseño gráfico el cual permite la construcción de un diagrama lineal en forma rápida y simple. La impresión puede realizarse en forma gráfica o tabulada de acuerdo a como se desee. Este software constituye uno de los programas oficiales UNE. [1]

1.6 Protección de distancia para líneas de transmisión.

La protección de distancia debe considerarse cuando la protección de sobrecorriente 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 aumentar la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para las fallas en el extremo de la zona. Los relés distancia están en tendencia creciente a emplearlos en la falla a tierra.

1.6.1 Principio de operación del relé de Impedancia.

Las protecciones se han desarrollado con el de cursar del tiempo. En la actualidad la era digital se ha introducido en la construcción de las protecciones en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), la protección P441 es claro ejemplo de ello.

El relé de distancia o impedancia básicamente esta censando continuamente parámetros de tensión y de corriente.

$$Z_r = \frac{V_r}{I_r} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Donde:

$Z_r \rightarrow$ impedancia medida por el relé.

$V_r \rightarrow$ tensión medida por el relé.

$I_r \rightarrow$ corriente medida por el relé.

Funciona de la siguiente manera, se le suministran datos de la línea que se desea proteger como son reactancia y resistencia. Estos mismos datos son análogamente analizados en la característica con la que dicho relé trabajara. Entre algunas de las características se encuentra la de impedancia, MHO, elíptica y cuadrilateral figura 1.2.

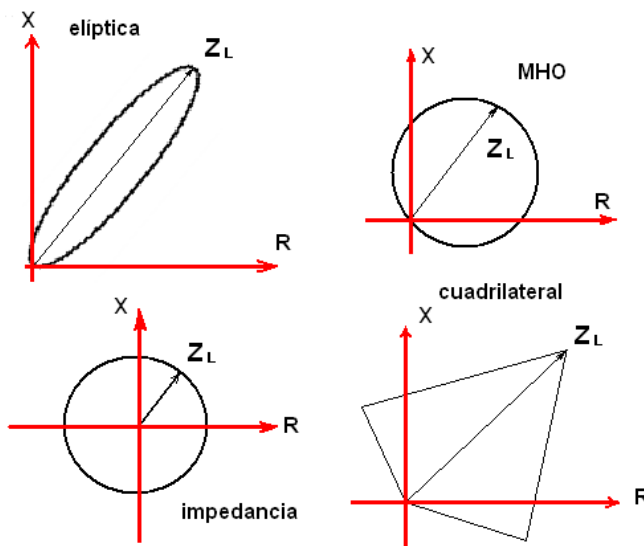


Figura 1.2. Característica de algunos tipos de relés.

Las líneas de transmisión eléctrica poseen un carácter inductivo por lo tanto la zonas de operación de las protecciones direccionales se encuentran por lo general en el primer cuadrante del diagrama de resistencia contra reactancia (**R-X**) figura 1.3.

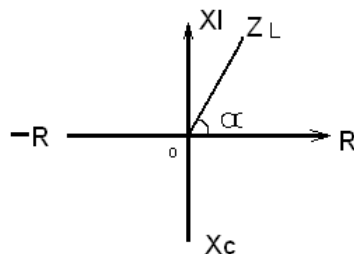


Figura 1.3. Representación de la impedancia de línea en un plano complejo.

Los datos de tensión del relé son obtenidos a través de la bobina de voltaje que es alimentada desde el transformador de voltaje de la línea o con más frecuencia del bus que alimenta la línea y los datos de corriente son recogidos por la bobina de corriente es alimentada desde el transformador de corriente conectado a la línea protegida.

Al ocurrir una falla en la línea protegida el modulo de impedancia de la misma varía ya que los parámetros de tensión y corriente se alteran. El rango de la impedancia de cortocircuito (**Z_{cc}**) o avería puede caer en la zona de protección instantánea (**Z₁**) o de

respaldo (Z_2 , Z_3), la protección operara enfriando la línea que se quiere proteger [12-15].

1.6.2 Funcionamiento práctico (P441).

El relé P441 es un dispositivo de protección de impedancia direccional y posee cierta variedad de funciones. Se puede trabajar en el hasta con 5 zonas de trabajo. La característica de trabajo con que opera es cuadrilateral, la misma es muy eficiente para detectar fallas. Aunque la protección es direccional se puede programar para detectar fallas en sentido inverso o (back-up).

Como se muestra en la figura 1.4 al presentar los datos en la gráfica de la línea que se desea proteger, se le traza una línea perpendicular denominada característica de la unidad direccional. Paralelo a la impedancia de la línea (Z_L) se trazan rectas en el eje R , tanto en la parte de (+R y -R), convergiendo en un valor determinado en el eje X . Se puede elegir varias zonas de operación dependiendo del criterio de ajuste del usuario. El relé consta de 5 zonas.

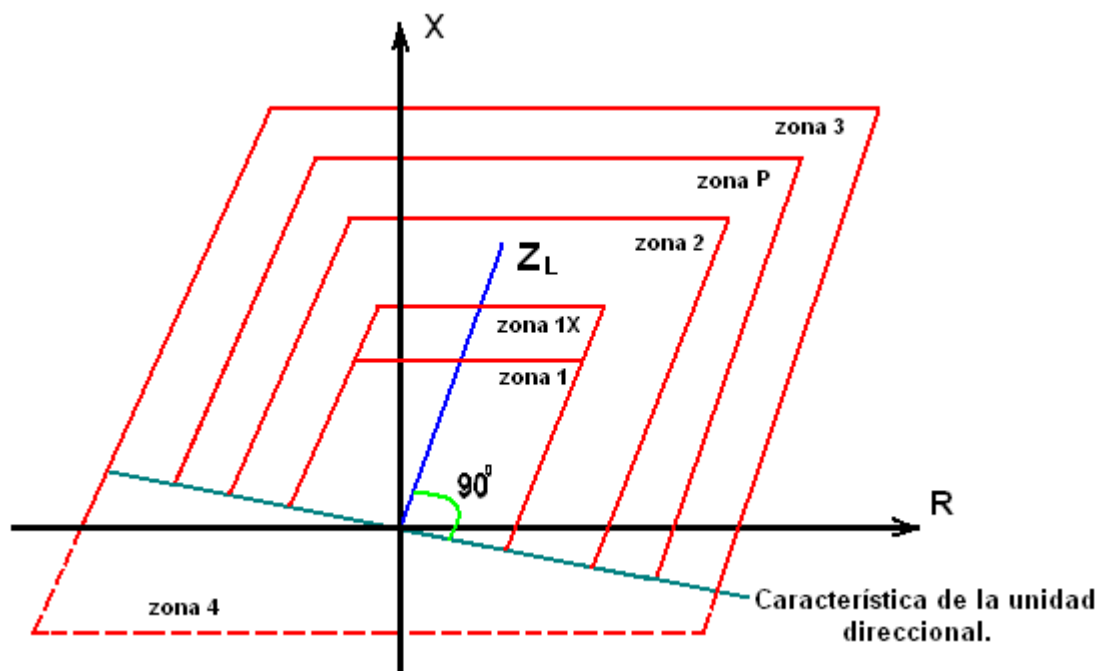


Figura 1.4. Zonas de operación del relé P441.

- Zonas 1, 2 y 3: zonas hacia delante convencionales.
- Zona P: zona programable hacia adelante o hacia atrás.
- Zona 4: zona hacia atrás. Las zonas 3 y 4 definen un conjunto de zonas hacia adelante o hacia atrás.

Entre las muchas funciones del relé P441 se encuentra la protección para fallas entre fases y fallas a tierra [7-10-12-16].

1.6.3 Protección P441 para fallas entre fases.

El equipo P441 posee un alcance resistivo de fase (R_{fs}) que puede ajustarse de forma independiente del alcance reactivo figura 1.5. Por otra parte un alcance resistivo diferente puede ajustarse separadamente para cada zona. Debe notarse que las zonas 3 y 4 comparten el mismo alcance resistivo.

La R_{fs} debe ajustarse para cubrir la máxima resistencia de arco entre fases manteniéndose siempre por debajo de la característica de carga del elemento que protege.

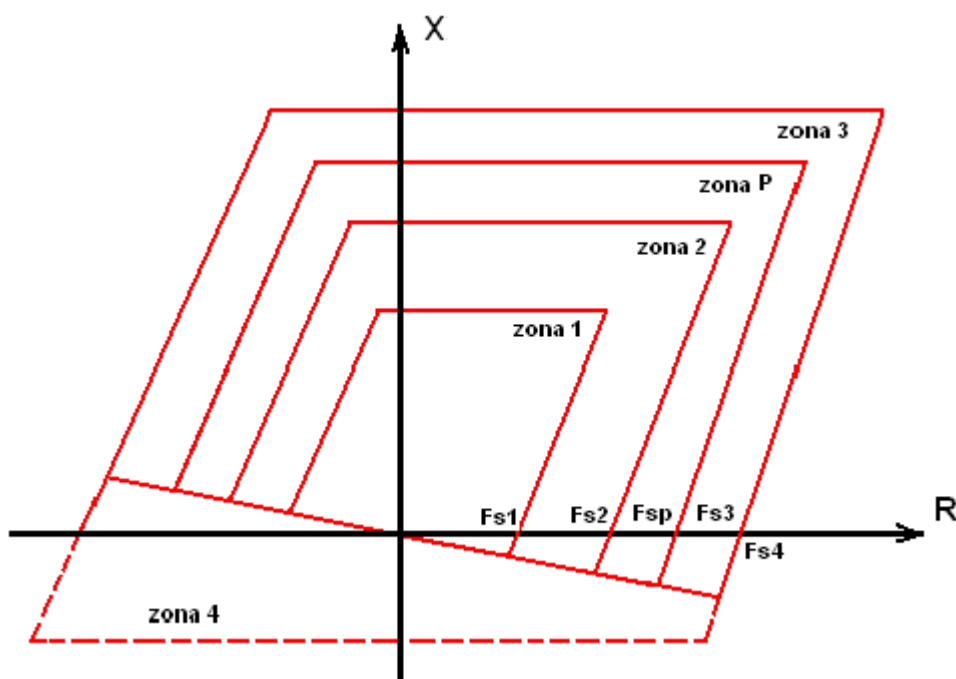


Figura 1.5. Diferentes zonas de ajustes del relé contra fallas de fase.

En la práctica para evitar el disparo intempestivo de Z_3 y Z_4 con sobrecarga del factor de potencia ($\cos\phi$) igual a 0.8, se ajustara el alcance R_{fs3} y R_{fs4} a aproximadamente el 50% de la carga nominal expresada en ohm (Z_{carga}). Se verificara que la resistencia de arco (R_a) entre bien en las características de disparos en Z_1 con referencia de datos atener en cuenta reflejados en la tabla 1.2. [2-3-16].

$$R_a < R_{fs} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

$$\frac{3}{4} * R_{fs} < 0.6 * |Z_c| \quad \text{Ecuación 1.3}$$

$$R_a = (28710 \times L) / I_F^{1.4} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Donde:

I_f → intensidad mínima de defecto (Amperes).

L → distancia entre conductores (metro).

Para determinar

Tabla 1.2 de valores típicos

Distancia entre conductores (m)	Tension entre fases (kV)	$I_f = 1 \text{ kA}$	$I_f = 5 \text{ kA}$	$I_f = 10 \text{ kA}$
2	33	3.6Ω	0.4Ω	0.2Ω
5	110	9.1Ω	1.0Ω	0.4Ω
8	220	14.5Ω	1.5Ω	0.6Ω

1.6.4 Protección P441 para fallas a tierra.

Para grandes resistencias de falta puede ocurrir que no arranque el elemento de protección de distancia. Si este riesgo existe deberá utilizarse una protección direccional de falla a tierra (DEF (Directional Earth Fault)) funcionando en un esquema con comunicación.

El alcance resistivo de los elementos de tierra (R_T) debería, al menos idealmente ajustarse para cubrir la resistencia máxima de falta a tierra. La resistencia de falla es un término compuesto de la resistencia de arco y de la resistencia de puesta a tierra por pilón. Figura 1.6 [2-3-16].

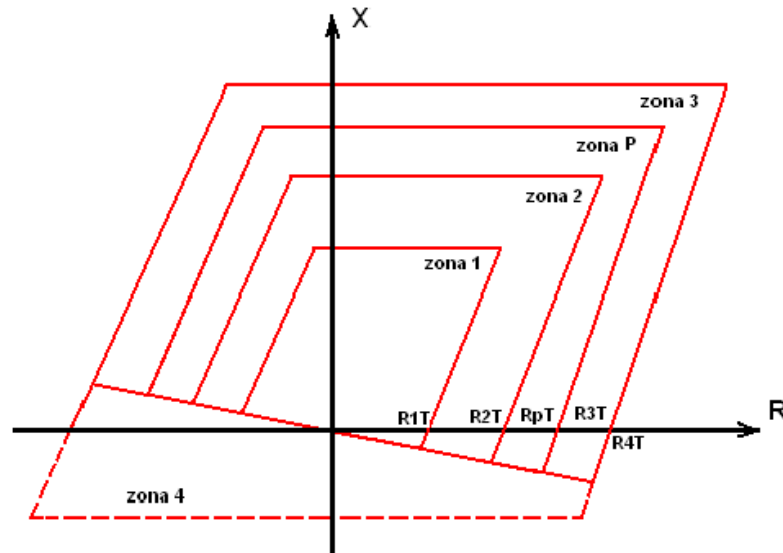


Tabla 1.6. Diferentes ajustes para fallas a tierra.

1.6.5 Bloqueo contra oscilaciones potencia o antipenduleo.

Las oscilaciones de potencia pueden producirse por perturbaciones en la red que aparecen cuando se elimina una falla anormalmente prolongada. En efecto, cuando diferentes grupos generadores alimentan un cortocircuito no se inyecta potencia activa en la red lo que se traduce en una reducción brutal del par resistente en los ejes de los alternadores. El cierre de las válvulas de admisión de las turbinas no puede hacerse con la velocidad necesaria y se produce un efecto de embalamiento. Cuando se elimina el cortocircuito las diferentes fuentes se reacoplan pero con un cierto desfase. La resincronización de las máquinas (si aún se está a tiempo) se va a traducir en intercambios de potencia activa denominados '**pénduleos**', que se caracterizan en el plano de impedancias por un punto que se desplaza casi paralelamente al eje de las R . La muy baja frecuencia de oscilación constituye el criterio característico de detección del fenómeno de pénduleo. Si las correspondientes coordenadas en X (reactancia) son inferiores a X_4 , se producirá el arranque de los elementos de distancia e incluso en disparo instantáneo si el punto de impedancia pasa por la zona 1. Según el plan de protección del sistema de potencia y también según la ubicación del equipo en la red podrá decidirse el bloqueo o no del disparo de la protección con las oscilaciones de potencia.

El funcionamiento del elemento por oscilaciones de potencia PSB (**Power Swing Blocking**) es de la siguiente manera.

Se selecciona en el menú para bloquear cualquier protección de zona (incluyendo el funcionamiento con comunicación) o para simplemente proporcionar una señalización de oscilación de potencia. La detección de oscilación se realiza midiendo la velocidad de variación del punto de impedancia dentro de una banda definida en ΔR (variación de la resistencia) y en ΔX (variación de la reactancia) como se representa en la figura 1.7.

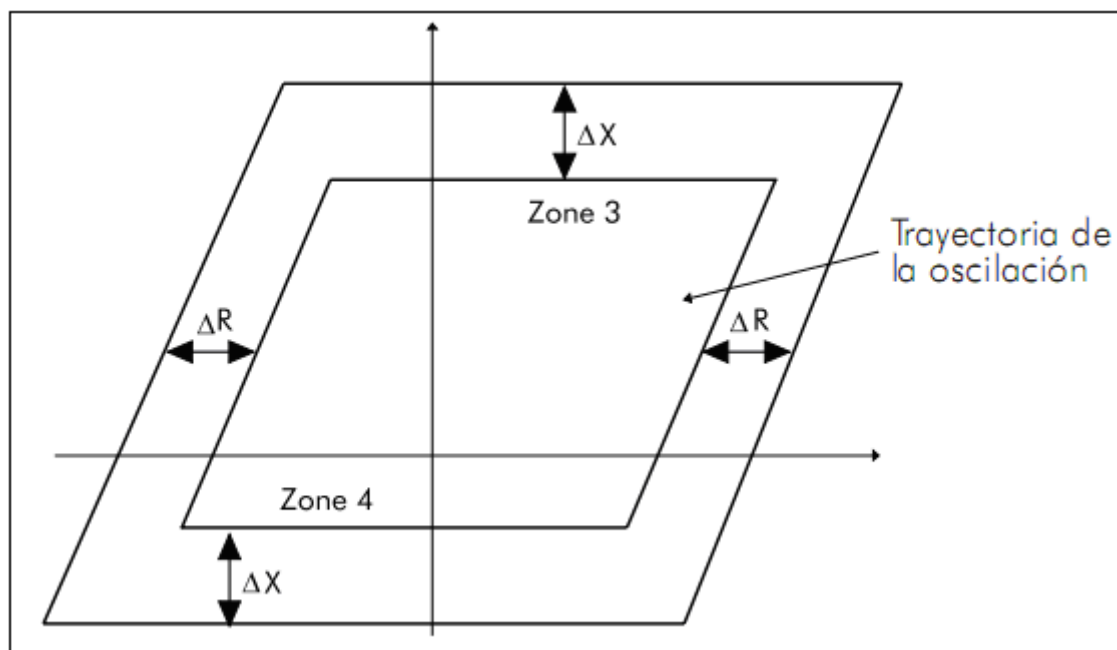


Figura 1.7. Bandas de detección de péndulo.

Cuando se produce un cortocircuito en una zona vigilada por la protección, el punto de impedancia que caracteriza la falla atraviesa rápidamente la banda de detección. Por el contrario, cuando la variación de la impedancia observada se debe a una oscilación de potencia esta no podrá ser instantánea. Además, las oscilaciones son fenómenos simétricos que afectan a las tres fases.

Así la red protegida será declarada en oscilación de potencia si:

- El fenómeno afecta a las tres fases.
- El punto de impedancia invierte al menos 5 ms/50 Hz o 4,16 ms/60 Hz para atravesar la banda y ΔR y penetrar en la característica de disparo (definida convencionalmente Z3 y Z4).
- Las anchuras de banda ΔR y ΔX se ajustan típicamente entre 10 y 30% del alcance resistivo de fase (R3Ph).

Al detectar estos aspectos en el comportamiento del sistema la protección operara. Es bueno destacar que esta función puede ser desactivada en el P441 dependiendo de la característica de la línea.

El equipo P441 permite la selección independiente de las zonas que serán o no bloqueadas [7].

1.7 Protección de sobrecorriente para líneas de transmisión.

En líneas de transmisión es muy común utilizar los relés de sobrecorriente como protección principal o de respaldo. Estas protecciones se caracterizan por ser más baratas con respecto a la de distancia y de simple uso. Son las que más cambios o reajustes necesitan debido a las condiciones cambiantes del SEN.

1.7.1 Principio de funcionamiento del relé de sobrecorriente.

Como se muestra en la figura 1.7 el relé de sobrecorriente¹ para fallas internas (K_1), es decir dentro de la línea principal de protección **AB** debe operar lo más rápido posible. Esto se le conoce como protección instantánea o característica de tiempo definido.

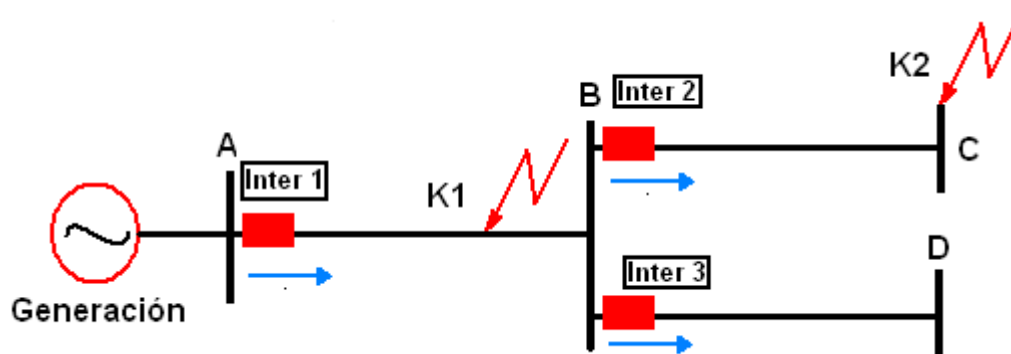


Figura 1.7. Funcionamiento de relés de sobrecorriente direccionales ante fallas en el sistema

El relé 1 en caso de cortocircuito K_2 en las líneas adyacentes **BC**, como muestra la debe dar tiempo a que las protecciones de dichas líneas actúen. El relé 1 operaría como respaldo con ligero retardo de tiempo con respecto a las protecciones adyacentes, esta característica de operación se le conoce como tiempo inverso.

Tiempo definido.

Esta característica le permite al relé de sobrecorriente interrumpir el servicio de manera instantánea cuando la corriente de servicio (I) supera la corriente de ajuste (I_{aj}).

No operación.

$$|I| < |I_{op}| \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Operación.

$$|I_{op}| < |I| \quad \text{Ecuación 1.6}$$

Tiempo inverso.

Al contrario de la característica de tiempo definido, esta protección permite fluir a través de él, corrientes por encima de las I_{aj} hasta un determinado tiempo antes de actuar.

La tabla 1.3 nos muestra un típico ejemplo de selección de curvas de operación figura 1.8 de un determinado relé de sobrecorriente. Para ajustar una protección en tiempo inverso hay que tener en cuenta la selección de las curvas de tiempo inverso, las mismas se clasifican en:

Tabla 1.3. Curvas de operación de un relé de sobrecorriente.

Curvas de ajuste	Clasificación	Tiempo de operación (segundos)
CO6	Mínima o definida	0.33
CO7	Moderadamente inversa	0.75
CO8	Inversa	2.5
CO9	Muy inversa	3.0
CO11	Extremadamente inversa	10.0

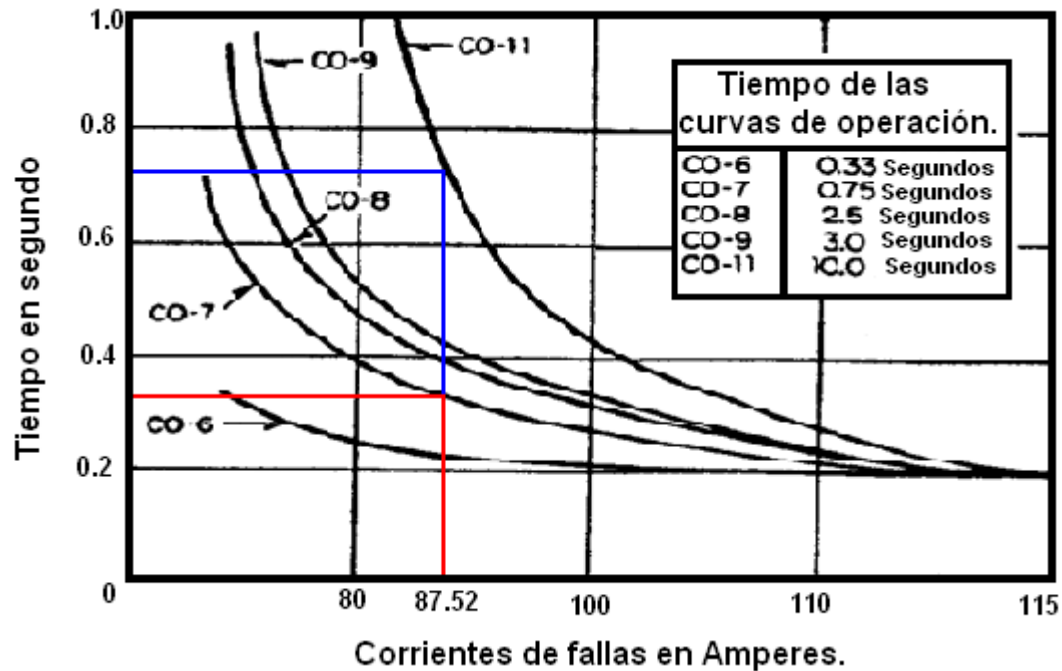


Figura 1.8. Representación de distintas curvas de operación de un relé de sobrecorriente.

Ejemplo:

$I_n = 45 \text{ A}$

$I_{sm} = 50 \text{ A}$

Donde:

$I_n \rightarrow$ corriente nominal.

$I_{sm} \rightarrow$ corriente de servicio máximo.

Como se muestra en la gráfica para una corriente nominal igual a 45 A, por la protección fluye una corriente de falla igual a 87.52 A. El relé detecta esta magnitud de sobrecorriente y como el dial está ajustado para la curva **CO11** actuará con tiempo de retardo similar a 0.73 segundo, pero si el relé está ajustado para **CO7** entonces el tiempo de demora es de 0.33 segundo.

Obsérvese que la segunda curva de operación actuará 2.21 veces más rápido que el primer ajuste, por lo que el tiempo real de operación disminuye con el aumento de la intensidad de falla. Por lo que se deduce que el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de intensidad, por ese motivo se le conoce como protección de tiempo inverso.

Cada curva representa un ajuste diferente del dial (regulador) de la protección. Por lo general las protecciones de sobrecorrientes para líneas de transmisión vienen especificadas en los datos de chapa, si la unidad es del tipo inverso, muy inverso o extremadamente inverso. Se recomienda utilizar la curva **CO6** para líneas cortas o cuando hay problema de coordinación. También usar **CO11** cuando se va a coordinar con fusibles. Las mejores curvas para sistemas de lazos son **CO8, CO9 y CO11** [10-13-14].

Para la coordinación de los relés de sobrecorriente en líneas de transmisión se tienen en cuenta ciertos aspectos.

- Determinar la localización de los fallos críticos y los valores de corriente.
- Comenzar por el relé más alejado de la fuente.
- Coordinar por parejas. Se entra a las con las corriente en el punto donde está el relé primario y se calcula el tiempo de operación de éste.
- Se adiciona el intervalo de tiempo en dicho punto.
- Se selecciona con el arranque del relé de respaldo la curva de éste.

1.7.2 Protección de sobrecorriente direccional P143.

El relé P143 es dispositivo de funcionamiento digital de última generación. Veremos su comportamiento en este caso para líneas de transmisión. El mismo se alimenta a través de un TI (transformador de corriente) conectado a la línea que se desea proteger y un TP (transformador de tensión) conectado al bus que alimenta la línea o conectado a la misma línea.

Esta protección cuenta con varias funciones de trabajo capaces de responder a las diferentes variantes de falla que puedan aparecer en el sistema, donde centraremos nuestro estudio en la función de protección para fallas de fases y tierra [13-16].

1.7.3 Protección P143 para fallas entre fases.

Como se puede observar en la fig. 1.9, las protecciones de sobre corrientes en líneas de transmisión están conectadas en estrella alimentándose de sus respectivos TP y TI. Esta protección se hace presente cuando se desea detectar la direccionalidad de las fallas trifásicas y bifásicas aisladas. Las mismas operan de la siguiente manera.

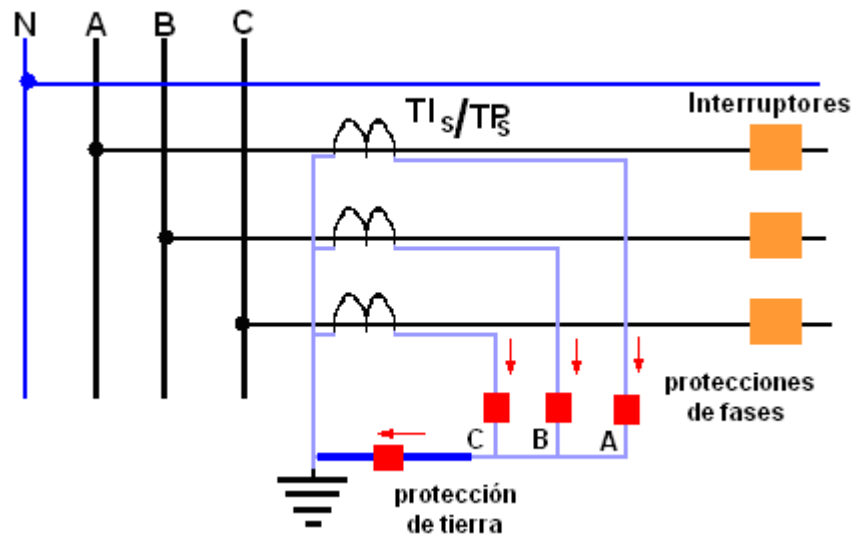


Figura 1.9. Representación de protecciones de sobrecorriente en líneas de transmisión. Tomaremos de ejemplo de la fase A de la figura 1.10 para este tipo de protección. La tensión en cada fase posee un desfase de 120° , con sus respectivas corrientes (I). Para establecer una buena protección en la fase se toma como referencia un vector el cual no varíe para fallas en la fase **A**. Se obtienen los vectores V_{cb} y V_{bc} . Por lo general se toma V_{bc} , debido que para fenómenos de cortocircuito I_{Acc} tiende a desplazarse hacia este vector de referencia. No obstante para ofrecer el carácter direccional de la protección se desplaza entre 30° y 45° a V_{bc} obteniéndose V'_{bc} . Estos ángulos se denominan ángulos de máxima sensibilidad. Cuando ocurre una falla de fase cualquiera con valores anormales de corriente y dentro de la dirección preestablecida, la protección operara según los ajustes de la misma [2-3-6-16].

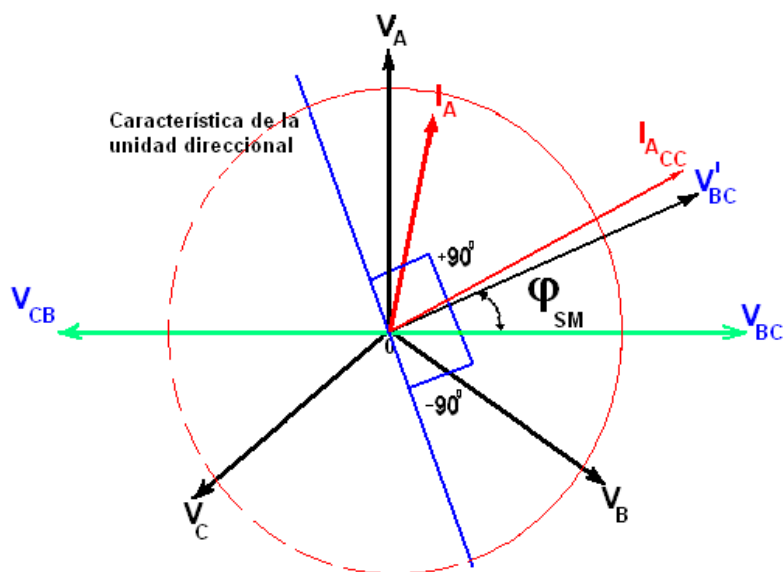


Figura 1.10. Representación del funcionamiento de la protección de fase de un relé de sobrecorriente.

1.7.5 Protección P143 para fallas a tierra.

Para un sistema eléctrico con neutro habrá un cuarto relé de sobrecorriente denominado relé de tierra o residual. Se encarga de la protección para fallas monofásicas y bifásicas a tierra. Detecta la suma de las tres intensidades de fase, es decir la corriente de desequilibrio adecuadamente transformada por la relación de transformación de los TI. Esta protección se hace necesaria ya que la protección de fase solo opera para valores de sobrecorrientes muy por encima de la intensidad de carga o nominal, entonces las protecciones de fases deben permitir para fallas de bajo nivel se mantenga en el sistema. Pero esta protección no necesita ajustes altos, ya que no censa altas corrientes sino la intensidad de desequilibrios debido a cualquier desequilibrio de las cargas.

Por ejemplo en un sistema balanceado se cumple que la intensidad que detecta para un funcionamiento normal será aproximadamente igual a cero, como se muestra en la tabla. Pero en condiciones anormales la intensidad residual de la protección será distinta de cero. Tabla 1.4.

Tabla 1.4 Norma de operación de un relé de sobrecorriente contra fallas a tierras.

Funcionamiento normal del sistema.	$\sum 3I_A = I_A + I_B + I_C \approx 0$
Funcionamiento anormal del sistema.	$\sum 3I_A = I_A + I_B + I_C \neq 0$

Este tipo de protección puede ser ajustado para corrientes por debajo de los parámetros normales de carga. Para fallas monofásicas a tierra aunque sea de bajo nivel el relé de tierra detectara intensidad y operara. En condiciones normales del sistema el relé siempre detectara una corriente de desequilibrio ya que la carga no esta nunca perfectamente equilibrada. Por consecuente es necesario ajustarlo por encima de la intensidad de desequilibrio máxima prevista, esto puede ser hasta un 25% de la intensidad de carga normal. [6-16]

1.7.6 Principio de operación.

Esta protección detecta valores de tensión de secuencia cero figura 1.11, por lo general se toma como referencia la componente negativa de la misma. Debido a la falla la corriente se desplazara 90° en atraso con respecto a la tensión.

Por consiguiente se elige un ángulo de máxima sensibilidad de acuerdo a las características del sistema y se traza la unidad direccional. Esto permite detectar cuando la falla es hacia delante y si está dentro de los parámetros de protección para poder operar [2-3-6].

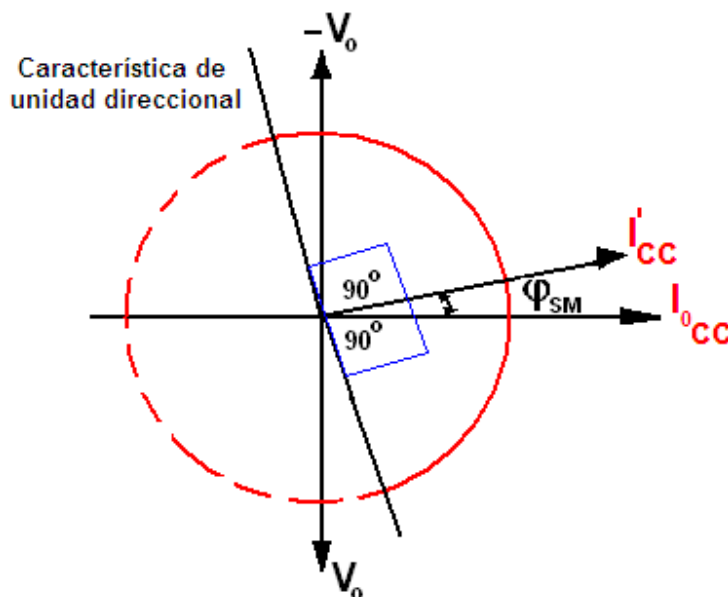


Figura 1.11. Funcionamiento de un relé contra fallas a tierra.

1.8 Conclusiones Parciales.

En este capítulo se hace referencia a los antecedentes teóricos empleados en la investigación, atendiendo a líneas de transmisión y los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir en ellas, especialmente en el lazo de 110 kV. Así como los criterios de ajuste de las protecciones de distancia (P441) y sobrecorriente (P143), recalcando el principio de funcionamiento de ambas protecciones y el software implementado en la investigación.



Capítulo 2. Validación de las protecciones y métodos de reajustes para las condiciones preestablecidas en el sistema eléctrico.

2.1 Introducción.

Este capítulo abarca la metodología utilizada para la realización de la investigación. Resalta una breve reseña acerca de la descripción del problema teniendo como objetivo la validación de los relés P441y P143 a través de análisis, cálculos y simulaciones representadas. También están presentes las posibles propuestas a implementar para la eficiencia de las protecciones ante la situación crítica establecida.

2.2 Metodología de la Investigación.

En el desarrollo de este trabajo fue necesaria aplicar una metodología investigativa. La misma consta de varios métodos.

Método Teórico:

Dentro de este método se encuentra:

- Histórico-Lógico:

Se recogieron datos actualizados a partir del 2011 en distintas subestaciones respecto a las demandas máximas y mínimas de la SE Güirabo y Holguín 110 kV, de las líneas de transmisión pertinentes de la investigación para el objeto de estudio.

- hipotético-deductivo:

Fue empleado para la elaboración de la hipótesis de esta investigación, la cual será examinada y demostrada por la investigación realizada. Además la hipótesis planteada permitirá deducir la solución del problema planteado.

Método Empírico:

Dentro de este método están presentes los métodos:

- Entrevista:

A partir de encuentros y entrevistas con técnicos y expertos en protecciones eléctricas de la Empresa Eléctrica de Holguín se conoció diferentes métodos de reajustes de las



protecciones implicadas en el objeto de estudio. También se intercambiaron criterios respecto a las protecciones en líneas de transmisión y el campo de acción de la investigación con especialistas de la Unión Nacional Eléctrica (UNE) profesores del Ministerio de Educación Superior.

- Experimental:

Se manipularon régimen de generación en software como el PSX para observar el comportamiento de las redes eléctricas esenciales para la investigación y posible corrección de errores, también para implementar nuevas propuestas de reajustes en la SE de Mayabe.

2.3 Descripción del problema.

Como se puede observar en la figura 2.1 está el lazo de 110 kV de forma generalizada, abarca desde la SE de Nicaro hasta SE de Holguín 110 kV. En el lazo de 110 kV se encuentran conectado la SE de Nicaro, Nipe, el grupo Fuel de Felton, la SE de Cueto, Mayabe, Güirabo y Holguín 110 kV. Conectado al lazo de 220 kV se encuentran la SE de Nicaro, Cueto y Holguín 220 kV tabla 2.1. Las tres SE aportan al lazo de 110 kV.

Tabla 2.1. Transformadores que aportan al lazo de 110 kV a través de lazo de 220 kV.

SE	Transformadores	S (MVA)
Nicaró	1	63.0
Cueto	1	125.0
Holguín 220	2	125

A lo largo de la línea de transmisión ahí diferentes tipos de conductores tabla 2.2.

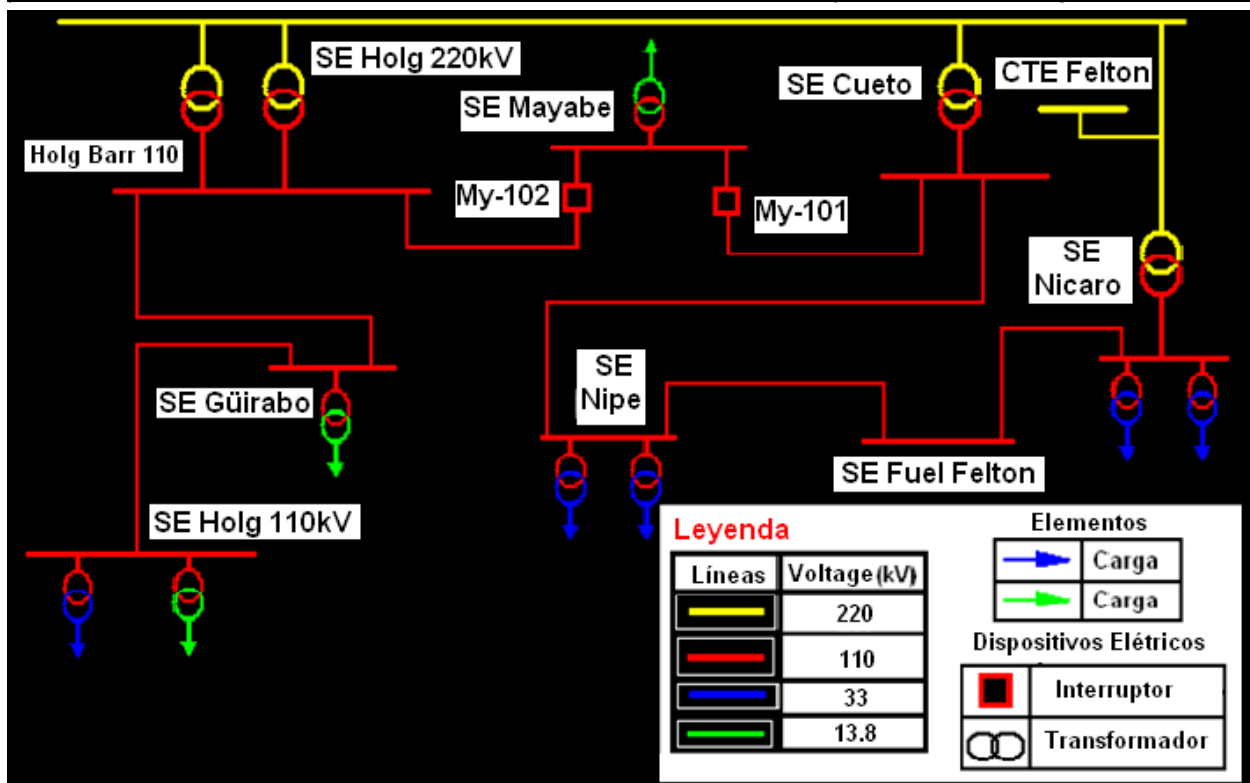


Figura 2.1. Esquema general del lazo de 110 kV que pasa por la subestación de Mayabe.

Tabla 2.2 Característica de los conductores en el lazo de 110 kV de Holguín hasta Nicaro.

Línea	Longitud (Km)	Tipos de conductor
Nicaró-Felton	13.037	AWG 4/0
Felton-Nipe	36.315	AWG 4/0 AAAC-285
Nipe-Cueto	22.900	AC-150 AC-185
Cueto-Mayabe	42.873	AC-150 AC-185 AAAC-200
Mayabe-Güirabo	12.014	AAAC-200 AC-150 AC-200
Güirabo-Holguín	8.316	AC-150

El conductor de menor capacidad de transferencia de energía es el AC-150, permite una transferencia de 56.9 MW, con aire puede transferir hasta 70.78 MW. El conductor



AC-185 permite entre 76 y 80 MW, el conductor AAAC-200 permite una transferencia de energía de hasta 101 MW.

Se busco información sobre aquellos transformadores que están conectados al lazo de 110kV brindando servicio a diferentes localidades y municipios, y si poseen Baterías de grupo Electrógenos Diesel. Tabla 2.3 y 2.4.

Tabla 2.3. Transformadores conectados al lazo de 110 kV brindando servicio a diferentes consumidores.

SE	Transformadores	Tensión de trabajo	Capacidad Instalada (MVA)
Nicaro	2	110/33 kV	25 (cada 1)
	1	220/110 kV	63
Fuel Felton	3	7/110 kV	25 (cada 1)
Nipe	2	110/33 kV	25 (cada 1)
Mayabe	1	110/13.8 kV	25
Güirabo	1	110/13.8 kV	25
Holguín	2	110/33 kV 110/13.8 kV	25 (cada 1)

Tabla 2.4. Grupos de Baterías conectadas al lazo de 33kV apoyando el aporte del lazo de 110kV.

Grupos de Baterías	Máxima Generación (MW)	Generación al 75%
1-Nicaró (Diesel)	15.104	11.328
3-Felton (Fuel)	60	45
2-Nipe (Diesel)	30.208	22.656
1-Holguín 110 kV (Diesel)	15.104	11.328

En la figura 2.1 están las protecciones direccionales del lazo de 110 kV de la SE de Mayabe, My-101 y My-102. Haciendo especial énfasis en las protecciones de distancia (relé P441) y de sobrecorriente (relé P143) del My-102 figura 2.2, ya que al presentarse la avería en la subestación de 220 kV de Holguín se le dará servicio a Güirabo y Holguín 110 kV a través del lazo 110 kV de la subestación Mayabe.



Figura 2.2. Protección P441 de distancia y P143 de sobrecorriente.

El enlace con la barra de la SE Güirabo, posee una protección diferencial instantánea en el transformador de 25 MVA, y otras en la baja del mismo. El tiempo más lento de operación en la SE de Güirabo es de **1.5 segundos** en parte de arriba del mismo. En la SE de Holguín 110 kV ocurre algo similar a la SE de Güirabo, se tiene presente dos transformadores de 25 MVA cada uno, cuentan con protecciones diferenciales que operan instantáneamente, consecuentemente en la baja de cada transformador se encuentran instaladas protecciones adicionales. El tiempo más lento de operación en la SE de Holguín 110kV es de **2.5 segundos**.

Como se muestra en la tabla 2.5 está reflejada la demanda en barras de Güirabo y Holguín del año 2011 hasta el mes de abril.

Tabla 2.5. Demanda en las Barra de 110 kV de Holguín y Güirabo.

Demanda Activa (MW) en Barras				
	Min (Prom)	Max (Prom)	Min Absol	Max Absol
Güirabo	5.1	8.6	4.2	10.7
Holg 33	6.4	10.7	4.6	18.4
Holg 13.8	8.5	15.6	6.3	20.5
Demanda Reactiva (MVar) en Barras				
Güirabo	2.7	3.8	2.0	4.9
Holg 33	4.0	5.6	2.0	8.5
Holg 13.8	4.4	7.1	3.2	8.7
Demanda Aparente (MVA) en Barras				
Güirabo	5.8	9.4	4.8	11.5
Holg 33	7.5	12.1	3.6	18.4
Holg 13.8	9.6	17.2	7.4	22.1



2.3.1 Descripción de la avería en tiempo real.

Para la solución del problema es necesario analizar los hechos que conllevaron a la realización de este proyecto.

El 29 de Octubre de 2010 la SE de Holguín 220 kV se presentó una avería en la cual los dos transformadores de 125 MVA dejaron de brindar energía eléctrica a diferentes clientes de los que se encontraban la SE de Guiteras, Güirabo, Holguín 110 kV, Canela y la Caridad. Los tiempos de interrupción de los usuarios (TIU) son controlados por el Despacho de la provincia de Holguín, el TIU consiste en tres pasos.

1. El primer tiempo es en el cual los técnicos que supervisan la falla en ese momento esperan entre 20 y 30 minutos para que el sistema se reestablezca parcial o totalmente.
2. El segundo tiempo consiste en determinar los clientes de primera y segunda categoría que se le puedan dar servicio eléctrico a una pequeña parte de ellos con la ayuda de Grupos Electrónicos, debido a la experiencia del personal esto puede durar de 5 a 10 minutos.
3. El tercer tiempo se determina una vía alternativa en la que se le pueda brindar servicio eléctrico a la totalidad o gran parte de los clientes afectados, estas gestiones pueden tomar de 1 hora a 2 horas dependiendo de las condiciones existentes en el sistema.

La falla en la SE de Holguín 220 kV ocurrió a las 8:30 AM. El Despacho de la provincia de Holguín determinó darle servicio a los usuarios de la SE de Güirabo y Holguín 110 kV a través del lazo de 110 kV de la SE de Mayabe figura 2.3, para esto fue necesario habilitar la barra de 110 kV de la SE de Holguín 220 kV. No es factible brindarle servicio a los clientes de la SE de la Canela, Caridad o Guiteras ya que puede ocasionar una sobrecarga en la transferencia de algunos tramos de líneas de la SE de Cueto a la Barra de 110 kV de la SE de Holguín 220 kV (Ver tabla 2.2). Los interruptores 8830 y 8820 quedaron indisponibles para el servicio por la avería, el servicio de energía desde la SE de Mayabe a la de Güirabo y Holguín 110 kV se implementa con la manipulación de cuchillas seccionalizadoras en la barra de 110 kV de la SE Holguín 220 kV.

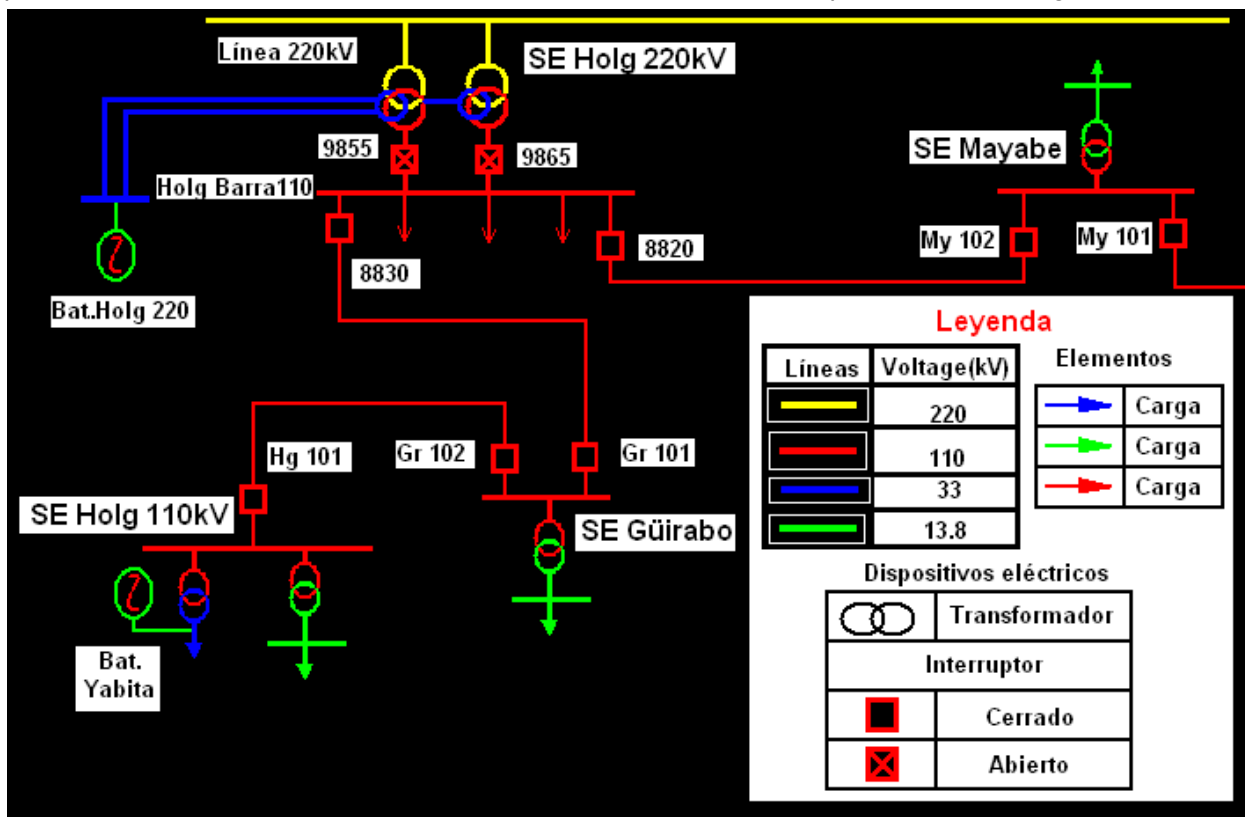


Figura 2.3. Representación del esquema radial de alimentación a los clientes de la SE de Güirabo y Holguín 110 kV.

2.4 Validación del relé P143 para la situación crítica en el Sistema.

Para la validación de la protección de apoyo P143 se apoyo en Software como el PSX.

2.4.1 Introducción de datos al software y determinación de los niveles de cortocircuito.

Utilizando el software PSX, se simula el esquema de trabajo figura 2.4, 2.5, 2.6 y se actualiza el esquema monolineal del sistema electroenergético perteneciente a la provincia Holguín. Introduciendo datos de líneas, transformador, barras, generación etc. del sistema electroenergético correspondiente a la red de transmisión y distribución de la provincia de Holguín.

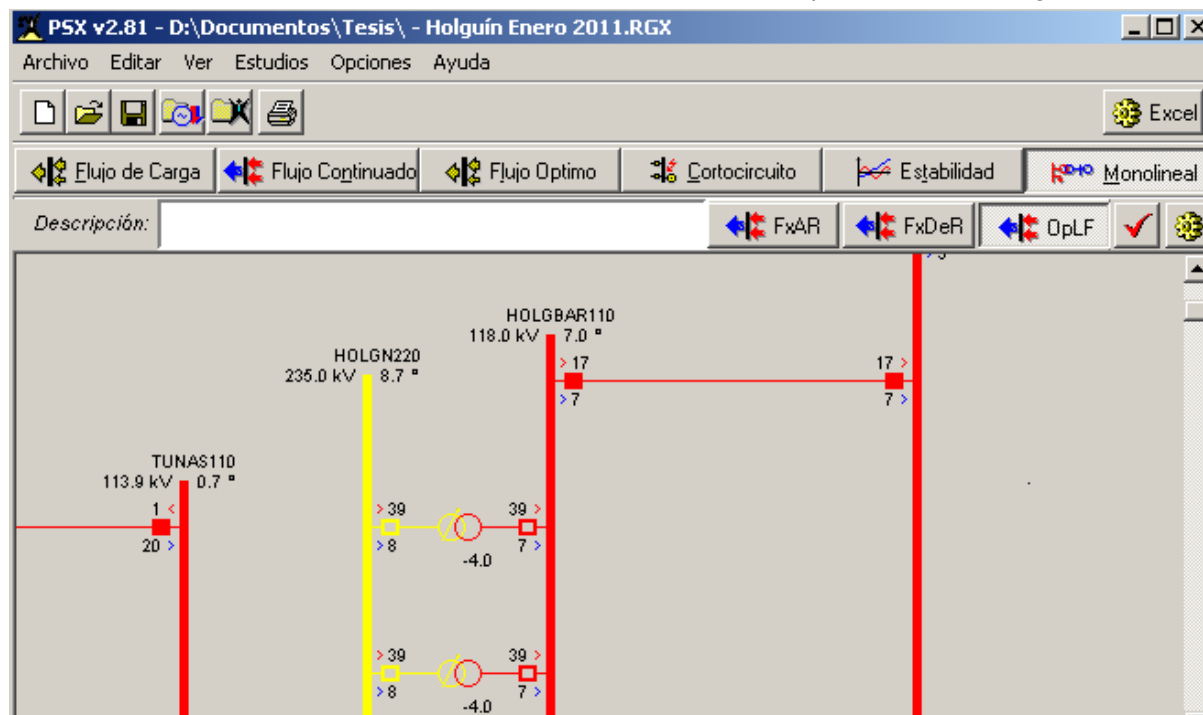


Figura 2.4. Representa los 2 transformadores de la Subestación de Holguín 220 kV en régimen de avería.

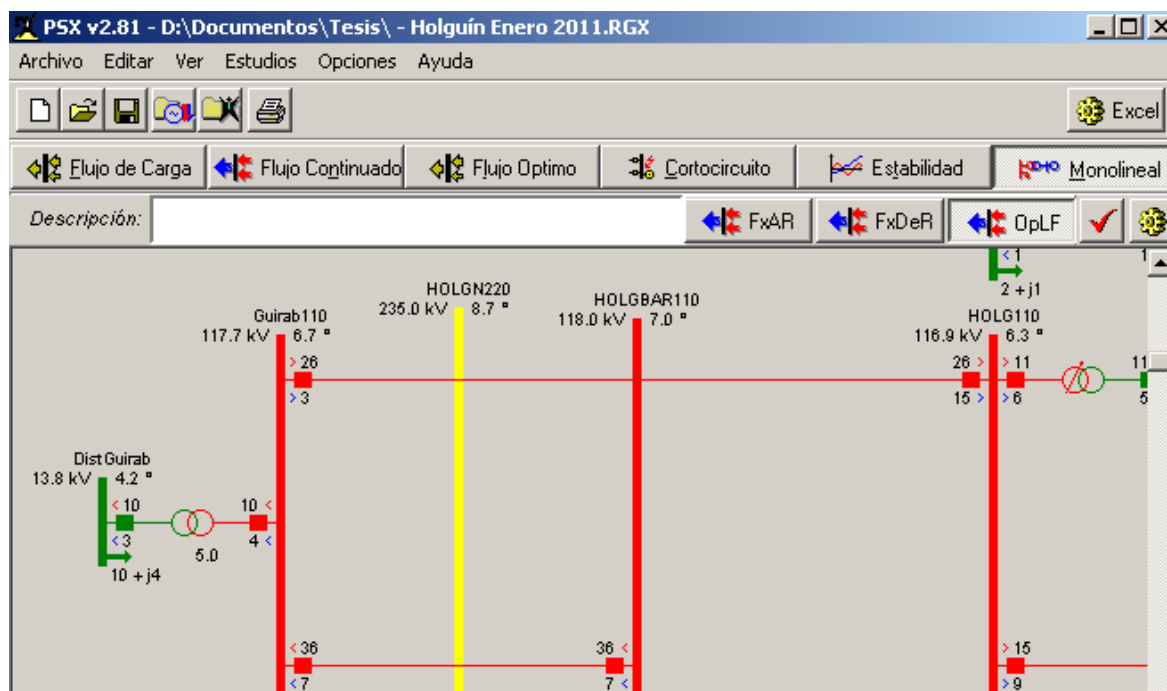


Figura 2.5. Alimentación de Güirabo por el lazo de 110 kV.

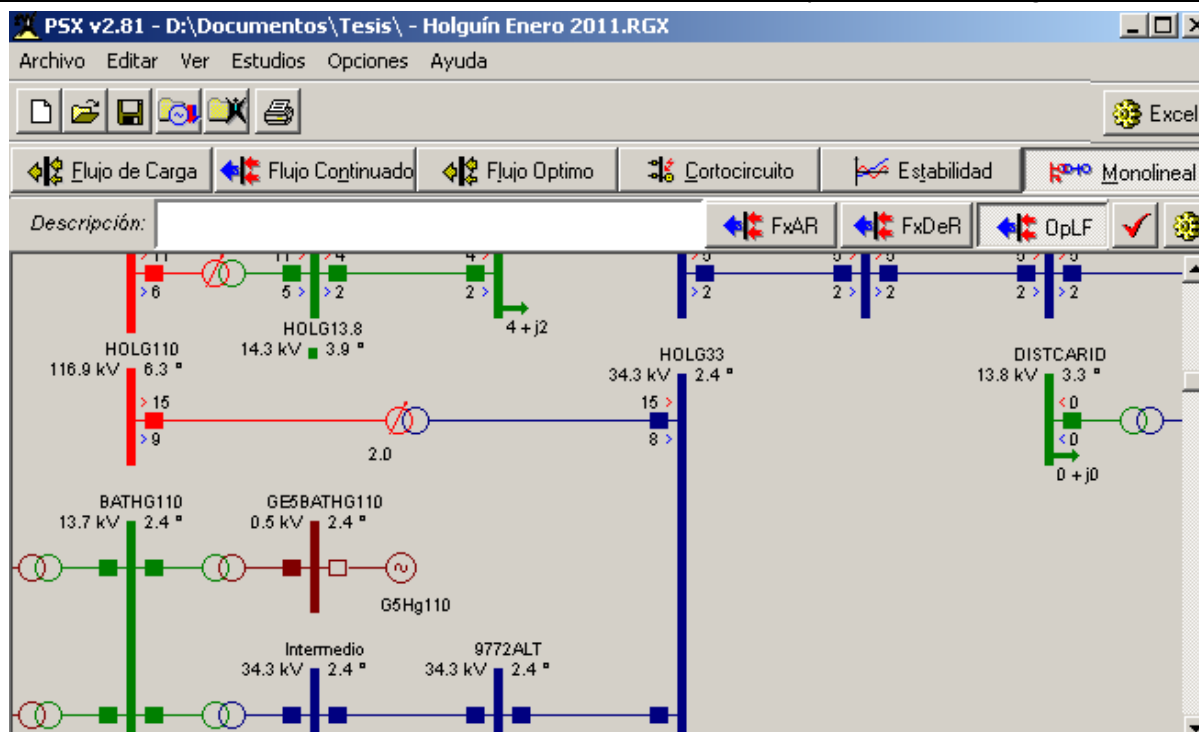


Figura 2.6. Representación de la alimentación de las barras de Holguín 33 y 13.8 kV.

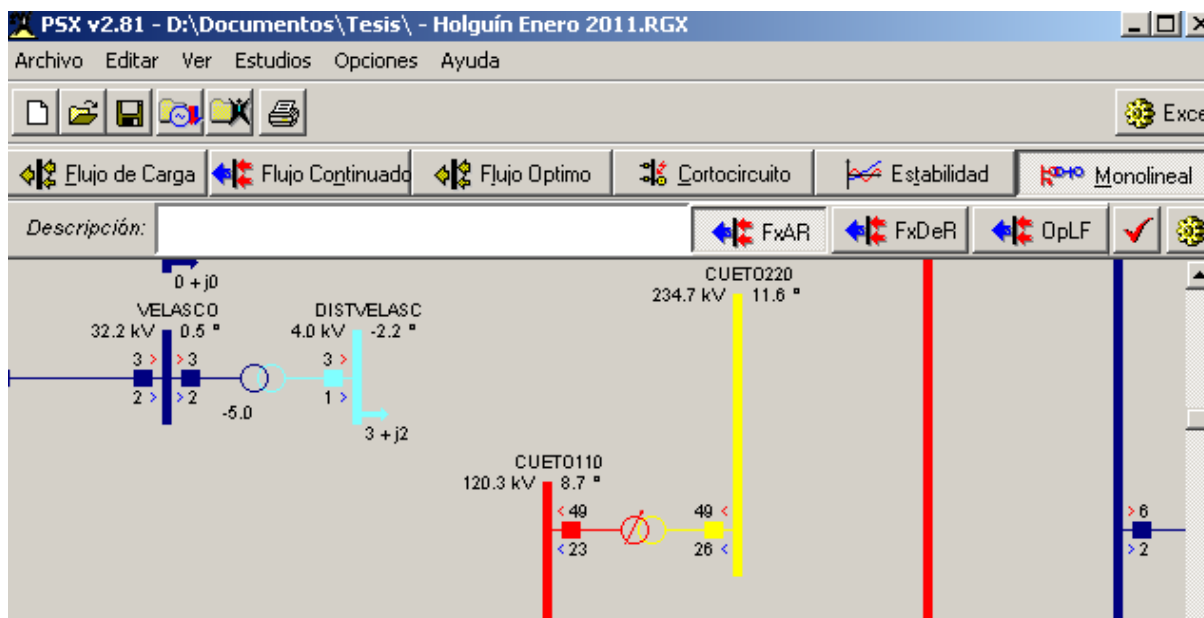


Figura 2.7. Muestra el aporte de la subestación de Cueto al lazo de 110 kV, esencial para la alimentación de los clientes de Holguín 220 kV en régimen de avería.

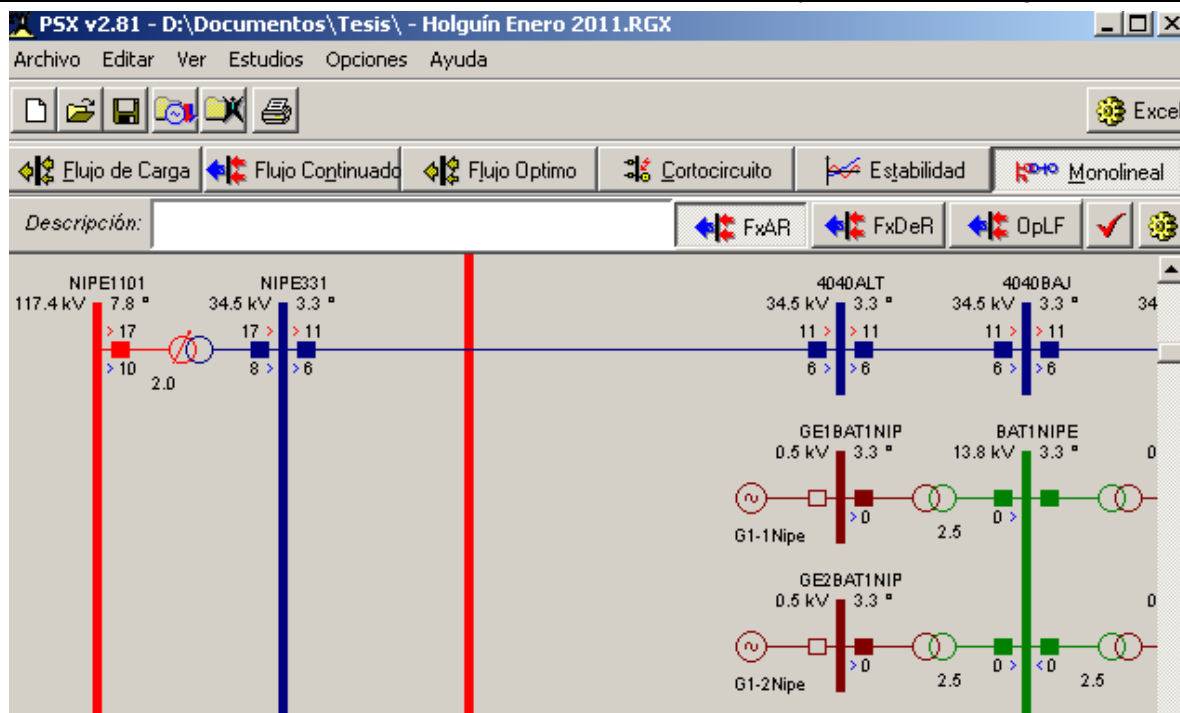


Figura 2.8. Representación de Nipe conectado al lazo de 110 kV. Muestra parte de los 2 Grupo Electrónico Fuel enlazado a Nipe 33 kV.

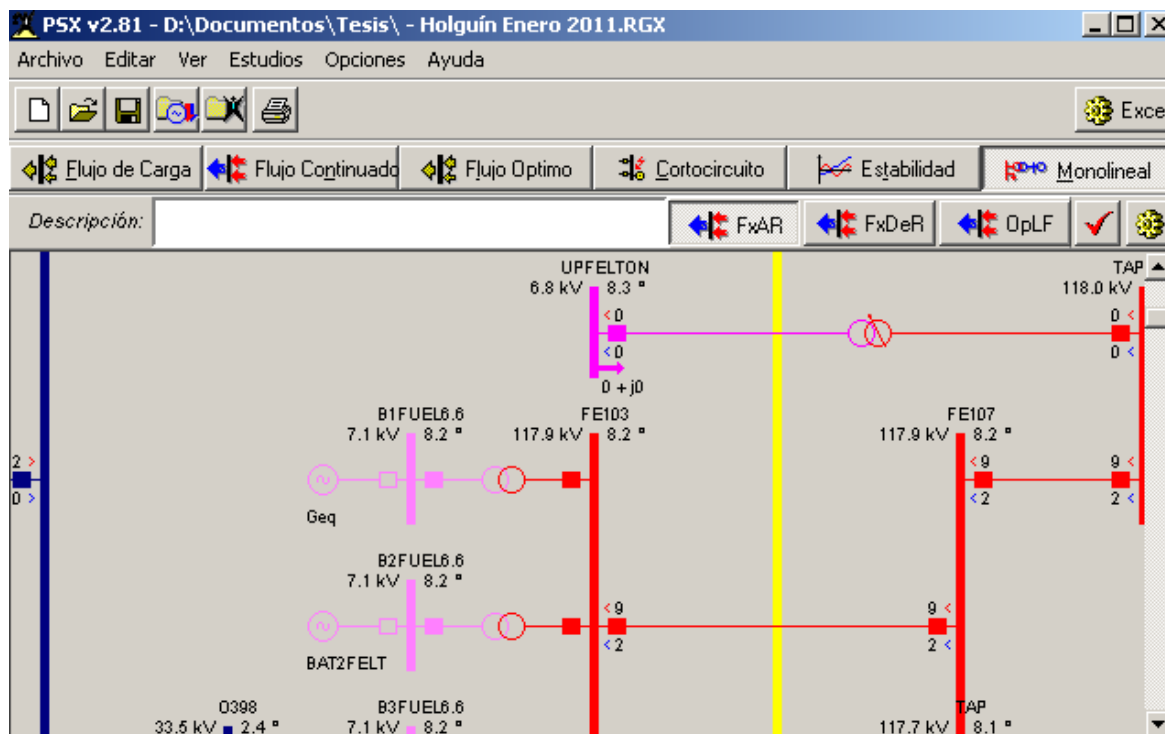


Figura 2.9. Representación del aporte al lazo de 110 kV de las 3 Baterías Fuel de Felton de 60 MW.



2.4.2 Determinación de los regímenes de máxima, media y mínima del SEN para la futura validación de la protección P143 para las condiciones crítica del sistema.

Para régimen de avería se decide darle servicio eléctrico a la SE de Güirabo y Holguín 110 kV a través del lazo de 110 kV que pasa por la SE de Mayabe. Apoyados en la herramienta de software el PSX se tomó en cuenta distintos regímenes de generación obteniéndose los niveles de cortocircuito para el posterior análisis de los ajustes del relé P143.

Descripción del régimen de máxima generación.

Para este caso se encuentra conectado:

- La Batería de Nicaro.
- Las dos Batería de Nipe.
- El grupo Fuel de Felton.
- El transformador de Cueto (220/110 kV).
- El transformador de Nicaro (220/110 kV).

Descripción del régimen media de generación.

Se encuentra conectado:

- Transformador de Nicaro (220/110 kV).
- Transformador de Cueto (220/110 kV).

Se encuentra desconectado:

- La Batería de Nicaro.
- El grupo Fuel de Felton.
- Las dos Baterías de Nipe.

Descripción del régimen de mínima generación.

Se encuentra conectado:

- Transformador de Nicaro (220/110 kV).



Se encuentra desconectado:

- La Batería de Nicaro.
- El grupo Fuel de Felton.
- Transformador de Cueto (220/110 kV)..
- Las dos Baterías de Nipe.

Utilizando el PSX se obtuvieron distintos regímenes de generación en Potencia Aparente de cortocircuito (S_{cc}). Tabla 2.6, 2.7, 2.8.

Tabla 2.6. Régimen de máxima generación en S_{cc} .

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
MAYABE	347.17	366.53	310.30	332.72
HOLGBAR11	316.70	331.33	282.57	294.01
Guirabo110	303.71	316.96	270.82	279.32
Guirabo13.8	132.88	134.63	116.51	127.61
HOLG110	295.84	304.06	263.70	259.01
HOLG13.8	131.73	132.40	115.52	123.57
HOLG33	140.89	141.17	126.43	128.26

Tabla 2.7. Régimen de media generación en S_{cc} .

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
MAYABE	291.78	287.75	260.15	225.32
HOLGBAR11	287.42	282.77	256.31	219.30
Guirabo110	276.62	272.28	246.59	211.02
Guirabo13.8	127.24	123.98	111.60	111.57
HOLG110	270.05	264.36	240.67	199.31
HOLG33	134.89	131.61	121.51	112.81
HOLG13.8	126.13	122.32	110.65	108.32

Tabla 2.8. Régimen de mínima generación en S_{cc} .

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
MAYABE	196.65	195.16	175.39	156.23
HOLGBAR11	187.11	185.52	166.86	147.37
Guirabo110	182.73	181.15	162.95	143.67
Guirabo13.8	103.46	101.28	91.03	89.86
HOLG110	179.99	177.62	160.51	138.20
HOLG13.8	102.51	99.97	90.22	87.54
HOLG33	112.78	110.45	101.89	92.99



Los resultados obtenidos se expresan en potencia aparente de cortocircuito (S_{cc}). A través de la ecuación 2.1 se obtienen los resultados en las tablas 2.9, 2.10, 2.11.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * V_{base}} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

V_{base} → tensión base igual 115 kV.

I_{cc} → corriente de cortocircuito para el lazo de 110 kV.

S_{cc} → potencia aparente de cortocircuito.

Tabla 2.9. Régimen de máxima generación en I_{cc} .

Nombre	Icc 3f (Amp)	Icc 2f-T (Amp)	Icc 2f (Amp)	Icc 1f (Amp)
Mayabe	2093,16	1842,32	1559,68	1672,37
HolgBarr110	1591,85	1665,39	1420,3	1477,8
Guirabo110	1526,56	1593,16	1361,46	1403,97
Guirabo13,8	667,9	676,7	585,62	641,41
Holg110	1487	1528,32	1325,45	1301,88
Holg33	708,16	709,57	635,48	644,68
Holg13,8	662,12	709,57	635,48	644,68

Tabla 2.10. Régimen de media generación en I_{cc} .

Nombre	Icc 3f (Amp)	Icc 2f-T (Amp)	Icc 2f (Amp)	Icc 1f (Amp)
Mayabe	1466,59	1446,34	1307,61	1132,54
HolgBarr110	1444,68	1421,31	1288,31	1102,28
Guirabo110	1390,39	1368,58	1239,45	1060,66
Guirabo13,8	639,55	623,17	560,94	560,79
Holg110	1357,37	1328,77	1209,7	1001,8
Holg33	678	659,26	610,75	567,02
Holg13,8	633,97	614,82	556,16	544,45



Tabla 2.11. Régimen de mínima generación en I_{cc} .

Nombre	Icc 3f (Amp)	Icc 2f-T (Amp)	Icc 2f (Amp)	Icc 1f (Amp)
Mayabe	988,43	980,94	881,57	785,27
HolgBarr110	940,48	932,49	838,7	740,73
Guirabo110	918,47	910,53	819,05	722,14
Guirabo13,8	520,03	509,07	457,55	451,67
Holg110	904,69	892,78	806,78	694,64
Holg33	566,87	555,16	512,13	467,4
Holg13,8	515,25	502,48	453,48	440,01

2.4.3 Obteniendo los coeficientes de seguridad (K_{seg}) y de sensibilidad (K_{sen}) para régimen de generación *máximos-mínimos y medio*.

Recopilando los datos necesarios tabla 2.12 y tabla 2.13 para la obtención de los coeficientes K_{seg} y K_{sen} . Para comprobar dichos coeficientes es necesario tener en cuenta las siguientes ecuaciones.

$$K_{seg} = \frac{I_{ajuste}}{I_{cc\max}} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

$$K_{sen} = \frac{I_{cc\min}}{I_{ajuste}} \quad \text{Ecuación 2.3}$$



Tabla 2.12. Datos específicos del régimen de máxima (valores de máxima) y mínima (valores de mínima) generación.

	Valores del Régime Máximo (Máxima)		Valores del Régime Mínimo (Mínima)	
SE	Tipos de lcc	Valores de lcc	Tipos de lcc	Valores de lcc
Mayabe	3f	2093,16	1f	785,27
Holg220Barr110	2f-T	1665,39	1f	740,73
Guirabo110	2f-T	1593,16	1f	722,14
Guirabo13,8	2f-T	676,7	1f	451,67
Holg110	2f-T	1528,32	1f	694,64
Holg33	2f-T	709,57	1f	467,4
Holg13,8	2f-T	709,57	1f	440,01

Tabla 2.13. Datos específicos del régimen de media generación, con sus respectivos valores de máxima, máxima con secuencia cero y valores de mínima.

Régimen de media geración						
	Valores de Máxima		Valores de Máxima (secuencia cero)		Valores de Mínima	
SE	Tipos de lcc	Valores de lcc	Tipos de lcc	Valores de lcc	Tipos de lcc	Valores de lcc
Mayabe	3f	1466,59	2f-T	1446,34	1f	1132,54
Holg220Barr110	3f	1444,68	2f-T	1421,31	1f	1102,28
Guirabo110	3f	1390,39	2f-T	1368,58	1f	1060,66
Guirabo13,8	3f	639,55	2f-T	623,17	1f	560,79
Holg110	3f	1357,37	2f-T	1328,77	1f	1001,8
Holg33	3f	678	2f-T	659,26	1f	567,02
Holg13,8	3f	633,97	2f-T	614,82	1f	544,45



Validando los K_{seg} y K_{sen} para los regímenes de máximo-mínimo generación en el ajustes de fase del relé P143. Tabla 2.14.

Tabla 2.14. Validación del relé P143 para los regímenes de máximo-mínimo generación en los ajustes de fase.

T_{op} (seg)	I_{ajuste} (Amp)	K	Holg220 kV Barr110 kV	Güirabo 110 kV	Güirabo 13.8 kV	Holg 110 kV	Holg 33 kV	Holg 13.8 kV
Inst.	2032	K_{seg}	1.22	1.27				
0.3	1880	K_{sen}	0.39	0.38	0.24	0.36	0.24	0.23
0.4	1200	K_{sen}	0.61	0.60	0.37	0.57	0.38	0.36
2.0	600	K_{sen}	1.23	1.20	0.75	1.15	0.77	0.73

De acuerdo a los criterios de ajuste para la protección de fase en los relés de sobrecorriente en líneas de transmisión de 110 kV, se expone la siguiente validación:

- Para el 1^{er} escalón de 2032 Amperes de corriente de ajuste (I_{ajuste}) el K_{seg} no alcanza el parámetro propuesto por los criterios de ajuste para líneas de 110 kV que oscila entre 1.25 y 1.3, aunque se asemeja mucho al valor del K_{seg} para ajustes instantáneos, *esto quiere decir que la barra de 110 kV de la SE de Holguín 220 kV posee de un 20 a un 30% de que no opere para esas condiciones.*
- En el 2^{do} y 3^{er} escalón para las I_{ajuste} de 1880 y 1200 respectivamente, no se verifica ninguna sensibilidad en las barras analizadas por lo que se refleja cierta zona de incertidumbre en esos dos casos.
- Para el 4^{to} escalón se logra sensibilidad en el lazo de 110 kV hasta la SE de Holguín 110 kV, tomando en cuenta los valores de sensibilidad de las líneas de 33 y 13.8 kV, las protecciones no serán capas de detectar una falla dada en esas redes de transmisión y distribución.



- El relé para el 2^{do} Escalón fue ajustado para operar en caso de que halla una falla en régimen de media generación para niveles de cortocircuitos máximos.
- El 3^{er} Escalón fue ajustado para dar apoyo al primer y segundo Escalón para niveles de cortocircuitos máximos.
- Es bueno recalcar que el tiempo de operación del último escalón no coordina con las protecciones de la alta de los transformadores de 33 y 13.8 kV, debido a que posee un tiempo de 2 segundos, por lo que se sugiere sustituir el tiempo del 4^{to} escalón a **3 segundo**.

Validando los K_{seg} y K_{sen} en el relé P143 para régimen de máxima y mínima generación en el ajuste de falla a tierra. Tabla 2.15.

Tabla 2.15. Validación del relé P143 para los regímenes de máximo y mínimo generación en el ajuste de fallas a tierra.

Top (seg)	I _{ajuste} (Amp)	K	Holg220 kV Barr110 kV	Güirabo 110 kV	Güirabo 13.8 kV	Holg 110 kV	Holg 33 kV	Holg 13.8 kV
Inst.	1400	K_{seg}	0.84	0.87				
0.3	1240	K_{sen}	0.59	0.58	0.36	0.56	0.37	0.35
0.4	760	K_{sen}	0.97	0.95	0.59	0.91	0.61	0.57
2.0	80	K_{sen}	9.25	9.02	5.64	8.68	5.84	5.50

De acuerdo a los criterios de ajuste para la protección de fallas a tierra en los relés de sobrecorriente en líneas de transmisión de 110kV, se expone la siguiente validación:

- Para el 1^{er} escalón no posee seguridad de operación para esas I_{ajuste} , dándole apoyo a la protección de fase en régimen de máxima generación.



- En el 2^{do} y 3^{er} escalón para las I_{ajuste} de 1240 y 760 Amperes respectivamente, no se verifica ninguna sensibilidad en las barras analizadas por lo que se refleja cierta zona de incertidumbre en esos dos casos, *pero su objetivo primordial es respaldar a los primeros escalones de ajuste de la protección de fase del relé.*
- Para el 4^{to} escalón se logra sensibilidad para el régimen de mínima generación en el lazo de 110 kV hasta la barra de la SE de Holguín 110 kV, con gran margen de seguridad para que opere la protección, *esto significa que respaldara el 4^{to} escalón del ajuste de fase en caso de que este no detecte la mas mínima falla. Tomando en cuenta los valores de sensibilidad de las líneas de 33 y 13.8 kV, las protecciones serán capas de detectar cualquier falla dada en esas redes de subtransmisión y distribución.*
- Es bueno recalcar que el tiempo de operación del último escalón no coordine con las protecciones de la alta de los transformadores de 33 y 13.8 kV de la SE Holguín 110 kV, debido a que posee un tiempo de 2 segundos, por lo que se sugiere sustituir el tiempo del 4to escalón a **3 segundos.**

Validando los K_{seg} y K_{sen} para los regímenes de media generación en el ajustes de fase del relé P143. Tabla 2.16.

Tabla 2.16. Validación del relé P143 para los regímenes de media generación en el ajuste de fase.

T_{op} (seg)	I_{ajuste} (Amp)	K	Holg 220 kV Barr 110 kV	Güirabo 110 kV	Güirabo 13.8 kV	Holg 110 kV	Holg 33 kV	Holg 13.8 kV
Inst.	2032	K_{seg}	1.40	1.46				
0.3	1880	K_{sen}	0.58	0.56	0.29	0.53	0.3	0.28
0.4	1200	K_{sen}	0.91	0.88	0.46	0.83	0.47	0.45
2.0	600	K_{sen}	1.83	1.76	0.93	1.66	0.94	0.9



De la tabla anterior se puede observar que:

- Para el 1^{er} escalón de ajuste operara posee de un 40 a un 45% de seguridad de que no operara para la condición crítica establecida en el SEN. *Este escalón fue ajustado para un régimen de generación normal del SEN.*
- En el 2^{do} y 3^{er} escalón para sus determinadas I_{ajuste} , no se verifica ninguna sensibilidad en las barras analizadas por lo que se refleja cierta zona de incertidumbre en esos dos casos. *El 2^{do} fue ajustado para brindar apoyo al ajuste instantáneo, y el 3^{er} escalón fue ajustado para brindarle apoyo al 1^{er} y 2^{do} ajuste en régimen de máxima generación.*
- Para el 4^{to} escalón se logra sensibilidad en el lazo de 110 kV hasta la SE de Holguín 110 kV, no así en las zona de la baja de los transformadores de las SE de Güirabo y Holguín 110 kV.

Validando los K_{seg} y K_{sen} para los regímenes de media generación en el ajustes de tierra del relé P143. Tabla 2.17.

Para la validación de la protección de tierra en régimen de media generación se utilizaron los valores de máximos cortocircuito que tuvieran secuencia cero y los valores de cortocircuitos mínimos.

Tabla 2.17. Validación del relé P143 para los regímenes de media generación en el ajuste de fallas a tierra.

Top (seg)	I_{ajuste} (Amp)	K	Holg220 kV Barr110 kV	Güirabo 110 kV	Güirabo 13.8 kV	Holg 110 kV	Holg 33 kV	Holg 13.8 kV
Inst.	1400	K_{seg}	0.98	1.02				
0.3	1240	K_{sen}	0.88	0.85	0.45	0.8	0.45	0.43
0.4	760	K_{sen}	1.45	1.39	0.73	1.31	0.74	0.71
2.0	80	K_{sen}	13.77	13.25	7	12.52	7.08	6.8



De la tabla anterior se puede observar lo siguiente:

- La protección instantánea del relé de tierra según los criterios de ajustes (Ver anexo 2) no corresponde a los niveles de seguridad establecido, por lo que se refleja cierta zona de incertidumbre. *La protección instantánea de ajuste de tierra, apoyara los ajustes de fase para los cortocircuitos máximos del régimen de media generación.*
- El 2^{do} escalón no tendrá sensibilidad a lo largo del lazo de 110 kV ya que no cumple con los criterios de ajuste en líneas de transmisión. *Este ajuste tiene como objetivo dar apoyo a la operación instantánea para niveles de cortocircuitos máximos.*
- El 3^{ro} escalón tendrá sensibilidad en todo el lazo hasta la SE de Holguín 110 kV. *Este ajuste sirve para dar apoyo al 1^{ro} y 2^{do} escalón de los ajuste de tierra para niveles de cortocircuitos máximos.*
- El 4^{to} escalón posee gran margen de sensibilidad para actuar ante la más mínima fallas en régimen de media generación. *También le da apoyo al 4^{to} escalón de ajuste de fase en caso del mismo no detectar alguna ligera falla en sistema que protege.*

A modo de resumen.

Se analizaron los K_{seg} y K_{sen} de los ajuste de fase y tierra para los regímenes de máxima, media y mínima generación, registrando el inconveniente de que el tiempo de operación del 4^{to} escalón de ajuste no coordina con las protecciones de la alta de los transformadores de 33 y 13.8 kV de la SE Holguín 110 kV, proponiendo reajustar dicho tiempo a 3 segundos.



2.5 Validación del relé P441 para la situación crítica del sistema.

Para la validación de la protección es necesario aclarar ciertas características de la línea que se desea proteger. Las mismas pueden ser valores reales de impedancia (resistencia real (R_e) reactancia real (X_e)) de los tramos independientes de la SE de Mayabe a la SE de Holguín 110kV tabla 2.17 y la Impedancia desde la SE de Mayabe a las diferentes SE. Tabla 2.18.

También es necesario saber los valores de Impedancia de los transformadores de la SE de Güirabo y Holguín 110 kV. Tabla 2.19.

Tabla 2.17. Valores reales de las líneas independientes del tramo de la SE de Mayabe a la SE Holguín 110 kV.

Líneas	R_e (Ω /Km)	X_e (Ω /Km)	Valor complejo	Longitud (Km)
SE de Mayabe-HolgBarr110 kV de la SE de Holg 220 kV	1.65	3.78	$4.12\text{ang}66.41^\circ$	8.12
HolgBarr110 de la SE de Holg 220 kV –SE de Güirabo	0.78	1.81	$1.97\text{ang}66.68^\circ$	3.894
SE de Güirabo –SE de Holg110 kV	1.81	3.9	$4.29 \text{ang}66^\circ$	8.316

Tabla 2.18. Valores reales desde la SE de Mayabe a las SE de Güirabo y Holguín 110 kV.

Líneas	R_e (Ω /Km)	X_e (Ω /Km)	Valor complejo	Longitud (Km)
SE de Mayabe-SE de Güirabo	2.43	5.59	$6.1\text{ang}66.5^\circ$	12.014
SE de Mayabe- SE de Holg110kV	4.24	9.49	$10.4\text{ang}66^\circ$	20.33



Tabla 2.19. Impedancia de los transformadores de la SE de Güirabo y Holguín 110 kV.

Transformadores de la SE	$X_{p.u}$	$R_{p.u}$	X_e (Ω)	R_e (Ω)	Valor complejo
Güirabo 110/13.8 kV	0.45	0.0225	45	2.25	45.05ang87.13°
Holguín 110 kV (2) 110/33 kV	0.488	0.048	48.8	4.8	49.03ang84.32°
110/13.8 kV	0.45	0.0225	45	2.25	45.05ang87.13°

2.5.1 Análisis del ajuste actual del relé P441.

En la figura 2.10 se muestra el ajuste actual del relé P441 en su software de configuración (Micom S1 Studio), la tabla 2.20 se muestra el ajuste de impedancia actual del mismo.



Sistema [Sistema nuevo]

Dispositivo [P441 MY101]

Dispositivo [P441 MY102]

Conexiones

Configuración

000

PSL

Texto de menú

Mediciones

Eventos

Registros de perturbación

Propiedades: 000.set

Detalles

Archivo presente en

Sí

Fecha de creación

18/06/2011 16:36:02

FileIsHidden

No

FileIsReadOnly

No

Número del modelo

P441311B2M0300J

Ruta

C:\Documents and Settings

Tamaño

542686 B

Tipo

P441

Tipo

Archivo

Última modificación

18/06/2011 16:37:00

Propiedades básicas

Comentario

Nivel de acceso

Predeterminado Nivel

Nombre

000.set

Nombre	Valor	Dirección (C.R)
Grupo 1		
GRUPO 1 ELEMENTO DISTAN		
GRUPO 1 Ajustes Linea		30.01
Longitud Linea	8120 m	30.02
Impedancia Linea	4.370 Ohm (1.7...	30.04
Angulo linea	66.30 deg (j 4.0...	30.05
GRUPO 1 Ajustes Zone		30.06
Estado Zone	11111	30.07
kZ1 Res Comp	730.0e-3	30.08
kZ1 Angle	15.00 deg	30.09
Z1	3.300 Ohm	30.0A
Z1X	3.300 Ohm	30.0B
R1G	44.55 Ohm	30.0C
R1Ph	39.60 Ohm	30.0D
tZ1	0 s	30.0E
kZ2 Res Comp	730.0e-3	30.0F
kZ2 Angle	15.00 deg	30.10
Z2	3.580 Ohm	30.11
R2G	55.00 Ohm	30.12
R2Ph	49.50 Ohm	30.13
tZ2	300.0 ms	30.14
kZ3/4 Res Comp	730.0e-3	30.15
kZ3/4 Angle	15.00 deg	30.16
Z3	103.4 Ohm	30.17
R3G - R4G	88.00 Ohm	30.18
R3Ph - R4Ph	82.50 Ohm	30.19
tZ3	2.000 s	30.1A
Z4	1.650 Ohm	30.1B
tZ4	3.500 s	30.1C
ZoneP - Direct	Direccional adel	30.1D
kZp Res Comp	730.0e-3	30.1E
kZp Angle	15.00 deg	30.1F
Zp	11.00 Ohm	30.20
RpG	64.90 Ohm	30.21
RpPh	59.40 Ohm	30.22
tZp	400.0 ms	30.23

Figura 2.10. Ajuste real del relé P441.

Tabla 2.20. Ajuste actual del relé P441.

Escalones de operación	Impedancia de ajuste (Ω)	Tiempo de operación (segundos)
1	$Z_1 = 3.3$	0 (Instantáneo)
2	$Z_2 = 3.58$	0.3
3	$Z_p = 11.0$	0.4
4	$Z_3 = 103.4$	2.0



- Validación de los ajustes de Impedancia para las condiciones críticas establecidas en el sistema como se muestra en la figura 2.11.

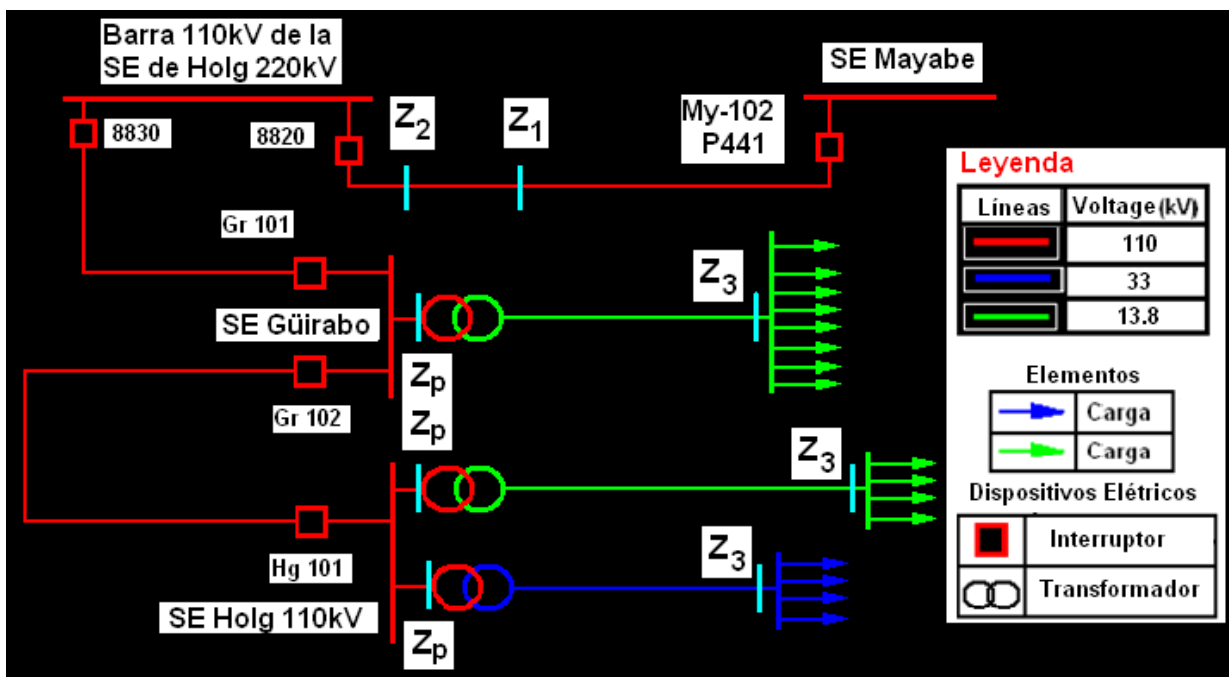


Figura 2.11. Ajuste actual del relé P441 para la situación crítica del sistema.

- Para el 1^{er} escalón, la protección posee operación instantánea hasta 80% de la línea de principal a proteger de la SE de Mayabe a la barra de 110 kV de la SE de Holguín 220 kV.
- El 2^{do} escalón se ajustó para operar a los 0.3 segundos y darle protección al 86% de la línea principal, esto es debido a la poca longitud que posee la línea principal.
- El 3^{er} escalón protege todo el lazo de 110 kV hasta la SE de Holguín 110 kV sin llegar a la baja de los transformadores, con un tiempo de operación de 0.4 segundo.



- El 4^{to} escalón posee sensibilidad hasta la zonas de distribución, tanto para el circuito de Güirabo 13.8 kV como para Holguín 33 y 13.8 kV. *El tiempo de operación de este escalón no coordina con la protección de respaldo de los transformadores de la SE de Holguín 110 kV.*

2.6 Análisis de las variantes a implementar para el correcto funcionamiento de la protección fundamental con el relé P441.

Con el desarrollo de este proyecto, no hemos percatado que la protección principal P441 necesita un mejor ajuste para las condiciones establecida en las redes eléctricas de la provincia de Holguín. Para ello se ha de tener en cuenta los métodos establecidos para reajustes de Impedancia en este relé.

2.6.1 Métodos de reajustes del relé P441.

- Extensión de Z_1 .
- Aceleración de los tiempos de operación de las zonas.
- Cambios de grupo de ajustes.

Análisis de las variantes de reajustes.

Extensión de Z_1 .

La extensión de Z_1 como se muestra en la figura 2.12 consiste en establecerle un ajuste determinado en el cual esta zona obtenga mayor alcance. Este método no es recomendable ya que una extensión de Z_1 implica que pueda alcanzar zonas de operación instantánea como es la protección diferencial del transformador de Güirabo.

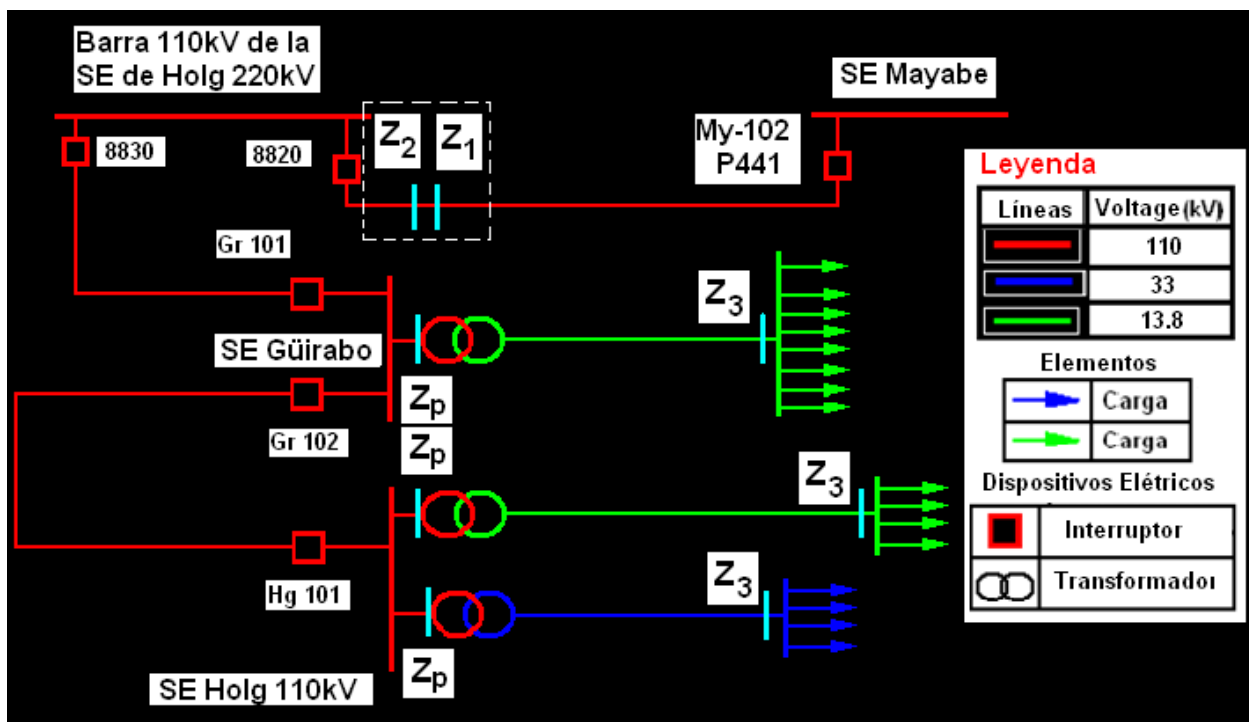


Figura 2.12. Ejecución de la variante 1 para la situación crítica en el sistema.

Partiendo de la ejecución de este método, traería como consecuencia que:

- Una falla en la zona de operación instantánea del transformador de Güirabo, las protecciones actuarían de inmediato.
- Las protecciones de Mayabe pueden percibir dicha falla y operarían en conjunto con Güirabo.
- No cumpliría con los criterios de ajustes para este tipo de protección.

Aceleración de los tiempos de operación de las zonas.

Este método consiste en implementar lógicas que permiten disminuir los tiempos de operación de las zonas de operación programadas.

Ejecutando este método, ocurre que:

- No podrá coordinar adecuadamente con las protecciones adyacentes de lazo de 110kV de la SE de Güirabo y Holguín 110 kV.



Cambios del grupo de ajustes

Este método consiste en programarle al relé un nuevo sistema de ajustes el cual será habilitado cuando este se necesite figura 2.13.

Propiedades: 000.set

Detalles	
Archivo presente en	Sí
Fecha de creación	18/06/2011 16:36:02
FileIsHidden	No
FileIsReadOnly	No
Número del modelo	P441311B2M0300J
Ruta	C:\Documents and Settings
Tamaño	542686 B
Tipo	P441
Tipo	Archivo
Última modificación	18/06/2011 16:37:00

Propiedades básicas	
Comentario	
Nivel de acceso	Predeterminado Nivel
Nombre	000.set

Etiqueta Salidas	Visible	09.26
Relacion CT y VT	Visible	09.28
Control Registro	Visible	09.29
Registro Perturb	Visible	09.2A
Configur Medida	Visible	09.2B
Ajustes Comunic.	Visible	09.2C
Pruebas P.E.S.	Invisible	09.2D
Valores Ajuste	Primario	09.2E
Entradas Control	Visible	09.2F
Config Entr. Ctrl	Visible	09.35
Etig. Entr. Ctrl	Visible	09.36
Acceso Directo	Activado	09.39
+ RELACION CT Y VT		
+ CONTROL REGISTRO		
+ REGISTRO PERTURB		
+ CONFIGUR. MEDIDA		
+ CONF SUPERV INT		
+ CONFIG ÓPTIC		
+ CONFIG ENTR. CTRL		
+ ETIQ. ENTR. CTRL		
+ Grupo 1		
+ Grupo 1 ELEMENTO DISTAN		
+ Grupo 1 ESQUEMA DE DIST.		
+ Grupo 1 OSCILAC.POTENCIA		
+ Grupo 1 PROT.SOBREINTENS		
+ Grupo 1 FALLA TIERRA O/C		
+ Grupo 1 ETIQUETAS ENTR		
+ Grupo 1 ETIQUETAS SALIDA		
+ Grupo 2		
+ Grupo 2 ELEMENTO DISTAN		
+ Grupo 2 ESQUEMA DE DIST.		
+ Grupo 2 OSCILAC.POTENCIA		
+ Grupo 2 PROT.SOBREINTENS		
+ Grupo 2 FALLA TIERRA O/C		
+ Grupo 2 ETIQUETAS ENTR		
+ Grupo 2 ETIQUETAS SALIDA		

Figura 2.13. Representación típica de un grupo de ajuste en un relé P441.

Con el mismo logramos lo siguiente:

- Protección instantánea en gran parte del lazo de 110 kV, sin llegar a zonas instantáneas de protecciones adyacentes.
- Una mejor coordinación con los tiempos de operación de las protecciones adyacentes.



- Adaptar los nuevos sistemas de ajustes a las condiciones reales a las que será expuesto el sistema.

Observando todos los análisis pertinentes, el que mejor se corresponde con la situación crítica establecida es la variante 3.

2.6.2. Cálculos para el cambio del grupo de ajuste.

Para implementar los ajustes para la variante 3 se necesita tener como referencia que el tramo de la SE Mayabe a Holguín 110 kV es una línea única con una subestación intermedia que será Güirabo 110 kV.

Cálculos para los escalones de ajuste de la función impedancia del relé P441.

Primer escalón (direccional hacia la línea).

$$Z_1 = [Z(\text{Mayabe} - \text{Guirabo})] * K_{seg} \quad \text{Ecuación 2.4}$$
$$K_{seg} = 0.8 \quad Z_1 = 4.88^{66^0} \Omega \quad T_{op} = 0\text{seg}$$

Especificaciones:

- Este ajuste garantiza la protección instantánea del 80% de la línea desde la SE de Mayabe a la SE de Güirabo. Evitando la aproximación a la zona de operación de la protección diferencial del transformador de la SE de Güirabo, que también opera instantáneamente.

Segundo escalón (direccional hacia la línea).

$$Z_2 = [Z(\text{Mayabe} - \text{Holguín} 110\text{kV})] * 1.2 \quad \text{Ecuación 2.5}$$
$$Z_2 = 12.48^{66^0} \Omega \quad T_{op} = 0.5\text{seg}$$



Especificaciones:

- Este ajuste permite proteger todo el tramo desde la SE de Mayabe a la SE Holguín 110 kV. Con esto se logra llegar a la alta del transformador de Güirabo sin tener un sobre alcance y coordinando con su protección diferencial con un tiempo de 0.5 segundo. También sucede lo mismo con la SE de Holguín 110 kV donde el ajuste de impedancia llega a la parte de alta de los transformadores de la SE de Holguín 33 y 13.8 kV sin tener un sobre alcance. El 1.2 abordado en la ecuación 2.5 aclara que se va a agregar un 20% del tramo de la SE de Mayabe a la SE de Holguín 110 kV.

Tercer escalón (direccional hacia la línea).

$$Z_p = [Z(\text{Mayabe} - \text{Holguín} 110\text{kV})] * 1.35 \quad \text{Ecuación 2.6}$$

$$Z_p = 14.04^{66^\circ} \Omega \quad T_{op} = 1\text{seg}$$

Especificaciones:

- Este ajuste protege toda la línea de transmisión de la SE de Mayabe a la SE de Holguín 110kV y su función principal es respaldar la operación por Z_2 . El 1.35 de la ecuación 2.6 representa que al tramo de la SE de Güirabo ala de Holguín se le va agregar el 35% de la misma.

Cuarto escalón (direccional hacia la línea).

Para el ajuste de cuarto Escalón es recomendable mantener el ajuste actual ya que protege una extensa zona de protección llegando a la zona de distribución, cambiando únicamente el tiempo de operación a **3.0 segundos**.

En la tabla 2.21 está plasmada la propuesta para el cambio del grupo de ajuste de relé P441 para las condiciones críticas del sistema.



Tabla 2.21. Propuesta de reajuste para el relé P441.

Escalones de operación	Impedancia de ajuste (Ω)	Tiempo de operación (segundos)
1	$Z_1 = 4.88$	0 (Instantáneo)
2	$Z_2 = 12.48$	0.5
3	$Z_p = 14.04$	1
4	$Z_3 = 103.4$	3.0

Aplicando la propuesta en el esquema radial figura 2.14, la protección quedara debidamente ajustada para la situación crítica del sistema.

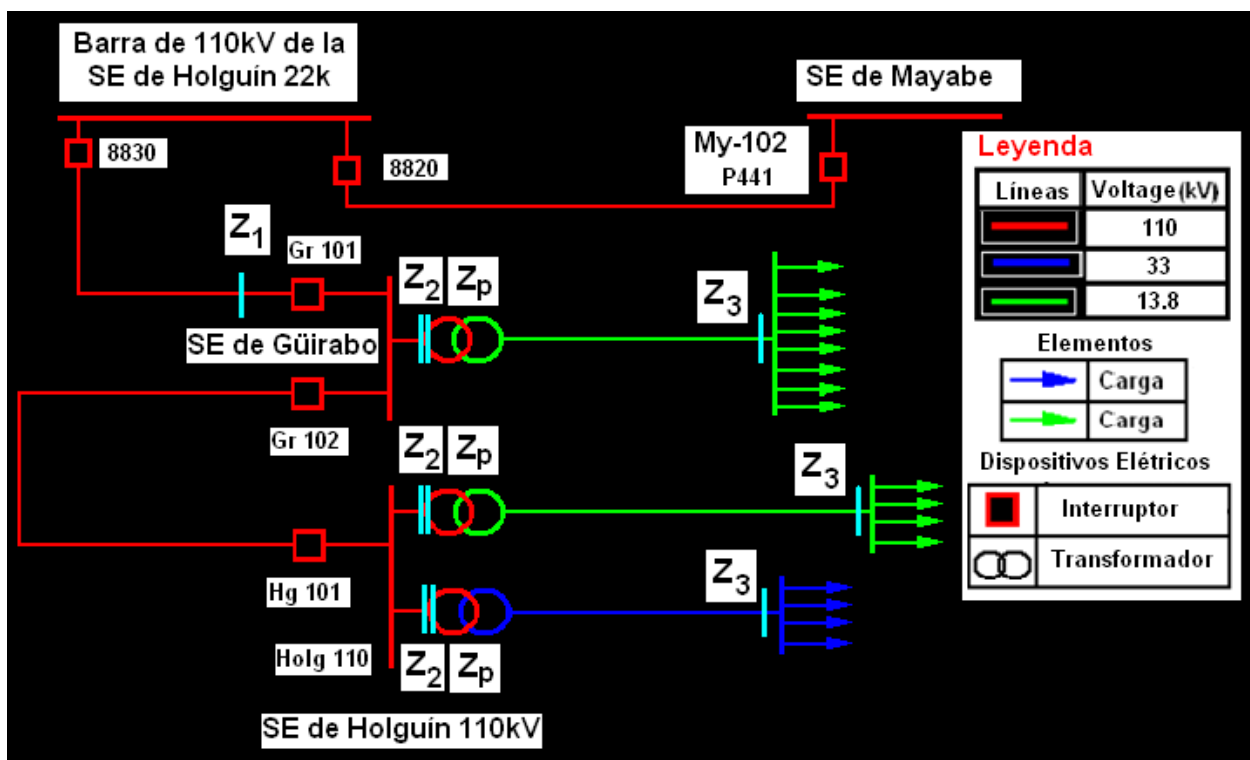


Figura 2.14. Propuesta a Implementar para las condiciones críticas del sistema.



2.7 Conclusiones parciales.

En el desarrollo de este capítulo se abarcó la metodología investigativa implementada. Se simuló la situación crítica del SEN en el PSX, lo cual sirvió de referencia para validar la protección P143, resaltando el tiempo de operación del 4^{to} escalón el cual no coordina tanto para el ajuste de fase como de tierra con la SE de Holguín 110 kV, proponiendo el reajuste a 3 segundos. Se validó la protección principal P441 para las condiciones en el SEN, de la cual se propusieron algunas variantes de reajuste de la misma para la condición crítica establecida. Como resultado se propuso implementar un cambio en el grupo de ajuste, adaptándose a las nuevas condiciones del sistema lo que trae consigo un mejor funcionamiento de la protección en la transferencia de energía eléctrica a las SE de Güirabo y Holguín 110 kV.

Capítulo 3. Valoración Económica

3.1 Introducción.

En este capítulo presenta los resultados económicos obtenidos en tiempo real de la falla ocurrida en la SE de Holguín 220 kV. Hace énfasis en el los diferentes TIU dirigido a los costos significativos que puede traer esto consigo. También de refiere al impacto social de la avería a determinados sectores.

3.1 Análisis económico de las demandas en las SE implicadas.

En la tabla 2.5, se hace referencia a las demandas en las barras de las SE de Güirabo y Holguín 33 y 13.8 kV. Para los análisis correspondientes a la valoración económica es de vital importancia trabajar con los resultados de la demanda máxima absoluta en (MW) tabla 3.1.

Tabla 3.1. Demanda en **MW** de las SE registradas en abril de 2011.

SE	Mínima (Promedio)	Máxima (Promedio)	Mínima Absoluta	Máxima Absoluta
Güirabo	5.1	8.6	4.2	10.7
Holg 33 kV	6.4	10.7	4.6	18.4
Holg 13.8 kV	8.5	15.6	6.3	20.5

Los precios de generación varían en todo el año debido a los precios cambiantes del barril de petróleo. A principio del 2011 al SEN presenta los nuevos precios de Generación, el la tabla 3.2 hace énfasis al precio nacional y a nivel provincial, es decir a la provincia de Holguín.

Tabla 3.2. Precios de generación por MW.

Nivel	Costo por MW (CUC)	Costo por MW (MN)
Nacional	119.7	2992.5
Provincial (Holguín)	114.99	2874.75

Como se esta tratando acerca de la situación crítica en la provincia de Holguín se establece trabajar con el costo de generación a nivel provincial. La demanda máxima absoluta total en MW como se muestra en la tabla 3.3, representa el costo del consumo total por hora en las SE de Güirabo, Holguín 33 y 13.8 kV.

Tabla 3.3. Costo por hora al SEN.

Demanda (MW/h)	Costo (CUC)	Costo (MN)
48.16	5537.91	138447.75

3.3 Tiempo de interrupción al usuario (TIU) en fracciones de tiempo.

Es bueno tener claro lo que representa un TIU para el SEN, en la tabla 3.4 se representa el valor de la energía dejada de servir de acuerdo con los tiempos de interrupción establecidos para la demanda total de las SE de Güirabo, Holguín 33 y 13.8 kV. Es lógico suponer que mientras más largo sea el periodo de afectación, el monto ascendente de la energía dejada de servir subirá estrepitosamente.

Tabla 3.4. Costo de los diferentes TIU establecidos al SEN.

TIU	Demanda (MW)	EDS (CUC)	EDS (MN)
5 horas	240.8	27689.59	692239.75
12 horas	577.92	66455.02	1661375.50
24 horas	1155.84	132910.04	3322751.00

3.4 Resultado Económico.

La avería en la SE de Holguín 220 kV ocurrió a las 8:33 AM, se determino calentar a las SE de Güirabo y Holguín 110kV a través del lazo de 110 kV de la SE de Mayabe a las 9:55, restableciéndose por completo el servicio por la SE de Holguín 220 kV a las 9:15 PM. En la tabla 3.5 aparece la valoración económica de la avería en tiempo real.

Tabla 3.5. Resultado económico en tiempo real.

TIU real	Demanda (MW)	EDS (CUC)	EDS (MN)	EDS recuperada (CUC)	EDS recuperada (MN)
1 hora y 22 min	65.8186	7568.48	189212.21		
12 horas y 42 min	611.63			70331.56	1758289.09

Observando el costo ocasionado por el tiempo de interrupción se hace imprescindible que las protecciones posean un adecuado ajuste para evitar interrupciones prolongadas repercutiendo de manera directa a la economía del país.

3.5 Impacto Social.

La sociedad hoy más que nunca sigue creciendo, para ello nos apoyamos de diferentes recursos al alcance de nuestro país. En el constante desarrollo de nuestra Empresas, tiendas, servicios básicos, industrias y el trabajo agrícola entre muchas más, se nos hace indispensable la utilización de la energía eléctrica. En la tabla 3.6 aparece la cantidad de clientes que atiende las SE de Güirabo, Holguín 110 kV. Es apreciable que para la situación crítica establecida en la investigación, la afectación a los clientes fue considerable. En el momento real que ocurrió la avería las industrias, el comercio estatal, tiendas, panaderías, dulcerías entre otros centros laborales, generaron pérdidas significativas, mano de obra forzada a cambios de labor, materia prima perdida porque el proceso productivo se quedo a medias, varios son los factores que generan perdidas a la sociedad de presentarse la situación crítica en un sistema determinado.

Tabla 3.6. Clientes por SE de Güirabo, Holguín 33 y 13.8 kV.

SE	Numero de Clientes
Güirabo	13551
Holguín 33 kV	25449
Holguín 13.8 kV	39996
Holguín 110 kV	65445
Total de Clientes	78996



3.6 Conclusiones Parciales

En este capítulo se resume la valoración económica del proyecto investigativo. Abarcando los diferentes costos de generación en la provincia de Holguín, la energía dejada de servir a las SE para diferentes TIU, es decir por cada MW dejado de servir en la provincia le cuesta al SEN 114.99 CUC, recalcando que los tiempos de interrupción en el SEN deben ser los más pequeño posible. Se obtuvo la cifra real de la energía recuperada dándole servicio al total de clientes (78996) afectados de las SE de Güirabo y Holguín 110 kV.

Conclusiones.

Luego de haber concluido la investigación se llegó a las siguientes conclusiones:

- En el desarrollo de la investigación se buscó documentación actualizada de protecciones en líneas de transmisión, teniendo en cuenta aspectos esenciales en el diseño de un esquema de protección. También se indagó en el funcionamiento de las protecciones de distancia y sobrecorriente en líneas de transmisión, así como la característica de trabajo de cada una de ellas, haciendo especial énfasis en los relés P441 (Impedancia) y P143 (Sobrecorriente).
- Se simuló regímenes de máxima, media y mínima generación a través del PSX (software) para las condiciones críticas del sistema, obteniéndose resultados significativos para la posterior validación de la protección P143 con el apoyo de los criterios de ajuste de los relés de sobrecorriente en líneas de transmisión, dando a relucir la no coordinación del tiempo de operación del 4^{to} escalón tanto para el ajuste de fase como de tierra con la SE de Holguín 110 kV, proponiendo el reajuste a 3 segundos.
- Se validó la protección principal P441 para las condiciones en el SEN, de la cual se propusieron algunas variantes de reajuste de la misma para la condición crítica establecida. Como resultado se propuso implementar un cambio en el grupo de ajuste, esto trae consigo un mejor funcionamiento de la protección en la transferencia de energía eléctrica a las SE de Güirabo y Holguín 110 kV.
- Se realizó un estudio económico respecto a la avería ocurrida en la SE de Holguín 220 kV. Escogiendo fracciones de tiempo que nos permitieron observar los montos ascendentes de dinero dejado de servir en fracciones de tiempo y en el tiempo real de la avería. También se obtuvo importantes cifras de energía recuperada al darle servicio a las SE de Güirabo y Holguín 110 kV por el lazo de 110 kV de la SE de Mayabe. Este análisis consistió en el impacto de la avería a los diferentes sectores de la sociedad y la necesidad de tener las protecciones preparadas para disminuir los tiempos de interrupción al cliente.

Recomendaciones.

Una vez concluido el presente trabajo investigativo se pasara a hacer referencia a las siguientes recomendaciones:

- Exponer la investigación a los departamentos de proteccionistas de la Empresa Eléctrica de la provincia de Holguín y a la entidad encargada en el funcionamiento de la SE de Mayabe.
- Debido al alto contenido educativo respecto a protecciones en líneas de transmisión, tanto de Impedancia como de Sobrecorriente se puede utilizar la investigación como referencia en la enseñanza superior de la carrera de ingeniería eléctrica en la asignatura de protecciones eléctricas.
- Utilizar este método de análisis de los sistemas de protección en la transmisión para enfrentar circunstancias críticas en la operación del sistema.

Bibliografía

1. Alvares Pérez, Carlos A. "Cálculo de los niveles de cortocircuito en las redes de subtransmisión de la provincia de Holguín". Trabajo de diploma. ISMM. 2010.
2. Cahier n° 181, Technique Schneider. "Directional Protection Equipment". Collection Technique. Marzo 1998
3. Company, General Electric. "Use of the R-X Diagram in relay work". Power Sistem Management Business. Dept. Filadelfia PA.

4. Conjunto de autores. "Cálculo de corriente de cortocircuito".1999

Noblat, Benito de Metz. Ingeniero

Dumes, Frédéric. Dr. Ciencia de la Universidad de *Technologie Compiegne*.

Thomasset, Georges. Ingeniero.

5. Cruz Lores, Abdel. "Uso de las prestaciones del interruptor Nu-lec serie U para su óptima explotación dentro de la red". Trabajo de diploma, Cap. 1.2010,
6. Guía de operación. "Relés de protección de circuitos". Tipos MICON P141, P142, P143.
7. Guía Técnica MICON. "Protección de distancia". Guía de aplicación, Cap.2.
8. Manual de ajustes. "Cálculo de los ajustes de protecciones en redes de transmisión, subtransmisión y distribución". Protecciones de líneas radiales
9. Noblat, Benito de Metz. "Análisis de las redes trifásicas en régimen perturbado con la ayuda de los componentes simétricas". Ingeniero. Cuaderno técnico n° 18. Diciembre de 1990.
10. Rusel Mason, C. "El arte y la ciencia de protección por relevadores". Libro de protecciones Eléctricas, Cap.4-13-14.
11. Torres F, Orly. "Método de cálculo de las componentes para el análisis de fallas asimétricas". Dr. Ciencias. Conferencia n°2. ISMM. 2 de Enero 2000.



12. Torres F, Orly. "Protección de Distancia". Dr. Ciencias. Conferencia nº3. ISMM. Enero 2011.
13. Torres F, Orly. "Protección de Sobrecorriente". Dr. Ciencias. Conferencia nº2. ISMM. 2 de Enero 2000.
14. UNE. Video Educativo. "PSP 2-B Relé de sobre corriente".
15. UNE. Video Educativo. "PSP 2-D Relé de Distancia".
16. UNE. Video Educativo. "2-C Relés Direccionales"

Anexo

Anexo 1.

Aspectos fundamentales a tener en cuenta en el diseño de los sistemas de protección del SEN [5].

Confiabilidad.

- Se relaciona con el hecho de que la protección actúe de manera correcta cuando se requiere y no opere innecesariamente.

Selectividad.

- Es la capacidad de la protección para reconocer una falla y operar el mínimo número de interruptores para aislar la misma. Un sistema de protección bien diseñado debe dar un máximo de continuidad en el servicio con el mínimo número de desconexiones.
- En ocasiones las protecciones no son seleccionadas con el cuidado debido y ello implica el que no se vean afectadas por las faltas que se produzcan fuera de los equipos o de las zonas que tienen bajo su responsabilidad.
- La selectividad de una protección determina la posibilidad de escoger adecuadamente dentro de que zona de protección se ubica la falla y luego realizar el disparo. Las protecciones deben diferenciar entre aquellas fallas para las que deben de operar por haberse producido en los propios equipos que protegen, de las fallas que se produzcan en otros equipos para las que no deben de operar.
- Otro tipo de protecciones, con actuación diferida en fallas fuera de su zona encomendada, son consideradas relativamente selectivas. En estas protecciones generalmente, la selectividad se obtiene a través de diferentes ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los que se pretende sean selectivos.

Velocidad.

- Es la propiedad de desconectar un sistema fallado tan rápido como sea posible con un daño mínimo del equipamiento y de las condiciones de estabilidad del SEN.
- La rapidez es un aspecto esencial para el correcto uso de las protecciones eléctricas, puesto que estas garantizan una respuesta eficaz, por ende evitan que se produzcan insuficiencias en el Sistema por su mala selección. La rapidez de operación tiene además, repercusión directa en la estabilidad general del sistema eléctrico.

Simplicidad.

- Se relaciona con la utilización de la mínima cantidad de equipamientos y conexiones en la estructura de las protecciones, lo que necesariamente implicará más fácil mantenimiento y confiabilidad.

Economía.

- Debe asegurarse máxima protección del sistema al más bajo costo posible.
- Todo sistema de protección diseñado para brindar un alto grado de confiabilidad repercutirá de manera económica en los gastos para la obtención de los medios necesario para su montaje.

Sensibilidad.

- Que la protección responda a la mínima falla de la zona que protege.

Coordinación.

- El diseño de protección establecido debe ser capaz de coordinar correctamente los parámetros de ajuste y tiempo de operación con las protecciones adyacentes.

Anexo 2.

Criterios de ajustes para las protecciones de Distancia o Impedancia y Sobrecorriente (fase y tierra) [8].

Protección de Distancia

Fallas de fase

a) Primera etapa:

- Para la no operación en líneas adyacentes. Cubriendo por lo general solo el 80% de la línea que se desea proteger en régimen máximo de la peor condición. El tiempo de operación de esta zona es instantáneo.

$$t_{op}^I = 0seg$$

$$Z_{op}^I \leq (Z_{lin}) * K_{seg}$$

Donde:

t_{op}^I → tiempo de operación del relé en la primera zona.

Z_{op}^I → impedancia de ajuste para la que opera en caso de falla en la línea principal.

Z_{lin} → impedancia de la línea que se desea proteger.

K_{seg} → coeficiente de seguridad ($K_{seg} \approx 0.75-0.8$).

Nota:

De la Z_{lin} se pueden escoger sus respectivas reactancias (X) para ajustes o cálculos en determinados parámetros. Los tiempos de ajustes de las protecciones suelen establecerse en segundos (seg) o milisegundos (ms).

b) Segunda etapa:

- Garantizando la no operación en la segunda zona de la protección adyacente más lenta.

$$Z_{op}^{II} \leq \left[Z_{lin} + \left(Z_{lin_{adyacente}} * K_{lin_{adyacente}} \right) \right] * K_{seg}^{II}$$

Donde:

Z''_{op} → impedancia para la segunda zona de operación.

Z_{lin} adyacente → impedancia de la línea adyacente.

K_{lin} adyacente → coeficiente de la línea adyacente. Puede tomar valores de 1.1 y 1.3, dependiendo de la característica de la línea.

K''_{seg} → coeficiente de seguridad para la segunda zona de operación.

- Cuando la línea adyacente posee transformadores. Garantizando la no operación en la baja de los transformadores.

$$Z''_{op} \leq (Z_{lin} + Z_{transf}) * K''_{seg}$$

Donde:

Z_{trans} → impedancia del transformador. Si la línea adyacente cuenta con dos o más transformadores, se toma el transformador de menor impedancia.

Tiempo.

- Se coordina con el tiempo de operación de las protecciones en las líneas adyacentes.

$$t''_{op} = t^I_{op\text{adyacente}} + \Delta t$$

Donde:

t''_{op} → tiempo de operación del relé en la segunda etapa.

t'_{op} adyacente → tiempo de operación instantáneo del relé en la primera zona de la línea adyacente.

Δt → variación de tiempo. Un valor de tiempo determinado para que coordine con protección adyacente más lenta.

Comprobando sensibilidad.

- Garantizando sensibilidad en la línea más larga. Teniendo en cuenta un solo transformador si el caso, si no se omite dicho valor.

$$K_{sen} = \frac{Z_{op}^{II}}{Z_{lin} + Z_{transf}} \geq 1.25$$

Donde:

K_{sen} → coeficiente de sensibilidad.

c) Tercera etapa:

- Garantizando sensibilidad en la baja del o los transformadores y la no operación en la tercera zona de operación de la protección adyacente más lenta. En caso de que en el tramo de ajuste no aparezca ningún transformador, se desestima el valor de la ecuación.

$$Z_{op}^{III} \leq (Z_{lin} + Z_{transf} + Z_{opadyacente}^{III}) * K_{seg}^{II}$$

Tiempo.

- Se coordina con el tiempo de operación de la protección adyacente más lenta.

$$t_{op}^{III} = t_{opadyacente}^{II} + \Delta t$$

Donde:

t_{op}^{III} → tiempo de operación del relé en la segunda zona.

$t_{opadyacente}^{II}$ → tiempo de operación instantáneo del relé en la primera zona de la línea adyacente.

Protección de Sobrecorriente.

Fase

a) Primera etapa:

- No operación ante cortocircuito entre fase en la baja de los transformadores en régimen de máxima de la peor condición.

$$I_{aj}^I = I_{cc_{max}} * K_{seg}$$

Donde:

I_{aj} → corriente de ajuste del relé en la primera etapa.

$I_{cc \max}$ → corriente de cortocircuito máxima en la peor condición.

K_{seg} → Su valor oscila entre 1.25 y 1.3.

- No operación contra cortocircuitos a tierra en la baja de los transformadores en régimen de máxima.

$$I_{aj}^I = I_A * K_{seg}$$

Donde:

I_A → corriente de avería de la fase fallada. En este caso se tomo de referencia a la fase A.

Tiempo Instantáneo.

$$t_{op}^I = 0 \text{ seg}$$

Comprobando sensibilidad.

Se comprueba para cortocircuitos bifásicos (2Φ). Por lo general en régimen de mínima generación los cortocircuitos 2Φ son los que poseen el menor valor de cortocircuito.

$$K_{sen} = \frac{I_{cc 2\phi \min}}{I_{aj}^I}$$

-Donde:

$I_{cc 2\phi \min}$ → corriente de cortocircuito bifásica en régimen de mínima generación.

K_{sen} → es recomendable que su valor este entre 1.2 y 1.3.

- El tiempo de operación de este ajuste es instantáneo, es decir de 0 segundos.

b) Segunda etapa:

Se diseña para dar respaldo a las barras de 33kV.

- No operación para las condiciones de carga máxima.

$$I_{aj}^{II} = I_{cm} * K_{seg}$$

Donde:

I_{aj}^{II} → corriente de ajuste del relé en la segunda etapa.

I_{cm} → corriente de servicio máximo.

K_{seg} → es recomendable que su valor este entre 1.1 y 1.2.

$$I_{cm} = \frac{K_{seg} * K_{div} * S_{inst}}{\sqrt{3} * V_{nom}}$$

Donde:

K_{seg} → es recomendable que para la no operación se toma un valor de entre 120% y un 125% de la capacidad instalada, es decir entre un 1.2 y 1.25.

K_{div} → factor de diversidad se toma 0.8 en caso de varias subestaciones.

V_{nom} → tensión nominal en el lazo de 110 kV, para cálculos y ajustes es recomendable utilizar 115 kV

S_{inst} → potencia instalada en MVA.

Nota:

Si hay protección diferencial de barra o relés de sobrecorriente instantáneos de fase en los alimentadores de 34.5 kV, es crucial que los ajustes en el lazo de 110 kV no sobrepasen los **s/c** (protecciones) de los alimentadores.

Comprobando sensibilidad.

- Se comprueba sensibilidad para cortocircuito 2Φ mínimo en las barras de 34.5 kV.

$$K_{sen} = \frac{I_{cc2\phi_{min}}}{I_{aj}^{II}}$$

Donde:

K_{sen} → es recomendable que su valor sea de 1.3.

Tiempo.

Se coordina con el tiempo de ajuste del totalizador (interruptor) del transformador.

$$t_{op}^{II} = t_{op}(s/c) + \Delta t$$

Donde:

$t_{op}(c/s)$ → tiempo de operación de las protecciones de fase en los totalizadores.

Fallas de Tierra

En caso de alimentación de transformadores Y/Y (estrella-estrella) o de tres enrollados $Y/Y/\Delta$ (estrella-estrella-delta), que da paso a corrientes de secuencia cero (proponer ver el anexo de las fallas asimétricas). Para este caso se provee la protección de tierra de dos etapas, una instantánea y otra con tiempo de ajuste. Así mismo, es necesario evaluar la necesidad de direccionalidad en cada una de las etapas de ajustes del relé de tierra. Tal es el caso de transformadores 110/34.5 kV y algunos de 110/13.8 kV (rusos).

En el caso de transformadores Δ/Y (delta-estrella), el caso típico de 110/13.8 kV basta con la etapa instantánea. La cual se ajusta a través de los criterios de sensibilidad a la cuchilla automática de tierra.

a) Primera etapa:

- Para la no operación contra cortocircuito de tierra en el lado de bajo voltaje de los transformadores, que se conectan a la línea. En la peor condición, en régimen de máxima generación.

$$3I_0^I calc \geq K_{seg} * 3I_0 cc$$

Donde:

$3I_0^I calc$ → corriente de ajuste de tierra o de secuencia cero del relé en la primera etapa.

$3I_0 cc$ → corriente de cortocircuito de tierra o de secuencia cero. Para este caso se escoge el mayor cortocircuito en régimen de máxima generación, suele estar entre el cortocircuito $1\Phi-T$ (monofásico) y $2\Phi-T$ (bifásico a tierra).

K_{seg} → es recomendable que su valor sea de entre 1.2 y 1.3, por lo general se toma 1.3 ya que tiene en cuenta el error del relé, la influencia de la componente aperiódica y un margen necesario.

- Para la no operación ante corriente de Inrush (golpe magnético) de secuencia cero durante energización del transformador, o durante el cierre o recierre del interruptor de línea.

$$3I_0^I calc \geq 3 * I_{nom} * \alpha * K_{at}$$

Donde:

I_{nom} → corriente nominal de trabajo.

α → coeficiente reductor.

K_{at} → coeficiente de alcance resistivo (en los transformadores $K_{at}=1$).

$$K_{at} = 1 - \left(\frac{V_{mv}}{V_{av}} \right)$$

Donde:

V_{mv} → tensión en el lado de media.

V_{av} → tensión en el lado de alta.

$$\alpha = \frac{X_{transf}}{X_{transf} + X_{lin} + X_S}$$

Valores de secuencia positiva.

X_{transf} → reactancia del transformador.

X_{lin} → reactancia de la línea.

X_S → reactancia del sistema.

Si ahí dos transformadores en paralelo.

$$X_{transf} = \frac{X_{transfs}}{2}$$

$X_{transfs}$ → reactancia de los transformadores.

Es necesario recalcar que cuando las impedancias de líneas son igual a la del transformador, se multiplica por este coeficiente α .

Comprobando sensibilidad de la cuchilla automática de tierra.

- Para líneas radiales sin interruptor, ni fusibles por el lado de alta del transformador se requiere que la etapa instantánea cubra toda la línea hasta la cuchilla automática de tierra. Con una sensibilidad de 2 (se puede admitir 1.5 o más) en régimen de mínima generación.

$$K_{sen} = \frac{3 * I_0 CC}{I_{aj}^I}$$

Donde:

$3I_0 CC$ → corriente de cortocircuito de tierra o de secuencia cero. Para este caso se escoge el cortocircuito de tierra en el lado de alta del transformador.

b) Segunda etapa:

- No operación para corrientes de desbalances de secuencia cero con carga máxima, debido al desbalance de las carga y a la asimetría de sistema.

$$3I_0^{II} calc = (10 - 20\%) I_{carga \max}$$

Donde:

$3I_0^{II} calc$ → corriente de ajuste de tierra o de secuencia cero del relé en la primera etapa.

El valor de esta corriente puede estar entre el 10 o el 20% de la corriente de carga máxima ($I_{carga \max}$).

$I_{carga \max}$ → corriente de carga máxima. Se toma como la suma de todas las I_{nom} de todos los transformadores del esquema en cuestión afectados por un K_{div} de 0.8.

Desbalance en el lazo de 110 kV.

En el lazo de 110 kV el desbalance es pequeño ya que se alimentan de transformadores 3Φ (trifásicos) de 110/34.5 kV. Cuando se alimentan de transformadores de 110/13.8 kV, el lazo de 13.8 kV es des balanceado por lo que la conexión delta es puesta por el lado de 110 kV, por lo que no pasa des balance al lado de alta del transformador.

- Para que coordine con el totalizador, se comprueba que no sobrepase el ajuste de sobrecorriente de tierra del totalizador.

Comprobando sensibilidad.

Coordinación con el totalizador, en corriente. Se comprueba que sobrepase el ajuste de sobrecorriente de tierra del totalizador.

$$3I_0^{II} calc = (110\%)I_{ajust}^{total}$$

Donde:

$3I_0^{II} calc$ → corriente de ajuste de tierra o de secuencia cero del relé en la primera etapa.

El valor de esta corriente puede estar entre el 110% de la corriente de ajuste de totalizador (I_{ajust}^{total}).

I_{ajust}^{total} → corriente de ajuste del totalizador.

Garantizar la sensibilidad contra cortocircuito a tierra en las barras de 34.5 kV.

$$K_{sen} = \frac{3I_0^{II}}{I_{aj}^{II}}$$

Donde:

$3I_0^{II} min$ → corriente de cortocircuito en régimen de mínima generación de peor condición, dentro de los que están los cortocircuitos 1Φ-T y 2Φ-T.

K_{sen} → puede estar entre 1.2 y 1.3.

Peor condición:

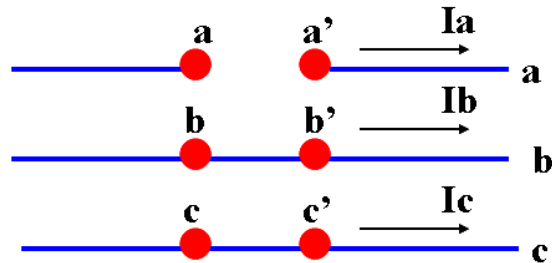
Se toma como ejemplo cuando en el enlace con la barra de 33 kV ahí un solo transformador en servicio.

Anexo 3.

Fallas longitudinales [12].

Apertura de una o dos fase del sistema eléctrico de potencia (SEP).

- Apertura de una fase.



Para este caso la apertura sucede en la fase **(a)** las condiciones de contorno son:

$$I_a = 0; V_{bb'} = 0; V_{cc'} = 0$$

Donde:

$I_a \rightarrow$ corriente de la fase **(a)**.

$V_{bb'} \rightarrow$ tensión en los terminales b y b' de la fase **(b)**.

$V_{cc'} \rightarrow$ tensión en los terminales c y c' de la fase **(c)**.

Por lo tanto la tensión en la fase fallada es:

$$V_{aa'} = V_{aa'_1} = V_{aa'_2} = \frac{1}{3} V_{aa'}$$

Donde:

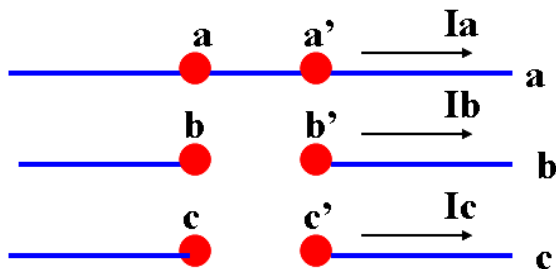
$V_{aa'} \rightarrow$ tensión en los terminales a y a' de la fase **(a)**.

$V_{aa'0} \rightarrow$ tensión de secuencia cero.

$V_{aa'1} \rightarrow$ tensión de secuencia directa.

$V_{aa'2} \rightarrow$ tensión de secuencia inversa.

- Apertura de dos fases.



Para este caso la apertura sucede en las fases **(b)** y **(c)** las condiciones de contorno son:

$$V_{aa'} = 0; I_{bb'} = 0; I_{cc'} = 0$$

Donde:

$I_{bb'}$ → corriente en los terminales b y b' de la fase **(b)**.

$I_{cc'}$ → corriente en los terminales c y c' de la fase **(c)**.

Por lo tanto la corriente en la fase no fallada se comporta así:

$$I_{a_0} = I_{a_1} = I_{a_2} = \frac{1}{3} I_a$$

Anexo 4.

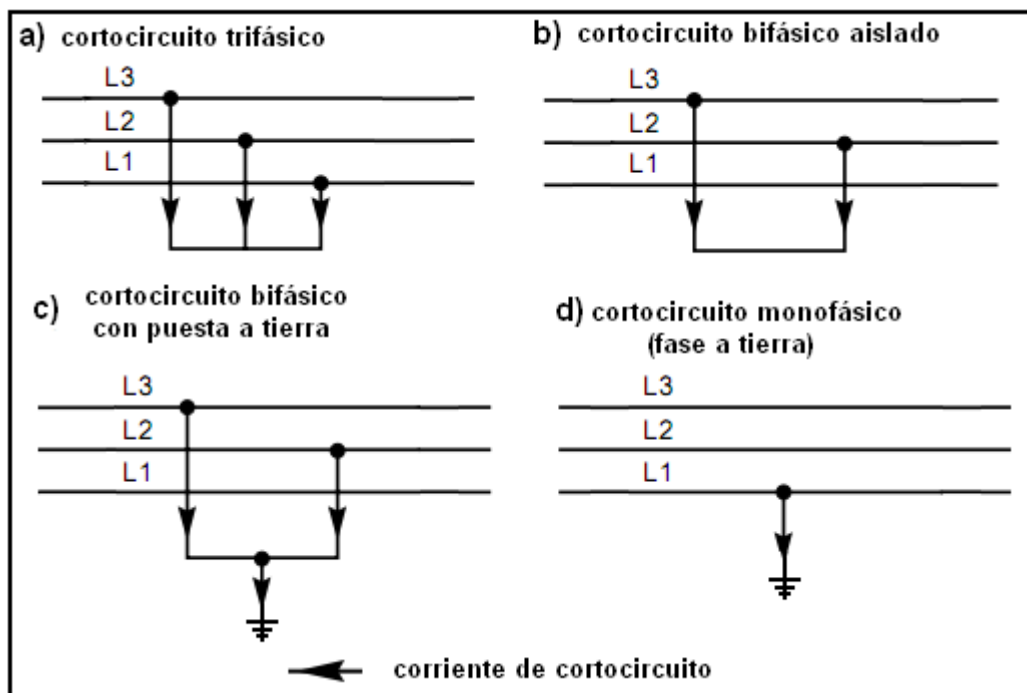
Fallas transversales [4-11].

Las fallas transversales son cortocircuitos que se dividen en fallas simétricas y asimétricas, en nuestro sistema eléctricoenergético esto puede afectarnos con cierto grado de ocurrencia.

Fallas transversales	Simétricas	Asimétricas
Tipos de cortocircuitos	Trifásico (3 Φ)	Monofásico (1 Φ) Bifásico (2 Φ)

Tipos de cortocircuitos	Grado de ocurrencia
Monofásico a tierra (1 Φ -T)	75-80%
Bifásico (2 Φ) Bifásico a tierra (2 Φ -T)	15-20%
Trifásico (3 Φ)	5-10%

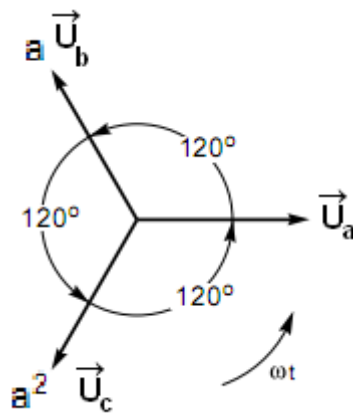
Representación de los diferentes tipos de cortocircuito.



Componentes Simétricas.

Es un conjunto de tres vectores trifásicos sinusoidales que giran a la misma velocidad y de origen común. Existen tres disposiciones particulares que forman una simetría entre si, se clasifican en:

- Sistema directo o secuencia positiva.
 1. Tienen la misma amplitud.
 2. Están desfasados 120° .
- Sistema inverso o secuencia negativa.
 1. Tienen la misma amplitud.
 2. Están desfasados 120° .
- Sistema homopolar o secuencia cero.
 1. Tienen la misma amplitud.
 2. Están en fase y por lo tanto son colineales.



En la figura anterior se muestra el desplazamiento de cada fase con respecto a la tensión en un sistema de generación. En el plano se descarta la función del operador vectorial **a**.

Tomando la tensión de fase U_a como referencia, consiste en aplicar un giro de 120° al vector sobre el que se realiza la operación.

$$a \rightarrow + \frac{2\pi}{3}$$

Vemos que:

a^2 hace girar el vector un ángulo

$$2 \times \frac{2\pi}{3} = \frac{4\pi}{3} \left[\text{similar} - \frac{2\pi}{3} \right]$$

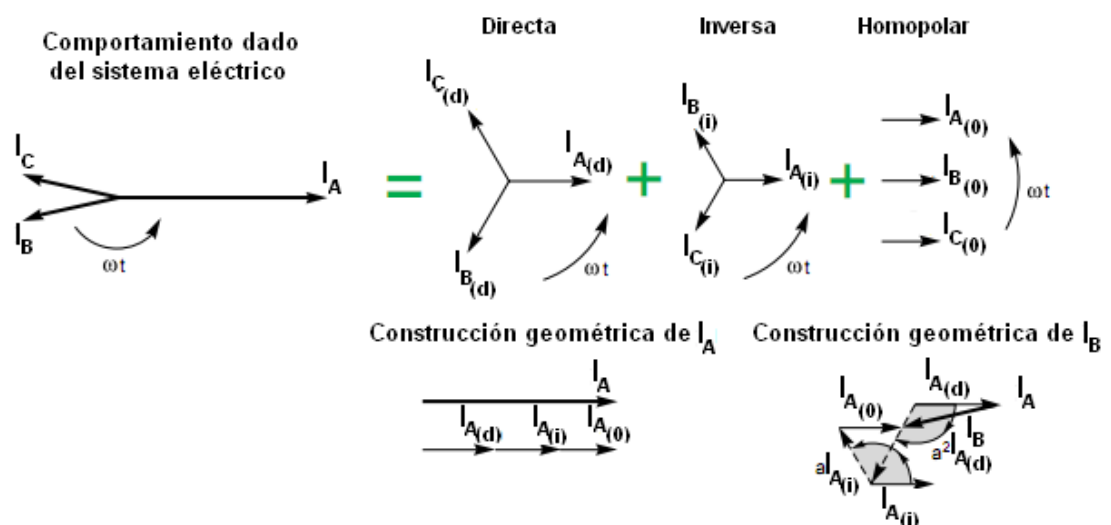
a^3 hace girar el vector un ángulo.

$$3 \times \frac{2\pi}{3} = 2\pi [\text{similar} 0]$$

En el plano complejo el operador adquiere los siguientes valores.

$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}; a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Ejemplo:



En la figura anterior aparece la construcción gráfica de la suma de los tres sistemas trifásicos: directo, inverso y homopolar. Los parámetros de tensión y corrientes se consideran de igual magnitud defesados 120°, también se incluyen sus respectivas impedancias. A través del método Fortescout que permite analizar las fallas asimétricas (cortocircuitos bifásicos, monofásicos, aperturas de conductores, etc.) que son aquellas donde los parámetros eléctricos por fases poseen valores modulares y de fase diferentes obtenemos como función de las componentes de secuencia de una sola fase:

$$\begin{aligned}
 \overline{I}_A &= \overline{I}_{A(d)} + \overline{I}_{A(i)} + \overline{I}_{A(0)} & \overline{U}_A &= \overline{U}_{A(d)} + \overline{U}_{A(i)} + \overline{U}_{A(0)} \\
 \text{a) } \overline{I}_B &= a^2 \overline{I}_{A(d)} + a \overline{I}_{A(i)} + \overline{I}_{A(0)} & \text{b) } \overline{U}_B &= a^2 \overline{U}_{A(d)} + a \overline{U}_{A(i)} + \overline{U}_{A(0)} \\
 \overline{I}_C &= a \overline{I}_{A(d)} + a^2 \overline{I}_{A(i)} + \overline{I}_{A(0)} & \overline{U}_C &= a \overline{U}_{A(d)} + a^2 \overline{U}_{A(i)} + \overline{U}_{A(0)} \\
 \text{c) } Z_d &= \frac{U_d}{I_d}; Z_i = \frac{U_i}{I_i}; Z_0 = \frac{U_0}{I_0}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito (I_{cc}), de modo simplificado en sus diferentes casos. [4]

Tipo de cortocicuito	Calculo de la corriente de cortocircuito
Cortocircuito monofásico	$I_{cc} = \frac{U \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$
Cortocircuito bifásico a tierra	$I_{tierra} = \frac{\sqrt{3} Z_i }{ (Z_d \cdot Z_i) + (Z_i \cdot Z_0) + (Z_d \cdot Z_0) }$
Cortocircuito bifásico aislado	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_i }$
Cortocircuito trifásico	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d \sqrt{3}}$

Donde

$Z_d, Z_i, Z_0 \rightarrow$ impedancias simétricas de secuencia directa, inversa y cero respectivamente.