

**Departamento de Electroenergética**



## **TESIS DE DIPLOMA**

### **Ajustes de las Protecciones de la Subestación de Tuinucú de la Provincia de Sancti Spíritus por 34.5kV**

**Autor: Dashiel Alexsi Chinaa Lorenzo**

**Tutores: Ing. Roger Díaz Palmero**

**Dra. Marta Bravo de las Casas**

**Santa Clara**

**2015**

**"Año 57 de la Revolución"**



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

**Facultad de Ingeniería Eléctrica  
Departamento de Electroenergética**



## **TESIS DE DIPLOMA**

### **Ajuste de las Protecciones de la Subestación de Tuinucú de la Provincia de Sancti Spíritus por 34.5kV**

**Autor: Dashiel Alexsi Chinaa Lorenzo**

**Tutores: Ing. Roger Díaz Palmero**

**Dra. Marta Bravo de las Casas**

**Santa Clara**

**2015**

**"Año 57 de la Revolución"**



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

---

Firma del Autor

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

---

Firma del Autor

---

Firma del Jefe de Departamento  
donde se defiende el trabajo

---

Firma del Responsable de  
Información Científico-Técnica

## **PENSAMIENTO**

Los simples heredarán necesidad; más los prudentes se coronarán de sabiduría.  
(Proverbios 14:18)

## **DEDICATORIA**

Este trabajo se lo dedico a toda mi familia pero en especial a mi mamá, mi abuelo, mi padrastro y mi hermana, quienes han hecho de todo para que yo cumpliera este sueño.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios y a todos los que me ayudaron a realizar esta tarea, en especial a mis tutores los que me han apoyado en los momentos más difíciles de manera incondicional.

## TAREA TÉCNICA

- Revisión de la literatura relacionada con el tema.
- Actualización de la red de 34.5 kV de Sancti-Spíritus.
- Corrida de flujos y cortocircuitos para las variantes de operación de la Subestación Tuinucú 110/34.5kV.
- Ajustes de las funciones de protección de los circuitos de 34.5kV de la Subestación de Tuinucú.
- Redacción del Informe.

---

Firma del Autor

---

Firma del Tutor

## **RESUMEN**

El presente trabajo fue motivado por la necesidad de hacer el estudio y los cálculos de los ajustes de las nuevas y modernas protecciones que serán instaladas en la subestación de Tuinucú 110/34.5kV de la provincia de Sancti Spíritus.

En la subestación se ha producido el retiro de uno de los dos transformadores por lo que las condiciones de operación han variado. Por otro lado la misma está dotada de protecciones las cuales se encuentran obsoletas de manera que no cumplen con los requerimientos necesarios para dar una calidad correcta al servicio eléctrico.

Las protecciones que se instalarán son las pertenecientes a los relevadores de la serie MICOM P127 y P143, que son parte de la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales. Las mismas pueden dar solución a la gran variedad de problemáticas que pueden surgir en los sistemas eléctricos y en especial en la subestación en estudio.

## TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO .....	IV
DEDICATORIA .....	V
AGRADECIMIENTOS .....	VI
TAREA TÉCNICA .....	VII
RESUMEN .....	VIII
TABLA DE CONTENIDOS .....	IX
INTRODUCCIÓN .....	1
SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....	3
PROBLEMA CIENTÍFICO.....	3
OBJETO DE ESTUDIO.....	4
OBJETIVO GENERAL.....	4
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
JUSTIFICACIÓN Y VIABILIDAD.....	4
CAPÍTULO 1 .....	6
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	6
1.1 Introducción .....	7
1.2 La función de las protecciones por relevadores .....	7
1.3 Sistemas de protección.....	8
1.4 Protecciones principales y de respaldo.....	9
1.5 Tipos de redes.....	11
1.6 Definición de generación distribuida.....	12
1.7 Impacto de la GD en las protecciones eléctricas .....	13
1.8 Cortocircuitos .....	14
1.9 Relevador de sobrecorriente.....	15

1.10	Relevadores de distancia.....	15
1.11	Relevador diferencial.....	17
1.12	Relevador de comprobación de sincronismo .....	18
1.13	Relevador de recierre .....	19
1.14	Relevadores de frecuencia.....	20
1.15	Relevador de tensión.....	20
1.16	Protección de falla de interruptor.....	21
1.17	Automáticas .....	22
1.18	Coordinación de los dispositivos de protección .....	22
<b>CAPÍTULO 2</b> .....		<b>24</b>
2	Introducción.....	25
2.2	Composición de la red eléctrica de la provincia Sancti Spíritus .....	25
2.3	Subestación Sancti Spíritus 220/110kV .....	26
2.4	Subestación Tuinucú 110/34.5 kV .....	27
2.5	Subestación Jatibonico 110/34.5 kV.....	28
2.6	Subestación Cabaiguán 110/34.5 kV .....	29
2.7	Emplazamiento fuel oil Sancti Spíritus .....	30
2.8	Descripción de la problemática existente .....	31
2.9	Regímenes de Trabajo .....	34
2.10	Descripción de los relevadores a utilizar.....	34
2.10.1	Potencialidades del Relevador P127 .....	34
2.10.2	Potencialidades del relevador P143.....	36
2.11	Carga de las líneas .....	37
2.12	Características de las líneas .....	37
<b>CAPÍTULO 3</b> .....		<b>40</b>

<b>AJUSTES DE LAS PROTECCIONES</b> .....	40
3 Introducción.....	41
3.2 Protecciones de sobrecorriente de fase.....	41
3.3 Protecciones de sobrecorriente de tierra .....	42
3.4 Ajuste del interruptor 3000 .....	42
3.4.1 Ajuste de la protección de fase del relevador 3000.....	42
3.4.2 Ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra del 3000.....	43
3.4.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa .....	45
3.4.4 Baja tensión y sobre tensión .....	46
3.4.5 Conductor roto .....	46
3.4.6 Coordinación relevador –fusible .....	47
3.4.7 Recierre .....	48
3.4.8 Fallo del interruptor .....	48
3.5 Ajuste de la protección 3020.....	48
3.5.2 Ajuste de la protección de fase del relevador 3020.....	49
3.5.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra .....	49
3.5.4 Ajuste de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa.....	50
3.5.5 Baja tensión y sobre tensión .....	51
3.5.6 Conductor roto .....	51
3.5.7 Coordinación relevador- fusible .....	51
3.6 Ajuste de la protección 3010.....	52
3.6.2 Ajuste de la protección de fase del relevador 3010.....	52
3.6.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra .....	54
3.6.4 Ajuste de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa.....	54
3.6.5 Baja tensión, sobre tensión y conductor roto. ....	55

3.6.6	Chequeo de sincronismo .....	55
3.6.7	Recierre .....	56
3.6.8	Coordinación relevador- fusible .....	58
3.7	Ajuste de la protección 1180.....	59
3.7.2	Ajuste de la protección de fase del relevador 1180.....	59
3.7.3	Ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra .....	60
3.7.4	Ajuste de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa.....	61
3.7.5	Baja tensión y sobre tensión, conductor roto .....	61
3.7.6	Chequeo de sincronismo .....	62
3.7.7	Recierre .....	62
3.7.8	Coordinación relevador- fusible .....	62
	Conclusiones .....	64
	Recomendaciones .....	65
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	66
	Anexo I.....	69
	Anexo II .....	70
	Anexo III .....	72
	Anexo IV.....	74

## INTRODUCCIÓN

Con el aumento acelerado de la demanda eléctrica en todo el mundo, unido a la aparición de nuevas tecnologías ha generado un desarrollo comprensible de las ramas que comprende la energía eléctrica como la generación, redes de transmisión, subtransmisión y distribución, dentro de esta última se encierra la nueva tendencia a las llamadas redes inteligentes o Smart Grid por sus significado en inglés. Este aumento también ha obligado a los sistemas eléctricos a ampliar su capacidad, aumentar sus interconexiones, así como la modernización de sus equipos e instalaciones, con el objetivo de brindar un servicio continuo y de calidad. Pero todos estos cambios no están exentos de consecuencias y una de ellas es que se requiere chequear los estados de operación y por ende los ajustes de los relevadores de protección. Para llevar a cabo esta tarea es necesario contar con un sistema de protecciones eléctricas diseñadas, construidas y ajustadas con el fin de permitir sistemas eléctricos confiables y seguros [1].

El incremento en el consumo de los combustibles fósiles y el daño provocado en el medio ambiente por la emisión de gases nocivos, que se desprenden principalmente de su quema, provocó hace ya algunos años que la humanidad se tomara en serio estos problemas y que empezara a buscar soluciones alternativas para la producción de energía eléctrica. Una de estas soluciones fue aprovechar los recursos renovables del planeta, tales como: la energía del sol, del viento, del agua etc, y trabajando en este sentido contribuir al ahorro de combustible y al cuidado del medio ambiente [1].

En nuestro país por ejemplo el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) se caracteriza por presentar una generación mayoritariamente dependiente de combustibles fósiles, explotando a menor escala el uso de energía renovables, como los generadores eólicos instalados en Gibara (Holguín) o las pequeñas hidroeléctricas como la PCHE ZAZA (En Sancti Spíritus). Estos proyectos han cobrado mayor fuerza en las últimas décadas con motivo del encarecimiento del petróleo a nivel mundial.

La humanidad es cada vez más dependiente del consumo energético, las redes se hacen más complejas cada día y la calidad y continuidad en el suministro se convierte en premisa indispensable para su funcionamiento. La energía eléctrica es

uno de los recursos energéticos principales de la sociedad y el usuario debe disponerla instantáneamente, en la cantidad exacta que necesita en cada momento y además, a la tensión y frecuencia correctas.

La calidad del servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de diversos parámetros como continuidad del servicio, fluctuaciones de tensión, contenido armónico de las formas de onda de tensión y de corriente, y variaciones de frecuencia [2]. De estos aspectos del servicio eléctrico son imputables al sistema de distribución, en gran medida, la continuidad de suministro y las variaciones de tensión y armónicos, puesto que la regulación de frecuencia es responsabilidad del sistema de generación.

El concepto de calidad de servicio es bastante amplio, de manera que no es posible sintetizarlo en un solo parámetro o índice. Para las fluctuaciones lentas y rápidas, existen diversos cuantificadores que dan cuenta de la presencia de tales anomalías e indican la necesidad de tomar medidas correctivas, dado que las fuentes de estos problemas son normalmente conocidas.

Los cortes de suministro de energía eléctrica que afectan a todos los usuarios produciendo graves distorsiones tanto en la sociedad como en la economía de un país son impredecible producto a rapidez ante casos de fallas eléctricas como son los cortocircuitos.

Los sistemas de protecciones de las líneas de transmisión constituyen un elemento clave en el funcionamiento de un sistema eléctrico, puesto que su diseño, coordinación y tiempo de actuación ante fallas de la red condicionan la calidad del suministro y estabilidad de operación del sistema. Entre los diferentes tipos de fallas que pueden estar presentes en dichas líneas son: cortocircuitos (línea-línea, línea-tierra y trifásicos principalmente), sobre intensidades generadas por variaciones de carga y descargas atmosféricas.

Nuestro país tiene la posibilidad del uso de la generación descentralizada producto a que la generación base de Cuba se encuentra respaldada por grandes plantas termoeléctricas mientras que en el pico de demanda se utilizan las máquinas que emplean el combustible diesel y fuel oil, las cuales están distribuidas por diversos lugares del país, principalmente en aquellos sitios donde existe grandes cargas o problemas de tensión, esto ha permitido adoptar el modelo de generación

distribuida. La implementación en nuestro país se debe a la necesidad de llevar la generación lo más cerca posible de la carga y con esto se ha logrado notables beneficios tanto a nivel de transmisión como de la misma distribución, puesto que se reducen las pérdidas y mejora el perfil de tensión en los alimentadores.

En estos momentos la Unión Nacional Eléctrica (UNE) está trabajando en la propuesta de un plan de reconfiguración y mejoramiento de las redes eléctricas, se realizan un conjunto de inversiones, las que incluyen la modernización de las plantas de generación, las subestaciones y las líneas. Todo esto con el propósito de consolidar las medidas de seguridad, para garantizar un servicio energético fiable y con la calidad adecuada a los consumidores.

Entre estas inversiones estuvo la construcción de una nueva subestación de 220/110 kV en la provincia Sancti Spíritus, lo que le permitió que este territorio logre el enlace por 220 kV que no existía con los beneficios que trae aparejado. Se tienen nuevas formas de generación (GD) introducidas en la provincia, nuevas subestaciones de 110/13,8 kV y otras inversiones que se vienen realizando entre las que está la modernización de las protecciones.

La subestación Tuinucú 110/34,5 kV actualmente está equipada con protecciones de tecnología obsoleta, de la década del 90 del siglo pasado. Se hace obligatoria su modernización, por lo que en los planes de este año está el cambio de las mismas. De manera que se hace necesario el estudio para poder hacer los nuevos ajustes de las protecciones que se instalarán que son de moderna tecnología digital.

### **SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.**

- La necesidad de realizar mejoras en el servicio ha conllevado a que la UNE modernice sus subestaciones y en especial sus protecciones.
- La subestación de Tuinucú 110/34.5kV es una de ellas, pues actualmente las protecciones con las que están trabajando se encuentran obsoletas.

### **PROBLEMA CIENTÍFICO.**

¿Cuáles serán los ajustes que llevarán las modernas protecciones que serán instaladas por 34.5kV en la subestación de Tuinucú 110/34.5kV de la provincia de Sancti Spíritus?

## **OBJETO DE ESTUDIO.**

Análisis del comportamiento de las protecciones eléctricas de la subestación Tuinucú 110/34.5 kV por 34.5kV ante los nuevos escenarios proponiendo los ajustes que garanticen la operación adecuada de las mismas.

## **OBJETIVO GENERAL.**

Realizar los cálculos de los ajustes de las protecciones de los circuitos de 34.5 kV de la subestación Tuinucú de la provincia de Sancti-Spíritus.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Realizar una revisión bibliográfica relacionada con el tema.
- Caracterizar la subestación y los circuitos.
- Actualizar el PSX provincial.
- Calcular los niveles de cortocircuito.
- Ajustar las funciones de protección que se implementarán.
- Redacción del informe.

## **JUSTIFICACIÓN Y VIABILIDAD.**

Una vez ajustadas las nuevas protecciones de la subestación se garantizará:

- Proteger al sistema ante contingencias de forma segura, por lo cual se le brindará al consumidor un servicio eléctrico más fiable.
- Disponer de ajustes predeterminados para las posibles variantes de operación de la subestación.

Los resultados de este trabajo son ejecutables en un plazo de tiempo muy corto y técnicamente es posible ajustar las protecciones de la forma que este trabajo sugiere. Económicamente hablando, los costos de ejecución de lo que se pretende con este trabajo son muy bajos (esencialmente el costo de la mano de obra), pero los resultados que se obtendrán se transformarán en un aumento de la calidad del servicio que actualmente se brinda, por lo tanto los beneficios económicos que la empresa eléctrica conseguirá serán considerables.

## **ESTRUCTURA DEL TRABAJO.**

El trabajo consta de una introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos.

En el primer capítulo se hace un estudio de las funciones de protección, los requerimientos para ser bien aplicadas en los sistemas, los tipos de protecciones utilizadas en las líneas y la influencia de la generación distribuida sobre las protecciones.

El segundo capítulo describe la subestación con sus variantes de operación y se dan datos de la misma, así como los relevadores que se van a emplear.

El tercer capítulo muestra los resultados de los ajustes de las protecciones.

Por último se dan un conjunto de conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

**CAPÍTULO 1**  
**REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

# CAPÍTULO 1

## Revisión Bibliográfica

### 1. Introducción al capítulo

En este capítulo se exponen aspectos teóricos importantes para el desarrollo del trabajo. Se abarcan temas como: función de las protecciones por relevador, sistemas de protección, tipos de redes, etc.

#### 1.1. La función de las protecciones por relevadores

Las protecciones eléctricas es la rama de la ingeniería eléctrica de potencia relacionada con los principios de diseño y de operación de los equipos de protección (llamados relés o relevadores de protección) los cuales detectan condiciones anormales del sistema de potencia e inician acciones de corrección tan rápido como sea posible para regresarlo a un estado de operación estable.

La función principal de los relevadores de protección es poner fuera de servicio algún elemento del sistema cuando este experimenta o sufre un cortocircuito, sobrecarga, o cuando opera de manera anormal y que podría causar daño o interferir con la operación efectiva del resto del sistema eléctrico. Se pudiera decir que sus funciones principales son [3] [4]:

- Disminuir el costo de reparación del daño ocasionado.
- Evitar que el problema pueda expandirse e involucrar otros equipos en el sistema de potencia.
- Disminuir el tiempo que el equipo fallado esta fuera de servicio.
- Impedir la pérdida en ingresos.
- Proteger la imagen de las empresas o compañías eléctricas.

Los relevadores deben cumplir varios requisitos para la protección, siendo las siguientes características funcionales las más importantes:

**Sensibilidad:** Cualquier equipo de protección debe ser suficientemente sensible para que funcione en forma segura en caso de ser necesario con la condición real de que produzca la tendencia de funcionamiento mínimo.

**Selectividad:** Debe ser capaz de seleccionar entre aquellas condiciones las que se requieren un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe funcionar o se requiere funcionamiento de acción retardada.

**Velocidad:** Requisito fundamental de los dispositivos de protección, ya que la falla o régimen anormal debe eliminarse en el menor tiempo posible, para evadir o disminuir daños a los elementos o equipos en el sistema, previniendo posibles perturbaciones en otras partes del mismo. De esta manera, se evitan condiciones que involucren la operación de más protecciones y por lo tanto se impide la desconexión de más elementos en el sistema, esto es de gran importancia puesto que al funcionar solo las protecciones donde ha ocurrido la falla y en el menor tiempo posible posibilita continuar dando servicio a las demás zonas mientras se soluciona el problema existente.

Las protecciones deben actuar tan pronto como sea posible, es decir, actuar antes que las cantidades de la falla (tensiones o corrientes) hayan dañado los equipos a proteger. El tiempo total de operación de una protección estará dado por la expresión (1.1).

$$t_{\text{operación}} = t_{\text{propio del relé}} + t_{\text{propio del interruptor}} \quad (1.1)$$

**Confiabilidad:** No es más que la probabilidad de que la protección opere correctamente cuando se requiera. Presenta dos aspectos, dependencia, la cual es la encargada de dar certeza de una operación correcta cuando ocurra una falla y otra es la seguridad, que no es más que la habilidad para evitar operaciones incorrectas.

Durante las fallas el equipo de protección es ayudado en esta tarea por los denominados interruptores, que son capaces de desconectar la falla. Una función secundaria de los relevadores de protección es proveer indicación de la localización y tipo de falla ocurrida.

## 1.2. Sistemas de protección

Se usan un conjunto de definiciones en relación a los sistemas de protección, ellas son [5]:

- a) Sistema de protección: El arreglo completo del equipamiento de protección y los otros dispositivos requeridos para llevar a cabo una función específica [4].

- b) Equipos de protección: Dispositivos de protección (relevadores, fusibles, etc.). Se excluyen en este caso los transformadores de corriente (TC) y los de potencial (TP), etc.
- c) Esquemas de protección. El conjunto de equipos que forman parte de la función de protección (relevadores, interruptores, TC, TP, baterías, etc.,).

### 1.3. Protecciones principales y de respaldo

La protección primaria es aquella que los interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia la cual permite la desconexión del elemento fallado [6]. La Fig. 1.1 muestra un sistema eléctrico en donde se han dibujado las zonas de protección primarias las cuales deben ser solapadas.

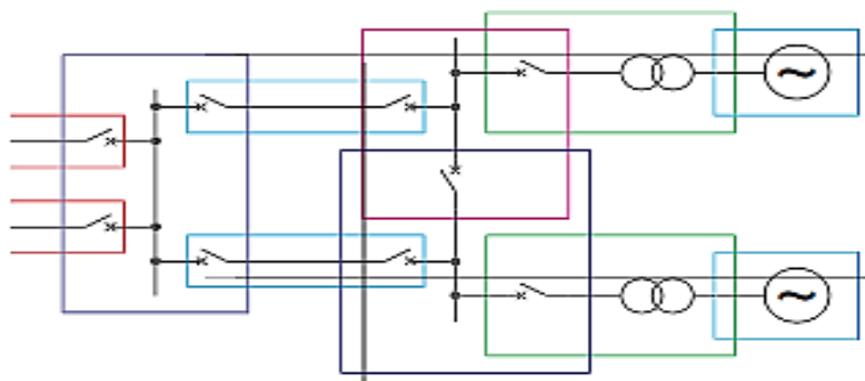


Fig. 1.1. Zonas de protección primaria.

La instalación de protecciones de respaldo es de gran importancia pues son estas las encargadas de aislar una avería al fallar la protección primaria. Una segunda razón por la cual utilizar respaldo es proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

La protección de respaldo que puede ser local o remoto se emplea solo para protección de cortocircuitos. Debido a que estos son el tipo preponderante de falla del sistema de potencia. Para la ejecución de esta tarea de forma efectiva las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las fallas que ocurren dentro de sus zonas de protección.

- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falla.

La necesidad de respaldo remoto, local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falta para el sistema de potencia.

Respaldo remoto: las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.

Respaldo local y falla interruptor: el respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falta no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las fallas que ocurren dentro de su zona de protección.
- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima de cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falta.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.



Fig. 1.2. Zonas de protección primaria y respaldo de un relevador.

### 1.4. Tipos de redes

Los sistemas eléctricos tienen diferentes tipos de redes, estos se clasifican según su estructura en [7] [8]:

- a) Redes radiales (Fig. 1.3): son aquellas que se alimentan por un solo extremo de la línea. Son de bajo costo, pero poco fiables ante una interrupción, incluso pueden dejar a todos los consumidores sin servicio. Estas redes pueden estar constituidas por un tronco principal del cual parten diversos ramales.

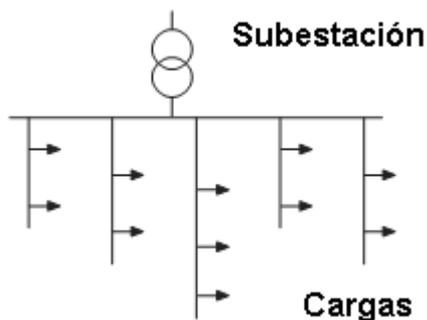


Fig. 1.3. Esquema de una red radial.

- b) Redes en lazo (Fig. 1.4): un lazo es la conexión de dos circuitos radiales que trabajaban cerrados, esto da la ventaja de poder abrir un extremo de la línea continua para entregar energía por el otro extremo. Ante una situación como esta es necesario conocer si el extremo de la línea desde donde se va a alimentar es capaz de transmitir la carga conectada, sin afectar a la totalidad de los consumidores. Este tipo de circuito está preparado para trabajar con el lazo tanto abierto como cerrado.

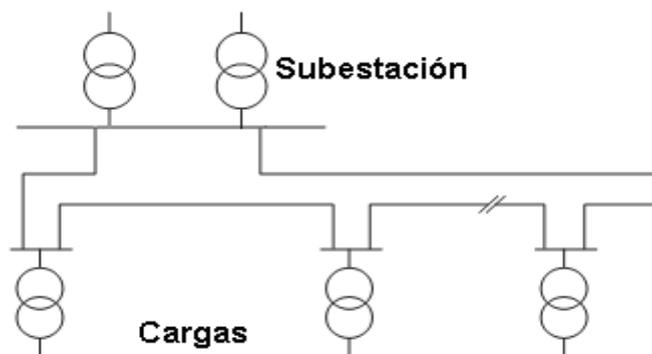


Fig. 1.4. Esquema de una red en lazo.

- c) Redes en malla (Fig. 1.5): es una red totalmente interconectada, la cual es de alta fiabilidad ante cualquier avería. Este tipo de configuración es muy utilizada en la transmisión y la subtransmisión. Además es capaz de eliminar la subestación convencional y los alimentadores primarios largos, sustituyéndola por una serie de subestaciones estratégicamente conectadas entre sí a lo largo de toda la red.

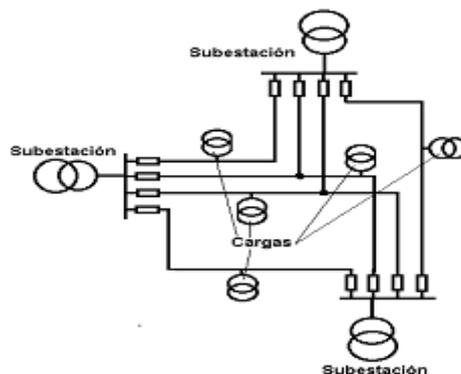


Fig. 1.5 Esquema de una red mallada.

### 1.5. Definición de generación distribuida

La generación distribuida (GD) ha representado un cambio en el paradigma de la generación centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que es tan viejo como los inicios mismos de la generación eléctrica.

Está conformada por plantas de baja potencia, donde su rendimiento no llega a alcanzar a las grandes centrales eléctricas, haciendo importante su instalación cerca de las cargas, lo que provoca que se compense así su bajo rendimiento con la reducción en pérdidas por transmisión [9].

Una definición muy conocida de generación distribuida es la del “Institute of Electrical and Electronic Engineers” (IEEE): “Generación Distribuida es la producción de electricidad por instalaciones, que son lo suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un conjunto de recursos distribuidos” [10].

Los criterios de la potencia en que se pueden clasificar los generadores de la generación distribuida son tan disímiles como su propia definición, pero por lo general se aceptan márgenes hasta 10 MW [11].

Una de las grandes ventajas es que permiten una respuesta rápida ante diferentes circunstancias como pudieran ser picos eléctricos o fenómenos naturales [12].

A partir de los cambios tecnológicos y organizativos aplicados con la llamada Revolución Energética, Cuba es el segundo país en el mundo con mayor porcentaje de generación eléctrica distribuida, respecto a su capacidad total instalada, afirmaron especialistas del Centro de Información y Desarrollo de la Energía (CUBAENERGIA).

### **1.6. Impacto de la GD en las protecciones eléctricas**

Durante los pasados años el sistema eléctrico nacional se ha beneficiado con la introducción de la generación distribuida en los sistemas aunque puede presentar situaciones anormales en la ingeniería de distribución. Algunas de sus ventajas son [13]:

- Fuentes de emergencia durante estados de pérdidas de la alimentación.
- Apoyo a la generación durante periodos de picos eléctricos.
- Reducción de las variaciones de voltaje.
- Aumento de la fiabilidad.
- Capacidad útil y adicional de Potencia.

En los esquemas de distribución donde la red opere en paralelo con fuentes de GD, la función principal de los dispositivos de protección de interconexión es detectar cualquier disturbio en la red que pudiera dañar la fuente de GD o a la misma red; además de proporcionar protección adicional de respaldo para fallas internas. En estos esquemas la GD puede alimentar tanto carga local como exportar energía excedente a la red. El manejo efectivo de la GD no es más que para asegurar que la potencia entregada al sistema mantenga el control de estabilidad del mismo y una regulación de voltaje aceptable, por lo que esto significa que hay que utilizar sistemas informatizados y automatizados para lograr dicho control [14].

Los niveles funcionales de las protecciones en la interconexión entre una fuente de GD y la red de distribución varían dependiendo de factores como: tamaño y tipo del generador, así como tipo de interconexión con la red de distribución.

Una de las áreas más afectadas que existe debido a este cambio son las protecciones eléctricas [15], esto se debe a que existe un aumento de la corriente de cortocircuito como consecuencia de la disminución de la impedancia de Thevenin visto desde una barra y de la posición relativa entre el relevador, la falla y la GD [16]. El aumento o disminución de la corriente de cortocircuito altera la coordinación de las protecciones así como la operación de los equipos de control asociados, lo que pudiera ocasionar la disminución de la sensibilidad [17]. Esto es producto a que la GD sube el perfil de tensión en la parte superior del alimentador, lo cual reduce la corriente vista por el relevador y la sensibilidad a la falla, de manera que la falla tiene que estar más cercana al dispositivo de protección para que la detecte.

### **1.7. Cortocircuitos**

El tipo de falla eléctrica que origina los máximos efectos es el cortocircuito, como se le conoce generalmente, pero también existen otras condiciones de funcionamiento anormales. Los tipos de cortocircuitos que existen son:

- Fase a tierra: Es cuando una de las fases hace contacto con tierra.
- Bifásico: Es cuando dos fases hacen contacto entre sí, no existe circulación de corriente de secuencia cero.
- Bifásico a Tierra: Es cuando dos fases hacen contacto entre sí y tierra.
- Trifásico: Es cuando las tres fases hacen contacto entre sí, no existe circulación de corriente de secuencia cero.

La experiencia ha mostrado que entre el 70 y el 80 % de los cortocircuitos en las líneas de transmisión son monofásicos o de fase a tierra, que se originan en el flameo de una línea a la torre y a tierra. Alrededor del 25% de fallas son bifásicas o bifásicas a tierra. Solo aproximadamente el 5% es trifásico, simétrico [18].

El arco eléctrico que se produce en las faltas, contiene generalmente mucha energía y puede producir daños muy importantes aún en tiempos muy cortos, no solamente poniendo los elementos fuera de servicio por un instante, sino haciéndolo inservible por un largo período de tiempo.

En el software PSX es posible realizar el cálculo de todos los niveles de cortocircuitos, en todos los nodos de la red que se deseen. Además, mediante los denominados “switchings” es posible representar diferentes condiciones anormales, aisladas o simultáneas, que permiten calcular todas las variables de la red en el

momento de producirse o posterior, aprovechando las facilidades de simulación en el tiempo de la estabilidad.

### 1.8. Relevador de sobrecorriente

Los relevadores de sobrecorriente son la forma más barata y simple de proteger una línea de transmisión o distribución [3] [6]. Su combinación con otros esquemas permite varias variantes:

- Instantáneo.
- Temporizado.

Se les puede utilizar como protección de fase y de tierra. Pueden ser direccionales o no.

Uno de los inconvenientes de su uso es que no pueden discriminar entre corriente de carga y corriente de falla; por lo cual solo se emplean cuando la corriente de falla es mayor a la de carga.

La corriente de cortocircuito en las líneas depende fuertemente de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo tanto la zona de la línea protegida por un relevador de sobrecorriente está estrechamente vinculada a la configuración del sistema eléctrico.

### 1.9. Relevadores de distancia

Los relevadores de distancia se utilizan por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas de fase en las líneas de subtransmisión y transmisión [6]. Su principio de operación es basada en la medición de la impedancia de la línea obtenida a través de la medición de voltaje y la corriente, según la ecuación 1.2, operando como el valor determinado. Suele presentar temporización escalonada muy similar a los relevadores de sobrecorriente.

Donde:

$$Z_r = \frac{V_r}{I_r} \quad (1.2)$$

Donde:

$Z_r$ -Impedancia de la línea calculada por el relevador.

$V_r$ -Tensión medida por el relevador.

$I_r$ -Corriente medida por el relevador.

$Z_r$  siempre es igual a la impedancia que existe entre el punto de medición y el lugar de falla, de tal forma que varía proporcionalmente con la localización del cortocircuito.

Varios son los criterios seguidos para el ajuste, siendo el más utilizado en el que la primera zona protege el 80% de la línea. La segunda zona tiene la misión de proteger el tramo final de la línea que quedó sin proteger por la primera zona y el 20% de la línea continua, así como la subestación intermedia, no es instantáneo, ya que debe coordinar con las demás zonas. La tercera zona sirve de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes, en caso de existir problemas en alguna de ellas (interruptores que no disparen ante fallas), constituyendo una protección de respaldo, al igual que el segundo presenta un retardo de tiempo. Los diferentes escalones se pueden apreciar en la Fig. 1.6 y la característica de operación de uno de ellos en la Fig. 1.7.

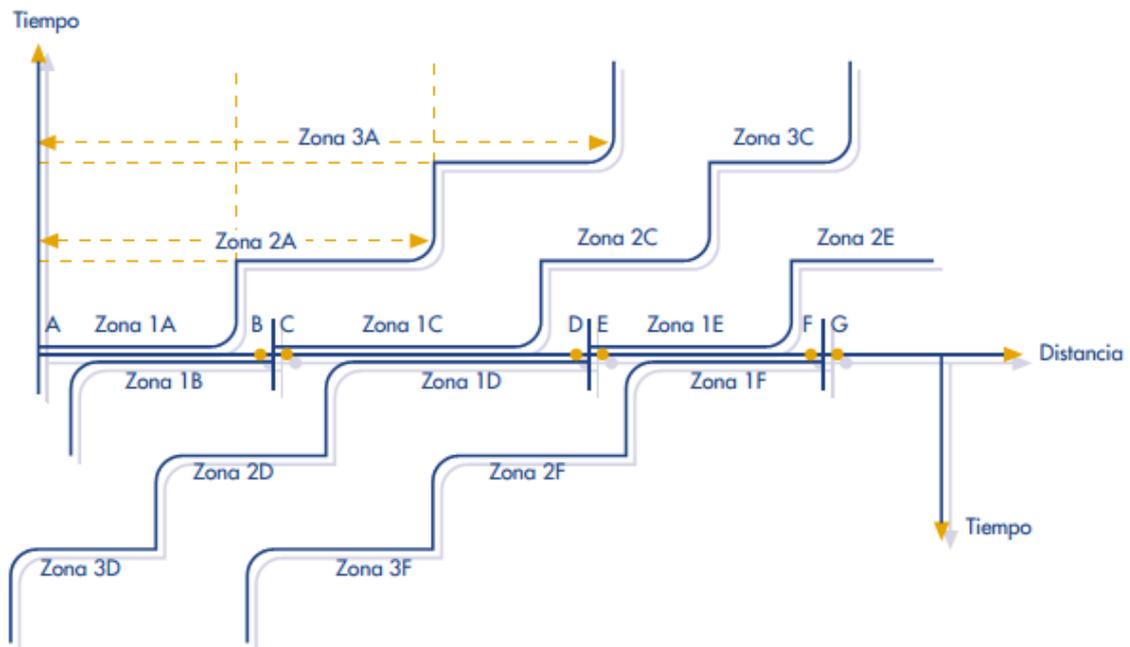


Fig. 1.6. Zonas de protección de un ajuste común de distancia.

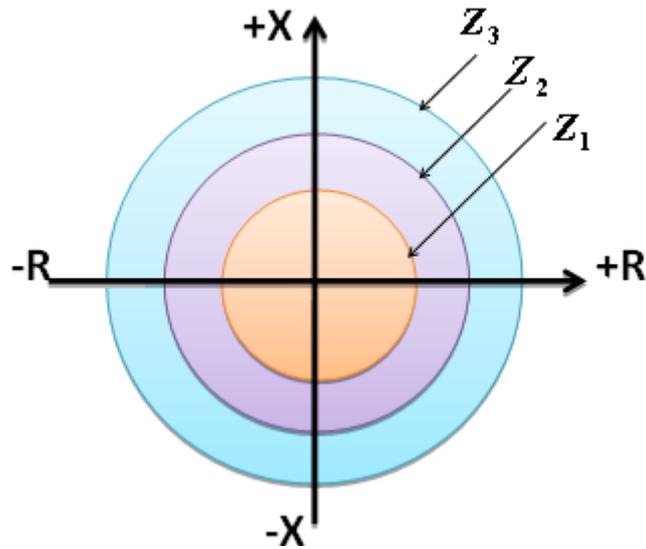


Fig.1.7. Característica y funcionamiento de un relevador de distancia del tipo impedancia.

### 1.10. Relevador diferencial

El uso de las protecciones diferenciales es muy difundido en el resguardo de diferentes equipos eléctricos como son: líneas, generadores y transformadores. Su uso se puede asumir que se basa en la primera Ley de Kirchhoff que afirma: “La suma de todas las corrientes que llegan a un nodo es igual a la suma de las corrientes que salen del mismo”, dicho de otra forma, la corriente en un elemento de un sistema es igual a la que sale de él.

Como se ilustra en la figura 1.8 las sumas de las corrientes que pasan por el elemento deberá ser exactamente igual a la que sale de la misma, de esta manera no circula corriente por la protección Ar.

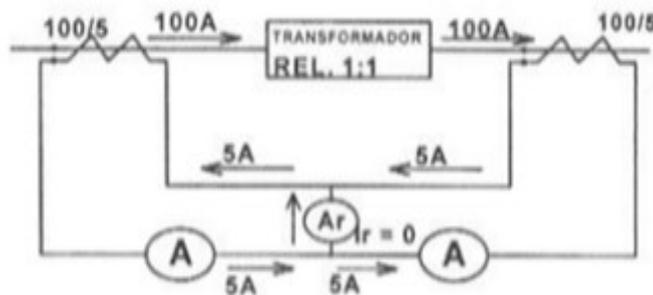


Figura 1.8. Funcionamiento de un relé diferencial.

Esta teoría simple y sencilla no es posible llevarla a la práctica con esa facilidad ya que intervienen varios factores que hasta este momento no se han tomado en consideración como son:

- Diferencia en las características de los transformadores de corriente (TCs)
- Relación de transformación variable en un transformador con cambiador de taps.
- Dificultad para igualar las corrientes secundarias ya que los transformadores de corriente se fabrican con relaciones fijas (sin posibilidad de ajustes finos).
- Corriente magnetizante momentánea al energizar al transformador (INRUSH CURRENT) la cual aparece solo en los TCs desde donde se energiza el transformador.
- Desfasamientos en los fasores de corriente y voltajes provocados por los diferentes tipos de conexiones en transformadores trifásicos.

Ante estos problemas los fabricantes de equipos de protección los han ido resolviendo de diferentes formas, agregando algunos dispositivos al principio fundamental de funcionamiento logrando con ello relevadores adecuados para una mejor protección de los transformadores de potencia.

#### **1.11. Relevador de comprobación de sincronismo**

Se conoce por el nombre genérico de relevador de comprobación de sincronismo a aquellos dispositivos que permiten utilizarlos para comprobar cuando están o no dos partes de un mismo sistema o dos sistemas separados en sincronismo uno con el otro. Miden las magnitudes de las tensiones de los dos lados y el ángulo existente entre ellos durante un período de tiempo, permitiendo o bloqueando su acoplamiento.

Con la introducción de las nuevas generaciones de relevadores digitales esta función suele estar vinculadas dentro del mismo permitiendo así la conformación de esquemas más sencillos.

### **1.12. Relevador de recierre**

Los relevadores de recierre no son más que los dispositivos que permiten cerrar la línea de forma automática tras su apertura en el momento de ocurrir una falla, esto se realiza enviando la orden de cierre del interruptor luego de recibir permiso del relevador de comprobación de sincronismo.

Un análisis de las fallas, en cualquier red de líneas aéreas, muestra que entre el 80 y el 90 % de ellas son de naturaleza transitoria. Las fallas transitorias pueden eliminarse instantáneamente por el disparo de uno o varios interruptores y no reaparecerá al reconectar la línea [19].

En la mayoría de las fallas si la línea es disparada instantáneamente y el arco tiene tiempo suficiente para desionizarse, el recierre del interruptor permite reponer con éxito el servicio.

Es una de las principales prácticas para el mejoramiento de los índices de confiabilidad en sistemas o circuitos de distribución aéreos. Esta metodología se suele acompañar por otras actividades como mantenimientos preventivos y correctivos de la red, e implementación de mecanismos de seguridad para mantener la continuidad del servicio.

No existe una metodología clara para la aplicación de esquemas de recierre en los interruptores de las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución por parte de las empresas o compañías eléctricas. Debido a ello, lo que se utiliza en la actualidad es la experiencia adquirida en la operación del sistema.

Las fallas en las líneas son generalmente causadas por fenómenos tales como: incendios de maleza, aves sobre los aisladores, quema de sembradíos, truenos y contaminación, así como aquellos que ocurren causados por daños mecánicos de las líneas, como son ruptura del conductor, conectores, aislamiento, etc.

Su gran importancia radica en [20] [21] [22]:

- Garantizar al cliente la continuidad de servicio.
- Mantener la estabilidad del sistema.
- Restauración del sistema cuando se tiene cargas críticas.
- Lograr alto índice de confiabilidad del sistema.
- Recuperar el sistema a sus condiciones normales de operación.

- Eliminar las fallas por completo, gracias al recierre con tiempo de retraso.
- Restaurar el servicio en interconexiones.
- Reducir la duración de la falla, que puede precautelar la vida útil de los equipos.
- Ser de mucha utilidad en subestaciones desatendidas.

### **1.13. Relevadores de frecuencia**

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

Los relevadores de frecuencia son utilizados con el fin emitir señales de aviso, disparos o cierres de determinadas cargas o máquinas generadoras.

### **1.14. Relevador de tensión**

Cuando se tienen niveles de tensión fuera de los parámetros en el sistema eléctricos se puede afectar a los equipos al alterar la tensión de servicio para la cual están diseñados, causando la disminución de su vida útil, por lo que es necesario limitar el tiempo de duración [23]. Por ello se usa en las redes relevadores de bajatensión y sobretensión.

Diversas razones pueden provocar condiciones de mínima tensión en una red eléctrica, como son el aumento de la carga de la red y las fallas en la red eléctrica inducen una reducción de tensión de las fases afectadas por la falla [4].

El ajuste umbral de baja tensión, debe ajustarse a un valor por debajo de las variaciones normales que pueden esperarse en la red. Este depende de la red en cuestión, pero las variaciones típicas de tensión de una red en ausencia de fallas se encuentran en el intervalo de  $-10\%$  del valor nominal. La temporización necesaria

depende del tiempo durante el cual la red puede soportar la caída de tensión. Un ajuste típico puede ser del orden de 0.5s si hay cargas motoras conectadas.

Por lo general la protección de sobretensión tiene casi siempre una primera etapa de disparo por sobretensión que se ajusta entre 1,15 a 1,20 p.u, la temporización de esta etapa debe estar entre 1 a 30 s. La segunda etapa de disparo debe ajustarse entre 1,20 a 1,30 p.u, la temporización debe estar entre 0,1 a 10 s.

### **1.15. Protección de falla de interruptor**

La protección de falla de interruptor puede utilizarse para disparar los interruptores de respaldo situadas "aguas arriba" de la falla, a fin de aislar una falla correctamente [19]. La protección de fallo interruptor puede igualmente reiniciar los contactos de salida asegurando que las órdenes de bloqueo a las protecciones "aguas arriba" sean eliminadas.

Se recomienda que la función falla interruptor opere por corriente y por la habilitación de una señal de disparo externa. La protección de falla de interruptor es un sistema de control para prevenir la falla en la apertura de un circuito de alta tensión cuando se ha dado una orden de apertura por cualquier relevador de protección [23].

Se recomienda aplicar dos filosofías de protección falla interruptor ambas basadas en la medición de la corriente que circula por el interruptor.

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

$$I_{\text{máxcarga}} < I_{50BF} < I_{\text{mínfalla}} \quad (1.3)$$

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

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

1. En primera instancia (función 50BF1) se debe efectuar una orden de apertura a ambas bobinas de apertura del interruptor. El tiempo debe ser definido considerando un margen sobre la protección principal y no debe interferir con los recierres automáticos.

2. En segunda instancia (función 50BF2) se debe proceder con la apertura de los interruptores vecinos de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar al interruptor fallado.

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

### **1.16. Automáticas**

El desarrollo del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) trajo consigo nuevas situaciones e inestabilidad a causa de la pérdida de potencia activa y/o reactiva. En primera instancia se instalaron las descargas automáticas por frecuencia (DAF) las que redujeron estos efectos indeseados, posteriormente se implantó la descarga automática por voltaje (DAV) como complemento dando respuesta satisfactoria a las necesidades del sistema, antes o después de la pérdida de potencia, o por disparos de líneas fundamentales del SEN.

A continuación se recogen las principales automáticas:

- A.C.A. – Automática Contra Averías.
- D.A.F. – Descarga Automática por Frecuencia.
- R.A.F.- Reposición Automática por Frecuencia.
- D.A.V. – Descarga Automática por Voltaje.
- R.A.V. – Reposición Automática por Voltaje.
- D.C. – Descarga Centralizada.

### **1.17. Coordinación de los dispositivos de protección**

El proceso de selección de curvas o ajustes, o ambos de los dispositivos de protección para lograr la selectividad requerida es la coordinación. Este proceso de selección de características, se realiza de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de potencia como consecuencia de la falla.

- Coordinación Relevador –Fusible.

El relevador instantáneo debe hacer una o varias operaciones sin que el fusible se funda, después de lo cual debe quedar bloqueado por el relevador de recierre, el

fusible debe entonces fundirse antes de la operación del relevador con retardo de tiempo, aislando el fallo. Si el fallo es transitorio y se elimina antes de la fusión del fusible, los relevadores se reposicionan. Solo para un fallo permanente el fusible abre. Esto trae la ventaja que para fallas temporales el circuito de la carga no se desconecta. Este arreglo brinda seguridad de operación y disminuye el costo del mantenimiento.

## **CAPÍTULO 2**

### **DESCRIPCIÓN DE LA RED**

## **CAPÍTULO 2**

### **Descripción de la red**

#### **2. Introducción al capítulo**

En el presente capítulo se muestra la composición de la red de la provincia de Sancti Spíritus, así como la descripción de la subestación Tuinucú110/34.5kV y se detalla la problemática existente en la zona aledaña a dicha subestación.

Para la realización de este capítulo fue necesaria la caracterización de la red eléctrica de la provincia Sancti Spíritus con los cambios actuales y las proyecciones futuras. Esto motivó la compilación de información actualizada de la red en lo que se incluyen los nuevos proyectos e inversiones que se prevén en los próximos años, así como la resumen detallado de los cambios realizados recientemente en las líneas de subtransmisión.

El modelado de la información fue realizado con el apoyo del software Sore V1.3, así como Power System Explorer (PSX) versión 3.02, desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergético (CEE) de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas (UCLV). El uso del software PSX permite la simulación de redes de transmisión y subtransmisión de la provincia, con el fin de proveer su comportamiento, así como la respuesta ante los cambios realizados y eventualidades como son los cortocircuitos.

Se realiza la descripción de la subestación objeto de estudio, Tuinucú 110/34.5kV, así como los problemas presentados a las protecciones eléctricas a raíz de la salida de servicio de uno de sus transformadores y las variantes de enlaces posibles con Cabaiguán 110/34.5kV y Jatibonico 110/34.5kV.

#### **2.1. Composición de la red eléctrica de la provincia Sancti Spíritus**

La red eléctrica de Sancti Spíritus como se puede apreciar en la Fig. 2.1, está caracterizada por estar alimentada a través de un doble enlace con Santa Clara 220kV y Vicente 220kV, los cuales alimentan a la subestación Sancti Spíritus 220/110kV (SSP220), de la cual parten líneas de enlace hacia Sancti Spíritus #1 (SSP1) y Sancti Spíritus #2 (SSP2), ambas de 110/13.8kV. También se enlaza con Cabaiguán 110/34.5kV, Yaguajay 110/34.5kV y Jatibonico 110/34.5kV. Por su parte

Tuinucú 110/34.5kV se alimenta a través de un doble enlace de 110kV y Trinidad 110kV desde Cienfuegos 220kV.



Fig.2.1. Líneas de transmisión en la provincia Sancti Spíritus.

## 2.2. Subestación Sancti Spíritus 220/110kV

Es preciso recordar que esta surge por la necesidad de conectar la red eléctrica de la provincia a las líneas de 220kV que atraviesan al territorio, motivado por el notable incremento de la demanda en los últimos años, así como los problemas de pérdidas eléctricas y bajos voltaje en los nodos de 110kV, lo que hacía insostenible dar un servicio de calidad en el pico eléctrico través de sus enlaces de 110kV al sistema nacional, esto unido al deterioro de las línea de Tuinucú–Jatibonico producto a la contaminación presente contribuyó que no sea seguro este enlace [24].

### 2.3. Subestación Tuinucú 110/34.5 kV

La subestación Tuinucú 110/34.5kV juega un papel fundamental en la distribución eléctrica en la provincia ya que suministra la mayor parte de la carga industrial y residencial del municipio cabecera y zonas aledañas. Presenta enlaces por 34.5kV con las subestaciones Cabaiguán, Jatibonico y el emplazamiento fuel oil Sancti Spiritus. Esta subestación está constituida por un transformador estrella-estrella sólidamente aterrado con una potencia de 25 MVA y una tensión de operación nominal 110/34.5kV.

Como se puede apreciar de la Fig. 2.2 la subestación presenta un esquema de doble barra de 110kV alimentadas por los interruptores TI101 y TI102, las cuales se unen a través del interruptor TI103. Por 34.5 kV cuenta con un esquema de doble barra las que se enlazan a través del enlace 1150 y se alimentan desde el totalizador 1140 del transformador. Esta subestación presenta además un banco de capacitores de 10 MVAR que se conecta a través del interruptor 1160, utilizado con el fin mejorar la tensión de subtransmisión contribuyendo con la generación de potencia reactiva. Presenta cuatro salidas de líneas a través de los interruptores 3020, 3000,3010 y1180.

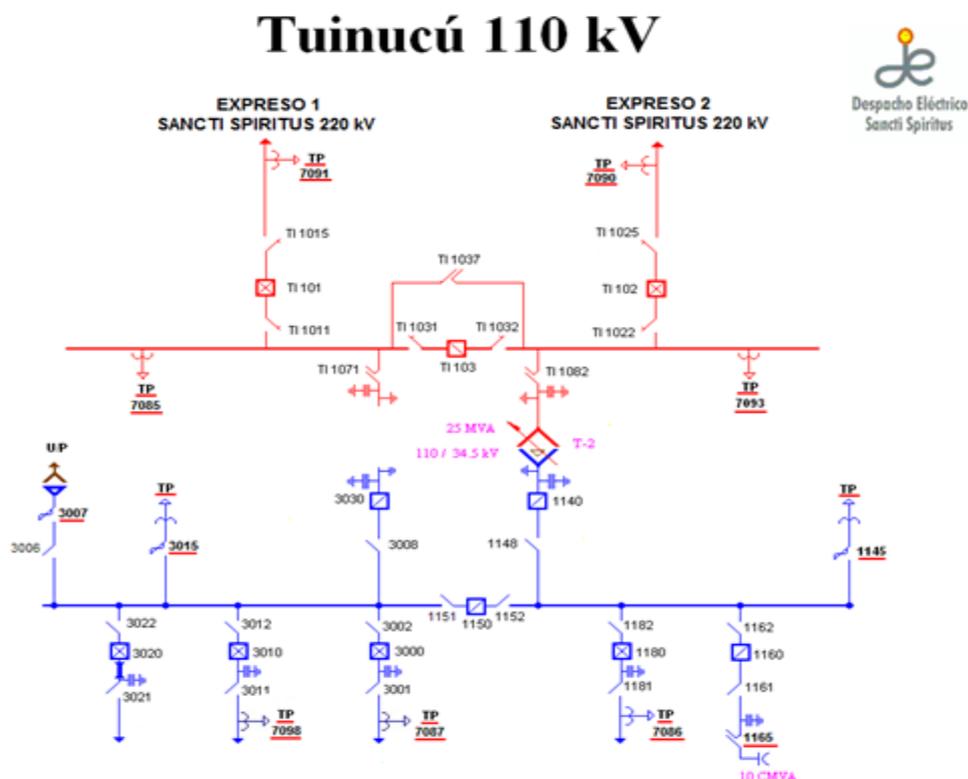


Fig.2.2. Esquema monolineal de la subestación Tuinucú 110/34.5kV.

Como parte de los proyectos de la UNE para la modernización de las viejas subestaciones que existen en el país se pretende en el transcurso del 2015 el cambio de todas las protecciones con que cuenta la subestación. Producto a estos es necesario realizar el chequeo de los ajustes de los relevadores, así como analizar las nuevas variantes de operación tras el retiro del transformador T-1, y su influencia en el sistema.

Se pondrá en funcionamiento paneles los cuales están equipados con relevadores de la serie MICOM, particularmente los P143 y P127, como protección a las líneas, mientras que para el transformador se utilizara un P633. Estos relevadores digitales multifuncionales constituye la variante ideal para hacer frente a toda problemática asociada con la introducción de la generación distribuida. Estos poseen la capacidad de incorporar diversas funciones como: protección, medición, control y monitoreo, utilizando las bondades del procesamiento digital de señales (DSP) para mejorar el desempeño de los sistemas de protección en velocidad y precisión.

#### **2.4. Subestación Jatibonico 110/34.5 kV**

Como se puede apreciar en la Fig.2.3 la subestación Jatibonico 110/34.5kV se enlaza por 110kV con las subestaciones de SSP220 y Vicente 220kV. Cuenta con dos transformadores de 110/34.5kV, estrella-estrella sólidamente aterrada de una potencia de 25 MVA cada uno. Estos son los encargados de alimentar la cabecera municipal y otras zonas aledañas. Tanto por 110kV como por 34.5 kV presenta un esquema de doble barra con barra auxiliar que permite una flexibilidad en la operación del sistema ante averías y trabajos de mantenimientos. Presenta seis salidas por 34.5kV.

Este municipio tiene la posibilidad de poseer generación distribuida (GD) en la subestación Construcción Papelera 13.8kV, la cual está conformada por dos generadores MTU 2000 y se une al sistema a través del interruptor 1490.

La subestación Jatibonico 110kV presenta un enlace con el central Uruguay, el más grande del país, que tiene instalado cuatro turbogeneradores de 4 MVA cada uno, los que cubren la demanda de la instalación y entregan un excedente de 4 MW al sistema, en el periodo de zafra.

La subestación tiene posibilidad de enlace con la subestación Tuinucú 110/34.5kV por el interruptor 1495, al cerrar el desconectivo 6814.



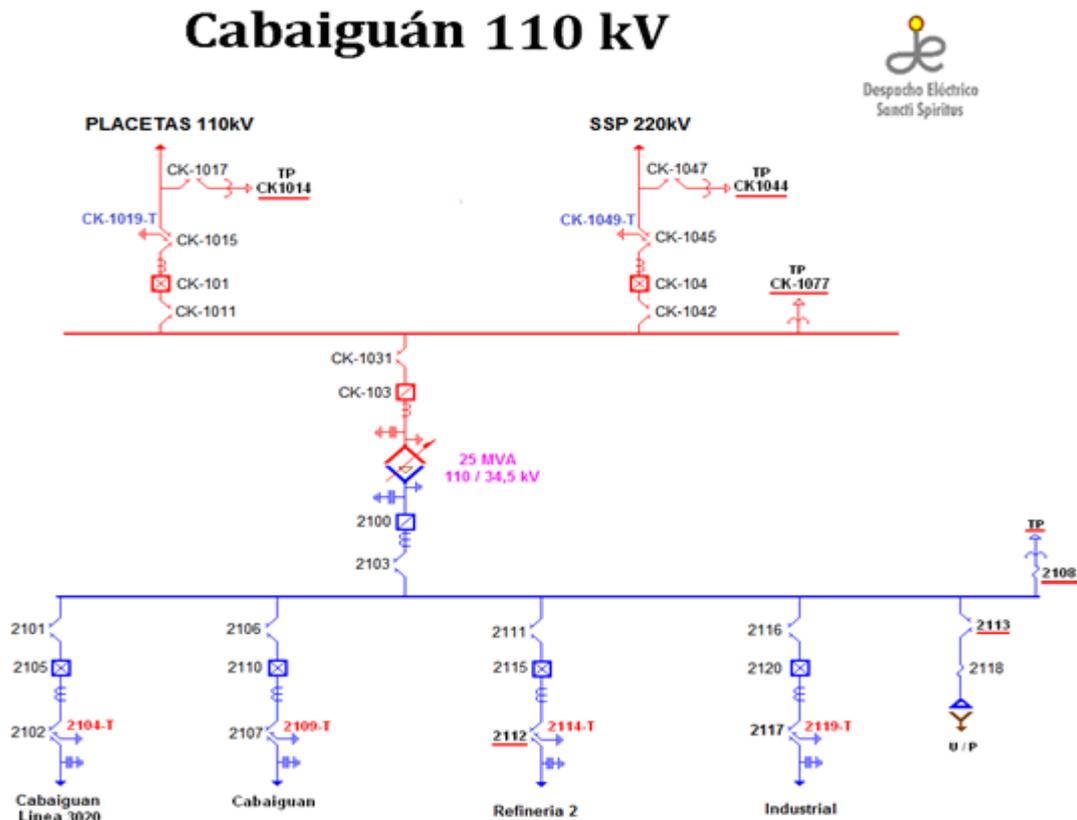


Fig. 2.4. Esquema monolineal de la subestación Cabaiguán 110/34.5kV.

La subestación tiene posibilidad de enlace con la subestación Tuinucú 110/34.5kV por del interruptor 3020, al cerrar el desconectivo 7143.

## 2.6. Emplazamiento fuel oil Sancti Spíritus

El emplazamiento fuel oil de Sancti Spíritus está compuesto por cinco máquinas generadoras de marca MAN con una capacidad total de 24.4 MVA. Estas se utilizan en el apoyo al sistema durante el pico eléctrico, aunque en caso de déficit de generación son utilizadas en otros horarios.

Cuenta con dos transformadores 12.5MVA, conectados a un sistema de doble barra por 34.5kV y por 13.8kV. Presenta dos salidas de líneas de los circuitos 111 y 112, así como un doble enlace con la barra de 13.8kV de SSP2. Desde la barra de 34.5kV parten las salidas de líneas 7065 y 7075 de 34.5kV que enlazan con el 1180 y el 3010 respectivamente. El esquema monolineal se muestra en la Fig. 2.5. Estas características antes señaladas posibilitan una gran variedad de enlaces en el sistema ante determinadas situaciones.

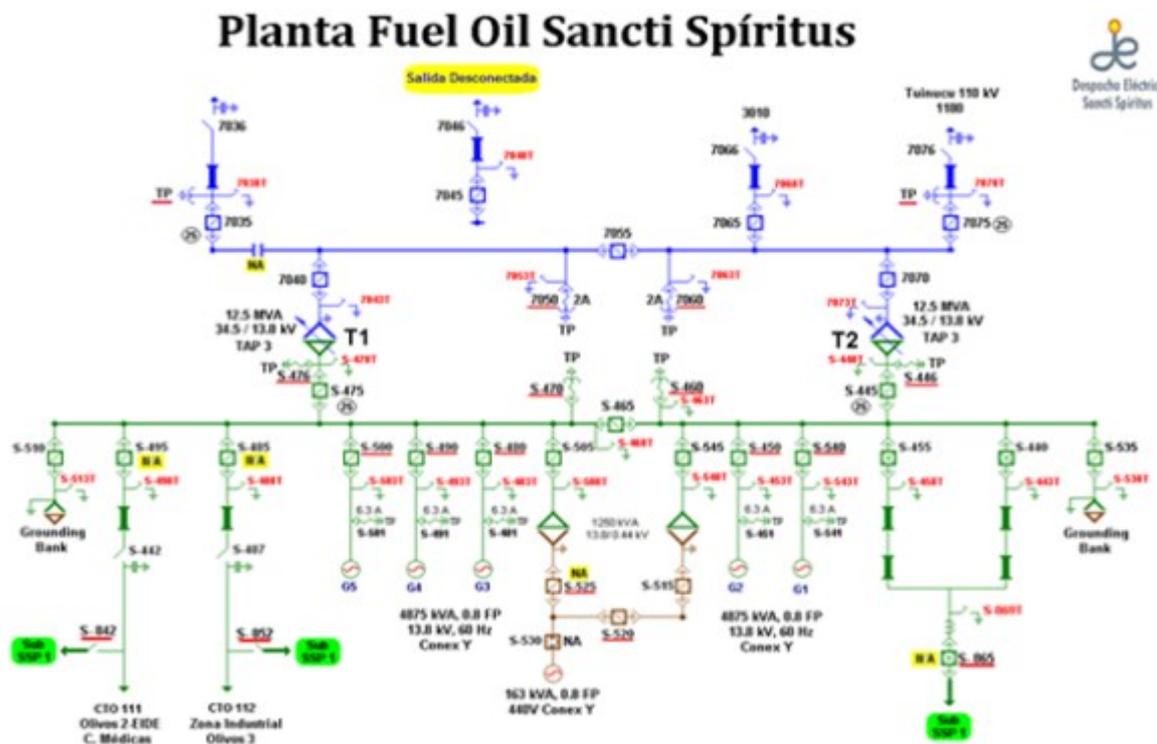


Fig. 2.5. Esquema monolineal de la subestación fuel oil de Sancti Spiritus.

## 2.7. Descripción de la problemática existente

La necesidad de realizar mejoras en el servicio eléctrico ha conllevado a que la UNE modernice sus subestaciones y en especial sus protecciones. La subestación de Tuinucú es una de ellas pues actualmente las protecciones con que cuenta a la salida de las líneas son marca SIEMENS 7SD600 con más de 10 años de explotación lo que unido a la obsolescencia del cableado de control provoque reiteradas averías.

La entrada en funcionamiento en febrero de 2014 de la subestación SSP220 flexibilizó la operación del sistema eléctrico de la provincia, pero provocó un notable aumento en los niveles de cortocircuito en los diferentes nodos del territorio [25]. En la Fig.2.6 se muestran el incremento de los niveles en el estado de mínima demanda mientras que la Fig. 2.7 reflejan los valores en la demanda máxima en las barras de 110kV de las subestaciones Tuinucú 110kV, Cabaiguán 110kV y Jatibonico 110kV.

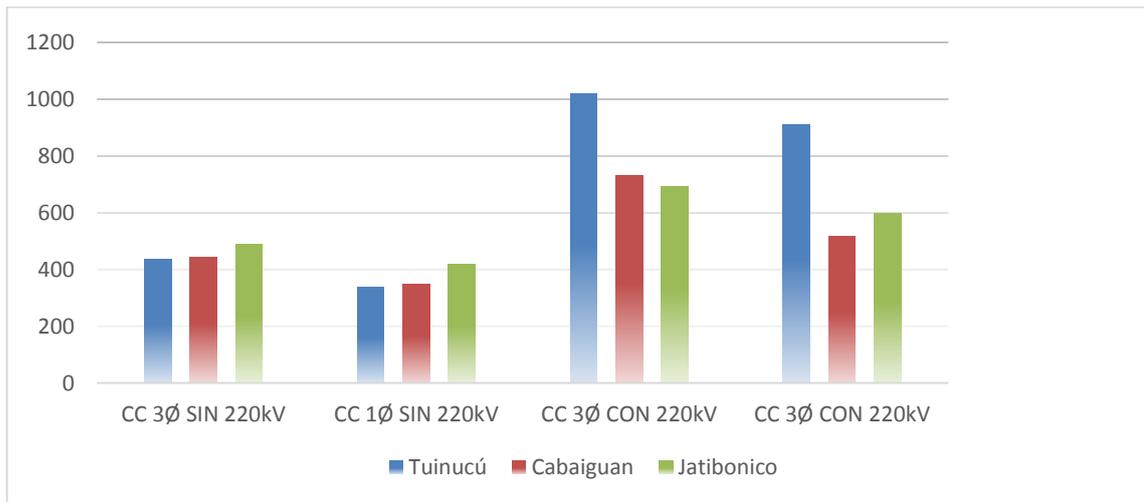


Fig. 2.6. Valores de cortocircuito en la barra de 110kV en estado de mínima demanda.

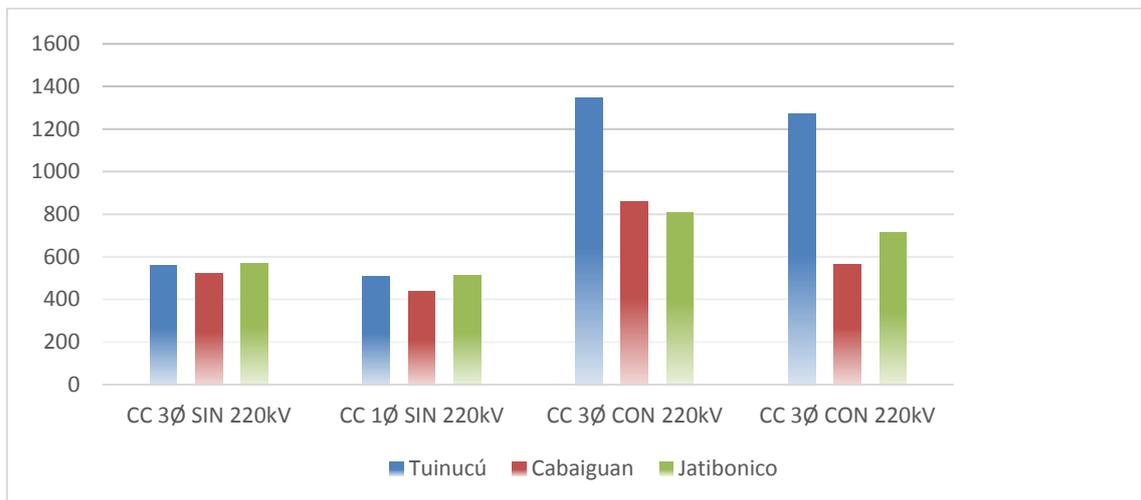


Fig. 2.7. Valores de cortocircuito en la barra de 110kV en estado de máxima demanda.

El retiro del transformador T-1 provoca a una disminución apreciable en los niveles de cortocircuito en la barra de 34.5kV de Tuinucú, valores que se pueden apreciar en la tabla 2.1, así como en la figuras Figs. 2.8 y 2.9, en donde se muestran los estados de mínima y máxima demanda respectivamente.

Tabla. 2.1. Valores de cortocircuito en la barra de 34.5kV.

Estado	CC 1Ø Mínima	CC 3Ø Mínima	CC 3Ø Máxima	CC 1Ø Máxima
1 Transformador	180	225	273	313

2 Transformador	303	347	401	449
-----------------	-----	-----	-----	-----

Como se puede apreciar en la Fig. 2.8 y 2.9 con la desconexión del transformador ocurren un decremento de los valores de cortocircuito en la barra de 34.5kV de la subestación tanto para el estado de mínima como de máxima generación.

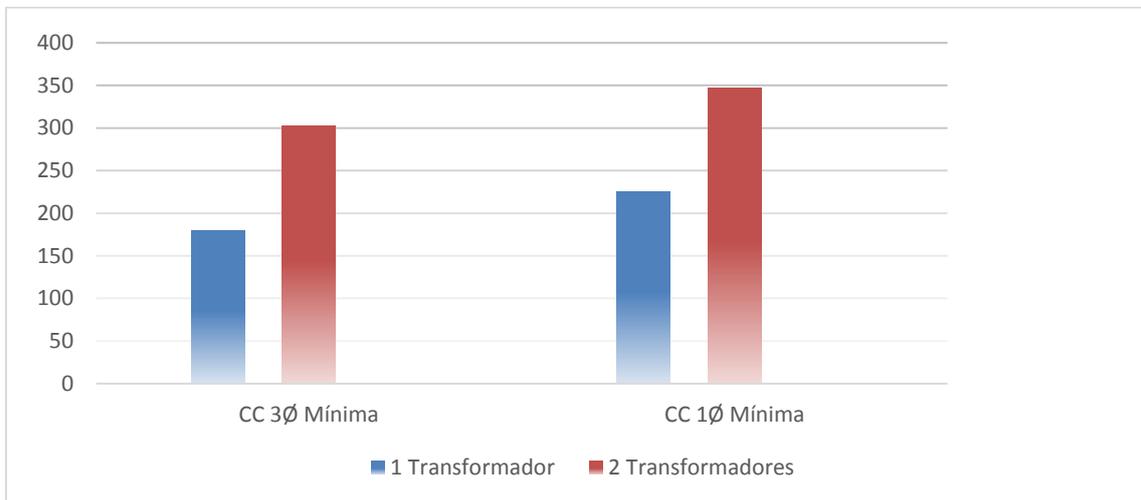


Fig. 2.8. Valores de cortocircuito en la barra de 34.5kV mediante el empleo de uno los dos transformadores en mínima.

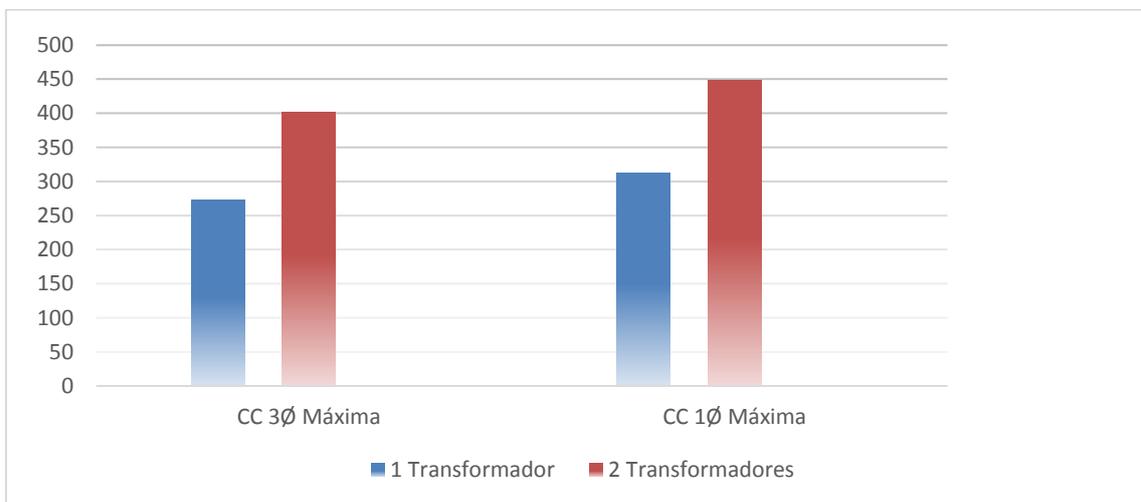


Fig. 2.9. Valores de cortocircuito en la barra de 34.5kV mediante el empleo de uno los dos transformadores en máxima.

Tabla. 2.2. Valores de cortocircuito en la barra de 110kV.

	MVA 3Ø	MVA 1 Ø
<b>Mínima Demanda</b>	1061	1047

<b>Máxima Demanda</b>	1270	1192
-----------------------	------	------

Todo esto provoca que se tenga que analizar los ajustes de las protecciones de las diferentes líneas que parten de la subestación.

## 2.8. Regímenes de trabajo

Para el cálculo de los ajuste de los relevadores a la salida de las líneas fue necesario el análisis de la operación de la red ante diferentes escenarios, con el fin de proveer al sistema de variantes para su operación. A continuación se muestran dichas variantes.

- Ajuste de la línea 3000, manteniendo el desconectivo 6814 abierto.
- Ajuste de la línea 3000, manteniendo el desconectivo 6814 cerrado enlazando con Jatibonico por el 1495.
- Ajuste de la línea 3020, manteniendo el desconectivo 7143 abierto.
- Ajuste de la línea 3020, manteniendo el desconectivo 7143 cerrado enlazando con Cabaiguán por el 2105.
- El relevador 1180 con los desconectivos 1592 y 7065 abiertos.
- El relevador 1180 con los desconectivos 1592 y 7065 cerrados, alimentando el 1180 así como la barra de 34.5kV del fuel oil.
- El relevador 3010 con los desconectivos 1592 y 7065 abiertos.
- El relevador 3010 con los desconectivos 1592 y 7065 cerrados, alimentando el 1180 así como la barra de 34.5kV del fuel oil.

## 2.9. Descripción de los relevadores a utilizar

En esta subestación serán instalados relevadores de la serie MICOM producidos por la firma Areva. Estos brindan un conjunto de posibilidades acorde a su tecnología digital, muy diferente a la que existe en la subestación que es de tecnología obsoleta.

### 2.9.1. Potencialidades del Relevador P127

Los relevadores de los alimentadores P127 contienen una gran variedad de funciones de protección y supervisión [26]. Para cubrir un amplio abanico de aplicaciones están disponibles tres modelos diferentes, los P125, P126 y P127,

siendo este último el más difundido en nuestro país gracias a sus aplicaciones. A continuación se resumen las principales características de protección.

- Protección de sobrecorriente trifásica, direccional/ no direccional (50/51P), (67P). Son proporcionados tres umbrales de medida de la sobrecorriente para cada fase y se puede seleccionar cada umbral ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás. Se pueden configurar los umbrales 1 y 2 como de tiempo inverso (IDMT) o de tiempo definido (DT); los umbrales 3 y 4 sólo pueden ser configurados de DT.
- Protección de falla a tierra direccional/ no direccional (50/51N) (67N). Son proporcionados tres elementos de falla a tierra independientes: protección de falla a tierra derivada, medida y sensible. Cada elemento presenta cuatro umbrales que pueden ser seleccionados independientemente, ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás.
- Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46). Ésta puede seleccionarse ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás y proporciona una protección remota de respaldo para ambas fallas: fase-tierra y fase-fase.
- Protección de mínima y máxima tensión (27/59). Dos umbrales, configurables para mediciones fase-fase o fase-neutro. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
- Protección de sobretensión de secuencia negativa (47). Elemento temporizado de tiempo definido para proporcionar una función de disparo o de enclavamiento en la detección de tensiones de alimentación desequilibradas.
- Protección de sobretensión residual (desplazamiento de la tensión del neutro (59N). Proporciona un método adicional para la detección de fallas a tierra y presenta dos umbrales; el umbral 1 puede seleccionarse ya sea como IDMT o como DT y el umbral 2 sólo como DT.

- Protección de sobrecarga térmica (49). Proporciona características térmicas adecuadas tanto para cables como para transformadores. Se pueden configurar umbrales de alarma y de disparo.
- Detección de conductor roto (46BC). Para detectar las fallas de circuito abierto.
- Autorecierre (79). Recierre automático integral trifásico sin chequeo del sincronismo.

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

### **2.9.2. Potencialidades del relevador P143**

Los relevadores de los alimentadores P14X contienen una gran variedad de funciones adjuntas a las que utilizan los de la serie P127. Existen varios modelos siendo los más difundidos en nuestro país el P141 y el P143 [27]. A continuación se resumen algunas características de protección que se les suman a las ya descritas en el P127.

- Protección de admitancia de neutro (YN). Funciona a partir del TI FTS o del TI FT para proporcionar elementos de admitancia, conductancia y susceptancia de umbral sencillo.
- Protección de sobretensión residual (desplazamiento de la tensión del neutro (59N)). Proporciona un método adicional para la detección de fallas a tierra y presenta dos umbrales; el umbral 1 puede seleccionarse ya sea como IDMT o como DT y el umbral 2 sólo como DT.
- Protección de frecuencia (81U/O). Proporciona una protección con 4 umbrales de mínima frecuencia y 2 umbrales de sobre frecuencia.
- Autorecierre (79). Recierre automático integral trifásico de órdenes múltiples con iniciación externa y control de sincronismo.

- PSL. Permite la Programación lógica de funcionamiento de los relevadores.

### 2.10. Carga de las líneas

En la tabla 2.3 se muestran las cargas de las líneas de salidas de la subestación Tuinucú 110kV obtenidas a través del despacho provincial de carga de Sancti Spíritus [28].

Tabla 2.3 Valores de transferencia por las líneas de 34.5kV de la subestación Tuinucú 110/34.5kV.

<b>INTERRUPTORES</b>	<b>3020</b>	<b>3010</b>	<b>3000</b>	<b>1180</b>
<b>Potencia Activa Máxima(MW)</b>	17,20	10,70	16,70	11,5
<b>Potencia Activa Mínima(MW)</b>	0,5	3,80	5,30	0,5
<b>Potencia Activa Promedio(MW)</b>	2,5	7,50	1,30	1,6
<b>Potencia Reactiva Máxima(MVAr)</b>	6,8	6,70	5,81	4,2
<b>Potencia Reactiva Mínima(MVAr)</b>	0,6	0,80	0,47	0,2
<b>Potencia Reactiva Promedio (MVAr)</b>	1,2	2,30	1,70	0,8

### 2.11. Características de las líneas

Las líneas son un factor muy importante ante un cortocircuito, por tanto, la precisión de su cálculo se convierte en premisa fundamental ante un estudio de este tipo. Para actualizar el esquema de la red de Sancti Spíritus en el PSX, fue necesaria la búsqueda de datos de varias líneas de reciente construcción y las que se encuentran en proyecto. En este sentido, se impuso la búsqueda de los datos de longitud y tipo de conductor, los cuales fueron facilitados por el departamento de Desarrollo de la Empresa Eléctrica Provincial de Sancti Spíritus. Después de obtenidos estos valores, con el apoyo de las tablas 2.4 y 2.5 se determinaron los valores de resistencia y reactancia de cada tramo [29].

Tabla 2.4. Datos de resistencia y reactancia de conductores del tipo AAC.

Datos para conductores de Aluminio AAC según norma ASTM.								
Calibre	Sección	diámetro	R ( $\Omega$ / km)		I máx.	GMR	AWG	Xaa (1m)
equivalente	mm <sup>2</sup>	(mm)	DC 20°	DC 75°	(A)	(mm)	(MCM)	$\Omega$ /km
	21.15	5.88	1.36	1.66	138	2.11	4.0	0.464
#2	33.63	7.42	0.85	1.04	185	2.67	2.0	0.446
1/0	53.51	9.36	0.54	0.66	247	3.37	1/0	0.429
2/0	67.44	10.51	0.43	0.52	286	3.78	2/0	0.420
3/0	85.03	11.80	0.34	0.41	331	4.25	3/0	0.411
	107.20	13.25	0.27	0.33	383	4.77	4/0	0.403
	126.70	14.40	0.23	0.28	425	5.28	250.0	0.395
	135.20	14.88	0.21	0.26	443	5.35	266.8	0.394
	152.00	15.96	0.19	0.23	478	5.74	300.0	0.389
	170.50	16.92	0.17	0.21	513	6.10	336.4	0.384
	177.30	17.23	0.16	0.20	526	6.20	350.0	0.383

Tabla 2.5. Datos de resistencia y reactancia de conductores del tipo AAAC.

Datos para conductores de Aluminio AAAC según norma ASTM.								
Calibre	Sección	diámetro	R ( $\Omega$ / km)		I máx.	GMR	AWG	Xaa (1m)
equivalente	mm <sup>2</sup>	(mm)	DC 20°	DC 75°	(A)	(mm)	(MCM)	$\Omega$ /km
	24.67	6.36	1.36	1.62	143	4.95	48.7	0.399
#2	39.25	8.02	0.85	1.02	191	6.25	77.5	0.382
1/0	62.48	10.11	0.54	0.64	256	7.87	123.3	0.365
2/0	78.74	11.35	0.42	0.51	296	8.84	155.4	0.356
3/0	99.16	12.74	0.34	0.40	342	9.92	195.7	0.347
	125.10	14.31	0.27	0.32	395	11.14	246.9	0.339
	158.50	16.29	0.21	0.25	460	12.70	312.8	0.333
	199.90	18.30	0.17	0.20	532	14.25	394.5	0.320
	235.80	19.88	0.14	0.17	590	15.48	465.4	0.314
	283.50	21.79	0.12	0.14	663	16.97	559.5	0.307
	330.60	25.53	0.10	0.12	729	19.88	625.4	0.295

En la tabla 2.6 se muestran las características de las líneas que parten de la subestación de Tuinucú 110/34.5 kV.

Tabla 2.6. Datos de las líneas que parten de Tuinucú.

<b>Línea</b>	<b>Diámetro de Conductor</b>	<b>Tipo de Conductor</b>	<b>Corriente Admisible (A)</b>
<b>3010</b>	150 mm <sup>2</sup>	Aluminio AAC	478
<b>1180</b>	150 mm <sup>2</sup>	Aluminio AAC	478
<b>3000</b>	3/0	Aluminio AAAC	342
<b>3020</b>	3/0	Aluminio AAAC	342

**CAPÍTULO 3**  
**AJUSTES DE LAS PROTECCIONES**

## CAPÍTULO 3

### Ajustes de las protecciones

#### 3. Introducción al capítulo

En el presente capítulo se realiza el cálculo de los ajustes y la coordinación de las protecciones de líneas de la subestación de Tuinucú110/34.5kV. Para la realización de los cálculos fue necesario el análisis de las diferentes variantes de operación del sistema.

1. Interruptores 1180.
2. Interruptores 3000.
3. Interruptores 3010.
4. Interruptores 3020.

Los interruptores 3000 y 3020 poseen relevadores P127, mientras que el 1180 y el 3010 poseen relevadores P143. Estas protecciones digitales fueron detalladas en el capítulo 2.

#### 3.1. Protecciones de sobrecorriente de fase

Las protecciones de sobrecorriente se utilizan en los circuitos radiales de distribución del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), como son 34,5; 13,8 y 4,16 kV. También se utilizan en redes de 110 y 220kV realizando en ocasiones funciones de protección primaria contra fallos a tierra, o de respaldo. En los generadores y transformadores se utilizan en algunos casos como respaldo ante fallos externos [12].

Este tipo de protección responde a la corriente del elemento protegido y que opera cuando esa corriente es mayor que cierto valor preestablecido. Esta protección se dispone, por lo general, de modo que cada una es primaria para la línea propia y respaldo para las líneas adyacentes.

La selectividad de estas protecciones puede lograrse por dos métodos: por tiempo o por corriente. Por sus características los relevadores pueden ser instantáneos o con retardo de tiempo.

### 3.2. Protecciones de sobrecorriente de tierra

Esta protección se caracteriza por responder a la corriente de secuencia cero, que se presenta en estados de fallas a tierra o en caso de desbalance. Una de las características principales de la corriente de secuencia cero es que se reduce más abruptamente a medida que aumenta la distancia a la fuente que la de fase. La localización de la falla en la línea afecta la impedancia de secuencia cero cuyos valores son mayores que los de secuencia positiva y negativa. Para la determinación de los parámetros de ajuste de las protecciones de tierra se siguen los mismos criterios generales de la protección de fase [6] [12].

Su uso tiene un conjunto de ventajas con respecto a la de fase como son: pueden ser más sensibles, pues en régimen normal, no responden a la corriente de carga sino solo a la de desbalance que es más pequeña.

### 3.3. Ajuste del interruptor 3000

El ajuste del interruptor 3000 fue realizado con el apoyo de disímiles análisis de cortocircuitos. Los valores de corrientes de fallas obtenidos ante los diferentes estados de operación se pueden apreciar en el anexo I.

#### 3.4.1 Ajuste de la protección de fase del relevador 3000

En el caso del primer umbral de la protección de sobrecorriente de fase del interruptor 3000, se toma como tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo será  $-45^\circ$  manteniéndose este valor para todos los umbrales de fase que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica. La corriente de arranque de la protección de fase se seleccionó a partir de la corriente de carga máxima de la línea según [12].

$$I_{ap1} = k * I_{carg.m\acute{a}x.} \quad (3.1)$$

Donde:

$I_{ap1}$ : corriente arranque de sobrecorriente de fase primer umbral.

$I_{carg.m\acute{a}x.}$ : corriente de carga máxima.

$k$ : factor de seguridad (1.2-1.3).

Entonces:  $I_{ap1} = 1.2 * 289 = 347 \text{ A}$

Para el segundo umbral, se tomó como tiempo definido ajustado con direccionalidad hacia adelante y un retardo de 0.1s para evitar disparos ante posibles estados transitorios. Para el cálculo se tomó el valor de corriente máxima de fase para una falla trifásica en el interruptor 1495 y cuidando que esta fuera superior a una falla trifásica situada por baja del transformador mas cercano, ubicado en la subestación Caja de Agua [12]. El resultado obtenido se muestra a continuación.

$$I_{ap2} = k * I_{cc.m\acute{a}x.} \quad (3.2)$$

Donde:

$I_{ap2}$ : corriente arranque de sobrecorriente de fase segundo umbral.

$I_{cc.m\acute{a}x.}$ : corriente de falla máxima al final de la línea.

$k$ : factor de seguridad (1.2-1.3)

Entonces:  $I_{apinst.} = 1.2 * 914 = 1096A$

En el tercer umbral, se recomienda tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.3s para evitar disparos ante posibles estados transitorios y brindar protección a la subestación.

$$I_{ap3} = 1.2 * 300 = 360 A$$

El chequeo de sensibilidad de protección se realizó tras la obtención de los valores mínimos de corriente obtenidos ante una falla bifásica ubicada en el interruptor 1495.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{ap1}} \quad (3.3)$$

Donde:

$I_{cc.min.}$ : corriente de falla mínima al final.

$I_{ap1}$ : corriente arranque de sobrecorriente de fase primer umbral.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{ap1}} = \frac{784}{347} = 2,25 \geq 1.2$$

### 3.4.2 Ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra del 3000

Para el primer umbral de la protección de sobrecorriente de tierra del interruptor 3000, se toma con tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo de la direccionalidad será 70°, manteniéndose este valor para todos los umbrales de tierra que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica.

El valor de ajuste del relevador se calcula con la corriente nominal del transformador de corriente ( $I_{nTC}$ ), para esto se tomó un TC: 400/5 que es el transformador disponible en la subestación, utilizando la expresión:

$$I_{t1} = k_d * I_{nTC}.(3.4)$$

Donde:

$I_{an1}$ : corriente arranque de sobrecorriente de tierra primer umbral.

$I_{nTC}$ : corriente nominal del TC.

$k_d$ : factor (0.1 ó 0.2, en este caso se escogió el primero).

Entonces:  $I_{t1} = 0.1 * 400 = 40 A$

En el caso del segundo umbral producto a que todos los transformadores ubicados en la línea son de carácter delta-estrella aterrada no es necesario coordinar ante fallas por baja de los transformadores. Este se tomó como tiempo definido con direccionalidad hacia adelante ajustado con un retardo de 0.1s para evitar disparos ante posibles estados transitorios.

$$I_{t2} = k * I_{cc.máx}.(3.5)$$

Donde:

$I_{t2}$ : corriente arranque de sobrecorriente de tierra segundo umbral.

$I_{cc.máx}$ : corriente de falla máxima al final de la línea.

$k$ : factor de seguridad (1.2)

Entonces:  $I_{t2} = 1.2 * 914 = 1096A$

En el tercer umbral, se confía como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.3s para evitar disparos ante posibles estados transitorios y brindar protección a la subestación coordinando con el ajuste del interruptor 1495.

$$I_{t3} = k_d * I_{nTC}.(3.6)$$

Donde:

$I_{t3}$ : corriente arranque de sobrecorriente de tierra tercer umbral.

$I_{nTC}$ : corriente nominal del TC.

$k_d$ : factor (0.1 ó 0.2, en este caso se escogió el primero).

Entonces:  $I_{t3} = 0.1 * 400 = 40 A$

Se chequeó la sensibilidad con tres veces la mínima corriente de secuencia cero ( $I_0$  mín.) la cual se obtuvo planteando cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra en

las barras ya definidas en el relevador de sobrecorriente de fase, siempre se tuvo en cuenta la condición en que pasa la menor corriente por el relevador.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{t3}} \quad (3.7)$$

Donde:

$I_{cc.min.}$ : corriente mínima tierra.

$I_{t1}$ : corriente de falla mínima al final de la línea.

La corriente mínima de tierra se obtuvo tras simular una falla monofásica en el interruptor 1495.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{t3}} = \frac{126}{40} = 3.15 \geq 1.2 \text{ A}$$

### 3.4.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa

Para este ajuste se calcula la corriente de secuencia negativa ( $I_2$ ) en el punto más alejado dando los menores valores a través de un cortocircuito bifásico a tierra, ubicada en el interruptor 1495.

Con el fin de que no disparara ante fallas por baja de los transformadores de distribución se comprobó que los valores de corrientes en estado de mínima demanda, fuera superior al valor máximo de corriente para una falla por baja del transformador de la subestación Caja de Agua. Para asegurar la coordinación con los escalones de sobrecorriente de fase y de tierra se tomó un tiempo definido con ajuste de 1.5s.

$$I_{n1} = k * I_{cc.mín.} \quad (3.8)$$

Donde:

$I_{n1}$ : corriente de arranque de la protección de secuencia negativa primer umbral.

$I_{cc.máx.}$ : corriente de secuencia negativa para un cortocircuito mínimo al final de la línea.

$k$ : factor de seguridad.

Entonces:  $I_{n1} = 0.8 * 366 = 292.8 \text{ A}$

El chequeo de sensibilidad de protección se realizó tras la obtención de los valores mínimos de corriente por el interruptor simulando las características que aseguran esto. Para chequear la sensibilidad se tomó el valor de corriente para un cortocircuito mínimo monofásica en el interruptor 1495.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{n1}}(3.9)$$

Donde:

$I_{cc.min.}$ : corriente de secuencia negativa para una falla mínima que involucre tierra.

$I_{n1}$ : corriente de arranque de la protección de secuencia negativa

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{n1}} = \frac{366}{292.8} = 1.25 \geq 1.2$$

Para el cálculo del segundo umbral, se obtuvieron los valores de corrientes en estado de máxima demanda, siendo para una falla bifásica en el interruptor 1495. El resultado obtenido se multiplicó por un factor de seguridad para evitar errores de las mediciones.

$$I_{n2.} = 1.2 * 699 = 838.8 A$$

Se le proporcionó un tiempo de disparo del interruptor de 0.5s para evitar disparos ante posibles estados transitorios.

#### 3.4.4 Baja tensión y sobre tensión

Los ajustes de baja y sobre tensión se establecieron usando dos escalones, el primero de alarma y el segundo de disparo con un retardo de tiempo. La tabla 3.1 muestra los resultados de estos ajustes.

Tabla3.1. Ajustes de los valores de baja tensión y sobre tensión.

Relevador	Valor (kV)	Alarma (s)	Disparo (s)
Baja Tensión	27.6	5	30
Sobre Tensión	41.4	5	30

#### 3.4.5 Conductor roto

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

Es posible utilizar un elemento de detección de corriente negativa para detectar las fallas anteriores. Sin embargo, estos incidentes producen un desbalance, del que puede resultar un importante nivel de corriente de secuencia inversa [27].

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

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

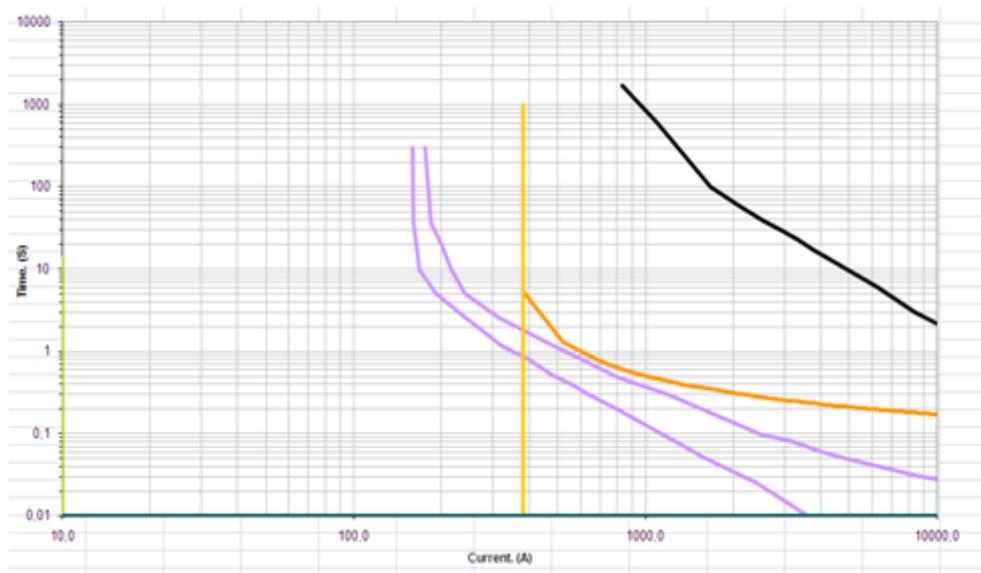
Para el ajuste de conductor roto se tomó valores típicos apreciables en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Ajustes de conductor roto.

	$I_2/I_1$ (%)	Disparo (s)
Conductor Roto	40	3

### 3.4.6 Coordinación relevador – fusible

El tipo de curva seleccionada es la IEEE moderadamente inversa con un valor de su palanca de tiempo de 0.2 para los sobrecorrientes de fase y 0.05 para la tierra. Esto permite que coordine con el fusible (80k) de mayor capacidad de las subestaciones de distribución Jatibonico 13.8kV al menos 200ms de diferencia. En la Fig. 3.1 se puede apreciar la coordinación gráfica realizada a través del software Microsoft Office Excel 2013.



Leyenda:

- Curva del fusible.
- Curva de sobrecorriente del interruptor.
- Curva de daño del transformador.

Figura 3.1. Coordinación gráfica del interruptor 3000 con el fusible de 80K ubicado en Jatibonico 13.8kV.

### 3.4.7 Recierre

En las redes de distribución de alta y media tensión, el recierre se utiliza principalmente en salidas radiales donde los problemas de estabilidad de la red no suelen presentarse, como es el caso de la línea en estudio. De acuerdo a lo planteado en el epígrafe 1.12 en cuanto al recierre se proponen los ajustes mostrados en la tabla 3.3 para la condición de cierre ante línea fría barra caliente.

Tabla 3.3. Condiciones para el recierre trifásico.

<b>Ajustes del recierre</b>	
Numero de disparos	3
Tiempo Muerto 1	3 s
Tiempo Muerto 2	15 s
Tiempo Muerto 3	180 s
Tiempo Muerto 4	180 s
CB Tiempo de Salud	5 s
Tiempo de Reclamo 1	10 s
Tiempo de Reclamo 2	10 s
Tiempo de Reclamo 3	180 s
Tiempo de Reclamo 4	180 s
Condición	Barra viva – Línea Muerta

### 3.4.8 Fallo del interruptor

Temporización típica para un interruptor de 2 ciclos: 160 ms.

INT. Abierto: 110 ms.

Elemento de mínima corriente: 125 ms.

Corriente de arranque:  $0,2 I_{nom} = 0,2 (289) = 57,8 \text{ A}$ .

### 3.5 Ajuste de la protección 3020

El ajuste del interruptor 3020 fue realizado con el apoyo de disímiles análisis de cortocircuitos. Los valores de corrientes de fallas obtenidos ante los diferentes estados de operación se pueden apreciar en el anexo II.

### 3.5.2 Ajuste de la protección de fase del relevador 3020

Para la obtención del primer umbral se tomó un tiempo inverso con direccionalidad hacia delante cuyo ángulo será  $-45^\circ$  manteniéndose este valor para todos los umbrales de fase que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica.

La corriente de arranque de la protección de fase se seleccionó a partir de la corriente de carga máxima de la línea.

$$I_{ap1} = 1.2 * 298 = 358 \text{ A}$$

El segundo umbral, se tomó como tiempo definido con direccionalidad hacia adelante, ajustado con un retardo de 0.1s para evitar disparos ante posibles estados transitorios. Se escogió el valor de corriente máxima para una falla trifásica en el interruptor 2105 y se chequeó que esta fuera superior a la obtenida en una falla del mismo tipo ubicada por baja del transformador de la subestación Guayos 4kV, en estado de máxima demanda.

$$I_{ap2} = 1.2 * 2041 = 2449 \text{ A}$$

En el caso del tercer umbral, se recomienda como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.3s.

$$I_{ap3} = 1.2 * 200 = 240 \text{ A}$$

El chequeo de sensibilidad de protección se realizó tras la obtención de los valores mínimos de corriente por el interruptor obtenidos ante una falla monofásica cercana a la subestación Minas de Jarahueca.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{ap1}} = \frac{776}{358} = 2.16 \geq 1.2$$

### 3.5.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra

Para el primer umbral el cual se tomó como un tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo es  $70^\circ$ , manteniéndose este valor para todos los umbrales de tierra que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica. El ajuste del relevador se calcula con valor nominal del transformador de corriente ( $I_{nTC}$ ). Para esto se utilizó un TC: 400/5 que es el transformador disponible en la subestación. (Fuente: OBE Provincial)

$$I_{t1} = 0.1 * 400 = 40 \text{ A}$$

En el caso del segundo umbral, producto a que todos los transformadores ubicados en la línea son de carácter delta-estrella aterrada no será necesario coordinarlo ante fallas por baja de los mismos. Este se toma como tiempo definido ajustado al disparo con direccionalidad hacia adelante, con un retardo de 0.1s. Se tomó el valor de corriente máxima de tierra, obtenida para una falla monofásica en el interruptor 2105, en estado de máxima demanda.

$$I_{t2} = 1.2 * 1722 = 2066 A$$

Para el cálculo del tercer umbral, se recomienda como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.3s para evitar disparos ante posibles estados transitorios y brindar protección a la subestación coordinando con el ajuste del interruptor 2105.

$$I_{t3} = 0.1 * 400 = 40A$$

El chequeo de sensibilidad se realizó tras la obtención de los valores mínimos de corriente por el interruptor. La corriente mínima de tierra se obtuvo ante una falla monofásica en el interruptor 2105.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{t1}} = \frac{492}{40} = 12.3 \geq 1.2$$

#### **3.5.4 Ajuste de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa**

Para el ajuste del primer umbral se calculó la corriente de secuencia negativa ( $I_2$ ) en el punto más alejado de esta línea en su configuración mas larga, alimentando al municipio Cabaiguán. Los menores valores de corriente se obtuvieron ante un cortocircuito bifásico a tierra ubicada en la subestación Minas de Jarahueca. Para asegurar la coordinación con los escalones de sobrecorriente de fase y de tierra se tomó un tiempo definido con ajuste de 1.5s.

$$I_{n1} = 0.8 * 235 = 188A$$

El chequeo de sensibilidad de protección se realizó verificando que no disparara para fallas por baja de los transformadores de la subestación Guayos 4.16kV. La corriente mínima de tierra se obtuvo ante una falla bifásica a tierra en la subestación Minas de Jarahueca.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{n1}} = \frac{235}{188} = 1.25 \geq 1.2$$

En el cálculo del segundo umbral, con el fin de que no disparara ante fallas por baja de los transformadores de distribución, se calcularon los valores de corrientes en estado de máxima demanda, obtenidos para una falla monofásica en el desconectivo 1673 (Limite con Villa Clara),. El resultado obtenido se multiplicó por un factor de seguridad para evitar errores de las mediciones.

$$I_{n2.} = 1.2 * 629 = 754.8 A$$

Se sugiere un tiempo de operación de 0.5s con el fin de evitar disparos ante posibles estados transitorios.

### **3.5.5 Baja tensión y sobre tensión**

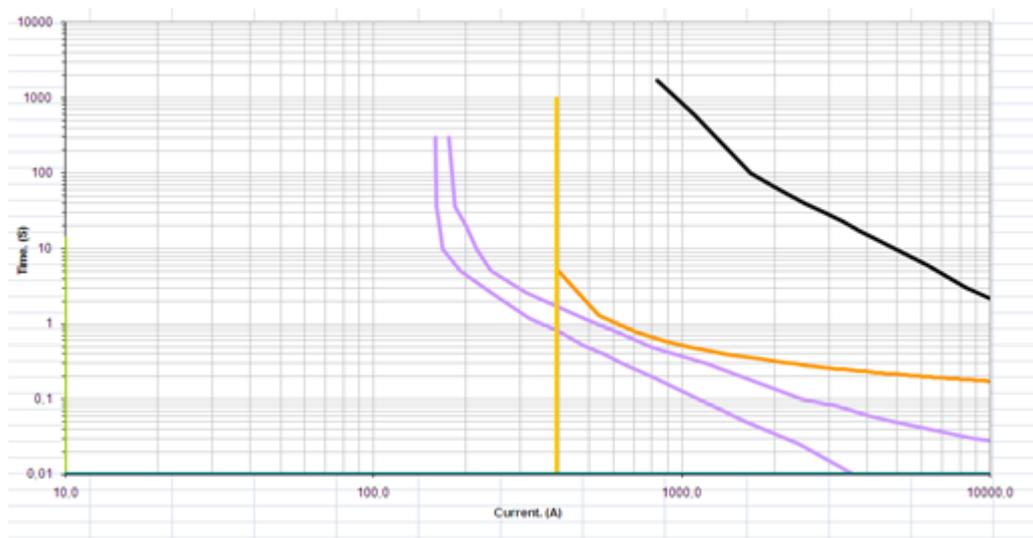
Los ajustes de baja y sobre tensión se establecieron usando dos escalones, el primero de alarma y el segundo de disparo con un retardo de tiempo igual que en el interruptor 3000.

### **3.5.6 Conductor roto**

Para el ajuste de conductor roto se tomó valores típicos que se establecen al igual que en el interruptor 3000

### **3.5.7 Coordinación relevador – fusible**

El tipo de curva seleccionada es la IEEE moderadamente inversa con un valor de su palanca de tiempo de 0.2 para los sobrecorrientes de fase y 0.05 para la tierra. Esto permite que coordine con el fusible (80k) de mayor capacidad de las subestaciones de distribución Cabaiguán 13.8kV al menos 200ms de diferencia. En la Fig. 3.2 se puede apreciar la coordinación gráfica realizada a través del software Microsoft Office Excel 2013.



**Leyenda:**

- Curva del fusible.
- Curva de sobrecorriente del interruptor.
- Curva de daño del transformador.

Fig. 3.2. Coordinación grafica del interruptor 3000 con el fusible de 80K ubicado en Cabaiguán 13.8kV.

### Recierre

Producto al problema antes planteado el recierre se propone para la condición de cierre ante línea fría barra caliente igual que el interruptor 3000.

### 3.6 Ajuste de la protección 3010

El ajuste del interruptor 3020 fue realizado con el apoyo de disimiles análisis de cortocircuitos. Los valores de corrientes de fallas obtenidos ante los diferentes estados de operación se pueden apreciar en el anexo III.

#### 3.6.2 Ajuste de la protección de fase del relevador 3010

En el caso del primer umbral, se toma como tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo será  $-45^\circ$ , manteniéndose este valor para todos los umbrales de fase que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica.

La corriente de arranque de la protección de fase se seleccionó a partir de la corriente de carga máxima de la línea.

$$I_{ap1} = 1.2 * 185 = 222 A$$

En el segundo umbral, el cual se toma como tiempo definido ajustado con direccionalidad hacia adelante, se le proporcionó un retardo de 0.3s permitiendo su coordinación con el interruptor de línea 7065. Para el cálculo se simuló cortocircuitos en la barra de 13.8kV de la subestación fuel oil, así como en el interruptor 7147. Los resultados mostrados en la tabla 3.4 con lo que se comprobó que es posible habilitar este disparo sin correr el riesgo que dispare para cortocircuitos por baja del transformador.

Tabla 3.4. Cortocircuitos utilizados para el ajuste del segundo umbral.

Ubicación de la falla	Corriente (A)
Por baja del transformador de la fuel oil	1185
Interruptor 7147	1487

$$I_{ap2} = 1.2 * 1487 = 1784A$$

Para la obtención del tercer umbral, se recomienda como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.3s para evitar disparos ante posibles estados transitorios y brindar protección a la subestación. Se tomó el estado de generación máxima del fuel oil.

$$I_{ap3} = 1.2 * 434 = 520A$$

Producto a que la máxima transferencia admisible para esta línea es 478 A se tomó este como valor de arranque de la protección.

Para el cuarto umbral, se recomienda como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.1s. Se planteó un cortocircuito máximo en la barra de 34.5kV de la subestación Tuinucú 110/34.5 kV, tomando el régimen de generación máxima de la fuel oil.

$$I_{ap4} = 1.2 * 1042 = 1250A$$

El chequeo de sensibilidad de protección se realizó tras la obtención de los valores mínimos de corriente por el interruptor obtenidos ante una falla bifásica ubicada en el interruptor 7147.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{ap1}} = \frac{730}{222} = 3.2 \geq 1.2$$

### 3.6.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra

En el caso del primer umbral, el cual se toma como un tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo será  $70^\circ$ , manteniéndose este valor para todos los umbrales de tierra que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica, el valor de ajuste del relevador se calcula con la corriente nominal del transformador de corriente ( $I_{nTC}$ ), para esto se tomó un TC: 400/5 que es el transformador disponible en la subestación. (Fuente: OBE Provincial)

$$I_{t1} = 0.1 * 400 = 40 A$$

En el segundo umbral, producto a que todos los transformadores ubicados en la línea son de carácter delta-estrella aterrada no será necesario coordinar ante fallas por baja de los transformadores. Este se toma como tiempo definido ajustado al valor de disparo con direccionalidad hacia adelante, se le proporcionó un retardo de 0.1s para evitar disparos ante posibles estados transitorios.

$$I_{t2} = 1.2 * 438 = 525 A$$

Para el tercer umbral, se recomienda como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.3s, para brindar protección a la subestación coordinado con el ajuste del interruptor 7065.

$$I_{t3} = 0.1 * 400 = 40 A$$

En el caso del cuarto umbral se propone como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.6s y brindar protección a la subestación coordinado con el ajuste del interruptor 7065.

$$I_{at4} = 1.2 * 1091 = 1309 A$$

El chequeo de sensibilidad de protección se realizó tras la obtención de los valores mínimos de corriente por el interruptor simulando las características de mínima demanda y generación. La corriente mínima de tierra se obtuvo tras simular una falla monofásica en el interruptor 7147.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{at1}} = \frac{231}{40} = 5.77 \geq 1.2$$

### 3.6.4 Ajuste de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa

Para el ajuste del primer umbral se calculó la corriente de secuencia negativa ( $I_2$ ) en el punto más alejado de esta línea en el interruptor 7147. Producto a que la

protección de la línea del fuel oil 7065 no presentan posibilidad de ajuste de sobrecorriente de secuencia negativa y la influencia de la GD, obliga a tomar valores de tiempo altos para el disparo, permitiendo que la falla sea limpiada mediante las protecciones propias del emplazamiento fuel.

Para el ajuste del primer escalón se tomó el valor corriente de cortocircuito al existir una falla ubicada en el interruptor 7147, en estado de mínima demanda y generación.

$$I_{an1} = 0.8 * 287 = 229.2 A$$

Se le proporcionó un tiempo de disparo de 1.5s verificando que no disparara para fallas por baja de los transformadores del fuel oil, así como el de distribución más cercano (Presa Zaza).

Para el chequeo de sensibilidad se tomó la corriente de secuencia negativa producto a una falla bifásica al final de la línea.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{an1}} = \frac{287}{229.2} = 1.25 \geq 1.2$$

El cálculo del segundo umbral instantáneo, se obtuvo mediante los valores de corrientes en estado de máxima demanda, ante una falla monofásica en el interruptor 7147. El disparo del interruptor se estableció a 0.5s. El resultado obtenido se multiplicó por un factor de seguridad para evitar errores de las mediciones.

$$I_{apinst.} = 1.2 * 940 = 1128 A$$

### **3.6.5 Baja tensión, sobre tensión y conductor roto.**

Los ajustes de baja y sobre tensión se establecieron usando dos escalones, el primero de alarma y el segundo de disparo con un retardo de tiempo.

Para el ajuste de conductor roto se tomaron los valores típicos establecidos en los otros dos interruptores.

### **3.6.6 Chequeo de sincronismo**

Al tener esta línea enlace una fuente de generación distribuida el chequeo de sincronismo se convierte en una premisa fundamental para su implementación. Para proteger a los generadores MAN del fuel oil el ajuste se realizó cumpliendo los requerimientos técnicos. La tabla 3.5 muestra los resultados del ajuste de esta función.

Tabla 3.5. Ajustes para el chequeo de sincronismo.

<b>Ajuste de sincronismo</b>	
<b>Tensión viva</b>	9.6 kV
<b>Tensión muerta</b>	3.9kV
<b>Ángulo de fase</b>	15°
<b>Frecuencia de deslizamiento</b>	300mHz
<b>Diferencial de tensión <math>\Delta V</math></b>	2%; 690V
<b>Diferencial de frecuencia <math>\Delta f</math></b>	0.7%; 0.42Hz
<b>Sobretensión</b>	23.93 kV
<b>Bajatensión</b>	15.95 kV

Las tensiones son referidas de fase a tierra.

### 3.6.7 Recierre

Para la obtención de los tiempos de recierre se realizaron diferentes corridas en las cuales se simuló el comportamiento de las máquinas ante disparos de la línea de enlace con el 3010.

En la simulación realizada en el PSX que se muestra en la Fig. 3.3 se representó la fuel oil con sus cinco máquinas en línea conectadas a la subestación Tuinucú 110kV a través del 3010. Como se puede apreciar las máquinas, representadas por la línea azul, tras la apertura del interruptor 3010 a los 700 ms pierden totalmente el sincronismo con el sistema, representado por la línea verde.

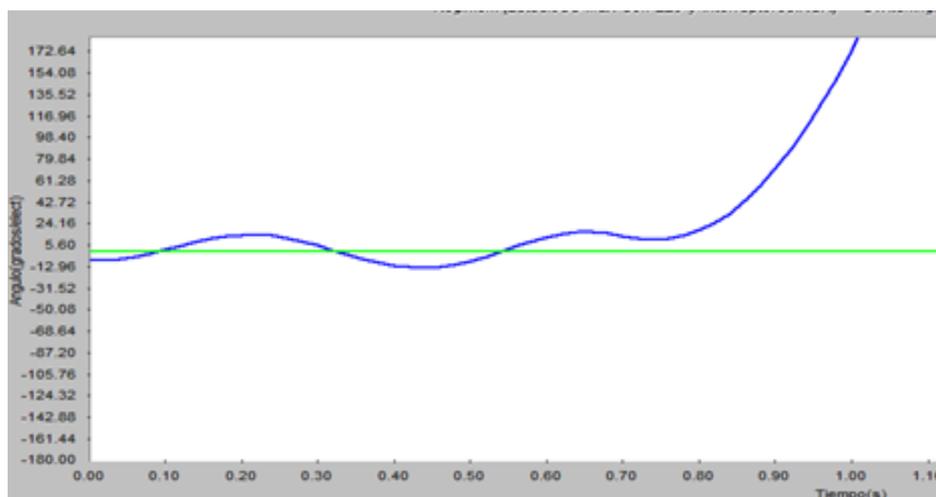


Fig. 3.3. Afectación del ángulo de las máquinas de la fuel oil ante un disparo del interruptor 3010.

En busca de un restablecimiento de la estabilidad se modeló un recierre a los 300ms después de ocurrido el disparo del interruptor 3010, debido a que es este el tiempo mínimo permisible por el fabricante para el interruptor GIE.

En la Fig. 3.4 se muestra el caso antes mencionado. La secuencia de eventos está compuesta por la apertura ante falla a la altura de los 600ms y el recierre a los 900ms.

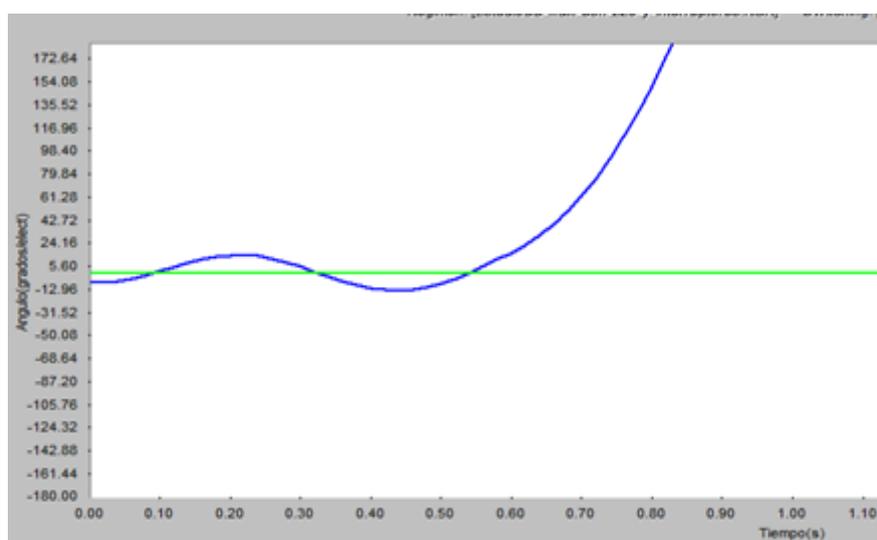


Fig. 3.4 Afectación del ángulo de las máquinas de la fuel oil ante un disparo del interruptor 3010.

Como se puede apreciar la recuperación del sincronismo es imposible debido a que en el tiempo que ocurre el recierre ya las máquinas perdieron el mismo. La tabla 3.6 muestra las condiciones para el recierre.

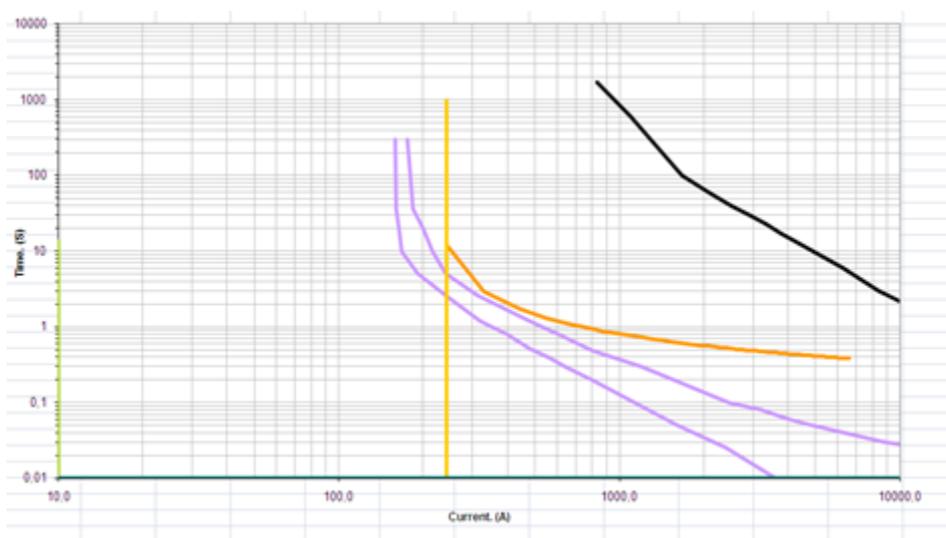
Tabla 3.6. Condiciones para el recierre propuesto.

Tensión Medida <sup>1</sup>	
Número de disparos	3
Tiempo Muerto 1	3 s
Tiempo Muerto 2 <sup>1</sup>	15 s
Tiempo Muerto 3	180 s
Tiempo Muerto 4	180 s
CB Tiempo de Salud	5 s
Tiempo de Reclamo 1	10 s
Tiempo de Reclamo 2	10 s

Tiempo de Reclamo 3	180 s
Tiempo de Reclamo 4	180 s
Condición	Barra viva – Línea Muerta

### 3.6.8 Coordinación relevador – fusible

El tipo de curva seleccionada es la IEEE moderadamente inversa con un valor de su palanca de tiempo de 0.5 para los sobrecorrientes de fase y 0.05 para la tierra. Esto permite que coordine con el fusible (80k) de mayor capacidad de las subestaciones de distribución Banao 13.8kV, al menos 200ms de diferencia. En la Fig. 3.5 se puede apreciar la coordinación gráfica realizada a través del software Microsoft Office Excel 2013.



**Leyenda:**

- Curva del fusible.
- Curva de sobrecorriente del interruptor.
- Curva de daño del transformador.

.Fig. 3.5. Coordinación del interruptor 3010 con el fusible de capacidad 80K ubicado en la subestación de Banao 13.8kV. Esta gráfica se obtuvo mediante la utilización del software Microsoft Office Excel 2013.

### 3.7 Ajuste de la protección 1180

El ajuste del interruptor 3020 fue realizado con el apoyo de disímiles análisis de cortocircuitos. Los valores de corrientes de fallas obtenidos ante los diferentes estados de operación se pueden apreciar en el anexo IV.

#### 3.7.2 Ajuste de la protección de fase del relevador 1180

Para el ajuste del primer umbral, se tomó como tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo será  $-45^\circ$ , manteniéndose este valor para todos los umbrales de fase que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica.

La corriente de arranque de la protección de fase se seleccionó a partir de la corriente de carga máxima de la línea.

$$I_{ap1} = 1.2 * 200 = 240A$$

En el caso del segundo umbral, se toma como tiempo definido ajustado con direccionalidad hacia adelante, se le proporcionó un retardo de 0.1s. Para el cálculo de la protección de fase se utilizó el valor de corriente máxima de fase para una falla trifásica en el interruptor 7147. El resultado obtenido se multiplicó por un factor de seguridad.

$$I_{ap2.} = 1.2 * 1550 = 1860A$$

En el tercer umbral, se recomienda tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.3s para evitar disparos ante posibles estados transitorios y brindar protección a la subestación. Se tomó el estado de generación máxima del fuel oil.

$$I_{ap3.} = 1.2 * 434 = 520A$$

Producto a que la máxima transferencia admisible para esta línea es 478 A se tomó este como valor de arranque de la protección.

En el caso del cuarto umbral, se recomienda como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.1s. Se planteó un cortocircuito máximo en la barra de 34.5kV de la subestación Tuinucú 110/34.5 kV, tomando el régimen de generación máxima de la fuel oil.

$$I_{ap4.} = 1.2 * 1042 = 1250A$$

El chequeo de sensibilidad de protección se realizó tras la obtención de los valores mínimos de corriente por el interruptor obtenidos ante una falla monofásica ubicada en el interruptor 7147.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{ap1}} = \frac{1336}{200} = 6.68 \geq 1.2$$

### 3.7.3 Ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra

En el primer umbral se toma como un tiempo inverso con direccionalidad hacia adelante, cuyo ángulo será  $70^\circ$ , manteniéndose este valor para todos los umbrales de tierra que tengan direccionalidad y en todos los estados de operación de la red eléctrica.

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

$$I_{at1} = 0.1 * 400 = 40 A$$

Para el segundo umbral, producto a que todos los transformadores ubicados en la línea son de carácter delta-estrella aterrada no será necesario coordinar ante fallas por baja de los transformadores. Este se toma como tiempo definido ajustado con direccionalidad hacia adelante, se le proporcionó un retardo de 0.1s para evitar disparos ante estados transitorios.

$$I_{at2} = 1.2 * 1037 = 1244 A$$

El tercer umbral, se recomienda como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.3s para brindar protección a la subestación coordinado con el ajuste del interruptor 7065.

$$I_{at3} = 0.1 * 400 = 40 A$$

Para el cuarto umbral se propone como tiempo definido con direccionalidad hacia atrás ajustado con un retardo de 0.6s.

$$I_{at4} = 1.2 * 1605 = 1926 A$$

El chequeo de sensibilidad de protección se realizó tras la obtención de los valores mínimos de corriente por el interruptor simulando las características que aseguran esto. La corriente mínima de tierra se obtuvo tras simular una falla monofásica en el interruptor 7147.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{at1}} = \frac{362}{40} = 9.05 \geq 1.2$$

### 3.7.4 Ajuste de la protección de sobrecorriente de secuencia negativa

En el ajuste del primer umbral se calculó la corriente de secuencia negativa ( $I_2$ ) en el punto más alejado de esta línea en el interruptor 7147 cuando hay enlace con la línea del 3010. Producto a que las protecciones de la línea del fuel oil 7075 no presentan posibilidad de ajuste de sobrecorriente de secuencia negativa y la influencia de la GD, esto obliga a tomar valores de tiempo altos para el disparo, permitiendo que la falla sea limpiada mediante las protecciones propias del emplazamiento fuel.

Para el ajuste del primer escalón se tomó el valor de falla de cortocircuito mínimo al existir una falla ubicada en el interruptor 7147, en estado de máxima demanda y generación.

$$I_{an1} = 0.8 * 360 = 288 A$$

Se le proporcionó un tiempo de disparo de 2s y se verificó que no disparara para fallas por baja de los transformadores del fuel oil así como para aquellas que se ubican por baja de los transformadores de distribución más cercanos (Presa Zaza). Para el chequeo de sensibilidad se tomó la corriente de secuencia negativa productos a una falla bifásica en el 7147.

$$k_s = \frac{I_{cc.min.}}{I_{an1}} = \frac{360}{288} = 1.25 \geq 1.2$$

Para el cálculo del segundo umbral, se calcularon los valores de corrientes en estado de máxima demanda, para una falla bifásica en la barra por baja de los transformadores del fuel oil. El resultado obtenido se multiplicó por un factor de seguridad para evitar errores de las mediciones.

$$I_{an2.} = 1.2 * 582 = 698.8 A$$

Se le proporcionó un tiempo de disparo del interruptor de 0.5s para evitar posible transitorios.

### 3.7.5 Baja tensión y sobre tensión, conductor roto

Los ajustes de bajo y sobre tensión se establecieron usando dos escalones, el primero de alarma y el segundo de disparo con un retardo de tiempo igual que en el caso de los interruptores anteriores.

Para el ajuste de conductor roto se tomó valores típicos que establecieron en los casos anteriores.

### 3.7.6 Chequeo de sincronismo

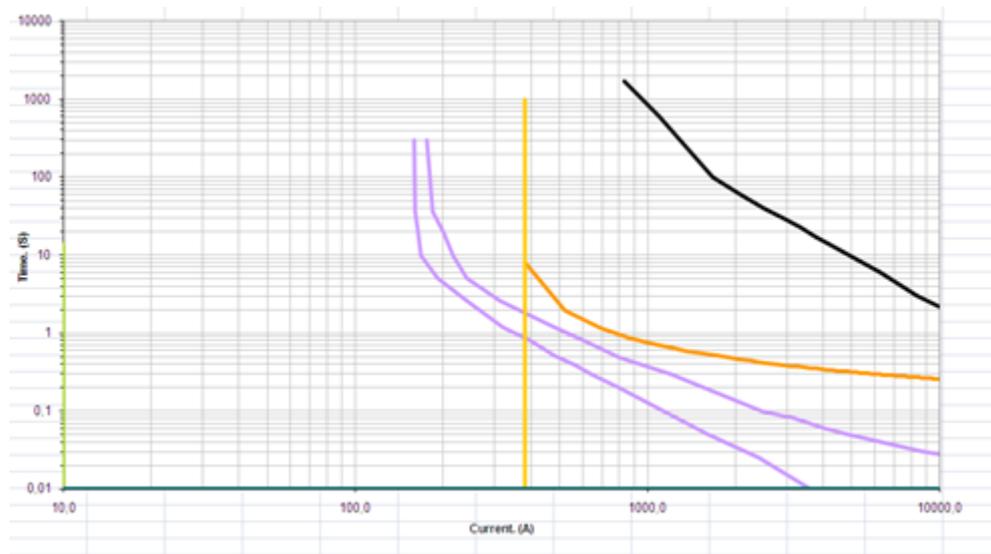
Para proteger a los generadores MAN del fuel oil, el ajuste se realizó cumpliendo los requerimientos técnicos de igual forma que el interruptor 3010. Por lo que los valores de ajuste se toman los mismos que fueron planteados en la tabla 3.5 mostrada con anterioridad.

### 3.7.7 Recierre

Producto al problema antes planteado el recierre se propone para la condición de recierre al igual que el interruptor 3010.

### 3.7.8 Coordinación relevador – fusible

El tipo de curva seleccionada es la IEEE moderadamente inversa con un valor de su palanca de tiempo de 0.3 para los sobrecorrientes de fase y 0.05 para la tierra. Esto permite que coordine con el fusible (80k) de mayor capacidad de las subestaciones de distribución Banao 13.8kV, al menos 200ms de diferencia. En la Fig. 3.6 se puede apreciar la coordinación gráfica realizada a través del software Microsoft Office Excel 2013.



Leyenda:

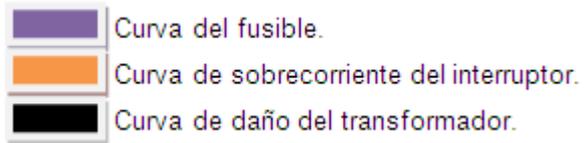


Fig. 3.6. Coordinación del interruptor 1180 con el fusible de capacidad 80K ubicado en la subestación de Banao 13.8kV.

## Conclusiones

Luego de culminar la investigación se pudo arribar a las siguientes conclusiones:

- Con la desconexión del transformador T-1 de de la subestación Tuinucú 110kV habrá una disminución en los niveles de cortocircuitos en los nodos asociados a esta.
- Los relevadores digitales multifuncionales que se instalarán en la subestación Tuinucú 110/34.5kV son capaces de hacer frente a una gran mayoría de los problemas que pueden surgir durante la operación de la red eléctrica de la región.
- Con la actualización de la red provincial se logró el ajuste de los relevadores 3000, 3020, 3010 y 1180 para los nuevos escenarios de operación en la red, debido al retiro de uno de los transformadores de la subestación Tuinucú 110kV.
- Producto a la conexión del fuel oil a las líneas alimentadas por los interruptores 3010 y 1180 se comprobó que es imposible mantener la estabilidad de las máquinas MAN ante un disparo de los interruptores antes mencionados.
- Es necesario un nuevo grupo de ajustes para la salida de líneas de la subestación Jatibonico 110kV cuando se encuentra alimentada por 34.5kV desde Tuinucú 110kV, para lograr así la coordinación de sus interruptores.

## Recomendaciones

- Debe valorarse la situación del trabajo en Isla en donde la fuel oil se enlace con la barra de 34,5kV de Tuinucú 110kV.
- Se recomienda la utilización de las propuestas de ajustes y coordinación determinadas para las distintas condiciones de operación de la red.
- Utilizar las características de tiempo inverso para permitir el ajuste con los fusibles de los transformadores de distribución.
- Realizar el estudio de ajuste y coordinación de los interruptores de línea (3010,3020 y 3000) con el enlace de barras (1150).
- Realizar el estudio de ajuste y coordinación de los interruptores (1150 y 1180) con el totalizador (1140).
- Habilitar la direccionalidad del relevador 1495.
- Habilitar la direccionalidad del relevador 7075.
- Habilitar la direccionalidad del relevador 7065.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. A. García, "La Generación de Electricidad Centralizada llega a su fin," Comité Electrotécnico Cubano, Cuba; La Habana, Bol. Inf., ISSN1682-7538, Dic. 2006.
- [2] R. C. Dugan; "Electrical Power Systems Quality Power Systems". John Wiley & Sons Ltd, New York, Unites States.2004. 361 p.
- [3] C. A. Montetth, "Electrical Transmission and Distribution Reference Book". 4<sup>ta</sup>ed, Westinghouse Electric Corporation, *E. P.*, Indiana: R. R. Donnelley & Sons Company, 1964.
- [4] IEC Electrical Relays.-part 20: Protection (Protective) System, IEC 60255-20, 1984.
- [5] AREVA T&D. *Network Protection & Automation Guide*, Published by Alstom Grid. Edition May 2011, 500 p. ISBN: 978-0-9568678-0-3.
- [6] C. R. Mason. "El Arte y la Ciencia de las Protecciones por Relevador", *John Wiley and Sons*, 6th ed, 1967, 471p.
- [7] J. Schlabbach"Power System Engeeniring 2 Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2008.
- [8] L. Casas, "Sistemas Electroenergéticos" Santa Clara: Universidad Central de Las Villas, 1977.
- [9] CONAE. (2003). "*Generación Distribuida Energía de Calidad*". Comisión Nacional de Actividades Espaciales. Delegación Cuauhtémoc. Argentina. 6p.
- [10] I. S. Heras, "Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución primaria de Energía Eléctrica," Tesis Doctoral, Disertación, Universidad Politécnica Valencia, Valencia, 2005.
- [11] IEEE 1547-2003, IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, IEEE Std 1547. 2003.
- [12] H. Altuve. "Protecciones de Redes Eléctricas," Ministro de Educación Superior. Universidad Central de Las Villas, Cuba. 1991. pp.254.
- [13] M. T. Doyle, "Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection" on IEEE, 2002, pp 103-105.

- [14] V. Fantozzi, George, "Distributed Generation Impact on Distribution Automation Planning and Implementation" en "Distributed Generation: The Challenges of Value, Standardization, Protection, and Data Management", 2000, pp. 1-7.
- [15] M. Bravo y Y. Yanes, "Retos a las Protecciones Eléctricas en las Redes De Distribución con Generación Distribuida". Revista Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, vol. 17 N° 1, 2009, pp. 101-107.
- [16] G. Koeppel, "*Distributed Generation. Literature Review and Outline of the Swiss Situation*," 1ª ed. EEH Power Systems Laboratory, ETH Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2003.
- [17] G. Dalke, "Protective Relaying when Distributed Generation is added to your Circuit". Monografía, Basler Electric Comp., Illinois, USA, 2002.
- [18] J. J. Grainger y W. D. Stevenson. "*Análisis de Sistemas de Potencia*," 2ª ed. México: McGraw Hill, 2002.
- [19] G. Quintana, "Ajuste y coordinación de las protecciones SI 101 y SI 102 en Santa Clara Industrial 110 kV". Tesis para optar por el grado de Master en Ingeniería Eléctrica. UCLV. 2013. 130p.
- [20] P. V. Ruíz, "Protecciones Y Automática De La Línea La Moza – Santa Clara". Tesis para optar por el grado de Master en Ingeniería Eléctrica. UCLV. 2012. 97 p.
- [21] E. A. L. Naranjo. "Estudio de Recierres Tripulares y Monopolares para la Línea de Transmisión El Inga Yaguachi de 500kV" [en línea] Proyecto Previo a la Obtención del Título de Ingeniero. Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. 2010. 10p. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2631>
- [22] S. Ingjeti., "Auto-Reclosing," ECE 586b Course Project Report, Dept. Elect. and Comp. Eng., Univ. of West. Ont., London, Ontario, 2008.
- [23] COES SINAC. (Mar 2008) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN. 87p.

- [24] R. D. Palmero, "Problemas en línea de Trasmisión Tuinucú-Jatibonico producto a la contaminación provocada por la fábrica de cemento Siguaney" en VII Conferencia Científica Internacional, CIE 2015. 7p
- [25] R. D. Palmero, "Análisis de contingencias por la entrada de la subestación Sancti Spíritus 220/110 kV", Tesis para optar por el grado de Ingeniero Electricista, CEE, FIE, UCLV, 2013.
- [26] Alstom (2002). Catálogo del fabricante." MiCOM P126 y 127 Directional/ Non-Directional Overcurrent Relays "Technical Guide. P127/En BR/Cc. Areva 347p.Disponible en: <http://www.tde-alstom.com>.
- [27] Areva (2010) "Relevador MiCOM P143. Relevadores de protección de circuitos." Guía Técnica. P14x/ES T/A44, 610 p.
- [28] 2010, 4/14/2015). *Reporte de Cargas en las Líneas* [pagina web]. Disponible: [http://despacho.elecssp.une.cu/Informacion/Info\\_Tecnico.asp](http://despacho.elecssp.une.cu/Informacion/Info_Tecnico.asp)
- [29] R. Barreto, "Cálculo de cortocircuito". Editorial Científico Técnica, Cuba. 1985. 282p.

## Anexo I

### Cálculo de fallas del interruptor 3000

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3000 al simular fallas en el interruptor 6814 en régimen de mínima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	1098	43	89	993	365
Bifásico a tierra	1261	1222	53	0	699
Monofásico	1366	1267	71	813	550
Trifásico	1385	1385	1385	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3000 al simular fallas en la barra de 13.8 kV de la subestación Caja de Agua, en estado de máxima demanda y con el desconectivo 6814 cerrado.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	396	345	145	0	145
Bifásico a tierra	380	567	218	0	236
Monofásico	413	569	339	0	147
Trifásico	618	618	618	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3000 al simular fallas en el interruptor 1495, enlazando con el desconectivo 6814 en estado de mínima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Monofásico	917	371	464	126	366
Bifásico a tierra	822	784	158	0	385
Bifásico	940	934	633	174	143
Trifásico	957	957	957	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3000 al simular fallas en el interruptor 1495, enlazando con el desconectivo 6814 en estado de máxima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Monofásico	1116	406	612	153	444
Bifásico a tierra	842	804	178	0	395
Bifásico	941	944	653	184	153
Trifásico	1220	1220	1220	0	0

## Anexo II

### Cálculo de fallas del interruptor 3020

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3020 al simular fallas en el interruptor 2105, en estado de mínima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	2165	2104	88	0	1201
Bifásico a tierra	2344	2199	72	1506	957
Monofásico	1906	79	81	1869	609
Trifásico	2371	2371	2371	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3020 al simular fallas en el desconectivos 7143, en estado de mínima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	1767	76	86	1716	559
Bifásico a tierra	1909	1870	88	0	1051
Monofásico	2019	2043	74	1425	819
Trifásico	2467	2467	2467	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3020 al simular fallas en el desconectivos 1938 (Minas de Jara hueca), en estado de mínima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	776	84	84	723	235
Bifásico a tierra	1006	946	88	0	532
Monofásico	1045	996	82	540	444
Trifásico	1108	1108	1108	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3020 al simular fallas en el desconectivo 1673 (Limite con Villa Clara), en estado de mínima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	1176	1120	88	0	629
Bifásico a tierra	1233	1171	81	654	523
Monofásico	923	83	85	867	282
Trifásico	1296	1296	1296	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3020 obtenidas en el 7143 cerrado en la barra de 4.16 kV de la subestación Guayos.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	398	833	88	0	184
Bifásico a tierra	347	757	233	0	259
Monofásico	385	557	334	0	161
Trifásico	592	259	592	0	0

### Anexo III

#### Cálculo de fallas del interruptor 3010

Valores de corrientes de cortocircuitos obtenidos en el interruptor 3010 al modelar fallas en la barra de 13.8 kV a través de un transformador en el fuel oil, sin contribución de la GD.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	1233	605	629	0	601
Bifásico a tierra	1233	605	629	0	601
Monofásico	51	51	51	0	0
Trifásico	1185	1185	1185	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3010 al modelar fallas en la barra de 13.8 kV del fuel oil, considerando el uso de tres máquinas.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	1229	822	439	0	548
Bifásico a tierra	1229	913	656	0	352
Monofásico	854	240	655	0	381
Trifásico	1181	1181	1181	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3010 al modelar fallas en la barra de 13.8 kV del fuel oil, con cinco máquinas de la fuel oil en línea.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	1229	934	371	0	531
Bifásico a tierra	1229	1001	702	0	309
Monofásico	979	380	667	0	397
Trifásico	1181	1181	1181	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3010 al modelar fallas en la barra de 13.8 kV de la subestación Presa Zaza, en estado de máxima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	141	451	439	0	184
Bifásico a tierra	278	465	433	0	110
Monofásico	241	425	266	0	134
Trifásico	474	474	474	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3010 al modelar fallas en el interruptor 7147 (Banao) en estado de mínima, sin máquinas de la fuel oil en línea.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	1142	1131	34	0	640
Bifásico a tierra	1200	1143	342	231	448
Monofásico	924	331	353	240	405
Trifásico	1256	1256	1256	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3010 al modelar fallas en el interruptor 7147 (Banao) en estado de mínima, con tres máquinas de la fuel oil en línea.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	877	1058	187	0	543
Bifásico a tierra	970	1037	287	243	403
Monofásico	726	364	100	282	318
Trifásico	1091	1091	1091	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3010 al modelar fallas en el interruptor 7147 (Banao) en estado de mínima, con cinco máquinas de la Fuel Oil en línea.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	752	1045	301	506	0
Bifásico a tierra	866	1004	334	246	382
Monofásico	661	420	105	297	287
Trifásico	1024	1024	1024	0	0

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 3010 al modelar fallas en el interruptor 7065 (Banao) en estado de máxima, con cinco máquinas de la fuel oil en línea.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Bifásico	1782	1694	160	0	940
Bifásico a tierra	2010	2000	1242	555	324
Monofásico	1992	774	864	369	328
Trifásico	1979	1979	1979	0	0

## Anexo IV

### Cálculo de fallas del interruptor 1180

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 1180 al simular fallas en el interruptor 7075, en estado de mínima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Monofásico	1336	88	160	1092	475
Bifásico	1433	1355	95	0	780
Bifásico a Tierra	1555	1525	120	962	612
Trifásico	1605	1605	1605	1605	1605

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 1180 al simular fallas en el interruptor 7075, en estado de máxima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Monofásico	1450	503	202	777	547
Bifásico	1294	1532	264	0	762
Bifásico a Tierra	1484	1557	443	711	490
Trifásico	1633	1633	1633	1633	1633

Valores de corrientes de cortocircuito obtenidos en el interruptor 1180 al modelar fallas en la barra de 13.8 kV del Fuel Oil, sin máquinas en línea.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Monofásico	73	73	73	0	0
Bifásico	1188	561	628	0	582
Bifásico a Tierra	1188	561	628	0	582
Trifásico	1147	1147	1147	0	0

Valores de corriente de cortocircuito en el interruptor 1180 al simular fallas en el interruptor 7147, en estado de mínima demanda.

Tipo de Cortocircuito	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	I2
Monofásico	913	288	301	396	360
Bifásico	1133	1089	74	0	612
Bifásico a Tierra	185	1120	267	348	452
Trifásico	1246	1246	1246	0	0