

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

**Facultad de Ingeniería Eléctrica  
Departamento de Electroenergética**



**TRABAJO DE DIPLOMA**

**Ajustes de las protecciones de las líneas de  
interconexión con Cayo Santa María**

**Autor: Yamileisy Díaz Ferrer**

**Tutores: Dra. Marta Bravo De Las Casas.**

**Ing. Luis Enrique Landa Mendoza**

**Santa Clara**

**2015**

**"Año 57 de la Revolución"**

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

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Departamento de Electroenergética**



## **TRABAJO DE DIPLOMA**



### **Ajustes de las protecciones de las líneas de interconexión con Cayo Santa María**

**Autor: Yamileisy Díaz Ferrer**

*E-mail: [yamileisyd@uclv.edu.cu](mailto:yamileisyd@uclv.edu.cu)*

**Tutor: Dra. Marta Bravo de las Casas**

*E-mail: [mbravo@uclv.edu.cu](mailto:mbravo@uclv.edu.cu)*

**Ing. Luis Enrique Landa Mendoza**

*E-mail: [landa@elecvc1.une.cu](mailto:landa@elecvc1.une.cu)*

**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 Informática, 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 Tutor

---

Firma del Jefe de  
Departamento donde se  
defiende el trabajo

---

Firma del Responsable de  
Información Científico-Técnica

## **PENSAMIENTO**

“Cuando se nos otorga la enseñanza se debe percibir como un valioso regalo y no como una dura tarea, aquí está la diferencia de lo trascendente”

Albert Einstein

## DEDICATORIA

*A mi madre por darme la vida, por ser mi guía y por su apoyo infinito.*

*A mi hermana por su dedicación y por ser un ejemplo para mi vida.*

*A mi esposo por darme todo su amor y confianza*

*A mi futuro bebé por acompañarme en estos meses y darme la felicidad mayor de este mundo.*

*A todos, amigos y familiares que de una forma u otra siempre están presentes.*



## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por permitirme lograr mis sueños. A mis tutores por su apoyo, confianza, dedicación y por ser mis guías para lograr los resultados de este presente trabajo. A mis profesores por enseñarme con esmero y dedicación durante estos cinco años. A mis compañeros de aula, por todo lo que he aprendido a su lado y hemos compartido. A todos y en especial a mi familia, que me ayudaron en la realización de este trabajo. Agradezco los comentarios y sugerencias de la comisión revisora de este trabajo.

## TAREA TÉCNICA

- ✓ Revisión bibliográfica sobre las principales características de los sistemas eléctricos de potencia, los sistemas aislados su estabilidad y sus protecciones.
- ✓ Estudio y análisis de la situación electroenergética actual del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María.
- ✓ Reconfiguración y actualización de las variantes seleccionadas de interconexión mediante el *PSX*.
- ✓ Cálculo de los flujos de potencia y niveles de cortocircuito en las diferentes variantes de interconexión analizadas
- ✓ Ajuste de las protecciones eléctricas MiCOM P442 y P143 de Areva T&D para cada una de las variantes de operación.

---

Firma del Autor

---

Firma del Tutor

## RESUMEN

El polo turístico Cayo Santa María en un futuro no muy lejano aumentará su demanda eléctrica por lo que es de gran necesidad que el mismo posea un sistema eléctrico fuerte que sea la garantía de que el servicio que se brindará sea de calidad.

El sistema eléctrico actual se encuentra trabajando en régimen aislado, trayendo consigo todas las desventajas que este tipo de generación arrastra, pues al estar separados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no son capaces de resistir fallas muy grandes sin perder la estabilidad y por tanto habrá un colapso del sistema.

Por lo anteriormente explicado se hace de gran necesidad formular variantes de interconexión del Sistema Aislado Cayo Santa María (SACSM) con el SEN.

Se hace un análisis detallado de cada variante de interconexión, para así hacer una evaluación del flujo de potencia y los niveles de cortocircuito. Con la utilización del PSX se realizó el cálculo de ajuste de las protecciones eléctricas MiCOM P442 y P143 de Areva T&D de los interruptores de cada variante de interconexión.

Los resultados de este trabajo pueden ser interés para los especialistas de la Organización Básica Eléctrica (OBE) de Villa Clara y de la Unión Eléctrica de Cuba, pues pueden ser el punto de partida para la determinación de las posibles modificaciones que se efectuarán a la red provincial al realizar la interconexión de SEACSM con el SEN.

**TABLA DE CONTENIDOS**

PENSAMIENTO.....	i
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	ii
TAREA TÉCNICA.....	ii
RESUMEN.....	ii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	7
1.1 Sistema eléctrico de Potencia.....	7
1.2 Tipos de Sistemas Eléctricos.....	8
1.3 Sistemas eléctricos aislados.....	10
1.3.1 Supervisión de los sistemas eléctricos aislados.....	13
1.4 Interconexión de los sistemas eléctricos.....	13
1.4.1 El papel de las interconexiones internacionales.....	15
1.5 Protección de los sistemas eléctricos de potencia.....	16
1.5.1 Elementos de los sistemas de protecciones.....	16
1.5.2 Requisitos fundamentales de los sistemas de protección.....	17
1.5.3 Protección de las líneas de transmisión.....	19

---

1.5.4 Factores que se deben tener en cuenta en el momento de elegir el sistema de protección para una línea de transmisión.....	20
1.5.5 Tipos de protecciones utilizadas en las líneas.....	20
1.5.5.1 Relé de sobrecorriente.....	20
1.5.5.2 Relé de distancia.....	21
1.5.5.3 Relé diferencial o piloto.....	22
1.6 Recierre.....	23
CAPITULO 2. DESCRIPCIÓN DE LAS VARIANTES DE INTERCONEXIÓN.....	25
2.1 Descripción del esquema de redes de 110kV de la provincia Villa Clara....	25
2.2 Descripción del esquema del Sistema Aislado Cayo Santa María (SACSM).....	26
2.3 Proyecto de interconexión del SACSM con el SEN.....	28
2.3.1 Condiciones para conexión desde Yaguajay.....	29
2.3.2 Condiciones para conexión desde Caibarién.....	32
2.4 Análisis económico preliminar.....	35
2.5 Flujo de carga.....	36
2.6 Comportamiento de los niveles de cortocircuito con la incorporación del SACSM.....	38
2.7 Relés instalados en las líneas para cada una de las variantes.....	39
2.7.1 Potencialidades de los relevadores P442.....	40
2.7.2 Potencialidades de los relevadores P143.....	41
CAPÍTULO 3. AJUSTE DE LAS PROTECCIONES.....	44
3.1 Ajustes de los relés para la interconexión con Yaguajay.....	44
3.2 Ajuste del interruptor 21/12 ubicado en la barra de Yaguajay_2.....	45
3.2.1 Ajuste del relé de distancia.....	45

3.2.2 Ajuste del relé sobrecorriente de fase.....	47
3.2.3 Ajuste del relé de sobrecorriente de tierra.....	49
3.2.4 Protección de fallo interruptor.....	50
3.2.5 Ajuste $\partial F/\partial T$ .....	50
3.2.6 Ajuste de sobretensión y baja tensión.....	50
3.2.7 Sobrecorriente de secuencia negativa.....	51
3.2.8 Recierre.....	51
3.2.9 Conductor roto.....	52
3.3 Ajuste del interruptor 21/17 ubicado en la barra de Yaguajay_2.....	53
3.3.1 Ajuste del relé de distancia.....	53
3.3.2 Ajuste del relé sobrecorriente de fase.....	54
3.3.3 Ajuste del relé de sobrecorriente de tierra.....	54
3.3.4 Protección de fallo interruptor.....	55
3.3.5 Ajuste $\partial F/\partial T$ .....	55
3.3.6 Ajuste de sobretensión y baja tensión.....	55
3.3.7 Sobrecorriente de secuencia negativa.....	55
3.3.8 Recierre y conductor roto.....	56
3.4 Ajustes de los Relés para la Interconexión con Remedios.....	56
3.5 Ajuste del interruptor 31/34 ubicado en la barra de CAMAJ110.....	56
3.5.1 Ajuste del relé de distancia.....	56
3.5.2 Ajuste del relé sobrecorriente de fase.....	59
3.5.3 Ajuste del relé de sobrecorriente de tierra.....	60
3.5.4 Protección de fallo interruptor.....	61
3.5.5 Ajuste $\partial F/\partial T$ .....	61

3.5.6 Ajuste de sobretensión y baja tensión.....	61
3.5.7 Sobrecorriente de secuencia negativa.....	61
3.5.8 Recierre y conductor roto.....	61
3.6 Ajuste del interruptor 1/44 ubicado en la barra de CB_103.....	62
3.6.1 Ajuste del relé de distancia.....	62
3.6.2 Ajuste del relé sobrecorriente de fase.....	62
3.6.3 Ajuste del relé de sobrecorriente de tierra.....	63
3.6.4 Protección de fallo interruptor.....	64
3.6.5 Ajuste $\partial F/\partial T$ .....	64
3.6.6 Ajuste de sobretensión y baja tensión.....	64
3.6.7 Sobrecorriente de secuencia negativa.....	64
3.6.8 Recierre y conductor roto.....	64
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
Conclusiones.....	6565
Recomendaciones.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b> 66
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	67
ANEXOS.....	70
ANEXO I. AJUSTE DE LOS RELÈS DE LA VARIANTE DE INTERCONEXIÒN DE YAGUAJAY.....	70
ANEXO II. AJUSTE DE LOS RELÈS DE LA VARIANTE DE INTERCONEXIÒN DE REMEDIOS.....	77

## INTRODUCCIÓN

La electricidad hoy en día se ha convertido para el mundo en una forma de energía imprescindible y con infinitud de uso, debido a su controlabilidad y versatilidad, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo.

En el ámbito residencial es empleada para proporcionar toda clase de servicios, pero su uso está igualmente extendido en lo comercial e industrial, por lo que se nos hace muy difícil cada día reemplazarla en la mayoría de sus usos y aplicaciones, por lo que se puede afirmar que la calidad de vida y el propio funcionamiento de las sociedades depende de forma significativa de la disponibilidad de la energía eléctrica.

Para dar una solución a la actual crecimiento de la demanda y a los problemas de abastecimientos de energía que existe hoy en todo el mundo, que a medida que transcurren los años esta aumenta considerablemente, una interconexión de sistemas eléctricos se presenta como una alternativa, permitiendo así **conectar** diversos países entre sí y ofrecer a los sistemas vecinos electricidad generada en el propio país como recibir de ellos energía que puede satisfacer la demanda interna. De esta manera también se lograría mayor calidad de la energía, bajar los costos, mejorar el nivel de seguridad de los sistemas y ampliar la oferta.

Estos sistemas interconectados que todo el tiempo transportan energía eléctrica debe cumplir con varios requisitos indispensables para prestar un servicio con niveles altos de calidad y seguridad, para que esto se cumpla se aplican normas y procedimientos muy precisos durante las etapas de planeamiento, diseño, construcción y operación de los sistemas de potencia.

Dichos sistemas quedarán expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, que además de provocar daños severos son muchas veces impredecibles, por lo que es necesario proporcionarle a dichos sistemas los esquemas de protección debidamente calibrados con el fin de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores así como disminuir el número de usuarios afectados.

Para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital pues es el que se encargara de brindarle seguridad a redes y costosos equipos, así como también se encarga de proteger la inversión de capital realizada y proteger también a las personas. La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tenidos en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros disponibles.

En Cuba uno de los principales renglones de la economía que se ha venido desarrollando es el turismo. Uno de los principales polos turísticos del país es el cayo Santamaría al norte de la provincia de Villa Clara. El desarrollo de esta industria turística constituye hoy el eslabón principal para las autoridades locales de cara al 2030, para convertirlo en uno de los mejores en el Caribe y el mundo, por lo que se hace necesario y de vital importancia que las instalaciones turísticas cuenten con las condiciones óptimas para satisfacer al cliente más exigente. Para esto se necesita cumplir con los requerimientos de un buen comportamiento de los sistemas eléctricos, hablese de generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

El cayerío norte incluye a los cayos Santa María, Las Brujas y Ensenachos, es el principal polo turístico de la provincia, y como parte de un programa de desarrollo turístico se prevé que para el 2017 este complejo hotelero cuente con 13 102 habitaciones. Lo anterior implica un crecimiento inevitable de la capacidad de generación de la central eléctrica o su posible interconexión con el Sistema

Eléctrico Nacional. Tomando el criterio de la demanda por habitación que se utiliza para este tipo de servicio de 2.25 kW por habitación, serían 29.5 MW de valor tope al que llegaría la demanda máxima posible [1].

El servicio eléctrico del cayerío noreste dispone de un sistema de generación constituido por grupos electrógenos que utilizan como combustibles el fuel Oil y diésel, con tecnología MAN, Hyundai y MTU, los cuales alimentan toda la carga en la cayería norte de Villa Clara [2], sin interconexión con el SEN, constituyendo así un sistema aislado. Este sistema eléctrico aislado lo que trae un conjunto de desventajas, entre las que se encuentra un elevado costo y efecto de contaminación y una menor estabilidad de la frecuencia en relación a sistemas interconectados ya que la estabilidad la proporciona la respuesta conjunta de todas las máquinas síncronas conectadas al sistema.

Para garantizar un avance turístico en el cayerío norte de Villa Clara se hace necesario poder abastecer eléctricamente la demanda exigida de la forma más segura y confiable, haciéndose necesario la interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para de esta forma garantizar toda la energía necesaria, brindar la autonomía de este sistema, la continuidad de servicio a todos los hoteles e instalaciones con la calidad requerida y ampliar las respuestas a las fallas

### **Antecedentes.**

La puesta en servicio de la moderna subestación de distribución en la cayería norte de Villa Clara [3], junto con la planificación de aumentar gradualmente los niveles de generación local, una mayor exigencia en la disciplina operativa y tecnológica, el reordenamiento en las redes de distribución, la aplicación de medidas para mejorar la regulación de frecuencia, son acciones emprendidas para erradicar algunos de las principales causas que han sido responsables de los colapsos experimentados por el Sistema Aislado Cayo Santa María (SACSM) en el pasado reciente.

En los últimos meses se han producido algunos eventos que evidencian debilidades propias de los sistemas aislados, como son la salida repentina de máquinas generadoras por motivos técnicos o por errores en la operación, que

han conllevado a la caída total del sistema o en el mejor de los casos a un peligroso deterioro de los principales parámetros de las maquinas restantes.

### **Motivo del Trabajo.**

Garantizar una interconexión segura del cayo Santa María con el Sistema Eléctrico Nacional para solventar los problemas presentes en el suministro de electricidad de dicho polo turístico.

### **Situación Problemática.**

La poca capacidad del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María para lograr abastecer los incrementos de demanda que existirán en un futuro cercano.

La ocurrencia de los últimos hechos se hace cada vez más presente la posibilidad de interconectar al SACSM con el SEN, opción que ha sido tomada en cuenta por los especialistas de la Empresa Eléctrica Villa Clara como una variante para solventar los problemas presentes en el suministro de electricidad al referido polo turístico con el objetivo de garantizar los avances turísticos logrados y las perspectivas futuras es necesario esta interconexión.

Con dicha interconexión se garantiza toda la energía necesaria, lo que brinda la autonomía de este sistema, amplía la respuesta ante fallas, y se puede brindar continuidad de servicio a todos los clientes con la calidad requerida.

La realización de una interconexión entre dos sistemas eléctricos separados, requiere mucho más que solo construir una línea de transmisión nueva. Se deben considerar varios aspectos entre los que se encuentran: ¿Cantidad y dirección de potencia que se planea transferir entre los sistemas?, ¿Entre que subestaciones deberá instalarse la interconexión?, ¿Cómo se afectan las protecciones del Sistema Eléctrico con esta interconexión?

### **Necesidad de la Investigación.**

Los sistemas eléctricos aislados son muy sensibles a las variaciones de generación y demanda, esto es debido a que están compuestos por un reducido número de generadores conectados y a su baja inercia, por lo que al perder algún grupo generador, a través de la regulación primaria, el resto de los generadores

conectados han de aportar la potencia que se deja de suministrar. Por otro lado estos sistemas carecen de sistemas colindantes que les puedan aportar energía, por lo que se puede notar una disminución de frecuencia tal que la única solución para evitar el colapso total del sistema sea la desconexión de cargas.

Con el desarrollo del polo turístico Cayo Santa María se hace necesario tener un servicio eléctrico de calidad de acuerdo al tipo de cliente, pues nos encontramos con un sistema aislado que con la estructura actual no es posible de garantizar un buen servicio eléctrico por lo que se hace necesario prever una posible interconexión y analizar cuál será la variante de la misma desde la provincia de Villa Clara o Sancti Spíritus para lograr un trabajo óptimo de la red eléctrica por 110 kV.

### **Pregunta Científica.**

¿Cuáles son las posibles variantes de interconexión del *SEACSM* con el Sistema Eléctrico Nacional al hacer un ajuste de las protecciones garantizando la estabilidad y fiabilidad del sistema?

### **Objetivo General.**

Calcular los parámetros de ajuste de las protecciones MiCOM P442 de Areva T&D una vez seleccionadas las variantes de interconexión del *SEACSM* con el Sistema Eléctrico Nacional que garanticen la estabilidad y fiabilidad del sistema en todo momento.

### **Objetivos Específicos.**

Para lograr el cumplimiento del objetivo general se trazaron los objetivos específicos siguientes:

- Realizar una revisión bibliográfica acerca los Sistema Eléctrico Aislados Interconectados.
- Actualizar y reconfigurar mediante el *PSX* las variantes seleccionadas de interconexión
- Evaluar los flujos de potencia y los niveles de cortocircuito en las diferentes variantes de interconexión analizadas.

- Calcular los parámetros de ajuste de las protecciones para cada una de las variantes.

### **Justificación.**

Garantizar un suministro eléctrico de calidad para poder brindar un servicio acorde a la categoría del SEACSM.

Evitar que en el sistema ocurran fallas y regímenes anormales.

Evitar el disparo incorrecto durante la operación normal del sistema.

Disponer de ajustes predeterminados para los tres estados en los que se pueda encontrar el sistema

### **Estructura del trabajo.**

#### ❖ **Capítulo 1.** Generalidades de los Sistemas Eléctricos.

Se realiza una revisión bibliográfica sobre los Sistemas Eléctricos de Potencia, aislados e interconectados y los Sistemas de Protección de los mismos.

#### ❖ **Capítulo 2.** Situación actual del *SEACSM* y análisis de posibles variantes de interconexión.

Se realiza una descripción de la red de 110kV de la provincia Villa Clara y de la provincia Sancti Spíritus y se analizan variantes para la interconexión del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María.

#### ❖ **Capítulo 3.** Ajuste de las protecciones MiCOM P442 de Areva T&D

Se exponen de forma general los resultados obtenidos al calcular los relés de distancia y sobrecorriente de las protecciones de las variantes de interconexión bajo diversas condiciones de operación y se dan conclusiones y recomendaciones de valor sobre los problemas encontrados con la realización de los cálculos.

## CAPÍTULO 1

### GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

A partir del descubrimiento de la energía eléctrica y su papel tan importante en la humanidad se han desarrollado fuentes de energía para ejecutar trabajos útiles para un mayor desarrollo industrial y así crear una sociedad moderna con mejor calidad de vida.

Pero el proceso de hacer llegar la energía eléctrica desde las fuentes hasta los consumidores requiere de estructuras cada vez más complejas como son los denominados sistemas de potencia los cuales poseen una serie de fenómenos en condiciones operativas normales y anormales que son motivos del apasionado estudio de los ingenieros electricistas [4].

En este capítulo se exponen las características más generales de los sistemas eléctricos haciendo énfasis en los sistemas aislados y la necesidad de su interconexión. Además se analizan los requerimientos de las protecciones de las líneas y los tipos más usados.

#### 1.1 Sistema eléctrico de potencia

El *Institute of Electrical and Electronics Engineer* (IEEE –Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), ha realizado una de las definiciones más aceptadas a escala mundial que define un Sistema de Potencia como) como *“Una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red”* [4].

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin el generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Está compuesto por plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de

continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas. [5].

En la extensión de las redes eléctricas conviven varias formas de estructuración: sistemas aislados, locales, nacionales, regionales. Han predominado unos u otros según la geografía y los tiempos, pero la prioridad actual será la de universalizar el servicio eléctrico para erradicar la pobreza y reducir las inequidades territoriales [6].

## 1.2 Tipos de Sistemas Eléctricos

Un sistema eléctrico dependiendo de su confiabilidad se puede clasificar en tres tipos: [5].

### 1. Sistema radial

En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro, por lo tanto su fiabilidad es baja. Este sistema es menos confiable pero más económico desde el punto de vista constructivo.

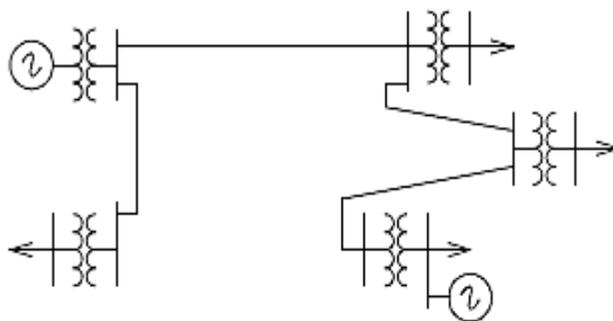


Figura 1.1. Sistema radial.

### 2. Sistema en anillo.

Con un sistema en anillo, figura 1.2 se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro, el sistema es más confiable, pero más costoso.

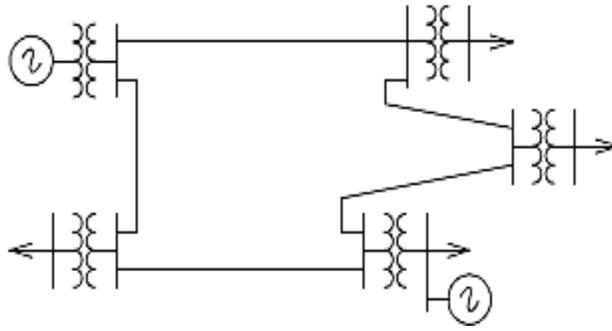


Figura 1.2. Sistema en anillo.

### 3.Red mallada.

Con este tipo de sistema, figura 1.3, se aumenta el número de interconexiones y en consecuencia, la seguridad del servicio, es decir hay mayor confiabilidad pero también mayor costo.

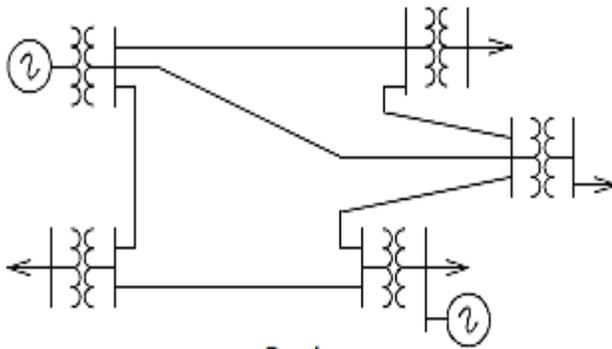


Figura 1.3. Red mallada.

El sistema eléctrico moderno está muy condicionado y sometido a severas exigencias de los usuarios, sobre todo, en cuanto a calidad y continuidad en el suministro se refiere. La energía eléctrica es uno de los recursos energéticos principales de la sociedad industrial actual y el usuario debe de disponerla instantáneamente, en la cantidad exacta que necesita en cada momento y además, a la tensión y frecuencia correctas. Para cumplir estos requisitos es necesaria una planificación minuciosa y, un diseño esmerado de las instalaciones de generación, transformación, transporte y distribución, que garanticen el buen servicio que exige el usuario a este complejo sistema de redes eléctricas. Las condiciones ambientales del entorno también imponen hoy en día condiciones

muy severas al sistema. Sus diseños deberán evitar que se produzca polución de cualquier tipo en el ambiente y no permitirán que distorsionen la estética de los distintos lugares. En este aspecto, las empresas productoras y distribuidoras de energía eléctrica, se ven cada vez más obligadas a ajustarse a normas muy severas a la hora de desarrollar y realizar sus proyectos.

### **1.3 Sistemas eléctricos aislados**

Se entiende por sistema aislado aquel que no tiene conexión eléctrica con otros debido a sus características. Es decir, son sistemas de generación y distribución de energía eléctrica que no se encuentran conectados a la Red Eléctrica Nacional, se emplean sobre todo en aquellos lugares de difícil acceso o poco rentable para las compañías distribuidoras de la red eléctrica, ya que resulta más económico instalar un sistema de generación que tender una línea entre la red y el punto de consumo. Estos sistemas son más sensibles a las perturbaciones debido a su baja inercia [7].

En los sistemas aislados la potencia producida está ajustada al consumo de las cargas, es decir su potencia total generada debe ser en todo momento igual a la potencia total consumida más las pérdidas que se producen para servir la carga. Si en un momento dado la generación no es igual a la demanda, se produce una variación de la frecuencia del sistema, dicho sistema responde a dicha variación de frecuencia con la respuesta inercial, la regulación primaria y la regulación secundaria [8].

Los sistemas aislados se caracterizan por el reducido número de generadores conectados y su baja inercia, con redes eléctricas poco malladas a niveles de tensión inferiores a las de los sistemas interconectados lo que hace que sean muy sensibles a las variaciones de generación y demanda, por lo tanto en caso de perturbaciones en la red las variaciones de frecuencia que se producen son muy superiores a las que se originan en los sistemas con mayor interconexión. Si ocurriera una falla severa, sería inevitable el colapso de estos sistemas. Pero debido a su pequeño tamaño la reposición de todo el sistema resulta relativamente fácil.

Además para evitar el colapso total del sistema por una disminución de frecuencia se ejecuta la desconexión de cargas [9].

Se va desconectando un conjunto limitado de cargas para restablecer el equilibrio entre generación y demanda mediante relés de subfrecuencia y/o de derivada de frecuencia, siendo vitales para asegurar la estabilidad de sistemas eléctricos aislados cuando ocurre la desconexión de un generador.

A través de la regulación primaria si se pierde algún grupo generador, el resto de los generadores conectados han de aportar la potencia que se deja de suministrar. Donde se puede dar el caso que la cantidad de potencia que se deja sin suministrar sea una parte importante de la potencia total generada y el resto de generadores no sea suficiente para compensar la generación perdida.

La generación en un sistema de energía eléctrica tiene que ser en cada instante igual a la demanda. Si en un momento dado la generación es superior a la demanda, el exceso de energía se almacena en forma de energía cinética en el rotor de los generadores, produciéndose una aceleración de los mismos que determina un aumento de la frecuencia del sistema. Por el contrario, si la demanda es superior a la generación, el déficit de energía se toma de la energía cinética de los rotores, produciéndose una disminución de su velocidad, que determina una disminución de la frecuencia. Para mantener permanentemente la frecuencia en un valor de consigna (e.g. 50 Hz o 60 Hz), los generadores están dotados de un regulador denominado regulador carga-velocidad o regulación primaria. Este regulador realiza un seguimiento permanente de la velocidad del rotor. Cuando esta baja, el regulador da una orden de aumento de la potencia suministrada por el generador y da orden de disminución, cuando sube la frecuencia por encima de la consigna. Como este regulador está instalado en cada generador, los desequilibrios de potencia son compensados entre todos los generadores [10].

El desequilibrio entre generación y demanda puede tener su origen en:

- Variaciones de la demanda: son generalmente pequeñas y progresivas a lo largo del día debido a que no se producen grandes pérdidas ni adiciones súbitas de carga, porque los grandes centros de consumo suelen estar

alimentados por sistemas mallados que toleran fallos, desconectando sólo una pequeña parte de la carga.

- Pérdidas súbitas de generación. Se producen con cierta frecuencia y pueden englobar grandes cantidades de potencia, la primera es debida a la desconexión no programada de grupos generadores de gran potencia (800 – 1000 MW) y la segunda es producida por el aislamiento de un área generadora al producirse una falta en los corredores que unen esa área exportadora con el área importadora. Este aislamiento produce la desconexión automática de generación (DAG) en el área generadora, para prevenir el colapso del sistema por inestabilidad transitoria. Al desconectarse un área generadora completa, la pérdida de generación puede ser mucho mayor (por encima de 1000 MW). Al producirse una pérdida de generación, la energía que queda fuera de servicio tiene que ser aportada por el resto de generadores a través de la regulación primaria (los reguladores carga-velocidad). La cantidad total de energía que todos los generadores de un sistema pueden aportar en caso de pérdida de generación, se denomina reserva primaria de generación. Si la reserva primaria no es suficiente para compensar el déficit de generación perdida, los sistemas colindantes interconectados pueden suministrar la energía que falta. Esta situación se mantendrá durante el tiempo suficiente para que el área con déficit arranque más generación o repare el defecto.
- En los sistemas aislados no existen vecinos que puedan aportar la energía que falta. Por ello, la única forma de equilibrar generación y demanda es mediante el deslastre (desconexión) de carga. Sin embargo, interrumpir el servicio tiene unos costos asociados muy elevados. Por una parte se deja de vender la energía que se corta (se pierde el beneficio), por otra es necesario pagar las indemnizaciones y demandas de los clientes afectados y finalmente se produce un deterioro significativo de la calidad del servicio y la imagen corporativa de la empresa suministradora.

### **1.3.1 Supervisión de los sistemas eléctricos aislados**

Los clientes abastecidos por los sistemas aislados tienen los mismos derechos que los atendidos por el SEN, por lo tanto merecen recibir un servicio eléctrico confiable y de calidad apropiada.

En los sistemas aislados, antes que las deficiencias de tensión o frecuencia del suministro eléctrico, la continuidad del servicio constituye el componente más incidente en la calidad del mismo, este es representado por el número de veces y la duración en que el suministro eléctrico es interrumpido intempestivamente.

Las salidas forzadas de la generación son las que ocasionan mayor impacto en la prestación del servicio eléctrico, como consecuencia de desperfectos propios de las instalaciones generadoras, de las redes de distribución, fenómenos naturales y actos de terceros.

La supervisión se sustenta en el comportamiento de los parámetros más representativos de continuidad y confiabilidad de las fuentes de generación, los mismos que están representados por el número, la duración de las salidas forzadas de la generación, cuyos indicadores poseen límites de tolerancia pre-determinados y el margen de reserva, que representa la diferencia entre la capacidad de generación y la máxima demanda de cada sistema aislado, cuya cobertura debe de estar siempre garantizada [11].

Existen metodologías de supervisión sistemática, mediante indicadores que evalúan la continuidad y confiabilidad del suministro referidos a las fuentes de generación, que afectan a los clientes como es el caso de Perú que aparece en la referencia [12].

### **1.4 Interconexión de los sistemas eléctricos**

Las redes de energía potente e integrada son la columna vertebral de la economía de un país. Un mejor uso de las redes existentes y completar las conexiones restantes aumentará la eficiencia y la competencia y garantizará un nivel adecuado de calidad, al tiempo que reducirá la congestión y reforzará por tanto la sostenibilidad [13].

El Consejo Europeo de Barcelona de Marzo de 2002, en el apartado referente a la integración de las redes europeas de energía, transporte y comunicaciones entre sus objetivos energéticos de trascendencia, se acordó asumir el que los Estados miembros deberán tener un nivel mínimo de interconexiones eléctricas de al menos el 10 % de su capacidad de producción instalada ya para 2005, indicando a su vez que las necesidades de financiación deberían cubrirse principalmente gracias a las empresas implicadas. Con esto el mismo incidía de una forma más específica y decisiva sobre un tema de vital importancia que se venía tratando desde tiempo atrás: la importancia del desarrollo y mantenimiento de una infraestructura europea integrada con vistas a mejorar el funcionamiento del Mercado Interior de la energía y garantizar la seguridad de su suministro, sin olvidar otros aspectos relacionados con el medio ambiente y la cohesión europea.

La interconexión de sistemas eléctricos, se presenta como una alternativa o solución frente al problema de abastecimiento de energía producto del crecimiento de la demanda en forma más rápida que la oferta, así como también por la necesidad de asegurar el abastecimiento, bajar los costos, mejorar el nivel de seguridad de los sistemas, ampliar la oferta, etc. Ante estas necesidades surge el estudio de nuevas alternativas de utilización de recursos energéticos y económicos que en forma óptima y preservando el medio ambiente presenten una solución a lo antes mencionado.

La interconexión entre dos sistemas eléctricos separados no solo requiere de construir una línea de transmisión nueva sino que se deben considerar varios aspectos entre los que se encuentran [14]:

- Cantidad de potencia que se planea transferir entre los sistemas, y en qué dirección
- Conocer entre que subestaciones deberá instalarse la interconexión.
- Requerimientos de confiabilidad que deben tenerse en cuenta y conocer si se necesitan dos circuitos.
- Analizar si la frecuencia de los sistemas a ser interconectados es la misma.
- La tolerancia de la propagación de disturbios entre los sistemas.

- Requerimientos de estabilidad.
- Relación entre la potencia instalada en los sistemas a interconectar y la potencia nominal de la interconexión.
- Aspectos medioambientales y los permisos obtenidos.

Existen dos tipos de interconexiones de dos redes de potencia: enlace a corriente alterna (HVAC) y enlace a corriente directa (HVDC).

Un enlace en corriente alterna HVAC es la solución natural si las frecuencias de las dos redes a interconectar son las mismas, pues es la que se encarga de que los dos sistemas, previamente independientes, operen en sincronismo de no ser así la solución natural es un enlace HVDC.

#### **1.4.1 El papel de las interconexiones internacionales [15]**

Las interconexiones en el mundo son el respaldo instantáneo más significativo a la seguridad de suministro, un ejemplo de ello es en enero del 2009, cuando un fuerte vendaval que afectó a las instalaciones españolas y francesas en la zona de los Pirineos hizo necesario el apoyo del sistema eléctrico español durante varios días para asegurar el suministro de energía en la región francesa de Perpiñán en condiciones de seguridad. Las interconexiones internacionales tienen un papel fundamental en la integración de los mercados de energía eléctrica pues estas generan una serie de ventajas en los países conectados entre las cuales están:

- La contribución a la seguridad y a la continuidad del suministro eléctrico en los sistemas interconectados, gracias a los intercambios de energía en caso de necesidad.
- El aumento de la eficiencia de los sistemas interconectados pues con la capacidad que queda vacante en las líneas, se establecen diariamente intercambios comerciales de electricidad aprovechando las diferencias de precios de la energía entre los sistemas eléctricos. Estos intercambios permiten que la generación de electricidad se realice con las tecnologías más eficientes fluyendo la energía desde donde es más barata hacia donde es más cara.

El aumento de la competencia entre sistemas vecinos. Las importaciones de energía de otros países obligan a los agentes del propio país a tener propuestas más competitivas si quieren que sus ofertas resulten aceptadas, generando una reducción del precio de la electricidad a nivel.

### **1.5 Protección de los sistemas eléctricos de potencia**

La actuación de un sistema de protección va encaminada a mantener la calidad y la continuidad del servicio, intentando que ambas características se resistan mínimamente durante un tiempo mínimo, por lo que se hace necesario que la red sea planificada de manera que permita ofrecer alternativas de operación que posibiliten la adecuada alimentación de todos los puntos de consumo aunque se produzcan fallas que afecten a elementos de la generación, transmisión o distribución.

Las protecciones deben proteger coordinadamente cada uno de los elementos y equipos que componen cada una de las partes citadas de un sistema eléctrico. Para ello, se debe tener un conocimiento global del funcionamiento de un sistema eléctrico y del comportamiento de sus elementos, con el fin de poder diseñar las protecciones combinadas con sistemas de automatización que incidan de forma directa en el funcionamiento dinámico del sistema eléctrico.

Independientemente del punto en que se produzca la falla el sistema de protección debe desconectar el circuito en falla para impedir que la falla se propague y así disminuir el tiempo de permanencia bajo esfuerzos extremos de los equipos más directamente afectados. Al desconectar el circuito en falla mediante interruptores automáticos que origina un transitorio por lo que puede implicar una serie de alteraciones como sobretensiones, descompensación entre generación y consumo con cambio de frecuencia, el sistema de protección debe actuar en segunda instancia desconectando los circuitos que, aunque no se ven directamente afectados por la falla se ven alcanzados por sus efectos.

#### **1.5.1 Elementos de los sistemas de protecciones**

Un equipo de protección no es solamente la protección o el relé de protección propiamente dicho sino que incluye a todos aquellos componentes que permiten

detectar, analizar y aislar la falla. Los principales elementos que componen un sistema de protección son:

1. **Batería de alimentación.** Es la que permite la continuidad del suministro de energía para el funcionamiento del equipo de protección. La alimentación de los circuitos de protección no puede ser tomada directamente desde la línea ya que ante cualquier perturbación que provoque la pérdida de servicio a una subestación los equipos de protección de la misma quedarían inoperantes.
2. **Transformadores de medidas para protección.** La función de los transformadores de medida, integrados por transformadores de corriente (TC) y de tensión (TP), es convertir las intensidades y tensiones del sistema eléctrico a valores más reducidos a la vez que establecen un aislamiento galvánico entre la red eléctrica primaria y los relés de protección y otros instrumentos de medida conectados a los secundarios de estos convertidores de medida.
3. **Relé de protección.** Es el elemento más importante del sistema de protección pues es el que recibe la información, la procesa, toma decisiones y ordena la operación en uno u otro sentido. Esta operación se materializa mediante los circuitos auxiliares de control de los interruptores asociados al funcionamiento de protección.
4. **Interruptor automático.** Es el elemento que permite abrir o cerrar el circuito con tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de corriente. Opera bajo el control de la protección y su apertura coordinada, con la de otros interruptores, permite aislar el punto en que se ha producido la falla.

### 1.5.2 Requisitos fundamentales de los sistemas de protección

La protección ideal sería aquella que actuara solamente ante los incidentes para los que ha sido instalada, que lo hiciera en el menor tiempo posible y que su precio fuera mínimo. Evidentemente, este ideal no es fácil de conseguir, por lo que es preciso valorar una serie de aspectos que, generalmente, son opuestos entre sí.

Sensibilidad. El relé debe ser lo suficientemente sensible para operar en las condiciones de falla mínima que se puedan dar en la parte del sistema en el que

se encuentra operando. En cualquier sistema eléctrico, en varias ocasiones en el día, la carga puede variar entre límites muy amplios, para cubrir estas exigencias cambiantes de la carga solicitada, es preciso poner diferentes combinaciones en la generación con el fin de atender la demanda de la forma más adecuada. La condición de mínima exigencia de generación es generalmente la que nos va a definir la sensibilidad del relé, condición por la cual circulará por la protección la mínima corriente de falla al producirse un cortocircuito y, el relé deberá ser lo suficientemente sensible para detectar esa falla.

Selectividad. Para un relé de protección es la facultad para reconocer una falla dentro de la zona que tiene encomendada, y posteriormente disparar el o los interruptores necesarios para despejar la falla. Las protecciones diferenciales y otras son inherentemente selectivas, y ello implica el que no se vean afectadas por las fallas que se produzcan fuera de los equipos o de las zonas que tienen bajo su responsabilidad. Otro tipo de protecciones, con actuación diferida en fallas fuera de su zona, son consideradas relativamente selectivas. En estas protecciones generalmente, la selectividad se obtiene a través de diferentes ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los que se pretende sean selectivos. En el caso de relés con diferentes características de operación, la selectividad debe de establecerse sobre el campo total comprendido entre los valores mínimo y máximo de la corriente de cortocircuito.

Rapidez. El relé debe de operar con la rapidez adecuada. La rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos debidos a los efectos del cortocircuito y de esta manera, reducir los costos de reparación y el de su permanencia fuera de servicio. La rapidez de operación tiene además, repercusión directa en la estabilidad general del sistema eléctrico. Durante una falla por cortocircuito, el resto de la red transmite menos energía y algunos generadores tienden a perder el sincronismo, pudiendo producirse en ellos la salida de paralelo. Cuanto menor es el tiempo de mantenimiento de la falta, es menos probable que los generadores pierdan el sincronismo y en consecuencia, afectará menos a la estabilidad del sistema.

Fiabilidad. La fiabilidad es la medida del grado de confianza de que un sistema de protección va a actuar correctamente.

Es la obediencia, que es la cualidad de que una protección opere correctamente cuando es requerido para operar y por otro lado la seguridad, que es la cualidad de no operar ante unas causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas. La fiabilidad de un sistema de protecciones depende, en primer lugar, de la fiabilidad de los propios relés y, en segundo lugar, de su aplicación, de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo [16].

Para proceder a la determinación de las protecciones necesarias en una instalación es preciso disponer de la información completa de esta, y conocer debidamente la incidencia de la misma sobre el resto del sistema eléctrico al que está conectada. Consecuentemente se debe proceder a una planificación general de los sistemas de protección, que podría concretarse en los siguientes puntos [17]:

- a) Conocimiento detallado de la red y/o de la instalación que hay que proteger.
- b) Definición concreta de las zonas de influencia de cada protección y su comportamiento para cada tipo de falta previsible.
- c) Definición concreta de los márgenes y zonas de solapamiento de cada sistema de protección.
- d) Definición de las protecciones de reserva que deben actuar en caso de fallo de una protección principal asociada a un interruptor para cada tipo de falta.

### **1.5.3 Protección de las líneas de transmisión**

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos o más subestaciones. Por su longitud y cantidad en un sistema eléctrico las líneas de transmisión están más expuestas a los cortocircuitos que otros elementos del sistema eléctrico. Por esta razón es una de las disciplinas más importantes en el área de la protección.

Exige un conocimiento apropiado del marco teórico asociado que sirva de soporte a los estudios y análisis necesarios para determinar la forma más adecuada de

brindar protección a una línea de transmisión, teniendo siempre presente el sistema al cual está conectada.

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

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

Los factores a tener en cuenta son los siguientes:

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

#### **1.5.5 Tipos de protecciones utilizadas en las líneas**

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

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

##### **1.5.5.1 Relé de sobrecorriente**

Los relés de sobrecorriente son la forma más simple y menos costosa de proteger una línea de transmisión pero además es una protección que necesita ser reajustada cuando cambian las condiciones del sistema de potencia. Son utilizados de las siguientes formas:

- Instantáneo.
- Temporizado.

- Direccional (Instantáneo y/o temporizado).

No pueden discriminar entre corriente de carga y corriente de falta; por lo cual solo se emplean cuando la corriente de falta es mayor a la corriente de carga. Las corrientes de cortocircuito en la línea dependen fuertemente de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo tanto la zona de la línea protegida por un relé de sobrecorriente depende fuertemente de la configuración del sistema eléctrico. Generalmente son utilizados en líneas radiales, y como faltas en estos circuitos no afectan la estabilidad del sistema, no son requeridos tiempos instantáneos de despeje de la misma.

En líneas de transmisión donde hay alimentación desde ambos extremos, se utilizan relés de sobrecorriente direccional con o sin esquemas de teleprotección.

#### **1.5.5.2 Relé de distancia**

Los relés de distancia son empleados en los circuitos de transmisión de alta tensión, pues los niveles de corriente de falta son altos, por lo cual si una falta no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al personal o al equipamiento.

Un relé de distancia calcula impedancia como el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación. Dado que en las líneas de transmisión la impedancia de la línea es proporcional a su longitud; es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta un punto determinado (lugar de la falta). De ahí que a los relés de impedancia se los llame relés de distancia.

Su zona de operación es función sólo de la impedancia medida y su ajuste es fijo, independiente de las magnitudes de las corrientes de falla. En operación normal la impedancia es alta y resistiva. Durante las fallas es baja y reactiva. Este cambio repentino determina la ocurrencia de una falla y si esta se encuentra dentro de su zona de protección.

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

Las características de estos relés se pueden describir en el diagrama R-X y se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea. Los relés de distancia se pueden clasificar según la forma de sus zonas de operación. En general se reconocen cuatro formas de la característica de operación, las cuales se muestran en la figura 4 [18].

- a. Característica de impedancia.
- b. Característica de admitancia o mho.
- c. Característica de reactancia.
- d. Característica poligonal o cuadrilateral.

Un relé de distancia opera si la impedancia medida por el relé está dentro de su característica de operación.

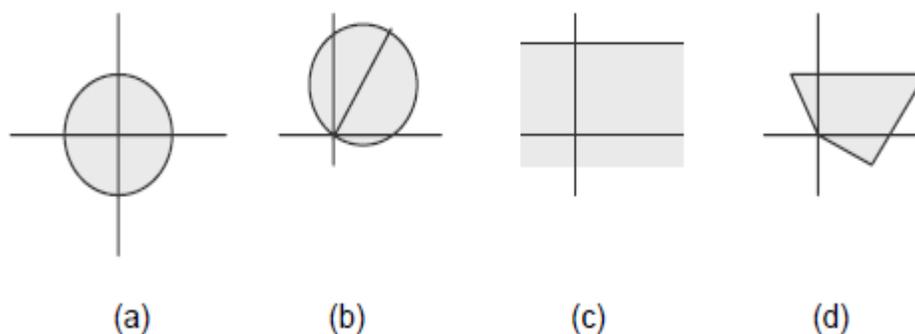


Figura 1.4. Característica de operación de los relés de distancia.

### 1.5.5.3 Relé diferencial o piloto

La interrupción a alta velocidad de fallas en las líneas de transmisión se reconoce como necesaria para el buen funcionamiento del sistema.

Para asegurar disparo simultáneo de los interruptores en todos los terminales de una línea de transmisión es práctico y confiable utilizar un esquema diferencial.

Una protección piloto emplea un canal de comunicación para enviar señal de un extremo a otro de la línea permitiendo el disparo o evitando el disparo de alta velocidad, piloto de disparo y piloto de bloqueo. Esta protección permite sobrealcanzar las zonas de los distancias de manera que aseguran con ello la protección completa de la línea además de un disparo de alta velocidad.

Las formas que toma la protección son: hilo piloto, onda portadora y microondas.

### **1.6 Recierre**

El recierre automático que como su nombre lo indica, origina la reconexión automática de las líneas.

Las normas de operación por lo general estipulan el recierre manual inmediato de los interruptores de estos elementos después de su disparo por acción de la protección, cuando no hay recierre automático.

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

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

Las principales ventajas de la utilización de la función de recierre pueden resumirse como sigue:

- Minimización de las interrupciones de suministro para el consumidor.

- Reducción de los costos de explotación: reducción del tiempo invertido en reparar los daños causados por las fallas, y posibilidad de explotar la red sin operadores en la subestación.

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

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

Los tipos principales en que se pueden subdividirse los dispositivos de recierre automático son los siguientes:

- a) Trifásico (tripolar) y monofásico (monopolar).
- b) Simple (de un recierre) y múltiple (de varios recierres)
- c) De alta velocidad (menos de 0.5 s) y con retardo de tiempo.
- d) Con y sin control de tensión en el elemento a reconectar.
- e) Con sincronización y asincrónico.

## CAPÍTULO 2

### DESCRIPCIÓN DE LAS VARIANTES DE INTERCONEXIÓN

En la actualidad el Sistema Aislado Cayo Santa María es responsable de ofrecer el suministro de energía eléctrica a uno de los polos turísticos más importantes del país, motivado por esto y a los problemas presentados en los últimos años en la explotación del mismo se han realizado fuertes inversiones con el afán de garantizar un servicio eléctrico confiable para una carga que no admite interrupciones y que experimenta un nivel de crecimiento constante.

La puesta en servicio de una moderna subestación de distribución, la planificación de aumentar gradualmente los niveles de generación local, una mayor exigencia en la disciplina operativa y tecnológica, el reordenamiento en las redes de distribución, la aplicación de medidas para mejorar la regulación de frecuencia, son acciones emprendidas para erradicar algunos de las principales causas que han sido responsables de los colapsos experimentados por el SACSM en el pasado reciente. No obstante a esto en los últimos meses se han producido algunos eventos que evidencian debilidades propias de los sistemas aislados, como son la salida repentina de máquinas generadoras por motivos técnicos o por errores en la operación, que han conllevado a la caída total del sistema o en el mejor de los casos a un peligroso deterioro de los principales parámetros de las máquinas restantes.

Con la ocurrencia de los últimos hechos se hace cada vez más presente la posibilidad de interconectar al SACSM con el SEN, opción que ha sido tomada en cuenta por los especialistas de la Empresa Eléctrica Villa Clara como una variante para solventar los problemas presentes en el suministro de electricidad al referido polo turístico. Para la implementación de un posible enlace con el SEN se propone la reestructuración del esquema de líneas de 110kV de la región noroeste de la zona central del SEN.

## 2.1 Descripción del esquema de redes de 110kV de la provincia Villa Clara

El esquema de líneas de 110kV perteneciente a la provincia Villa Clara mostrado en la figura 2.1 [19] en la actualidad cuenta con un total de 455,36 km de líneas de transmisión que alimentan un total de 13 subestaciones de 110kV con las que cuenta el territorio.

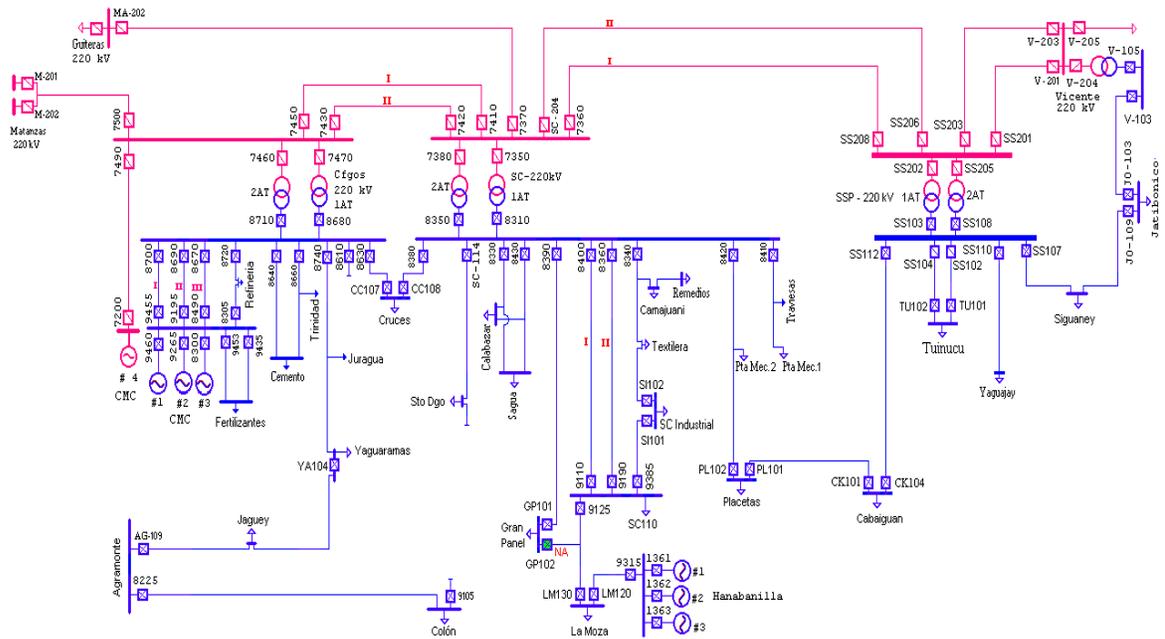


Figura 2.1. Esquema eléctrico de las líneas de 110 kV de la provincia Villa Clara.

El eje fundamental de los circuitos de 110kV de la provincia está asentado en la subestación Yabú 220kV, ya que de la misma parten la gran mayoría de las líneas que transmiten la energía eléctrica hacia las distintas subestaciones transformadoras. Además existen enlaces con otras provincias (S. Espíritu y Cienfuegos), ejemplo de ello es la línea Cabeiguan 110kV –Placetas 110kV.

## 2.2 Descripción del esquema del Sistema Aislado Cayo Santa María (SACSM)

El SACSM brinda en la actualidad servicio al polo turístico del mismo nombre. Tiene una capacidad de generación instalada de 37.1 MW y una demanda máxima histórica de 14.2 MW registrada en el año 2014.

La generación se encuentra distribuida entre dos unidades MAN de 3.85 MW, una batería de 4 unidades Hyundai de 1, 7 MW y 12 unidades MTU de 1.88 MW.

Las redes de distribución están caracterizadas por una estructura doble radial, cuyas líneas parten de una Subestación Principal con celdas en SF6. En dicha subestación tienen asiento las barras colectoras a las que tributan los diferentes grupos de generación y en donde además radica un centro de monitoreo para el control de parámetros del sistema en general. El esquema eléctrico de la red del SACSM se muestra en la figura 2.2 [20].

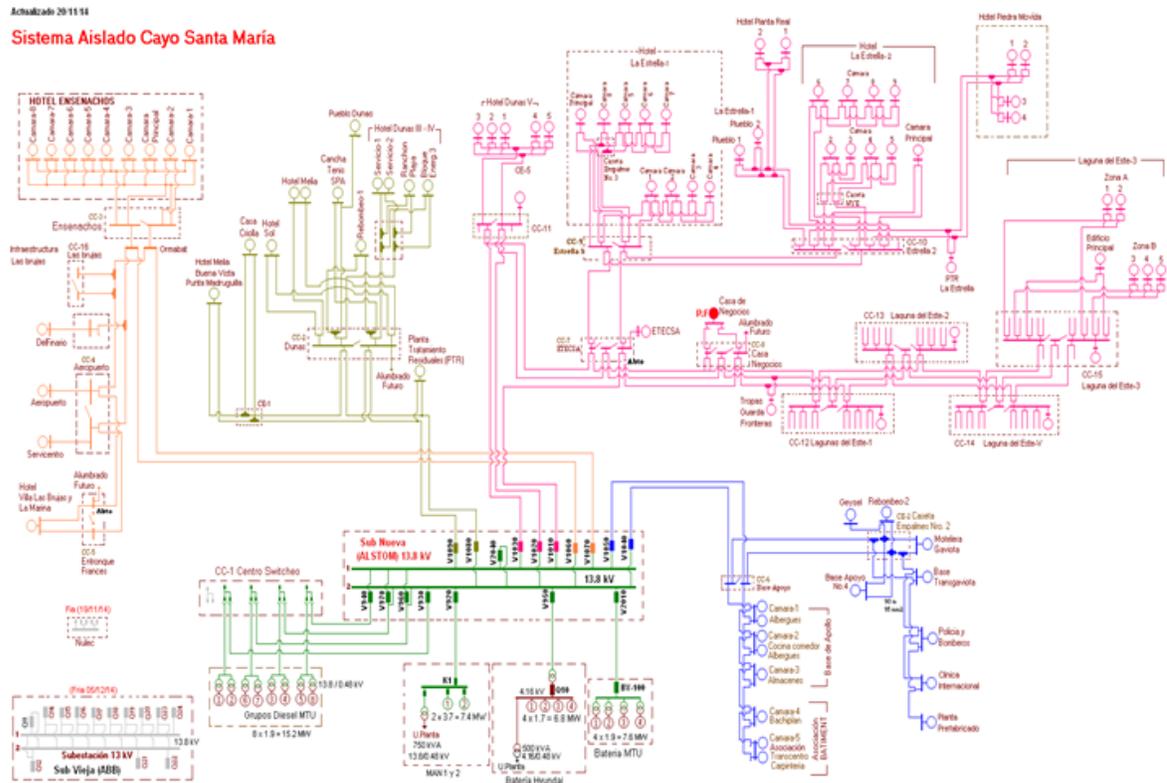


Figura 2.2. Red eléctrica del SACSM.

La futura puesta en servicio de cuatro máquinas de tecnología aún por definir se sumará a la potencia existente para alcanzar una cifra superior a los 30 MW que se esperan como demanda máxima para el año 2017. La disponibilidad de toda esta potencia es sensible a las dificultades que conllevan la utilización de grupos de generación distribuida: relativamente largos períodos de mantenimiento, trasiego constante de combustible de combustible que en comparación con sistemas con conexión a máquinas más potentes entre otros factores que pueden entorpecer la disponibilidad de las diferentes máquinas en un momento determinado. Para dar costo a esta situación una de las variantes que se ha

tenido en cuenta es implementar una posible interconexión entre el SACSM con el SEN.

### **2.3 Proyecto de interconexión del SACSM con el SEN [1]**

Interconectar el SACSM con el SEN es una acción que podría verse reflejada en la operación misma tanto para el SEN como para SACSM. Además existen otras aristas que deben ser analizadas para poder así tomar decisiones comprometidas a dar soluciones integrales. Entre las bondades de una posible interconexión podemos mencionar:

- Menos afectación al medio ambiente.
- Se aprovechan las fortalezas del SEN.
- Ahorro significativo de combustible y de su correspondiente transportación y almacenamiento, así como disminución de los costos de la generación.
- Eliminar la necesidad de comprar más motores y otros equipamientos para la generación.
- Sistema más fiable.

Sin embargo existen condiciones objetivas que pueden entorpecer el posible enlace como son:

- Costoso proceso constructivo.
- Debe mantener un nivel de generación propio en el cayo y se deben hacer inversiones de generación en tierra próximas a la interconexión, para garantizar la misma.
- No se cuenta con la experiencia técnica necesaria para la construcción, montaje y puesta en marcha.

El alto valor económico es uno de los principales problemas del proyecto con el cable submarino, pero elimina los obstáculos que impone el pedraplén. De los estudios realizados en este sentido se ha hecho énfasis en dos vertientes principales:

- 1- Conexión desde Caibarién al Cayo Santa María a 34.5 kV o a 110 kV.
- 2- Conexión desde Yaguajay al Cayo Santa María a 34.5 kV o a 110 kV.

Los análisis correspondientes a un nivel de tensión de 34,5 kV se desechan puesto que con ellos se obtienen parámetros de operación muy malos; elevadas pérdidas y un significativo efecto capacitivo con cualquiera de los diferentes calibres que pudiera tener este cable, esto resulta en que los estudios que con mayor énfasis que se han realizado solo tienen en cuenta una tensión de 110 kV.

### 2.3.1 Condiciones para conexión desde Yaguajay [1]

Después de realizados los correspondientes estudios de factibilidad ambiental en la zona, se escogieron tres variantes para la determinación del punto por el cual saldría el cable submarino hacia el SACSM ya que las mismas poseen las mejores posibilidades territoriales.

- 1- Playa Victoria ubicada en el municipio de Yaguajay.
- 2- Estero Real que es el antiguo embarcadero del Central “Aracelio Iglesias”.
- 3- Punta Judas ubicada en el extremo oriental de la provincia de Sancti Spíritus.

Estas tres variantes se muestran en la figura 2.3. La variante Playa Victoria tiene como ventaja su cercanía a la cabecera del municipio de Yaguajay lugar hasta donde se extienden las redes de 110 kV por el hecho de que en este poblado existen una subestación de 110/34,5 kV pero la misma requeriría un conductor submarino de mayor extensión que repercute directamente en el costo del proyecto.

Por otra parte la variante desde Punta Judas tiene como inconveniente que la zona en cuestión es extremadamente sensible a la actividad humana por las riquezas naturales que en ella se aprecian, esto aun teniendo en cuenta de que las tres variantes estudiadas la extensión del cable sería mucho menor.



Figura 2.3. Variantes para la conexión desde Yaguajay.

La variante de alimentar al SACSM desde el Estero Real resulta la opción que ha obtenido un mayor grado de aceptación.

En lo relativo a los posibles puntos de entradas al cayo Santa Maria se valoraron dos posibles localizaciones:

- 1- Hacia la zona del este-nordeste, con conexión con el Hotel Lagunas del Este 3-4 mostrada en la figura 2.4, con el inconveniente de tener que utilizar un nuevo espacio para el soterrado y la infraestructura de entrada. Existen todos los corredores de redes preestablecidos, que se ajustan a los viales y conlleva un mayor alargamiento en el cable de entrada. Por otra parte ello equivaldría a una mayor exposición a la dinámica marina y de hecho un sistema de anclaje muy diferente al resto que garantice la estabilidad del mismo.



Figura 2.4. Punto de entrada por la zona del este-nordeste del cayo.

Esta variante a pesar de parecer la más indicada tiene como impedimento:

- Ya existe afectación con el cable de fibra óptica y habrá afectación con la conductora de residuales de la planta de tratamiento de la parcela Laguna del este.
- Esta área protegida está aprobada por el acuerdo 7233/12 del Comité Ejecutivo del Consejo de Ministros (CECM), su Plan de Manejo se presentó ante los organismos implicados en la conservación, protección, manejo y desarrollo de esta área protegida, esta solución no será aprobada por Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente (CITMA).

Otro posible arribo es por el este del cayo, donde con un trazado un poco más al norte y girando hacia oeste hasta playa “Las Caletas”, en un punto de contacto entre la referida playa y Punta Candeleros es posible lograr el arribo del cable a una distancia no mayor que 150m del vial que conduce hacia la llamada Casa de Negocios a partir del cual se puede conectar a los corredores eléctricos locales. Por este mismo lugar ya ETECSA logró obtener el certificado de micro localización para el cable de fibra óptica que unirá cayo Santa María con cayo Caimán del Faro y ya se está ejecutando el estudio de impacto ambiental, figura 2.5.



Figura 2.5. Punto de entrada por la zona este del cayote.

Desde el punto de vista de las facilidades que deben ser creadas en tierra firme para propiciar el desarrollo del proyecto se ha valorado como la opción más propicia la implementación de una subestación de 110kV en Yaguajay con doble alimentación, una línea expresa desde una de las barras de 110kV de la subestación Tuinicú 220kV que será la alimentación principal. La otra línea complementa a la anterior será una derivación de la línea del SS110 ubicado en la misma Tuinicú 220kV y que alimenta a la subestación Yaguajay 110kV. La figura 2.6 muestra en esquema de la red eléctrica por 110 kV, la parte en rojo serán las nuevas inversiones.

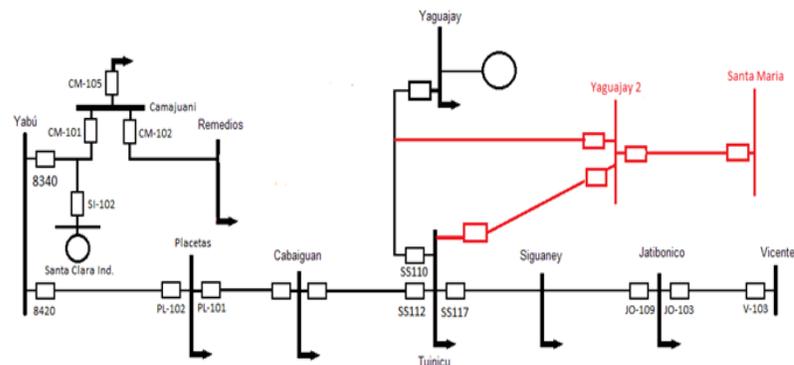


Figura 2.6. Esquema de la red eléctrica por 110 kV para la conexión desde Yaguajay.

### 2.3.2 Condiciones para conexión desde Caibarién

En el proceso de determinación de las mejores opciones desde el punto de vista medioambiental para la salida hacia el mar del cable submarino dio como resultado que la zona más propicia se encuentra en el área de la antigua Escuela de botes mostrada en la figura 2.7, debido a que cuenta con el espacio necesario para la obra, sin necesidad de ejecutar acciones de desbroce y afectación a terceros (entidades y particulares) y con facilidades de conectividad con la infraestructura existente en la ciudad.



Figura 2.7. Salida desde la escuela de botes en Caibarién

En lo relativo al punto de arribo del cable todas las opciones posibles tienen que ser necesariamente a partir de cayo Las Brujas que es donde comienzan las redes eléctricas soterradas que es además donde el cable pudiera

conectarse y seguir el recorrido a través del pedraplén hasta el emplazamiento principal del SACSM. Ninguno de los puntos propuestos coincide con zonas de áreas protegidas.

Las variantes propuestas son las siguientes:

- 1- Variante de La Salina. El primer punto de arribo puede ser en el extremo occidental de la playa “La Salina”, en las inmediaciones del farallón de Las Brujas, en una pequeña caleta donde anteriormente existía un antiguo embarcadero al cual llega un terraplén que se comunica con los viales principales del cayo que dan acceso las redes eléctricas soterradas
- 2- Variante de Playa Caracol. El posible segundo punto de arribo del cable puede ser a través de Playa “Caracol”, ubicada al este del farallón de Las Brujas, es una playa de arenas con algunos afloramientos rocosos en el fondo donde en su porción más occidental se desarrolla la parcela hotelera de San Agustín a donde llega un vial de acceso que comunica la parcela con el pedraplén, este vial tiene las redes eléctricas soterradas a las cuales pudiera conectarse el cable submarino.
- 3- Variante de canal de La U. Un tercer punto de arribo del cable pudiera ser a través del canal de La U, situado entre los cayos Ensenachos y cayo Santa María, este canal comunica la parte exterior de la cayería con el pedraplén, presenta una barra de arena en su entrada que obstaculiza la entrada de embarcaciones que calen más de 1.75 m con marea llena, los fondos son totalmente arenosos con poco contenido de materia orgánica, el cable puede ser enterrado a lo largo del canal hasta el puente del pedraplén, conectándose con la red eléctrica soterrada y a poca distancia se encuentra la base de apoyo de cayo Santa María.

La figura 2.8 muestra las variantes posibles de arribo al cayo para las conexiones desde Caibarién

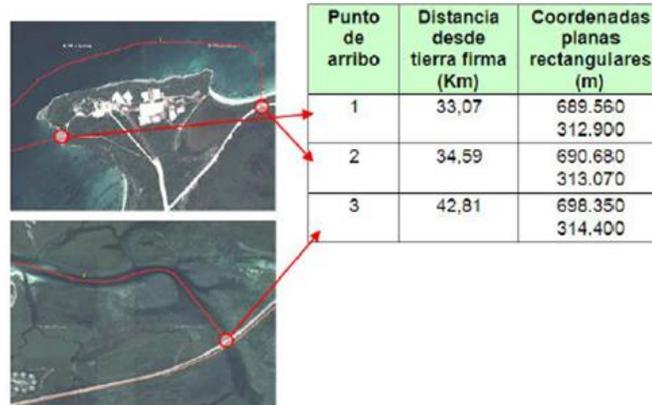


Figura 2.8. Variantes de arribo al cay para la conexión desde Caibarién.

De las tres variantes propuestas hasta el momento la que más aceptación posee es la variante de arribo por el Canal de U con evidentes ventajas desde el punto de vista de infraestructura.

Todo lo anterior está condicionado a la previa creación de una subestación de 110 kV la cual debería estar alimentada obligatoriamente desde la subestación Remedios 110 kV ubicada relativamente cerca y para ello deberá trazarse un doble circuito a 110kV para lograr una doble alimentación a la barra de la nueva subestación. Por otra parte la subestación Remedios 110 KV sufrirá una ampliación importante en el número de campos de 110 kV además, es potencialmente necesario la mejora de los elementos de línea del 8340, interruptor ubicado en la subestación Yabú 220 kV y que enlaza con la subestación Camajuani 110 kV y la de Remedios 110 kV. En este sentido también deberá analizarse la posibilidad de activar el SI-102 ubicado en la subestación Santa Clara Industrial para así poder trabajar el esquema en lazo entre las subestaciones Yabú 220kV y Santa Clara 110kV.

Esta variante también se podrá ver complementada con el trazo de una línea de 110 kV entre las barras Remedios 110 kV y Placetas 110 kV. La figura 2.9 muestra el esquema de la red, mostrando en rojo las nuevas inversiones.

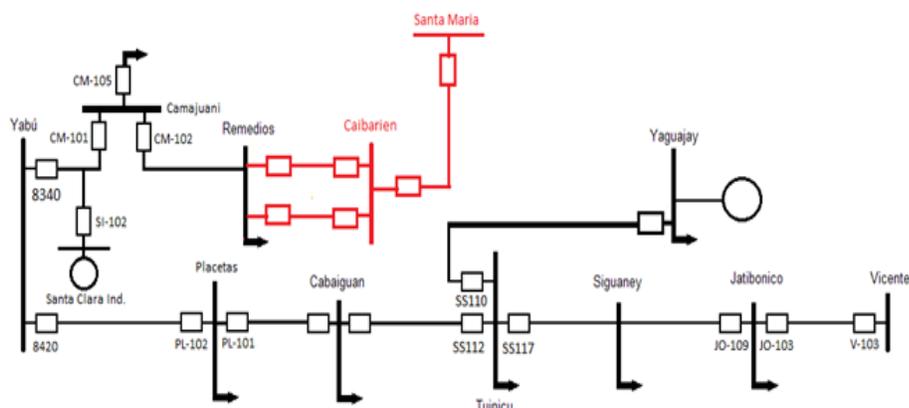


Figura 2.9. Esquema de la red de 110 kV para la conexión desde Caibarién.

## 2.4 Análisis económico preliminar

Se realizó un cálculo económico preliminar de cada una de las variantes de interconexión con datos obtenidos del departamento de inversiones de la Empresa Eléctrica de Villa Clara.

Se tuvo en cuenta las subestaciones a construir, la cantidad de kilómetros de línea a construir y la cantidad de equipamiento en protecciones.

Una subestación como la que se necesita está en el orden de los 6 000 000 CUP. La construcción del km de línea de 110 kV está en el orden de los 55 000 CUP si es de poste centrifugado, mientras que de poste de madera está en el orden de 35 000 CUP.

El costo de un relé P143 oscila por los 3863,46 CUC y el de un P442 en los 6792,81 CUC según datos ofrecidos por una oferta recibida por Suministros Eléctricos ERKA, S.L. [21]

Se tomó como precio del cable uno similar, pero a menos tensión, a 30 kV pues no se disponen de datos para hacer el cálculo exacto, es solo para hacer un aproximado y tener una idea de lo costosa que es la inversión. Es el Al Voltalene H de la Prysman [22] cuya sección es de 1 x 400 / 25 y su costo es de 34250 €/km.

Los resultados preliminares se muestran en la tabla 2.1. Como se puede apreciar el costo de la inversión es elevado, pero vale la pena.

Tabla 2.1. Resultados preliminares del costo de cada una de las variantes seleccionadas.

VARIANTE	Principales elementos a tener en cuenta			
YAGUAJAY	Subestación 110 kV	Líneas	Equipos de protección	Cable submarino
Cantidad a construir o instalar	2	35 km	1 P143 5 P442	28 km
Costo	12 000 000 CUP	1 925 000 <sup>1</sup> 1 225 000 <sup>2</sup>	3 863.46 CUC 33 964 CUC	959 000 €
CAIBARIÉN	Subestación 110 kV	Líneas	Equipos de protección	Cable submarino
Cantidad a construir o instalar	2	42 km	1 P143 8 P442	33 km
Costo	12 000 000 CUP	2 310 000 <sup>1</sup> 1 470 000 <sup>2</sup>	3 863.46 CUC 54 342.5 CUC	1 130 250 €

<sup>1</sup> postes centrifugados <sup>2</sup> postes de madera

## 2.5 Flujo de carga

Las modificaciones a las que será sometida la región Central del SEN de aprobarse una posible incorporación SACSM provocarán una alteración en el comportamiento de varios parámetros que intervienen en la operación del mismo.

Para la determinación de los flujos de carga fue necesario el montaje del esquema del Sistema Electroenergético Nacional en la región central del país en el programa Power System Explorer, mediante el cual fue posible además calcular las variaciones de los niveles de cortocircuitos y los datos necesarios para los ajustes de protecciones que se proponen utilizar.

Los datos utilizados tanto de líneas, subestaciones como de plantas generadoras corresponden a los registros históricos de las redes además, se tuvieron en cuenta las actualizaciones de las mismas.

Para los cálculos fue conveniente considerar máquinas equivalentes en las barras de Yabú 220kV y Vicente 220kV, es decir, el equivalente al Sistema Occidental fue conectado a Yabú 220kV, mientras que en Vicente 220kV fue instalado el equivalente al Sistema Oriental.

Se tuvo en cuenta las modificaciones que sufrirá el sistema central una vez que la reconfiguración planificada sea una realidad, incorporándose además la máquina equivalente correspondiente al SACSM.

El conductor utilizado para el análisis técnico se obtiene a partir del catálogo del fabricante de cables tipo XLPE (Polietileno Reticulado). Se selecciona de aluminio, con un calibre de 300 mm<sup>2</sup> puesto que este satisface ampliamente la condición de corriente nominal que es de 200 A. Este conductor es el más pequeño que se construye de aluminio para un nivel de tensión de 110 kV. La tabla 1 muestra el conductor seleccionado.

Tabla 2.2. Conductor utilizado para el cable submarino a 110 kV.

Conductor Aluminio XLPE			
Calibre	R(AC 90°C) (Ω/km)	X1/(Ω/km)	Bc (mho)
300 mm <sup>2</sup>	0,127551	0.154488	6.4056E-05

La tabla 2.3 muestra los resultados de las tensiones en los nodos para la variante desde Caibarién en régimen de máxima y mínima.

Tabla 2.3. Tensiones en kV de algunos nodos para la variante desde Caibarién.

Barras	Régimen de máxima	Régimen de mínima
REME110	115.29	114.44
CAIBA110	116.11	115,13
YGJAY110	117.35	109.88
TUINI110	115.61	108.5
CSM 110	117.54	116.23
CLRAN110	115.47	112,85

Las tabla 2.4 muestra los resultados de las tensiones para el caso de la variante desde Yaguajay.

Tabla 2.4. Tensiones en kV de algunos nodos para la variante desde Yaguajay.

Barras	Régimen de máxima	Régimen de mínima
REME110	109,17	105.74
Yaguajay_2	112,47	111,36
YGJAY110	110,89	109,55
TUINI110	110,09	108,98
CSM 110	114,53	111,34
CLRAN110	113,69	110.18

De las tablas 2.3 y 2.4 se puede apreciar que las tensiones se mantienen dentro de los límites admisibles, el comportamiento de las pérdidas son parecidas para las dos variantes tanto en potencia activa como reactiva.

## 2.6 Comportamiento de los niveles de cortocircuito con la incorporación del SACSM

Los niveles de cortocircuito de las barras que se verán involucradas pueden ser afectados de forma notable en la mayoría de los casos. Las tablas 2,5 y 2,6 muestran los resultados en algunas de las barras más cercanas al cayo para las dos variantes, donde se aprecian los aumentos de los niveles de cortocircuito para el caso que el cayo se interconecte.

Tabla 2.5. Niveles de cortocircuito en régimen de máxima y mínima generación para la variante de Yaguajay.

Barras de Yaguajay	Sin generación distribuida			Con generación solo del cayo conectado			Con generación Yaguajay y el cayo		
	CSM-101	Yaguajay-2	YGJA Y 110	CSM-101	Yaguajay-2	YGJA Y 110	CSM-101	Yaguajay-2	YGJA Y 110
<b>Máxima (MVA)</b>									
<b>3f</b>	397.1	<b>499.2</b>	424.6	482.7	<b>584.2</b>	468.3	497.69	<b>606.7</b>	500.7
<b>2f-T</b>	381.6	<b>475,5</b>	422.3	506.2	<b>583.6</b>	464.6	518.57	<b>608.3</b>	489.5

<b>2f</b>	348.8	<b>437</b>	372.8	422.8	<b>510.5</b>	410.6	438.17	<b>533.4</b>	443.6
<b>1f</b>	394.3	<b>326.3</b>	437.9	508.1	<b>578.3</b>	442.0	521.91	<b>596.9</b>	465.8
<b>Mínima (MVA)</b>									
<b>3f</b>	376.9	470.7	402.2	415.6	509.2	423.7	430.62	531.8	455.3
<b>2f-T</b>	363.4	450.7	402.1	457.7	516.6	427.1	440.17	541.4	451.6
<b>2f</b>	331.4	410.8	353.1	364.7	444.1	371.7	380.11	466.9	404.2
<b>1f</b>	317.	421.3	380.6	465.4	529.1	414.4	421.01	549.5	439.5

Tabla 2.6. Niveles de cortocircuito en régimen de máxima y mínima generación para la variante de Caibarién.

Barras de Yaguajay	Sin generación distribuida			Con generación solo del cayo conectado			Con generación Remedios y el cayo		
	REME 110	CAIBA 110	CSM-101	REME 110	CAIBA 110	CSM-101	REME 110	CAIBA 110	CSM-101
<b>Máxima (MVA)</b>									
<b>3f</b>	345.43	323.56	262.6	429.44	409.58	351.82	487.72	461.46	389.2
<b>2f-T</b>	393.44	366.88	262.57	479.88	461.61	411.12	527.09	503.7	444.61
<b>2f</b>	301.16	282.32	230.46	374.08	356.95	307.87	431.58	407.99	344.78
<b>1f</b>	378.28	353.25	257.22	478.6	464.9	414.18	536.67	518.74	456.26
<b>Mínima (MVA)</b>									
<b>3f</b>	334.03	313.38	255.26	369.35	349.33	291.75	429.78	403.05	329.91
<b>2f-T</b>	382.52	356.98	255.92	429.04	410.16	364.87	478.97	454.9	401.02
<b>2f</b>	291.1	273.13	223.38	321.74	304.34	255.09	380.81	356.66	292.51
<b>1f</b>	368.06	343.98	251.17	425.74	410.55	361.28	489.34	469.6	408.33

## 2. 7 Relés instalados en las líneas para cada una de las variantes

Los relés instalados en las nuevas subestaciones de las variantes de interconexión antes mencionadas a los cuales se les dará ajuste en el próximo capítulo son de la firma Areva tipo MiCOM P442 y P143. Estos cumplen con las

exigencias del sistema ya que forman parte de una nueva generación de relés digitales multifuncionales de gran avance en tecnología numérica óptimos para hacer frente a disímiles aplicaciones y circunstancias.

### **2.7.1 Potencialidades de los relevadores P442**

Esta protección de distancias ha sido definida para satisfacer las exigencias de protección de las líneas aéreas y soterradas en niveles de tensión de transmisión y distribución.

Las principales funciones de la misma se pueden resumir en:

1. Protección de distancia de fase y tierra. Tienen cinco zonas de protección con características poligonal oblicua direccionales. La zona 1, 2 y 3 direccionales hacia adelante convencionales. El límite de la zona 1 puede extenderse hasta la denominada “zona 1X” cuando se especifica un esquema con aceleración de primera zona. La zona P es programable: Puede ser direccional hacia adelante o hacia atrás. La zona 4 es direccional hacia atrás.
2. Protección de sobrecorriente instantánea y con retardo. Cuatro elementos con control direccional o no independiente.
3. Protección direccional de tierra (DEF). La misma se puede configurar para un esquema de comparación, tiene cinco zonas. El alcance de los elementos introduce el coeficiente  $kZ_0$  que permite relacionar el término de distancia que es homogéneo con la impedancia de secuencia positiva con la efectiva de falla a tierra.
4. Protección de baja tensión. Tiene dos umbrales ajustables para una medida de fase y fase o entre fase y tierra. El primer umbral con característica inversa (IDMT) o tiempo fijo (DT), el segundo umbral siempre de tiempo fijo.
5. Protección de sobre tensión. Con dos umbrales ajustables y características de tiempo igual que la de baja tensión.
6. Protección de sobrecorriente de secuencia negativa. Direccional o no.
7. Protección frente a cierre sobre falla (SOFT).
8. Disparo tras reenganche automático en falla (TOR).

9. Antipenduleo. Garantiza la estabilidad de los elementos de medida de distancia en caso de oscilaciones de potencia.
10. Detección de rotura de conductor.
11. Protección de fallo de interruptor.

Además de las funciones de protección dispone de:

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

### **2.7.2 Potencialidades de los relevadores P143**

Para abarcar una amplia gama de esta protección de sobrecorriente a continuación se resumen sus características [20]:

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

pueden ser seleccionados independientemente, ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás.

3. Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46). Puede ser seleccionada 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.
4. Protección de mínima y máxima tensión (27/59). Cuenta con 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.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. Protección de sobrecarga térmica. Proporciona características térmicas adecuadas tanto para cables como para transformadores. Se proporcionan umbrales de alarma y de disparo.
9. Protección de frecuencia (81U/O). Proporciona una protección con 4 umbrales de mínima frecuencia y 2 umbrales de sobrefrecuencia.
10. Detección de conductor roto (46BC). Para detectar las fallas de circuito abierto.
11. Protección de fallo de interruptor. Protección de fallo de interruptor con dos umbrales.

12. Protección de sobrecorriente controlada por tensión (51V). Para detectar fallas en circuitos de gran longitud donde el elemento de sobrecorriente de fase no es sensible.
13. Auto-reenganche. Reenganche automático integral trifásico de órdenes múltiples con iniciación externa.
14. Auto-reenganche con verificación del sincronismo. Reenganche automático integral trifásico de órdenes múltiples con iniciación externa y control del sincronismo. Incluye modos de funcionamiento seleccionables como Auto, No-auto, Línea-viva y de Lógica de Coordinación de Secuencia.

## CAPÍTULO 3

### AJUSTE DE LAS PROTECCIONES

Este capítulo muestra los resultados de los ajustes de las protecciones para las dos variantes de interconexión.

#### 3.1 Ajustes de los relés para la interconexión con Yaguajay

En la figura se muestra un monolineal de la región tal y como se encuentra en el PSX. Los relés encerrados en un círculo en negro son los que fueron ajustados. Todos los resultados serán dados por primario.

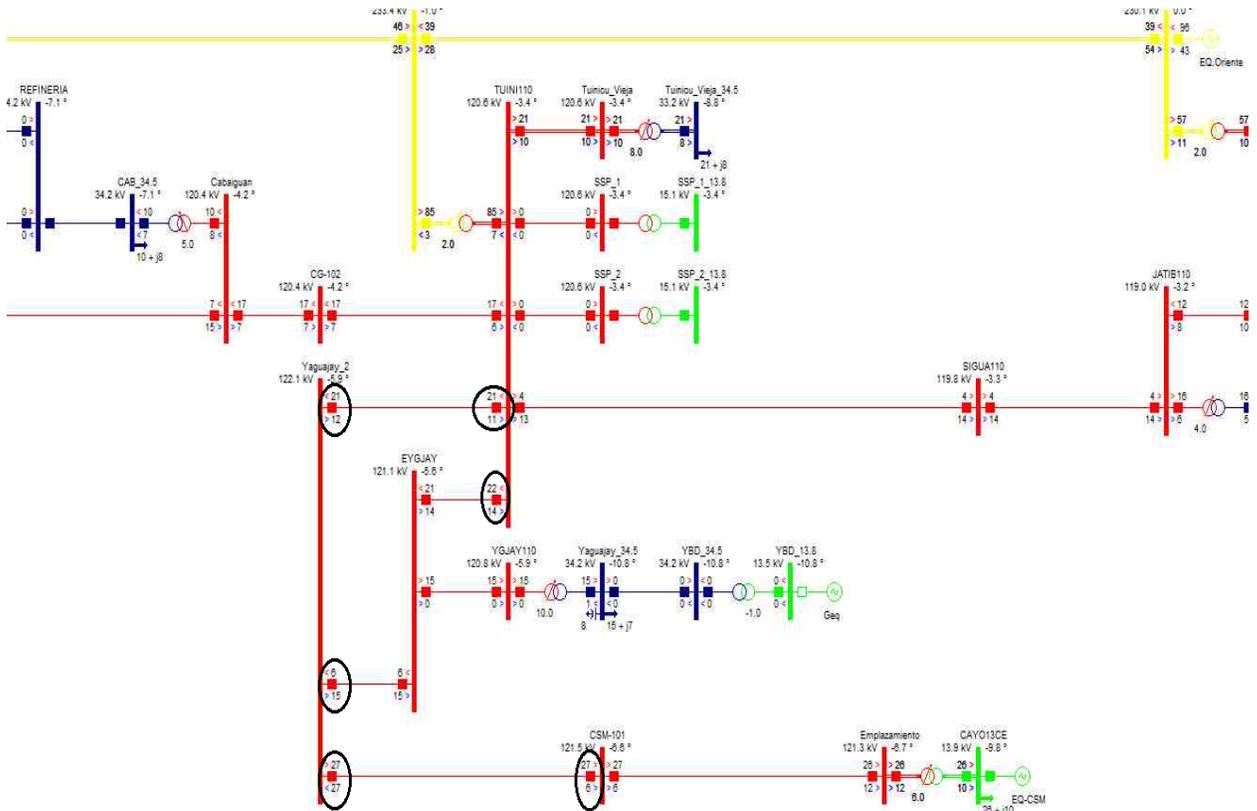


Figura 3.1. Diagrama esquemático de la zona para la interconexión con Yaguajay.

### 3.2 Ajuste del interruptor 21/12 ubicado en la barra de Yaguajay\_2

#### 3.2.1 Ajuste del relé de distancia

La impedancia de la línea es de  $23,8 \angle 76,8^\circ \Omega$  por lo que el ajuste de la primera zona para un valor de  $k^I$  de 0,85 será [22]:

$$Z'_{ap\ 21/12} \leq k^I Z_{Línea} \leq 23,8 \angle 76,8^\circ \Omega \quad (3.1)$$

El tiempo de esta zona debe ser el menor posible, como el relé P442 tiene un ajuste desde cero [24], se seleccionó que operara en 0 s.

Para el caso de la segunda zona la expresión utilizada tiene en cuenta los efectos de fuente intermedia mínimo con el objetivo de garantizar que la segunda zona no se solape con la segunda adyacente. Es decir se debe hacer con la línea más corta eléctricamente. Se analizaron todas las variantes de acuerdo a las líneas adyacentes a la línea protegida, ya que esta zona no debe solaparse con la segunda zona adyacente. Los resultados se muestran en la tabla 3.1.

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

Línea adyacente	Tuini110-Sigua 110	Tuini110-SSP_2	Tuini110-SSP_1	Tuini110-Tiunicu vieja	Tuini110-CG-102
Impedancia línea ( $\Omega$ )	7,63 $\angle 53,7^\circ$	11,6 $\angle 77,2^\circ$	4,5 $\angle 66,13^\circ$	0,5 $\angle 66,13^\circ$	13,3 $\angle 61,4^\circ$
$k_c$	0,047	0,053	0,04	0,068	0,066
$kZ^I_{Línea\ ady.}/k_c$ ( $\Omega$ )	146,96 $\angle 53,7^\circ$	167,5 $\angle 77,2^\circ$	86,25 $\angle 66,13^\circ$	5,7 $\angle 66,13^\circ$	153,9 $\angle 61,4^\circ$

Los valores destacados en rojo corresponden al valor menor, del segundo término de la expresión, es decir lo que correspondería a la impedancia menor o línea más corta.

El ajuste por lo tanto será:

$$Z''_{ap\ 21/12} \leq k'' \left( Z_{Línea} + \frac{k Z^I_{Línea...ady.}}{k_c} \right) \leq 28,05 \angle 75^\circ \Omega \quad (3.2)$$

Se tomaron como valores de  $k^{II}$  y  $k$  a 0,85 y 0,9 respectivamente

Se chequeó sensibilidad según:

$$k_s = \frac{Z^{II}_{ap}}{Z_{Línea}} = 1,08 \quad (3.3)$$

No es sensible, por lo tanto habrá que solapar esta segunda zona con la adyacente y subir el tiempo de operación.

$$Z^{II}_{ap\ 21/12} \leq k^{II} \left( Z_{Línea} + \frac{1}{k_c} \left( Z_{Línea...ady.} + \frac{1}{k_{c_{ady}}} \left( k Z^{II}_{Línea...ady.} - Z_{Línea...ady.} \right) \right) \right) \leq 37,04 \angle 81^\circ \Omega$$

El tiempo se ajustará como:

$$T^{II} = T^{II}_{ady} + \Delta t \quad (3.4)$$

El valor de  $\Delta t$  se tomará como 0.2 s teniendo en cuenta que los interruptores son de 3 ciclos (0.1s) para que cumpla con los requerimientos de la segunda y tercera zona que sugiere el relé de Areva, de manera que  $T^{II}_{21/12} = 0.4$  s.

La tercera zona se ajusta según:

$$Z^{II}_{ap\ 21/12} \leq k^{III} \left( Z_{Línea} + \frac{Z_{Línea\ ady.}}{k_c} \right) \quad (3.5)$$

Donde el valor de  $k^{III} = 1,25$  garantizando sensibilidad, pero el efecto de fuente intermedia en este caso máximo con lo cual se garantiza darle respaldo a la línea más larga eléctricamente, analizándose de igual forma todas las variantes, los resultados se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Valores de los coeficientes de fuente intermedia máximos.

Línea adyacente	Tuini110-Sigua 110	Tuini110-SSP_2	Tuini110-SSP_1	Tuini110-Tiunicu vieja	Tuini110-CG-102
Impedancia línea ( $\Omega$ )	7,63 $\angle 53,7^\circ$	11,6 $\angle 77,2^\circ$	4,5 $\angle 66,13^\circ$	0,5 $\angle 66,13^\circ$	13,3 $\angle 61,4^\circ$
$k_c$	0.034	0.037	0.026	0.04	0,045
$Z_{Línea\ ady.}/k_c$ ( $\Omega$ )	224,4 $\angle 53,74^\circ$	313,51 $\angle 77,2^\circ$	173,46 $\angle 66,13^\circ$	12,5 $\angle 66,13^\circ$	295,1 $\angle 61,4^\circ$

Por lo tanto  $Z_{ap}^{III} = 426,14 / 77,19^\circ \Omega$  y su tiempo será  $T^{III} = T^{III}_{ady} + \Delta t = 0.4$  s (la tercera zona adyacente no existe porque la línea Tuini110-SSP\_2 es una línea terminal por eso el tiempo de la segunda zona y tercera resultaron iguales. Se debe comprobar que esta zona no opere para carga máxima. Se tuvo en cuenta que la línea en estudio soporta 422 A máximo y se consideró una tensión mínima de 90% del nominal y un factor de potencia de 0.9 en retraso, de esa forma la  $Z_{cmín} = 234,6 / 25,8^\circ \Omega$  ( $94,45 + j415,53$ ), con un ángulo de  $25,8^\circ$ . La parte resistiva a ese ángulo de  $Z_{ap}^{III} = 383,4 \Omega$  por lo que es mucho mayor que  $94,45\Omega$ , la impedancia para la condición de máxima transferencia se introduce en la característica de operación. La solución fue tomar para el ajuste con el efecto de fuente intermedia Tuini110-Tiunicu vieja que fue con la única que se cumple la condición por lo tanto  $Z_{ap}^{III} = 49.63 / 73,44^\circ \Omega$  ( $14,15 + j 47,58$ ) conociendo las consecuencias que pudiera traer que pueda faltar sensibilidad en algunos casos.

Este valor es mayor incluso que el ajuste que en algunas literaturas [25] proponen para la tercera zona del distancia que es 1.2 la impedancia de la línea protegida y de la línea más larga que parte del extremo opuesto que en este caso sería de  $10.63 + j 45,53 \Omega$ , con esto se cumple lo planteado por el fabricante del relé que la resistencia de la característica esté separada al menos al 60% de la carga para que no sea demasiado ancha por los problemas que se pueden presentar con las oscilaciones de potencia.

El tiempo de las terceras zonas no se ajustó por no tener los datos de los relés primarios.

### 3.2.2. Ajuste del relé sobrecorriente de fase

Se ajustarán tres umbrales de los disponibles en el relé P441 .Un umbral instantáneo, un tiempo inverso y un tiempo constante todos direccionales hacia adelante.

a) Ajuste del instantáneo.

Se plantea un cortocircuito máximo al final de la línea protegida y se da un factor de seguridad de 1.25. Se ajustó el tiempo al menor posible del relé que en este caso es de 0.02 s. Por lo tanto:

$$I_{\text{adj } \Phi}^{\text{inst}} 21/12 = 262.5 \text{ A. Ángulo de la direccionalidad } -45^\circ$$

b) Ajuste del elemento de tiempo inverso.

El mismo se ajuste teniendo en cuenta la carga máxima instalada en la línea protegida que es de 131 A, con un factor de seguridad de 1,5  $I_{\text{adj } \Phi}^{\text{TI}} 21/12 = 196, 5$  A. Es necesario coordinarlo con los relés adyacentes, con el más lento, sería necesario conocer esos TD es decir las curvas a las cuales tienen los ajustes que dependen de las bajas de 34,5 kV cuyos datos no se disponen. Con una falla máxima en Tuini110 se calcula el tiempo de operación del más lento se le adiciona el intervalo de tiempo selectivo que se escogió de 0,2 s. Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$ .

Se le chequeó la sensibilidad al mismo, comprobándose para la falla al final de la línea más larga no resultando sensible pues por el relé solo circularon 104 A. De manera que se propone utilizar la función de sobrecorriente controlada por tensión (51V) que se dispone, de manera que cuando ocurra un cortocircuito y la tensión caiga el ajuste del relé de sobrecorriente varíe. Se ajustó para activar la función a una tensión de 80V por secundario y resultando el factor k de 0,44.

c) Ajuste del elemento de tiempo constante.

Se ajusta teniendo en cuenta la corriente de carga, y un factor de seguridad de 3 para tener en cuenta la posibilidad de que en la línea exista recierre. De manera que el ajuste resultó ser de  $I_{\text{adj } \Phi}^{\text{TD}} 21/12 = 393$  A. También se le chequeó la sensibilidad, lo cual tampoco resultó sensible, de manera que se decidió utilizar la segunda función 51V siendo el factor k de 0,22 y la activación de tensión igual que en el tiempo inverso. El retardo de tiempo tiene una problemática semejante al tiempo inverso, no se disponen los datos de los relés primarios. Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$ .

### 3.2.3 Ajuste del relé de sobrecorriente de tierra

#### a) Ajuste del elemento instantáneo.

El criterio de ajuste es igual que el de fase, solo que se tuvo en cuenta el cortocircuito máximo que implicara tierra. De manera que  $I_{adj T 21/12}^{inst} = 360 \text{ A}$  y su tiempo de operación de 20 ms. Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$ .

#### b) Ajuste del elemento de tiempo inverso.

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

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

$$I_{ap n}^{III} \geq K_d I_{nom TC} \quad (3.6)$$

$I_{nom TC}$  es la corriente nominal por primario de los transformadores de corriente, es una constante cuyo valor oscila entre 0.4 y 0.8 cuando la protección de tierra es más rápida que la de fase y entre 0.1 y 0.2 cuando la protección de tierra es más lenta. Se seleccionó 0,2 de manera que  $5 I_{adj T 21/12}^{TI} = 80 \text{ A}$ . Se le chequeó la sensibilidad no existiendo dificultades.

La problemática en cuanto al ajuste de la curva es semejante al de fase. Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$

#### c) Ajuste del elemento de tiempo constante.

Su ajuste es semejante al tiempo inverso por lo que fue de  $I_{adj T 21/12}^{TD} = 80 \text{ A}$ . Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$

### 3.2.4 Protección de fallo interruptor

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

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

INT. Abierto: 110 ms.

Elemento de mínima corriente: 125 ms.

Corriente de arranque:  $I_{\text{fallo int } 21/12} = 0,2 I_{\text{nom}} = 26,2 \text{ A}$ .

### 3.2.5 Ajuste $\partial F/\partial T$

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

### 3.2.6 Ajuste de sobretensión y baja tensión

La tensión en el caso de la función de sobretensión se ajusta en dos etapas, una de alarma que tiene una característica tiempo inverso y la de disparo que es instantánea. Se tomó 110 kV de  $V_{\text{op}}$ . Los resultados se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Parámetros de ajuste de la función de protección contra sobretensión.

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

En el caso de la baja tensión el ajuste tiene las mismas características que el de sobre tensión sus resultados se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Parámetros de ajuste de la función de protección contra baja tensión.

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

### 3.2.7 Sobrecorriente de secuencia negativa

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

$$|I_{Sec. Neg} \text{ adj } \Phi_{21/12} = 0.8 (282) = 225 \text{ A} \quad (3.7)$$

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

Por lo tanto el tiempo será: 1,5 s.

### 3.2.8 Recierre

La tabla 3.5 muestra los resultados del ajuste del recierre.

Tabla 3.5. Ajuste del recierre

Numero de disparos	<b>1</b>
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

### 3.2.9 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 [26].

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 3.6.

Tabla 3.6. Ajustes de conductor roto.

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

Los resultados de los ajustes para los restantes relés de esta zona se muestran en el Anexo I.

### 3.3 Ajuste del interruptor 21/17 ubicado en la barra de Yaguajay\_2

#### 3.3.1 Ajuste del relé de distancia

La impedancia de la línea es de  $29.98 / \underline{67,2^\circ} \Omega$  por lo que el ajuste de la primera zona será [23]:

$$Z'_{ap\ 21/17} \leq k' Z_{Línea} \leq 25,48 / \underline{67,2^\circ} \Omega$$

El tiempo será 0 s como se mencionó en el epígrafe anterior.

Para el caso de la segunda zona como se explicó en el epígrafe anterior se ha de tener en cuenta para hacer el ajuste los efectos de fuente intermedia mínimo para así garantizar que la segunda zona no se solape con la segunda adyacente.

El ajuste por lo tanto será:

$$Z''_{ap\ 21/17} \leq k'' \left( Z_{Línea} + \frac{k Z'_{Línea...ady.}}{k_c} \right) \leq 54,2 / \underline{68,3^\circ} \Omega$$

Se tomaron como valores de  $k''$ ,  $k$  y  $k_c$  a 0.85, 0.9 y 0.47 respectivamente.

Se chequeó sensibilidad según:

$$k_s = \frac{Z''_{ap}}{Z_{Línea}} = 1,8 \quad (3.9)$$

Como este valor es mayor que 1,25 existe sensibilidad en la segunda zona. El ajuste del tiempo se realizó a  $T''_{21/17} = 200$  ms.

La tercera zona como ya se explicó se ajusta garantizando sensibilidad, teniendo en cuenta el efecto de fuente intermedia en este caso máximo con lo cual se garantiza darle respaldo a la línea más larga eléctricamente.

La tercera zona se ajusta según:

$$Z''_{ap\ 21/17} \leq k''' \left( Z_{Línea} + \frac{Z_{Línea\ ady.}}{k_c} \right) = 91,52 / \underline{68,43^\circ} \Omega$$

Donde  $k''' = 1,25$  y el  $k_c = 0.48$ .

### 3.3.2 Ajuste del relé sobrecorriente de fase

a) Ajuste del instantáneo.

$I_{adj \Phi}^{inst 21/17} = 1597.5 \text{ A}$ . Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$

$t_{21/17}^{inst} = 0.02 \text{ s}$

b) Ajuste del elemento de tiempo inverso.

Se ajusta teniendo en cuenta la carga máxima instalada en la línea protegida que es de 262 A, con un factor de seguridad de 1,5  $I_{adj \Phi}^{TI 21/17} = 393 \text{ A}$ . Es necesario coordinarlo con los relés adyacentes, con el más lento, sería necesario conocer esos TD es decir las curvas a las cuales tienen los ajustes que dependen de las bajas de 34,5 kV cuyos datos no se disponen para los interruptores de Yaguajay. El tiempo de operación del más lento se le adiciona el intervalo de tiempo selectivo que se escogió de 0,2 s. Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$ .

Al comprobar la sensibilidad al mismo, comprobándose para la falla al final de la línea más larga, esta nos da un valor de 2.4 por los que resulta sensible pues por el relé circularon 952 A, de manera que ya no ha de utilizarse la función de sobrecorriente controlada por tensión (51V).

c) Ajuste del elemento de tiempo constante.

Se ajusta teniendo en cuenta la corriente de carga, y un factor de seguridad de 3 para tener en cuenta la posibilidad de que en la línea exista recierre. De manera que el ajuste resultó ser de  $I_{adj \Phi}^{TD 21/17} = 818.75 \text{ A}$ . Se le chequeó la sensibilidad, lo cual no resultó sensible, de manera que para este caso si se decidió utilizar la función 51V siendo el factor k de 0,84 y la activación de tensión igual que en el tiempo inverso. El retardo de tiempo tiene una problemática semejante al tiempo inverso, no se disponen los datos de los relés primarios. Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$ .

### 3.3.3 Ajuste del relé de sobrecorriente de tierra

a) Ajuste del elemento instantáneo.

El criterio de ajuste es igual que el de fase, solo que se tuvo en cuenta el cortocircuito máximo que implicara tierra. De manera que  $I_{adj T 21/17}^{inst} = 1267.5$  A y su tiempo de operación de 20 ms. Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$ .

b) Ajuste del elemento de tiempo inverso.

Este ajuste es semejante al 21/12.

$I_{adj T 21/17}^{I} = 80$  A. Se le chequeó la sensibilidad no existiendo dificultades.

La problemática en cuanto al ajuste de la curva es semejante al de fase. Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$

c) Ajuste del elemento de tiempo constante.

Su ajuste es semejante al tiempo inverso por lo que fue de  $I_{adj T 21/17}^{TD} = 80$  A. no tuvo problema en el chequeo de sensibilidad y su ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$ .

### 3.3.4 Protección de fallo interruptor

Un ajuste típico para una línea aérea o cable es del 20%

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

INT. Abierto: 110 ms.

Elemento de mínima corriente: 125 ms.

Corriente de arranque:  $I_{fallo int 21/17} = 0,2 I_{nom} = 52.4$  A.

### 3.3.5 Ajuste $\partial F/\partial T$

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

### 3.3.6 Ajuste de sobretensión y baja tensión

Esta función tiene iguales ajustes para todos los relés de la red. Dos etapas, una de alarma y otra de disparo tanto en sobre como en baja tensión.

### 3.3.7 Sobrecorriente de secuencia negativa

Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$ .

$I_{Sec. Neg adj \Phi 21/17} = 2$  A

$t_{\text{Sec. Neg}} = 1,5 \text{ s.}$

### 3.3.8 Recierre y conductor roto

Igual que en el relevador anterior.

### 3.4 Ajustes de los Relés para la Interconexión con Remedios

En la figura 3.2 se muestra un monolineal de la región tal y como se encuentra en el PSX. Los relés encerrados en un círculo en negro son los que fueron ajustados. Todos los resultados serán dados por primario.

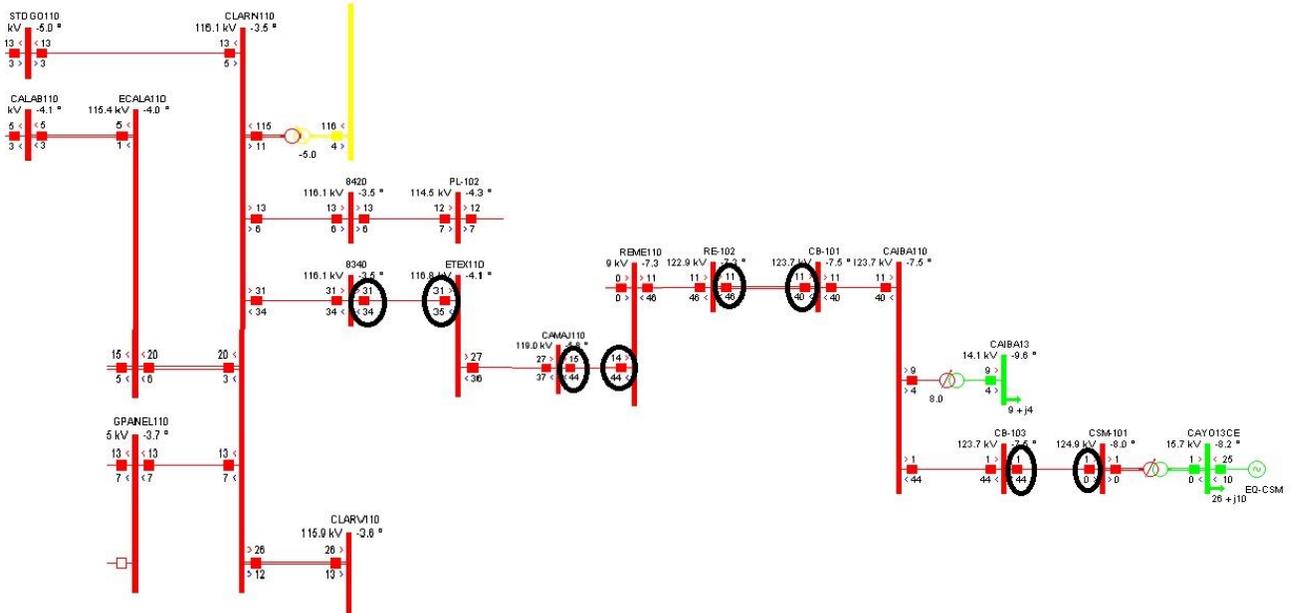


Figura 3.2. Diagrama esquemático de la zona para la interconexión con Remedios.

### 3.5 Ajuste del interruptor 31/34 ubicado en la barra de CAMAJ110

#### 3.5.1 Ajuste del relé de distancia

La impedancia de la línea es de  $14,5 \angle 69,72^\circ \Omega$  por lo que el ajuste de la primera zona para un valor de  $k^I$  de 0,85 será:

$$Z_{ap31/34}^I \leq k^I Z_{\text{Línea}} \leq 12,3 \angle 69,72^\circ \Omega \quad (3.8)$$

El tiempo será 0 s como se mencionó en el epígrafe anterior.

Para el caso de la segunda zona la expresión utilizada tiene en cuenta los efectos de fuente intermedia mínimo con el objetivo de garantizar que la segunda zona no se solape con la segunda adyacente. Es decir se debe hacer con la línea más corta eléctricamente. Se analizaron todas las variantes de acuerdo a las líneas adyacentes a la línea protegida, ya que esta zona no debe solaparse con la segunda zona adyacente. Los resultados se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Valores de los coeficientes de fuente intermedia mínimos.

Línea adyacente	STDGO110	SAGUA110	GPANEL110	CLARV110	CALAB110
Impedancia línea ( $\Omega$ )	25,6 / <u>66,08°</u>	9,64 / <u>69,27°</u>	5,96 / <u>66,04°</u>	<b>2,27 /73,6°</b>	14,13 / <u>69,4°</u>
$k_c$	0,13	0,2	0,008	<b>0,18</b>	0.19
$kZ^I_{\text{Línea ady.}}/k_c$ ( $\Omega$ )	150,6 / <u>66,08°</u>	36,87 / <u>69,27°</u>	569,9 / <u>66,04°</u>	<b>9.65 /73,6°</b>	56,9 / <u>69,4°</u>

Los valores destacados en rojo corresponden al valor menor, del segundo término de la expresión, es decir lo que correspondería a la impedancia menor o línea más corta.

El ajuste por lo tanto será:

$$Z_{ap\ 31/34}^{II} \leq k^{II} \left( Z_{\text{Línea}} + \frac{k Z^I_{\text{Línea..ady.}}}{k_c} \right) \leq \mathbf{20,52 / 71,27^\circ} \ \Omega \quad (3.8)$$

Se tomaron como valores de  $k^{II}$  y  $k$  a 0,85 y 0,9 respectivamente

Se chequeó sensibilidad según:

$$k_s = \frac{Z_{ap}^{II}}{Z_{\text{Línea}}} = \mathbf{1,41} \quad (3.9)$$

Como este valor es mayor que 1,25 existe sensibilidad en la segunda zona. El ajuste del tiempo se realizó a  $T_{31/34}^{II} = 200$  ms.

La tercera zona se ajusta garantizando sensibilidad, teniendo en cuenta el efecto de fuente intermedia en este caso máximo con lo cual se garantiza darle respaldo a la línea más larga eléctricamente, analizándose de igual forma todas las

variantes, los resultados se muestran en la tabla 3.8. Se destaca en rojo el valor que se seleccionó.

Tabla 3.8. Valores de los coeficientes de fuente intermedia máximos.

Línea adyacente	STDGO110	SAGUA110	GPANEL110	CLARV110	CALAB110
Impedancia línea ( $\Omega$ )	25,6 /66,08°	9,64 /69,27°	5,96 /66,04°	2,27 /73,6°	14,13 /69,4°
	0,14	0,12	0,089	0,09	0,11
$Z^I_{\text{Línea ady.}/kc}$ ( $\Omega$ )	182,3 /66,08°	80,33 /69,27°	66,97 /66,04°	25,22 /73,6°	128,5 /69,4°

Por lo tanto  $Z^{\text{III}}_{\text{ap } 31/34} = 246,23 /66,34^\circ \Omega$  y su tiempo será  $T^{\text{III}} = T^{\text{III}}_{\text{ady}} + \Delta t = 0.6$  s la tercera zona adyacente se consideró que tuviera 0,4s de ajuste de tiempo.

Se debe comprobar que esta zona no opere para carga máxima. La  $Z_{\text{cmín}} = 234,6 /25,8^\circ \Omega = (94,45 + j415,53)$ , con un ángulo de  $25,8^\circ$ . La parte resistiva a  $25,8^\circ$  es de  $Z^{\text{III}}_{\text{ap } 31/34} = 211,2 \Omega$  que es mayor que  $94,45 \Omega$  por lo que impedancia para la condición de máxima transferencia se introduce en la característica de operación. La solución fue tomar para el ajuste el efecto de fuente intermedia de CLARV110 que fue con la única que se cumple la condición por lo tanto  $Z^{\text{III}}_{\text{ap } 31/34} = \mathbf{49.18 /72,21^\circ \Omega}$  ( $15 + j 46,83$ ) conociendo las consecuencias que pudiera traer que pueda faltar sensibilidad en algunos casos.

Este valor es mayor incluso que el ajuste que en algunas literaturas [25] proponen para la tercera zona del distancia que es 1.2 la impedancia de la línea protegida y de la línea más larga que parte del extremo opuesto que en este caso sería de  $47.7 /67,37^\circ \Omega$ , con esto se cumple lo planteado por el fabricante del relé que la resistencia de la característica esté separada al menos al 60% de la de la carga para que no sea demasiado ancha por los problemas que se pueden presentar con las oscilaciones de potencia.

El tiempo se ajustará a  $T^{\text{III}}_{31/34} = 400$  ms.

### 3.5.2. Ajuste del relé sobrecorriente de fase

a) Ajuste del instantáneo.

$I_{\text{adj } \Phi 31/34}^{\text{inst}} = 739 \text{ A}$ . Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$

$t_{31/34}^{\text{inst}} = 0.02 \text{ s}$

b) Ajuste del elemento de tiempo inverso.

El mismo se ajuste teniendo en cuenta la carga máxima instalada en la línea protegida que es de 263,5A, con un factor de seguridad de 1,5  $I_{\text{adj } \Phi 31/34}^{\text{I}} = 393 \text{ A}$ .

Es necesario coordinarlo con los relés adyacentes, con el más lento, las bajas de 34,5 kV que son varias para este relé. Los relés adyacentes en su mayoría tienen tiempo constante todos ajustados a 1,5 s. Se le adicionó el intervalo de tiempo selectivo que se escogió de 0,2 s y con una falla máxima en la barra de CLARN se calcula el TD que fue de 0,09 la cual fue calculada por la expresión 3.10 [27]. Se escogió una curva muy inversa de la IEEE. Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$ .

$$t = TD \left( \frac{\beta}{M^{\alpha-1}} + L \right) \quad (3.10)$$

Donde  $t$  es el tiempo de activación,  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $L$  son constantes que dependen del tipo de característica,  $TD$  el ajuste del dial de tiempo y  $M$  el múltiplo de la corriente de arranque. Los valores de las constantes se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Valores de las constantes de las características.

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

Se le chequeó la sensibilidad al mismo, comprobándose para la falla al final de la línea más larga no resultando sensible pues por el relé solo circularon 211 A. De manera que se propone utilizar la función de sobrecorriente controlada por tensión (51V) que se dispone, de manera que cuando ocurra un cortocircuito y la tensión caiga el ajuste del relé de sobrecorriente varíe. Se ajustó para activar la función a una tensión de 80 V por secundario y resultando el factor k de 0,45.

c) Ajuste del elemento de tiempo constante.

Se ajusta teniendo en cuenta la corriente de carga, y un factor de seguridad de 3 para tener en cuenta la posibilidad de que en la línea exista recierre. De manera que el ajuste resultó ser de  $I_{\text{adj } \Phi}^{TD} = 1090,3 \text{ A}$ . También se le chequeó la sensibilidad, lo cual tampoco resultó sensible, de manera que se decidió utilizar la segunda función 51V siendo el factor k de 0,16 y la activación de tensión igual que en el tiempo inverso. El retardo de tiempo tiene una problemática semejante al tiempo inverso, no se disponen los datos de los relés primarios. Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$

El tiempo de operación es de 0,55s, ya que se consideró que los relés primarios tienen un ajuste de 0,35s en esta función.

### 3.5.3 Ajuste del relé de sobrecorriente de tierra

a) Ajuste del elemento instantáneo.

El criterio de ajuste es igual que el de fase, solo que se tuvo en cuenta el cortocircuito máximo que implicara tierra. De manera que  $I_{\text{adj } T}^{\text{inst}} = 484 \text{ A}$  y su tiempo de operación de 20 ms. Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$

b) Ajuste del elemento de tiempo inverso.

$I_{\text{adj } T}^{I} = 80 \text{ A}$ .

El coeficiente de sensibilidad resultó 0,45, por lo que fue necesario habilitar la función 51V con un valor k de 0,38.

Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$ .

Se coordinó con los relés de las subestaciones de 110/34,5 kV, considerando que el tiempo de operación de los mismos es de 2 s. Para la falla máxima el TD de 31/34 de tierra será 0,69.

c) Ajuste del elemento de tiempo constante.

Su ajuste es semejante al tiempo inverso por lo que fue de  $I_{adj}^{TD} T_{31/34} = 80$  A. Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$ . El tiempo de operación es de 0,55s, ya que se hizo igual consideración que en el de fase.

#### **3.5.4 Protección de fallo interruptor**

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

INT. Abierto: 110 ms.

Elemento de mínima corriente: 125 ms.

Corriente de arranque:  $I_{fallo\ int\ 31/34} = 0,2 I_{nom} = 52,6$  A.

#### **3.5.5 Ajuste $\partial F/\partial T$**

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

#### **3.5.6 Ajuste de sobretensión y baja tensión**

Esta función tiene iguales ajustes para todos los relés de la red. Dos etapas, una de alarma y otra de disparo tanto en sobre como en baja tensión.

#### **3.5.7 Sobrecorriente de secuencia negativa**

Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$ .

$I_{Sec. Neg\ adj\ \Phi\ 31/34} = 2$  A

$t_{Sec. Neg} = 1,5$  s.

#### **3.5.8 Recierre y conductor roto**

Igual que en el caso de Yaguajay.

### 3.6 Ajuste del interruptor 1/44 ubicado en la barra de CB\_103

#### 3.6.1 Ajuste del relé de distancia

La impedancia de la línea es de  $9.01 \angle 69,72^\circ \Omega$  por lo que el ajuste de la primera zona para un valor de  $k^I$  de 0,85 será:

$$Z'_{ap1/44} \leq k^I Z_{Línea} \leq 7,66 \angle 50,44^\circ \Omega \quad (3.8)$$

El tiempo será 0 s como se mencionó en el epígrafe anterior.

Este relevador se encuentra en una línea terminal del sistema, por lo que sus ajustes no son los típicos. El mismo solo tendrá dos zonas, pues la tercera no se justifica.

Por lo tanto para el caso de esta segunda zona la expresión utilizada no se tendrá en cuenta los efectos de fuente intermedia mínimo, pues el interruptor que está siendo ajustado no tiene línea adyacente por lo tanto la ecuación de la zona 2 será de la forma tradicional [24] [28]:

$$Z'_{ap1/44} \leq k^{II} Z_{Línea} \leq 13,52 \angle 50,44^\circ \Omega$$

Donde  $k^{II}$  toma un valor de 1.5.

#### 3.6.2. Ajuste del relé sobrecorriente de fase

a) Ajuste del instantáneo.

$I_{adj \Phi 1/44}^{inst} = 2070 \text{ A}$ . Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$

$t_{1/44}^{inst} = 0.02 \text{ s}$

b) Ajuste del elemento de tiempo inverso.

El mismo se ajustó teniendo en cuenta la carga máxima instalada en la línea protegida que es de 262,43A, con un factor de seguridad de 1,5  $I_{adj \Phi 1/44}^{TI} = 393.65 \text{ A}$ .

Se hace necesario coordinarlo con los relés adyacentes, es decir con el más lento, para el cual las bajas de 34,5 kV son varias, con un tiempo constante ajustado a

1,5 s y se le adicionó el intervalo de tiempo selectivo que se escogió de 0,2 s y con una falla máxima en la barra de CLARN110 se calcula el TD que fue de 0,44 la cual fue calculada por la expresión 3.10 [27]. Se escogió una curva muy inversa de la IEEE. Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$ .

$$t = TD \left( \frac{\beta}{M^{\alpha-1}} + L \right) \quad (3.10)$$

Los valores de las constantes se muestran en la tabla 3.9 que se encuentra en el epígrafe anterior.

Se le chequeó la sensibilidad al mismo, comprobándose para la falla al final de la línea más larga y resultando así sensible ya que circuló 1284 A.

c) Ajuste del elemento de tiempo constante.

Se ajusta teniendo en cuenta la corriente de carga, y un factor de seguridad de 3 para tener en cuenta la posibilidad de que en la línea exista recierre. De manera que el ajuste resultó ser de  $I_{\text{adj } \Phi}^{TD} = 787,29 \text{ A}$ .

Se le chequeó la sensibilidad, lo cual resultó sensible. El retardo de tiempo tiene una problemática semejante al tiempo inverso, no se disponen los datos de los relés primarios. Ángulo de la direccionalidad  $-45^\circ$

El tiempo de operación es de 0,55s, ya que se consideró que los relés primarios tienen un ajuste de 0,35 s en esta función.

### 3.6.3 Ajuste del relé de sobrecorriente de tierra

a) Ajuste del elemento instantáneo.

El criterio de ajuste es igual que el de fase, solo que se tuvo en cuenta el cortocircuito máximo que implicará tierra, por lo tanto  $I_{\text{adj } T}^{\text{inst}} = 1132.5 \text{ A}$  y su tiempo de operación de 20 ms. Ángulo de la direccionalidad  $45^\circ$ .

b) Ajuste del elemento de tiempo inverso.

$I_{\text{adj } T}^{\text{TI}} = 80 \text{ A}$ .

El coeficiente de sensibilidad resultó 0,41, por lo que fue necesario habilitar la función 51V con un valor k de 0,34. Ángulo de la direccionalidad 45°. Se coordinó con los relés de las subestaciones de 110/34,5 kV, considerando que el tiempo de operación de los mismos es de 2 s. Para la falla máxima el TD de 31/34 de tierra será 0,16

c) Ajuste del elemento de tiempo constante.

Su ajuste es semejante al tiempo inverso por lo que fue de  $I_{TD_{adj}} \tau_{1/44} = 80 \text{ A}$ . Ángulo de la direccionalidad 45°. El tiempo de operación es de 0,55s, ya que se hizo igual consideración que en el de fase.

### 3.6.4 Protección de fallo interruptor

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

INT. Abierto: 110 ms.

Elemento de mínima corriente: 125 ms.

Corriente de arranque:  $I_{fallo \text{ int } 1/44} = 0,2 I_{nom} = 52,5 \text{ A}$ .

### 3.6.5 Ajuste $\partial F/\partial T$

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

### 3.6.6 Ajuste de sobretensión y baja tensión

Esta función tiene iguales ajustes para todos los relés de la red. Dos etapas, una de alarma y otra de disparo tanto en sobre como en baja tensión.

### 3.6.7 Sobrecorriente de secuencia negativa

Ángulo de la direccionalidad -45°.

$I_{Sec. Neg_{adj}} \phi_{1/44} = 13 \text{ A}$

$t_{Sec. Neg} = 1,5 \text{ s}$ .

### 3.6.8 Recierre y conductor roto

Igual que en el caso de Yaguajay.

## Conclusiones

1. La incorporación del esquema aislado trae consigo una profunda restructuración del sistema de redes de 110 kV de la región noroeste del sistema centro, ya que es necesario la construcción de nuevas líneas como de nuevas subestaciones.
2. La interconexión por 110 kV del SACSM implementando la variante Yaguajay es la más recomendable desde el punto de vista de inversión económica y con menores pérdidas en la transferencia de potencia.
3. Con la restructuración de las redes los niveles de cortocircuito en las barras de las subestaciones involucradas varían sustancialmente.
4. El conjunto de ajustes de los relevadores de líneas de 110 kV, que actualmente se encuentran en servicio se ven afectados profundamente con la restructuración de la red.
5. Con la incorporación del SACSM al SEN mediante la posible utilización de un cable submarino las tensiones en las barras cercanas a la interconexión experimentarían un notable incremento, por lo que mejoran las condiciones de operación.

## Recomendaciones

1. Se recomienda realizar estudios que tengan en cuenta el reactivo generado con la puesta en servicio del cable soterrado que unirá al SEN con el SACSM.
2. Realizar estudios de estabilidad que ofrezcan los datos necesarios para establecer las automáticas de recierre para todos los interruptores.
3. Se recomienda realizar estudios para definir de manera más certera los ajustes de las protecciones en ambos extremos de la interconexión ya que los ajustes estándares de distancia podrían resultar un tanto difíciles de aplicar.
4. Realizar estudios relativos a la implementación de otros posibles esquemas de líneas de 110 kV.

## Referencias bibliográficas

- [1]. Presentación: "Análisis de la posible interconexión del sistema aislado Cayo Santa María con el SEN mediante un cable submarino". Grupo de desarrollo. EMPRESA ELÉCTRICA VILLA CLARA. 2011.
- [2]. Dorta, S. "Informe sobre la Situación Actual y Perspectiva de la Infraestructura Eléctrica Cayo Santa María". Empresa Eléctrica Villa Clara. Junio 2014. 11p.
- [3]. Á. F. Pérez. "Eléctricos garantizan desarrollo del turismo en la Cayería Norte de Villa Clara" Granma Internacional. La Habana. Periódico Gramna 4, Feb 13, 2014. 1p
- [4]. Francisco M. Gonzalez-Longatt. "Introducción a los Sistemas de Potencia". Empresa CADAPE de Venezuela. 2008.
- [5]. VIQUEIRA, Jacinto, L. "*Redes Eléctricas*" Tomo I. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004, p. 12
- [6]. Carrizo, S.; Forget, M. E.; Jacinto, G. "Redes de energía y cohesión territorial. Conformación de los sistemas de transporte de electricidad y gas en Argentina". Revista Transporte y Territorio/11 (2014) ISSN 1852-7175. pp. 53-69.
- [7]. Candela García, Alfonso. "Modelo y análisis de Sistemas Aislados Interconectados con elevada penetración eólica". ICAI – Universidad Pontificia Comillas. 2012.
- [8]. Ing. Margil S. Ramírez Alanis. "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia". Universidad Autónoma de Nuevo León. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. San Nicolás de los Garza. 2005.
- [9]. Saboya Bautista, Inmaculada. "Análisis de planes de deslastres de carga en sistemas eléctricos aislados". Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.
- [10]. Elices and L. Rouco, "Análisis Fundamental del Impacto de la Reserva Primaria en Sistemas Eléctricos Aislados," in *Actas de las Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica* vol. 2, ed. Leganés, 2001, pp. 335-340.

- [11]. Presentación: Propuesta de Solución Sistema Cayo Santa María. Grupo de desarrollo. Organización Básica Eléctrica de Villa Clara. 2011.
- [12]. Jané La Torre; E.; Moreno Romero, S. “Resultados de la supervisión a la Operatividad de la generación En sistemas eléctricos aislados Al año 2011. Procedimiento N° 220-2010-OS/CD. Osinergmin (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) Perú. 80p.
- [13]. Sánchez Domínguez, J. J.; Pérez Arriaga, J. I. “La capacidad de interconexión y el poder de mercado en sistemas eléctricos semiaislados como el español”. Anales de mecánica y electricidad / noviembre-diciembre 2003. pp. 60-66. Disponible en: <https://www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-03-088A.pdf>.
- [14]. Roberto Rudervall, Jan Johansso. “Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC”. ABB Power Technologies Sweden. Santiago de Chile, 24-26 de Noviembre, 2003.
- [15]. Presentación: “Interconexiones Eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa”. Dirección de Comunicación y Responsabilidad Corporativa. Gabinete de prensa. Septiembre 2012.
- [16]. Dr. Andoni Iriondo Barrenetxea. Profesor Emérito. Libro de Protecciones Eléctricas. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad del País Vasco. Euskal Herriko Unibersitaeta. 2000
- [17]. Hernández Guerreiro, F. “Diseño y Ajustes de Protecciones en una Subestación de Alta Tensión”. Proyecto de fin de carrera. Universidad Pontificia Comillas, Madrid. 2008. 333. Disponible en: <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4868a79725bbc.pdf>.
- [18]. Presentación: “Sistemas de Protección”. CURSO DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, FING 2007.
- [19]. Sitio Web Despacho de Carga “Esquema eléctrico de las líneas de 110 kV de la provincia Villa Clara”. Cuba 2015.
- [20]. Ariel Piñero Morales and Luis Alejandro González Pérez. “Ajuste de las Protecciones de la Subestación del Sistema Eléctrico Aislado Cayo Santa María”. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Facultad de

- Ingeniería Eléctrica. Departamento de Electroenergética. Santa Clara, Cuba 2014.
- [21]. Suministros Eléctricos ERKA, S.L. (Sociedad Unipersonal) Ofc\_2014\_374 C - Solicitud No EI-81-2431R-14 Protecciones eléctricas. 6/Febrero/2015. Erretería. España. 3 p.
- [22]. PRYSMIAN Cables & Systems "Tarifa de precios Cables" JULIO 2011.68
- [23]. H. Altuve, "*Protección de Redes Eléctricas*". Santa Clara: Sección de Publicaciones de la Universidad Central de Las Villas, 1990. Areva (b) (2010).
- [24]. Catálogo del fabricante. "*Relé MiCOM P441/P442 & P444 Numerical Distance Protection*" *Technical Guide.P44x/En T/E44*. Areva 636p. Disponible en: <http://www.areva-td.com> consultado el 6 de mayo del 2013 a las 10:50pm.
- [25]. Horowitz, S & Phadke, A. (2008) "Power System Relaying" Third Edition. John Wiley & Sons Ltd. ISBN 978-0-470-05712-4. 332p.
- [26]. AREVA. (2011) "Network protection & automation guide". Published by Alstom Grid. Edition May 2011, 500 p. ISBN: 978-0-9568678-0-3
- [27]. Areva (a) (2010) "*Relé MiCOM P143. Relés de protección de circuitos*." Guía Técnica. P14x/ES T/A44, 610 pp.
- [28]. Mason C. Russell , 1967 "*The art & Science of Protective Relaying*", John Wiley and Sons, Sixth printing, 1967.

## ANEXO I

### Ajustes de los relés de la variante de interconexión de Yaguajay

#### I.1 Introducción

Este anexo muestra los resultados obtenidos de los ajustes de los relevadores de distancia y sobrecorriente de la variante seleccionada de interconexión de Yaguajay para el estado de operación de la red.

Al realizar el ajuste de sobrecorriente de  $\partial F/\partial T$ , de sobretensión y baja tensión, recierre y conductor roto podemos llegar a la conclusión que para todos los relevadores se comportan de la misma manera.

#### I.2 Ajuste de los relevadores de distancia del interruptor 6/15 ubicado en la barra de Yaguajay\_2

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

Los ajustes de las zonas de cada interruptor son los mismos que los de las configuraciones explicadas en el capítulo 3.

Tabla I .1 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 6/15

6/15	Z Línea propia ( $\Omega$ )	Z <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	Tiempo (s)
	29.98 / <u>67.2°</u>	25.48 / <u>67.2°</u>	0

Tabla I.2 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 6/15

Barras	Tuinicu 110					Yaguajay
Línea adyacente	L 104	L 107	L106	L44	L 77	L 113
$Z_{\text{LíneaAdy}}(\Omega)$	0.5 / <u>87.64°</u>	11.6 / <u>77.2°</u>	4.51 / <u>66.13°</u>	7.63 / <u>53.7°</u>	13.3 / <u>61.4°</u>	27.4 / <u>76.8°</u>
kc máximo	<b>0.059</b>	0.04	0.033	0.042	0.05	0.71
$kZ_{\text{Líneaady}}^I / kc_{\text{max}}(\Omega)$	<b>6.48/87.64°</b>	221.9/77.2°	104.6 /66.13°	138.98/53.7°	203.2/61.4°	29.52/76.8°
$Z_{\text{ap}}^{II}(\Omega)$	<b>38.2 /71.73°</b> Sensibilidad=1.27 >= 1.25 es sensible t = 200 ms					
kc máximo	0.018	<b>0.03</b>	0.022	0.03	0.036	0.9
$Z_{\text{Línea ady}} / kc_{\text{min}}(\Omega)$	27,77 / <u>87.64°</u>	<b>386.67 /77.2°</b>	205 / <u>66.13°</u>	254.33 / <u>53.7°</u>	368.88 / <u>61.4°</u>	30.44 / <u>76.8°</u>
$Z_{\text{ap}}^{III}(\Omega)$	<b>520.28 /76.5°</b> t = 400 ms					

### I.3 Ajuste de los relevadores de sobrecorriente del interruptor 6/15 ubicado en la barra de Yaguajay\_2

#### I.3.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente de fase

En este estado de operación de la red se sigue la metodología y criterios planteados en el capítulo 3.

El primer umbral se define como tiempo inverso, el segundo umbral es un tiempo constante y el tercero es un tiempo instantáneo pero con direccionalidad contraria, el análisis es igual al hecho con anterioridad en el capítulo 3.

Tabla I.3 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	$I_{c \text{ max}}(\text{A})$	$I_{\text{ap}}(\text{A})$	ks	51 V (k)
Primero	131	196,5	0.44	0,37
Segundo	131	245.63	0.22	0,18
Tercero	$I_{\text{cc}}(\text{A})$		$I_{\text{ap}}(\text{A})$	t (ms)
	193		245	20

#### I.3.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra se escogen iguales a los del sobrecorriente de fase pero sus ajustes se efectúan con las fallas monofásicas y bifásicas a tierra, que son las encargadas de involucrar a la tierra,

se tomara siempre **tres veces** la corriente de secuencia cero. El transformador de corriente es de 400/5

Tabla I.4 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	Iap (A)	ks	51V
Primero	400/5	80	0.3	0.25
Segundo	400/5	80	0.3	0.25
Tercero	I <sub>o</sub> (A)		Iap (A)	t (ms)
	37		138.8	20

### I.3.3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$I_{\text{Sec. Neg adj } \Phi 6/15} = 0.8 (5) = 0.4A$$

$$I_{\text{fallo int } 6/15} = 0.2 I_{\text{nom}} = 26.2 A.$$

### I.4 Ajuste de los relés de distancia del interruptor 27/36 ubicado en la barra de Yaguajay\_2.

Tabla I.6 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 27/36

27/36	Z Línea propia ( $\Omega$ )	Z <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	Tiempo (s)
	20.76 / <u>69.28°</u>	17.65 / <u>69.28°</u>	0

Tabla I.7 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 27/36

En este caso la segunda zona se ajusta a 1.25 por Z de la línea propia y la tercera zona 1.5 por Z de la línea propia

Línea adyacente	Barra CSM_101 L 76
Z Línea Adyac ( $\Omega$ )	1.28 / <u>50.38°</u>
kc máximo y kc mínimo	1 (No hoy efecto de fuente intermedia)
Z <sup>II</sup> <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	25.95 / <u>69.28°</u> sensibilidad = 1.25 >= 1.25 es sensible t = 200 ms
Z <sup>III</sup> <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	31.14 / <u>69.28°</u> t = 600 ms

## I.5 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 27/36 ubicado en la barra de Yaguajay\_2.

### I.5.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla I.8 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	$I_{c \max}$ (A)	lap (A)	ks	51 V (k)
Primero	393.66	590.5	1.1	0.92
Segundo	628.8	1179	0.55	0.463
Tercero	$I_{cc}$ (A)		lap (A)	t (ms)
	755		943.75	20

### I.5.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla I.9 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	lap (A)	ks	51V
Primero	400/5	80	3.7	-
Segundo	400/5	80	3.7	-
Tercero	$I_o$ (A)		lap (A)	t (ms)
	111.68		418.8	20

### I.5. 3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$|^{Sec. Neg}_{adj \Phi 6/15} = 0.8 (292) = 233.6 \text{ A}$$

$$|^{fallo int}_{6/15} = 0.2 I_{nom} = 78.72 \text{ A.}$$

## I.6 Ajuste de los relés de distancia del interruptor 21/11 ubicado en la barra de Yaguajay\_2.

Tabla I.11 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 21/11

21/11	$Z_{\text{Línea propia}} (\Omega)$	$Z_{ap} (\Omega)$	Tiempo (s)
	27.4 /76.8°	23.8 /76.8°	0

Tabla I.12 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 21/11

<b>Barra Yaguajay_2</b>		
<b>Línea adyacente</b>	<b>L 109</b>	<b>L 112 + L 110</b>
<b>Z<sub>Línea Adyac</sub> (Ω)</b>	20.76 /69.28°	13.3 /76.8°
<b>kc máximo</b>	<b>0.52</b>	0.31
<b>kZ<sup>I</sup><sub>Línea ady</sub>/kc<sub>max</sub>(Ω)</b>	<b>30.54 /69.28°</b>	32.64 /76.8°
<b>Z<sup>II</sup><sub>ap</sub> (Ω)</b>	<b>49.14 /72.8°</b> sensibilidad = 1.8 >= 1.25 es sensible t=200 ms	
<b>kc máximo</b>	0.52	<b>0.33</b>
<b>Z<sub>Línea ady</sub>/kc<sub>min</sub>(Ω)</b>	39,92 /69.28°	<b>40.1 /76.8°</b>
<b>Z<sup>III</sup><sub>ap</sub> (Ω)</b>	<b>84.38 /76.8°</b> t = 800 ms	

Para este caso se tuvo en cuenta realizar el ajuste en la segunda zona para el transformador que se encuentra afectando a este interruptor que está ubicado entre las barras YJGAY110 y Yaguajay\_34.5, pero no se tomó en cuenta pues su valor de Z<sup>II</sup><sub>ap</sub> es muy elevado.

## I.7 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 21/11 ubicado en la barra de Yaguajay\_2.

### I.7.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla I.13 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

<b>Umbrales</b>	<b>I<sub>c max</sub> (A)</b>	<b>I<sub>ap</sub> (A)</b>	<b>ks</b>	<b>51 V (k)</b>
<b>Primero</b>	393.6	590.4	1.1	0.92
<b>Segundo</b>	393.6	1179	0.53	0.463
<b>Tercero</b>	<b>I<sub>cc</sub> (A)</b>		<b>I<sub>ap</sub> (A)</b>	<b>t (ms)</b>
	755		943.75	20

### I.7.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla I.14 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	Iap (A)	ks	51V
Primero	400/5	80	3.7	-
Segundo	400/5	80	3.7	-
Tercero	I <sub>o</sub> (A)		Iap (A)	t (ms)
	145		543.75	20

### I.7. 3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$|I_{Sec. Neg}^{adj} \Phi_{6/15} = 0.8 (292) = 233.6 \text{ A}$$

$$|I_{fallo int}^{6/15} = 0.2 I_{nom} = 78.72 \text{ A.}$$

### I.8 Ajuste de los relés de distancia del interruptor 26/0 ubicado en la barra CSM\_101

Tabla I.16 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 26/0

27/36	Z Línea propia ( $\Omega$ )	Z <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	Tiempo (s)
	20.76 / <u>69.28°</u>	17.65 / <u>69.28°</u>	0

Tabla I.17 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 26/0

Línea adyacente	Barra Yaguajay_2 L 112 + L 110
Z Línea Adyac ( $\Omega$ )	13.3 / <u>76.8°</u>
kc máximo	0.13
Z <sup>II</sup> <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	83.7 / <u>75.22°</u> sensibilidad = 4.03 >= 1.25 es sensible t = 200 ms
kc mínimo	0.085
Z <sup>III</sup> <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	220.32 / <u>75.92°</u> t = 400 ms

## I.9 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 26/0 ubicado en la barra CSM\_101

### I.9.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla I.18 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	$I_{c \max}$ (A)	lap (A)	ks	51 V (k)
Primero	131	196.5	0.95	0.78
Segundo	125.76	393	0.47	0.16
	$I_{cc}$ (A)		lap (A)	t (ms)
Tercero	1439		1798.35	20

### I.9.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla I.19 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	lap (A)	ks	51V
Primero	400/5	80	6.53	-
Segundo	400/5	80	6.53	-
	$I_o$ (A)		lap (A)	t (ms)
Tercero	415		1556.3	20

### I.9. 3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$I_{\text{Sec. Neg}}^{\text{adj } \Phi 6/15} = 0.8 (6) = 5 \text{ A}$$

$$I_{\text{fallo int}}^{\text{6/15}} = 0.2 I_{\text{nom}} = 39.3 \text{ A.}$$

## ANEXO II

### Ajustes de los relevadores de la variante de interconexión de Remedios

#### II.1 Introducción

En este anexo se muestran los resultados obtenidos al hacer los ajustes de los relevadores de distancia y sobrecorriente de la variante de interconexión de Remedios para el estado de operación de la red. Para cada interruptor se utilizara la misma metodología explicada en el Capítulo 3 y en el Anexo I.

#### II.2 Ajuste de los relés de distancia del interruptor 11/33 ubicado en la barra CB\_101

A partir de este epígrafe todos los interruptores se calcularon de manera tal que se encuentren mirando hacia la barra CLARN110.

Este interruptor es el que está ubicado en la doble línea de Remedios, para los cálculos de las zonas de protección se trabaja con una línea cerrada y la otra abierta.

Tabla II.1 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 11/33

11/33	Z Línea propia ( $\Omega$ )	Z <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	Tiempo (s)
	5.19 / <u>69.24°</u>	4.41 / <u>69.24°</u>	0

Tabla II.2 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 11/33

Línea adyacente	Barra REME110 L 36 + L 35 + L79
Z Línea Adyac ( $\Omega$ )	27.3 / <u>69.52°</u>
kc máximo	0.62
Z <sup>II</sup> <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	33.04 / <u>69.5°</u> sensibilidad = 6.37 >= 1.25 es sensible t = 200 ms
kc mínimo	1 no hay efecto de fuente intermedia

$Z_{ap}^{III} (\Omega)$	40.61 / <u>69.48</u> <sup>o</sup> t = 600 ms
-------------------------	--

### II.3 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 11/33 ubicado en la barra CB\_101

#### II.3.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla II.3 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	$I_{c \max}$ (A)	lap (A)	ks	TD (Muy I)	51 V(k)
Primero	131	196.5	0.58	0.22	0.49
Segundo	131	393	0.58	0.22	0.49
Tercero	$I_{cc}$ (A)		lap (A)		t (ms)
	553		691.3		20

#### II.3.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla II.4 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	lap (A)	ks	TD (Muy I)	51 V(k)
Primero	400/5	80	1.4	1.07	-
Segundo	400/5	80	1.4	1.07	-
Tercero	$I_o$ (A)		lap (A)		t (ms)
	442		1658		20

#### II.3.3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$I_{Sec. Neg}^{adj} \Phi_{6/15} = 0.8 (3.75) = 3A$$

$$I_{fallo int}^{6/15} = 0.2 I_{nom} = 157.2A$$

### II.4 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 15/43 ubicado en la barra REME110

Este interruptor se le ajusta solo sobrecorriente para la condición que se encuentre mirando hacia el CLARN110, más adelante en el epígrafe II.9 se le ajustara distancia y sobrecorriente pues se encontrará en la condición que se encuentra mirando hacia el Cayo.

### II.4.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla II.5 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	$I_{c \max}$ (A)	$I_{ap}$ (A)	$k_s$	TD (Muy I)	51 V(k)
Primero	131	196.5	1.1	0.483	0.88
Segundo	131	393	1.05	2.1	0.88
Tercero	$I_{cc}$ (A)		$I_{ap}$ (A)		t (ms)
	703		878.75		20

### II.4.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla II.6 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	$I_{ap}$ (A)	$k_s$	TD (Muy I)	51 V(k)
Primero	400/5	80	2.28	1.02	-
Segundo	400/5	80	2.28	1.02	-
Tercero	$I_o$ (A)		$I_{ap}$ (A)		t (ms)
	122.34		458.8		20

### II.4.3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$I_{\text{Sec. Neg}}^{\text{adj } \Phi}_{6/15} = 0.8 (3.75) = 3A$$

$$I_{\text{fallo int}}^{\text{int } 6/15} = 0.2 I_{\text{nom}} = 157.2A$$

### II.5 Ajuste de los relés de distancia del interruptor 1/0 ubicado en la barra CSM\_101

Este interruptor es el que está ubicado en la barra CSM\_101.

Tabla II.7 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 1/0

1/0	$Z_{\text{Línea propia}} (\Omega)$	$Z_{ap} (\Omega)$	Tiempo (s)

	9.01 / <u>50.44</u> <sup>o</sup>	7.66 / <u>50.44</u> <sup>o</sup>	0
--	----------------------------------	----------------------------------	---

Tabla II.8 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 1/0

<b>Línea adyacente</b>	Barra doble circuito L 65 o L 110
<b>Z<sub>Línea Adyac</sub> (Ω)</b>	5.19 / <u>69.24</u> <sup>o</sup>
<b>kc máximo y kc mínimo</b>	1 (No hoy efecto de fuente intermedia)
<b>Z<sup>II</sup><sub>ap</sub> (Ω)</b>	27.65 / <u>64.17</u> <sup>o</sup> sensibilidad = 3.07 >= 1.25 es sensible t = 200 ms
<b>Z<sup>III</sup><sub>ap</sub> (Ω)</b>	17.53 / <u>57.3</u> <sup>o</sup> t = 800 ms

En esta línea adyacente para hacer el ajuste del interruptor 1/0 se hace necesario trabajar con una línea cerrada y otra línea abierta

## II.6 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 1/0 ubicado en la barra CSM\_101

### II.6.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla II.9 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	I <sub>c max</sub> (A)	I <sub>ap</sub> (A)	ks	TD (Muy I)	51 V(k)
<b>Primero</b>	131.21	196.82	1.02	0.26	0.85
<b>Segundo</b>	131.21	396.63	0.51	2.2	0.42
<b>Tercero</b>	I <sub>cc</sub> (A)		I <sub>ap</sub> (A)		t (ms)
	475		593		

### II.6.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla II.10 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	lap (A)	ks	TD (Muy I)	51 V(k)
<b>Primero</b>	400/5	80	11.15	1.4	-
<b>Segundo</b>	400/5	80	11.15	1.4	-
<b>Tercero</b>	<b>I<sub>o</sub> (A)</b>		<b>lap (A)</b>		<b>t (ms)</b>
	372		1395		

### II.6. 3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$|I_{Sec. Neg}^{adj} \Phi_{6/15} = 0.8 (11.25) = 9A$$

$$|I_{fallo int}^{6/15} = 0.2 I_{nom} = 26.24A.$$

### II.7 Ajuste de los relés de distancia del interruptor 11/46 ubicado en la barra REME110

A partir de este epígrafe todos los interruptores se calcularon de manera tal que se encuentren mirando hacia el Cayo.

Este interruptor es el que está ubicado en la barra REME110 que se encuentra mirando hacia el cayo.

Tabla II.11 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 11/46

1/0	Z Línea propia ( $\Omega$ )	Z <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	Tiempo (s)
	5.18 / <u>69.24°</u>	4.4 / <u>69.24°</u>	0

Tabla II.10 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 11/46

Línea adyacente	Barra CB_103 L 72
-----------------	-------------------

<b>Z</b> Línea Adyac ( $\Omega$ )	9.01 / <u>50.44</u> <sup>o</sup>
<b>kc</b> máximo y <b>kc</b> mínimo	1 (No hoy efecto de fuente intermedia)
<b>Z<sup>II</sup><sub>ap</sub></b> ( $\Omega$ )	10.13 / <u>58.5</u> <sup>o</sup> sensibilidad = 1.95 >= 1.25 es sensible t = 200 ms
<b>Z<sup>III</sup><sub>ap</sub></b> ( $\Omega$ )	17.52 / <u>57.28</u> <sup>o</sup> t = 400 ms

## II.8 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 11/46 ubicado en la barra REME110

### II.8.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla II.11 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	$I_{c \max}$ (A)	lap (A)	ks	TD (Muy I)	51 V(k)
<b>Primero</b>	242.43	363.65	3.53	1.42	-
<b>Segundo</b>	262.43	787.29	1.63	0.95	-
<b>Tercero</b>	$I_{cc}$ (A)	<b>lap (A)</b>		t (ms)	
	465	581.25		20	

### II.8.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla II.12 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	lap (A)	ks	TD (Muy I)	51 V(k)
<b>Primero</b>	400/5	80	11.3	0.51	-
<b>Segundo</b>	400/5	80	11.3	0.51	-
<b>Tercero</b>	$I_o$ (A)		<b>lap (A)</b>		t (ms)
	441		1623.8		20

### II.8. 3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$I^{\text{Sec. Neg}}_{\text{adj } \Phi 6/15} = 0.8 (358) = 286\text{A}$$

$$I^{\text{fallo int}}_{6/15} = 0.2 I_{\text{nom}} = 52.5\text{A.}$$

## II.9 Ajuste de los relés de distancia del interruptor 15/43 ubicado en la barra CAMAJ110

Tabla II.13 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 15/43

15/43	Z Línea propia ( $\Omega$ )	Z <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	Tiempo (s)
	13.15 / <u>69.31</u> <sup>o</sup>	11.18 / <u>69.31</u> <sup>o</sup>	0

Tabla II.14 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 15/43

Línea adyacente	Barra doble circuito L 65 o L 110
Z Línea Adyac ( $\Omega$ )	5.19 / <u>69.24</u> <sup>o</sup>
kc máximo	0.86
Z <sup>II</sup> <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	19.56 / <u>65.05</u> <sup>o</sup> sensibilidad = 1.49 >= 1.25 es sensible t = 200 ms
kc mínimo	1 (No hoy efecto de fuente intermedia)
Z <sup>III</sup> <sub>ap</sub> ( $\Omega$ )	22.92 / <u>69.3</u> <sup>o</sup> t = 600 ms

En esta línea adyacente para hacer el ajuste del interruptor 15/43 se hace necesario trabajar con una línea cerrada y otra línea abierta

## II.10 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 15/43 ubicado en la barra CAMAJ110

### II.10.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla II.15 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	$I_{c \max}$ (A)	$I_{ap}$ (A)	$k_s$	TD (Muy I)	51 V(k)
Primero	242.43	363.65	3.86	2.22	-
Segundo	262.43	787.29	1.78	1.15	-
Tercero	$I_{cc}$ (A)		$I_{ap}$ (A)		t (ms)
	1926		2407.5		20

### II.10.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla II.16 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	$I_{ap}$ (A)	$k_s$	TD (Muy I)	51 V(k)
Primero	400/5	80	5.63	0.8	-
Segundo	400/5	80	5.63	0.8	-
Tercero	$I_o$ (A)		$I_{ap}$ (A)		t (ms)
	280		1050		20

### II.10.3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$|I_{Sec. Neg}^{adj} \Phi_{6/15} = 0.8 (463) = 92.6A$$

$$|I_{fallo int}^{6/15} = 0.2 I_{nom} = 52.5A.$$

### II.11 Ajuste de los relés de distancia del interruptor 49/11 ubicado en la barra CLARN110

Tabla II.17 Ajustes de la primera zona de la protección de distancia para el interruptor 49/11

49/11	$Z_{Línea propia} (\Omega)$	$Z_{ap} (\Omega)$	Tiempo (s)
	14.15 $/69.72^\circ$	12.03 $/69.72^\circ$	0

Tabla II.18 Ajustes de la segunda y tercera zona de la protección de distancia para el interruptor 11/46

Línea adyacente	Barra CAMAJ110 L 36
$Z_{Línea Adyac} (\Omega)$	13.15 $/69.31^\circ$

<b>kc máximo y kc mínimo</b>	1 (No hoy efecto de fuente intermedia)
$Z_{ap}^{II} (\Omega)$	20.58 / <u>69.55</u> <sup>0</sup> sensibilidad = 1.45 >= 1.25 es sensible t = 200 ms
$Z_{ap}^{III} (\Omega)$	34.12 / <u>69.52</u> <sup>0</sup> t = 800 ms

## II.12 Ajuste de los relés de sobrecorriente del interruptor 49/11 ubicado en la barra CLARN110

### II.12.1 Ajuste relé sobrecorriente de fase

Tabla II.19 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de fase

Umbrales	$I_{c \max}$ (A)	lap (A)	ks	TD (Muy I)	51 V(k)
Primero	131	196.5	7.99	3.5	-
Segundo	131	393	3.99	1.15	-
Tercero	$I_{cc}$ (A)		lap (A)		t (ms)
	3000		3750		20

### II.12.2 Ajuste relé sobrecorriente de tierra

Tabla II.20 Resultados de los umbrales para el relevador de sobrecorriente de tierra

Umbrales	NTC	lap (A)	ks	TD (Muy I)	51 V(k)
Primero	400/5	80	5.25	0.8	-
Segundo	400/5	80	5.25	0.8	-
Tercero	$I_o$ (A)		lap (A)		t (ms)
	532		1995		20

### II.12.3 Ajuste propuestos para la función de secuencia negativa y fallo del interruptor.

$$I_{Sec. Neg}^{adj} \phi_{6/15} = 0.8 (537) = 429.6 \text{ A}$$

$$I_{fallo int}^{6/15} = 0.2 I_{nom} = 26.2 \text{ A.}$$