

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Automatización de la red de 13.8 kV en la ciudad Santa Clara

Autor: Marino A. Godoy Arcias

Tutores: Ing. Julio A. Sánchez Hernández

Dra.C. Marta Bravo de las Casas

Santa Clara

2015

"Año 56 de la Revolución"

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Automatización de la red de 13.8 kV en la ciudad Santa Clara

Autor: Marino A. Godoy Arcias

mgodoy@uclv.edu.cu

Tutor: Ing. Julio A. Sánchez Hernández

ariesbel@uclv.edu.cu

Dra.C. Marta Bravo de las Casas

mbravo@uclv.edu.cu

Santa Clara

2015

"Año 56 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 Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

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

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

“Un hombre es el instrumento del deber: así se es hombre.”

José Martí.

DEDICATORIA

- A mi padre en especial para que cada día viva orgulloso de este regalo.
- A mi madre para que cada día se sienta más orgullosa de mi.
- A mis abuelas Carmen y Susana por el apoyo, el cariño y cada enseñanza que me ha dado en la vida.
- A mi novia por todo el amor que me ha brindado.
- A mi hermano Enrique por toda la ayuda que me ha brindado.
- A mis hermanitos Robin y Dianailis por llenar de fuerzas mi corazón gracias a su ternura.

AGRADECIMIENTOS

- A toda mi familia y en especial a mi padre, madre, abuelas, tíos, hermanos y primos; pues estuvieron todo el tiempo dándome aliento y apoyándome para dar cada paso en mi carrera.
- A mi padre, que siempre ha sido incondicional conmigo, me ha brindado su apoyo sin límites y siente un profundo orgullo de la persona en la que me he convertido.
- A mi madre por haberme dado la vida y haberse entregado en cuerpo y alma para hacer de mí un hombre de bien.
- A mi novia por tener esa paciencia tan grande conmigo para enfrentar cada situación o dificultad, al igual que su familia.
- A mi hermano Enrique por siempre apoyarme en todo lo necesario.
- A todos mis amigos que me guiaron siempre por el buen camino y compartieron conmigo su amistad en las buenas y en las malas.
- A mis tutores Dra.C. Marta Bravo de las Casas e Ing. Julio A. Sánchez Hernández por toda la paciencia y la dedicación que me brindaron a lo largo de todo el proceso de realización de este trabajo y por ayudarme a materializar y ver ese sueño de convertirme en Ingeniero Electricista hecho realidad.
- A todos los profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica que siempre formaron parte de mi formación como ingeniero.
- A todas las personas que en distintos momentos formaron parte de mi formación académica.
- A mis compañeros de estudio por todos los buenos momentos que juntos compartimos durante los cinco años.
- A mi gran amigo y casi como un hermano Jorge Luis Lisca de Sol por brindarme su ayuda y apoyo incondicional en todos y cada uno de los momentos de mis cinco años de carrera.
- A mi gran amigo Yan Gabriel Marchena Mederos por haberme brindado su amistad sincera desde la infancia hasta estos días.

TAREA TÉCNICA

1. Realizar una revisión bibliográfica sobre estudios de automatización, ajuste y coordinación de las protecciones en redes de distribución.
2. Actualizar la red de 13.8 kV en la ciudad Santa Clara.
3. Caracterizar los dispositivos de protección a utilizar, las redes de distribución y las subestaciones Santa Clara Industrial y Gran Panel, de la ciudad Santa Clara.
4. Realizar el diseño de una automática en los circuitos de distribución estudiados, utilizando recerradores Nu-Lec, seccionadores VIT y relés MiCOM.
5. Ajustar y coordinar las protecciones utilizadas en la automatización de la red.
6. Implementar al menos un lazo automático.
7. Confeccionar el informe del trabajo de diploma.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

En la actualidad la operación de la red de 13.8 kV en la ciudad Santa Clara tiene la particularidad de no poseer una automática, lo cual es muy desfavorable debido a que los desconectivos existentes son operados por el personal y los tiempos de operación son extensos. El objetivo de implementar una automática en la red 13.8 kV de la ciudad Santa Clara es lograr que opere de la forma más eficiente posible, donde se le suministre la energía eléctrica a los clientes con mínimos costos de operación, alto nivel de confiabilidad, disminución de la frecuencia de interrupciones y también de los tiempos de las interrupciones. La automatización le será implementada a 12 circuitos debido a las excelentes posibilidades de interconexión que existen entre ellos por su cercanía.

El estudio realizado permitió componer propuestas de automatización sobre la base de un esquema radial en cada uno de los 12 circuitos y un esquema a lazo abierto con seccionalizador de enlace con dos de ellos.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
TAREA TÉCNICA.....	iv
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	1
Organización del informe	4
CAPÍTULO 1. Revisión bibliográfica	5
1.1 Introducción	5
1.2 Generalidades sobre la automatización de redes eléctricas.....	5
1.3 Ventajas y beneficios de la automatización de redes eléctricas	7
1.3.1 Impactos de la automatización en la eficiencia de las empresas eléctricas	9
1.3.2 Beneficios de la implementación de la automática de redes eléctricas en Cuba	10
1.4 Tecnologías actuales	10
1.5 Experiencias y perspectivas de desarrollo en Cuba	11
1.6 Criterios de selección para la automatización de redes eléctricas.....	12
1.7 Implementación de la automática en redes de distribución	12
1.8 Principales elementos que componen un sistema automático de distribución.....	14
1.8.1 Recerradores	14
1.8.2 Seccionalizadores.....	15
1.9 Funcionamiento de la automática en redes de distribución	15
1.9.1 Esquemas de automática de redes en los sistemas de distribución.....	15
1.10 Protecciones eléctricas y automáticas	19

1.11	Conclusiones.....	20
CAPÍTULO 2. Caracterización de las subestaciones, los circuitos y los dispositivos de protección vinculados a la automatización		
2.1	Introducción	21
2.2	Caracterización de las subestaciones	21
2.2.1	Subestación Gran Panel	22
2.2.2	Subestación Santa Clara Industrial	23
2.3	Caracterización de los circuitos	25
2.3.1	Circuitos procedentes de Gran Panel	25
2.3.2	Circuitos procedentes de Santa Clara Industrial	27
2.3.3	Circuitos procedentes de Manuelita y Plaza de la Revolución.....	28
2.4	Caracterización de los dispositivos empleados en la automatización	29
2.4.1	Recerradores Nu-Lec	30
2.4.2	Seccionalizadores VIT	37
2.4.3	Relés MiCOM.....	39
2.5	Conclusiones	43
CAPÍTULO 3. Implementación de la automática en la red de 13.8 kV de la ciudad Santa Clara		
3.1	Introducción	44
3.2	Diseño de la automática en la red de 13.8 kV de la ciudad Santa Clara	44
3.2.1	Valoración de la situación actual en las redes de distribución de la ciudad Santa Clara	44
3.2.2	Puntos de seccionalización de los circuitos	45
3.2.3	Puntos de enlace entre los circuitos	46
3.2.4	Fines de la automatización en el proyecto	47

3.3	Obtención de los niveles de cortocircuito en las subestaciones. Breve descripción del software empleado para la simulación de los circuitos.....	48
3.4	Determinación de las corrientes de cortocircuito.....	48
3.5	Ajuste y coordinación de los dispositivos de protección	49
3.5.1	Ajuste de los dispositivos de protección.....	50
3.5.2	Coeficiente de sensibilidad.....	52
3.5.3	Coordinación de los dispositivos de protección	53
3.6	Implementación de la automática de lazo entre los circuitos 31 y 166.....	56
3.6.1	Funcionamiento de la automática de lazo implementada	58
3.7	Conclusiones	60
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		61
Conclusiones.....		61
Recomendaciones		61
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		62
ANEXOS		64
Anexo I	Datos de los transformadores y de las cargas de las subestaciones Gran Panel y Santa Clara Industrial.....	64
Anexo II	Monolineales de los circuitos de Gran Panel, Santa Clara Industrial, Manuelita y Plaza de la Revolución	67
Anexo III	Características y datos técnicos de los dispositivos de protección utilizados en la automatización de la red.....	77
Anexo IV	Carga por bloques de los circuitos a los cuales se les realizará la automatización	82
Anexo V	Perspectivas de desarrollo de la ciudad Santa Clara	85
Anexo VI	Puntos de seccionalización de los circuitos	88

Anexo VII Curvas de tiempo para abrir contra múltiplo de la corriente de arranque .100

INTRODUCCIÓN

Las altas exigencias en la calidad del servicio de energía obligan a disponer de sistemas más seguros y flexibles que garanticen la menor cantidad de interrupciones posibles en el suministro de energía eléctrica. Para lograr este objetivo la automatización de los sistemas de distribución es prácticamente indispensable, constituyendo la piedra angular para el aumento de la eficiencia y capacidad de respuesta del funcionamiento de su red eléctrica. Además, la automatización de redes reduce el riesgo operativo, cuando es aplicada en forma sistemática y controlada dentro de la red de cada sistema.

Los sistemas eléctricos de distribución deben ser diseñados con un nivel de confiabilidad tal, que el riesgo de falla sea pequeño; sin embargo, cuando se presentan contingencias debe de restablecerse el servicio en el menor tiempo posible, para que así los tiempos de interrupción por usuario (TIU) no sean muy elevados y mejore el índice de confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico [1].

La implementación de sistemas autónomos en los circuitos de distribución ha sido siempre una necesidad de las compañías distribuidoras de energía eléctrica. Los circuitos de gran tamaño, ya sea por su larga distancia o por la gran densidad de clientes por kilómetro, realmente necesitan de una solución que de frente a la existencia de averías. Desde la creación de los primeros recerradores con operación electromecánica por parte de diferentes compañías como ABB, Schneider Electric y General Electric, se han implementado modelos autónomos en sus recerradores y seccionalizadores para su aplicación en líneas de distribución con el objetivo principal de seccionar la zona de falla y prestarle servicio eléctrico a las secciones restantes.

En la actualidad las grandes ciudades desarrolladas poseen un sistema de distribución automatizado, es un requisito indispensable para garantizar el servicio continuo de energía eléctrica. La tendencia de esta tecnología es ampliar su implementación hasta países en desarrollo. Los resultados obtenidos durante décadas reafirman la posibilidad de explotar esta tecnología obteniendo grandes beneficios económicos y energéticos.

Con el desarrollo de la Revolución Energética en nuestro país se han realizado un gran número de inversiones sobre las redes e instalaciones del Sistema Electroenergético Nacional, pues se han construido nuevas subestaciones de transmisión - distribución y se han incorporado las últimas tecnologías en el campo de las protecciones para ser empleadas

gradualmente en la automatización de subestaciones y redes eléctricas de distribución con el objetivo rector de reducir la magnitud de los indicadores de tiempo y frecuencia de las interrupciones en el servicio eléctrico.

Las redes de distribución en Cuba han llevado desde el 2005 un avance de mejoras técnicas, aunque hasta la fecha no se ha alcanzado su rehabilitación total y la incorporación de automáticas de redes constituye un tema novedoso aún. Por esa razón la necesidad de la realización de estudios que demuestren la efectividad de esta tecnología en nuestro país es imperiosa.

La Ciudad de Holguín es un ejemplo de aplicación de automática de redes en Cuba. Los primeros ensayos fueron instalados a finales del año 2012 y se utilizó tecnología de la compañía Schneider Electric con los recerradores Nu-Lec serie U [2].

El sistema eléctrico de la provincia Villa Clara está estructurado de la siguiente forma: la energía eléctrica procedente del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) llega a la misma a través de las subestaciones Santa Clara 220 kV y además se transfiere o se recibe energía a través de Placetas 110 kV, la cual está conectada a la parte oriental del SEN.

La conexión con las provincias vecinas: Sancti Spíritus y Cienfuegos, se hace por medio de las líneas Yaguajay - Remedios, Tuinicú - Placetas y Cruces - Santa Clara [3]. El municipio Santa Clara alimenta en casi toda su totalidad, su red de 13.8 kV a través de las subestaciones conocidas como Gran Panel y Santa Clara Industrial, abarcando la mayor parte de la zona suroeste de la ciudad.

Debido a la cercanía de las dos subestaciones se brinda una excelente posibilidad de interconexión entre sus circuitos, lográndose mantener los parámetros de operación en casi la totalidad de los mismos; esto flexibiliza la operación para brindar servicios en caso de averías y por lo tanto una mayor fiabilidad.

Antecedentes y Situación Problemática

- Cuando ocurre una avería en uno de los circuitos de distribución o en una de las subestaciones de 110/13.8 kV con que cuenta la ciudad de Santa Clara se quedan afectados la totalidad de los clientes asociados.
- Todas las operaciones para restablecer el servicio se ejecutan de forma manual y remota, promediando así altos tiempos de interrupción por usuario (TIU).

Problema Científico

¿Cómo implementar la automática en los circuitos de distribución de la Ciudad de Santa Clara para optimizar el tiempo de interrupción por usuario (TIU) y reducir la cantidad de clientes afectados ante situaciones de falla?

Objeto y Campo de investigación

- Objeto: Automática en circuitos de distribución.
- Campo: Automáticas y protecciones eléctricas en circuitos de distribución primaria.

Objetivo general

Implementar una automática en la red de distribución de la ciudad de Santa Clara que disminuya el tiempo de interrupción para los usuarios (TIU) y reduzca la magnitud de las afectaciones.

Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica sobre estudios de automatización, ajuste y coordinación de las protecciones en circuitos de distribución.
- Caracterizar los dispositivos de protección a utilizar, las redes de distribución y las subestaciones Santa Clara Industrial y Gran Panel, de la ciudad de Santa Clara.
- Realizar el diseño de una automática en los circuitos de distribución estudiados utilizando recerradores Nu-Lec, seccionadores VIT y relés MiCOM.
- Ajustar y coordinar las protecciones utilizadas en la automatización de la red.
- Implementar al menos un lazo automático.

Preguntas de investigación

- ¿Cuáles son los referentes bibliográficos relacionados con la automatización, ajuste y coordinación de las protecciones en circuitos de distribución?
- ¿Qué criterios utilizar para el diseño de la automática en los circuitos de distribución?
- ¿Cómo ajustar los dispositivos seleccionados en función de las características de las subestaciones y los circuitos?

Aportes del trabajo

Con el desarrollo de este trabajo se propone la implementación de una automática en la red de 13.8 kV de la ciudad Santa Clara que promueva una mayor eficiencia energética en la misma, disminuyendo el tiempo de interrupción por usuario y la energía dejada de servir.

Resultados esperados

Al implementarse la automática desarrollada en el proyecto se espera que haya una mejora considerable de la eficiencia energética en la red de distribución primaria de la ciudad Santa Clara.

Relevancia del trabajo

La automática de redes de distribución es un tema totalmente novedoso y de poco desarrollo en la ciudad Santa Clara, por lo que este proyecto constituirá un paso importante en el avance de ese aspecto.

Organización del informe

En el **Capítulo 1** se hace una revisión bibliográfica de todo lo referente a la automatización de redes eléctricas, específicamente redes de distribución primaria. Además se aborda respecto al estado del tema en Cuba.

En el **Capítulo 2** se realiza una caracterización de las subestaciones, los circuitos y los dispositivos de protección vinculados a la automatización que posteriormente se implementará.

El **Capítulo 3** se centra en la implementación de la automática de la red. Se realizaron todos los cálculos de ajuste y coordinación de los dispositivos para implementar una automática sobre la base de un esquema radial en cada uno de los circuitos analizados. También se implementó una automática de lazo entre los circuitos 166 y 31 de las subestaciones Gran Panel y Santa Clara Industrial respectivamente.

CAPÍTULO 1. Revisión bibliográfica

1.1 Introducción

Este capítulo está formado por 11 epígrafes, en los cuales se exponen toda una serie de aspectos teóricos relacionados con la automatización de redes eléctricas. En general, los epígrafes abordan a cerca de: las generalidades sobre la automatización de redes eléctricas, las ventajas y beneficios que lleva consigo implementarla, el estado actual de las tecnologías empleadas, las experiencias en Cuba relacionadas con el tema y su perspectivas de desarrollo, los criterios de selección para la automatización de las redes eléctricas, la implementación y funcionamiento de la automática en redes de distribución y los principales elementos que componen dicha automática; también se aborda respecto a la gran importancia que tienen las protecciones para garantizar el correcto funcionamiento de la automática. Luego, al finalizar el capítulo se exponen las conclusiones del mismo.

1.2 Generalidades sobre la automatización de redes eléctricas

El proceso de automatización en el ámbito eléctrico y específicamente en el área de distribución es una solución real, tangible y probable para cualquier estructura de empresa eléctrica, siendo este la piedra angular para el aumento de la eficiencia y capacidad de respuesta del funcionamiento de su red eléctrica. Además la automatización de redes reduce el riesgo operativo, cuando se aplica de forma sistemática y controlada dentro de la red de cada sistema.

Se entiende por automatización la aplicación de las técnicas y recursos necesarios para que el sistema en conjunto pueda ser operado y controlado remotamente, coordinando el uso de sus distintos elementos en tiempo real. En otras palabras es una combinación de sistemas automatizados que le permite a una empresa de energía, planear, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de su sistema eléctrico, en tiempo real o fuera de línea [4].

Por lo general, la implementación de un sistema de automatización se enfoca desde el punto de vista de su gasto y no desde el enfoque inversión versus beneficio. Se considera al sistema de automatización como otro elemento de la red, por tanto, también está expuesto a fallar.

Los aspectos básicos de la automatización de las redes de distribución tienen su razón de ser en el procesamiento de los principales datos vinculados con la operación de los circuitos

que parten de una subestación, con el fin de conocer su estado técnico y de poder tomar decisiones para operarlos de una forma más eficiente. Así, la automatización y la reconfiguración forman un todo sobre el cual descansan las demás acciones de las redes de distribución.

A pesar del auge que ha tomado el tema de la automatización de las redes de distribución, se puede afirmar que poco es lo que se ha hecho en nuestro país y en los países de la región, frente a otras áreas del mercado, tales como generación y transmisión, donde la automatización ha penetrado más fuertemente, a niveles tales que podríamos decir que hoy en día sería casi imposible concebir una planta de generación o una subestación de transmisión sin automatismo o telecontrol.

La tecnología digital con los avances alcanzados en las últimas décadas ha hecho posible la materialización de la automatización en las redes eléctricas. El abaratamiento de las computadoras y de los microprocesadores en general, ha puesto en manos de los ingenieros eléctricos nuevas herramientas para hacer de la automatización en la transmisión y distribución de la energía eléctrica un concepto realizable y factible con todos los beneficios asociados tanto a las empresas suministradoras como a los clientes.

Desde el punto de vista de los costos operativos, a medida que las organizaciones piensan en ser más livianas, la automatización de redes permanece a la vanguardia como un activador para lograr los objetivos de aligeramiento, principalmente en el recorte de los costos en términos de: aumento de la eficiencia, nivel superior de agilidad, calidad de servicio mejorada y reducción del riesgo [1].

El término "automatización", tiene un extenso significado y aplicaciones adicionales que se incrementan día a día. Constituye un sistema de comunicaciones en el nivel de distribución que puede controlar la carga del usuario y puede reducir la generación a través del sistema de control de carga. Además, puede significar no operar de forma manual la subestación de distribución, la cual puede ser controlada por un microprocesador localizado en la subestación misma, el cual puede continuamente: monitorear el sistema, tomar decisiones, emitir comandos y reportar cualquier cambio en el estado del Centro de Despacho de la Distribución, almacenarlos para su posterior uso, o desecharlos, dependiendo de la necesidad de dichos datos. Las nuevas tecnologías, permiten contar con sistemas más potentes, eficaces y más económicos, que los ofrecidos hace no más de una década, entre

los que se destacan: unidades terminales remotas inteligentes, sistemas de comunicaciones y equipos de maniobras [5].

Para cada uno de ellos hay una amplia oferta de diferentes fabricantes, pero es la evaluación de cada opción teniendo en cuenta el que guarde la mejor relación costo beneficio quien haga efectiva su elección. No siempre se cumple la premisa de que el más barato es el más económico. Esto debe entenderse evaluando en base a diversos aspectos, tales como: prestación, durabilidad, confiabilidad, etc.

Las redes de distribución se automatizan con el objetivo esencial de enfocar la inversión hacia los puntos de la red más conflictivos o de mayores fallos, de manera tal de poder controlar, supervisar y operar de forma automática en principio y asistido por un operador en segunda instancia.

Al hacer un enfoque hacia la optimización del uso de las redes de distribución, se puede plantear que la automatización de distribución es un aliado perfecto para lograr ese fin, aplicándolo en:

- Manejo y/o supervisión a distancia de:
 - Seccionalizadores.
 - Restauradores.
 - Reguladores de tensión.
 - Bancos de capacitores.
- Manejo y/o supervisión de subestaciones de:
 - Alta tensión.
 - Media tensión.
 - Baja tensión.

Empleando como medio la inteligencia aplicada en las redes y el uso de las facilidades que hoy dan los sistemas de comunicaciones [6].

1.3 Ventajas y beneficios de la automatización de redes eléctricas

La automatización de las redes puede lograr un aumento significativo de la eficiencia de las empresas eléctricas. Las fallas en los circuitos de distribución tienen un costo elevado no solo para los consumidores sino también para las empresas y se manifiestan en aspectos tales como [7]:

- Costo de mantenimiento.

- Reducción de la facturación.
- Multas.
- Costo social.
- Imagen de la Empresa Eléctrica.

Resulta posible enumerar una serie de beneficios tangibles e intangibles, directos e indirectos, mensurables y no tan mensurables, que van a dejar en claro que la automatización produce un beneficio a mediano y largo plazo.

En realidad, el beneficio siempre tiende a ser medido en valores monetarios, puesto que de ese modo se pueden tomar decisiones más fácilmente, es más sencilla la justificación, obviamente, el objetivo es maximizar el beneficio monetario de la empresa [3, 6].

Comenzando a enumerar los beneficios tangibles, directos y mensurables, se dice que la inversión en automatización en el campo de la distribución, desde el momento de su implementación, produce beneficios en materia de:

- Reducción en los tiempos de intervención.
- Reducción en las horas hombre de asistencia.
- Reducción de los tiempos de indisponibilidad.
- Reducción de la energía no suministrada.
- Reducción de montos en las multas, como consecuencia de los dos puntos anteriores.
- Reducción de fraudes.

A lo antes enunciado se le deben sumar aspectos no tangibles pero que en muchos de los casos son de real importancia, tales como:

- Aumento de la vida útil de las instalaciones y cuidado de los activos de la empresa.
- Mejora de la imagen empresarial.
- Mejora de las relaciones con la comunidad.
- Mejora en la operatividad de la empresa.
- Redistribución de tareas entre el personal, orientándolas a servicios para usuarios.
- Un mejor análisis del comportamiento de la red eléctrica.

Todos estos aspectos deben ser tomados en cuenta al momento de evaluar un proyecto de automatización, ya que en todos los casos, muestran que la inversión realizada es de fácil recuperación y en un periodo de corto a mediano plazo, pero que perdurará en el tiempo como una inversión genuina y un salto en la modernidad de la empresa [3].

1.3.1 Impactos de la automatización en la eficiencia de las empresas eléctricas

Entre los impactos de la automatización en la eficiencia de las empresas eléctricas se pueden mencionar [3, 4]:

- Interfaces intuitivas para el usuario.
- Procesamiento de datos.
- Estrategias de control definidas por el usuario.
- Localización de datos en tiempo real.
- Manejos de puntos de ajustes.
- Obtención de información de situaciones y problemas.
- Obtención de datos históricos para informes.
- Manejo de elementos de distribución automática.
- Conectividad.
- Inteligencia y flexibilidad para enfrentar necesidades actuales y futuras.

Las fallas en los circuitos de distribución tienen un costo elevado no solo para los consumidores sino también para las empresas y se manifiestan en aspectos tales como:

- Costo de mantenimiento.
- Reducción de la facturación.
- Multas.
- Costo social.
- Imagen de la empresa eléctrica.

La estadística mundial indica que el costo del kWh no distribuido es elevado y el costo del mantenimiento se debe principalmente a:

- Tiempo de localización de la falla.
- Personal de mantenimiento.
- Equipos de mantenimiento.
- Piezas de repuesto.
- Tiempo del mantenimiento.

Debido a esto la automatización de los sistemas es prácticamente indispensable y ha producido excelentes resultados en las empresas de energía que la han implementado. En la actualidad se están haciendo importantes esfuerzos en hardware, software y en sistemas de

comunicación para automatizar los sistemas eléctricos a gran escala, los cuales normalmente incluyen entre sus funciones:

- Reconfiguración de los alimentadores o circuitos de distribución.
- Gestión de capacitores fijos y variables.
- Gestión de cargas.
- Restauración automática del servicio.
- Regulación de la tensión.

En todos los casos se deben aplicar métodos técnico – económicos de evaluación de la fiabilidad en las redes de distribución radiales, para lo que se requiere de:

- Historia de las fallas de los circuitos de dicha red.
- Obtención de indicadores de fiabilidad que midan [7].

1.3.2 Beneficios de la implementación de la automática de redes eléctricas en Cuba

La implementación de esta tecnología en nuestro país sería un gran paso de avance en el desarrollo de la ingeniería de distribución y su correcto uso y explotación traerían consigo muchas ventajas económicas de frente al usuario final que es el que realmente se ve afectado al ocurrir una avería. Un correcto estudio de implementación mejoraría significativamente la eficiencia energética ya que la energía dejada de servir frente a una avería sería reducida. Realmente la factibilidad en la implementación de estos esquemas está relacionada con el TIU, la energía dejada de servir (EDS) y el costo tecnológico.

Esta tecnología es implementada en países del primer mundo elevando los índices de calidad del servicio eléctrico. Seguidamente se presentan algunos beneficios generales que se originarían con la implementación de automáticas de redes en nuestro país:

- Reducción del TIU.
- Reducción de la EDS.
- Disminución de los tiempos de manipulación y operaciones en el SEN.
- Mayor respaldo energético.
- Confiabilidad en el sistema eléctrico.
- Adaptabilidad de configuraciones en los circuitos en casos de contingencia [2].

1.4 Tecnologías actuales

Las grandes compañías de electricidad y de servicio a la electricidad como ABB, Schneider Electric, General Electric y Siemens, han desarrollado un gran número de prototipos de

Recerradores y Seccionalizadores útiles para los diferentes tipos de tensiones aplicados en las redes de distribución y subtransmisión de energía eléctrica.

La forma de aplicar y configurar estos dispositivos en las redes han masificado su uso en topologías de lazo, es decir: circuitos de distribución con dos fuentes de alimentación. Se usa mayoritariamente a lazo abierto, donde en este punto que preferiblemente es ubicado en el centro de carga de los circuitos posee el elemento más importante de la automática, el denominado enlace. El elemento de enlace puede ser un recerrador o un seccionalizador, el recerrador con función de enlace al sensor ausencia de tensión en uno de sus extremos cerraría después de un tiempo programado, realimentando el circuito sin alimentación. El mismo tiene la posibilidad de cerrar contra falla ya que está construido principalmente con ese fin. El seccionalizador no está construido para realizar cierres contra falla pero su relé maestro tiene lógicas de eventos programadas capaces de determinar en qué parte del esquema de distribución se encuentra la falla y si debe cerrar para restablecer el servicio o mantenerse abierto para no ejecutar un cierre contra falla que pueda dañar la vida útil del disyuntor primario [2].

1.5 Experiencias y perspectivas de desarrollo en Cuba

La implementación de esta tecnología en Cuba es realmente novedosa, solo en la provincia de Holguín se cuenta con esquemas de automática funcionando correctamente. Los esquemas instalados hasta el momento son sobre la base de recerradores en los cuales se han obtenido resultados positivos. También se han realizado esquemas de automáticas de redes con presencia de generación distribuida. Hoy existe una gran confianza en la operación automática de estos esquemas y las interrupciones y afectaciones a los clientes se han reducido significativamente en los lugares que se ha implementado. Por ejemplo: la ciudad Holguín cuenta con 4 esquemas de automática y en el año 2012 se realizaron 14 operaciones satisfactorias donde se le restableció el servicio eléctrico a la mitad de los usuarios conectados a un circuito en avería. En el año 2013 se han registrado 27 operaciones satisfactorias con las mismas características expuestas anteriormente.

La UNE ha planificado desarrollar para el año 2014 la puesta en servicio de un gran número de recerradores y seccionalizadores en todo el país. Hoy esta entidad está apostando a la reducción del TIU en los circuitos primarios con la implementación de esta tecnología [2].

1.6 Criterios de selección para la automatización de redes eléctricas

Cuando se va a automatizar un sistema de distribución, normalmente solo una porción del mismo debe seleccionarse, puesto que es muy común que existan secciones que no requieran de esta herramienta, tales como los tramos que atienden cargas supremamente bajas muy aisladas o de poca importancia.

Los aspectos principales a tener en cuenta para la selección de la porción del sistema que se va a automatizar y en particular de los alimentadores a ser incluidos son los siguientes:

- Proyección de venta de energía del circuito.
- Energía dejada de vender de acuerdo a fallas registradas.
- Número de interrupciones registradas.
- Importancia de las cargas conectadas en el alimentador.
- Cargabilidad del alimentador.
- Clasificación de las cargas: industrial, comercial y residencial, esta última por estratos.
- Costo del mantenimiento.
- Accesibilidad de los alimentadores para mantenimiento.

De acuerdo a resultados de empresas con sistemas automatizados, se recomienda iniciar un proceso de este tipo, mediante la selección de un prototipo, el cual permita recoger experiencias importantes antes de acometer una automatización global para un sistema de distribución. En este caso la muestra se selecciona de manera que ella sea representativa y especialmente que tenga cargas importantes tales como las de escenarios deportivos, hospitales, estaciones de policía, colegios, universidades y centros comerciales [1].

1.7 Implementación de la automática en redes de distribución

Los lineamientos para la automática de redes planteados por la Unión Nacional Eléctrica (UNE) hasta el 2015 plantean que se hace necesaria la implementación de un sistema de control a distancia, que integre una gran cantidad de recerradores, seccionadores, indicadores de fallas, relés de protección y registradores integrados en el mismo, pues esto permite reducir notablemente los tiempos de reposición del servicio [8].

Para ello se cuenta además con los beneficios asociados a la capacidad de gestión de información técnica que brinda el sistema, así como la metodología de integración de datos de operaciones en tiempo real con el sistema de gestión de contingencias.

De acuerdo a lo indicado en los párrafos precedentes, la implementación de la metodología para automatizar un sistema de distribución puede tener las siguientes etapas [1, 2]:

- El análisis de la topología existente para determinar una mejor condición de operación de la red, que conlleve menos pérdidas en su operación sin violar los niveles de tensión exigidos por la empresa de energía correspondiente.
- La selección de las fronteras más apropiadas de manera que al menos haya una entre cada par de alimentadores. En cada frontera debe ubicarse un interruptor o un dispositivo de corte de seccionamiento.
- Ubicación de dispositivos de corte de seccionamiento entre los puntos de frontera y las subestaciones, que permitan mantener la radialidad de los sistemas de distribución. Al menos debe haber un dispositivo de corte entre la frontera y la subestación pero en sistemas grandes el número puede llegar a ser mayor, típicamente del orden de 10.
- Implementación de módems en los “switches” de manera tal que ellos puedan ser comandados remotamente por un operador desde un centro de control.
- Implementación del sistema SCADA para adelantar labores de mapeo, control de eventos y registro estadístico de las condiciones de operación.
- Implementación de la operación automatizada mediante la instalación un paquete de software, con el fin de lograr el máximo beneficio de la red.

La operación de los dispositivos automáticos podrá ser controlada de forma manual remota desde el Despacho de Distribución permitiendo una mayor facilidad en la operación del sistema. No obstante ante una falla en una sección determinada de un alimentador los dispositivos deberán operar en perfecta coordinación con el relé de recierre de la subestación y con los fusibles u otro dispositivo de los ramales que existan dentro de esa sección del circuito. Cuando se integre todo el sistema, un dispositivo inteligente ubicado en la subestación será el encargado del control de la operación automática, lo que posibilitará el cierre del alimentador con la falla ya aislada evitando el desgaste del interruptor en la subestación y eliminando posibles averías en cables, conexiones e interruptores al circular por ellos durante menos tiempo y menor cantidad de veces la corriente de falla [1].

1.8 Principales elementos que componen un sistema automático de distribución

Entre los principales elementos que se pueden encontrar en un sistema automático de distribución están [8]:

- Equipos de operación (interruptores automáticos, recerradores, seccionadores, etc.).
- Sistema de Control Supervisado y Adquisición de Datos (SCADA).
- Sistema de comunicaciones.
- Hardware instalado en centros de control.
- Paquetes de aplicación (Software).

1.8.1 Recerradores

El restaurador automático, también conocido como recerrador, es un interruptor monofásico o trifásico de alta tensión que contiene aceite y que tiene un mecanismo de disparo directo y otro de recierre, así como un sistema hidráulico auxiliar que controla su operación. Se logra de esta forma realizar, en un equipo compacto, las funciones de detección del fallo, interrupción de la corriente y recierre, en una secuencia que por lo general incluye, como máximo, cuatro recierres y cinco aperturas o disparos. El restaurador da así la posibilidad de que se eliminen los fallos transitorios, y solamente quede definitivamente abierto en caso de un fallo permanente. Cuando ocurre el recierre exitoso para un fallo transitorio el sistema hidráulico de conteo de operaciones del restaurador se reposiciona automáticamente, y el equipo queda listo para iniciar una nueva secuencia de operación; cuando el restaurador queda definitivamente abierto por causa de un fallo permanente, es necesario reposicionarlo manualmente. Adicionalmente a esto, el restaurador da la posibilidad de apertura y cierre manuales para interrumpir y reestablecer corrientes normales de carga.

El restaurador tiene varias características de tiempo continuo diferentes, una de las cuales es instantánea, mientras que las restantes son con retardo de tiempo (del tipo de tiempo inverso).

La secuencia de operación del restaurador puede comprender de uno a cinco disparos (a elección del usuario), con sus correspondientes recierres, excepto para el último disparo, en que el recierre no se efectúa. El tiempo de espera de cada recierre es de aproximadamente de un segundo. En cada secuencia, todos los disparos pueden hacerse sobre una misma

característica de tiempo continuo, o pueden hacerse varios disparos instantáneos y varios sobre una de las características de retardo de tiempo. El número total de disparos y el número de disparos rápidos se fijan fácilmente mediante selectores externos del restaurador; la selección del tipo de característica de tiempo continuo con retardo de tiempo implica la necesidad de hacer modificaciones en el sistema hidráulico que regula el tiempo de operación [9].

1.8.2 Seccionalizadores

El seccionalizador es un dispositivo que, sin tener capacidad de interrupción, es capaz de eliminar un fallo permanente en una sección dada del circuito, cuando se usa en combinación con otro dispositivo de protección que tenga recierre, como por ejemplo, un restaurador.

Por su estructura constructiva se asemeja al restaurador, su sistema hidráulico simplemente funciona como un contador de las veces que la corriente de fallo aparece y desaparece (por efecto de la operación del restaurador), y ordena la apertura del seccionalizador en un momento en que no hay corriente. El número de conteos necesarios para la apertura es un parámetro del seccionalizador que puede ser ajustado por el usuario mediante un selector externo del equipo [9].

1.9 Funcionamiento de la automática en redes de distribución

En este epígrafe se realizará una explicación de las principales configuraciones que pueden adoptarse entre cada uno de los dispositivos que componen las automáticas de redes. Cada esquema tiene característica y funciones diferentes pero su objetivo sigue siendo el mismo, seccionalizar la zona de falla.

1.9.1 Esquemas de automática de redes en los sistemas de distribución

Existen varios tipos de esquemas para la implementación de automáticas de redes. A continuación se muestran los más conocidos, que son los esquemas radiales y los lazos abiertos en combinación con seccionalizadores y recerradores. Esos esquemas son recogidos por la Unión Nacional Eléctrica en los lineamientos de la Dirección de Distribución para la Implementación de la Automática de Redes [2].

a) Esquemas radiales

Los esquemas radiales, Figura 1.1, son los más sencillos de implementar por lo tanto el ajuste de los dispositivos de una automática para un sistema radial es también simple ya que solo importa el análisis de la secuencia de un solo recerrador en este caso. De esta forma cada seccionador controla una sección de circuito, si una secuencia de sobrecorriente con hueco de tensión es analizada por alguno de ellos este dispara, queda aislada la falla y se interrumpe el servicio eléctrico en la zona fallada [2].

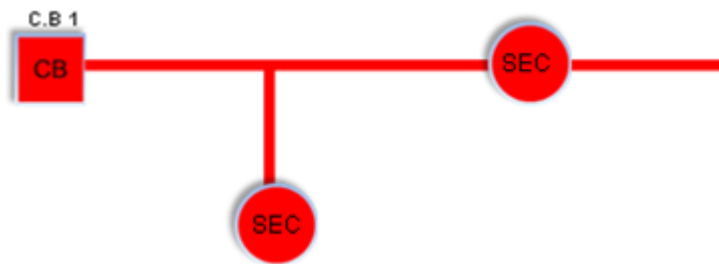


Figura 1.1. Esquema Radial.

Operación del esquema

- Ante una falla, el interruptor de la subestación o el recerrador en línea disparan y recierran automáticamente mientras los seccionadores cuentan las operaciones.
- El interruptor CB de la subestación limpiaría las fallas entre la subestación primaria y el seccionador en línea y este último lo haría aguas abajo abarcando todo el tramo de la carga que protege.
- El seccionador inmediato superior a la falla abre en el tiempo muerto (según su ajuste) y con el siguiente recierre queda restablecido automáticamente el servicio en las secciones superiores.
- Una vez resuelta la falla se restablece el servicio a las secciones falladas manualmente o de manera remota según el caso [8].

b) Esquemas a lazo abierto con seccionador de enlace

La configuración a lazo abierto, Figura 1.2, es uno de los esquemas más usados en el mundo, este esquema permite garantizar el servicio eléctrico de diferentes fuentes de alimentación. En este ejemplo el elemento principal es el seccionador de enlace, este juega un papel muy importante en la operación de este sistema ya que mediante él se suministra energía a la sección no fallada. El mismo tiene que estar ajustado para coordinar

con las funciones de los demás elementos y a la vez discriminar si la falla fue en la sección más cercana a él o correspondiente a otro seccionizador [2].

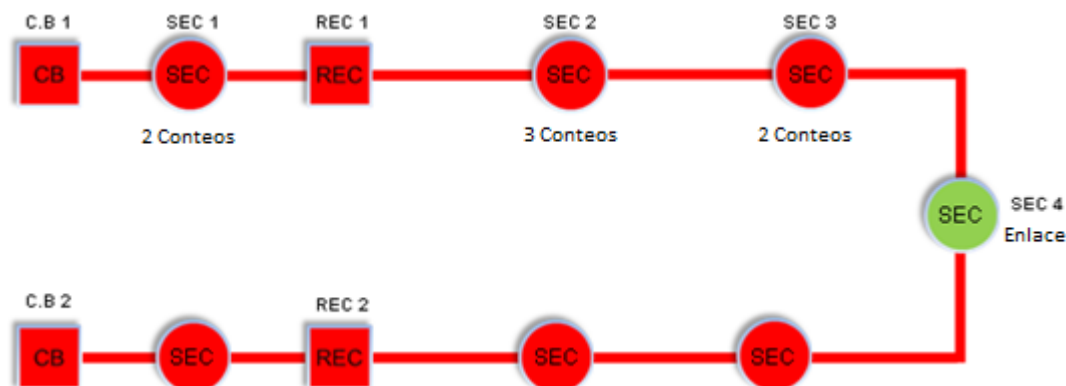


Figura 1.2. Esquema a lazo abierto con seccionizador de enlace.

Operación del esquema

- La secuencia de operaciones se realiza con la misma lógica del esquema anterior.
- Dependiendo de la ubicación de la falla se puede abrir el seccionador inmediato inferior aislando la misma.
- Se reconfiguran las protecciones de los interruptores de las subestaciones, de ser necesario.
- Se cierra el seccionizador de enlace para dar servicio a las secciones posteriores a la falla.
- Una vez resuelta la falla se abre el enlace y se cierran los seccionadores abiertos de forma manual o remota para retornar la red a su configuración normal [8].

c) Esquemas a lazo abierto con recerrador de enlace

Anteriormente se mencionó el sistema a lazo abierto pero con seccionizador de enlace, ahora veremos cómo funciona con un recerrador de enlace. En este esquema sigue siendo el elemento fundamental el enlace, que en este caso es un recerrador, Figura 1.3. Su posibilidad de actuar frente a fallas le permite realizar un cierre en caso de que esta se encuentre en su sección más cercana, provocando así que se produzca otro recierre más en el sistema probando dicha sección. Esta configuración tiene otra ventaja y es en el caso de que una de las fuentes perdiera el servicio eléctrico por problemas aguas arriba de los alimentadores de las subestaciones, el enlace rehabilitaría el servicio al circuito completo. Esto no es posible en el esquema anterior porque los conteos del enlace seccionizador para realizar el cierre tienen que ser mayor que 1 para poder restablecer una sección en falla

y para rehabilitar el circuito completo por la salida de una subestación tendría que tener 1 en su conteo por lo que entra en contradicción su algoritmo [2].

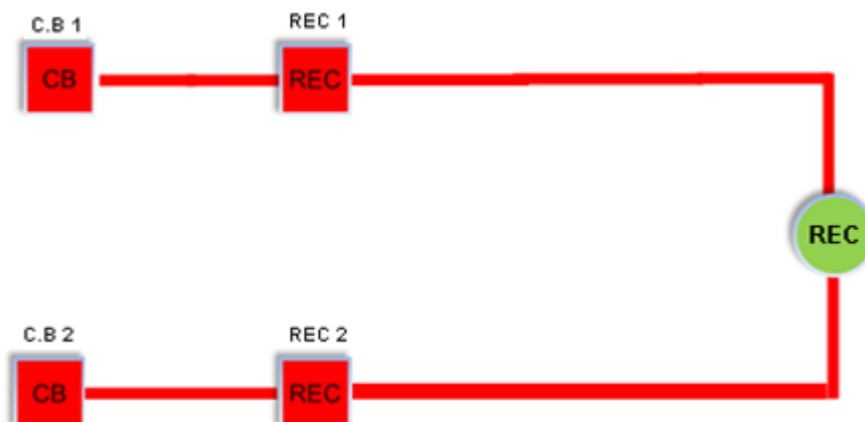


Figura 1.3. Esquema a lazo abierto con recerrador de enlace.

Operación del esquema

- La secuencia de operaciones se realiza con la misma lógica del esquema anterior.
- Dependiendo de la ubicación de la falla se puede abrir el seccionador inmediato inferior aislando la misma.
- Se reconfiguran las protecciones de los interruptores de las subestaciones, de ser necesario.
- Se cierra el recerrador de enlace para dar servicio a las secciones posteriores a la falla.
- Una vez resuelta la falla se abre el enlace y se cierran los seccionadores abiertos de forma manual o remota para retornar la red a su configuración normal [8].

d) Esquema mixto

Realmente la complejidad de este esquema, Figura 1.4, es mucho mayor a lo de los expuestos anteriormente pero su gran ganancia está en que realmente cumpla con las necesidades de los clientes, el objetivo siempre será disminuir la cantidad de usuarios afectados por una avería en la línea y en la práctica está demostrado que muchos esquemas tienden a convertirse en mixtos debido al crecimiento poblacional y a las demandas energéticas de las zonas en desarrollo [2].

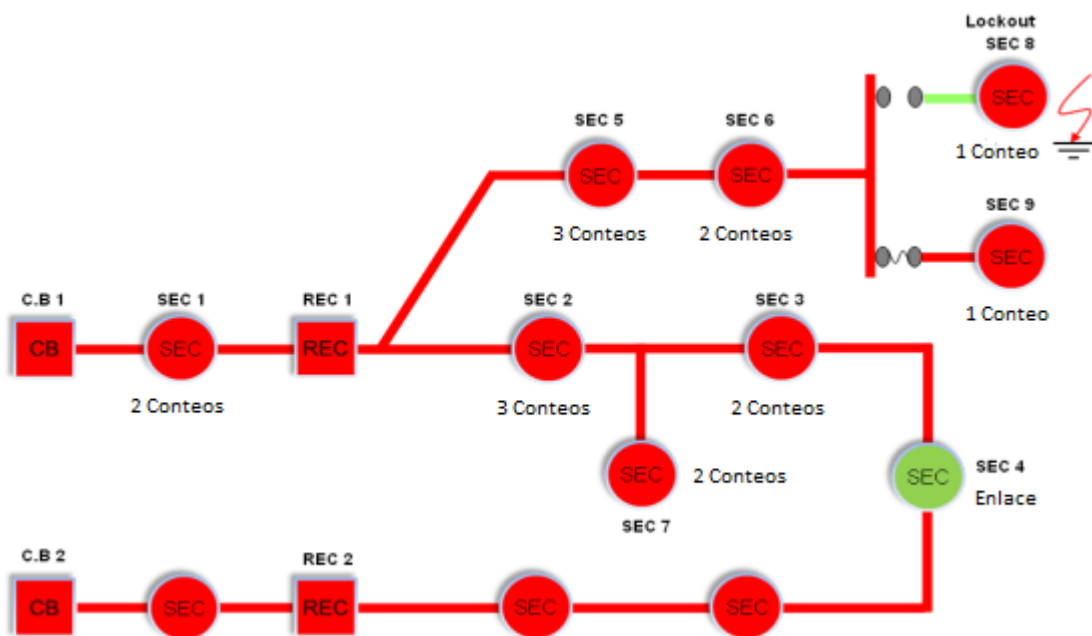


Figura 1.4. Esquema mixto.

1.10 Protecciones eléctricas y automáticas

Unos de los temas imprescindibles para poner en correcto funcionamiento una automática de redes es el criterio de las protecciones del sistema electroenergético. Este es de vital importancia porque de él depende la vida útil de los elementos del sistema. Para desarrollar este elemento es necesario seguir las siguientes especificaciones [10]:

- Estudiar la tecnología a utilizar. Debe hacerse un análisis de la tecnología que se utilizará para la implementación de la automática, muchos fabricantes desarrollan recerradores y seccionadores, hay que realizar una evaluación tecnológica teniendo en cuenta sus funciones, normas y el factor económico.
- Estudiar las condiciones del sistema electroenergético. Debe de realizarse un estudio detallado de los elementos de las redes eléctricas que intervienen en la automática como:
 - Subestaciones: capacidad, cantidad de circuitos, monolineal.
 - Transformadores: grupo de conexión, capacidad.
 - Líneas: calibre, material, longitud.
 - Monolineal general.
 - Capacidad de transferencia entre circuitos.
 - Perfil de cortocircuito.

- Flujo de carga.
- Estabilidad del sistema electroenergético.
- Cálculo de ajuste de las protecciones. Este elemento define el correcto funcionamiento de la automática, los elementos de protecciones de la automática tienen que coordinar con los elementos de protecciones de las subestaciones, elementos a tener en cuenta a realizar este proceso:
- Cálculo de ajuste de las funciones de automática. Los recerradores y seccionalizadores a parte de la programación necesaria para que actúen las funciones de protecciones poseen ajustes para poder operar por si mismos en el esquema de automáticas, estas funciones deben tener tiempos superiores a la operación de las protecciones, se incorpora la premisa de primero las protecciones y después la automática distribuida.

1.11 Conclusiones

El proceso de automatización de redes eléctricas permite optimizar el servicio y mejorar la eficiencia con mínimos costos de operación, alto nivel de confiabilidad y disminución de la frecuencia y del tiempo de las interrupciones; por lo que es factible desempeñar la automatización en la red de 13.8 kV de la ciudad Santa Clara.

CAPÍTULO 2. Caracterización de las subestaciones, los circuitos y los dispositivos de protección vinculados a la automatización

2.1 Introducción

Este capítulo está formado por seis epígrafes, en los cuales se exponen los materiales y los métodos utilizados para realizar la automatización de la red de distribución del municipio Santa Clara. En general, los epígrafes abordan a cerca de: las características de las dos subestaciones que son objeto de estudio en el trabajo, las características de los 12 circuitos de distribución a los cuales se les realizará la automatización y los dispositivos que serán utilizados en la automatización de la red de distribución, díganse recerradores Nu-Lec, seccionalizadores VIT y relés MiCOM. Luego, al finalizar el capítulo se exponen las conclusiones del mismo.

2.2 Caracterización de las subestaciones

El sistema eléctrico de la provincia Villa Clara está estructurado de la siguiente forma: la energía eléctrica procedente del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) llega a la misma a través de las subestaciones Santa Clara 220 kV y además se transfiere o se recibe energía a través de Placetas 110 kV, la cual está conectada a la parte oriental del SEN como se muestra en la Figura 2.1 [3].



Figura 2.1. Red de 110 kV de la provincia Villa Clara.

La conexión con las provincias vecinas: Sancti Spíritus y Cienfuegos, se hace por medio de las líneas Yaguajay - Remedios, Tuinicú - Placetas y Cruces - Santa Clara. El municipio Santa Clara alimenta en casi toda su totalidad, su red de 13.8 kV a través de las

subestaciones conocidas como Gran Panel y Santa Clara Industrial, abarcando la mayor parte de la zona suroeste de la ciudad. Por otro lado, una pequeña porción de dicha red se alimentada desde otras dos subestaciones conocidas como Manuelita y Plaza de la Revolución [11]. Debido a la cercanía que existe entre esas subestaciones se brinda una excelente posibilidad de interconexión entre sus circuitos, lográndose mantener los parámetros de operación en casi la totalidad de los mismos; esto flexibiliza la operación para brindar servicios en caso de averías y por lo tanto una mayor fiabilidad.

2.2.1 Subestación Gran Panel

La subestación llamada Gran Panel, que también es conocida como la Rusa, es una subestación 110/13.8 kV de nuevo tipo, que alimenta seis circuitos de la ciudad Santa Clara, como se muestra en la Figura 2.2 [11]. La misma está ubicada en la Circunvalación a 400 m de la Rotonda de la Autopista Nacional, entre Autopista Nacional y Carretera a los Caneyes, donde antiguamente se situaba la Fábrica de Paneles de Hormigón “Gran Panel”.

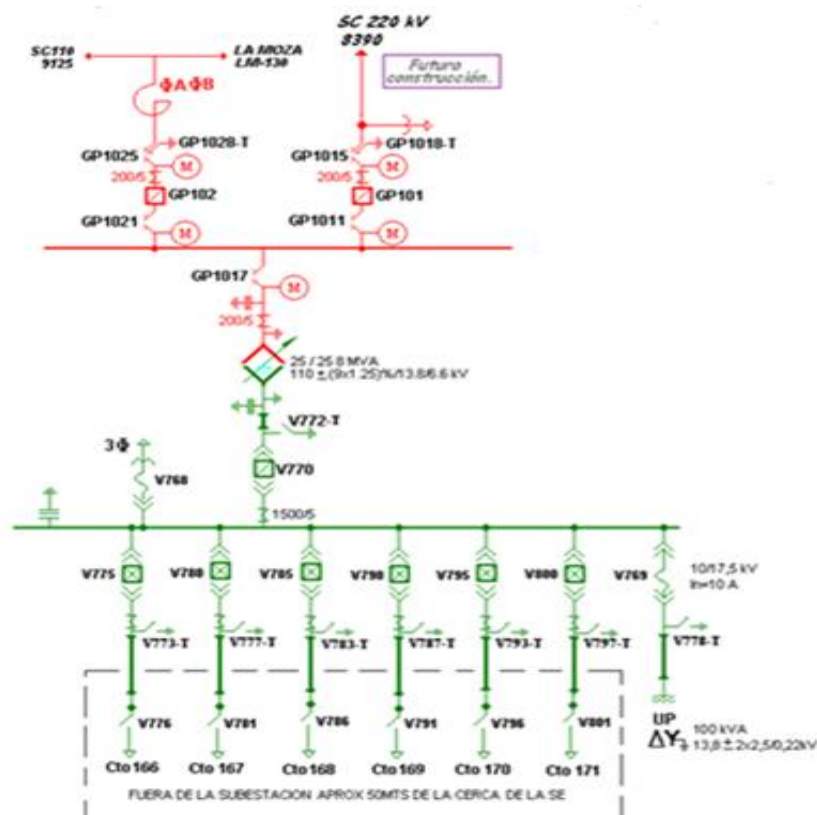


Figura 2.2. Subestación Gran Panel.

Se conecta al SEN desde una barra simple, mediante las líneas 9125 (la Moza - Hanabanilla) y la línea 8390 procedente de la subestación Santa Clara 220 kV a través de los interruptores GP101 y GP102 respectivamente. Ella, está equipada con un transformador de 25 MVA con aislamiento clase A, sumergido en aceite para operar a potencia de 15 MVA con enfriamiento natural (ONAN) y de 25 MVA con ventilación forzada de aire para una temperatura ambiente máxima de 308.15 K (35 °C); el resto de los datos aparecen en la Tabla II.1 del Anexo II. Posee una sala de control donde se encuentra una barra colectora de 13.8 kV, siete interruptores extraíbles de los cuales uno hace la función de totalizador y los restantes controlan a seis circuitos de salida que distribuyen la energía en una amplia zona residencial de la ciudad; en esta sala también se encuentran los paneles de mando, protección, automática, medición y señalización, así como los tableros de servicios propios de corriente alterna de 220 V, 60 Hz y de corriente directa operativa de 125 V [11].

2.2.2 Subestación Santa Clara Industrial

La subestación llamada Santa Clara Industrial, se caracteriza por estar equipada con dos transformadores de 25 MVA, uno de 110/34.5 kV con aislamiento clase A, sumergido en aceite para operar a potencia de 15 MVA con enfriamiento natural (ONAN) y de 25 MVA con ventilación forzada de aire para una temperatura ambiente máxima de 308.15 K (35 °C), Tabla II.3 del Anexo II y otro de 110/13.8 kV con aislamiento clase A, sumergido en aceite para operar a potencia de 15 MVA con enfriamiento natural (ONAN) y de 25 MVA con ventilación forzada de aire para una temperatura ambiente máxima de 308.15 K (35 °C), Tabla II.1 del Anexo II; que al igual que Gran Panel constituye una subestación de nuevo tipo. Dichos transformadores alimenta a Sakenaf, Placetas y Santa Clara por 34.5 kV y a seis circuitos del municipio Santa Clara por 13.8 kV respectivamente. Dicha subestación está situada al sureste de la ciudad Santa Clara y puede conectarse al SEN a través de Santa Clara 110 kV por el interruptor 9385 y a través de la línea del 8340 procedente de Textilera 110 kV, por el interruptor 8553, como se puede observar en la Figura 2.3 [11].

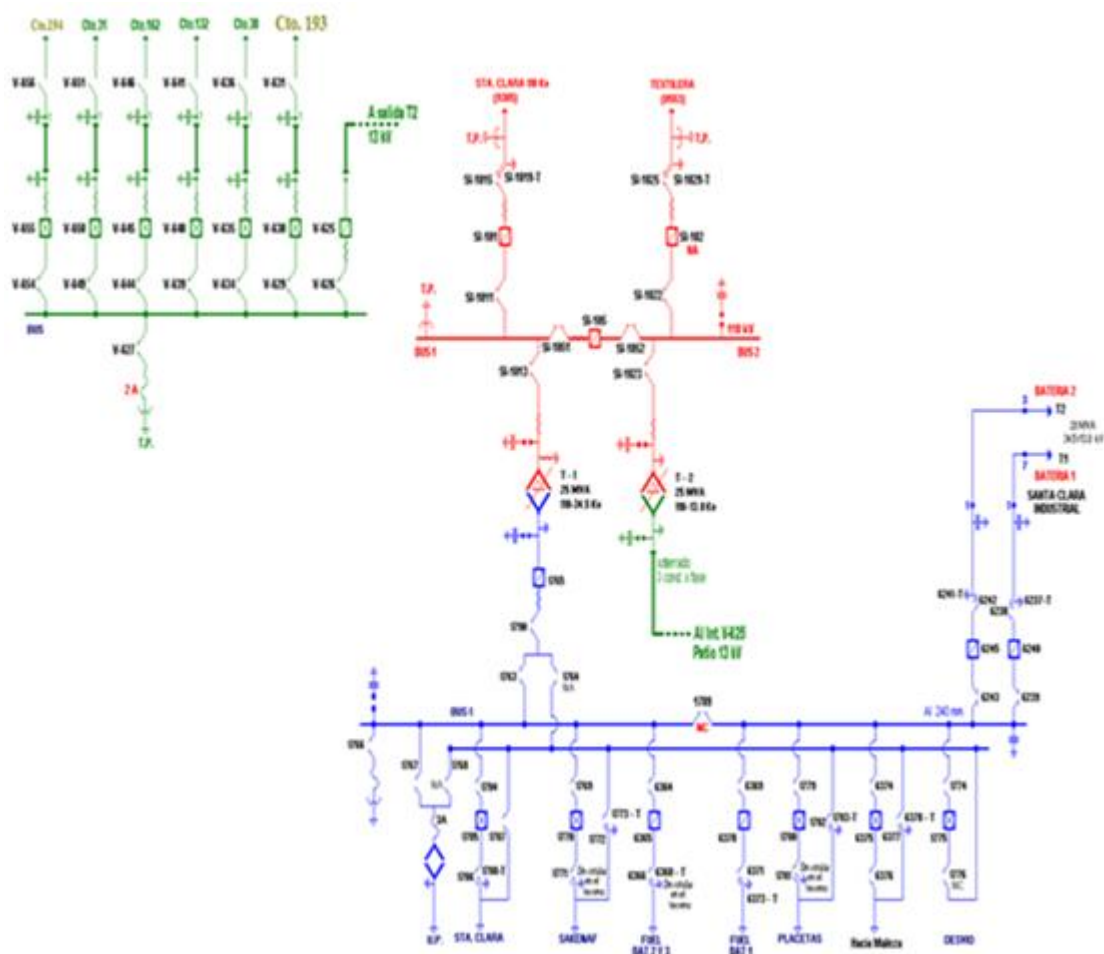


Figura 2.3. Subestación Santa Clara Industrial.

Las líneas de 110 kV enlazan las subestaciones Santa Clara 110 kV y Santa Clara 220 kV, esta última a través de la derivación con Textilera 110 kV. La entrada de ambas líneas a las barras de 110 kV de la subestación se realiza mediante dos interruptores de potencia, con cuya operación se definen las condiciones de alimentación por 110 kV. En este sentido se puede decir que la operación normal para la barra de 110 kV está dada por permanecer cerrado el interruptor SI-101, que enlaza a través de la línea del 9385 con Santa Clara 110 kV y en reserva el SI-102, que enlaza a través de la línea del 8553 con Textilera 110 kV. También por sus condiciones particulares esta subestación presenta dos barras de 110 kV, las cuales se encuentra unidas mediante la operación normalmente cerrada de un interruptor de enlace de barra, que para este caso particular es el SI-105, formando así un esquema de secundario selectivo, Figura 2.3; con el objetivo de dar una alta fiabilidad en cuanto a continuidad del servicio se trata, debido a la gran importancia que tienen las cargas a las

cuales esta suministra energía eléctrica, ya que son consideradas como cargas de primera categoría, como es el caso de los hospitales más importantes de la provincia (Materno Infantil, Clínico - Quirúrgico y Cardiocentro) y de receptores industriales como el Frigorífico, Planta de Oxígeno y Pasteurizadora.

Además, Santa Clara Industrial constituye un importante nodo de generación en el cual están presentes emplazamientos de Generación Distribuida tanto de tecnología Fuel - Oíl como Diésel con una capacidad total máxima de generación de 6.8 MW y 15.1 MW respectivamente, Tablas II.5 y II.6 del Anexo II; así como un parque fotovoltaico con una capacidad total máxima de generación de 960 kW, Tabla II.7 del Anexo II.

La generación Fuel - Oíl conecta sus tres baterías a la barra de la subestación mediante los interruptores 6365 y 6370, Tabla II.5 del Anexo II; la generación Diésel conecta sus 2 baterías a la barra de la subestación mediante los interruptores 6240 y 6245, Tabla II.6 del Anexo II y el parque fotovoltaico se conecta a la barra de la subestación mediante el interruptor 1770, Tabla II.7 del Anexo II [11].

2.3 Caracterización de los circuitos

Los circuitos a los que le será implementada la automatización de su sistema de protecciones, son los responsables de suministrar la energía eléctrica a la red de distribución primaria del municipio de Santa Clara en casi toda su totalidad, como anteriormente se había mencionado. En general, son 12 circuitos los que serán analizados; de ellos cuatro proceden de la subestación Gran Panel, seis de Santa Clara Industrial y los dos circuitos restantes se alimentan desde dos subestaciones independientes conocidas como Manuelita y Plaza de la Revolución. Si los 12 circuitos son analizados en conjunto, se evidenciará con mayor fuerza su vital importancia, razón por la cual se hace necesario aumentar la fiabilidad de los mismos a través de su seccionalización y la automatización de su sistema de protecciones. En total ellos se caracterizan por alimentar una carga del tipo Mixta - Residencial, brindan servicio a 28888 clientes y su cargabilidad oscila entre 0.3 MW y 3 MW, Tabla II.8 del Anexo II; destacándose entre todos ellos el circuito 169 de Gran Panel, con una carga de 3 MW y 4774 clientes, Tabla II.2 del Anexo II [11].

2.3.1 Circuitos procedentes de Gran Panel

La subestación conocida como Gran Panel tiene conectada a su barra de salida 6 circuitos, pero de ellos solo los circuitos 166, 168, 169 y 170 son objeto de estudio debido a que son

los únicos que tienen posibilidad de enlace con circuitos procedentes de las subestaciones Santa Clara Industrial, Manuelita y Plaza de la Revolución. Los mismos se conectan a la subestación a través de los interruptores V-775, V-785, V-790 y V-795 respectivamente, y llevan encomendada bajo su responsabilidad suplir de energía eléctrica una amplia zona residencial de gran importancia social y de desarrollo futuro, que recoge gran parte de la región sur y suroeste del municipio Santa Clara. En general la carga de esos circuitos oscila entre los 1 MW y 3 MW para un total de 7266 clientes; además, la carga que estos alimentan se caracteriza por ser del tipo Mixta - Residencial, Tabla II.2 del Anexo II.

El circuito 169, Figura 2.4, se destaca por encima del resto de los circuitos, debido a su gran tamaño, número de clientes y magnitud de carga, pues su carga instalada es de 3 MW, para un total de 4774 clientes. El mismo comienza en la subestación Gran Panel, recorriendo la parte sur de la ciudad sin alejarse de la Circunvalación, hasta la calle Roble. De ahí, cambia su dirección hacia el centro de la ciudad, recorriendo la calle Estrada Palma. Luego cambia su curso hacia la zona sur de la ciudad, recorriendo toda la calle Alemán hasta llegar cerca de la Circunvalación. Los conductores de fases utilizados en la instalación de este circuito son: AAAC (3/0) Amherst para el tronco y AAAC (2/0) Anaheim para los ramales y los conductores de neutros. Las líneas tienen estructuras CE7. El resto de los circuitos de la subestación aparecen descritos en el Anexo III, de la Figura III.1 a la Figura III.3 sucesivamente [11].

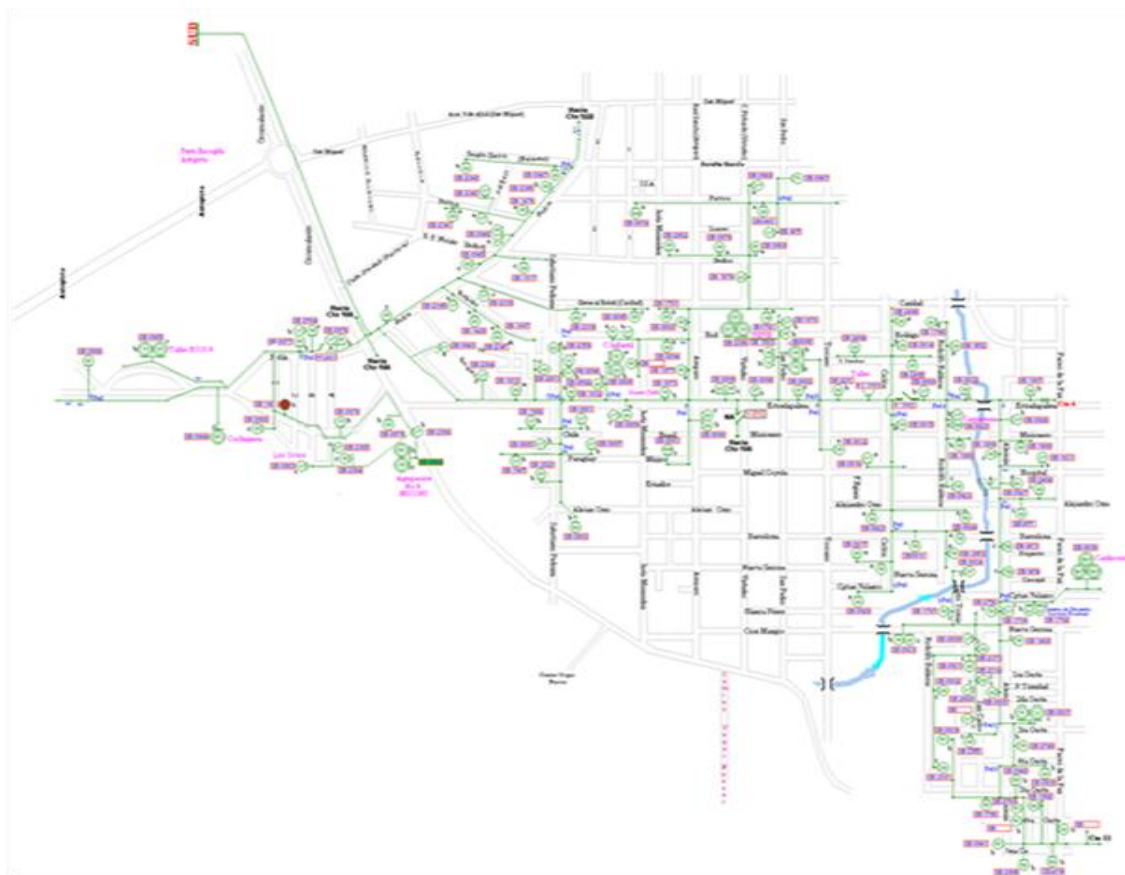


Figura 2.4. Monolineal del circuito 169 de Gran Panel.

2.3.2 Circuitos procedentes de Santa Clara Industrial

La subestación conocida como Santa Clara Industrial tiene conectada a su barra de salida 6 circuitos; los circuitos 30, 31, 132, 162, 193 y 194. Cada uno de ellos es objeto de estudio debido a que tienen posibilidades de enlace con circuitos procedentes de la subestación Gran Panel. Los mismos se conectan al transformador a través de los interruptores V-636, V-651, V-641, V-646, V-631 y V-656 respectivamente, y brindan servicio fundamentalmente a consumidores de tipo residencial, aunque también es significativo destacar que dentro de las cargas que estos circuitos suplen, se encuentran importantes receptores industriales como el Frigorífico, Planta de Oxígeno y Pasteurizadora, así como también la zona donde se sitúan los hospitales más importantes de la provincia (Materno Infantil, Clínico - Quirúrgico y Cardiocentro). En general la carga de esos circuitos oscila entre los 0.3 MW y 2 MW para un total de 17555 clientes y se caracteriza por ser del tipo Mixta - Residencial, Tabla II.4 del Anexo II.

2.3.3 Circuitos procedentes de Manuelita y Plaza de la Revolución

Las subestaciones conocidas como Manuelita y Plaza de la Revolución tienen conectadas a su barra de salida los circuitos 26, 141 y 28 respectivamente, Figura 2.6 a) y b) [11].

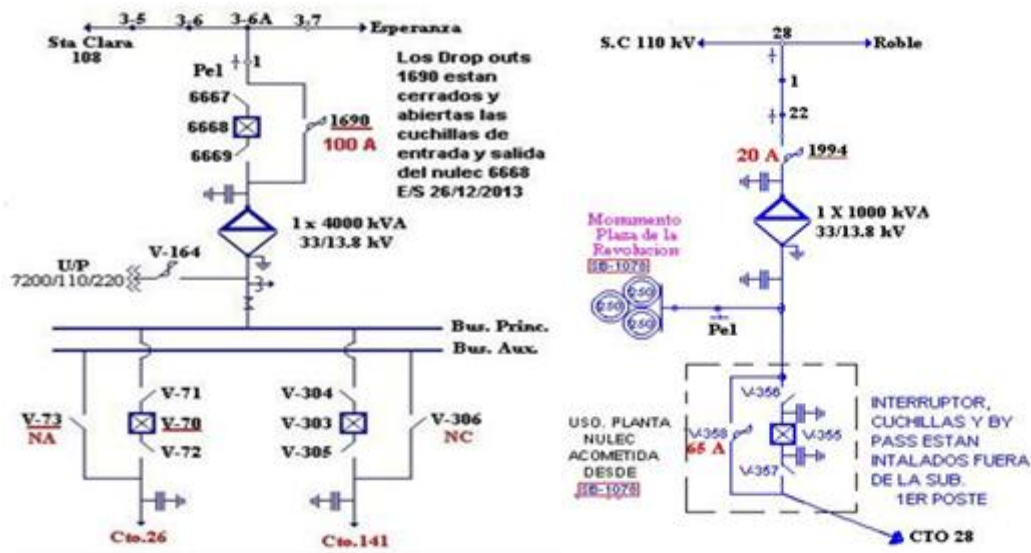


Figura 2.6. a) Subestación Manuelita. b) Subestación Plaza de la Revolución.

De ellos, solo los circuitos 26 y el 28 son de interés, ya que son los que tienen posibilidades de enlace con circuitos de Gran Panel. Los mismos se conectan a la subestación a través de los interruptores V-70 y V-355 respectivamente, y brindan servicio fundamentalmente a consumidores de tipo residencial. En general la carga de esos circuitos oscila entre los 0.9 MW y 1.6 MW para un total de 4067 clientes, Tabla II.8 del Anexo II.

El circuito 26, Figura III.9 del Anexo III, comienza en la subestación Manuelita y transita en dirección al centro de la ciudad por la Carretera Central, hasta cambiar de dirección al interceptarse con la avenida Caneyes, por donde sigue su curso hasta terminar.

El circuito 28, Figura III.10 del Anexo III, comienza en la subestación Plaza de la Revolución y se desplaza por la Carretera Central hasta llegar a la calle Danielito, por donde se desvía hasta colindar con el circuito 168 de Gran Panel.

Los conductores de fases utilizados en la instalación de ambos circuitos son: AAAC (3/0) Amherst para el tronco y AAAC (2/0) Anaheim para los ramales y los conductores de neutros. Las líneas tienen estructuras CE7 [11].

2.4 Caracterización de los dispositivos empleados en la automatización

Se considera que la tecnología óptima desde el punto de vista técnico y económico para realizar la automatización de una red de distribución, es el uso de recerradores y seccionadores de última generación con Unidad Terminal Remota (UTR) incorporada y con gran versatilidad ante fallas, según plantean los Lineamientos de la Dirección de

Distribución para la Implementación de la Automática de Redes [8]. Atendiendo a su cumplimiento el país puso en vigor la posibilidad de adquirir recerradores Nu-Lec (Serie-U27 y Serie-N38) y seccionalizadores VIT, además de introducirse también relés de última generación que cumplen con las especificaciones de dichos lineamientos. Por ello es que se realizará el estudio para automatizar la red de 13.8 kV del municipio Santa Clara utilizando tales dispositivos.

2.4.1 Recerradores Nu-Lec

La familia de los restauradores automáticos Nu-Lec está compuesta por los reconectadores trifásicos Merlin Gerin ACR Serie N y Serie U, además del reconectador monofásico Merlin Gerin ACR Serie W [12]; pero solo son de interés los recerradores trifásicos Serie N y Serie U ya que son los que serán utilizados en la automatización. Estos son fabricados por la Schneider Electric y pueden estar constituidos de un dieléctrico sólido de la Serie U o de un gas de la Serie N.

Son interruptores trifásicos para montar en postes y para el uso a la interperie; están equipados con un gabinete de control que garantiza una protección avanzada, registro de eventos y comunicación local y remota [13, 14], Figura 2.7 [12].

Dicho gabinete es compatible con ambos reconectadores, incluso con los de la Serie W y con los seccionalizadores que la Schneider Electric fabrica también. La electrónica del gabinete de control incorpora las funciones de un relé de protección por sobre corriente, un relé de protección sensible por falla a tierra, un relé de recierre y una unidad terminal remota (UTR). Adicionalmente, la electrónica brinda las facilidades de: medir la corriente de línea, la tensión, la potencia activa y reactiva y las corrientes de falla. Además, posee un contador de energía, realiza registros de eventos y demandas, y permite configurar los parámetros de la protección [3].



Figura 2.7. Gabinete de Control.

Estos reconectores automáticos poseen un sin número de ventajas, entre las que se encuentran [15, 16]:

- Menor costo de adquisición:
 - El modem V23 FSK y la Unidad Terminal Remota (RTU) están incluidos en el equipo estándar. No se requieren RTUs, módems, fuentes de energía, baterías, cableado, conectores o gabinetes adicionales.
- Menores costos de instalación:
 - La configuración de la unidad se realiza desde el panel de control del operador, haciendo que la puesta en marcha sea simple.
 - Las estructuras para el montaje en poste son provistas dentro del paquete estándar.
 - El montaje de los descargadores de sobretensiones (pararrayos) es opcional.
- Menores costos de operación:
 - El relé de protección integral permite un rápido aislamiento de la falla, reduciendo así los daños.
 - El restaurador monitorea constantemente las corrientes y las tensiones de línea sin que sea necesario instalar instrumentos de medición adicionales. Estos datos pueden ser luego utilizados para la planificación futura y para la optimización de las redes existentes. Esto reducirá las pérdidas en el sistema de distribución.
 - Un equipo con una larga vida útil y bajo mantenimiento reduce el costo durante toda su vida operativa.
- Mejores aspectos ambientales.

- Incorporando al interruptor de vacío en un “*bushing*” de material epoxi sólido, se elimina la necesidad de la aislación por medio de aceite o gas.
- Compatibilidad DSA/SCADA.

Cuando es utilizado con un Sistema de Automatización de Redes de Distribución (DSA), o con un sistema SCADA, los restauradores permiten el control remoto y el monitoreo para brindar las siguientes ventajas:

- La información sobre el estado del restaurador y el valor de las corrientes de falla transmitidas al sistema de control permiten una rápida localización de la sección de la línea donde se encuentra la falla, reduciendo el tiempo de traslado del personal de línea.
- Esta misma información permite realizar operaciones en forma remota o la transferencia automática de líneas, lo que reduce el área afectada y restablece el suministro rápidamente. Como resultado, se mejora la calidad del servicio.
- Los restauradores pueden ser configurados y manejados desde el sistema de control, sin la necesidad que los técnicos deban visitar cada restaurador en sitio para cambiar la configuración de los parámetros. Esto permite una reducción en el personal y una mejor integridad del sistema.
- Mayores ingresos:
 - Dado que se puede restablecer rápidamente el suministro en las áreas no afectadas, los tiempos de los cortes se reducen y, en consecuencia, los ingresos aumentan.
- Diferimiento de las inversiones de capital:
 - Los restauradores controlados y monitoreados en forma remota brindan un mejor conocimiento del sistema y aumentan el control del mismo. La carga de los alimentadores y de las subestaciones puede entonces ser manejada por control remoto, proporcionando un refuerzo cruzado de las subestaciones y mejorando la utilización de la red existente. La compra de nuevos equipos de planta puede ser, muy probablemente, diferida por un período de tiempo considerable.

También los Nu-Lec poseen un total de 48 curvas de protección de tiempo inverso que son seleccionadas por el usuario. Estas son [17]:

- Tres curvas IEC225:
 - Estándar Inversa.

- Muy Inversa.
- Extremadamente Inversa.
- Tres curvas de tiempo inverso IEEE C37.112:
 - Moderadamente Inversa.
 - Muy Inversa.
 - Extremadamente Inversa.
- 42 curvas no estándar de tiempo inverso.

a) Recerradores Merlin Gerin ACR Serie N

La familia de los reconectadores Merlin Gerin ACR Serie N está compuesta por cuatro modelos:

- N15 15.5 kV 630 A, 110kV 12.5 kA.
- N27 27 kV 630 A, 150kV 12.5 kA.
- N38 38 kV 630 A, 170kV 12.5 kA.
- N38 38 kV 800 A, 170kV 16 kA.

Cada uno de los modelos posee un gabinete de control y comunicación con RTU integrada y está ensayado para cumplir con las normas ANSI C37.60, IEC56 e IEC255 [18].



Figura 2.8. Reconectador trifásico Merlin Gerin ACR Serie N [12].

Especificaciones:

- Interrupción de falla ($V_{ef.}$) 12.5/16 kA.
- Poder de cierre sobre falla (Pico) 31.5/40 kA.
- Corriente nominal 630/800 A.
- Número de operaciones mecánicas 10000.

- Tensión máxima 15/24/38 kV.
- Nivel básico de aislación (BIL) 110/150/170 kV.

Principio de operación:

- Interrupción de fallas en vacío.
- Descarga de un pulso de BT (130-170 Vca) controlada por un microprocesador desde un capacitor en solenoides de BT.
- Energía para la operación de apertura almacenada en resortes.
- Contactos auxiliares en el tanque controlan el estado de los contactos del reconectador (abierto/cerrado).
- Una palanca mecánica de apertura permite de liberar el mecanismo de traba.

Características:

- Mantenimiento mínimo.
- Registra sus propios datos.
- Número de operaciones.
- Desgaste de los tres interruptores de vacío.
- Valores nominales.
- Fecha de fabricación.
- Número de serie.
- Operación independiente de la dirección del flujo de la energía.
- Puede ser ensayado fácilmente mediante la inyección de corriente primaria o secundaria.
- Medición de la tensión en los seis terminales (precisión: 2,5%).
- Ajuste preciso de las corrientes de 10 A a 1260 A sin la necesidad de TC con dos núcleos.
- Aislación con gas SF₆.
- Tanque de acero inoxidable grado marino 316.
- “*Bushings*” aislados contra “*flashover*”.
- Solenoides de BT de apertura/cierre con energía suministrada por capacitores.
- Peso del equipo completo en el poste 327 kg.

Condiciones normales de servicio:

- Temperatura ambiente de -30°C a +50°C.

- Humedad de 0 a 100%.
- Radiación solar 1.1kW/m^2 máx.
- Altitud 3000 m máx.

Interfaz entre el gabinete de control y el reconectador:

- Solenoides de cierre y apertura de alta eficiencia (> 500 operaciones sólo con las baterías).
- Medición de la tensión utilizando TCTs.
- Medición de las corrientes utilizando TCs de relación 2000:1.
- Medición de la presión del gas SF₆.
- Indicación del estado abierto/cerrado.
- Interfaz analógica y digital [18].

b) Recerradores Merlin Gerin ACR Serie U

Especificaciones [19]:

- Interrupción de falla (Vef.) 12.5 kA.
- Poder de cierre sobre falla (Pico) 31.5 kA.
- Corriente nominal 630 A.
- Número de operaciones mecánicas 10000.
- Tensión máxima 15/27 kV.
- Nivel básico de aislación (BIL) 110/125 kV.
- Ensayado para cumplir con la norma ANSI C37.60.



Figura 2.9. Reconectador trifásico Merlin Gerin ACR Serie U [12].

Principio de operación:

- Interrupción de fallas con interruptores de vacío contenidos en “*bushings*” de material epoxi.
- Descarga del capacitor controlada por microprocesador en solenoides de BT.
- Actuador magnético con firme acción de apertura y de cierre.
- Contactos auxiliares en el tanque monitorean el estado abierto/cerrado del reconectador.
- El anillo de apertura provee un mecanismo para impedir el cierre.

Características:

- Mantenimiento mínimo.
- Registra sus propios datos.
- Número de operaciones.
- Degaste de los tres interruptores de vacío.
- Valores nominales.
- Fecha de fabricación.
- Número de serie.
- Operación independiente de la dirección del flujo de la energía.
- Puede ser ensayado fácilmente mediante la inyección de corriente primaria o secundaria.
- Medición de la tensión en las tres fases.
- Opción de tres TCT externos adicionales para la medición de la tensión en los seis terminales.
- Ajuste preciso de las corrientes de 10 A a 1260 A sin la necesidad de TC con dos núcleos.
- Dieléctrico sólido (epoxi) de aislación.
- Actuación magnética de los contactos.
- Conexión sencilla con conectores planos.
- Tanque de acero inoxidable grado marino 316.
- Peso del equipo completo en poste: 203 kg.

Condiciones normales de servicio:

- Temperatura ambiente de -30°C a +50°C

- Humedad de 0 a 100%
- Radiación solar 1,1kW/m² máx.
- Altitud 3000 m máx.

Interfaz entre el gabinete de control y el reconectador:

- Solenoides de apertura y cierre de alta eficiencia (más de 500 operaciones sólo con las baterías).
- Medición de la tensión utilizando TCTs.
- Medición de las corrientes utilizando TCs de relación 2000:1.
- Indicación del estado abierto/cerrado.
- Interfaz analógica y digital [19].

Las características de medición, protección y técnicas de los recerradores Nu-Lec aparecen descritas en el Anexo III, de la Tabla III.1 a la Tabla III.4 sucesivamente [3].

2.4.2 Seccionalizadores VIT

Con el inicio de la revolución energética, alrededor del año 2005, fueron introducidos al país los seccionalizadores VIT, Figura 2.10. Estos fueron importados con el objetivo de elevar la eficiencia y la fiabilidad de las redes de distribución cubanas en cuanto a selectividad y rápido tiempo de detección de fallas.



Figura 2.10. Seccionalizador VIT [20].

Los seccionalizadores VIT funcionan exactamente como un seccionalizador convencional, pero también se caracterizan por ser sensibles ante fallas a tierra (SEF), fallas de alta impedancia (HIF) y ante la falla por apertura de un conductor (OCF). A través de la corriente local que este utiliza, de la medida de la tensión, de los conteos y de un temporizador, es que el seccionalizador VIT desempeña su sistema autorregenerativo sin la necesidad de usar algún tipo de comunicación. La operación distante y el monitoreo remoto de estos equipos se puede lograr conectándolos a una red de comunicación y con un costo

mínimo al añadirse módems [20, 21]. También están equipados con un gabinete de control que garantiza una protección avanzada, registro de eventos y comunicación local y remota, Figura 2.11 [20].



Figura 2.11. Gabinete de Control.

Especificaciones y características:

- Aislamiento:
 - Aislamiento con gas SF₆.
 - Probado a la presión atmosférica del gas (0kg.f/cm²).
 - No existe circulación de corriente de fuga entre los contactos cuando están abiertos (ningún material aislante plástico entre los contactos abiertos).
- Interrupción:
 - 1700 A - 15 kV, 900 A - 24 kV, 630 A - 38 kV (probado con 400 operaciones de apertura y cierre a la presión atmosférica).
- Erosión de contacto insignificante.
- Gabinete de control:
 - Carcaza de acero inoxidable.
 - Calentador con sensor de humedad.
 - Cargador de batería y batería de larga vida de explotación.
 - Control basado en una RTU.
 - En modo pasivo (protección deshabilitada) trabaja como un indicador de falla y en modo activo atiende a diferentes esquemas: radial, de lazo, mixto o como “*watch dog*” (perro guardián).
 - Cumple con los protocolos IEC 60870 o DNP 3.0.
 - Mediciones remotas, reportes de eventos, reporte de fallas.

- Condiciones de servicio:
 - Temperatura: $-40 \sim 80^{\circ}\text{C}$.
 - Humedad: $0 \sim 100\%$ (humedad relativa).
 - Altitud: hasta 3000 m [20].

En la Tabla III.5 del Anexo III, se exponen los datos técnicos de los seccionalizadores VIT [22].

2.4.3 Relés MiCOM

Recientemente fueron introducidos al país los relés MiCOM que son parte de una nueva gama de productos de AREVA T&D. Estos equipos constituyen lo más avanzado en tecnología numérica, la gama incluye equipos diseñados para su uso en un amplio campo de aplicaciones en instalaciones eléctricas, tales como: motores, generadores, alimentadores, líneas aéreas y cables. Solo son de interés los relés de alimentador MiCOM P140, ya que son los que serán utilizados en la automatización.

Estos relés han sido diseñados para proporcionar la protección de líneas aéreas y de cables subterráneos, desde niveles de tensión de distribución hasta niveles de tensión de transmisión. El relé incorpora además una amplia gama de funciones complementarias, que permite realizar diagnósticos a la red eléctrica y análisis de fallas. Se puede tener acceso a estas funciones, a distancia, mediante una opción de comunicación serial [23, 24].

Los relés de alimentadores P140 contienen una gran variedad de funciones de protección. Para cubrir un amplio abanico de aplicaciones están disponibles tres modelos diferentes, los P141, P142 y P143. A continuación se resumen las características de protección de cada modelo [23]:

- Protección de sobreintensidad trifásica: son proporcionados cuatro umbrales de medida de la sobreintensidad 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 en DT.
- Protección de falla a tierra: 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. La falla a tierra sensible puede configurarse como un elemento $I_{cos\phi}$ o $V I_{cos\phi}$ (vatimétrico) para su aplicación en redes puestas a tierra a través de bobinas Petersen o como un elemento de falta a tierra restringida (FTR).

- Protección de sobreintensidad controlada por tensión: proporciona una protección de respaldo para fallas remotas de fase - fase aumentando la sensibilidad de los umbrales 1 y 2 de la protección de sobreintensidad.
- Protección de sobreintensidad de secuencia inversa: esta puede seleccionarse ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás y proporciona una protección remota de respaldo para ambas fallas: fase - tierra y fase - fase.
- Protección de mínima tensión: dos umbrales, configurables para mediciones fase - fase o fase - neutro. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
- Protección de sobretensión: dos umbrales, configurables para mediciones fase - fase o fase - neutro. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
- Protección de sobretensión de secuencia inversa: elemento temporizado de tiempo definido para proporcionar una función de disparo o de enclavamiento en la detección de tensiones de alimentación desequilibradas.
- Protección de admitancia de neutro: funciona a partir del TI FTS o del TI FT para proporcionar elementos de admitancia, conductancia y susceptancia de umbral sencillo.
- Protección de sobretensión residual (desplazamiento de la tensión del neutro): proporciona un método adicional para la detección de fallas a tierra y presenta dos umbrales, el umbral 1 puede seleccionarse ya sea como IDMT o como DT y el umbral 2 sólo como DT.
- Protección de sobrecarga térmica: proporciona características térmicas adecuadas tanto para cables como para transformadores. Se proporcionan umbrales de alarma y de disparo.
- Protección de frecuencia: proporciona una protección con cuatro umbrales de mínima frecuencia y dos umbrales de sobrefrecuencia.

- Detección de conductor roto: para detectar las fallas de circuito abierto.
- Protección de fallo de interruptor: protección de fallo de interruptor con dos umbrales.
- Función de reenganche automático: reenganche automático integral trifásico de órdenes múltiples con iniciación externa (solo P142/143).
- Reenganche automático 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, etc.; además de Lógica de Coordinación de Secuencia (sólo P143).
- Lógica de cierre en carga fría: puede usarse para elevar los ajustes de manera transitoria para la protección de fase y de falla a tierra, después del cierre del interruptor.
- Lógica selectiva de sobreintensidad: proporciona la capacidad de modificar temporalmente los ajustes de tiempo de los umbrales 3 y 4 de los elementos de sobreintensidad de fase, de falta a tierra y de falta a tierra sensible.
- Supervisión del transformador de tensión: para prevenir el funcionamiento defectuoso de los elementos de protección dependientes de la tensión por la pérdida de la señal de entrada del TT.
- Supervisión del transformador de intensidad: para prevenir el funcionamiento defectuoso de los elementos de protección dependientes de la intensidad por la pérdida de la señal de entrada del TI.
- Esquema Lógico Programable: proporciona una protección y una lógica de control definidas por el usuario adaptadas a funciones específicas del cliente.

Características adicionales a las de protección en los relés P140:

- Mediciones: varios valores de medición disponibles para visualización en el relé o para acceso vía comunicación serial.
- Registros de fallas/eventos/oscilografías: disponibles desde la comunicación serial o desde la pantalla del relé (sólo los registros de falla y de evento).
- Localizador de fallas: proporciona la distancia a la falla en km., millas o como % de la longitud de la línea.

- Reloj de tiempo real/sincronización de tiempo: la sincronización de tiempo es posible desde la entrada IRIG-B del relé.
- Cuatro grupos de ajustes: grupos de ajustes independientes para proveer arreglos alternativos para la red o aplicaciones específicas del cliente.
- Comunicación serial remota: para permitir el acceso remoto a los relés. Son soportados los siguientes protocolos de comunicaciones: Courier, MODBUS, IEC60870-5-103 y DNP3.0.
- Autosupervisión continua: rutinas de diagnóstico de arranque y de autosupervisión continua para proporcionar una fiabilidad y disponibilidad máxima del relé.
- Supervisión del estado del interruptor: proporciona indicaciones sobre discrepancias entre los contactos auxiliares del interruptor.
- Control del interruptor: el control del interruptor puede realizarse ya sea localmente, vía la interfaz usuario/entradas ópticas, o a través vía comunicación serial.
- Supervisión de la condición del interruptor: proporciona salidas de registros/alarmas con respecto al número de operaciones del interruptor, la suma de intensidades interrumpidas y el tiempo de funcionamiento del interruptor.
- Facilidades de pruebas de puesta en servicio.

También los relés MiCOM poseen un total de cuatro curvas estándar de protección de tiempo inverso que son seleccionadas por el usuario. Estas son [24]:

- CEI:
 - Estándar Inversa.
 - Muy Inversa.
 - Extremadamente Inversa.
- UK:
 - Inversa Tiempo Largo.
 - Rectificador.
- IEEE:
 - Moderadamente Inversa.
 - Muy Inversa.
 - Extremadamente Inversa.
- US:

- Inversa.
- Inversa Tiempo Corto.

2.5 Conclusiones

- Debido a la gran cargabilidad, al gran tamaño y al inmenso número de cargas importantes que posee toda la red de distribución de la ciudad Santa Clara, se hace muy necesario desempeñar una automática en su sistema de protecciones que garantice una mayor fiabilidad ante situaciones de fallas.
- Los dispositivos que serán utilizados en la automatización de la red de distribución, díganse recerradores Nu-Lec, seccionalizadores VIT y relés MiCOM constituyen equipos de última generación con grandes potencialidades, lo cual hace aún más fiable la automatización.

CAPÍTULO 3. Implementación de la automática en la red de 13.8 kV de la ciudad Santa Clara

3.1 Introducción

Este capítulo está formado por siete epígrafes, en los cuales se exponen la implementación de la automática en la red de 13.8 kV de la ciudad Santa Clara. En general, los epígrafes abordan a cerca de: los criterios utilizados en la automatización, la obtención de los niveles de cortocircuitos en las subestaciones, las características generales que posee el software empleado para la simulación, la forma de obtención de las corrientes de cortocircuito y el ajuste y coordinación de cada dispositivos de protección sobre la base de un esquema radial; también se implementa una automática de lazo entre los circuitos 166 y 31 de Gran Panel y Santa Clara Industrial respectivamente. Luego, al finalizar el capítulo se exponen las conclusiones del mismo.

3.2 Diseño de la automática en la red de 13.8 kV de la ciudad Santa Clara

El diseño de la automática en la red de 13.8 kV de la ciudad Santa Clara se estructuró de manera tal que garantice cierta invulnerabilidad electro - energética en la ciudad. El mismo se realizó teniendo en cuenta los criterios de selección para la automatización de redes eléctricas expuestos anteriormente, las características de los circuitos analizados y las potencialidades de los dispositivos de protección que podrán ser empleados.

3.2.1 Valoración de la situación actual en las redes de distribución de la ciudad Santa Clara

El primer dato a obtener fue la carga total de cada circuito, con el objetivo de dividirlos en bloques de 1 MVA aproximadamente; ver Anexo V, de la Tabla V.1 a la Tabla V.12. Se determinó la carga existente por la capacidad de los transformadores presentes en cada circuito y se previó que en el lugar donde se instalarían los dispositivos, existiera la infraestructura adecuada para hacerlo.

En algunos de los casos la carga de los bloques no llega a 1 MVA, pero la colocación del dispositivo se justifica a través de la protección que este le brinda a algún cliente de gran importancia económica o social, como es el caso de: empresas, fábricas, hospitales, universidades, círculos infantiles, etc.

También se obtuvieron a través del Departamento de Planificación Física las perspectivas de desarrollo de la ciudad, para conocer las áreas de incremento de carga y tenerlas en cuenta en el diseño de la automática; ver Anexo VI, de la Figura VI.1 a la Figura VI.3. De acuerdo a los crecimientos residenciales, comerciales e industriales se estima que para los próximos cinco años la demanda en la ciudad debe aumentar alrededor de 10 MW [11].

3.2.2 Puntos de seccionalización de los circuitos

Se diseñó la automática de la red sobre la base de un esquema radial, seccionalizando a cada circuito en los puntos seleccionados, en función de las valoraciones anteriormente expuestas:

- Circuito 26.
 - Seccionalizador 1: Esquina de Carretera Central y Calle C.
 - Seccionalizador 2: Carretera Central entre Carrascal y Calle 1.
- Circuito 28.
 - Seccionalizador 1: Danielito entre Manuelita y Carretera Central.
- Circuito 166.
 - Recerrador 1: Esquina de Callejón de los Mangos y Virtudes.
 - Seccionalizador 1: Virtudes entre Nueva Gerona y Barcelona.
- Circuito 168.
 - Recerrador 1: Esquina de San Miguel y Jesús Menéndez.
 - Seccionalizador 1: San Miguel entre San Pedro y Toscano.
- Circuito 169.
 - Recerrador 1: Esquina de Calle SN y Estrada Palma.
 - Seccionalizador 1: Esquina de Amparo y Estrada Palma.
 - Seccionalizador 2: Estrada Palma entre Ciclón y Rodolfo Balderas.
 - Seccionalizador 3: Esquina de Capitán Velazco y Alemán.
- Circuito 170.
 - Recerrador 1: Circunvalación entre Oria y Oquendo.
 - Seccionalizador 1: Carretera a Escuela Trabajadores Sociales entre Calle C y Circunvalación.
 - Seccionalizador 2: Esquina de Calle 5ta y Carretera a los Caneyes.

- Circuito 30.
 - Recerrador 1: Circunvalación Vieja entre Carretera Central y Calle 3ra.
 - Seccionalizador 1: Circunvalación entre Camilitos y Calle a la Escuela del PCC.
 - Seccionalizador 2: Esquina de Carretera de Camajuaní y Calle a la Loma del Capiro.
 - Seccionalizador 3: Carretera de Camajuaní entre Ana Pegudo y Tomás Ruiz.
- Circuito 31.
 - Recerrador 1: Circunvalación entre Ciencias Médicas y Prolongación de Colón.
 - Seccionalizador 1: Prolongación de Colón entre Circunvalación y Politécnico de la Salud.
- Circuito 132.
 - Recerrador 1: Calle 2da entre Calle E y F.
 - Seccionalizador 1: Calle 2da entre Calle D y E.
- Circuito 162.
 - Recerrador 1: Doble Vía entre Avenida Sandino y Carretera Central.
 - Seccionalizador 1: Perimetral entre Avenida del Papa y Avenida Sandino.
- Circuito 193.
 - Recerrador 1: Bonachea entre San Juan y Calle 3ra.
- Circuito 194.
 - Recerrador 1: Esquina de Doble Vía y Calle B.

3.2.3 Puntos de enlace entre los circuitos

Existen excelentes posibilidades de interconexión entre los circuitos analizados debido a la cercanía que presentan unos con otros. Actualmente todos ellos están interconectados entre sí y con otros circuitos, a través de cuchillas y seccionalizadores VIT normalmente abiertos. A continuación se presentan en la Tabla 3.1 todos los enlaces que existen en la ciudad Santa Clara [11].

Tabla 3.1. Puntos de enlace existentes en la ciudad Santa Clara.

VIT	Cuchillas	Dirección	Circuitos que se enlazan
V1005	V-955	Toscano y Circunvalación, nuevo condado	166 con 31
V1007	V-812	Somatón	26 con 170
V1019	P-2802	Danielito y San Miguel	28 con 168
	P-3004	Circunvalación, esc. PCC	30 con maleza
	P-1503	Base Aérea	146 con 15
	V-938	Sandino Doble cto. estadio	162 con 132
	V-939	Sandino Doble cto. estadio	162 con 132
	Nuevo	Zona Hospitalaria	36 con 31
	Nuevo	Zona Hospitalaria	36 con 132
V1037	V-905	Entrada a Yabú 1	37 con 14
V1047	V-810	Virtudes y Estrada Palma	166 con 169
	P-1903	Estrada Palma y Ciclón	bloque 1 cto 169
	V-930	General Mariño y Oquendo	167 con 170
V1024	V-811	Roble y San Migel	168 con 169

En este trabajo le será implementada la automática de lazo solo una de las posibilidades de enlace existentes en la ciudad, y será realizada utilizando esos puntos de unión existentes, ya que se quieren aprovechar los dispositivos ya ubicados y también la garantía de que exista una infraestructura adecuada a la hora de instalar un nuevo dispositivo de enlace, pues las cuchillas serán sustituidas por seccionalizadores o recerradores a medida en que la automática de lazo le sea implementada a cada circuito.

3.2.4 Fines de la automatización en el proyecto

En este proyecto, la automatización de la red de distribución primaria en la ciudad Santa Clara está dividida en dos etapas, la primera consiste en desempañar una automática sobre la base de un esquema radial y la segunda recoge la implementación de un lazo automático entre un par de circuitos procedentes de dos subestaciones que difieran. Los esquemas radiales le serán implementados a todos los circuitos que han sido analizados previamente, pero el esquema de lazo abierto se va a implementar entre los circuitos 166 y 31 de Gran Panel y Santa Clara Industrial respectivamente.

3.3 Obtención de los niveles de cortocircuito en las subestaciones. Breve descripción del software empleado para la simulación de los circuitos

Para realizar el estudio de cortocircuito se requiere de los niveles de cortocircuito en las subestaciones conocidas como Gran Panel, Santa Clara Industrial, Manuelita y Plaza de la Revolución. Esos niveles de corto circuito fueron obtenidos a través del departamento de regímenes de la empresa eléctrica municipal Santa Clara, siendo calculados utilizando el software Power System Explorer (PSX).

Tabla 3.2. Niveles de cortocircuito en las Barras de 110 kV.

Subestaciones	MVA 3 ϕ máx.	MVA 1 ϕ máx.	MVA 3 ϕ mín.	MVA 1 ϕ mín.
Gran Panel	690	627	631	604
Santa Clara Industrial	843	820	748	725
Manuelita	263	187	227	172
Plaza de la Revolución	290	108	247	103

El análisis de cortocircuito vinculado al proceso de automatización, se realizó utilizando el software RADIAL, versión 7.6; el cual constituye un potente programa de simulación de redes de distribución certificado por la Unión Nacional Eléctrica (UNE) como de excelencia, para este tipo de actividades. Está programado sobre Delphi 5 usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere de configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier computadora para su ejecución. La información requerida para su uso se divide en dos grandes grupos: la general, ofrecida por “*default*”, que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario y la particular, que se vincula con los circuitos a analizar. Esta última se introduce a través de ventanas sobre el diagrama monolineal del circuito, el que se edita de una forma simple, ágil y de fácil manipulación [2].

3.4 Determinación de las corrientes de cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito se obtuvieron simulando diferentes tipos de fallas en diferentes puntos de cada circuito. Para obtener los máximos valores de corriente de corto circuito, se escogieron las mayores magnitudes de corriente que resultaron de colocar fallas trifásicas al final del tronco correspondiente a la sección de línea adyacente al dispositivo de protección bajo condiciones de generación máxima y en el estado de la red en que pase la mayor corriente posible para la protección. Para obtener los menores valores de corrientes de corto circuito, fueron seleccionadas las menores magnitudes de corriente que

resultaron de colocar fallas monofásicas al final del tronco y al final de cada ramal bajo la condición que pase la menor corriente posible por la protección.

A continuación se presenta una tabla resumen con todas las magnitudes de corrientes de cortocircuito necesarias para los cálculos de ajuste, sensibilidad y coordinación.

Tabla 3.3. Corrientes de corto circuito para cálculos de ajuste, sensibilidad y coordinación.

Circuito	Dispositivo	Descripción	Estado de máxima		Estado de mínima
			<i>ICC 3ϕ (A)</i>	<i>ICC 1ϕ (A)</i>	<i>ICC 3ϕ (A)</i>
26	Nu-Lec	V-70	1512	1314	1418
28	Nu-Lec	V-335	727	673	713
166	MiCOM	V-775	4296	3571	3560
	Nu-Lec	Rec 1	3857	3085	
168	MiCOM	V-785	4176	3435	3191
	Nu-Lec	Rec 1	3637	2856	
169	MiCOM	V-790	4165	3423	2122
	Nu-Lec	Rec 1	2560	1851	
170	MiCOM	V-795	5410	5008	3105
	Nu-Lec	Rec 1	3595	2817	
30	MiCOM	V-635	4229	3442	1642
	Nu-Lec	Rec 1	1776	1204	
31	MiCOM	V-650	4384	3615	2729
	Nu-Lec	Rec 1	3212	2413	
132	MiCOM	V-640	3346	2539	2664
	Nu-Lec	Rec 1	2936	2163	
162	MiCOM	V-645	3868	3057	2580
	Nu-Lec	Rec 1	3566	2751	
193	MiCOM	V-630	4344	3570	3553
	Nu-Lec	Rec 1	3918	3107	
194	MiCOM	V-655	4557	3814	4085
	Nu-Lec	Rec 1	4144	3348	

3.5 Ajuste y coordinación de los dispositivos de protección

Una vez recopilados los datos necesarios se comienzan a realizar los cálculos, teniendo en cuenta que se va a emplear una temporización suave tanto en los recerradores instalados en las líneas, como en los relés instalados a las salidas de las subestaciones, es decir, se va a emplear una curva de tiempo inverso para ambos tipos de dispositivos de protección. Se decidió realizar el ajuste de los dispositivos empleando la característica de tiempo inverso debido a que la característica de tiempo constante tiene como limitaciones prácticas no poder coordinar adecuadamente con fusibles u otros dispositivos de protección con características de tiempo inverso y puede verse afectado grandemente el funcionamiento

del dispositivo por los altos valores transitorios de la corriente que se originan al reestablecerse el servicio después de una interrupción prolongada o un cortocircuito transitorio. Esas protecciones de tiempo inverso están compuestas por un relé de sobrecorriente de tiempo inverso y uno instantáneo, que por lo general están unidos en un mismo relé [9].

3.5.1 Ajuste de los dispositivos de protección

Para realizar los cálculos se tuvieron en cuenta los siguientes criterios [9]:

- Elemento instantáneo de los relés y los recerradores.

$$Iap_n^i \geq k^i Icc_{ext\,m\acute{a}x} \quad (3.1)$$

Donde k^i toma valores entre 1.2 y 1.3 e $Icc_{ext\,m\acute{a}x}$ no es más que la corriente de corto circuito trifásica máxima al final de la línea adyacente bajo condiciones de generación máxima y en el estado de la red en que pase la mayor corriente posible para la protección de fase; para la protección contra cortocircuitos a tierra no es más que la corriente de secuencia cero correspondiente a un cortocircuito monofásico o bifásico a tierra (se toma el mayor de los dos).

- Elemento de tiempo inverso de los relés y los recerradores.

$$Iap_n \geq k Ic_{m\acute{a}x} \quad (3.2)$$

Donde k se toma como 1.5 e $Ic_{m\acute{a}x}$ no es más que la corriente de carga máxima en el estado de la red en que pasa la mayor corriente posible para la protección de fase.

En el caso de la tierra se hace en función de la corriente de desbalance la cual no es sencilla de calcular por lo que en forma general el ajuste se calcula como:

$$Iap_n \geq k_d Inom_{tc} \quad (3.3)$$

Donde k_d puede tomarse entre 0.4 y 0.8 e $Inom_{tc}$ no es más que la corriente primaria nominal de los transformadores de corriente para la protección contra cortocircuitos a tierra.

- Seccionalizadores.

$$Isecc \geq 2 Ic_{m\acute{a}x} \quad (3.4)$$

Donde $I_{C_{m\acute{a}x}}$ no es más que la corriente de carga máxima en el estado de la red en que pasa la mayor corriente posible para la protección de fase.

A continuación se muestran los cálculos de ajuste del circuito 166 de Gran Panel.

▪ Ajuste del recerrador 1.

- Elemento instantáneo de la protección de fase:

$$Iap_{Resc\ 1}^i \geq 1.25 Icc_{3\phi\ ext\ m\acute{a}x} \geq 1.25 * 3857 = 4821\ A$$

$$t_i = 0.1\ s$$

- Elemento de tiempo inverso de la protección de fase.

$$I_{C\ m\acute{a}x} = 1587.5 / (\sqrt{3} * 13.8) = 66.4\ A, \text{ por lo tanto se escoge un TC de } 100/5.$$

$$Iap_{Resc\ 1} \geq 1.5 I_{C\ m\acute{a}x} \geq 1.5 * 66.4 = 99.6\ A$$

- Elemento instantáneo de la protección de tierra.

$$Iap_{Resc\ 1}^i \geq 1.25 Icc_{1\phi\ ext\ m\acute{a}x} \geq 1.25 * 3085 = 3856\ A$$

- Elemento de tiempo inverso de la protección de tierra.

$$Iap_{Resc\ 1} \geq 0.6 Inom_{tc} \geq 0.6 * 100 = 60\ A$$

▪ Ajuste de los seccionizadores.

$$Isecc \geq 2 I_{C\ m\acute{a}x} \geq 2 * 66.4 = 133\ A$$

▪ Ajuste del relé V-775.

- Elemento instantáneo de la protección de fase.

$$Iap_{V-775}^i \geq 1.25 Icc_{3\phi\ ext\ m\acute{a}x} \geq 1.25 * 4296 = 5370\ A$$

$$t_i = 0.01\ s$$

- Elemento de tiempo inverso de la protección de fase.

$$I_{C\ m\acute{a}x} = 2227.5 / (\sqrt{3} * 13.8) = 93.2\ A, \text{ por lo tanto se escoge un TC de } 100/5.$$

$$Iap_{V-775} \geq 1.5 I_{c_{m\acute{a}x}} \geq 1.5 * 93.2 = 139.8 A$$

- Elemento instantáneo de la protección de tierra.

$$Iap_{V-775}^i \geq 1.25 I_{cc_{1\varphi \text{ ext } m\acute{a}x}} \geq 1.25 * 3571 = 4464 A$$

- Elemento de tiempo inverso de la protección de tierra.

$$Iap_{V-775} \geq 0.6 I_{nom_{tc}} \geq 0.6 * 100 = 60 A$$

Los valores correspondientes a los ajustes de sobrecorriente de cada dispositivo de protección se pueden encontrar a continuación en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Valores de ajuste de los sobrecorriente de cada dispositivos de protección.

Descripción del dispositivo	Elemento Instantáneo			Tiempo Inverso		TC	I secc (A)
	Fase	Tierra	Tiempo (s)	Fase	Tierra		
	Iapn (A)	Iapn (A)		Iapn (A)	Iapn (A)		
V-70	1890	1642.5	0,1	235	90	150/5	313
V-335	909	841	0,1	66,5	30	50/5	89
V-775	5370	4464	0,01	140	60	100/5	187
Rec 1	4821	3856	0,1	100	60	100/5	133
V-785	5220	4294	0,01	180	90	150/5	240
Rec 1	4546	2570	0,1	108	60	100/5	144
V-790	5206	4279	0,01	473	180	300/5	631
Rec 1	3200	2314	0,1	370	180	300/5	493
V-795	6762	6260	0,01	279	180	300/5	372
Rec 1	4494	3521	0,1	219,5	180	300/5	293
V-635	5286	4302.5	0,01	586	360	600/5	781
Rec 1	2220	1505	0,1	491	180	300/5	655
V-650	5480	4519	0,01	295	180	300/5	393
Rec 1	4015	3016	0,1	187	90	150/5	249
V-640	4182.5	3174	0,01	269	180	300/5	359
Rec 1	3670	2704	0,1	206,5	90	150/5	275
V-645	4835	3821	0,01	289	180	300/5	385
Rec 1	4457.5	3439	0,1	190	90	150/5	253
V-630	5430	4462.5	0,01	122	60	100/5	163
Rec 1	4897.5	3884	0,1	40	30	50/5	53
V-655	5696	4767.5	0,01	189	90	150/5	252
Rec 1	5180	5022	0,1	101,5	60	100/5	135

3.5.2 Coeficiente de sensibilidad

La obtención del coeficiente de sensibilidad, se calcula bajo el siguiente criterio [9]:

$$k_s \geq I_{cc_{min}} / Iap_n \quad (3.5)$$

Donde $I_{cc_{min}}$ no es más que la corriente de cortocircuito correspondiente al corto circuito bifásico mínimo que resulte de colocar fallas bifásicas al final del tronco y de cada ramal, bajo la condición que pase la menor corriente posible por la protección. Para que el dispositivo sea sensible debe ocurrir que $k_s \geq 1.5$.

Solamente se les calculó el coeficiente de sensibilidad a los relés MiCOM que hay a las salidas de las subestaciones Gran Panel y Santa Clara Industrial, debido a que son los únicos dispositivos que brindan respaldo.

Seguidamente se muestra el cálculo del coeficiente de sensibilidad del relé V-775:

$$k_s \geq I_{cc_{min}} / I_{ap_{V-775}} = (\sqrt{3}/2) * 3560 / 140 = 22 > 1.5, \text{ por lo tanto si es sensible.}$$

Los valores correspondientes a los coeficientes de sensibilidad de cada dispositivo de protección se pueden encontrar a continuación en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Coeficientes de sensibilidad.

Circuito	Descripción del dispositivo	k_s (> 1.5)
166	V-775	22
168	V-785	15.3
169	V-790	3.9
170	V-795	9.6
30	V-635	2.4
31	V-650	8
132	V-640	8.6
162	V-645	7.7
193	V-630	25
194	V-655	18.7

Como se puede observar en la tabla anterior, cada dispositivo de protección que brinda respaldo es sensible al menor cortocircuito que puede producirse.

3.5.3 Coordinación de los dispositivos de protección

La coordinación entre los dispositivos de protección no es más que el proceso de selección y ajuste de los mismos para lograr la selectividad requerida [9]. En este caso, se coordinarán relés con restauradores y restauradores con seccionalizadores. Tanto para los

relés como para los recerradores se seleccionó para su coordinación, una curva de tiempo inverso “Muy Inversa” (MI), de la IEEE. A continuación se exponen las representaciones matemáticas de dicha curva para ambos dispositivos:

- Curva de protección de tiempo inverso del Nu-Lec [25].

$$t_{abrir} = 19.61 / (Im^2 - 1) + 0.491 \quad (3.6)$$

Donde Im no es más que el múltiplo de la corriente de apertura.

- Curva de protección de tiempo inverso del relé MiCOM [24].

$$t_{abrir} = TD (\beta / (M^\alpha - 1) + L) \quad (3.7)$$

Donde: $\beta = 19.61$, M = Múltiplo de la corriente de apertura, $\alpha = 2$, $L = 0.491$ y TD = Ajuste del dial de tiempo para las curvas IEEE.

Posteriormente se exponen los cálculos para la coordinación entre el relé V-775 y el recerrador 1 del circuito 166:

$$Im_{Resc\ 1} = Icc_{3\phi\ máx} / Iap_{Resc\ 1} = 4296 / 100 = 42.9$$

$$t_{Resc\ 1} = 19.61 / (Im_{Resc\ 1}^2 - 1) + 0.491 = 0.5\ s$$

$$t_{V-775} = t_{Resc\ 1} + \Delta t = 0.5 + 0.3 = 0.8\ s$$

$$M_{V-775} = Icc_{3\phi\ máx} / Iap_{V-775} = 4296 / 140 = 30.7$$

$$t_{V-775} = TD (19.61 / (M_{V-775}^2 - 1) + 0.491), \text{ despejando } TD \text{ de la ecuación:}$$

$$TD = 0.8 / (19.61 / (30.7^2 - 1) + 0.491) = 1.56$$

Los resultados de la coordinación entre cada dispositivo de protección se pueden encontrar seguidamente en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Resumen de la coordinación.

Circuito	Relés y recerradores	t_{abrir} (s)	Curva	Recierres	Seccionalizadores	Conteos
26	V-70			3	Secc 1	3
					Secc 2	2
28	V-335			2	Secc 1	2
166	V-775	0,801	1,56	3	Secc1	2
	Rec 1	0,501	MI	2		
168	V-785	0,804	1,52	3	Secc1	2
	Rec 1	0,504	MI	2		
169	V-790	0,947	1,27	4	Secc 1	3
	Rec 1	0,647	MI	3	Secc 2	2
					Secc 3	1
170	V-795	0.823	1.51	4	Secc 1	3
	Rec 1	0.523	MI	3	Secc 2	2
30	V-635	1,059	1,21	4	Secc 1	3
	Rec 1	0,759	MI	3	Secc 2	2
					Secc 3	1
31	V-650	0,827	1,42	3	Secc1	2
	Rec 1	0,527	MI	2		
132	V-640	0,866	1,4	3	Secc 1	2
	Rec 1	0,566	MI	2		
162	V-645	0,838	1,39	3	Secc 1	2
	Rec 1	0,538	MI	2		
193	V-630	0,793	1,56	3		
	Rec 1	0,493	MI	2		
194	V-655	0,825	1,65	3		
	Rec 1	0,525	MI	2		

Al chequear los resultados expuestos en la tabla anterior, no se puede apreciar con certeza la coordinación entre los dispositivos. Debido a eso fue necesario graficar las curvas correspondientes a cada par de protecciones, utilizando el software MATLAB versión 7.10.0.499 (R2010a). A continuación, se exponen en la Figura 3.1, las curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-775 y el recerrador 1 del circuito 166. El resto de las figuras se muestran en el Anexo VIII, de la Figura VIII.1 a la Figura VIII.9 sucesivamente.

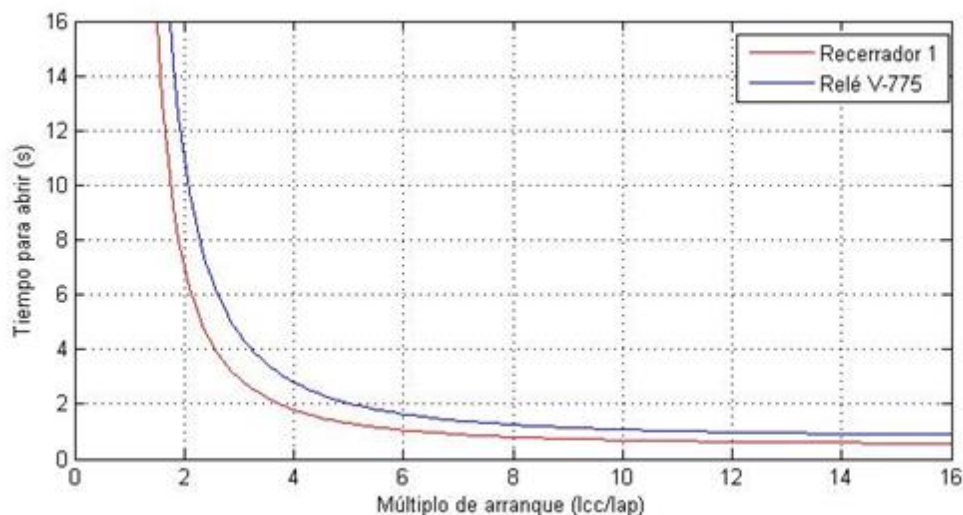


Figura 3.1. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-775 y el recerrador 1 del circuito 166.

Como se puede observar en la Figura 3.1, existe una buena coordinación entre los dispositivos, pues es muy evidente que la curva del relé V-775 es más lenta que la del recerrador 1.

3.6 Implementación de la automática de lazo entre los circuitos 31 y 166

En la Figura 3.2 se muestra un monolineal simplificado del lazo a implementarse entre los circuitos 166 y 31. El seccionalizador V 1005 trabaja normalmente abierto y sirve de enlace entre los dos circuitos.

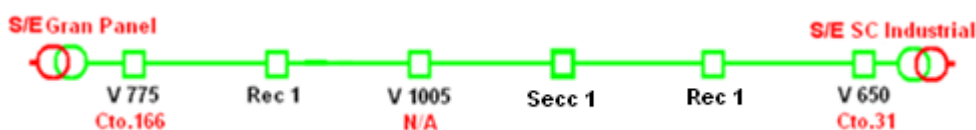


Figura 3.2. Diagrama monolineal simplificado del lazo entre los circuitos 166 y 31.

Para determinar si un circuito puede ser capaz de soportar la demanda del otro se estimó la carga total de cada uno a través de la capacidad de los transformadores que en ellos existen, garantizando así que haya un margen de error favorable, pues rara vez la carga real sobrepasa la capacidad instalada. A continuación se presenta en la Tabla 3.2 la demanda máxima de los circuitos en estudio [11].

Tabla 3.7. Demanda máxima de los circuitos en estudio.

Circuito	Desconectivos	Potencia (MVA)
166	V-775	2.2
31	V-650	4.7

Conociendo estos datos es válido señalar que el circuito 166 puede asumir en un momento determinado y por un período de tiempo no muy prolongado, la totalidad de la carga del circuito 31 y viceversa, ya que cuando se le añade a la carga total instalada de Gran Panel la del circuito 31 suman 24.17 MVA, por lo que no se sobrepasa la capacidad nominal del transformador de esa subestación; además, cuando se le añade la carga instalada del circuito 166 a la total de Santa Clara Industrial suman 30 MVA [11], lo cual pareciera preocupante debido a la gran sobrecarga que parece sometida Santa Clara Industrial, pero como dichas estadísticas fueron conformadas a partir de la capacidad instalada de los transformadores y no de la demanda real, se tiene la garantía de que ese porciento de sobrecarga sea producto a dicha consideración, y en caso de que realmente exista alguna sobrecarga, no sería tan significativa. Por otra parte, hay que tener en cuenta que el conductor en el tronco de ambos circuitos es un AAAC (3/0) Amherst con un límite térmico de 327 A [26], por lo que permite una transferencia de 7.8 MVA a 13.8 kV y como la demanda total al unirse ambos circuitos es de 6.9 MVA no se verán afectados por sobrecarga los conductores tampoco.

Como antes se había mencionado, la unión entre los circuitos 166 y 31 se realiza a través del seccionalizador de enlace V 1005, pero para garantizar el correcto funcionamiento de ese esquema de lazo automático con seccionalizador de enlace, constituye de vital importancia que el recerrador adyacente al relé de la subestación sea sensible a un cortocircuito bifásico en la barra de la subestación opuesta bajo la condición que pase la menor corriente posible por la protección de fase.

Si ocurriera que el recerrador mencionado anteriormente no fuera sensible a tal cortocircuito, no se podrá implementar la automática de lazo con el seccionalizador de enlace existente, habría que sustituirlo por un recerrador de enlace. A continuación se muestran los cálculos del coeficiente de sensibilidad de los recerradores correspondientes a los circuitos 166 y 31, uno cuando el circuito 166 está llevando al circuito 31 y otro cuando el circuito 31 está llevando al circuito 166.

- Circuito 166 llevando el circuito 31:

$k_s \geq I_{cc_{\min}} / I_{ap_{Resc 1}} = (\sqrt{3}/2) * 2491/100 = 21.6 > 1.5$, por lo tanto es sensible.

- Circuito 31 llevando el circuito 166:

$k_s \geq I_{cc_{\min}} / I_{ap_{Resc 1}} = (\sqrt{3}/2) * 2466/187 = 11.4 > 1.5$, por lo tanto es sensible.

Como se cumplió la condición antes expuesta, se garantiza el perfecto funcionamiento del esquema automático a lazo abierto con seccionalizador de enlace entre los circuitos 166 y 31, y no se hace necesaria la sustitución de dicho seccionalizador por un recerrador de enlace.

Seguidamente, en la Tabla 3.8, se muestran los valores de ajuste y coordinación correspondientes al seccionalizador de enlace V 1005. Este al igual que el resto de los seccionalizadores, se ajustó al doble de la corriente de carga máxima en el estado de la red en que pasa la mayor corriente posible para la protección de fase que le ordena, pero como en este caso puede ser ordenado por más de un recerrador, se ajustó para la mayor de las corrientes de carga máxima.

Tabla 3.8. Valores de ajuste y coordinación del seccionalizador de enlace.

Seccionalizador	$I_{secc} (A)$	Conteos	Conteos aguas arriba
V 1005	393	1	2

3.6.1 Funcionamiento de la automática de lazo implementada

En este subepígrafe, se explica de manera precisa como funciona la automática de lazo implementada a los circuitos 166 y 31 ante posibilidades de falla que puedan originarse. A continuación se enuncian las diferentes etapas por las cuales cursa el sistema de protecciones del lazo implementado, cuando se produce una falla permanente entre el seccionalizador 1 y el recerrador 1 del circuito 31. En la Figura 3.3 se presenta toda la secuencia de operaciones de las protecciones cuando se origina una falla permanente entre el seccionalizador 1 y el recerrador 1 del circuito 31.

- Línea de configuración [22]:
 - V-650: número de recierres = 3, intervalos de recierre 1ro = 2s, 2do = 5s, 3ro = 5s.

- Rec 1: número de recierres = 2, intervalos de recierre 1ro = 2s, 2do = 5s, 3ro = 5s.
- Secc1: número de conteos = 2, conteos aguas arriba = 2, tiempo de abrir/cerrar = 18s.
- V 1005: número de conteos = 1, conteos aguas arriba = 2, tiempo de abrir/cerrar = 20s.

■ Secuencia de operaciones:

- Secuencia 1: falla en el lado de carga de Rec 1.



- Secuencia 2: Rec 1 hace la 1ra apertura, Secc 1 y V 1005 hacen el 1er conteo aguas arriba.



- Secuencia 3: Rec 1 hace el 1er recierre después de 2s.



- Secuencia 4: Rec 1 hace la 2da apertura, Secc 1 y V 1005 hacen el 2do conteo aguas arriba.



- Secuencia 5: Rec 1 hace el 2do recierre después de 5s.



- Secuencia 6: Rec 1 abre y bloquea la falla.



- Secuencia 7: Secc 1 abre y despeja la sección fallada 18s después de la 4ta secuencia.



- Secuencia 8: V 1005 cierra 20s después de la 4ta secuencia y enlaza al circuito 166 con la sección del circuito 31 que fue salvada.



Figura 3.3. Secuencia de operaciones cuando se produce una falla permanente entre el seccionalizador 1 y el recerrador 1 del circuito 31.

3.7 Conclusiones

- Se hace necesario reajustar los dispositivos de protección a la salida de las subestaciones debido a que su ajuste actual no es el idóneo para brindarle un correcto respaldo a las protecciones adyacentes que serán instaladas en cada circuito.
- Implementar una automática de lazo en el resto de los circuitos implicaría una considerable mejora de los parámetros: fiabilidad, número de afectaciones y tiempo de interrupción por usuario respecto a los avances que puede proporcionarles la implementación de una automática sobre la base de un esquema radial.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se implementó una automática en la red de distribución de la ciudad Santa Clara que debe disminuir el tiempo de interrupción por usuario y reducir la magnitud de las afectaciones.
2. Implementar una automática de lazo en el resto de los circuitos implicaría una considerable mejora de los parámetros: fiabilidad, número de afectaciones y tiempo de interrupción por usuario respecto a los avances que puede proporcionarles la implementación de una automática sobre la base de un esquema radial.
3. En la mayoría de los circuitos analizados existen más de una posibilidad de interconexión con otros circuitos de la misma subestación o de una subestación diferente, aprovecharlas implementando más de un lazo automático en el mismo circuito haría aún más invulnerable la red ante condiciones de falla.

Recomendaciones

1. Desempeñar en la red de distribución primaria de la ciudad Santa Clara la automática implementada en el proyecto para así mejorar su eficiencia energética.
2. Continuar la automatización de la red implementando esquemas de lazos automáticos en los circuitos que solo fue diseñado un esquema radial.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. M. G. L. E. Aragón, "Guías para la Implementación de Sistemas de Distribución Automatizados," Consejo Colombiano de Seguridad, 2010.
- [2] C. A. S. Ayón, "Metodología para la Automatización de circuitos eléctricos de distribución de energía eléctrica en la Ciudad de Holguín," Trabajo para optar por el título de Master en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Holguín, Holguín, 2014.
- [3] O. Á. Díaz, "Automatización de la Red de 34.5 kV de la Provincia Villa Clara," Trabajo para optar por el título de Master en Ingeniería Eléctrica, Centro de Estudios Electroenergéticos, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, 2012.
- [4] R. C. V. Sanabria, "Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria," Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1993.
- [5] R. P. G. S. C. Srivastava, "Technology Development and Implementation for Power Distribution Automation System," Department of Electrical Engineering Indian Institute of Technology Kanpur - 20 8 016, India, 2004.
- [6] P. E. F. Campana, "Automatización de distribución. Una mejora en la eficiencia del Servicio y en la rentabilidad de la Inversión 3060," 2010.
- [7] A. E. L. Santana, "Automatización de redes, subestaciones y soporte de comunicaciones ciudad de La Habana, Cuba," Seminario Internacional sobre automatización de redes de distribución de energía eléctrica y centros de control São Paulo, Brasil, 2002.
- [8] U. N. Eléctrica, "Lineamientos de la dirección de distribución para la implementación de la automática de redes," Unión Nacional Eléctrica, La Habana, 2010.
- [9] C. D. H. A. Ferrer, *Protección de Redes Eléctricas*. Universidad Central de Las Villas, Santa Clara: Sección de Publicaciones de la Universidad Central de Las Villas, 1990.
- [10] M. B. d. L. Casas. (2009) Influencia de la generación distribuida en los niveles de cortocircuito y en las protecciones eléctricas en subestaciones de 110 / 34,5 kV. *Energética*. 18.
- [11] S. W. E. Eléctrica, "Documentos y folletos de la UNE," OBE Provincial Villa Clara, Santa Clara, Cuba.
- [12] S. E. I. SA, "Presentación General de Nu-Lec Industries ", Schneider Electric, 2003.
- [13] R. Otero, "TELENUL, SCADA de Supervisión y Telecontrol de Redes de Distribución, diseñado para recerradores y seccionadores NULEC," Empresa de Ingeniería y Proyectos para la Electricidad (INEL), La Habana, Cuba, 2011.
- [14] EERSCA, "Estudio de automatización de alimentadores primarios de EERSCA usando reconectores," Capítulo 3, p. 51, 2011.

- [15] S. E. I. SA, "Technical Manual," Corporate office & factory, Capítulos 1, 9, 11, 12, 13, 15 y 16, 2006.
- [16] J. J. M. Ruiz, "Metodología multi-etapa para la automatización de redes de distribución," Seminario Internacional sobre automatización de redes de distribución de energía eléctrica y centros de control, São Paulo, Brasil, 2002.
- [17] N.-L. I. A. S. E. COMPANY, "Reconectador automático Serie-U de dieléctrico Sólido," S. E. COMPANY, Ed., ed, 2001.
- [18] S. E. I. SA, "Reconectador automático Merlin Gerin ACR Serie N," Schneider Electric, 2001.
- [19] S. E. I. SA, "Reconectador automático Merlin Gerin ACR Serie U," Schneider Electric, 2001.
- [20] L. SHIN SUNG INDUSTRIAL ELETRIC Co., "SWITCH MIX-PL VIT SECCIONALIZING LBS. INSTRUCCION MANUAL," CR Technology Systems, Italia, 2012.
- [21] L. SHIN SUNG INDUSTRIAL ELETRIC Co., "Self Healing VIT Recloser and VIT Sectionalizer whit SEF, HIF, Open Conductor Protection," Headquarters in Korea, Republic of Corea, 2013.
- [22] L. SHIN SUNG INDUSTRIAL ELETRIC Co., "Instruction, Operation and Maintenance Manual," Headquarters in Korea, Republic of Corea, 2006.
- [23] A. T. D. P. a. C. Ltd, "Guía de operación OG8612AXS; Tipos MiCOM P141, P142, P143; Relés de protección de circuito. ," Publicación OG8612AXS, St Leonards Works, Stafford, ST17 4LX England, 2000.
- [24] A. T&D's, "MiCOM P141, P142, P143; Relés de Protección de Circuito. Guía Técnica," Publication: P14x/ES T/A44, Automation & Information Systems Business, 2010.
- [25] S. E. I. SA, "Gabinete de Control (PTCC) ", Schneider Electric 2003.
- [26] L. Casas, "Biblioteca del Radial," Intranet de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Central de Las Villas, Villa Clara, Cuba, 2002.

ANEXOS

Anexo I Datos de los transformadores y de las cargas de las subestaciones Gran Panel y Santa Clara Industrial

Tabla I.1. Datos Técnicos del Transformador 110/13.8 kV de las subestaciones Santa Clara Industrial y Gran Panel.

Tipo	SFZ9-25000/110 Trifásico de 60Hz
Potencia Nominal	25/25/8 MVA
Tensión Nominal	110±9 *1,25% /13.8/6.6kV
Corriente Nominal	131/1047.4/700.6 (A)
Conexión	Estrella- Estrella aterradas (grupo 0) ambas y enrollado terciario en Delta de 8 MVA
Impedancia	12.07%
Masa de Aceite	14460 kg
Masa Neta	47350kg
Cantidad nominal de ventiladores	7
Enfriamiento	ONAN, ONAF

Tabla I.2. Características de cargas en circuitos de Gran Panel.

Circuito	Clientes	Carga(MW)	Tipo de Carga
166	809	1.0	Mixta - Residencial
167	1733	1.1	Mixta - Residencial
168	751	1.0	Mixta - Residencial
169	4774	3.0	Mixta - Residencial
170	932	2.1	Mixta - Residencial
171	218	0.1	Mixta - Residencial

Tabla I.3. Datos Técnicos del Transformador 110/34,5 kV de la subestación Santa Clara Industrial.

Tipo	5ER 31 M “Skoda” de fabricación checoslovaca Trifásico de 60 Hz
Potencia Nominal	25/25/8 MVA
Tensión Nominal	110 $\pm$ 8*2% /34.5/6.3 kV con regulación bajo carga
Corriente Nominal	131/418/733 (A)
Conexión	Estrella- Estrella aterradas ambas y enrollado terciario en Delta de 8 MVA
Impedancia	11.5%
Masa de Aceite	16000 kg
Masa Neta	60000kg
Cantidad nominal de ventiladores	20
Enfriamiento	ON, AN, ONAF

Tabla I.4. Características de cargas en circuitos de Santa Clara Industrial.

Circuito	Clientes	Carga(MW)	Tipo de Carga
30	5959	2.0	Mixta-Residencial
31	5097	1.3	Mixta-Residencial
132	3627	1.3	Mixta-Residencial
162	1570	1.0	Mixta-Residencial
193	1025	0.6	Mixta-Residencial
194	277	0.3	Mixta-Residencial

Tabla I.5. Datos de grupo electrógeno de generación Fuel-Oil.

Baterías	Datos de las baterías	Interruptores	Datos del Transformador
Bat # 1	4 x 1.7 MW 4.16 kV	6370	8.5 MVA
Bat # 2		6365	4.16/34.5 kV
Bat # 3			

Tabla I.6. Datos de grupo electrógeno de generación Diésel.

Baterías	Datos de las baterías	Interruptores	Datos del Transformador
Bat # 1	8 x 2.36 MVA	6240	20 MVA
Bat # 2	15.1 MW	6245	34.5/13.8 kV

Tabla I.7. Datos de parque fotovoltaico.

Capacidad de generación	Interruptor	Datos del Transformador
960 kW	1770	1000 kVA, 4.16/34.5 kV Y aterrada - Y aterrada

Tabla I.8. Circuitos a los cuales se les realizará la automatización.

Circuito	Clientes	Carga(MW)	Tipo de Carga
26	770	0.9	Residencial
28	3297	1.6	Mixta-Residencial
166	809	1.0	Mixta-Residencial
168	751	1.0	Mixta-Residencial
169	4774	3.0	Mixta-Residencial
170	932	2.1	Mixta-Residencial
30	5959	2.0	Mixta-Residencial
31	5097	1.3	Mixta-Residencial
132	3627	1.3	Mixta-Residencial
162	1570	1.0	Mixta-Residencial
193	1025	0.6	Mixta-Residencial
194	277	0.3	Mixta-Residencial
Total	28888	16.1	

Anexo II Monolineales de los circuitos de Gran Panel, Santa Clara Industrial, Manuelita y Plaza de la Revolución

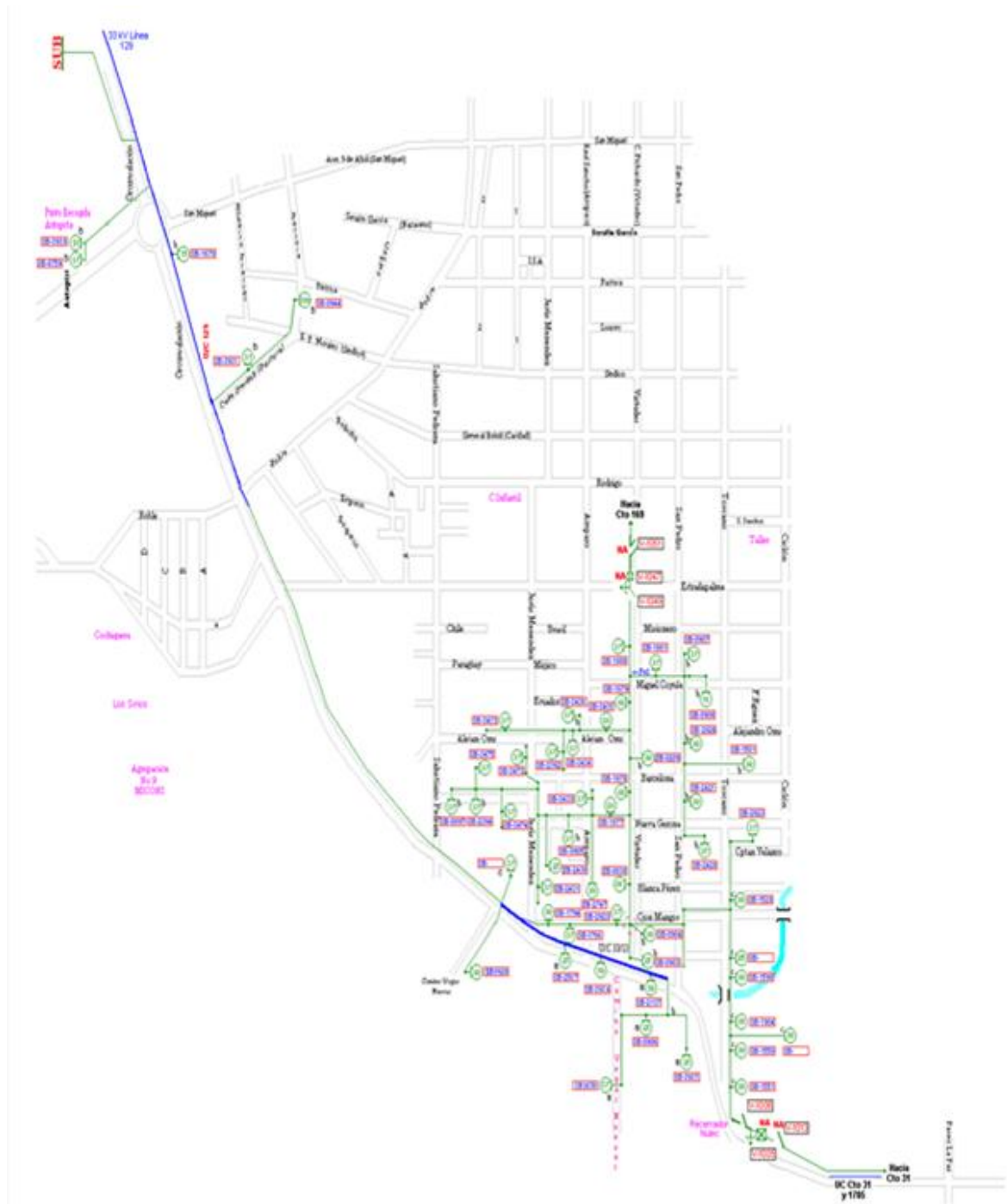
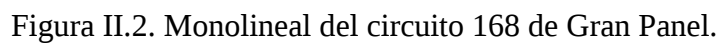
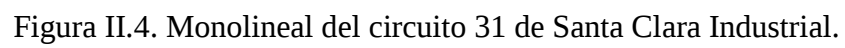
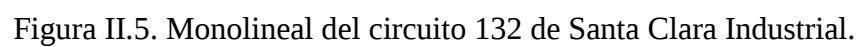


Figura II.1. Monolineal del circuito 166 de Gran Panel.









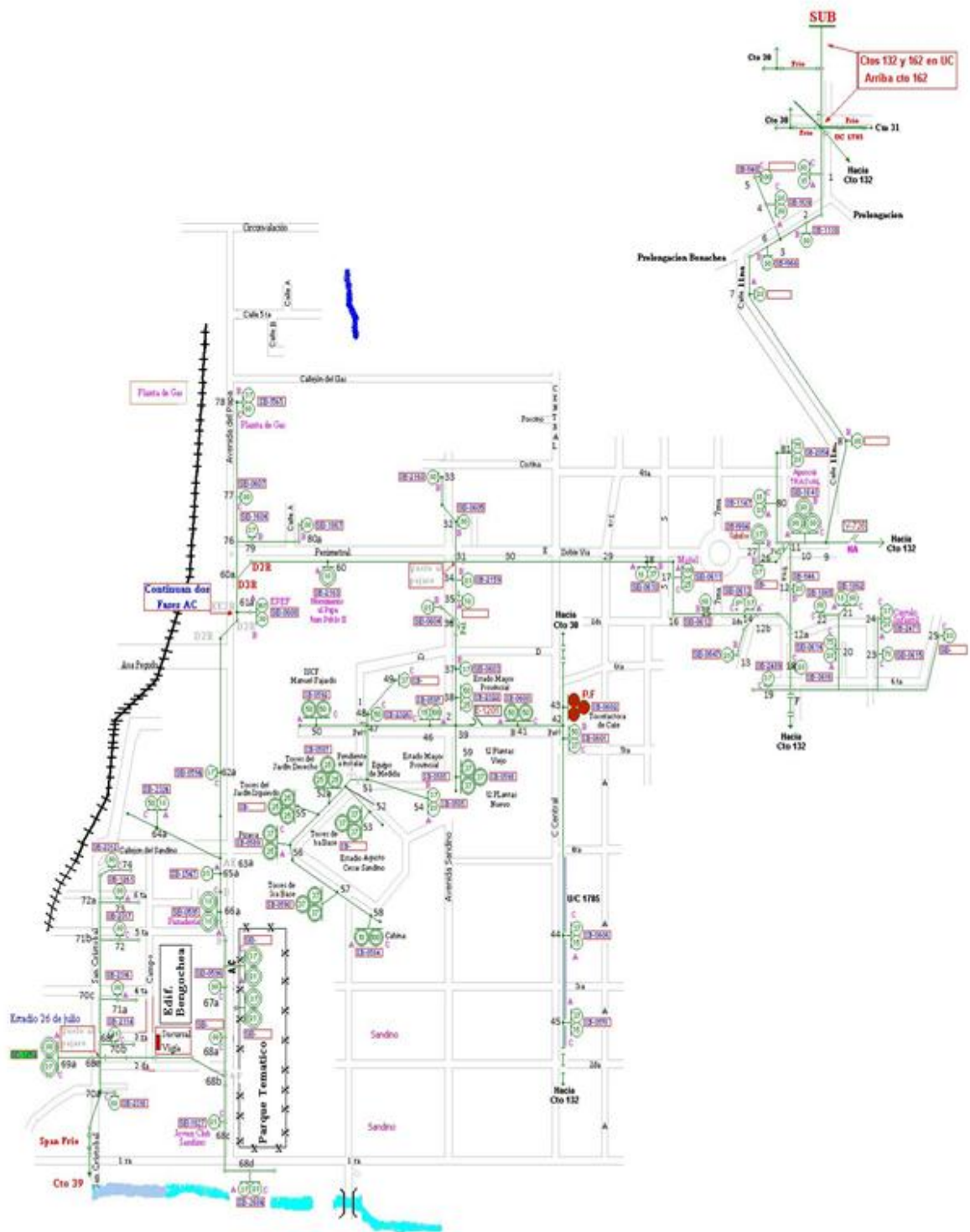


Figura II.6. Monolineal del circuito 162 de Santa Clara Industrial.

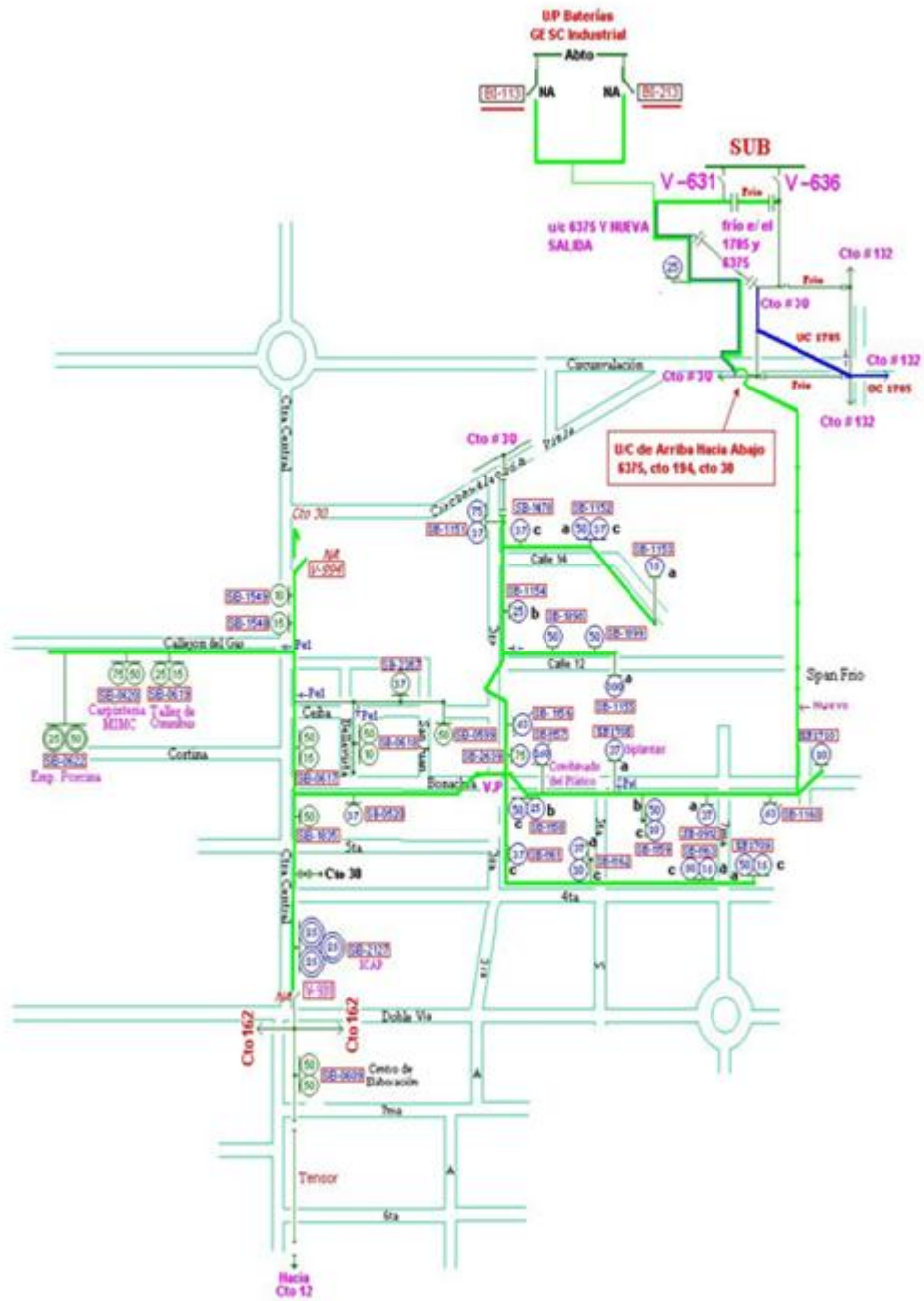


Figura II.7. Monolineal del circuito 193 de Santa Clara Industrial.

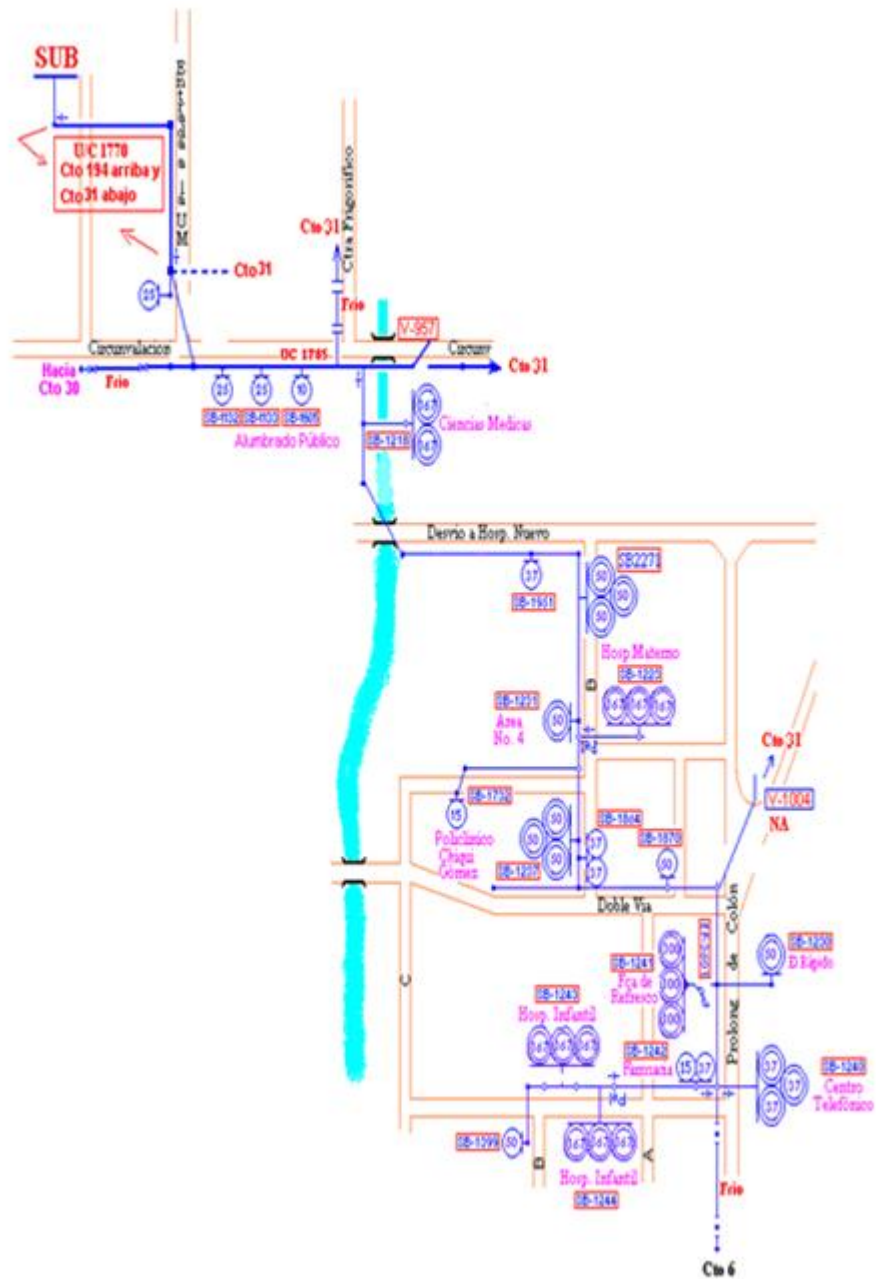
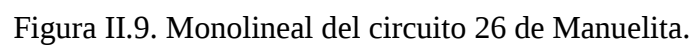
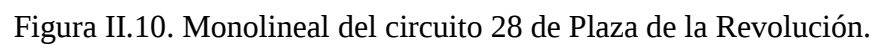


Figura II.8. Monolineal del circuito 194 de Santa Clara Industrial.





Anexo III Características y datos técnicos de los dispositivos de protección utilizados en la automatización de la red

Tabla III.1. Características de Medición del Nu-Lec Serie U.

<i>Tensión</i>	<i>Corriente</i>	<i>Potencia Activa (con o sin signo)</i>	<i>Factor de Potencia</i>	<i>Mediciones Históricas de Fábrica</i>	<i>Mediciones Históricas Configurables</i>	<i>Registro de Eventos</i>	<i>Medición de la Presión del Gas</i>
Mide valor eficaz en las tres fases en el lado de la fuente, programado en fábrica (Lado-I). Un umbral configurado por el usuario indica si el terminal está energizado o no (exactitud $\pm 2,5\%$). La medición de la tensión en el lado de la carga está disponible si se han instalado los TCTs opcionales externos.	Mide valor eficaz es medido en las tres fases (precisión $\pm 2,5\%$, lectura 2-800A).	Se determina multiplicando $V \times I$ en tiempo real y promediando durante varios ciclos (precisión $\pm 5\%$ de la lectura, dentro de los límites de V e I especificados).	Determinado a partir de la relación entre la tensión de línea y la corriente de línea, y la potencia activa calculada previamente (precisión $\pm 5\%$ de la lectura, dentro de los límites de V e I especificados más arriba).	El flujo de la energía es integrado en intervalos de 5, 15, 30, o 60 minutos (kWh) y los valores son registrados durante al menos 2 meses con el ajuste de fábrica. Se puede ver en el panel de control del operador, en la computadora o en el sistema SCADA compatible. Adicionalmente, los datos pueden ser cargados en una computadora portátil o en un sistema SCADA compatible.	Los perfiles de demanda promedio pueden ser configurados utilizando el WSOS. La configuración personalizada le permite al usuario especificar sólo los parámetros que son requeridos evitando la recolección de información innecesaria.	Cantidad mínima de eventos típicos almacenados en el registro de eventos: 3000 eventos	Presion de Gas 1kPa Gas Pressure Display Accuracy $\pm 5kPa$ Configuracion de Alarma por bajo nivel de 15kPa Gauge @ 20°C Alarma por Gas Low Alarm Accuracy $\pm 5kPa$

Tabla III.2. Características de Protección General del Nu-Lec Serie U.

<i>Secuencia de Operación</i>	<i>Módulo de Entradas de Aperturas Rápidas</i>	<i>Tiempo de Reinicio de la Secuencia</i>	<i>Aperturas para el Bloqueo</i>	<i>Curvas de Tiempo Inverso</i>	<i>Curvas Definida por el Usuario</i>	<i>Protección Instantánea</i>	<i>Protección por Tiempo Definido</i>	<i>Protección de Tierra de Alta Sensibilidad</i>	<i>Coordinación de Secuencia</i>
Los tiempos de recierre son seleccionados en forma individual. La secuencia de operación es definida por: O - 1er tr - OC - 2do tr - OC - 3er tr - OC donde tr = tiempo de recierre.	Este módulo está disponible como un accesorio. Provee una entrada aislada ópticamente para abrir al restaurador de manera incondicional dentro de los 60ms de la activación (incluyendo los tiempos de rebote y de operación del interruptor). Se compra de forma adicional. Para mayores detalles o mayor información sobre su uso, referirse a Schneider Electric.	Tiempo de reinicio de la secuencia: 5 - 180 s Resolución del tiempo: 1 s	El número de aperturas por sobrecorriente y falla es seleccionable entre 1 y 4. Para la protección de tierra de alta sensibilidad (PTAS) se dispone de una configuración por separado.	La CAPM ofrece un total de 48 curvas de protección de tiempo inverso que son seleccionadas por el usuario. Estas son: Tres curvas IEC255: Estándar Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Tres curvas de Tiempo Inverso IEEE C37.112: Moderadamente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. 42 Curvas No Estándar de Tiempo Inverso: Referirse al Manual Técnico para obtener un listado completo.	Se pueden seleccionar hasta cinco Curvas Definidas por el Usuario (CDU) en el panel de control en la misma forma que las curvas mencionadas más arriba. Las CDU son configuradas con el módulo de las CDU en el WSOS.	La Protección Instantánea opera abriendo al restaurador si la corriente de línea excede el Multiplicador Instantáneo x Corriente Ajustada. Rango del Multiplicador: 1-30 Resolución del ajuste: 0,1 Ajuste efectivo máximo: 12,5kA	El tiempo definido se encuentra disponible en las protecciones por fase y tierra. Trabaja abriendo al restaurador en un tiempo prefijado luego de la detección de la falla. Intervalo de corriente: 10 – 1260 A Resolución de tiempo: 0,1 s Intervalo de tiempo: 0,5 a 100 s Resolución del ajuste de corriente: 1A.	La PTAS hace que el restaurador abra cuando la corriente de tierra se eleva por encima de un nivel prefijado por un lapso mayor a un tiempo prefijado. Rango de corriente de apertura PTAS: 4 – 20 A Tiempo de operación PTAS: 0,1 - 100 s Resolución del ajuste de la corriente de apertura PTAS: 1 A Resolución del tiempo de operación PTAS: 0,1 s	La coordinación de secuencia permite al restaurador mantener su secuencia de apertura a la par con otro restaurador ubicado aguas abajo.

Tabla III.3. Características de Protección Avanzada del Nu-Lec Serie U.

<i>Bloqueo Direccional</i>	<i>Bloqueo por Carga Viva</i>	<i>Pérdida de Fase</i>	<i>Secuencia Negativa de Fase</i>	<i>Restrictor de Corriente Inrush</i>	<i>Detección del Arranque en Frío</i>	<i>Protección por Baja / Sobre Frecuencia</i>	<i>Grupos Múltiples de Ajustes de Protección</i>	<i>Selección Automática del Grupo de Protección</i>	<i>Software de Automatización</i>
Es una característica de protección adicional que restringe las aperturas por fallas en un lado designado del restaurador. Previene aperturas innecesarias si las condiciones particulares de la red están causando fallas a tierra "falsas". En sistemas radiales el bloqueo direccional previene las aperturas innecesarias bloqueando fallas en la dirección de la fuente y sólo respondiendo a fallas en la dirección de la carga.	El bloqueo por carga viva previene al restaurador de cerrar si cualquiera de los terminales del lado de la carga está energizado. Intervalo del umbral de tensión del bloqueo por carga viva: 2 - 15kV	La Protección por pérdida de fase abre al restaurador si la tensión de fase a tierra en una o dos fases cae por debajo de un umbral de tensión prefijado por un periodo de tiempo prefijado. Intervalo del umbral de tensión: 2 - 15kV Resolución de la tensión: 1V Intervalo de tiempo: 0,1 - 100 s Resolución de tiempo: 0,1 s	La secuencia negativa fase (SNF) es la protección de corriente que se activa cuando se detecta un bajo nivel de fase a fase lo que es sintoma de falla en presencia de un alto nivel de carga. Tiempo Inverso con ajuste de la corriente: 10 - 1260 A	La Restricción de corrientes Inrush eleva los umbrales de las corrientes de fase y de tierra por un periodo de tiempo corto para permitir la circulación de corrientes de inrush de corta duración cuando se cierra el equipo sobre una carga. Intervalo del multiplicador: 1 - 30 Resolución del Multiplicador: 0,1 Intervalo de tiempo: 0,05 - 30 s Resolución de tiempo: 0,05 s	Permite que se produzca una pérdida de diversidad de la carga (aumento del nivel de la carga) después de haber permanecido sin alimentación por un periodo de tiempo, restablecimiento de carga. Rango del Multiplicador: 1 - 5 Resolución del multiplicador: 0,1 Constante de tiempo: 1 a 480 min Resolución de la constante de tiempo: 1 min	Esta es una característica de protección adicional disponible bajo pedido. Intervalo de frecuencia de apertura: 45 - 65 Hz Cálculo de la frecuencia: Una vez por ciclo en un periodo de dos ciclos Número de ciclos de baja/sobre frecuencia antes de la apertura 2 - 1000 Precisión: $\pm 0,05\text{Hz}$	La CAPM ofrece hasta 10 grupos de protección, cada uno de los cuales puede ser configurado con características de protección completamente diferentes; diferentes curvas de tiempo inverso y ajustes de corriente. El número de grupos de protección disponibles para el operador puede ser configurado utilizando el Sistema Operativo de Windows del Interruptor (WSOS) Intervalo de los grupos de protección: A - J.	La selección automática del grupo de protección es utilizada para cambiar las características de protección dependiendo de la dirección del flujo de la energía. Esto permite que el restaurador sea coordinado correctamente con otros equipos aguas abajo independiente mente de la dirección del flujo de energía. Intervalo de pares de grupos de protección: A y B, C y D, E y F, G y H, I y J	El software opcional para el Loop Automation y el Auto-Cambio puede ser comprado en el momento de colocar la orden de compra o de realizar una modernización de la instalación.

Tabla III.4. Características Técnicas Generales del Nu-Lec Serie N.

<i>Especificaciones</i>	15 kV 12.5kA	27 kV 12.5kA	38kV 12.5kA	38kV 16kA
Tensión Máxima	15,5 kV	27 kV	38kV	38kV
Corriente Nominal	630A	630A	630A	800A
Poder de Cierre Sobre Falla (Pico)	31,5kA	31,5kA	31,5kA	16kA
Capacidad de Interrupción de Falla	12,5 kA	12,5 kA	12,5 kA	40kA
Tiempo de Operación Cierre/Apertura)	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s
Operaciones Mecánicas	10000	10000	10000	10000
Operaciones a Plena Carga	10000	10000	10000	10000
Corriente de Corta Duración	12,5kA	12,5kA	12,5kA	16kA
<i>Capacidad de Interrupción</i>				
Principalmente Activa (factor de potencia 0,7)	630A	630A	630A	800A
Carga en el Cable	25A	40A	40A	40A
Capacidad de Interruptor de Falla	12,5 kA	12,5 kA	12,5 kA	16kA
Carga en la Línea	5A	5A		
Corriente de Magnetización del Transformador	22A	22A	22A	22A
Corriente Capacitiva	250A	-	-	-
<i>Nivel de Aislación al Impulso</i>				
Fase a Tierra	110kV	150kV	170kV	170kV
A Través del Interruptor	110kV	150kV	170kV	170kV
Con Pérdida de SF6	60kV	70kV	70kV	70kV
<i>Nivel de Aislación a Frecuencia Industrial</i>				
Fase a Tierra	50kV	70kV	70kV	70kV
A Través del Interruptor	50kV	70kV	70kV	70kV
<i>Ambiental</i>				
Temperatura Ambiente	-30 a 50°C	-30 a 50°C	-30 a 50°C	-30 a 50°C
Radiación (máx.)	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²
Humedad	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%
Altitud (Max)	3000m	3000m	3000m	3000m
<i>Peso Neto</i>				
Peso	327kg	327kg	327kg	327kg
Con Gabinete de Control e Items complementarios	380kg	387kg	387kg	387kg

Tabla III.5. Datos técnicos de los seccionalizadores VIT.

Item				Unit	Guaranteed Value		
Rated Voltage				kV	15	27	38
Rated Continuous Current				A	630	630	630
Frequency				Hz	50/60	50/60	50/60
Insulation Capability	Impulse Withstand Voltage	Phase- Ground	kV	110	150	170	
		Phase- Phase	kV	110	150	195	
	Power Frequency Withstand Voltage	Dry (1 min.)	kV	45	50	70	
		Wet (10 sec.)	kV	50	60	80	
Rated Breaking Capacity	Load Current			A	630	630	630
	Cable Charging Current			A	20	20	20
	Line Charging Current			A	2	2	2
	Loop Current			A	630	630	630
Rated Short Time Current				kA	20(4sec)	25(1sec)	25(1sec)
Rated Making Current				kAp	32.5	32.5	32.5
Gas Pressure	Normal Pressure			Kg·f/cm²	1.0 ± 0.1	1.0 ± 0.1	1.0 ± 0.1
	Locking Pressure			Kg·f/cm²	0.05 ~ 0.4	0.05 ~ 0.4	0.05 ~ 0.4
	Bursting Pressure			Kg·f/cm²	4.0 ~ 6.0	4.0 ~ 6.0	4.0 ~ 6.0
Manual Handle Force				Kg	16±2	16±2	16±2
Close Time				ms	600±100	600±100	600±100
Open Time				ms	50±10	50±10	50±10
Weight	Switch(Tank)			Kg	115	128	141
	Control Box			Kg	62	62	62

Anexo IV Carga por bloques de los circuitos a los cuales se les realizará la automatización

Tabla IV.1. Carga por bloques del circuito 26.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (ckVAr)
Bloque 1	1389	0
Bloque 2	964	0
Bloque 3	1393	0

Tabla IV.2. Carga por bloques del circuito 28.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAR)
Bloque 1	602,5	0
Bloque 2	457,5	75

Tabla IV.3. Carga por bloques del circuito 166.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAR)
Bloque 1	640	0
Bloque 2	887,5	0
Bloque 3	700	0

Tabla IV.4. Carga por bloques del circuito 168.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAR)
Bloque 1	1152,5	300
Bloque 2	860	0
Bloque 3	863	0

Tabla IV.5. Carga por bloques del circuito 169.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAr)
Bloque 1	1640	0
Bloque 2	1797,5	0
Bloque 3	1240	0
Bloque 4	1451	75
Bloque 5	1402,5	0

Tabla IV.6. Carga por bloques del circuito 170.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAr)
Bloque 1	1427,5	0
Bloque 2	1835	0
Bloque 3	1860	0
Bloque 4	1738.5	0

Tabla IV.7. Carga por bloques del circuito 30.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAr)
Bloque 1	1516	0
Bloque 2	1637,5	0
Bloque 3	1433,5	75
Bloque 4	2395	0
Bloque 5	2355	0

Tabla IV.8. Carga por bloques del circuito 31.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAr)
Bloque 1	1710	75
Bloque 2	1198	0
Bloque 3	1787,5	0

Tabla IV.9. Carga por bloques del circuito 132.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAR)
Bloque 1	997,5	150
Bloque 2	1362,5	0
Bloque 3	1927,5	0

Tabla IV.10. Carga por bloques del circuito 162.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAR)
Bloque 1	1585	0
Bloque 2	1740	0
Bloque 3	1284,5	0

Tabla IV.11. Carga por bloques del circuito 193.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAR)
Bloque 1	1298,5	0
Bloque 2	640	0

Tabla IV.12. Carga por bloques del circuito 194.

Carga por Bloques		
Bloques	S (kVA)	Qc (cKVAR)
Bloque 1	1397,5	0
Bloque 2	1617	0

Figura V.1. Zona de crecimiento urbano.

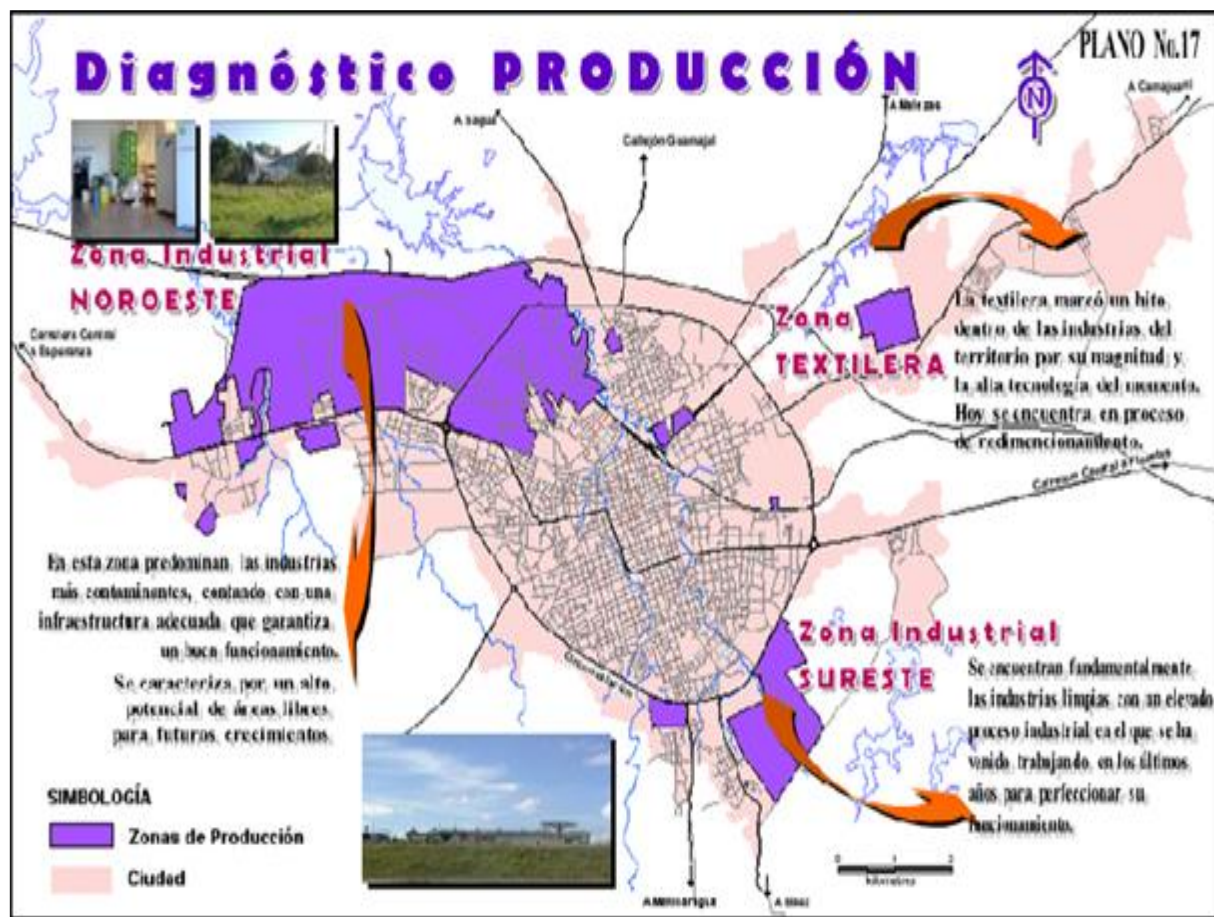


Figura V.2. Zona de crecimiento industrial.

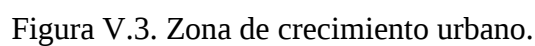


Figura V.3. Zona de crecimiento urbano.

Anexo VI Puntos de seccionalización de los circuitos

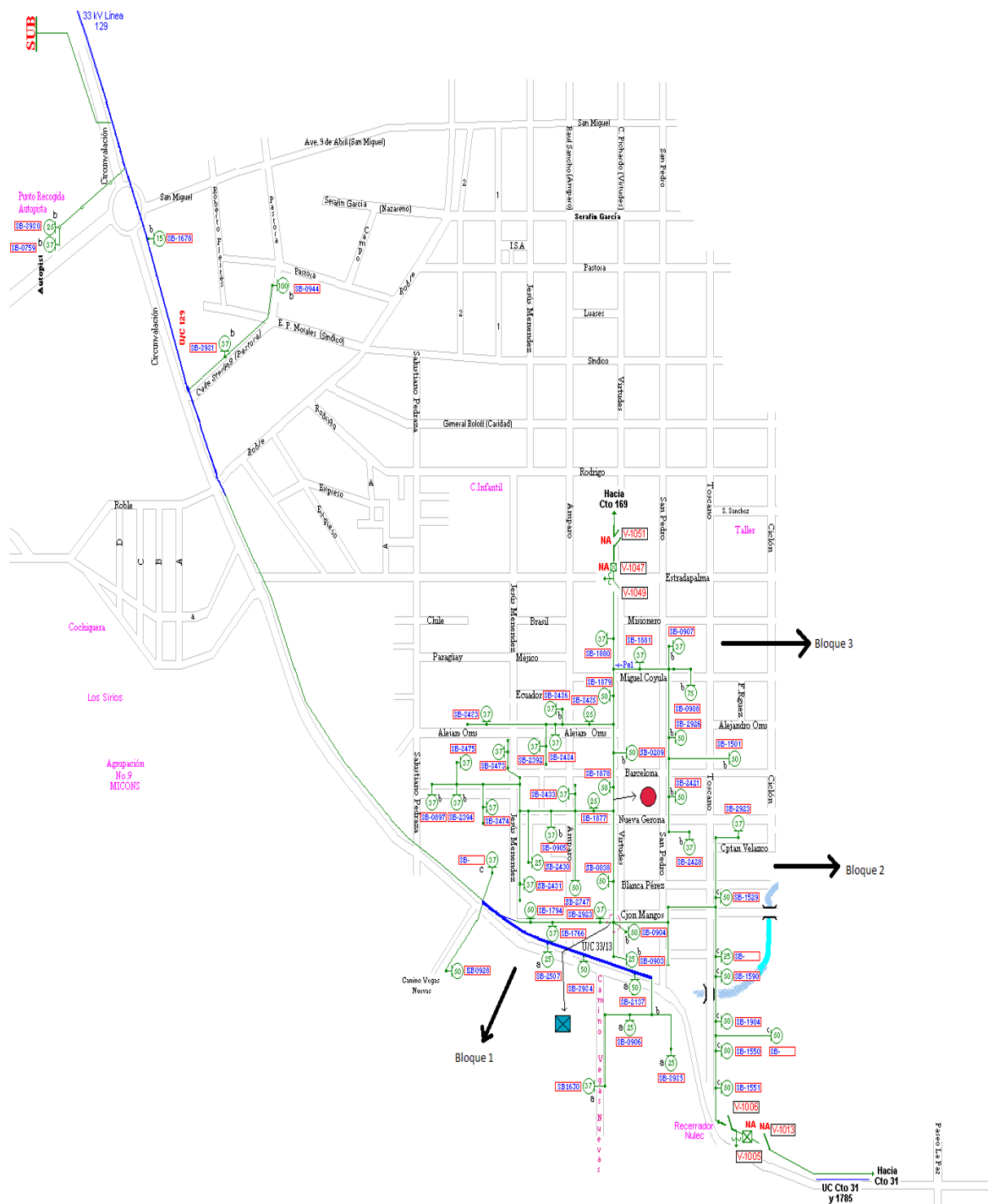


Figura VI.1. Puntos de seccionalización del circuito 166 de Gran Panel.





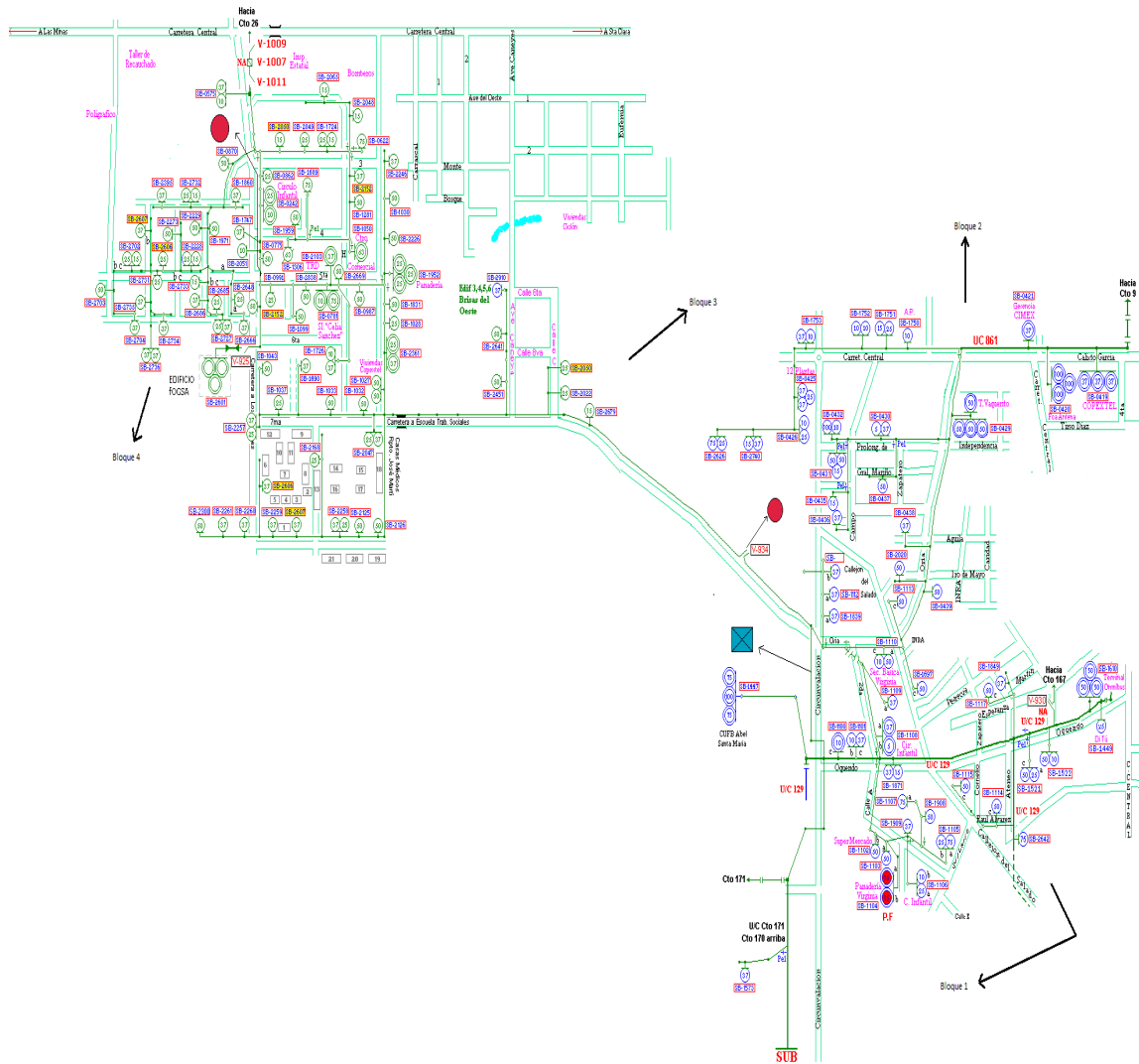
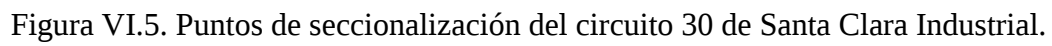
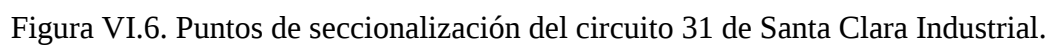


Figura VI.4. Puntos de seccionalización del circuito 170 de Gran Panel.





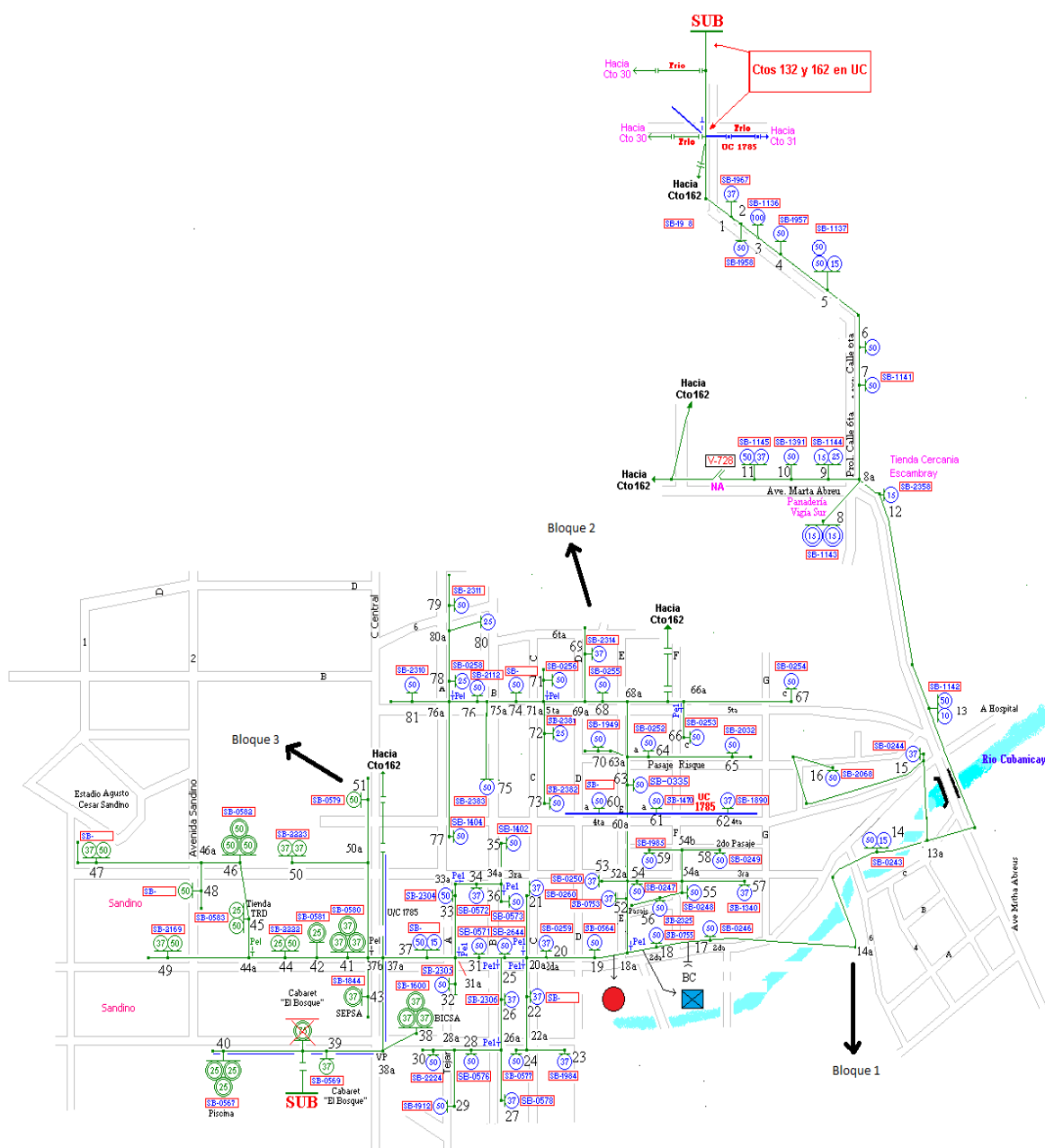
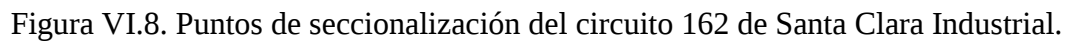
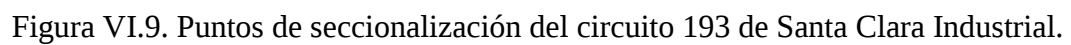


Figura VI.7. Puntos de seccionalización del circuito 132 de Santa Clara Industrial.





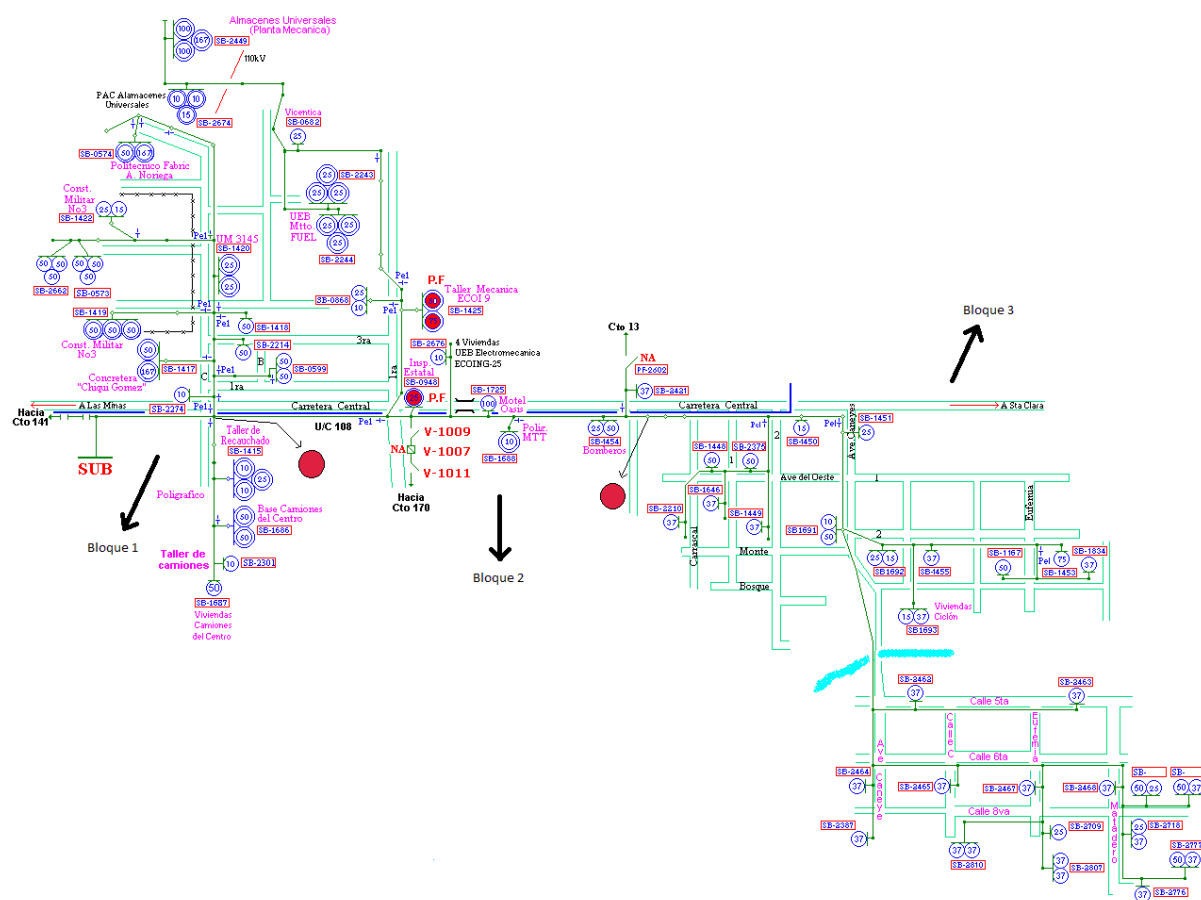
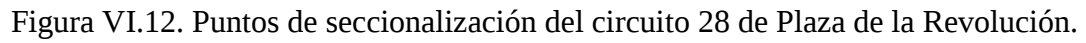


Figura VI.11. Puntos de seccionalización del circuito 26 de Manuelita.



Anexo VII Curvas de tiempo para abrir contra múltiplo de la corriente de arranque

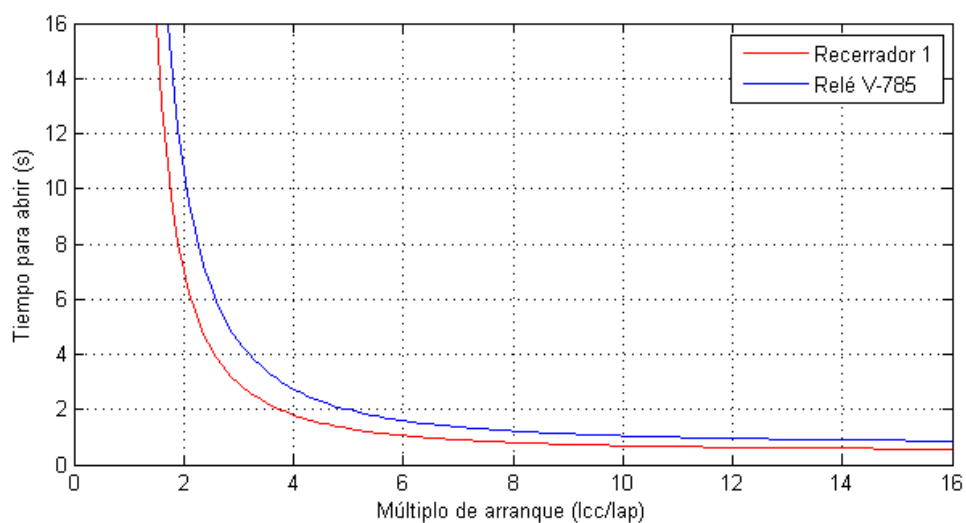


Figura VII.1. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-785 y el recerrador 1 del circuito 168.

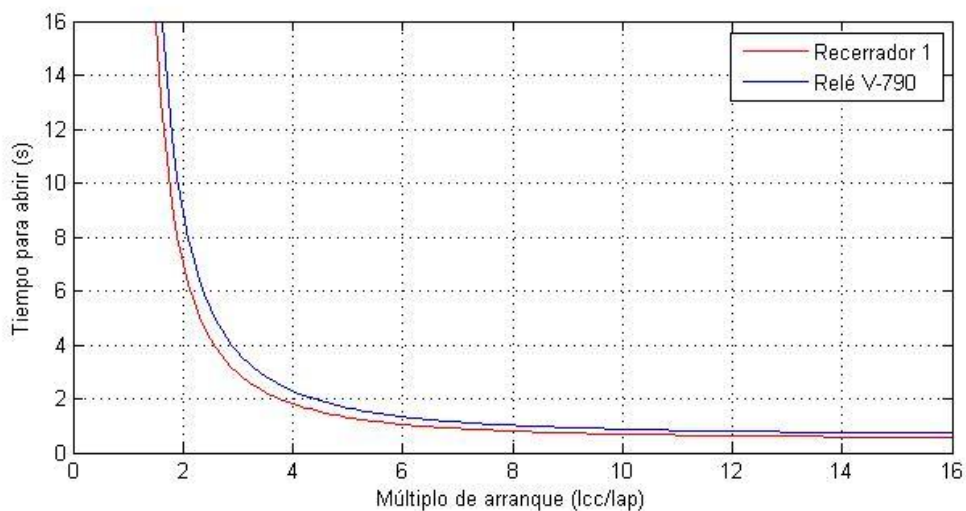


Figura VII.2. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-790 y el recerrador 1 del circuito 169.

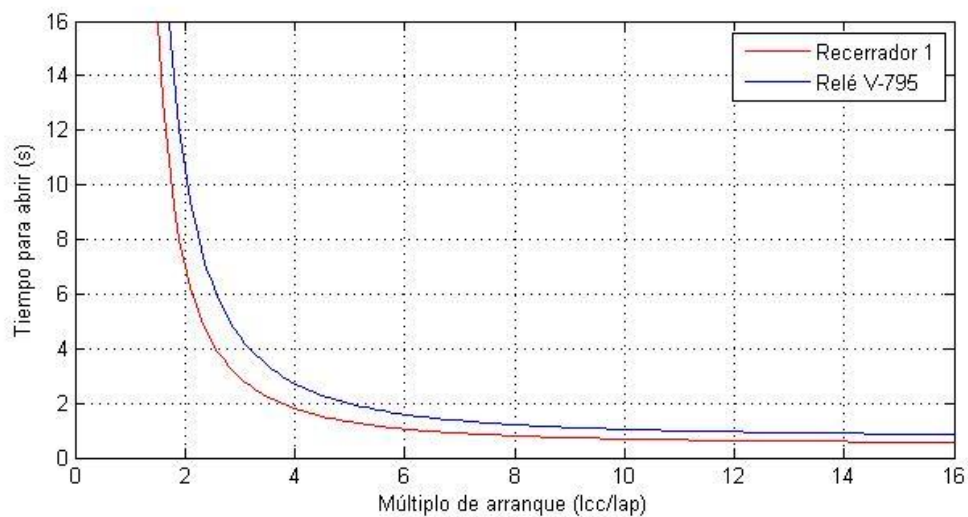


Figura VII.3. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-795 y el recerrador 1 del circuito 170.

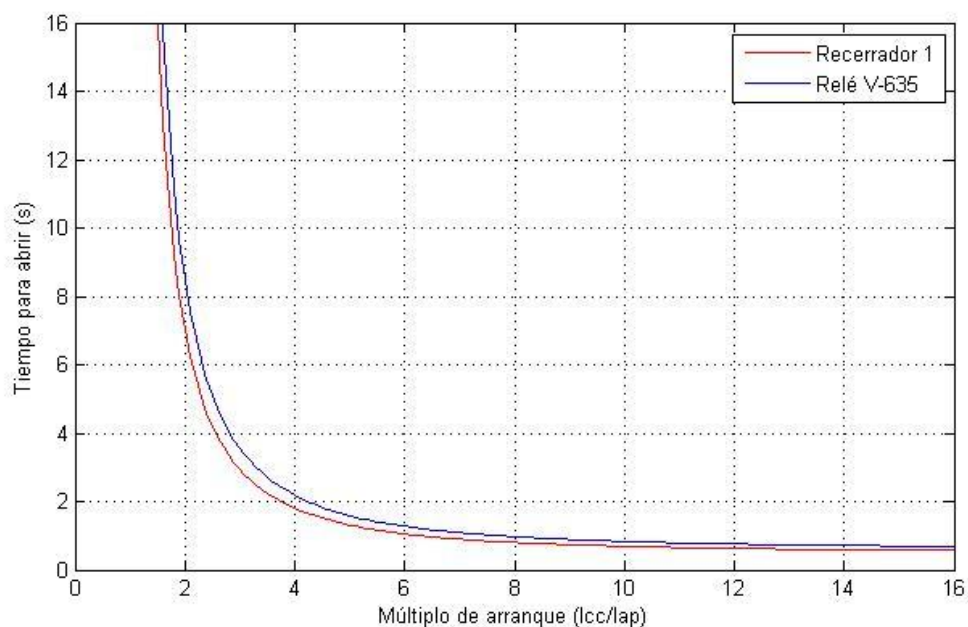


Figura VII.4. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-635 y el recerrador 1 del circuito 30.

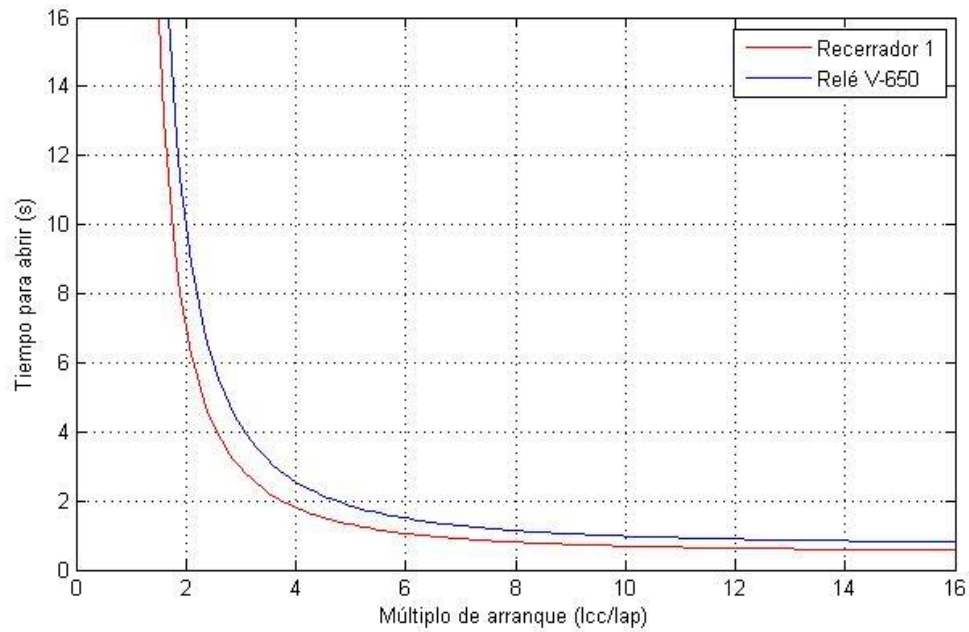


Figura VII.5. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-650 y el recerrador 1 del circuito 31.

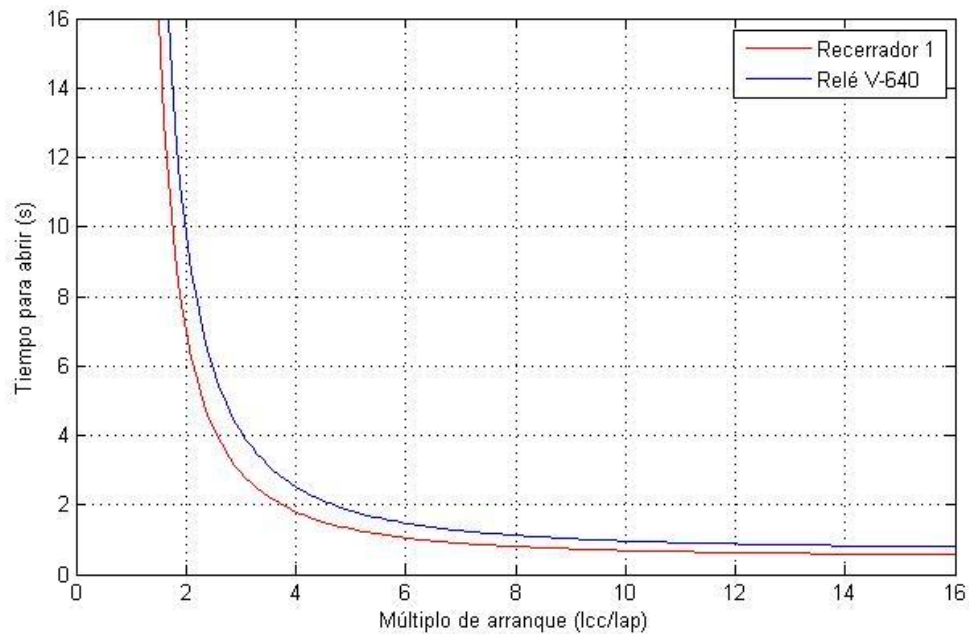


Figura VII.6. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-640 y el recerrador 1 del circuito 132.

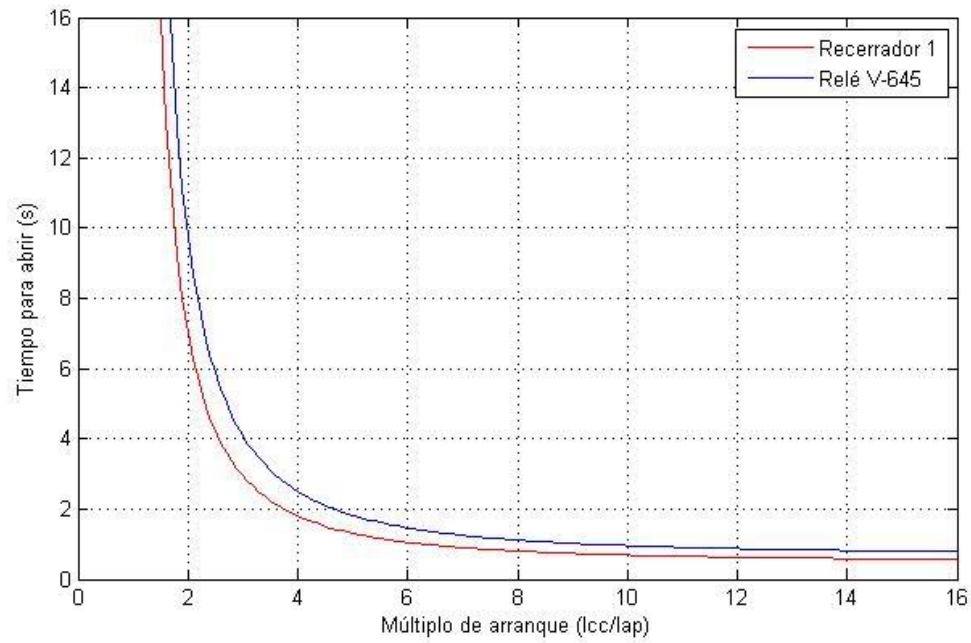


Figura VII.7. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-645 y el recerrador 1 del circuito 162.

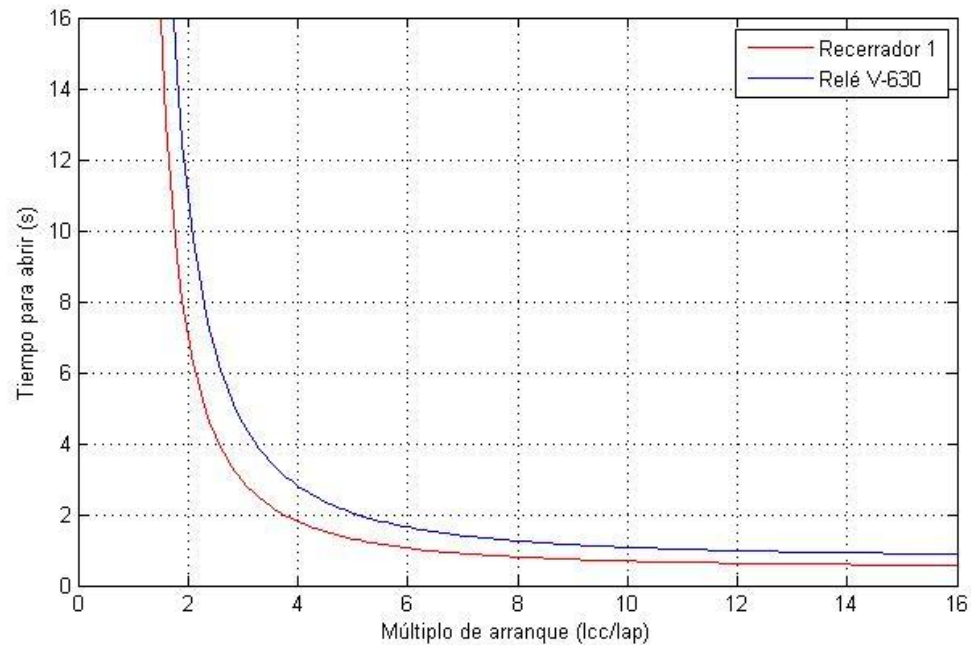


Figura VII.8. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-630 y el recerrador 1 del circuito 193.

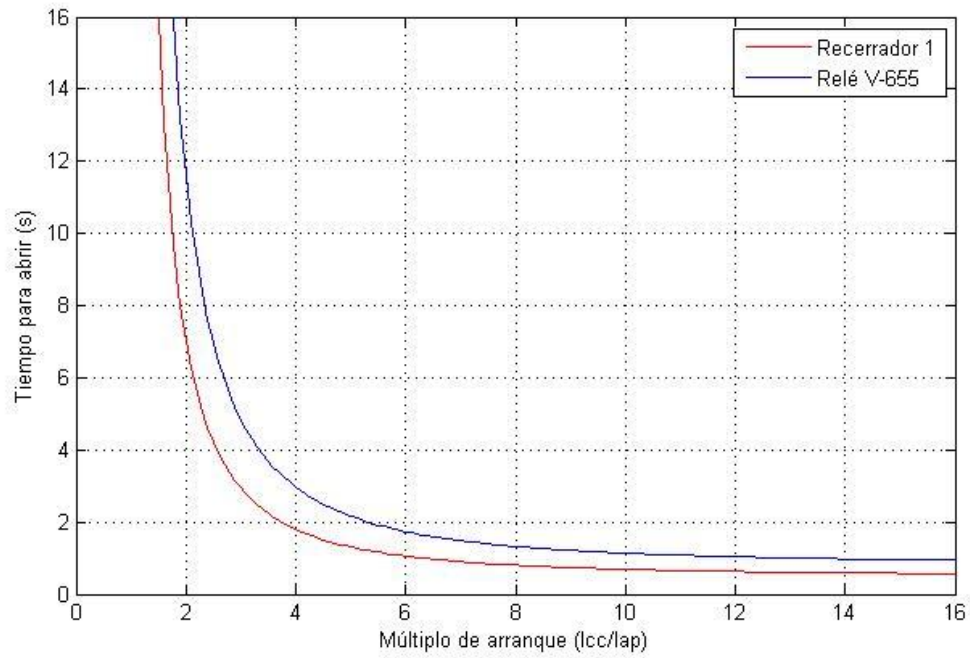


Figura VII.9. Curvas de t_{abrir} contra múltiplo de la corriente de arranque, que resultan de la coordinación entre el relé V-655 y el recerrador 1 del circuito 194.