Facultad Metalurgia-Electromecánica

Departamento de Eléctrica

ISMMM
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ

Trabajo de Diploma

En opción al título de

Ingeniero Eléctrico

Título:

MEJORAS EN EL CIRCUITO DE SUBTRANSMISIÓN TU-6100 PARA LA DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA PROVINCIA LAS TUNAS

Autor:

MIRELKY VEGA RODRÍGUEZ

Tutor:

DR.C: IGNACIO ROMERO RUEDA

Consultantes:

ING: MICHEL PARRA GARCÍA

ING: RINELSON MARRERO ÁLVAREZ

Moa, Curso 2015-2016

"Año 58 de la Revolución"

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Con relación al contenido de la presente tesis, el autor es responsable y certifica la propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. “Antonio Núñez Jiménez", el cual podrá hacer el uso que estime pertinente con los resultados.

Para que así conste firmamos la presente:

A los _____días del mes de_____ del _____

_____

Mirelky Vega Rodríguez

(Diplomante)

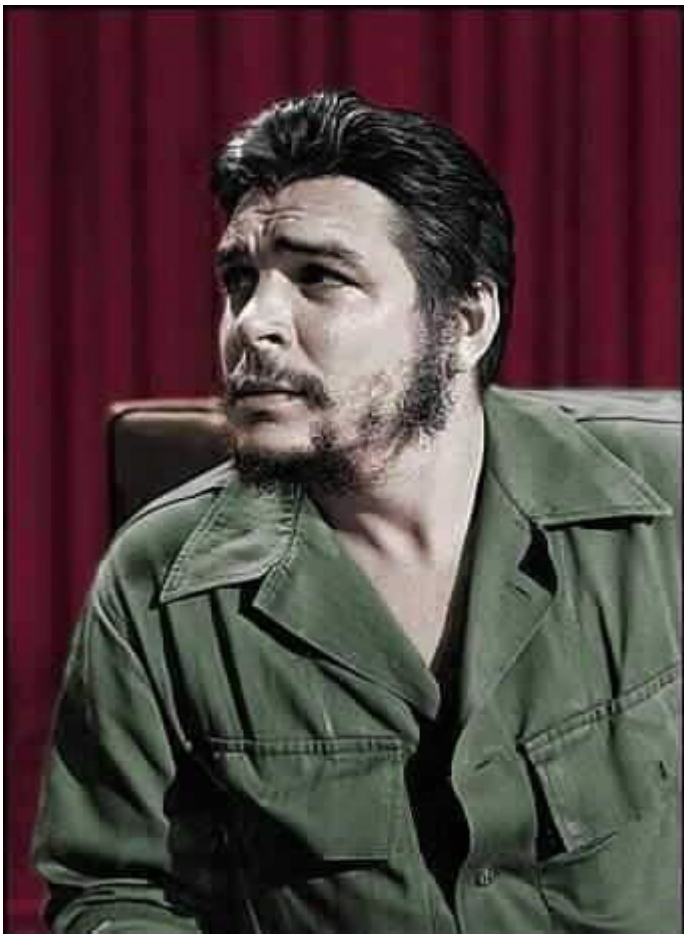
_____

Dr.C: Ignacio Romero Rueda

PENSAMIENTO

"El éxito no se logra por hacer cosas extraordinarias, sino por hacer las cosas ordinarias extraordinariamente bien".

Ché



"La mayoría de las ideas fundamentales de la ciencia son esencialmente sencillas y por regla general pueden ser expresadas en un lenguaje comprensible para todos".

Albert Einstein

DEDICATORIA

A mi madre por siempre confiar en mí y darme todo su apoyo, a mi hija que es la que me da las fuerzas y la inspiración para seguir adelante, a mi tía que es como mi segunda madre, a mi esposo a quien amo mucho, a mi suegra que de no haber sido por ella hoy no estuviera aquí, a mi cuñada y suegro por haberme ayudado tanto en fin a todos los que de una forma u otra hicieron posible que se cumpliera mi mayor sueño.

Gracias

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Mildret Rodríguez

A mi hija Anayelis Delgado

A mi tía Mercedes Vega

A mi esposo Julio César Delgado

A mi suegra Rosa María Leiva

A mí cuñada Adriana Delgado

A el mejor de mis amigos y por demás Tutor Consultante por la ayuda incondicional al Ing. Michel Parra

A mis tutores Dr. C Ignacio Romero y Ing. Rinelson Marrero

A mis amigos de la UEB Tunas, a los muchachos de proyecto, a Diane, Cary, Dainier, Nosdalis, Duny, Yoa, Profe Osmani, Ibis, Tania, Javi, Yordan, Yolaine, Judith,

Y a todos aquellos que no tengo más que agradecerle el haberme hecho cada día más fuerte y con más deseos de que este día por fin llegara a esos también gracias por simplemente no estar cuando más los necesite.

RESUMEN

El estudio de los sistemas eléctricos es de gran importancia, para un desarrollo equilibrado y ascendente de la infraestructura eléctrica, de ahí la necesidad de mejorar las condiciones de las redes eléctricas para brindar al cliente un servicio de óptima calidad, ya que estos son nuestra razón de ser**.** Los circuitos de subtransmisión forman parte importante dentro del Sistema Electroenergetico Nacional por eso en nuestro trabajo de diploma nos referimos a uno en particular, ya que no es muy frecuente que se estudien; por lo general siempre se toman los circuitos de distribución sin darnos cuenta que los circuitos de subtransmisión son también de distribución. Se detallan conceptos, las partes fundamentales del (SEN), las clasificaciones de las pérdidas de energía eléctrica y todo lo necesario para una mejor comprensión de lo que se expresa en nuestra investigación. Al circuito objeto de estudio se le realizaron varios estudios y celajes pertinentes para analizar las variables eléctricas que nos abordaron las interrogantes necesarias para obtener las respuestas y proponer variantes de mejoras; hasta llegar a la valoración técnico-económica de cada variante para las mejorar y reducir al máximo las pérdidas de energía en el circuito.

Se da una explicación detallada acerca del Software Radial 8.0 y los dispositivos de medición Nulec que fueron herramientas imprescindibles para el desarrollo de la investigación permitiéndonos así tomar los datos e implementar las mejoras en función de reducir al máximo las pérdidas de energía eléctrica en el circuito de subtransmisión TU-6100 de la provincia de Las Tunas.

Esta es la base de nuestro trabajo al final recomendar lo que sea de mejor para brindar fiabilidad y afectar lo menos posible al cliente; y proponer que se realicen estudios similares en los otros circuitos de subtransmisión de la provincia.

ABSTRACT

The study of the electric systems is of great importance, for a well-balanced and ascending development of the electric infrastructure, of there the need to improve the conditions of the electric nets to offer a service of optimal quality, since these are our raison dieter to the customer. The circuits of sub-transmission form important part within the National Electroenergetic System (SEN) that's why in our work of diploma we referred ourselves of one accord in particular, since is not very frequent that they study themselves; In general they always take the circuits of distribution without realizing that the circuits of sub-transmission are also of distribution. Classifications of the electric losses of energy and all that is necessary for a better understanding detail concepts, the fundamental parts of the (SEN), the themselves so that you express yourself in our investigation.

I object to the circuit of study accomplished several studies and pertinent cloudscapes to examine the electric variables that they discussed us the necessary questions to obtain answers and to propose variants of improvements for him; To come to the technical cost-reducing assessment out of every variant stops to get better to them and reducing to the full the losses of energy in the circuit.

An explanation detailed about the Radial Software gives himself 8,0 and the devices of measurement Nulec that the essential tools went for the development of investigation allowing us that way taking data and implementing the improvements in terms of reducing to the full the electric losses of energy in the circuit of sub-transmissionTU-6100 of the province of The Prickly Pears.

This underlies our work at the end to recommend whatever it is of better to offer reliability and to affect the customer the least possible; And proposing that similar studies in the other circuits of sub-transmission of the province Las Tunas .

ÍNDICE

Contenido

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD I

PENSAMIENTO II

DEDICATORIA III

AGRADECIMIENTOS IV

RESUMEN V

ÍNDICE VII

INTRODUCCIÓN GENERAL 1

SITUACIÓN PROBLÉMICA 2

PROBLEMA INVESTIGATIVO 2

CAMPO DE ACCIÓN 2

HIPÓTESIS 2

OBJETO DE ESTUDIO 3

OBJETIVO GENERAL 3

TAREAS ESPECÍFICAS 3

CAPÍTULO I 4

MARCO TEÓRICO-CONCEPTUAL 4

1.1 INTRODUCCIÓN 4

1.2 ESTADO DEL ARTE: RELACIONADO CON LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SUBTRANSMISIÓN. 4

1.3 CONCEPTOS NECESARIOS PARA EL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN 5

1.4 CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 6

1.5 PARTES FUNDAMENTALES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO 8

1.6 CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 9

1.7 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS 10

1.8 ELEMENTOS DE LAS REDES ELÉCTRICAS 10

1.9 FACTORES FUNDAMENTALES EN LOS CÁLCULOS DE SISTEMAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO. 14

1.10 CONCLUSIONES 17

CAPÍTULO II 18

MATERIALES Y MÉTODOS A EMPLEAR 18

2.1 INTRODUCCIÓN 18

2.2 DESCRIPCIÓN DEL CIRCUITO DE SUBTRANSMISIÓN TU-6100 18

2.3 RESEÑA DEL SOFTWARE RADIAL 8.0, UTILIZADO PARA LA MODELACIÓN DEL CIRCUITO OBJETO DE ESTUDIO 20

2.3.1 Principales características del Radial 8.0 20

2.3.2 Edición de circuitos en Radial 8.0. 21

2.3.3 Otras facilidades de Radial 22

2.4 DISPOSITIVOS NULEC. 23

2.4.1 Mediciones históricas. 25

2.4.2 Interfaz con computadora. 25

2.5 COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS 25

2.6 PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES. 28

2.6.1 Método de la densidad económica de corriente 30

2.6.2 A través de la corriente de cálculo 30

2.7 PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES 31

2.8 POSIBLES VÍAS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL CIRCUITO DE SUBTRANSMISIÓN TU-6100 DE LA PROVINCIA DE LAS TUNAS. 33

2.8.1 Cambio de la sección transversal de los conductores. 33

2.8.2 Reacomodo de las cargas por fase. 33

2.8.3 División del circuito 33

2.9 CONCLUSIONES 34

CAPÍTULO III 35

PROPUESTA DE MEJORAS 35

3.1 INTRODUCCIÓN 35

3.2 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES EN EL SOFTWARE RADIAL 8.0 35

3.3 PROPUESTA DE MEJORAS PARA EL CIRCUITO TU-6100 36

3.3.1 Cambio de la sección transversal de los conductores. 36

3.3.2 Reacomodo de las cargas por fase 37

3.3.3 División del circuito 37

3.4 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS 38

3.5 CÁLCULO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS VARIANTES PROPUESTAS 39

3.5.1 Análisis del cambio de calibre 39

3.5.2 Análisis de la división de circuito 40

3.6 ANÁLISIS DEL AHORRO DE ENERGÍA DE ACUERDO A LOS RESULTADOS OBTENIDOS 46

3.7 CÁLCULOS DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) Y EL TIR (TASA INTERNA DE RETORNO) 47

3.8 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL 49

3. 9 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 50

CONCLUSIONES GENERALES 51

RECOMENDACIONES 52

BIBLIOGRAFÍA 53

ANEXOS I

INTRODUCCIÓN GENERAL

En todos los países del mundo, ya sean desarrollados o subdesarrollados, siempre se ha buscado un desarrollo ascendente y equilibrado, dígase en todo el proceso de la infraestructura eléctrica para la transmisión de la energía. Nuestro país también es partícipe de la misma, ya que en cada una de las provincias se realizan estudios minuciosos para cada circuito en lo que corresponde positivamente la provincia de Las Tunas, al llamado de las mejoras en los circuitos de distribución y subtransmisión, razón por la cual se sigue llevando a cabo en nuestro país hasta lograr reducir al máximo las pérdidas técnicas y eliminar gastos económicos al país.

Todas las medidas aplicadas por la revolución han contribuido al desarrollo de nuestro sistema eléctrico ya que se ha logrado decrementar en gran escala las grandes pérdidas eléctricas que anteriormente existían en los sistemas eléctricos de subtransmisión. Su principal objetivo siempre ha sido, reducir los grandes gastos económicos en la energía distribuida producto a las pérdidas técnicas. En la actualidad se continúan realizando mejoras en las condiciones técnicas de los circuitos, pues se hace necesario seguir aplicando medidas que busquen en sí, un desarrollo ascendente en toda la infraestructura eléctrica de nuestro país, a la par de un desarrollo sostenido y equilibrado.

En los sistemas de subtransmisión actuales, siguen existiendo problemas, unos ocasionados por el añejamiento de los elementos, la falta de recursos para la sustitución de los que se encuentran dañados, así como un mal mantenimiento a los elementos. Estos aspectos crean en sí pérdidas de energía técnicas en el proceso de distribución y subtransmisión de la energía eléctrica. Cada año que pasa el comportamiento de los sistemas de subtransmisión varía, las cargas siguen incrementándose producto a la demanda de todos los usuarios conectados al SEN (Sistema Electroenergético Nacional).

Motivo por el cual, al ocurrir un incremento de la demanda y junto a ello la existencia de pérdidas, se producen altos niveles de gastos económicos para nuestro país. Dado los problemas económicos que hoy enfrentamos en el mundo se hace

prioritario cada vez más, tomar medidas que hagan más eficientes las redes eléctricas, disminuyendo las grandes pérdidas técnicas en los circuitos de subtransmisión, contribuyendo así al ahorro del capital financiero. Por tanto, se hace necesario, la aplicación de decisiones que proporcionen mejoras en las condiciones técnicas de los sistemas eléctricos y vayan a la par de los adelantos dada la implementación de la Revolución energética en nuestra nación. Con relación a lo antes expuesto tenemos la siguiente:

SITUACIÓN PROBLÉMICA

Alto nivel de pérdidas técnicas en la subtransmisión debido a la existencia de línea muy extensa, diversos calibres en los conductores y el desbalance entre fases debido al mal acomodo de las cargas, trasformadores subcargados demostrando así la no confiabilidad del sistema para brindar un buen servicio eléctrico a la zona, por lo tanto urge buscar una solución que elimine o reduzca las pérdidas de potencia y aumente así la confiabilidad en el circuito de Subtransmisión TU-6100.

PROBLEMA INVESTIGATIVO

¿Cómo disminuir las pérdidas técnicas en el circuito de subtransmisión TU-6100?

CAMPO DE ACCIÓN

Análisis de mejoras para la reducción de pérdidas técnicas en el circuito de Subtransmisión TU-6100.

HIPÓTESIS

Si se logra establecer una reducción de las pérdidas técnicas en el circuito de subtransmisión TU-6100, mejoraría el índice de interrupciones en todos los niveles de voltaje, la calidad de los servicios y esto traería consigo el ahorro del presupuesto, además se reduciría el TIU (Tiempo de Interrupción al Usuario).

OBJETO DE ESTUDIO

Circuito de SubtransmisiónTU-6100 de la provincia de Las Tunas.

OBJETIVO GENERAL

Disminuir las pérdidas técnicas para el mejoramiento del servicio eléctrico al municipio de Manatí y el polo turístico Covarrubias.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una base estadística de las mediciones realizadas.
- Obtener las lecturas de los dispositivos de medición Nulec.
- Analizar la viabilidad técnico económico del sistema.

TAREAS ESPECÍFICAS

- Realización de un levantamiento del circuito objeto de estudio.
- Actualización del circuito TU-6100 en cuanto a la carga instalada.
- Valoración económica de la propuesta de mejora.
- Simulación en el Software Radial 8.0

Métodos utilizados para el desarrollo de la investigación

Análisis y Síntesis: Para el estudio y análisis del comportamiento del circuito de Subtransmisión correspondiente al municipio Las Tunas-Manatí, se tomaron en cuenta los antecedentes y los trabajos precedentes realizados anteriormente en función del mejoramiento de los circuitos para reducción de las pérdidas técnicas.

Histórico-Lógico: Para el análisis y la comprensión de las etapas por las cuales han transitado los circuitos de subtransmisión a través de las mediciones registradas con los dispositivos de protección y medición Nulec, correspondientes al circuito.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO-CONCEPTUAL

1.1 Introducción

El objetivo del presente capítulo es establecer el Marco Teórico-Conceptual de la investigación, basado en el análisis de los trabajos precedentes, la metodología seguida para su ejecución así como la base teórica que sustenta la investigación y una caracterización integral del estado actual del objeto de estudio.

1.2 Estado del arte: Relacionado con la Reducción de Pérdidas Técnicas en Sistemas de Distribución y Subtransmisión.

Relacionado con el estado del arte de este trabajo se encontraron los siguientes trabajos

(Galván 2014). El autor plantea un Análisis para la disminución de pérdidas técnicas en los circuitos Báguanos 1 y 2. Como resultado de la investigación propone una conversión de voltaje sumado a un cambio de la sección transversal de los conductores existentes en el circuito. Con las variantes propuestas por el autor se cumple plenamente la reducción de las pérdidas.

(Álvarez 2012). Este autor desarrollo un trabajo con el siguiente título Propuesta de mejoras en los circuitos de distribución primaria correspondiente al municipio de Las Tunas Zona Este. Dentro del cual propone un cambio de calibre de los conductores y la instalación de bancos de condensadores, demostrando así una reducción de las pérdidas técnicas.

(Rivero 2013). El Trabajo de Diploma expone una Propuesta de mejoras en los circuitos de distribución primaria TK-25, TK-26, TK-27 y TK-29 correspondientes a la Subestación Cuatro Caminos del municipio Las Tunas. El autor como medidas de reducción de pérdidas presenta un cambio de la sección transversal de los conductores, una reubicación de los transformadores instalados, además de la

instalación de bancos de condensadores. Queda demostrado en el trabajo la reducción de las pérdidas.

(Labarada 2014). La investigación desarrollada por este autor está relacionada con el Análisis de la disminución de las pérdidas técnicas en el circuito de distribución primaria H-184 del municipio Urbano Noris. En el interior del trabajo se puede encontrar que la solución brindada por el autor es la realización de una conversión de voltaje, un cambio de la sección transversal del calibre de los conductores además de una reubicación de las capacidades instaladas. Quedando demostrada la efectividad de las variantes propuestas.

1.3 Conceptos necesarios para el desarrollo de la investigación

Sistema eléctrico

Podemos definir como sistema eléctrico al conjunto de plantas generadoras de energía eléctrica que enlazadas por líneas de transmisión, distribución, y subestaciones transformadoras, se ocupa de producir y entregar a los consumidores las cantidades necesarias de energía eléctrica que los mismos requieren.

Red eléctrica

Una red eléctrica está compuesta por todos los elementos que componen la generación, transmisión y distribución de dicha energía.

Los parámetros eléctricos

Resistencia, Inductancia y Capacitancia; son los que nos permitirán cuantificar las pérdidas de potencia y energía; puesto que la resistencia es una oposición al paso de la corriente y la inductancia y capacitancia nos producen efectos reactivos conocidos como la reactancia inductiva y capacitiva respectivamente; y que juntos producen las pérdidas técnicas de energía. (Ramírez 1990).

1.4 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica

Pérdidas técnicas

El concepto de pérdidas técnicas, es inherente al proceso que se sigue para suministrar energía a un usuario final desde un centro de generación o punto de venta de energía. Como bien sabemos, en la naturaleza y en el campo tecnológico, no existe una máquina perfecta, ni un elemento capaz de funcionar u operar con una eficiencia del 100 %; lo que nos indica que las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución siempre existirán; pero que no deben sobrepasar los rangos aceptables de un óptimo funcionamiento.

Pérdidas por transporte

Producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución primarias y secundarias.

Pérdidas por transformación

Se producen en los transformadores y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.

Pérdidas en las mediciones

Producidas en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones.

Pérdidas comerciales

Incluye todo lo que influye en la facturación de la energía consumida; mediciones, tenderas, mal promedio de facturación, mal estimado de consumo de tarifas fijas y error de lecturas.

Pérdidas por Efecto Corona

El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno. Está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la

corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Tal circulación producirá un incremento de temperatura en el gas, que se tornará de un color rojizo para niveles bajos de temperatura, o azulado para niveles altos. (Fernández 1991).

Pérdidas por Efecto Joule

Se conoce como efecto Joule al fenómeno por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material del conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo.

Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis

Es la tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado por ejemplo la histéresis magnética, al magnetizar un material ferromagnético éste mantiene la señal magnética tras retirar el campo magnético que la ha inducido. Las corrientes parásitas también conocidas como Corrientes de Eddy o "Corrientes torbellino" se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor. Estas corrientes circulares crean electroimanes con campos magnéticos que se oponen al efecto del campo magnético aplicado. Cuanto más fuerte sea el campo magnético aplicado, o mayor la conductividad del conductor, o mayor la velocidad relativa de movimiento, mayores serán las corrientes de Foucault y los campos opositores generados.

Pérdidas no técnicas:

Son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Considerando el origen de las pérdidas, como criterio de clasificación, tenemos:

a) Por robo o hurto: Realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa eléctrica.
b) Por fraude: Realizado por clientes de la empresa eléctrica con la finalidad de reducir su consumo real.

c) Por mala administración: Corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa, pueden ser: errores de lectura, clientes sin identificación comercial, falta de registro de los consumos propios, retrasos de facturación, errores en los factores de multiplicación de equipos de medición, equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados para el tipo de cliente, medidores fuera de curva (en retraso), demoras en las reconexiones de servicios y suspensiones erróneas.

1.5 Partes Fundamentales de un Sistema Eléctrico

Estaciones generadoras

Es donde se transforma la energía mecánica (cinética) en eléctrica mediante un sistema de motor primario-generador.

Subestaciones de Transformación

Son las encargadas de elevar la tensión de generación para transmitirlo a grandes distancias y también bajarlo a diferentes niveles para su distribución y consumo. A su vez son instalaciones costosas que constan no sólo del transformador y las entradas y salidas de la energía, sino de sistemas complejos de protección y medición. Pueden ser del tipo atendidas, donde se requiere de personal para realizar las manipulaciones y mediciones, y no atendidas, si sus equipos funcionan automáticamente o son telecomandados.

Líneas de Transmisión y Subtransmisión

Son los enlaces entre las estaciones generadoras y los sistemas de distribución y grandes consumidores industriales, en Cuba actualmente hay 220 kV y 110 kV en transmisión, y en subtransmisión 34.5 kV y 13.8 kV.

Líneas de Distribución

Son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, industria, etcétera) con las líneas de transmisión y/o subtransmisión. En Cuba las líneas primarias de distribución son de 4.16 kV, 13.8 kV y en subtransmisión 34.5 kV

las secundarias de 120/240 V, 240/480 V al menos para clientes residenciales. Por su ubicación pueden ser aéreas, soterradas o mixtas.

1.6 Clasificación de los consumidores de energía eléctrica.

Los consumidores de energía eléctrica pueden ser de diversos tipos atendiendo a los servicios que estos alimenten, para un mejor entendimiento los relacionamos a continuación:

- Residenciales
- Industriales
- Comercial y de Servicios

Se clasifican en tres categorías de acuerdo a la necesidad de suministro eléctrico que tenga cada consumidor.

Primera categoría

Aquellos consumidores para los cuales la interrupción del servicio eléctrico origina peligro para la vida de las personas o considerables pérdidas para la economía del país. Poseen dos fuentes de alimentación. El tiempo que se permite estar sin suministro eléctrico debe corresponder con la demora de la entrada automática de la reserva.

Segunda categoría

Se agrupan aquellos consumidores para los cuales la interrupción del suministro de energía eléctrica acarrea dificultades en la producción, el transporte, en el normal desarrollo de una cantidad significativa de habitantes. El tiempo de interrupción del servicio es el que le llevaría al personal de guardia o brigada en conectar la alimentación de reserva. Consumidores para los cuales la interrupción del suministro de energía eléctrica limita las producciones.

Tercera categoría

Son todos los consumidores restantes, para ellos se permite una interrupción de tiempo necesario para efectuar las reparaciones o cambios a elementos dañados de la red.

1.7 Clasificación de las redes eléctricas

Según su configuración se clasifican en:

Estas redes de distribución aumentan su costo y confiabilidad del servicio en el mismo orden en el que aparecen mencionadas.

- **Radial**: Red radial es aquella en que la corriente tiene una sola trayectoria desde la subestación de transmisión o subtransmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta la carga dada. El mismo posee ventajas como simplicidad y bajo costo inicial de la inversión (relativamente). Este a la vez tiene desventajas como falta de continuidad del servicio ante perturbaciones y fallas, debe saberse que más del 80% de las perturbaciones en las líneas son temporales y pueden desaparecer solas.

- **Lazo:** Se utiliza donde la zona de densidad de la carga (kW/m^2) es media o algo grande. Al mismo tiempo tiene dos formas básicas, una para mejorar la calidad del servicio y la otra para aumentar la confiabilidad.

- **Malla:** Existen dos versiones, uno con malla en el secundario y el otro con malla en el primario. Este sistema de distribución es más confiable y de mejores características de regulación de tensión pero es el más costoso. Se usa exclusivamente en zonas de gran densidad de carga y generalmente es soterrado. También en importantes plantas donde la regulación de tensión, la flexibilidad de la operación y continuidad del servicio son de vital importancia.

1.8 Elementos de las redes eléctricas

Con el cambio de tensión de transmisión, la rigidez dieléctrica de los materiales eléctricos y dieléctricos varía y su tensión de ruptura evidentemente no es igual por eso al diseñar las redes estos materiales y accesorios deben seleccionarse adecuadamente en función de la tensión.

La estructura

Es la encargada de soportar el peso de las líneas, los aisladores y los conductores. Estas pueden ser de acero, hormigón, madera o plásticas aunque el material a utilizar depende de muchos factores como la carga, la tensión y la separación necesaria. Con referencia a Cuba el material comúnmente utilizado es madera u hormigón para niveles de tensión desde 4.16 kV, 34.5 kV, hormigón, acero y madera para 110 kV y acero para 220 kV.

Existen diferentes tipos de estructuras como las del tipo A, B, C, D, E, T y las combinaciones de ellas de acuerdo a las características del circuito, por ejemplo para tramos de líneas curvas se utiliza el tipo B, porque este tipo de estructura permite mantener un adecuado aislamiento y una distancia constante entre las líneas a pesar de la curvatura y para tramos de líneas rectas del sistema se dispone la utilización del tipo A.

El Conductor

El conductor en la distribución puede aparecer en forma de cable y en los alimentadores secundarios en forma de alambres. En este caso se encuentran fundamentalmente conductores de aluminio reforzado con acero y en menor proporción de cobre. Los primeros son conductores de aluminio trenzados en capas simétricas sobre un alma de acero con una tensión mecánica de rotura de 340-380 N/mm. Por su parte los conductores de cobre por su característica son los más estables, es cuatro veces más fuerte a la tensión mecánica que el aluminio pero por su alto costo inicial nos obliga a utilizarlo solamente cuando su uso sea imprescindible, por esta razón el conductor más utilizado es el aluminio. (Anexo 1)

La Acometida

La acometida casi nunca se investiga siendo esta una parte muy importante dentro un sistema eléctrico por lo que nos dimos la tarea de investigar sobre esta ya que teniendo en cuenta que una mala conexión produce fallas por recalentamiento en las líneas y equipos. Las malas conexiones son debido a:

- Contactores con dimensiones incorrectas: si estos son muy pequeños no tendrán ni la presión ni el área suficientes. Si son muy grandes, no se ajustan bien.
- Cuchillas y placas de presión flojas en los seccionadores cortacircuitos e interruptores operados o accionados en Tándem.
- Uso de conectores de bronce en conectores de aluminio resultando una derivación de corriente (aislamiento) y corrosión.
- Uso de conectores de aluminio en conectores de cobre lo que da como resultado una corrosión y falla de la conexión.
- Empalmes de conductores de aluminio envolviendo los hilos de un conductor alrededor de otro.

Este método de trabajo es válido para cobre estirado en frío pero los hilos de aluminio no tienen la suficiente resistencia a la tracción. La conexión se puede aflojar causando pérdidas, comenzar arco y quemarse. Para prevenir las malas conexiones se requiere el uso de conectores adecuados todo el tiempo, el uso desconectivos a compresión cuando sea posible y chequear las conexiones existentes. Los dispositivos de monitoreo más efectivos son los detectores de infrarrojos que pueden usarse para localizar puntos calientes sobre el sistema.

Aisladores

Su función principal es aislar los conductores de las estructuras y de tierra. Existen dos grupos fundamentales, de pedestal y de suspensión.

Los aisladores están compuestos por materiales tales como vidrio, porcelana o plásticos resistentes a cambios atmosféricos.

Las ventajas de los aisladores de suspensión son:

a) El mismo tipo de aislador puede servir para diferentes niveles de tensión, variando el número de unidades.
b) Posibilidad de tramos mayores entre postes porque soporta una carga mayor que los de pedestal.

c) Facilidad en la instalación de los conductores porque se hace de abajo hacia arriba.

Las desventajas de los aisladores de suspensión son:

a) Se necesitan estructuras más altas.
b) El costo inicial es mayor.
c) Las crucetas deben ser mayores.

Algunas características de los aisladores de 34.5 kV

En las tablas 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, se pueden apreciar una serie de parámetros que se corresponden con las características mecánicas y eléctricas de los aisladores pertenecientes a 34,5 kV como nivel de voltaje. Estos elementos de las líneas podrán verse en los anexos para más información. (Autores 2000).

Tabla 1.1: Características mecánicas y eléctricas de los aisladores de pedestal de porcelana (anexo 2).

Tensión	**Carga de rotura**	**Distancia de fuga**	**Distancia de arqueo seco**	**Tensión de flameo**		**Tensión critica de flameo BIL**	
nominal	(kN)	(mm)	(mm)	(kV)		(kV)	
(kV)				seco	húmedo	positivo	negativo
34.5	12.7	1016	368	150	125	255	340

Tabla 1.2: Características mecánicas y eléctricas de los aisladores de pedestal polímero (anexo 3).

Tensión	**Peso**	**Carga de rotura**	**Distancia de fuga**	**Distancia de arqueo seco**	**Tensión de flameo**		**Tensión crítica de flameo BIL**	
nominal	(kg)	(kN)	(mm)	(mm)	(kV)		(kV)	
(kV)					seco	húmedo	positivo	negativo
36	6.3	12.7	1120	365	150	125	255	340

Tabla 1.3: Características mecánicas y eléctricas de los aisladores de discos de vidrio (anexo 4).

Tipo	Carga de rotura	Distancia de fuga	Distancia de arqueo seco	Tensión de flameo		Tensión crítica de flameo BIL	
	(kN)	(mm)	(mm)	(kV)		(kV)	
				seco	húmedo	positivo	negativo
Normal	70	292	127	80	50	95	100
Neblinero	70	395	127	80	50	95	100

Tabla 1.4: Características mecánicas y eléctricas de los aisladores de suspensión polímeros (anexo 5).

Tensión	Peso	Carga de rotura	Distancia de fuga	Distancia de arco	Tensión de flameo		Tensión critica de flameo BIL	
nominal	(kg)	(kN)	(mm)	(mm)	(kV)		(kV)	
(kV)					seco	húmedo	positivo	negativo
36	6.3	35	1116	365	125	110	235	295

Crucetas.

Son diseñadas para soportar una carga vertical, en este caso el aislador de pedestal. Se construyen principalmente de acero galvanizado y/o madera y su longitud depende del nivel de la tensión donde se vaya a utilizar. Para 34,5 kV estas posen una longitud de 9 pies (2,70 m) (anexo 6).

1.9 Factores fundamentales en los cálculos de sistemas de suministro eléctrico.

Para llevar a cabo estudios sobre el ahorro de energía, diseño y demás aspectos relacionados con los sistemas eléctricos, es necesario conocer cada detalle de la utilización de la energía en los equipos que la consumen así como las especificaciones técnicas de los mismos. También es importante conocer los consumidores que operan simultáneamente. (Padrón 1995).

Como herramientas de trabajo para lograr los fines indicados, se definen una serie de factores o términos que permiten conocer los parámetros característicos de cada carga y del sistema eléctrico, y expresar en forma cuantitativa sus variaciones, sus

efectos sobre el sistema y la relación entre las cargas.

Demanda máxima

Se le denomina demanda máxima ($D_{máx}$), a aquellos valores máximos de potencia que representan los mayores valores de las correspondientes magnitudes medias en determinados intervalos de tiempo. Cuanto menor sea el intervalo de tiempo considerado.

El factor de demanda

Es la relación existente entre la demanda máxima y la capacidad instalada, expresadas en las mismas unidades (en ocasiones, se expresa en %). Y se expresa con la siguiente ecuación.

$$F_{dem}=D_{max}/C_{inst} \quad (1.1)$$

Dónde:

F_{dem}: Factor de demanda

$D_{máx}$: Demanda máxima

C_{inst}: Carga instalada

Potencia media

Es la relación entre la demanda activa de los consumidores independientes y el tiempo de duración de estos conectados o en uso, la cual se expresa de la siguiente forma.

$$P_{med}=P_{cons}/T_{conex} \quad (kW) \quad (1.2)$$

Dónde:

P_{med}: Potencia media

P_{cons}: Demanda activa

T_{conex}: Tiempo de conexión

$$Q_{med}=D_{react}/T_{conex} \quad (kVAr) \quad (1.3)$$

Donde

Q_{med}: Potencia Reactiva media

D_{react}: Potencia reactiva

$$Smed = \sqrt{Pmed^2 + Qmed^2} \quad \text{(kVA)} \qquad (1.4)$$

S_{med}: Potencia aparente media

Factor de diversidad

El factor de diversidad (F_{div}) no es más que la división entre la sumatoria de la demanda máxima individual de los consumidores ($D_{máxC}$) y la demanda máxima real del conjunto ($D_{máxR}$), como se puede observar el la fórmula siguiente.

$$Fdiv = (\sum Dmáxc) / \text{Dmáxr} \qquad (1.5)$$

Factor de coincidencia

El factor de coincidencia (F_{coin}) no es más que el recíproco del factor de diversidad, este indica el porciento de coincidencia de las cargas dentro del período de tiempo que están siendo evaluadas, véase en la siguiente ecuación.

$$F_{coin}=1/F_{div} \qquad (1.6)$$

Factor de carga

El factor de carga es el resultado de la relación entre la potencia media (P_{med}) y la demanda máxima ($D_{máx}$), esto decide si se necesita hacer un cambio del equipo, véase en la siguiente expresión.

$$F_{car}=P_{med}/D_{max} \qquad (1.7)$$

Factor de potencia

El factor de potencia, tantas veces mencionado como una medida de reducción de costos de energía, no es realmente en realidad una variable directa de ahorro energético; el mejoramiento del factor de potencia puede reducir los costos energéticos siempre y cuando el usuario final está sujeto a penalizaciones por bajo factor de potencia, los usuarios que solo están sujetos a cargos por energía sin cargo por demanda, por ejemplo los usuarios residenciales, pequeños consumidores comerciales y usuarios industriales conectados bajo consideraciones especiales, no reciben beneficio alguno por el mejoramiento del factor de potencia.

La corrección del factor de potencia se aplica principalmente para evitar cargos extras por parte de la empresa de servicio eléctrico al intentar reducir la circulación de energía reactiva por las líneas y liberar capacidad en los generadores; las empresas generadoras de electricidad, incentivan a sus clientes conectados a consumir la energía de la manera más eficiente posible y definen sus tarifas basado en ciertos parámetros; así aparece el cargo por bajo factor de potencia incidiendo en la demanda eléctrica o mediante cobro directo de exceso de consumo de energía reactiva, véase en la expresión siguiente. (Guayaquil 2004).

$$Fp = \cos\varphi = P / S = P / \sqrt{Pmed^2 + Qmed^2} \qquad (1.8)$$

Dónde:

P: Potencia activa (W)

S: Potencia aparente (VA)

$$Peléc = \sqrt{3} \cdot Ul \cdot Il \cdot \cos\varphi \quad \text{(W)} \qquad (1.9)$$

Dónde:

U_L: Tensión de línea (V)

I_L: Corriente de línea (A)

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{(VA)} \qquad (1.10)$$

Dónde:

Q: Es la potencia reactiva (VAr)

$$Q = \sqrt{3} \cdot Ul \cdot Il \cdot sen\varphi \quad \text{(VAr)} \qquad (1.11)$$

1.10 Conclusiones

En este capítulo brindamos una amplia información sobre las líneas eléctricas y sus elementos además del concepto de los parámetros por los cuales se rigen éstas. Todo esto gracias a la recopilación de datos atendiendo a autores anteriores y auxiliándonos de bibliografías los cuales han hecho investigaciones profundas en temas similares.

CAPÍTULO II

MATERIALES Y MÉTODOS A EMPLEAR

2.1 Introducción

En este capítulo se comprenderán todas las acciones tomadas para la realización del trabajo investigativo. Se contará con una simulación del circuito en el software Radial. Se presentarán las variantes que pueden ser tomadas para la reducción de las pérdidas técnicas en el circuito de subtransmisión TU-6100.

2.2 Descripción del circuito de Subtransmisión TU-6100

El circuito de subtransmisión TU-6100 se encuentra ubicado en la zona norte del municipio Las Tunas, este circuito alimenta al municipio de Manatí, una pequeña parte de Puerto Padre y el polo turístico de Covarrubias, zona de alto potencial turístico en la provincia. Es el circuito con mayor extensión de todos los demás existentes en la provincia se encuentra alimentado por la Subestación Tunas I 110/34,5 kV, tiene alrededor de 176.86 km de líneas de forma Radial. Alimenta 9 subestaciones de distribución 34,5/13,8 kV en lugares urbanos y rurales. Los circuitos que se sirven de estas subestaciones son mayormente residenciales, a los cuales se les suma el polo turístico de Covarrubias.

Presenta un total de 112 transformadores, su calibre principal es AAAC158 mm^2 aunque también existen ASCR150 mm^2 y AAAC78 mm^2, en los ramales el principal es Aluminio 35 mm^2 como desconectivos aparecen un total de 35 incluidos interruptores en aire, cuchillas monopolares, seccionalizadores automáticos, cuchillas tensadas y bancos de fusibles, los cuales se pueden observar en la tabla 2.1. En la parte de las estructuras y los postes las más utilizadas son A, B, EDR y TF, en la postería los usados son 10.70 y 12.20 metros, éstos de hormigón y por la parte de la madera están 45 y 40 pies macerados. En la tabla 2.2 se puede observar la capacidad instalada y cantidad de transformadores existentes y en la tabla 2.3 se pueden observar la capacidades de los transformadores instalados en cada

subestación con la cantidad de clientes que presentan dichos circuitos a los que éstos alimentan. El diagrama monolineal del circuito se podrá observar en el anexo 7.

Tabla 2.1: Relación de los desconectivos existentes en el circuito TU-6100

Desconectivos	Cantidad
Cuchilla de Tierra	2
Interruptor Nulec	2
Dispositivo Bypass	3
Cuchillas de Línea Monopolar Tensada	1
Seccionalizador de Línea Automático	1
Cuchilla de Línea Monopolar	12
Interruptor en Aire	5
Dispositivo Portafusible Bypass	9

Tabla 2.2: Transformadores instalados en el TU-6100.

Circuitos alimentados por el TU 6100			
Circuitos de Distribución	**Capacidad Instalada kVA**	**Cantidad de Transformadores**	**Municipio**
TK-28	827,5	28	Manatí
TK-30	892,5	29	Manatí
TK-31	1751	78	Manatí
TK-32	577,5	21	Manatí
TK-33	2567,5	85	Manatí
TK-34	1982,5	61	Manatí
TK-35	680	19	Manatí
TK-36	3119,5	95	Manatí
TK-52	1138,5	10	Puerto Padre

Tabla 2.3: Cantidad de clientes alimentados por cada Subestación del TU-6100

Subestaciones	Capacidad de los transformadores (kVA)	Clientes
Meriño	1000	622
La Guinea	1000	512
Fleitas	1000	393
El Raúl	2000	1689
Manatí	1600	1842
La Calera	2500	1578
Puerto de Manatí	1600	359

2.3 Reseña del software Radial 8.0, utilizado para la modelación del circuito objeto de estudio

Para la modelación del circuito, se utilizó la herramienta computacional **Radial 8.0**, este es un sistema concebido para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con las redes radiales de distribución y subtransmisión, forma parte del proyecto SIGEDI de la Unión Eléctrica de Cuba. Es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergético (**CEE**) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba. Está programado sobre Delphi 5, usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC. (Autores 2002).

2.3.1 Principales características del Radial 8.0

La informacion requerida para el uso del Radial 8.0 se divide en dos grandes grupos **La general**, ofrecida por **Radial 8.0** "por defecto", y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario;

La particular se, que se vincula con los circuitos que se analizan. Esta última introduce a través de cajas de diálogo abiertas sobre el diagrama monolineal del circuito, el que se edita de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

- Este software brinda múltiples facilidades y realiza los cálculos siguientes:

1. Flujo de carga monofásico (*considera las cargas balanceadas y las líneas simétricas*)
2. Flujo de carga trifásico (considera las corrientes reales por fase y las líneas asimétricas)
3. Capacitores:
   - ✓ Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de potencia.
   - ✓ Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de energía.

Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia y energía.

4. Cálculo de las corrientes de corto circuitos de circuitos radiales.
5. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales.
6. Análisis de cogeneración.
7. Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos.
8. Traspaso de cargas de un circuito a otro.
9. Reubicación de la subestación.

2.3.2 Edición de circuitos en Radial 8.0.

Para la edición de circuitos, Radial 8.0 cuenta con cinco barras con sus correspondientes botones para su manejo.

Fig. 2.1 Barras de trabajo del RADIAL.

Barra Estándar

Cuyos botones para la edición son:

1. Crear un archivo nuevo: Para la edición de un circuito nuevo
2. Abrir un archivo: Para abrir un circuito previamente editado
3. Guardar: Salva el monolineal en pantalla
4. Imprimir: Imprime el monolineal en pantalla
5. Explorar: Muestra un inventario completo de todos los elementos del circuito: Nodos, líneas, cargas, capacitores, enlaces y dispositivos.

***Barra de elementos**:*

1. Cursor: Simbolizado por una flecha roja inclinada. Permite activar las ventanas a través de las cuales se introducen los datos de los elementos del circuito.
2. Nodos: Para editar los nodos del circuito, los que se pueden incorporar al monolineal de forma aislada o con sus líneas.
3. Fuentes: Para situar la subestación (por ahora sólo en el nodo 1).

4. Líneas: Para editar las líneas. Pueden ser de una, dos o tres fases.
5. Dispositivos: Para incorporar desconectivos, fusibles, etc.
6. Cargas: Para editar las cargas del circuito. Se puede escoger entre ocho tipos diferentes de transformadores.
7. Capacitores: Para situar capacitores.

Al hacer **click** con el botón izquierdo del mouse sobre Crear un archivo nuevo, aparece una pantalla con una barra que será la referencia a partir de la cual se edita el circuito.

El proceso de edición se va desarrollando haciendo **click** en cada uno de los botones de la Barra de elementos y a continuación haciendo nuevamente **click** sobre el lugar del monolineal en que se quiere insertar el elemento seleccionado (nodo, línea, etc.).

La edición debe comenzar por los nodos, los que se pueden incorporar al naciente circuito solo o con sus líneas.
Antes de incorporar las líneas, debe situarse la Fuente en el Nodo 1. Para eliminar algún elemento ya incluido, se da **click** con el botón derecho del mouse sobre el elemento deseado y aparecerán varias opciones entre las que están COPY, PASTE. que operan de la forma tradicional.

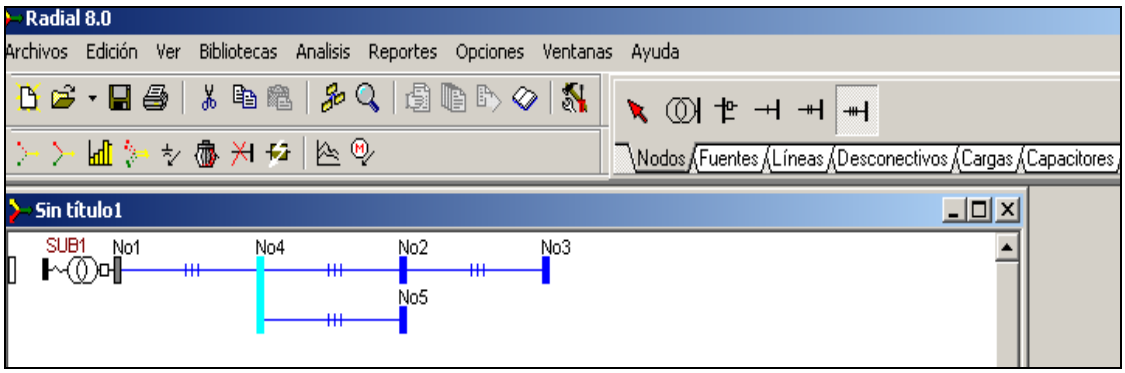


Fig. 2.2 Ventana de Edición de RADIAL**.**

2.3.3 Otras facilidades de Radial

1. En Edición Explorar se muestra un inventario completo de todos los elementos del circuito: Nodos, líneas, cargas, capacitores, enlaces y dispositivos. Esta

opción también está presente en forma de un botón en la barra de Estándar. En nodos se muestra la dirección del nodo que se editó a través de la ventana del nodo.

2. Antes de las corridas se pueden Modificar los elementos del monolineal colocando el cursor del mouse sobre éstos y haciendo **click** con el botón derecho del mouse.

Con Buscar se localiza, sobre el monolineal, cualquier elemento del circuito.

2.4 Dispositivos Nulec.

Con la instalación e implementación de los Dispositivos de Protección y Medición (Nulec) en las subestaciones principales del municipio de las Tunas, se facilitó el análisis y estudio de las principales variables eléctricas que tienen una influencia directa en nuestro caso investigativo, dígase en el ámbito de las pérdidas técnicas. El comportamiento de los datos obtenidos permitió enfocarnos en el procedimiento para mejorar la calidad de la energía eléctrica, ya que nos situó en tiempo y espacio para proceder así, a la reducción de las pérdidas técnicas en el circuito de subtransmisión. Nuestra intención consiste en aumentar la eficiencia del sistema eléctrico en el municipio de Las Tunas, así como, su confiabilidad, reduciendo lo más posible las pérdidas técnicas y situar las pérdidas totales de la empresa por debajo del porciento exigido para la cual se proyecta la UNE (Unión Nacional Eléctrica) en el 2016, que son de un 8,2 %.

Todo este sistema de implementación a través de los dispositivos de protección y muestreo Nulec, contribuye al ahorro energético que se está llevando a cabo en todo el país, dado que facilita la operación y contribuye al ahorro de tiempo y combustible, al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar y ayudar a un rápido aislamiento de las fallas, reduciendo así los daños técnicos ocasionados por averías o anomalías existentes en los circuitos de distribución y subtransmisión. A continuación se muestra uno de estos dispositivos ubicados en nuestro campo de acción.

Fig. 2.3 Dispositivo de protección y Medición (Nulec).

Los Recerradores y Seccionalizadores automáticos de industrias Nulec, son interruptores trifásicos para montar en postes y uso a la intemperie, están equipados con un gabinete de control que garantiza una protección avanzada, registro de eventos y comunicación local y remota. Las señales de la línea de Alta Tensión (AT) están conectadas dentro del módulo de la electrónica, por conexión directa a la entrada analógica. Los transformadores de corriente poseen un rango especial extendido desde 10 a 12,5 A (Amper) para medición y protección.

Las pantallas de tensión incorporadas, reflejan en forma exacta el valor de la tensión primaria y la relación de las fases, permitiendo la medición de la tensión, la corriente y el ángulo de fase en el módulo electrónico. Cada recerrador es provisto con un panel de control del operador. Este dispositivo, posee una pantalla de cristal líquido de cuatro líneas con iluminación fluorescente para la operación nocturna. Desde aquí, el usuario puede acceder y programar las características de medición y protección disponibles. A continuación se muestra el panel de control, donde el operador tiene acceso, para ver el comportamiento de las variables eléctricas medidas.

Fig. 2.4: Panel de control para el operador.

2.4.1 Mediciones históricas.

El flujo de la energía es integrado en intervalos de 5, 10, 15, 30, o 60 minutos (kWh) y los valores son registrados por un tiempo alrededor de dos meses. Esto 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.

La versión Moderado, posee una ventilación reducida y es utilizada donde las temperaturas raramente superan los 40 °C y ocasionalmente descienden por debajo de los -5 °C, con un límite inferior de -15 °C

2.4.2 Interfaz con computadora.

El Sistema Operativo para Windows (WSOS), es un software avanzado para computadoras personales que permite la programación, monitoreo y el control "en línea" y "fuera de línea" de un recerrador o un seccionalizador a través del puerto RS-232. Esto está disponible como una opción al recerrador o al seccionalizador de Industrias Nulec. A continuación se muestra gráficamente la conexión a través del puerto RS-232 para el interfaz con computadoras u ordenadores portátiles.

Fig. 2.5 Interfaz con Computadora.

2.5 Comportamiento de las variables eléctricas

Como se puede observar en la figura 2.6 encontramos una gráfica de la demanda promedio por días y horas durante el período de un mes. Estas mediciones fueron

obtenidas mediante lecturas tomadas por el interruptor totalizador del circuito, el cual está instalado en la subestación Tunas I.

Analizando el comportamiento de esta curva, se puede apreciar el día de menor consumo eléctrico para el circuito TU-6100 fue el 18, con un valor de 3,08 MW alrededor de las 24:00 horas de la mañana. Esto se debe al reducido número de clientes conectados en este horario a la red, lo que demuestra una demanda fluctuante en el tiempo.

En el caso del valor más alto de la demanda eléctrica para la semana evaluada fue de 3,8 MW el cual estuvo dado el martes a las 18:00 horas coincidiendo así con el comienzo del horario pico establecido en el país, debido a que esa hora aumenta el número de clientes conectados al sistema.

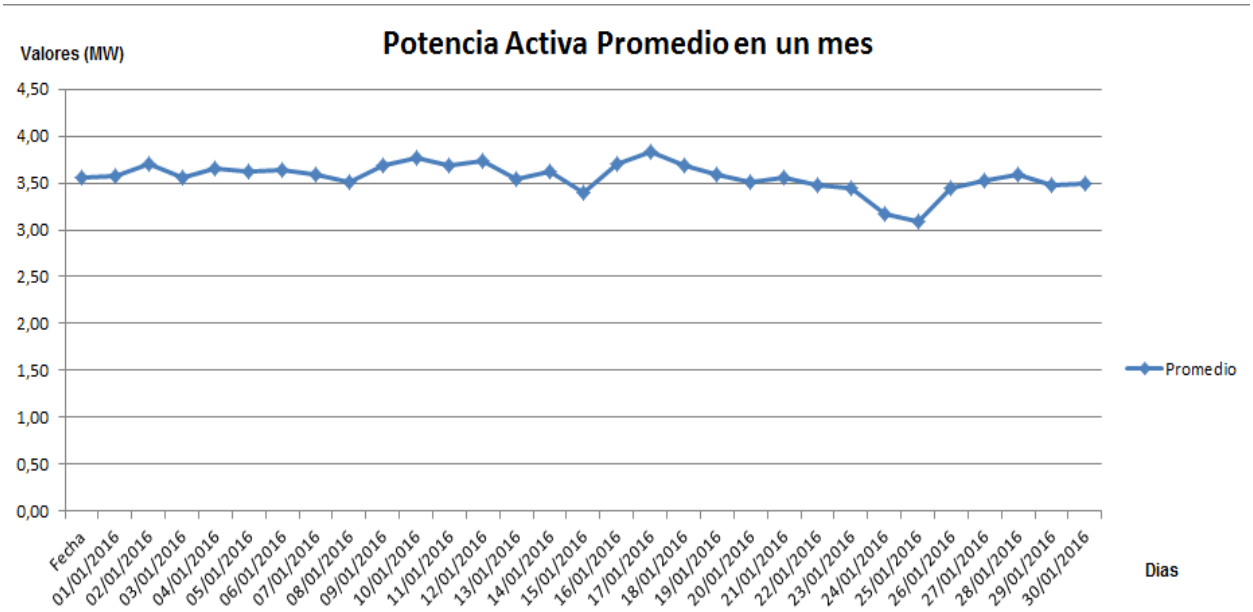


Figura 2.6: Gráfico de potencia activa tomado en el período de un mes.

En la figura 2.7 se puede apreciar la gráfica de la demanda de potencia reactiva del circuito, donde podemos observar que los valores son algo pequeños para un circuito que alimenta a un municipio, esto implica una pérdida de capacitancia en las líneas y una disminución del factor de potencia. Esta gráfica también es el resultado del cálculo de los valores obtenidos por la medición, o sea es el promedio por días y

horas en el período de un mes. Igual a la potencia activa la demanda es bastante variable. Obteniendo como valor máximo 1,21 MVAr y 0,85 MVA como mínimo.

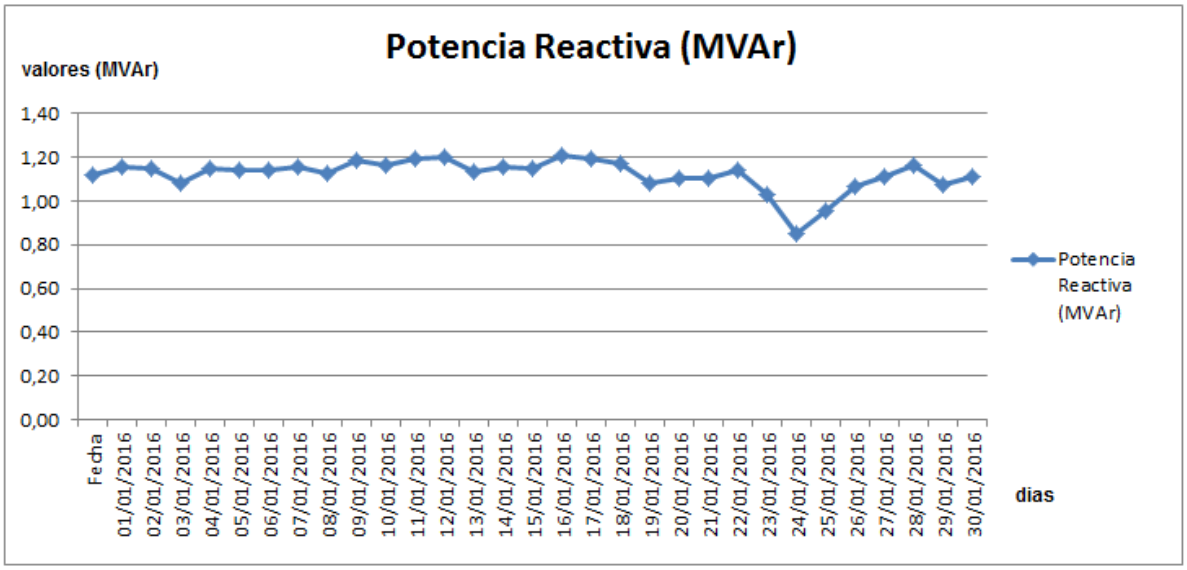


Figura 2.7: Gráfica de la potencia reactiva en el período de un mes.

El factor de potencia en este circuito lo podemos apreciar en la figura 2.8 que es normal para un circuito con estas características , que los valores mínimos son en la madrugada tomando un valor promedio de 0,9304 entre las 21:00 y las 23:00 horas. El valor máximo alcanza 0,9738 a partir de las 17:00 coincidiendo con el pico de demanda eléctrica un valor normal y significativo oscilando mayormente en 0,96 en el día.

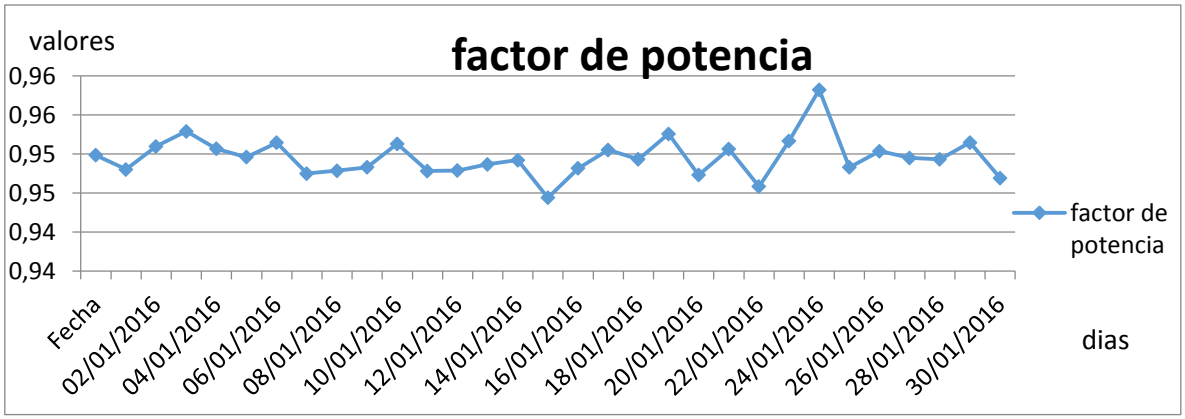


Figura 2.8: factor de potencia del circuito en el período de un mes.

La potencia aparente promedio del circuito se puede observar en la figura 2.9 mostrada a continuación. Como logramos distinguir el valor máximo demandado logró alcanzar los 4,03 MVA el día 17 y el mínimo fue de 3,29 el día 24.

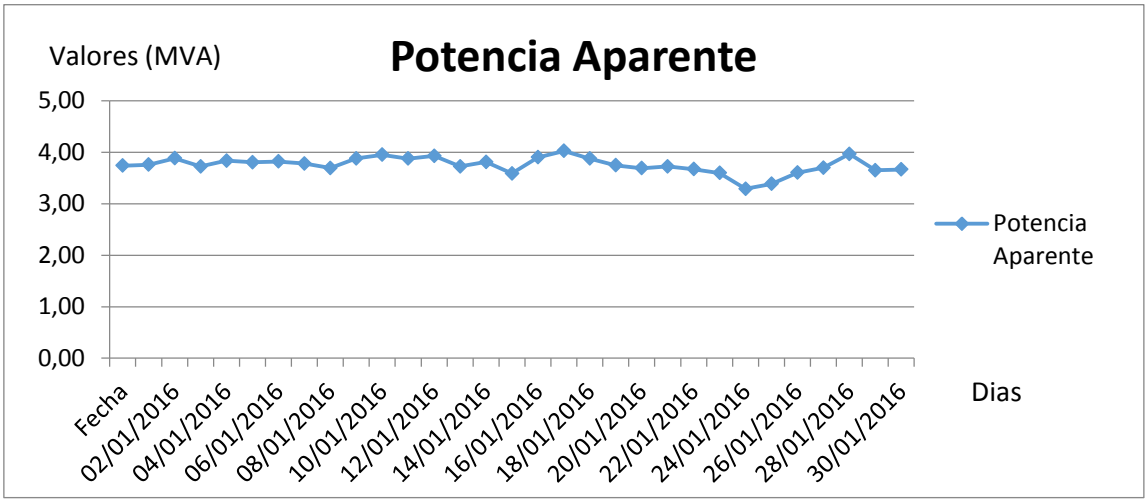


Figura 2.9: Potencia aparente del circuito en el período de un mes.

2.6 Pérdidas en los conductores.

Como sabemos, "Las pérdidas de potencia por el calor generado en los conductores, están en función del cuadrado de la corriente y de la resistencia efectiva que el conductor ofrece al paso de la corriente por efecto Joule". Esta resistencia efectiva deberá ser calculada a la temperatura de operación del conductor y tomar en cuenta los efectos de skin (piel) y de proximidad, según las condiciones de operación o instalación.

$$P_p=I^2*R \qquad (2.1)$$

Donde:

P_p. → Pérdidas de potencia (W).

I → Corriente que circula en el conductor (A).

R → Resistencia efectiva.

Para la selección de los conductores se debe de tener en cuenta varias características que aquí relacionaremos, luego se mostrara una tabla con la relación de los conductores, que es necesario cambiar y el que se debe usar para una

reducción significativa de las pérdidas técnicas en el circuito de subtransmisión TU-6100. Ver en anexo 8 una tabla que explica en valores la correcta selección de los conductores.

Una parte fundamental en el diseño de las redes eléctricas es la relativa a seleccionar la sección de los conductores que tendremos que utilizar para transmitir las potencias activas y reactivas desde la fuente hasta los consumidores. Este aspecto es de gran importancia, si tomamos en cuenta la parte no despreciable en las inversiones que representan los conductores de las líneas, tanto por su volumen y peso, como por el costo. La decisión de instalar una u otra sección se realiza por varios métodos atendiendo a las características de los sistemas a alimentar, su nivel de tensión y si es aéreo o soterrado.

Parte importante al seleccionar los conductores es lo relativo a los consumidores y su curva de carga y la información que debemos poseer de los mismos, para poder realizar el cálculo de la corriente por los elementos de la red. La selección que realicemos de los conductores, es decir, su sección, debe cumplir siempre con ciertas exigencias mínimas en cuanto a su capacidad en ampere; su sección (F) debe ser mayor o igual que la necesaria para soportar la corriente nominal.

$F \geq F_{nom}$ carga.
Donde: F es la sección del conductor.

También se debe tener en cuenta las exigencias relativas a los esfuerzos o tensiones mecánicas a las que estará sometido el conductor una vez tensado por los equipos correspondientes por lo cual debe cumplirse que:

$F \geq F_{nom}$ mecánica

Es igualmente importante contar con el factor calentamiento, es decir el paso de una corriente por un conductor provoca pérdidas calóricas (efecto joule) que elevan la temperatura del mismo; es obligado chequear la tolerancia del conductor seleccionado y su tolerancia máxima de soportar corrientes debido a sobrecargas o cortocircuito, por diferentes causas:

$F \geq F_{nom}$ sobrecarga.

Existe según el caso, también la consideración de los factores de correcciones para el caso en que las temperaturas a las que se encuentran los conductores no sean las del medio ambiente, 25°C en general; también si es el caso de cables soterrados. Para la selección de los conductores existen diferentes métodos según el nivel de voltaje existente. En bajo voltaje, hasta unos 1000 volt, hay varios, como por ejemplo el de la caída de voltaje. En mediano y alto voltaje, hasta 220 KV se usan el llamado densidad económica de corriente y el método de los intervalos económicos.

2.6.1 Método de la densidad económica de corriente

$$Fec = \frac{\mathrm{Im}}{jec} \tag{2.3}$$

Dónde:

$\boldsymbol{j_{ec}}$→ Densidad económica de corriente en A/mm^2.

I_m→ Corriente máxima en amperios.

F_{ec}→ Sección económica en mm^2.

$$Im = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n \cdot 1.73 \cdot Vl} \tag{2.4}$$

Donde:

P→ potencia activa máxima en kW.

Q→ potencia reactiva máxima en kVAr.

V_l→ tensión de línea en voltios.

N→ número de conductores por fase

2.6.2 A través de la corriente de cálculo

Este método consiste en determinar la sección del conductor mediante la siguiente expresión:

$$Sc = \frac{1.73 \cdot L \cdot Inom \cdot Cos(\varphi)}{\mathrm{Re} \cdot Vp \cdot V_L} \tag{2.5}$$

Donde:

S_c→ área seccional del conductor en mm^2.

L→ longitud del conductor en metros.

I_{nom}→ corriente nominal en amperios.

R_e→ resistencia especifica del conductor en Ωmm^2/m.

V_l→ tensión nominal de línea en voltios.

V_p→ caída de potencia máxima permisible, tomado normalmente como un 5% del valor nominal de la tensión de trabajo.

$\cos\varphi$ → Factor de potencia.

2.7 Pérdidas en los Transformadores

Estas están presentes en el devanado del transformador y en su núcleo. Las del devanado se denominan pérdidas en el cobre y serán de forma variable debido al factor de carga que tenga el transformador. Las del núcleo denominadas pérdidas en el hierro serán constantes solo para cada capacidad, o sea cada transformador según su capacidad tendrá un valor constante de pérdidas en el hierro.

Las pérdidas de energía en el hierro están dadas por:

$$WP_{Fe} = P_{Fe} \cdot 8760 \quad \text{[KWh]} \tag{2.6}$$

Donde:

P_{Fe} → Pérdidas nominales del transformador en el hierro en kW.

Las pérdidas de energía en el cobre están dadas por:

$$WP_{CU} = P_{CU} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 \cdot T_{eq} \quad \text{[kWh]} \tag{2.7}$$

$$P_{cu} = I^{2*}R \tag{2.8}$$

$$T_{eq} = 8760 \cdot Fperd \tag{2.9}$$

Donde:

P_{CU} → Pérdidas nominales del transformador en el cobre en kW.

S_n → Potencia nominal del transformador en kVA.

$S_{\max}$ → Potencia máxima a la que se carga el transformador en kVA.

T_{eq} → Tiempo equivalente de pérdidas en horas.

$F_{perd}=0.3*F_c+0.7*F_c$ (2.10)

Donde:

F_{perd} → Factor de pérdidas.

F_c → Factor de carga.

$$Fc = \frac{P}{P_{max}} \quad (2.11)$$

Donde:

F_c → Factor de carga.

P → Potencia media en kW.

P_{max} → Potencia máxima en kW.

La figura 2.10 muestra una tabla en la cual aparecen los valores de las pérdidas presentes en los transformadores de acuerdo a su capacidad nominal.

Pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad.					
Monofásico			Trifásico		
Potencia (KVA)	Pérdidas en el Hierro %	Pérdidas en el cobre %	Potencia (KVA)	Pérdidas en el Hierro %	Pérdidas en el cobre %
5	0,046	0,107	25	0,23	0,553
10	0,065	0,18	37,5	0,259	0,718
15	0,084	0,251	40	0,263	0,86
25	0,115	0,389	50	0,268	1,125
37,5	0,162	0,487	63	0,285	1,17
50	0,199	0,626	75	0,443	1,306
75	0,269	0,882	100	0,468	1,771
100	0,332	1,185	150	0,813	2,218
167	0,482	1,893	200	1,143	2,738
250	0,66	2,802	300	1,349	4,206
333	0,83	3,587	400	1,457	5,803
			500	1,484	6,883
			630	1,531	7,736
			750	2,237	9,925
			800	2,3	10,34
			1000	2,594	11,115
			1250	2,705	15,52
			1600	3,174	16,587
			2000	3,649	23,95
			2500	5,175	23,1
			3200	11,5	77
			10000	14,5	65
			25000	27	20

Figura 2.10: Pérdidas de los transformadores según su capacidad.

2.8 Posibles vías para la reducción de las pérdidas técnicas en el circuito de subtransmisión TU-6100 de la provincia de Las Tunas.

2.8.1 Cambio de la sección transversal de los conductores.

Según el levantamiento realizado abordó que el circuito estudiado presenta una variedad de conductores dentro de los cuales están el aluminio 78(AL 78), aluminio 70 (AL70), cobre 2 (Cu #2), cobre 4(Cu #4), aluminio 150 (AL150) y aluminio 158 (AL158). Lo que representa significativamente un aumento de las pérdidas técnicas. Un circuito con características similares debe de tener como conductor en su totalidad uno cuya sección transversal represente el mínimo de pérdidas posibles. En este caso es recomendable el uso del Aluminio 150 mm^2 o el Aluminio 158 mm^2 el cual es el existente en las empresas eléctricas de todo el país.

2.8.2 Reacomodo de las cargas por fase.

Para lograr un buen trabajo hubo que realizar un celaje minucioso transformador a transformador lo que arrojó el resultado de la existencia de un desbalance de las capacidades instaladas. Después de simular el circuito en software Radial 8.0, este corrobora la existencia de pérdidas técnicas en la línea, además de encontrarse una serie de transformadores sobrecargados y subcargados lo que también representa un por ciento de pérdidas.

2.8.3 División del circuito

Dada la crítica situación que presenta el circuito de subtransmisión TU-6100 la empresa eléctrica se ha propuesto mejorarlo ya que las pérdidas técnicas son cada vez mayores y los usuarios presentan quejas a menudo por el alto nivel de interrupciones, para esto es necesario la construcción de una nueva línea para realizar un traspaso de carga. Para una mejor comprensión observar el anexo 9.

Con el fin de eliminar o reducir los problemas antes mencionados se prevé la construcción de dos tramos de líneas. Y según los resultados obtenidos mediante el levantamiento hecho se hace las siguientes propuestas para la construcción de la línea:

1. Desde intersección de calle 34 por J. Mastrapa hasta la línea existente del ramal frente al aeropuerto y seguir después de esta línea con 5 km nuevos hasta el cruce de la otra línea antes de la subestación La Veguita.
2. Otra variante consiste en construir por la Circunvalación Norte desde la línea existente frente al Diésel 300 m por el lado de la carretera y 1200 metros linealmente hasta topar con la línea existente del ramal frente al aeropuerto.
3. Y por último sería una línea soterrada que uniera el circuito de subtransmisión adyacente con el TU-6100, objeto de estudio.

2.9 Conclusiones

Según las propuestas de mejoras y el comportamiento de las variables eléctricas podemos llegar a la conclusión que el circuito subtransmisión TU-6100 de la provincia de Las Tunas presenta un elevado nivel de pérdidas técnicas por la situación actual del mismo. En estas condiciones la subtransmisión de energía eléctrica se realiza con un alto nivel de pérdidas técnicas sumado a las más de 258 afectaciones que ocurrieron al cierre del enero 2016 demostrando así la no fiabilidad adecuada para brindar un buen servicio eléctrico a la zona, por lo tanto urge buscar una solución que elimine o reduzca las pérdidas de potencia y aumente así la confiabilidad en el circuito de Subtransmisión TU-6100.

CAPÍTULO III

PROPUESTA DE MEJORAS

3.1 Introducción

En este capítulo se llevaran a cabo las demostraciones técnico-económicas del trabajo desarrollado. Partiendo desde la simulación del mismo hasta el corregimiento de los errores evidenciados en las simulaciones. Se demostraran las características del sistema. Se encontraran además las propuestas de mejoras para el sistema.

3.2 Resultados de las simulaciones en el software Radial 8.0

De acuerdo al celaje realizado en el circuito que nos compete procedimos a realizar el montaje en software. Se hicieron varias corridas para eliminar así el por ciento de errores que pudiera existir. Seguido a esto los datos pertinentes con las propuestas de mejoras; de ahí la facilidad que nos brinda el Radial para los circuitos de subtransmisión y distribución. Aquí mostramos en la figura 3.2 los resultados dados por el software en la hora de máxima demanda del circuito.

Hora de análisis: 16

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	5470	kW	Energía activa de las cargas	79	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	1343	kvar	Energía reactiva de las cargas	26	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	2012	kW.h
Factor de potencia	0.97		Pérdidas de energía Cu en transf.	723	kW.h
Pérdidas activas en líneas	97	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	2128	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	170	kvar	Pérdidas totales de energía	4863	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	31	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	4	%
Pérdidas de hierro en transf.	89	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	6	%
Pérd. totales de potencia activa	216	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Figura 3.2: Ventana que ofrece el Radial con los resultados obtenidos.

Aqui mostramos una pequeña edicion en el sosfwere Radial del circuito de subtransmision TU-6100, este es de gran extension por lo que solo se muestra la primera parte para mayor informacion observar la figura 3.3 que a continuacion observamos.

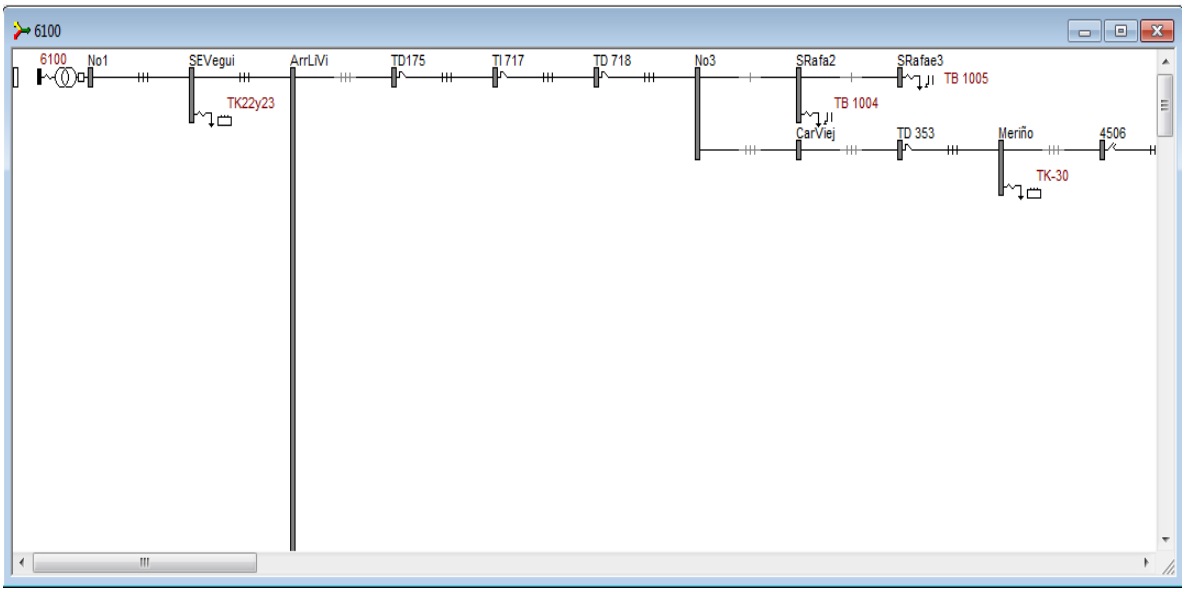


Figura 3.3: Vista del circuito en el Radial.

3.3 Propuesta de mejoras para el circuito TU-6100

Para plantear una propuesta de mejoras para el circuito TU-6100 es necesario analizar las vías posibles, las cuales fueron expresadas en el capítulo anterior. De ellas las más recomendables son las siguientes:

3.3.1 Cambio de la sección transversal de los conductores.

En el capítulo anterior se dieron una serie de características que deben tener los conductores, y se propuso el conductor adecuado según las características del circuito de subtransmisión; si bien es cierto que las pérdidas en las líneas no son altas es una realidad el deterioro que presentan los mismos, debido al añejamiento y la explotación que presentan la mayoría. Al realizar el análisis de esta variante el resultado es que se necesita cambiar alrededor de 14,53 km de línea por lo antes expuesto, esto se puede observar con mayor evidencia en la tabla 3.1 la cual se muestra a continuación.

Tabla 3.1: Cantidad de metros de conductor a sustituir por número de fases.

Conductores	3 Fases	2 Fases	1 Fase
Aluminio 35 mm	2560	260	150
Aluminio 70 mm	1569	200	1230
Aluminio 78 mm		4580	250
Cobre 3/0	160	100	
Cobre # 4	920	180	1537
Cobre # 2	235	5320	3167
Total	**22418 metros**		

3.3.2 Reacomodo de las cargas por fase

Anteriormente proponíamos un reacomodo de las cargas, en este capítulo daremos los datos suficientes para evidenciar la factibilidad de esta propuesta. Según la simulación del circuito en el Radial, auxiliándonos del monolineal y del celaje realizado nos dio la información de que las fases están desbalanceadas, por esta razón es una de las propuestas de mejoras necesarias en el circuito para disminuir las pérdidas de energía en el sistema. En la tabla 3.2 que a continuación se muestra se puede observar con mayor claridad a lo que nos referimos.

Tabla 3.2: Valores de las capacidades por fases después del reacomodo de carga.

Reacomodo de Capacidades en las Fases			
Fases	**Transformadores por fases**	**Capacidad por fases**	**Después del reacomodo**
A	37	987,5	912,5
B	40	1037,5	900
C	30	690	902,5

3.3.3 División del circuito

Después de realizar un análisis previo se llegó a la conclusión que para la división del circuito es necesario la construcción de una línea nueva, como ya se había visto anteriormente, de acuerdo a las características del circuito la distancia que presenta del circuito más cercano de subtransmisión que es el TU-6300 se llegó a la conclusión de realizar la siguiente construcción de línea. Son tres secciones de líneas.

- Proyecto de línea de 34.5 kV para el enlace con el circuito TU-6100.

- Creación de una línea soterrada desde la entrada del aeropuerto a la Circunvalación Norte.
- Desde intersección de calle 34 por J. Mastrapa hasta la línea existente del ramal frente al aeropuerto.

3.4 Comparación de los resultados obtenidos

En la tabla 3.3 se muestra una comparación del circuito antes de las mejoras propuestas y después de ponerlas en práctica. Podemos darnos cuenta de que con las variantes de mejoras propuestas para el circuito disminuyen considerablemente las pérdidas de energía. Según los resultados obtenidos el objetivo de este trabajo investigativo queda cumplido, ya que se demuestra una reducción de las pérdidas de energía en 1,76 % al año con un equivalente en energía de 1252,75 MWh/año.

Tabla 3.3: Comparación entre los resultados obtenidos

Subtransmisión actual	TU-6100 (sin mejoras)	TU-6100 (con mejoras)
Potencia activa cargas, **kW**	5274	5471
Potencia reactiva cargas, **kVAr**	1533	1342
Potencia react. en capac., **kVAr**	0	0
Factor de Potencia	0,96	0,97
Perdida activa en líneas, **kW**	99	96
Perdida reactiva en líneas, **kVAr**	191	171
Perdida de Cu en Transf., **kW**	264	31
Perdida de Fe en Transf., **kW**	42	89
Perdidas tot. de pot. activa, **kW**	404	215
Energía activa, **MWh**	73	79
Energía reactiva, **MVArh**	32	26
Pérdidas de energía líneas, **kWh**	2103	2015
Pérd. energía Cu en transf., **kWh**	7545	722
Pérd. energía Fe en transf., **kWh**	1007	2128
Pérd. total de energía, **kWh**	10655	4865
% de pérdidas de potencia, **%**	7	4
% de pérdidas de energía, **%**	13	6
Factor de carga	0,63	0,63
Tiempo equivalente., **(h)**	4089,43	4089,43
Pérdidas de energía líneas, **(MWh/año)**	358,34	343,34

Pérdidas de energía en transf., **(MWh/año)**	1653,17	899,74
Pérdidas Totales de energía., (MWh/año)	**2011,51**	**1243,09**
% de pérdidas totales de energía	**4,35**	**2,59**

3.5 Cálculo técnico-económico de las variantes propuestas

Comenzaremos partiendo de que para la implementación de estas mejoras en el circuito de subtransmisión TU-6100 necesitamos varios medios las cuales son muy importantes y de gran relevancia para el trabajo. Desarrollaremos unos pasos para el cálculo técnico-económico, los cuales serán los siguientes:

Pasos a seguir

1. *Costo salarial y costo de materiales*
2. *Tiempo de amortización*
3. *Cálculos del VAN y el TIR*

3.5.1 Análisis del cambio de calibre

De acuerdo a lo expuesto en la tabla 3.1 se deben de sustituir alrededor de 45,721 kilómetros de conductor por Aluminio AAAC 150 mm^2. En la tabla 3.3 podemos apreciar el costo del conductor y con este el importe que se necesita hacer para llevar a cabo esta acción. Seguido a esto la tabla 3.4 muestra el personal necesario para el logro de la actividad propuesta, en esta se encuentra además el salario que devengan por tarifa diaria, está incluido también el salario básico de cada trabajador integrado al trabajo. Dentro de este trabajo quedaría comprendida la labor de la reubicación de las capacidades antes expuestas en la tabla 3.2.

Tabla 3.3: Costo del conductor necesario para el cambio de calibre.

Costo del conductor a utilizar			
Tipo de Conductor	**Unidad (kg)**	**Precio (CUP)**	**Total**
AAAC 150	14526,64	5,18	**75247,99**

Tabla 3.4: Salario devengado en el mes por trabajador.

Personal	Cantidad	Tarifa Diaria	Tiempo (Meses)	Salario (CUP)	Salario Total (CUP)
Téc. Superior	1	15,21	2	470,00	2440,00
Téc. Medio	1	11,83	2	390,00	2080,00
Jfe. Brigada	5	11,00	2	335,00	1920,00
Linieros	15	10,80	2	325,00	1800,00
Chofer	5	10,50	2	325,00	1650,00
Operario de Grúa	2	10,60	2	335,00	1920,00
TOTAL	**29**			**2180,00**	**11810,00**

3.5.2 Análisis de la división de circuito

Dentro de este aspecto como se explicaba anteriormente se presenta la construcción de tres secciones de líneas diferentes. Al aplicar esta variante mejoraría considerablemente las pérdidas técnicas de energía en el circuito debido a que la corriente que circularía por los conductores sería mucho menor a la que circula actualmente. De acuerdo a lo antes expuesto esta vía es la más indicada para lograr la reducción de las pérdidas. Para el desarrollo de este método se debería tener en cuenta una serie de ventajas y desventajas las cuales no independizan a esta variante de ser la variante óptima. Las ventajas y desventajas que puede presentar se mencionan a continuación:

Ventajas

- Libera carga del circuito de Subtransmisión lo que influye en una reducción sustancial de las pérdidas técnicas de energía eléctrica.
- Brinda un mejor servicio debido a que el esquema de los circuitos quedaría en forma de radial duplicado, o sea, se puede alimentar a sus consumidores por ambos circuitos.
- Disminuiría el índice de interrupciones al usuario.
- Opciones de conectar más carga en el circuito en caso de que fuera necesario.
- Brindaría mayor confiabilidad y flexibilidad.

Desventajas

- Una buena inversión con remuneración a largo plazo provocada por el alto costo de los materiales a utilizar.
- Gasto de materiales y dinero en recursos, combustible y hombres para el mantenimiento de esta nueva línea en el tiempo que esté establecido.

Para aplicar esta variante es necesario conocer el listado de recursos que deben ser utilizados de forma imprescindible. Como se sabe esta tarea está propuesta por tres proyectos independientes. Presentaremos de manera separada el equipamiento a utilizar para cada variante además de la fuerza de trabajo con el gasto de salario que se requiere para el cumplimiento de la tarea.

Primera variante (Proyecto de línea de 34.5 kV para enlace con el TU-6100)

La tabla 3.5 muestra los materiales necesarios para la creación de este enlace así como también la cantidad de los mismos con el importe en pesos cubanos que requiere cada material. En la tabla 3.6 se pueden observar la cantidad de dinero que se pueden ganar los trabajadores que participen en este trabajo, o sea, los linieros. Este valor de dinero está dado según las actividades que ellos realizan para llevar a cabo el trabajo regido por un catálogo donde cada función tiene un precio con un tiempo promedio para desarrollar dicha actividad, la cual se ve de forma conjunta para la brigada que trabaje no de forma individual. Debido la tabla 3.6 solo presenta el valor total en dinero, la cantidad de actividades y el tiempo en que demorarían en terminarlas. La tabla 3.7 muestra el valor total en pesos cubanos (CUP) de esta inversión.

Tabla 3.5: Materiales a utilizar para el desempeño de la inversión.

Materiales a utilizar para el desempeño de la inversión				
Descripción	**Unidad**	**Cantidad**	**Precio**	**Importe (CUP)**
Aislador de pedestal de porcelana 34,5 kV	U	144	18,76	2701,44
Aislador polímero de remate de 34,5 kV	U	24	12,10	290,5
Aislador de polea 600 volts	U	45	0,50	22,50
Aislador para cable tensor ANSI 54-4	U	18	1,54	27,72
Aislador de pedestal de porcelana de 15 kV	U	15	10,44	156,60

Amarra preformada torcida a la derecha 8,4 mm	U	72	4,86	349,92
Angular de remate g.c	U	24	3,50	84,00
Cable tensor 8,4 mm	kg	72	2,57	185,04
Conductor CU # 4 HD AWG	kg	56	11,15	624,40
Conductor de Aluminio AAAC-19/3.26 (150mm2)	kg	1965,1	5,18	10179,22
Conductor de Aluminio AAAC-7.3/3.78 (78mm2)	kg	949,2	5,53	5249,08
Conector AMPACT (3/0-40 B/C)	U	9	6,16	55,44
Conector AMPACT 600411-0(3/0-3/0)	U	5	5,68	28,40
Conector Cuña azul P/Conex 1/0, 3/0, 4/0 C/E	U	15	13,45	201,75
Cruceta de angular acero 8 gc.	U	5	26,81	134,05
Cruceta de angular acero 9 gc.	U	56	34,45	1929,20
Eslabón Grillete 12 t	U	24	4,46	107,04
Grampa de remate tipo pistola 150 mm2	U	24	4,66	111,84
Pasador gc.	U	45	3,70	166,50
Percha de 1 via s/p gc.	U	45	2,46	110,70
Postes de hormigón 10.70	U	40	532,16	21286,40
Tirante angular V63 g.c.	U	56	21,90	1226,40
Tirante plano 32 gc.	U	10	1,76	17,60
Tornillo de Ojo Galv. 5/8 x 12 c/ tuerca y arandela	U	18	2,57	46,26
Tornillo Espárrago Galv. 5/8 x 12 c/ tuerca y arandela	U	18	2,57	46,26
Tornillo Espárrago Galv. 5/8 x 14 c/ tuerca y arandela	U	10	1,76	17,60
Tornillo Máquina Galv. 1/2 x 1 1/2 c/ tuerca y arandela	U	102	0,41	41,82
Tornillo Máquina Galv. 1/2 x 10 c/ tuerca y arandela	U	1	1,19	1,19
Tornillo Máquina Galv. 1/2 x 12 c/ tuerca y arandela	U	2	1,26	2,52
Tornillo Máquina Galv. 5/8 x 10 c/ tuerca y arandela	U	33	1,47	48,51
Tornillo Máquina Galv. 5/8 x 12 c/ tuerca y arandela	U	95	1,38	131,10
Tornillo Máquina Galv. 5/8 x 14 c/ tuerca y arandela	U	8	1,28	10,24
Tornillo Máquina Galv. 5/8 x 2 c/ tuerca y arandela	U	20	1,80	36,00
Varilla de ancla con expansión	U	18	54,50	981,00
Varilla de tierra no roscada 5/8¨ x 6 pie c/ conector	U	14	11,45	160,30
Total				**46768,53**

Tabla 3.6: Pago de salario de acuerdo a las actividades

Cantidad de actividades	Tiempo (horas)	Tasa (CUP)
36	380,08	3869

Tabla 3.7: Total de gastos del proyecto

RESUMEN COSTO ESTIMADO	TOTAL
Materiales	46778,65
Salario	3866,41
Descanso retribuido	351,46
Transporte y uso de equipos	339,17
Total costo estimado Consumo y Materiales	**51419,24**
Costo Proyecto (MN)	1158,45
VALOR TOTAL	**52577,69**

Segunda variante (Proyecto de línea soterrada desde la entrada del aeropuerto a circumbalante norte)

La tabla 3.8 que a continuación observaremos muestra el gasto de salario de los trabajadores que estarán presentes en el desarrollo de la construcción de la obra como se expresó antes a estos lineros se les paga por tarifa horaria y por la labor que desempeñen. En siguiente tabla 3.9 se muestra los materiales necesarios para la construcción del soterrado el precio y la cantidad de metros que se van a utilizar. Y la otra tabla 3.10 muestra el valor de la inversión en CUP.

Tabla 3.8: Pago de salario de acuerdo a las actividades

Cantidad de Actividades	Tiempo(Horas)	Tasa(CUP)
7	3,884	39,55

Tabla 3.9: Materiales a utilizar para el desempeño de la inversión.

Materiales a utilizar para el desarrollo de la obra				
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio (MN)	Importe (MN)
Cable de enterrado directo XLPE CU 12/20 kV 1x240	mts	1665	17,93	**29853,45**

Tabla 3.10: Total de gastos del proyecto

Resumen costo estimado	Total
Materiales	29853,45
Salario	36,16
Descanso retribuido	3,29
Trasporte y uso de equipos	0,28
Gastos técnicos administrativos	3,06
Total Costo Estimado (Consumo y Materiales)	29896,24
Costo Proyecto(MN)	734,6
Valor Total	**30630,84**

Tercera variante (Proyecto de línea a 34.5 kV desde la calle 34 a circunvalación)

Como última variante para la división del circuito tenemos la construcción de una línea desde la calle 34 a la circunvalación, con esta variante no menos costosa que las anteriores terminamos la propuesta para la división del circuito, objeto de estudio. En la tabla 3.11 que se mostrara se obtendrá una amplia información acerca del salario devengado por los trabajadores y el tiempo que tardan para realizar la actividad, en la tabla 3.12 los materiales a usar en la obra y por último en la tabla 3.13 el costo total del proyecto.

Tabla 3.11: Pago de salario de acuerdo a las actividades

Cantidad de actividades	Tiempo	Tasa (CUP)
36	93,347	949,99

Tabla 3.13: Materiales a utilizar para el desarrollo de la inversión.

Materiales a utilizar para el desarrollo de la inversión				
Descripción	**UM**	**Cant**	**Precio**	**Importe**
Aislador pedestal de porcelana 34,5 kv	U	36	18,76	675,36
Aislador polímero de remate 34,5 kv	U	6	12,10	72,60
Aislador de polea 600 V	U	13	0,50	6,50
Aislador para cable tensor ANSI 54-4	U	2	1,54	3,08
Aislador pedestal de porcelana 15 kV	U	3	10,44	31,32
Amarra preformada torcida a la derecha de 8,4 mm	U	8	4,86	38,88
Angular remate g.c	Kg	6	3,50	21,00
Cable tensor 8,4 mm	Kg	8	2,57	20,56
Conductor Cu 4 HD AWG	Kg	8	11,15	89,20
Conductor de Al AAAC-19/3,26 (150 mm)	Kg	776,9	5,18	4024,34

Conductor de Al AAAC-19/3,78(78 mm)	U	128,82	5,53	712,37
Conector ampact 600411-0(3/0-3/0)	U	3	5,68	17,04
Conector cuña azul P/Conex 1/0,3/0,4/0 C/E	U	3	13,45	40,35
Cruceta de angular acero 8 g.c	U	1	26,81	26,81
Cruceta de angular acero 9 g.c	U	16	34,45	551,20
Eslabón grillete 12t	U	6	4,46	26,76
Grampa de remate pistola para Al 150 mm	U	6	4,66	27,96
Pasador g.c	U	13	3,70	48,10
Percha de una vía s/p g.c	U	13	2,46	31,98
Postes de hormigón 35´ 10,7m	U	11	532,16	5853,76
Postes de madera de 40´ clase 1	U	1	275,84	275,84
Tirante angular recto 5g.c	U	1	23,76	23,76
Tirante angular recto7 g.c	U	2	32,03	64,06
Tirante angular V63 g.c	U	15	21,90	328,50
Tornillo de ojo galv.5/8x12 con tuerca y arand	U	2	2,57	5,14
Tornillo esparrago 5/8x14 con tuerca y arand	U	4	1,76	7,06
Tornillo maquina galv.1/2x1 1/2 con tuerca y arand	U	25	0,41	10,25
Tornillo de maquina galv.1/2x12 con tuerca y arand	U	1	1,26	1,26
Tornillo de maquina galv.5/8x10 con tuerca y arand	U	13	1,47	19,16
Tornillo de maquina galv. 5/8x10con tuerca y arand	U	28	1,38	38,64
Tornillo de maquina galv. 5/8x14 con tuerca y arand	U	2	1,28	2,56
Tornillo de maquina galv. 5/8x2 con tuerca y arand	U	8	1,80	14,40
Varilla ancla con expansión	U	2	54,50	109,00
Varilla de tierra no roscada 5/8´´x 6	U	2	11,45	22,90
Total				**13241,7**

Tabla 3.12: Total de gastos del Proyecto

Resumen costo estimado	Total
Materiales	13241,71
Salario	949,99
Descanso Retribuido	86,35
Transporte y Uso de Equipos	83,02
Gastos Técnicos Administrativos	20,22
Total Costo Estimado	**14381,29**
Costo Proyecto (MN)	397,27
Valor Total	**14778,56**

En la tabla 3.14 podemos observar una comparación de las pérdidas existentes en el circuito actualmente y después de realizarle el cambio de la sección transversal de los conductores y la división de circuito. Luego de realizar dichas mejoras es

considerable el ahorro de energía lo que contribuye a un menor gasto por concepto de generación.

Tabla 3.14: Comparación entre el circuito actual y el circuito con la división realizada.

Subtransmisión actual	TU-6100 (sin mejoras)	TU-6100 división de circuito
Potencia activa cargas, **kW**	5274,00	5427,00
Potencia reactiva cargas, **kVAr**	1533,00	1292,00
Potencia react. en capac., **kVAr**	0,00	0,00
Factor de Potencia	0,96	0,97
Perdida activa en líneas, **kW**	99,00	144,00
Perdida reactiva en líneas, **kVAr**	191,00	247,00
Perdida de Cu en Transf., **kW**	264,00	46,00
Perdida de Fe en Transf., **kW**	42,00	49,00
Perdidas tot. de pot. activa, **kW**	404,00	239,00
Energía activa, **MWh**	73,00	78,00
Energía reactiva, **MVArh**	32,00	25,00
Pérdidas de energía líneas, **kWh**	2103,00	1417,00
Pérd. energía Cu en transf., **kWh**	7545,00	519,00
Pérd. energía Fe en transf., **kWh**	1007,00	1175,00
Pérd. total de energía, **kWh**	10655,00	3111,00
% de pérdidas de potencia, **%**	7,00	4,00
% de pérdidas de energía, **%**	13,00	4,00
Factor de carga	0,63	0,63
Tiempo equivalente., **(h)**	4089,43	4089,43
Pérdidas de energía líneas, **(MWh/año)**	358,34	241,45
Pérdidas de energía en transf., **(MWh/año)**	1653,17	517,31
Pérdidas Totales de energía., (MWh/año)	**2011,51**	**758,76**
% de pérdidas totales de energía	**4,35**	**1,60**

3.6 Análisis del ahorro de energía de acuerdo a los resultados obtenidos

Como podemos apreciar en la tabla 3.3 que con las variantes propuesta las pérdidas disminuyen considerablemente tomando como valor el de 1252,75 MWh al año. Definiendo que este valor solo es posible realizando la variante del cambio de calibre y el reacomodo de las cargas. Considerando que producir 1 kWh cuesta 0,35 USD se obtiene un ahorro total de 438,46 USD al año. Además la energía consumida en la provincia es comprada al SEN al precio de 121.21 CUP el MWh consumido, este precio es solo para el sistema de distribución al sector residencial. Con este resultado llegamos al cálculo del costo de la inversión en total de acuerdo a la ecuación 3.1.

$$Cinv = Csalariototal + Cinversiones \quad 3.1$$

Donde:

Cinv: Costo de inversiones

Csalariototal: Costo de salario total

Cinversiones: Costo de las inversiones realizadas

Resolviendo:

$$Cinv = 75247{,}99 + 11810{,}00 + 52577{,}69 + 30630{,}84 + 14778{,}56$$

$$Cinv = 185045{,}08\ CUP$$

Amortización de la inversión (A), inversión (I), valor de la energía ahorrada (Ea)

Por lo que:

$$A = \frac{Inver\ (CUP)}{(Eahorrada) * 25\ (CUP)} \qquad 3.2$$

$$A = 185045{,}08/(10961{,}56 + 151849{,}58)$$

$$A = \frac{185045{,}06}{162811{,}14}$$

$$A = 1{,}13\ años$$

Definiendo que este valor se obtiene solamente de la energía ahorrada por concepto de pérdidas técnicas en las líneas, sin tener en cuenta la remuneración de los clientes que se beneficien con un mejor servicio al disminuir las interrupciones al usuario. Como se expresa anteriormente la Empresa Eléctrica es una entidad que se caracteriza por sus grandes gastos y además sus inversiones son recuperadas con plazos muy extensos debido a que los gastos de las mismas sean o no números de forma cuantitativa.

3.7 Cálculos del VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno)

El VAN y la TIR son los dos criterios de evaluación más usados en la actualidad, por la superioridad que presentan sobre los diferentes métodos económicos que se utilizan normalmente en la evaluación de la rentabilidad de un proyecto. Esto se debe

a que consideran las variables; valor, tiempo y dinero brindando una información más concreta del flujo de caja en el tiempo, aunque debe señalarse que es el VAN el de mayor fiabilidad.

Por lo tanto ambos criterios pasan a ser las dos medidas del flujo de caja que serán usadas para decidir si un proyecto debe ser aceptado o no.

Criterio del VAN

Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su VAN es mayor o igual que cero, en un tiempo determinado. El VAN es la diferencia entre todos los ingresos y egresos expresado en moneda actual. Este cálculo se realizará por el período de tres años.

$$\mathrm{VAN} = -\mathrm{P} + \left[\left(\frac{\mathrm{FNE}}{(1+0{,}13)^1}\right) + \left(\frac{\mathrm{FNE}}{(1+0{,}13)^2}\right) + \cdots + \left(\frac{\mathrm{FNE}}{(1+0{,}13)^9}\right)\right] \qquad 3.3$$

Donde

FNE- Flujo Neto de Caja---ahorro de energía en CUP

i- tasa esperada--- tomamos 13 %

P- Desembolso inicial---costo de la implementación

Si el VAN = 0, no significa que la utilidad del proyecto sea nula, por el contrario, indica que proporciona igual utilidad que la mejor inversión de alternativa. Esto se debe a que la tasa de descuento utilizada incluye el costo implícito de la oportunidad de la inversión. Por lo tanto, si se acepta un proyecto con VAN = 0, se estará recuperando todos los desembolsos más la ganancia exigida por el inversionista que está implícita en la tasa de descuento utilizada. Resolviendo la ecuación 3.3 tenemos que:

$$VAN = -185045{,}08 + (127505{,}01 + 112836{,}29 + 99855{,}12 + 88367{,}37 + 78201{,}21 + 69204{,}61 + 61243{,}02 + 54197{,}36 + 47962{,}27)$$

$$VAN = 739372{,}25\ CUP$$

Criterio del TIR

Este criterio evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por períodos, con lo cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos, expresados en moneda actual. La TIR puede calcularse aplicando la ecuación 3.4:

$$TIR = \sum_{i=1}^{n} VAI = \sum_{i=1}^{n} VDI \qquad 3.4$$

Donde:

TIR: tasa interna de retorno

VAI: valor antes de la inversión

VDI: valor después de la inversión

Resolviendo la ecuación 3.4 obtenemos que:

$TIR = 185045{,}08 * (100/557222{,}84)$

$TIR = 33{,}20\ \%$

3.8 Impacto medioambiental

En nuestro caso de investigación estuvieron presentes varios organismos antes de obtener la microlocalización, entre ellos el CITMA, ya que una de las propuestas es la construcción de una nueva línea, es una realidad en nuestros días la necesidad de encontrar alternativas, que permitan reducir el acelerado ritmo de contaminación al medio ambiente. Si bien es cierto que la energía eléctrica por lo general no contamina cuando es consumida, hay que tener en cuenta que la producción y transportación de esta repercuten negativamente en nuestro planeta. En la actualidad más del 80% de la energía eléctrica generada es a través de la utilización de combustibles fósiles, fuentes no renovables de energía.

Según un informe realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), declara que alrededor del 30% de la energía eléctrica que es producida por el mundo es desperdiciada. Se estima que en la generación de 1 kW de electricidad se expulsan 0.8 Kg de CO_2 a la atmosfera, mientras que por cada

tonelada equivalente de petróleo (tep) se producen unos 11630 kW. Todo lo expuesto habla claramente del riesgo al que diariamente es sometido el planeta, riesgo que directamente afecta al hombre.

3. 9 Conclusiones del capítulo

1. En este capítulo se realizó el análisis económico del proyecto mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR), con el objetivo de determinar si es apropiado llevar a cabo la inversión inicial de la división y el cambio de la sección transversal de los conductores dando como resultado que el tiempo de amortización es un poco largo se mejorara considerablemente el servicio eléctrico a la zona del municipio de Manatí y el Polo Turístico de Covarrubias, con el solo hecho de la satisfacción del cliente ya es remuneración.

2. Se realizó el análisis del efecto medioambiental que tendría desarrollar el proyecto arribando a la conclusión de que se dejarían de emitir hacia el medio ambiente 1002,02 kg de dióxido de carbono (CO_2) en un año.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Se estableció la base teórica para el desarrollo del trabajo de diploma.
2. Se caracterizó y se simuló el circuito objeto de estudio donde se obtuvieron resultados satisfactorios para la investigación.
3. Se determinó el nivel de las pérdidas técnicas actuales y posteriores de las variantes analizadas mediante la utilización del software Radial 8.0.
4. Se puede determinar que la construcción de una nueva línea para la división del circuito es la variante más factible, aunque desde el punto de vista técnico-económico es bastante costoso y con una remuneración a largo plazo pero se obtiene una mayor reducción de pérdidas técnicas representando un mayor ahorro al país
5. Con el desarrollo del proyecto se cumple con el objetivo principal de la investigación que es disminuir el nivel de las pérdidas técnicas en los circuitos objeto de estudio logrando reducirse hasta un 2.75%

RECOMENDACIONES

Una vez concluido el trabajo investigativo se pasará a hacer las siguientes recomendaciones:

- Presentar el proyecto para obtener el financiamiento por parte de la Unión Nacional Eléctrica (UNE).
- Una vez aprobado el financiamiento del proyecto, desarrollar la realización del mismo para mejorar la operacionalidad de los circuitos que presenten características similares en la provincia.
- Estudiar la factibilidad de este tipo de mejora para su aplicación en aquellos municipios donde sea necesario.

BIBLIOGRAFÍA

Álvarez, R. M. (2012). "Propuesta de mejoras en los circuitos de distribución primaria correspondiente al municipio de Las Tunas Zona Este." Trabajo de Diploma.

Autores, C. d. (2000). "Manual de Líneas Eléctricas Aéreas y Soterradas." Documento.

Autores, C. d. (2002). "Instructivo sobre Software Radial." Artículo.

Fernández, C. (1991). "Sistemas Electroenergeticos." Temario.

Galván, A. L. (2014). "Análisis para la disminución de pérdidas técnicas en los circuitos Báguanos 1 y 2." Trabajo de Diploma.

Guayaquil, C. R. (2004). "Material de Curso de Postgrado." Artículo.

Labarada, A. R. (2014). "Análisis de la disminución de las pérdidas técnicas en el circuito de distribución primaria H-184 del municipio Urbano Noris. ." Trabajo de Diploma.

Padrón, A. (1995). "Ahorro de energía en sistemas de suministro eléctrico." Temario.

Ramírez, H. (1990). "Redes y Sistemas Eléctricos." Libro.

Rivero, S. T. (2013). "Propuesta de mejoras en los circuitos de distribución primaria TK-25, TK-26, TK-27 y TK-29 correspondientes a la Subestación Cuatro Caminos del municipio Las Tunas." Trabajo de Diploma.

ANEXOS

Anexo 1: Imagen y tabla de propiedades de los conductores de aluminio reforzado.

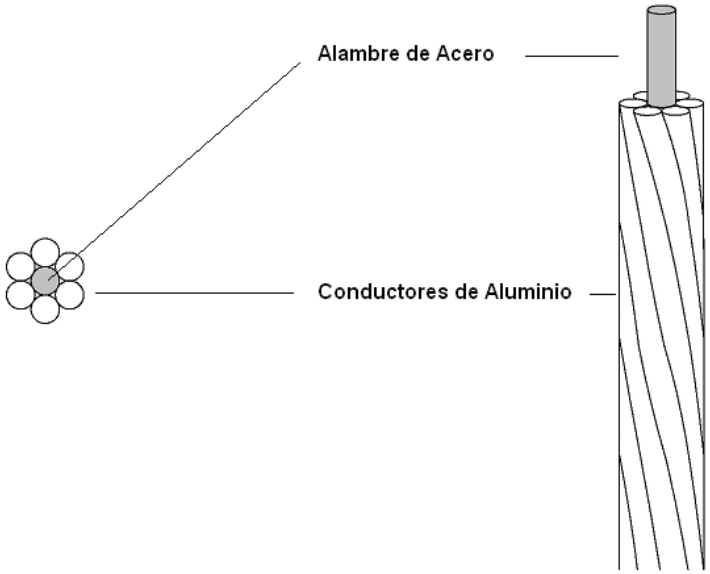
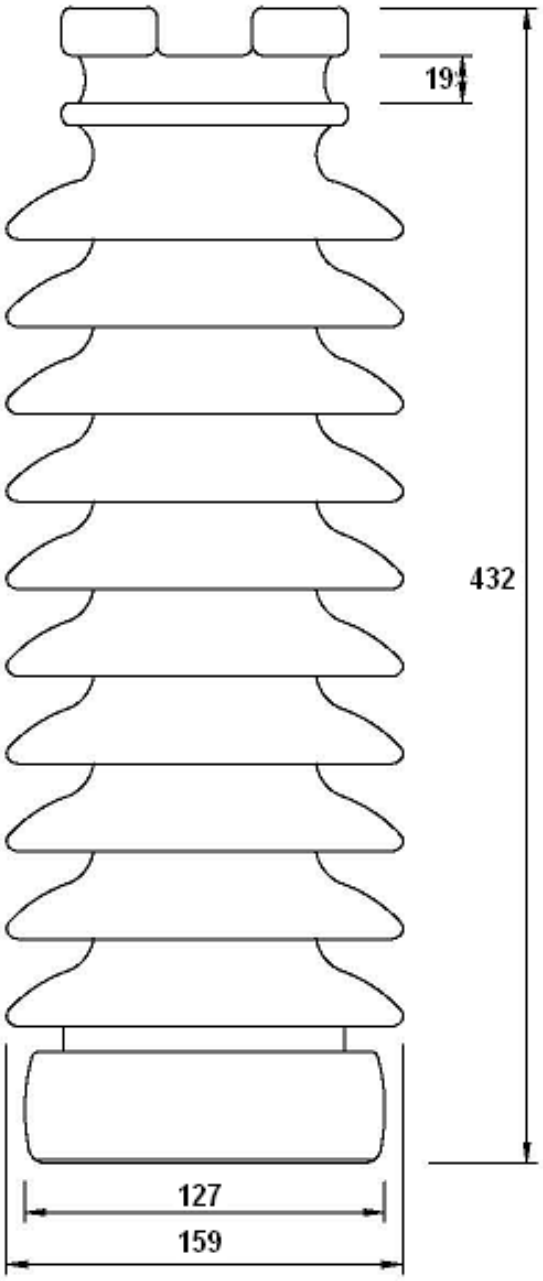


Tabla donde aparecen las propiedades del conductor Aluminio 150 mm^2

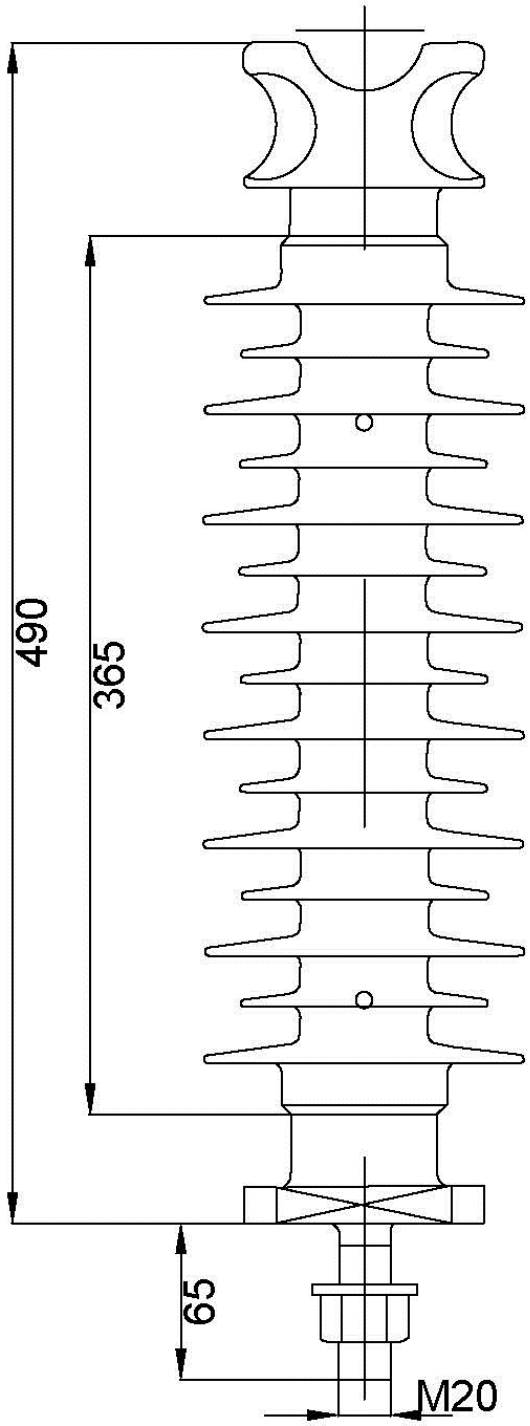
Calibre mm^2	Equivalente aproximado AWG o MCM	Diámetro total mm	Peso total kg/km	Tensión de rotura kg	R Ω/km		I max (A)
					20°C	70°C	
35	2	8.4	122	1155	0.789	0.916	107
50	1	9.6	174	1626	0.603	0.700	128
70	1/0 – 2/0	11.4	243	2140	0.428	0.496	160
95	3/0	13.5	328	2875	0.306	0.357	198
120	4/0	15.2	415	3634	0.249	0.292	256
150	266	17.0	518	4306	0.198	0.227	299
185	336	19.0	640	5964	0.162	0.184	349
240	397	21.6	830	8920	0.124	0.143	417

Anexo 2: Imágenes de aisladores tipo pedestal de porcelana como material para una tensión de 34.5 kV más utilizados.



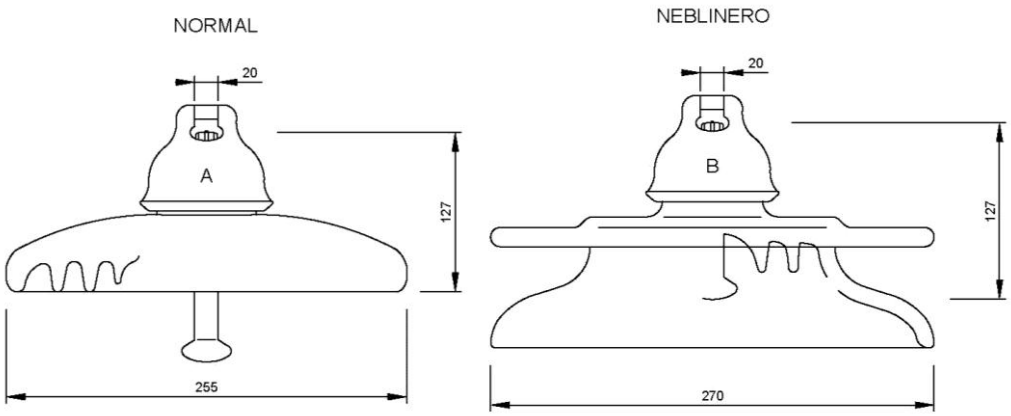
La figura muestra las dimensiones del aislador en milímetros.

Anexo 3: Imágenes de aisladores tipo pedestal de polímero como material para una tensión de 34.5 kV más utilizados.

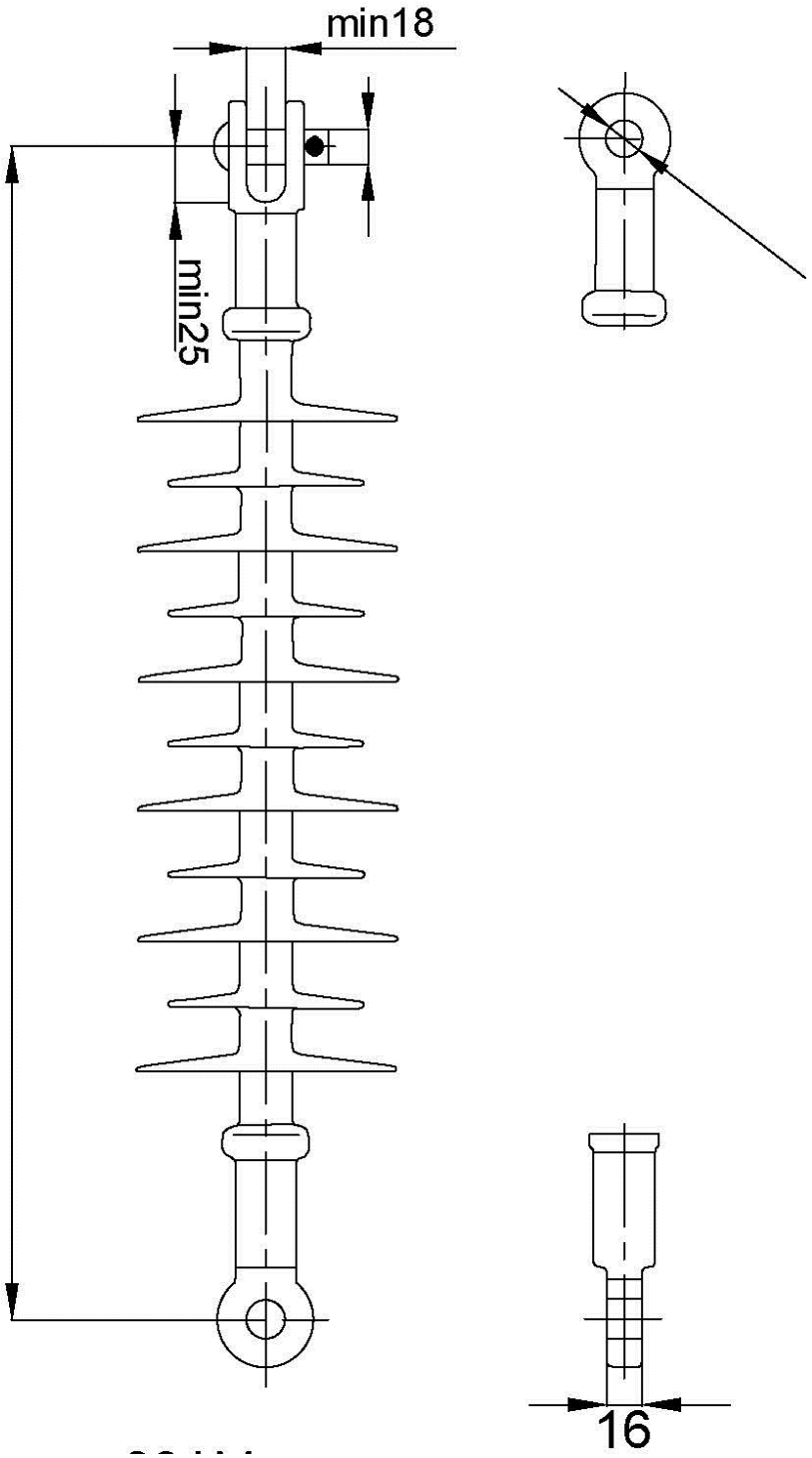


La figura muestra las dimensiones del aislador en milímetros.

Anexo 4: Tipos de aisladores de suspensión de vidrio existentes.

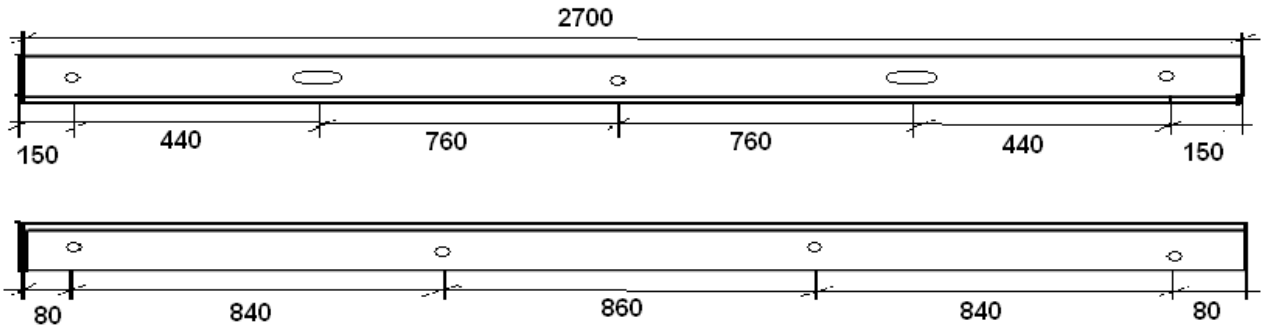


Anexo 5: Aislador de suspensión tipo polímero de 34.5 kV.



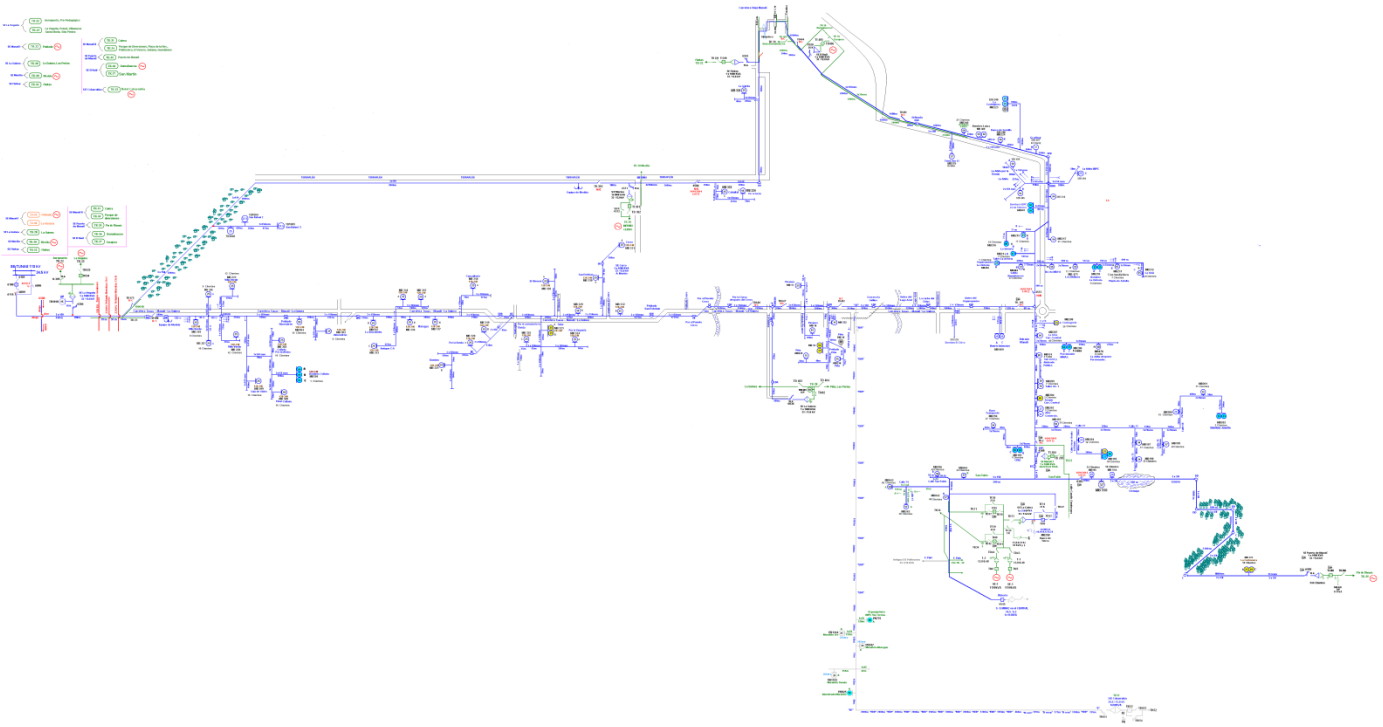
La figura muestra las dimensiones en milímetros.

Anexo 6: Crucetas de 9 pies de material galvanizado utilizadas en las estructuras de 34.5 kV.

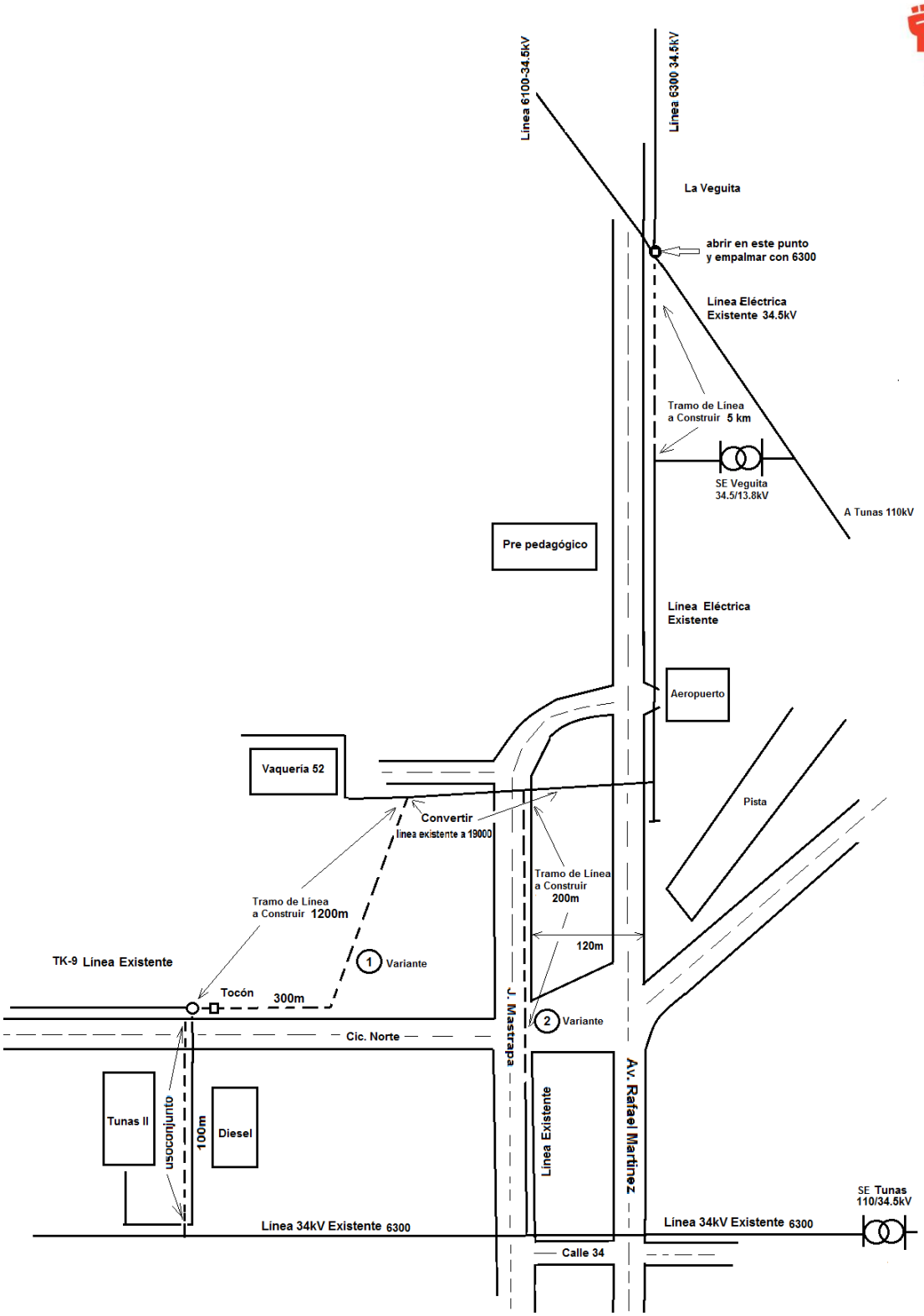


La figura muestra una vista lateral y una frontal de la cruceta de 9 pies, además de sus dimensiones en milímetros.

Anexo 7: Monolineal del circuito de subtransmisión TU-6100.



Anexo 8: Tabla para la selección de los conductores

Tabla para la selección de conductores							
Sección Nominal mm^2	**Espesor aisl. mm**	**Resistencia 20 ^{0}C (Ohm/Km)**	**Intensidad admis. A régimen Permanente (A)**			**Caída de tensión VA/Km de línea (V)**	
			Cable Enterr. a 25^0 C	**Cable al aire en ambiente de**		**Cos φ = 0.8**	**Cos φ = 1**
				30^0 C	40^0 C		
Cables de dos conductores de cobre							
4x1,5	0,8	12,1	25	17	15	20,87	25,93
4x2,5	0,8	7,28	34	24	21	12,55	15,56
4x4	1,0	4,56	45	32	28	7,89(8,87)	9,79
3x6/4	1,0	3,08	56	42	36	5,36(5,97)	6,58
3x10/6	1,0	1,83	75	58	50	3,21(3,55)	3,89
3x16/10	1,0	1,15	97	75	65	2,05	2,45
3x25/16	1,2	0,727	125	101	87	1,32	1,55
3x35/16	1,2	0,524	150	121	105	0.98	1,12
3x50/25	1,4	0,387	180	150	130	0,74	0,82
3x70/35	1,4	0,268	220	181	165	0,53	0,56
3x95/50	1,6	0,193	265	237	205	0,40	0,41
3x120/70	1,6	0,153	305	278	240	0,33	0,32
3x150/70	1,8	0,124	340	319	275	0,29	0,26
3x185/95	2,0	0,0991	385	365	315	0,25	0,21
3x240/120	2,2	0,0754	445	429	370	0,20	0,16
3x300/150	2,4	0,0601	505	493	425	0,18	0,12
Conductores de aluminio							
4x16	1,0	1,91	76	59	51	3,23	4,04
3x25/16	1,2	1,20	98	79	68	2,15	2,58
3x35/16	1,2	0,868	120	95	82	1,57	1,87
3x50/25	1,4	0,641	140	116	100	1,18	1,38
3x70/35	1,4	0,443	170	150	130	0,84	0,95
3x95/50	1,6	0,320	210	185	160	0,62	0,69
3x120/70	1,6	0,253	235	214	188	0,51	0,54
3x150/70	1,8	0,206	265	249	215	0,43	0,44
3x185/95	2,0	0,164	300	284	245	0,36	0,35
3x240/120	2,2	0,125	350	336	290	0,29	0,27
3x300/150	2,4	0,100	395	388	335	0,24	0,12
3x400/185	2,6	0,0778	445	446	385	0,21	0,17

Anexo 9: Propuesta división del circuito.