



FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

Trabajo de Diploma

en Opción al Título De

Ingeniero Eléctrico

TEMA: *Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del
Municipio Banes*

AUTOR: *Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.*

TUTOR: *Ing. Yetsy Silva Cala*

CONSULTANTE: *Ing. Milton Ricardo Montero.*

"AÑO 58 DE LA REVOLUCIÓN"

MOA – 2016

Declaración de Autoridad.

Yo:

Diplomante: Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

Tutor: Ing. Yetsy Silva Cala

Consultante: Ing. Milton Ricardo Montero.

Autor del Trabajo de Diploma:

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes.

Certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMMM) Dr. Antonio Núñez Jiménez, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime necesaria.

Hernán Miguel Marcheco Zaldívar

(Diplomante)

Ing. Yetsy Silva Cala.

Tutor

Ing. Milton Ricardo Montero.

Consultante

Agradecimientos.

Agradezco en primer lugar a mis padres Hernán Marcheco Martínez y Ivis Magalis Zaldívar Zaldívar que tanto se han esforzado para que yo pudiera llegar hasta aquí.

Quiero agradecer a mis tutores Yetsy Silva Cala y Milton Ricardo Montero por guiarme en esta tarea y orientarme siempre que los necesité.

A TODOS mis compañeros(as) del Aula, y de la Universidad en General.

Gracias al claustro de profesores de la carrera de Ingeniería Eléctrica por la formación académica recibida.

A la Revolución por ser esta una de las muchísimas oportunidades que me ha dado a favor de mi crecimiento profesional y humano.

A todos gracias.

Dedicatoria.

Dedico este trabajo a todas aquellas personas que me han apoyado, y que con su esfuerzo, amor y dedicación han hecho posible que este sueño se haga realidad.

Frase.



*Los Hombres de Ideas y principios
Fijos, y, con verdadera conciencia de
lo que son, no vacilan jamás en
sus Propósitos.*

Máximo Gómez Báez

1852-1905

Tabla de contenido.

Declaración de Autoridad.	II
Agradecimientos.	III
Dedicatoria.	IV
Frase.	V
Tabla de contenido.	VI
Resumen.	VIII
INTRODUCCIÓN GENERAL.	1
Capítulo 1.....	5
1.1 Introducción.	5
1.2 Revisión de los Trabajos Precedentes.....	5
1.3 Caracterización de los circuitos.	7
1.4 Componentes de un Circuito de Distribución.....	8
1.4.1. Transformadores de distribución.	9
Resistencia de un conductor.	12
1.5 Pérdidas de energía eléctrica.	15
1.5.1 Pérdidas Técnicas.....	15
1.5.2 Pérdidas no Técnicas o Comerciales.	19
1.6 Pérdidas en Conductores.	20
1.7 Pérdidas en Transformadores.	22
1.8 Conclusiones	25
Capítulo 2.....	26
2.1Introducción.	26
2.2 Caracterización del Objeto de Estudio.....	26
Dispositivos Nu-Lec.....	26
2.3 Determinación de la potencia del circuito.	28
2.4 Descripción del software utilizado en la simulación del circuito.	30
2.5 Esquema monolineal del Circuito de Distribución Primaria de Banes 2.....	32
2.6 Métodos para el cálculo de las pérdidas de energía.....	33
2.6.1 Método Ruso para el cálculo de las pérdidas de energía eléctricas.....	34
2.6.2 Método de la densidad económica de corriente (J_{ec}).	35
2.7 Conclusiones.	37
CAPÍTULO 3	38
3.1 Introducción.	38
3.2 Variantes para Disminuir las Pérdidas de Energías Eléctricas.	38
3.3 Análisis de la propuesta.....	39
3.3.1 Primer paso a seguir.	39

3.3.2 Segundo paso a seguir.	40
3.4 Resultados de la propuesta.	40
3.4.1 Primer paso.	40
3.4.2 Segundo paso.	41
3.4.3 Resultados del ahorro total del circuito Banes 2.	42
3.5 Valoración Económica.	43
3.5.1 Valor Actual Neto.	45
3.5.2 Tasa Interna de Retorno.	46
3.5.3 Tiempo de recuperación de las inversiones (Ta).	47
3.6 Impacto medio ambiental.	49
3.7 Conclusiones.	49
CONCLUSIONES GENERALES.	50
RECOMENDACIONES	51
BIBLIOGRAFÍA	52
ANEXOS:	X
Anexo 1: Monolineal del circuito Banes 2 en condiciones iniciales.	X
Anexo 2 Monolineal del circuito Banes 2 sin carga de Tanganica.	XI
Anexo 5: Tabla de los recursos necesarios para la construcción de la subestación.	XIV
Anexo 6 Tabla de los recursos necesarios para la construcción de la línea que alimentara la subestación.	XVI
Anexo 7: Tabla de recursos necesarios para la transferencia de carga del circuito Banes 1 al Banes 2.	XVIII

Resumen.

En este trabajo se muestra la necesidad de implementar un conjunto de medidas para reducir al máximo los niveles de pérdidas existentes y la radialidad en el circuito Banes 2, perteneciente al municipio Banes de la provincia de Holguín. Se definen las pérdidas de energía eléctrica y su clasificación. Se actualiza el monolineal del circuito realizando un levantamiento físico de las cargas instaladas. A través de un diagnóstico del circuito se determinaron los niveles de pérdidas existentes, así como la restructuración del mismo para lograr la interconexión con otros circuitos del municipio, permitiendo así la coordinación establecida por la Unión Nacional Eléctrica para establecer una conexión automática entre dichos circuitos a la hora de tomar decisiones en los distintos despachos de carga. Se obtiene además el gráfico de carga para un día típico y se plantea una propuesta técnico - organizativa para reducir los niveles de pérdidas de la red con su respectiva valoración económica y su impacto medio ambiental.

Abstract.

In this Diploma Paper the need to implement a set of measures to minimize the existing losses levels at the highest rate and the radial nature in Banes circuit 2, in the municipality of Banes, Holguin province is shown. Power losses and their classification are defined. The circuit single line is updated by performing a physical analysis of the installed charges. Through a circuit diagnostic, the existing losses levels were determined, as well as through its restructuration, to achieve interconnection with other circuits in town, allowing the established coordination by the National Electricity Union to establish an automatic connection between such circuits when taking decisions in the different charge dispatches. Loading graph for a typical day is also obtained and it is presented a technical - organizational proposal to reduce network level losses with their respective economic valuation and its environmental impact.

INTRODUCCIÓN GENERAL.

La crisis energética mundial, está presente hasta en los países más industrializados, está ligada indiscutiblemente a la escasez del petróleo, pues este recurso no renovable es el principal portador energético en la generación eléctrica. La electricidad no es una fuente de energía primaria pero constituye la forma de energía indispensable para poder utilizar las grandes fuentes de energía primaria en beneficio de la sociedad. Existen países productores del llamado “Oro Negro” donde esta crisis no se ha recrudecido tanto, tal es el caso de los países del Medio Oriente, Rusia y Venezuela; en este último sin bien es cierto que sus reservas son lo suficientemente grandes para abastecer el país y comercializar, no es el petróleo el recurso más utilizado para la generación eléctrica, pues el 70% es generado con tecnologías que emplean recursos renovables. La eficiencia en generación en los Sistemas Eléctricos según estadísticas mundiales está entre un 30 - 60 %. Las Unidades generadoras consumen entre 1 - 7 % de su producción. Para distribuir la electricidad se producen pérdidas entre un 5-30 % de la electricidad a la salida de los generadores.

El gobierno cubano en el año 2006, aprobó la implementación de la Revolución Energética. Uno de sus objetivos, era la reducción de las pérdidas técnicas de energía eléctrica, por lo que garantizó el financiamiento de las mejoras en las redes e instalaciones del Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Como resultado de la Revolución Energética y los grandes esfuerzos de la Revolución Cubana, por obtener una sociedad con una mejor calidad de vida, se ha realizado un grupo de cambios en las redes de distribución debido a la introducción de efectos electrodomésticos, que incrementaron los consumos de energía eléctrica en horario pico, lo cual puede ser atenuado por la disminución de las pérdidas de energía en los circuitos de distribución.

Situación Problemática.

En el municipio Banes el circuito Banes 2 presenta uno de los mayores índices de pérdidas técnicas y no se presenta una posible interconexión con los demás circuitos del municipio. Debido al valor tan alto de las mismas en las redes de distribución primarias residenciales de 4.16 kV, se hace necesario un análisis del comportamiento de las variables que actúan en el proceso de distribución de energía eléctrica que permita proponer medidas técnicas-organizativas que conlleven a la reducción de las pérdidas eléctricas en forma general.

Problema

¿Cómo disminuir las pérdidas eléctricas del circuito Banes 2 del municipio de Banes de la provincia de Holguín, para aumentar la efectividad del servicio del mismo?

Objeto de estudio

Red de distribución primaria residencial Banes 2, municipio Banes.

Campo de acción

Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria residencial.

Hipótesis

Si se realiza un análisis del comportamiento actual de las variables eléctricas y no eléctricas que rigen el circuito de Banes 2 y proponiendo un conjunto de medidas técnico-organizativas es posible reducir el porcentaje de pérdidas asociadas a este circuito.

Objetivo General

Reducir las pérdidas de energía eléctrica a través de medidas técnico-organizativas en el circuito de Banes 2 del municipio Banes.

Objetivos específicos

- Caracterizar el sistema de distribución del circuito y analizar el monolineal actual en RADIAL en la OBE del municipio.

- Verificar del comportamiento energético concerniente a las pérdidas eléctricas del sistema a través del software Radial para proponer variantes técnicas-organizativas que conlleven a la reducción de las pérdidas.
- Realizar la valoración técnica económica referente a las propuestas realizadas.

Tareas de trabajo

- Búsqueda sobre el Estado del Arte, sistematización de los conocimientos, y teorías relacionadas con el objeto de estudio.
- Recopilación de información sobre circuitos de distribución de energía eléctrica.
- Evaluación de las pérdidas en las condiciones actuales del sistema.
- Proposición de medidas técnicas y organizativas para disminuir las pérdidas eléctricas.
- Análisis económico de las variantes escogidas.

Métodos de la investigación

- Método de investigación documental y bibliográfica para la sistematización del conjunto de conocimientos y teorías relacionadas con el objeto de estudio.
- Método de investigación Experimental para describir y caracterizar el objeto de estudio.
- Modelación y Simulación mediante empleo del software Radial para el cálculo de las pérdidas técnicas en el circuito de distribución primaria de Guerrita.
- Análisis y Síntesis: para el análisis del comportamiento de las redes de distribución en el circuito de Guerrita del Municipio de Mayarí, el estudio de los antecedentes y los trabajos realizados anteriormente en función del mejoramiento en la evaluación de las cargas y disminución de las pérdidas de energía en el mismo.

Capítulo 1

1.1 Introducción.

En este capítulo se desarrolla el basamento teórico – metodológico que se emplea en el presente trabajo para alcanzar su objetivo general, a partir del planteamiento del problema existente, el cual mostrará la necesidad de la realización de dicho estudio y la perspectiva de los resultados para la futura aplicación de los mismos.

1.2 Revisión de los Trabajos Precedentes

Varios proyectos y estudios se han realizado fundamentalmente para erradicar problemas de la red de energía eléctrica de distribución, tanto en los circuitos residenciales o industriales pertenecientes a una zona urbana o rural respectivamente [1]. Estos trabajos e investigaciones se fundamentan con el objetivo de evaluar el impacto de las mejoras que se puedan llevar a cabo para disminuir o eliminar las pérdidas eléctricas existentes. Se apoyan en el uso del Software Radial 7.7 para la confección de monolineales y así proponer diferentes variantes con las que se puedan establecer una comparación para determinar la más óptima por sus resultados y características. Esto se realiza a través de un análisis técnico-económico de las variantes escogidas. Aunque en algunos no realice el cálculo de la sección de los conductores sustituidos en el circuito.

En algunos estudios de métodos y modelos se han realizado para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución secundarias [2]. En estos trabajos se realiza un análisis de diferentes métodos matemáticos para dar una mejor eficiencia en el cálculo de las pérdidas técnicas para las redes de distribución secundaria y primaria. Se apoyan en métodos clásicos detallados a nivel de circuitos dando camino a la utilización de diversas variantes para así poder comparar y determinar la más óptima en sus resultados. Esto se realiza a través de un análisis técnico-económico de las variantes escogidas [3].

Disímiles mejoras a circuito de distribución primaria y secundaria se han realizado para mejorar sus pérdidas, Caídas de tensión, factor de potencia etc. Tanto en zonas

urbanas o rurales [4]. Para estos Trabajos se analizaron las variables eléctricas de los circuitos y se establecieron las curvas características de demanda con el objetivo de evaluar el impacto de las mejoras que se puedan llevar a cabo para disminuir las pérdidas técnicas. Se apoyaron en determinar las pérdidas de energía en los transformadores y las pérdidas totales de energía en el circuito. Mientras que en alguno de estos circuitos no se tuvo en cuenta una restructuración del circuito para una mayor eficiencia.[5]

En muchos trabajos se han realizado análisis de circuitos de distribución primaria para disminuir pérdidas y mejorar las condiciones energéticas de los municipios de nuestra provincia de Holguín [6]. Estos trabajos e investigaciones se fundamentan con el objetivo de evaluar el impacto de las mejoras que se puedan llevar a cabo para disminuir o eliminar las perdidas eléctricas existentes. Tomando como apoyo herramientas de trabajo como el Software Radial 7.7 para la ayuda en los cálculos de pérdidas[7]. Sin embargo este no se plantea la situación problémica, ni el problema de la investigación [7].

Para estudios de análisis de disminución de pérdidas técnicas en circuitos de distribución primaria se han realizado disimiles trabajos en función de la mejora optima de su eficiencia [8]. Estas investigaciones se realizan con el objetivo de evaluar el impacto de las disimiles variantes para disminuir las pérdidas técnicas de los circuitos. Para lo cual se utilizan herramientas de trabajo como Software Radial 7.7 el En el trabajo se hace un cambio de tensión de 4,16kV a 13,2kV y se auxilia del software Radial 7.7 para el cálculo de las pérdidas [9].

Otros estudios se han realizado para reconfiguración de las redes de distribución primarias en zonas urbanas y rurales para dar un mejor servicio a los clientes de la empresa eléctrica [10]. Con estas investigaciones se hace con el propósito de evaluar el impacto de las mejoras que se puedan llevar a cabo para disminuir las pérdidas eléctricas existentes. Para esto se apoyan en documentos y herramientas de trabajo para el cálculo de las distintas variables. Esto se realiza a través de un cálculo técnico-económico de las variantes escogidas [11].

Varios proyectos de cálculo y análisis para la disminución de las pérdidas técnicas en circuitos de distribución primaria se han realizado para la disminución de las mismas [12]. En estos trabajos se realiza un análisis de diferentes métodos matemáticos para dar una mejor eficiencia en el cálculo de las pérdidas técnicas para las redes de distribución secundaria y primaria. Para llevar a cabo estas propuestas se utilizan herramientas de trabajo para la extracción de datos como el Software Radial 8.0 y los dispositivos de medición y protección Un-Lec.

Se han realizado una gran cantidad de estudios para la reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria en zonas urbanas y rurales [13]. Con la realización de estos trabajos se trata de dar una comparación entre las distintas variantes propuestas para escoger la más factible y económica para la disminución de las pérdidas. Estas variantes se apoyan en documentos certificados y programas de trabajo en circuitos eléctricos que permiten un correcto análisis de los problemas existentes y de un planteo de una correcta solución [14].

1.3 Caracterización de los circuitos.

El circuito de distribución primaria tomado como objeto de estudio Banes 2 poseen una longitud 26.861 km de línea por donde circula un nivel de tensión de 13.8 kV. Se utilizan conductores tanto de aluminio como de cobre en la distribución de la energía eléctrica. Poseen un total de 146 de transformadores monofásicos reductores de diferentes potencias como son: 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA, 37.5 kVA, 50 kVA y 75 kVA. Su subestación principal consta con un transformador trifásico reductor de una capacidad de 6300 kVA. Cabe destacar la existencia de cargas residenciales y mixtas donde predominan las cargas residenciales. Ambos circuitos cuentan con dispositivos modernos de protección permitiendo realizar mediciones en la cabecera de la línea. Presentan un total de clientes de 5076.

Generalidades de los sistemas de distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar de forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares. Sin embargo, frecuentemente se llaman también distribuidoras las redes de mayores tensiones, si a ellas se acoplan un gran número de sub-centrales receptoras y son muy ramificadas.

Los principales datos de los sistemas eléctricos son la tensión nominal, la frecuencia nominal y su comportamiento en caso anormales de operación. Los sistemas de distribución de energía eléctrica, comprenden niveles de media y baja tensión.

La calidad de la energía en los Sistemas Eléctricos de Potencia, se mide por el comportamiento del voltaje, frecuencia y la fiabilidad del servicio que se asocia con una continuidad del suministro a los consumidores. [10]

1.4 Componentes de un Circuito de Distribución.

Un circuito de distribución está formado por diferentes elementos que en su conjunto posibilitan la distribución de energía eléctrica a los consumidores. Para que esta energía pueda llegar a su destino, se necesita la interconexión de varios elementos, algunos debido a sus características de configuración y funcionamiento en las redes, traen consigo una serie de pérdidas asociadas a ellos, los cuales serán analizados posteriormente:

- **Postes**
- **Aisladores**
- **Crucetas**
- **Transformadores**
- **Conductores**
- **Fusibles**

Transformadores.

Los transformadores usados en los circuitos de distribución pueden ser de una potencia regularmente grande, como los utilizados en las subestaciones y otros de

potencia más pequeña como los instalados en los postes tanto en zonas urbanas como rurales.

Los transformadores para circuitos trifásicos pueden obtenerse de dos maneras.

- Tomando tres transformadores monofásicos y conectándolos en un grupo trifásico.
- Fabricando un transformador trifásico que consiste en tres juegos de devanados enrollados sobre un núcleo común.

1.4.1. Transformadores de distribución.

Se denominan transformadores de distribución, generalmente a los transformadores de potencias iguales o inferiores de 500 KVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, con aplicaciones típicas como alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

Características generales: Se fabrican en potencias normalizadas desde 5 hasta 1000 kVA y tensiones primarias de 13.8, 15, 25, 33 y 35 kV. Están diseñados para instalación monoposte en redes de electrificación suburbanas monofilares, bifilares y trifilares, con otras tensiones primarias de 4.16, 7.6, 13.2 y 15 kV. En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o como alternativa 3 monofásicos véase Figura 1.1.

- Se construyen en otras tensiones primarias según especificaciones particulares del cliente. Se proveen en frecuencias de 50-60 Hz. La variación de tensión se realiza mediante un conmutador exterior de accionamiento sin carga. [11]



Figura 1.1 Transformadores de distribución.

Conductores

En la selección de conductores se consideran varios factores principales. Entre ellos se pueden citar:

- Corriente admisible
- Materiales.
- Flexibilidad.
- Configuraciones.

Corriente admisible

Se trata de seleccionar los conductores por la corriente que es capaz de soportar en operación normal.

La sección de los conductores, por una parte depende de:

- a) Su costo, que constituye siempre un capítulo de gran importancia.
- b) Su resistencia eléctrica, que provoca la energía perdida en ellos por efecto Joule.
- c) La caída de tensión que tanto influye en el buen funcionamiento de los receptores.

Además, la sección de los conductores ha de ser adecuada a la intensidad de la corriente prevista, para impedir una elevación de temperatura peligrosa.

Materiales

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes. Autor: Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente un 60% de la del cobre y su resistencia a la tracción es de un 40%), las características de bajo peso y menor costo del aluminio, han dado lugar a un amplio uso tanto para conductores desnudos como aislados. También se construyen conductores de aluminio reforzado con acero para dar una mayor fortaleza al elemento Véase la figura 1.2.

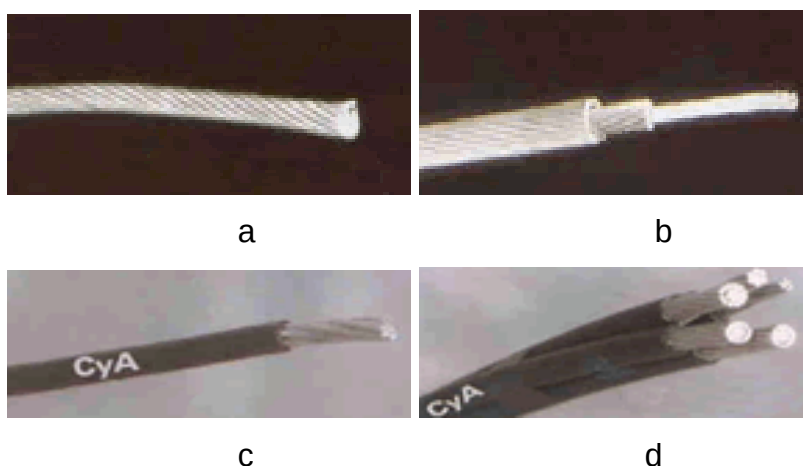


Figura 1.2 Conductores a) Aluminio puro o aleación de aluminio desnudo, b) Aluminio puro o aleación de aluminio con alma de acero, c) Aluminio puro o aleación de aluminio aislado con PVC o XLPE, d) Pre-ensamblados de aluminio aislados con XLPE.

En el cobre usado en conductores eléctricos (Figura 1.3), se distinguen tres temple: blando, semiduro y duro; con propiedades algo diferentes, siendo el cobre blando de mayor conductibilidad y el cobre duro el de mayor resistencia mecánica.

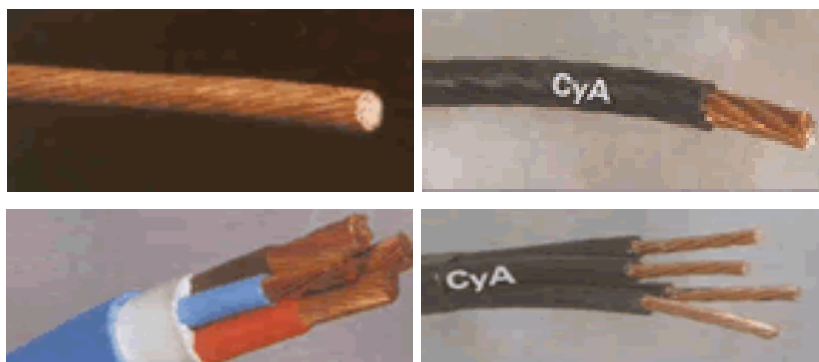


Figura 1.3 Conductores de cobre.

Flexibilidad

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes, Autor: Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

La flexibilidad de un conductor se logra de dos maneras, recociendo el material para suavizarlo o aumentando el número de hebras que lo forman. La operación de reunir varios conductores se denomina cableado y da lugar a diferentes flexibilidades, de acuerdo con el número de hebras que lo forman, el peso o longitud del torcido de agrupación y el tipo de cable.

Configuraciones

Los conductores pueden tener varias configuraciones, algunas de ellas son las mostradas en la figura 1.4.

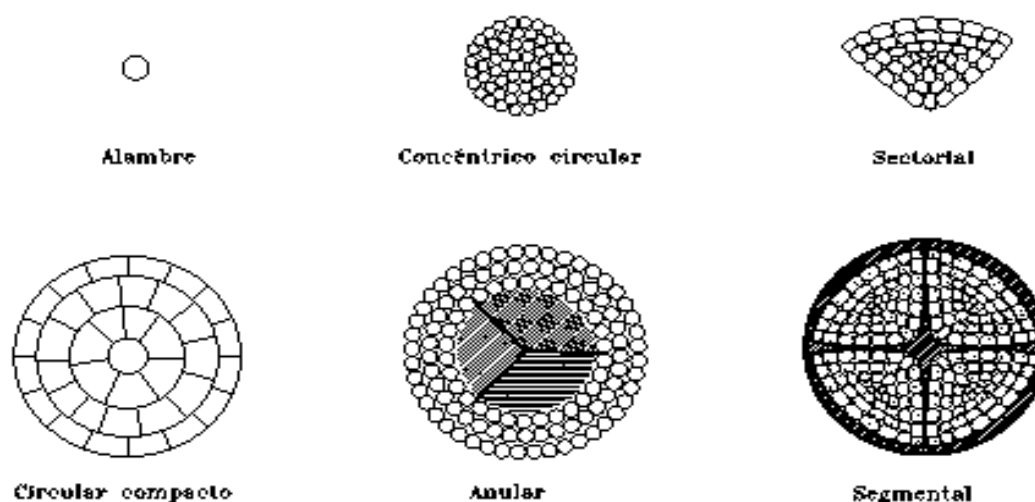


Figura 1.4 Distintas configuraciones de conductores.

La mayoría de los cables utilizados en líneas de transmisión y distribución, son concéntricos y están formados por 3 - 7 - 12 - 19 - 37 - 61 - 91 - 127 hebras. Algunas de las formaciones en cables son las mostradas en las figuras 1.3 y 1.4. [1]

Resistencia de un conductor.

La resistencia eléctrica de un material conductor está dada por la expresión:

$$R = (\rho * L) / A \quad (1.1)$$

Donde ρ (rho) representa el valor de resistividad lineal (W.m), L es el largo del conductor (m), y A es el área de la sección del mismo (mm²). El valor de ρ depende de dos variables: el material conductor y la temperatura de trabajo que éste alcanza. La expresión (1.1) indica que para un dado material conductor y temperatura (ρ constante), si el valor del área A permanece constante, el valor de la resistencia

aumenta con su longitud. De igual manera puede deducirse que si ρ y L permanecen fijos, la resistencia del conductor se reduce si el área de su sección aumenta. La mayoría de los cables utilizados en instalaciones eléctricas tienen una sección circular. Cuando el área del conductor aumenta, también lo hace su diámetro. Por lo tanto, para una longitud dada, un aumento en el diámetro significa una menor caída de voltaje en el cable (menores pérdidas de energía), pero un mayor costo (más volumen por unidad de longitud). [15]

Postes

Los postes son estructuras utilizadas en los circuitos de distribución para situar transformadores, instrumentos de medición y sobre todo para soporte de líneas, véase la figura 1.5. Estos pueden estar contruidos tanto de hormigón como de madera. Poseen una altura de 9.15, 10.70 y 12.20 metros y están situados a distancias desde 10 y 15 metros hasta una máxima de 80 metros.

La elección del tipo de poste depende del lugar en el cual vaya a ser emplazado, así, en el área rural y en sitios donde el acceso es difícil se usan postes de madera tratada y en el área urbana en sitios donde se deban colocar postes intermedios dentro de una red eléctrica, se usan postes de hormigón armado conjuntamente con postes de madera.

Tanto en los postes de hormigón como de madera se utilizan estructuras para el soporte de las líneas (Figura 1.5 b y c) clasificadas en estructuras de tipo A, B, C, D, E y variantes excéntricas de estas mismas, como se pueden ver a continuación.

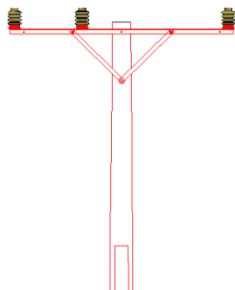


Figura 1.5 d) Estructura A.

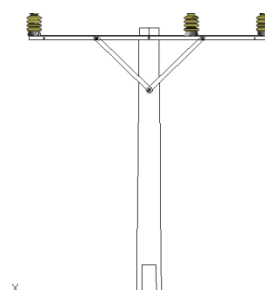


Figura 1.5 e) Estructura B.



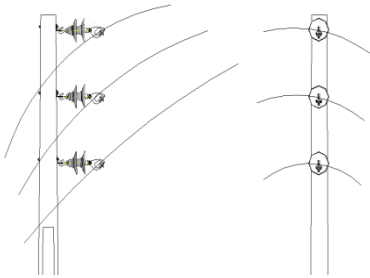


Figura 1.5 f) Estructura C.

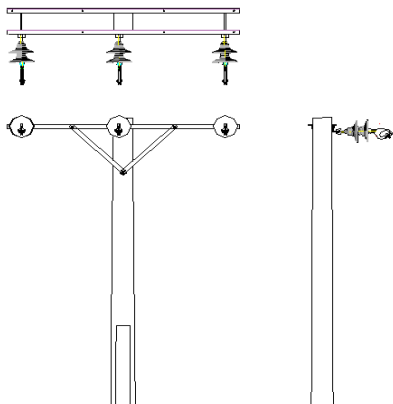


Figura 1.5 h) Estructura E.
Excéntrica.

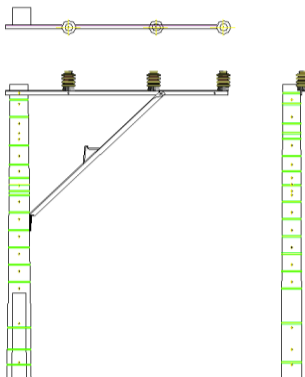


Figura 1.5 j) Estructura A Excéntrica.
Excéntrica.

Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de protección comunes más básicos disponibles para protección de sobrecorriente en sistemas de distribución. Su función primaria es servir como un enlace débil y barato en los circuitos. Ellos también pueden usarse

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes, Autor: Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

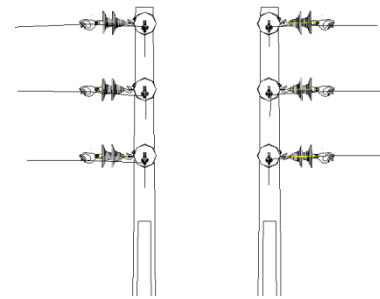


Figura 1.5 g) Estructura D.

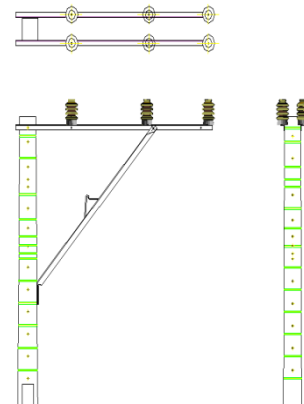


Figura 1.5 i) Estructura B

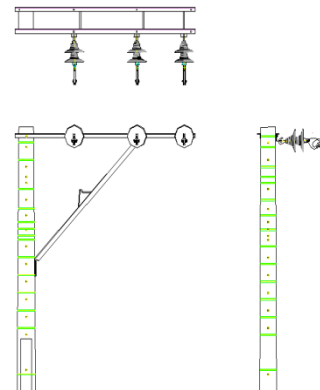


Figura 1.5 k) Estructura E

para seccionalizar la línea. Esencialmente es un elemento de aleación metálica que por efecto térmico se funde al paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado (Figura 1.6).

Un fusible debe especificarse en base a la frecuencia de operación, capacidad nominal de corriente, voltaje nominal de operación, voltaje máximo de diseño y capacidad interruptiva. La capacidad nominal es por definición la corriente que el elemento puede soportar continuamente sin sufrir calentamientos que pudieran modificar sus características de diseño. [4]

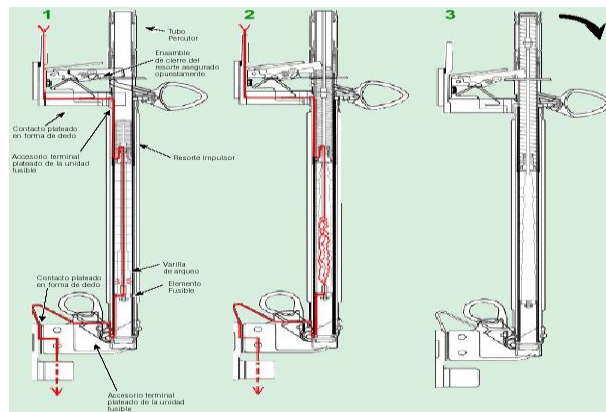


Figura 1.6. Proceso de corte de sobrecorriente con un fusible.

1.5 Pérdidas de energía eléctrica.

Las pérdidas de energía, obedecen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, provocados por los parámetros que caracterizan a las redes y subestaciones, por las características de los materiales y equipos empleados, además de las condiciones de operación existentes en su entorno.

Clasificación.

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifica en:

- Pérdidas Técnicas
- Pérdidas no Técnicas o Comerciales

1.5.1 Pérdidas Técnicas.

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero que sin embargo pueden ser reducidas

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes. Autor: Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto. Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía desde los lugares de generación hasta llegar a los consumidores.

Existen las pérdidas de transmisión de alto voltaje (efecto corona) y las pérdidas en las líneas de distribución (efecto joule) dentro de las ciudades, pueblos y áreas rurales (distribución primaria y secundaria), así como también pérdidas en los transformadores de las subestaciones y de distribución (pérdidas por corrientes parásitas e histéresis).

A partir de las curvas de carga de los componentes del sistema y las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas de energía. Para lograr esto, la información requerida es voluminosa y en muchos casos la empresa no la tiene disponible, lo cual dificulta en parte la realización de la determinación de las pérdidas técnicas, la información requerida debe incluir la descripción de la red.

Causas de las pérdidas Técnicas.

a) Pérdidas por efecto Corona: La descarga de corona alrededor de una bobina de alta tensión.

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. El efecto corona 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. La intensidad del efecto corona, por lo tanto, se puede cuantificar

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes, Autor:

Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

según el color del halo, que será rojizo en aquellos casos leves y azulado para los más severos.

b) Pérdidas por efecto Joule.

Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a la transferencia de energía eléctrica a través del conductor por un proceso análogo al rozamiento.

La ley de Joule enuncia que:

La resistencia es el componente que transforma la energía eléctrica en energía calorífica, (por ejemplo un hornillo eléctrico, una estufa eléctrica, una plancha etc.). Mediante la ley de Joule podemos determinar la cantidad de calor que es capaz de entregar una resistencia, esta cantidad de calor dependerá de la intensidad de corriente que por ella circule y de la cantidad de tiempo que esté conectada, luego podemos enunciar la ley de Joule diciendo que la cantidad de calor desprendido por una resistencia es directamente proporcional a la intensidad de corriente a la diferencia de potencial y al tiempo Ver ecuación (1.2).

$$Q = 0.24 * I * V * t \text{ (Watts)} \quad (1.2)$$

Dónde:

Q=cantidad de calor

0,24=constante de proporcionalidad

I=intensidad que circula por la resistencia

V=diferencia de potencial que existe en el extremo de la R

t=tiempo de conexión (segundos)

Las pérdidas por efecto joule se manifiestan principalmente en:

*Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes, Autor:
Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.*

- Calentamiento de Cables.
- Calentamiento de bobinas de los transformadores de distribución.

c) Pérdidas por Corrientes Parásitas e Histéresis.

Existe una potencia que sirve exclusivamente para magnetizar el núcleo de los transformadores, esta potencia no tiene otra aplicación práctica, por lo que se considera como pérdida en la imantación del núcleo del transformador y es llamada pérdidas por histéresis. Por otra parte los equipos eléctricos están formados por pedazos de conductor que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable, dando lugar a corrientes inducidas que circulan por el volumen del conductor, estas corrientes se denominan de Foucault y son corrientes que generan pérdidas.

Según su variación.

Pérdidas fijas: son aquellas cuyas variaciones dependen en un segundo orden de la demanda, a tal punto de considerarles fijas, así tenemos:

- Pérdidas por Efecto Corona.
- Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Pérdidas variables: son aquellas que dependen de la variación de la demanda, así tenemos:

- Pérdidas por Efecto Joule.

1.5.1 Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

De estudios realizados sobre pérdidas de energía a empresas eléctricas, se ha tenido como resultado que en la parte de distribución y concretamente la que corresponde a baja tensión es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas debido a factores que influyen en estas y se muestran en la figura 1.7.



Figura 1.7: Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

Estos factores inciden en las pérdidas y cabe señalar que al reducir las pérdidas en distribución se descargará todo el resto del sistema de transporte de esta energía.

1.5.2 Pérdidas no Técnicas o Comerciales.

Las empresas deben llevar registros precisos de la energía que se genera y suministra a los usuarios a fin de cobrar la energía que estos consumen, pero por ciertas razones no se tiende a falsear en la exactitud de los registros de los consumos, lo cual representa pérdidas para la Empresa. Así la diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía facturada por la empresa determina las pérdidas totales, que incluye las pérdidas originadas por la distribución y no las técnicas.

Entre las pérdidas técnicas y las no técnicas se tiene una diferencia fundamental que a continuación exponemos:

Las pérdidas técnicas representan un verdadero detrimento de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirla representa un beneficio para la empresa.

Las pérdidas no técnicas por otra parte representan la energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por la cual la empresa no recibe pago alguno.

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes, Autor: Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

Para las finanzas de la empresa esto es un perjuicio. Se puede ver que las pérdidas no técnicas se producen básicamente por el robo de energía y por deficiencias administrativas, algunos ejemplos de deficiencias administrativas y legales son:

- Clientes conectados al sistema legalmente, pero que no se les cobra puesto que no están incluidos en el sistema de facturación.
- Clientes con medidores defectuosos que no han sido reemplazados porque no se tienen repuestos, personal disponible o vehículos.
- Clientes que están subfacturados porque la instalación no es correcta o porque la empresa no les ha colocado el medidor **(Acometida sin medidor (Empate directo))**
- Errores de precisión en los medidores y en los procedimientos de información **(Mediciones y lecturas inexactas)**.

En cuanto al robo, estos se pueden agrupar en dos clases.

- Los clientes que roban energía reducen el consumo que se les factura mensualmente.
- Los clientes roban energía debido a que la misma no está disponible para ellos en forma legal por falta de una campaña de comercialización adecuada.

1.6 Pérdidas en Conductores.

$$P = R \cdot I^2 \cdot L \quad (1.3)$$

Si se considera la expresión de la caída de tensión por el Método directo como:

$$\Delta V = I \cdot L (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (1.4)$$

Dónde:

$$k \rightarrow R \cos \varphi + X \sin \varphi$$

$\Delta V \rightarrow$ Caída de tensión en voltios.

$I \rightarrow$ Intensidad de corriente en amperios.

*Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes, Autor:
Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.*

$L \rightarrow$ Longitud en metros.

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea Ω/Km .

$X \rightarrow$ Reactancia de la línea en Ω/Km .

$\cos \varphi \rightarrow$ Factor de potencia activa.

$\sin \varphi \rightarrow$ Factor de potencia reactiva.

El valor de la reactancia inductiva se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Xl = 2\pi f (0.50 + 4.605 \cdot \log_{10} DMG / RMG) 10^{-4} \quad (1.5)$$

Dónde:

$Xl \rightarrow$ Reactancia Inductiva en Ω / Km .

$DMG \rightarrow$ Distancia media geométrica entre conductores en metros.

$RMG \rightarrow$ Radio medio geométrico en metros.

$f \rightarrow$ Frecuencia en Hz.

El valor de la resistencia:

$$Rf = R(1 + \partial \Delta T) \quad (1.6)$$

Dónde:

$R \rightarrow$ Resistencia en corto circuito a la temperatura de operación en Ω/Km .

$R_{20^{\circ}C} \rightarrow$ Resistencia en corto circuito a la temperatura de fabricación en Ω/Km .

$\partial \rightarrow$ Coeficiente térmico, para el cobre duro = $0,00378 / ^{\circ}C$ para aleación de aluminio = $0,00360 / ^{\circ}C$.

Sea la caída porcentual de un tramo:

$$\% \Delta V = [(V_1 - V_2) / V_1] \cdot 100 \quad (1.7)$$

Dónde:

$\% \Delta V \rightarrow$ Caída porcentual del tramo.

$V_1 \rightarrow$ Tensión al inicio del tramo en voltios.

$V_2 \rightarrow$ Tensión al final del tramo en voltios.

La pérdida de potencia está dada por:

$$P = R \cdot I^2 \cdot L \quad (1.8)$$

De la siguiente ecuación se obtiene la corriente:

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes, Autor: Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

$$I = \frac{\Delta V}{L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)} \quad (1.9)$$

Sustituyendo en la ecuación 1.8 se obtiene:

$$P = \frac{[R \cdot \Delta V \cdot I \cdot L]}{L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)} \quad (1.10)$$

$$P = \frac{[100 \cdot R \cdot \Delta V \cdot L \cdot V_1 \cdot I]}{[100 \cdot V_1 \cdot L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)]} \quad (1.11)$$

$$P = \frac{[R \cdot VD \cdot K_w \cdot I]}{[100(R \cos \varphi + X \sin \varphi)]} \quad (1.12)$$

$P \rightarrow$ Pérdida de potencia en horas pico en kW.

$R \rightarrow$ Resistencia eléctrica del conductor en Ω/km .

$X \rightarrow$ Reactancia eléctrica del conductor en Ω/km .

$VD \rightarrow$ Caída de tensión porcentual del tramo.

$K_w \rightarrow$ Carga consumida del alimentador.

$V \rightarrow$ Tensión en el punto inicial de entrega en voltios. [16]

1.7 Pérdidas en Transformadores.

Las pérdidas en los transformadores están constituidas por las pérdidas en el hierro y en el cobre, considerándose constantes las pérdidas en el hierro y variable las pérdidas en el cobre.

La energía en pérdidas de carga (P_{cu}) de un transformador puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$EP_{CU} = P_{CU} * \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 * T_{eq} \text{ (kWh)} \quad (1.13)$$

Dónde:

$P_{CU} \rightarrow$ Pérdidas nominales del transformador en el cobre kW

$S_n \rightarrow$ Potencia nominal del transformador en kVA.

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

$$T_{eq} = 8760 * F_{perd} \quad (h) \quad (1.14)$$

T_{eq} → Tiempo equivalente de pérdidas en horas (tiempo en el cual el transformador funcionando a plena carga, produce las mismas pérdidas de energía en carga, que en condiciones normales, durante todo el año, $T=8760$).

$$F_{pérd} = 0.3 * F_C + 0.7 * F_C^2 \quad (1.15)$$

$$F_C = \frac{P_m}{P_{\max}} \quad (1.16)$$

Dónde:

$F_{pérd}$ → Factor de pérdidas.

F_C → Factor de carga.

P_m → Potencia media (kW).

$P_{\max}$ → Potencia Máxima (kW)

Las pérdidas de energía en el núcleo (P_{fe}) de un transformador son creadas por el campo magnético en las láminas del material magnético que lo conforman, con su tiempo de operación es decir:

$$WP_{Fe} = P_{Fe} (kW) * 8760 \quad (kWh / año) \quad (1.17)$$

Las pérdidas totales de energías en transformadores se pueden calcular aproximadamente:

$$\Delta W_t \approx n * \Delta P_X * 8760 + \frac{1}{n} * \Delta P_K \left(\frac{S_m}{S_{nom}} \right)^2 * t$$

Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes, Autor: Hernán Miguel Marcheco Zaldívar.

$$(kWh/año) \quad (1.18)$$

Dónde:

$\Delta W_t \rightarrow$ Pérdidas de energía en los transformadores.

$n \rightarrow$ # de transformadores iguales trabajando en paralelo.

$\Delta P_x \rightarrow$ Pérdidas de Vacío.

$\Delta P_K \rightarrow$ Pérdidas con carga.

$S_m \rightarrow$ Carga máxima total en el año.

$S_{nom} \rightarrow$ Potencia aparente nominal de un transformador.

$t \rightarrow$ Tiempo de operación.

P_{Fe} : Pérdidas nominales del transformador en el hierro. [17]

Estas pérdidas se pueden considerar aproximadamente constante para los transformadores que posean la misma potencia.

Nota: Si los transformadores no son de la misma potencia, su cálculo es individual y luego se suman.

1.8 Conclusiones

Durante el desarrollo del presente capítulo:

- Se realizó un análisis de los trabajos precedentes acerca del tema a tratar.
- Se caracterizó el objeto de estudio (Circuitos de distribución primaria de Banes 2).
- Se explicó de manera detallada algunos aspectos referentes a los sistemas de distribución primaria de la energía eléctrica, así como todo lo referente a las pérdidas de energía en los sistemas de distribución primaria.

Capítulo 2

2.1 Introducción.

En el presente capítulo se caracterizan los circuitos de Banes 1 y Banes 2, además se exponen las variantes que se tuvieron en cuenta para la disminución de Pérdidas Técnicas en los circuitos. También se ofrece una breve caracterización del software RADIAL 7.7 utilizado para la simulación de los circuitos y el análisis de la propuestas.

2.2 Caracterización del Objeto de Estudio.

El circuito de distribución primaria Banes 2 alcanza una longitud de 26.861 km de línea manteniendo un nivel de tensión de 13.8 kV. Se utilizan conductores tanto de aluminio como de cobre en la distribución de la energía eléctrica. Poseen una cantidad de 146 de transformadores monofásicos y 3 trifásicos reductores de diferentes potencias como son: 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA, 37.5 kVA, 50 kVA y 75 kVA. Su subestación principal consta con un transformador trifásico reductor de una capacidad de 6300 kVA. Cabe destacar la existencia de cargas residenciales y mixtas donde predominan las cargas residenciales. Este circuito cuenta con dispositivos modernos de protección permitiendo realizar mediciones en la cabecera de la línea. Presentan un total de clientes de 5076.

Dispositivos Nu-Lec.

La incorporación en los últimos años de los dispositivos de protección y medición (Nu- Lec) en la salida del Transformador principal del circuito de distribución, permite trabajar sobre la calidad de la energía, la información obtenida conlleva a un mejor funcionamiento de las redes eléctricas y contribuye al ahorro energético, dado que facilita la operación, propicia el ahorro de tiempo y combustible al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar y ayuda a un rápido aislamiento de las fallas reduciendo así los daños.



Figura 2.1 Dispositivo de protección y Medición (Nu-Lec)

El dispositivo de control se conecta al sistema para que registre cada cierto tiempo (ms) los parámetros eléctricos en la red, estos parámetros serán comparados con valores de referencia, y en caso de grandes diferencias (causadas por fallas) acciona los interruptivos (parte de fuerza del Nu-Lec), la cual cumple también un papel muy importante, pues tiene que ser capaz de soportar la corriente que demande la carga e incluso la corriente en caso de averías (desconectar y conectar con carga) y no es más que un sistema de interrupción por medio de gas de Hexafluoruro de Sodio (SF_6) contenido en un tanque de acero inoxidable perfectamente sellado, esto asegura un buen funcionamiento y bajo mantenimiento de los interruptivos durante un largo tiempo. La operación se realiza por medio de resortes activados por un motor, mediante un sistema de cableado completamente aislado que conecta la parte de control con la parte de fuerza. Estos dispositivos brindan además los valores reales de magnitudes como tensión, corriente, potencia, frecuencia por cada fase permitiendo visualizarlos en el momento así como guardar un historial de las lecturas, es capaz además de ser operado desde el puesto de mando sin la necesidad de la presencia física del operador, para esto cuenta con un equipo de radio, el cual recibe y envía distintas señales (códigos) que le permiten la comunicación bidireccional puesto de mando-relé digital.

2.3 Determinación de la potencia del circuito.

Para las redes de transmisión, subtransmisión y distribución primaria, se logra establecer la potencia máxima de carga de cada red, a partir de las mediciones con que cuenta cada una de ellas, fueron equipadas en su mayoría con modernos interruptores (Nu-Lec) que garantizan tanto la protección como la medición de las potencias que estos entregan a la red.

Tomando en cuenta estos valores se observa que el mes de mínimo consumo es febrero con 1028043 kWh, y con el mayor el mes de máxima demanda comprendido es octubre con 1193515 kWh, de energía. En la figura 2.2 se observa el comportamiento de la energía en un año.

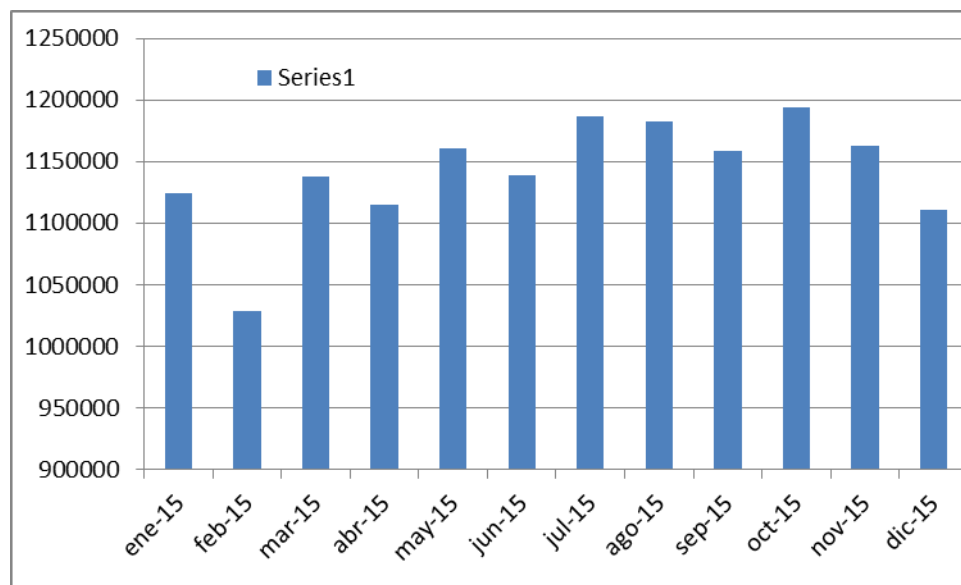


Figura 2.2 Comportamiento de la energía de un año del circuito de Banes 2.

También podemos obtener el comportamiento de la potencia activa, reactiva y aparente en el transcurso de un día cualquiera donde podemos ver que la hora de mayor consumo es las 19:07 horas con 3298 kW y la de mínima demanda es las 03:07 horas con 719 kW de potencia activa (ver figura 2.3).

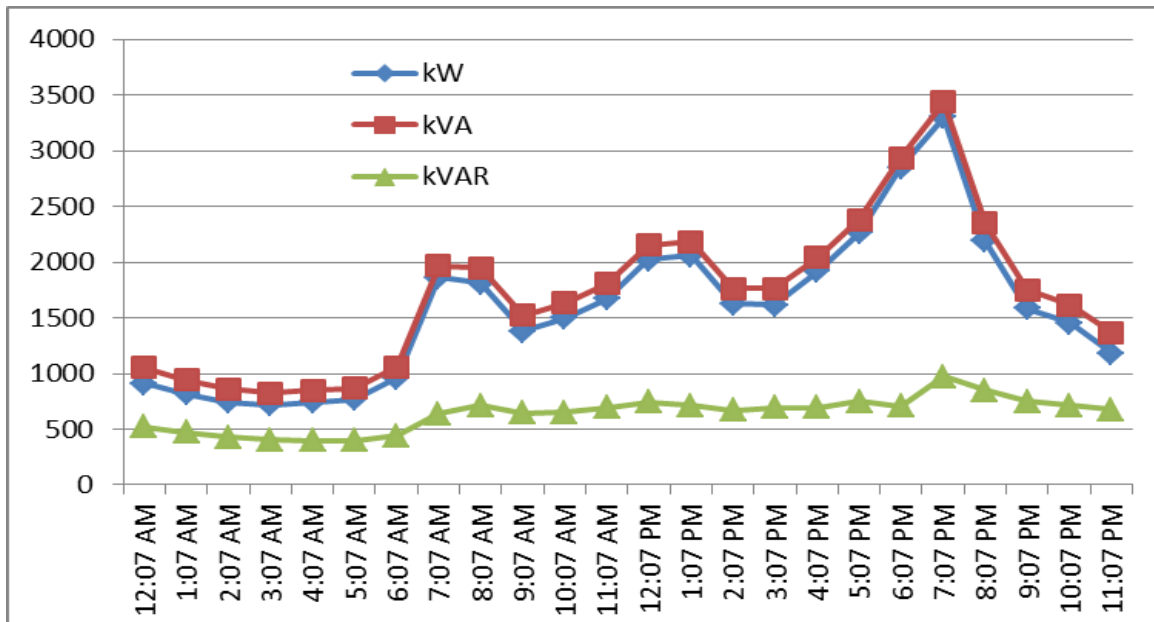


Figura 2.3 Comportamiento de la potencia activa, reactiva y aparente en un día.

Levantamiento de las Cargas

Se realizó un detallado levantamiento de carga de los circuitos. Teniendo en cuenta que ha surgido un elevado incremento de cargas fundamentalmente en el área residencial. En el levantamiento se tomaron entre otros los siguientes aspectos:

- Distancia entre los postes: Se especificaron las distancias entre los postes.
- Tipos de postes: Se especificó el tipo de poste que se utiliza. (madera u Hormigón).
- Tipo de estructura: Se tomaron todos los tipos de estructuras que se utilizan en la red.
- ✓ Transformadores: Se tomaron todos los transformadores instalados en el circuito.
- Nombre o ID del banco de transformadores: Se tomaron el número o identificador del banco de transformadores. Para todos los bancos del municipio el identificador es BB.

- Cantidad de transformadores por banco: Los bancos pueden tener desde 1 hasta 3 transformadores.
- Un solo transformador monofásico: El banco ofrece servicio monofásico y su conexión por el primario puede ser entre líneas o entre fase y neutro.
- Dos transformadores monofásicos: El banco ofrece servicio trifásico en conexión incompleta, ya sea delta incompleta o estrella incompleta por el primario.
- Un solo transformador trifásico: El banco ofrece servicios trifásicos.
- Número de Hilos: En cada tramo del levantamiento se sigue el número de hilos (Fases energizadas).
- Secuencias de Fases: Se siguió la secuencia de fases desde la subestación hasta el final de la subestación para facilitar la simulación.
- Calibres: Se tiene en cuenta el calibre de los conductores por fases y del neutro en cada tramo.
- Desconectivos: Se tomaron los dispositivos desconectivos situados en el circuito.
- Dirección: Se tomó la dirección (Reparto y Calle) de los ramales principales.

2.4 Descripción del software utilizado en la simulación del circuito.

RADIAL es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electro energéticos (CEE) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba, concebido para realizar todos los estudios relacionados con las redes eléctricas radiales de distribución. Está programado usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC.

RADIAL realiza los cálculos siguientes:

- Flujo de carga monofásico (considera las cargas balanceadas y las líneas simétricas)

- Flujo de carga trifásico (considera las corrientes reales por fase y las líneas asimétricas)

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
- Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de energía
- Cálculo de las corrientes de corto circuitos de circuitos radiales
- Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales

Análisis de cogeneración

- Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos
- Traspaso de cargas de un circuito a otro
- Reubicación de la subestación

La información requerida para el uso del RADIAL se divide en dos grandes grupos:

La general, ofrecida por RADIAL “por defecto”, y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario; y La particular, que se vincula con los circuitos que se analizan. Esta última se introduce a través de cajas de

diálogo abiertas sobre el diagrama monolíneal del circuito, el que se edita de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

Este programa es el que actualmente se usa en las todas empresas de la Unión Eléctrica Nacional (UNE), para la simulación de los circuitos primarios de distribución de media tensión. A continuación se muestra la ventana principal del Radial ver figura (2.4).

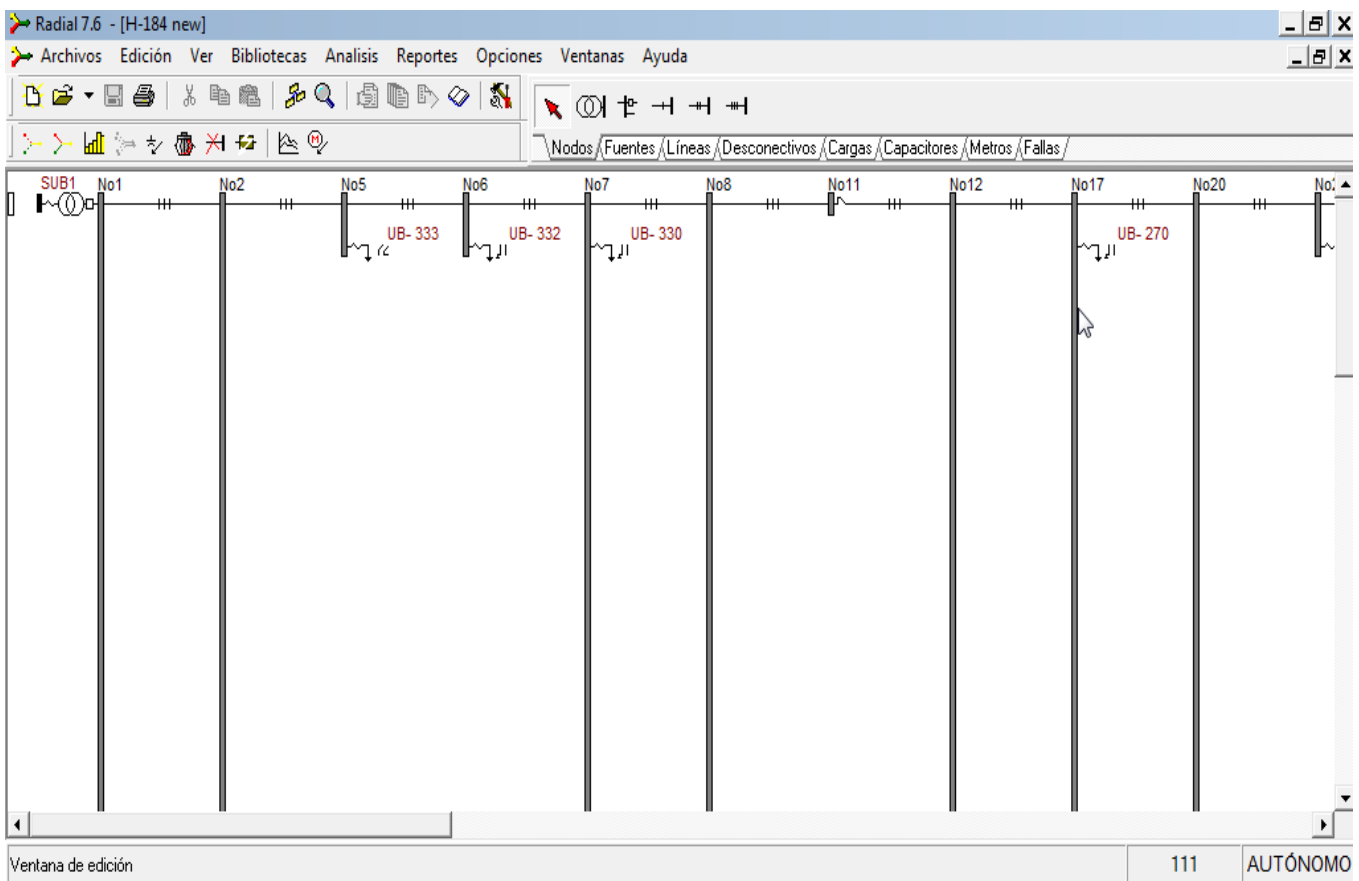


Figura 2.4 Ventana principal del Radial

2.5 Esquema monolíneal del Circuito de Distribución Primaria de Banes 2.

Para el diseño del esquema monolíneal (ver Anexo del 1 al 3) se realizó un recorrido por el terreno con el objetivo de actualizar los datos del circuito. Mediante el estudio se conoció que en el circuito existe un total de 149 transformadores de distribución, representados con circunferencias. En cada banco existen 1, 2 o 3 circunferencias en

dependencia del número de transformadores que existan con su respectiva potencia instalada y fase(s) a la que están conectados, además se ilustra el código con el que se identifica el banco o transformador y la distancia de la línea entre nodos.

Corrida del flujo de carga.

Con las mediciones de potencias obtenidas del dispositivo de protección y medición se efectuó el levantamiento de cargas del circuito y se procedió al montaje y corrida del flujo de carga en el software descrito anteriormente y que a la vez es utilizado por la Empresa Eléctrica del Municipio obteniendo los resultados que se muestran en la tabla siguiente (2.1):

Tabla (2.1) Resultados del Flujo de Carga Trifásico.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	2826.86	kW
Potencia reactiva de las cargas	933.57	kvar
Pérdidas activas en líneas	25.84	kW
Pérdidas reactivas en líneas	21.52	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	25.24	kW
Pérdidas de hierro en transf.	22.11	kW
Pérd. totales de potencia activa	73.19	kW
% de pérdidas de potencia	2.52	%
Potencia reactiva en capacitores.	75	Ckvar
Energía activa de las cargas	-0.41	MW.h
Energía reactiva de las cargas	-0.36	Mvar.h

2.6 Métodos para el cálculo de las pérdidas de energía.

Para el cálculo de pérdidas de energía se utiliza el método Ruso que es el utilizado en la empresa eléctrica y se muestra en la siguiente hoja de cálculo diseñada por ingenieros eléctricos de la provincia de Holguín basándose en este mismo método ver tabla (2.2).

Tabla (2.2) Determinación de pérdidas de energía eléctrica al año de los circuitos.

Revise el Balance de Energía		Pmax	Pérdidas de Potencia			Tiempos		Energía y Pérdidas de Energía				
Energía Entregada a las redes Primarias		MW	Pérdidas de PL	Pérdidas de Pfe	Pérdidas de Pcu	T	tao	E cons	DE líneas	DE fe	DE cu	DE trafo
Banes1	13259.02	2.80	21.29	20.81	26.94	4735.4	3212.5	2325.108	68.39	182.30	86.54	176.24
Banes 2	13419.61	2.90	25.84	22.11	25.24	4627.5	3099.3	2887.238	80.09	193.68	78.23	206.46
Banes 4	5639.64	1.20	5.32	11.96	16.48	4699.7	3174.9	399.623	16.89	104.77	52.32	128.82
Banes 5	9289.69	2.20	54.80	20.05	21.79	4222.6	2691.6	685.571	147.50	175.64	58.65	205.25
Nicaragua	1744.79	0.47	0.34	6.64	2.96	3712.3	2214.9	198.308	0.75	58.17	6.56	38.29
Retrete	2413.27	0.65	1.81	4.81	5.83	3712.7	2215.3	49.497	4.01	42.14	12.92	55.05
Los Negritos	3290.28	0.79	24.09	7.04	6.08	4175.5	2645.8	86.525	63.74	61.67	16.09	77.76
Deleyte	3072.33	0.63	23.23	6.72	4.79	4876.7	3363.4	472.718	78.13	58.87	16.11	51.37
52128.61			156.72	100.14	110.11			7104.586	459.50	877.23	327.41	939.24

2.6.1 Método Ruso para el cálculo de las pérdidas de energía eléctricas.

Para el cálculo de las pérdidas de energía en el circuito se emplea el método ruso partiendo de la ecuación 5.21 del libro de texto, ya que el software utilizado tiene errores al ofrecer información correspondiente a las pérdidas de energías.

$$\Delta W = \Delta P_m \cdot \tau \text{ (kWh/a)} \quad (2.1)$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \text{ (h/a)} \quad (2.2)$$

$$T_m = \frac{W_{año}}{P_m} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_i \cdot \Delta t}{P_m} \text{ (horas)} \quad (2.3)$$

Dónde:

$\Delta W \rightarrow$ Pérdidas de energía.

$\Delta P_m \rightarrow$ Pérdidas de potencia en el caso de cargas máximas.

$\tau \rightarrow$ Tiempo de pérdidas máximas.

$T_m \rightarrow$ Duración de carga máxima.

$W_{año} \rightarrow$ Energía total al año de la línea.

$P_m \rightarrow$ Carga máxima. [17]

2.6.2 Método de la densidad económica de corriente (J_{ec}).

En efecto:

$$J_{ec} = \frac{I_m}{F_{ec}} \left(\frac{A}{mm^2} \right) \quad (2.4)$$

Por tanto:

$$F_{ec} = \frac{I_m}{J_{ec}} (mm^2) \quad (2.5)$$

Siendo:

$$I_m = \frac{S_m}{\sqrt{3} * n * V} (A) \quad (2.6)$$

Dónde:

$F_{ec} \rightarrow$ Sección de los conductores.

$I_m \rightarrow$ Corriente máxima.

$S_m \rightarrow$ Potencia instalada.

$n \rightarrow$ # de conductores por Fase.

$V \rightarrow$ Tensión de Línea.

(J_{ec}) $\rightarrow$ se busca en la tabla 2.3 con los datos del tiempo de duración de la carga máxima (T_m) ecuación (2.3) y el tipo de conductor a usar.

Con la sección del conductor encontrada se ubica el anexo 4 donde aparece una tabla con la tabulación de los diferentes conductores de aluminio con refuerzo de acero, siendo estos los más usados por la OBE, *por su* bajo costo y menor peso, sin pasar por alto que el cobre es superior en características eléctricas y mecánicas (la

conductividad del aluminio es aproximadamente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tracción es de un 40%).

Tabla 2.3 Densidad económica de la corriente para (T_m) en horas.

Conductores	<i>De1000-3000horas</i>	<i>3000-5000h</i>	<i>5000-8760h</i>
<i>De Cobre</i>	2.3	2.1	1.8
<i>De Aluminio</i>	1.3	1.1	1.0

En la tabla 2.4 se muestra el valor de pérdidas en los circuitos del municipio Banes, destacando así los circuitos Banes 2 como uno de mayor índice de pérdidas al año.

Tabla 2.4 Pérdidas en los Circuitos de Banes.

Circuitos	Pérdidas en el Primario (MWh/año)
Banes 1	244.63
Banes 2	286.55
Banes 4	145.61
Banes 5	352.75
Nicaragua	39.04
Retrete	59.06
Los Negritos	141.49
Deleite	129.50

Cómo se factura la Energía Eléctrica en Cuba.

La energía eléctrica se factura o se cobra con un mes de atraso o sea la energía que se cobra en el mes de febrero es la correspondiente al mes de enero. De esta forma las pérdidas del mes de enero están determinadas por la energía entrante del mes de enero menos la energía facturada en el mes de febrero cuya facturación corresponde al mes de enero. Es decir las pérdidas reales se determinan con estos datos Energía Suministrada (MWh/mes) y Energía que se Facturo (MWh/mes). Esta forma de cálculo disminuye las oscilaciones provocadas por fenómenos casuales: operativos, climatológicos; y manifiesta las tendencias anuales de las pérdidas aunque ocasionalmente no coincida con las pérdidas reales del mes es la que se utiliza para los cálculos de la Unión Eléctrica.

2.7 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo se realizó un análisis del comportamiento de las principales variables eléctricas a tener en cuenta para el análisis del trabajo.

- Se realizó el estudio de algunos de los métodos empleados para el cálculo de las pérdidas de energía eléctrica en circuitos de distribución primaria con el propósito de hacer el empleo de estos en el desarrollo del trabajo una vez obtenidas las pérdidas de potencia activa de los circuitos mediante la simulación de los mismos en el software Radial 7.7.

Se determinó que el circuito Banes 2 es uno de los de mayor pérdida en el municipio Banes.

CAPÍTULO 3

3.1 Introducción.

Una vez caracterizado el circuito de Banes 2 y diagnosticado el comportamiento de las variables eléctricas, así como los niveles de pérdidas de energía, es de interés, que en este capítulo se analicé la propuesta que contrarreste los problemas encontrados y así minimizar las pérdidas en la red de distribución primaria, mejorando la eficiencia del sistema eléctrico del circuito. Además realizar la valoración económica de la propuesta verificando que estas posean algún beneficio económico.

3.2 Variantes para Disminuir las Pérdidas de Energías Eléctricas.

Debido a que en el circuito de Banes 2 existen altas pérdidas de energía eléctrica en la distribución de la misma, se hace necesario tomar una serie de medidas y variantes para darle solución a este problema.

Primeramente se proponen algunas medidas con el fin de eliminar las pérdidas comerciales. Seguidamente aparece una propuesta que será analizada con el objetivo de disminuir el alto por ciento de pérdidas técnicas existentes.

Cada una de las etapas de gestión de clientes encierra en sí defectos que son en su mayoría las causas de las PNT (pérdidas no técnicas). Estas causas en términos generales pueden ser eliminadas, las cuales se muestran a continuación:

- Facilidad – Fraude.
- Desorganización.
- Metrocontador defectuoso.
- Metrocontador inadecuado.
- Metrocontador traficado.
- Error de lectura.
- Error en la toma de datos.
- Determinación del monto facturado.

- Determinación de los consumos estimados.
- Problema de puesta al día del fichero de clientes.
- Problema de puesta al día de las tablas de fijación de tarifas.
- Falta de un calendario de facturación.
- Tratamiento de la facturación (retraso, regularidad).
- Circuitos de distribución defectuosos.
- Cliente desaparecido.
- Cliente insolvente.
- Pérdidas del pago.
- Pago mal orientado.
- Medios de pago inadaptados.
- Notificación de impagado.
- Asistencia inadaptada.

3.3 Análisis de la propuesta.

Para dar solución al problema de las Pérdidas Técnicas de los circuitos Banes 2 se propone una solución que consta de dos pasos fundamentales para erradicar las perdidas y la radialidad del circuito, donde se exponen las acciones fundamentales a llevar a cabo y los medios necesarios para implementar dichas mejoras.

3.3.1 Primer paso a seguir.

El primer paso consta de una transferencia de carga del circuito Banes 2 a una nueva subestación (Banes 3 ó Tanganica). Para esta acción el circuito Banes 2 que consta con una potencia máxima total de 2900 kW trasfiere una cantidad de 1213.95 kW de su potencia máxima quedándose con un total de 1686.05 kW y obteniendo la subestación de Tanganica 1213.95 kW. Este paso se ejecuta para disminuir el tiempo de afectación al usuario, disminuir las pérdidas y aumentar la fiabilidad del circuito en el municipio permitiendo un enlace automático entre los circuitos. Pero aunque existe una mejora considerable en sus pérdidas de 23.6 kW de pérdidas activas en línea y 20.20 kW de pérdidas en los transformadores no se toma como

una mejora definitiva porque hasta este punto la configuración del circuito es muy pequeña y se necesitaría la ejecución del paso dos.

3.3.2 Segundo paso a seguir.

Con este paso compensaríamos los circuitos Banes 1 y Banes 2 con una reconfiguración de los circuitos que consiste en transferir 688.89 kW de potencia máxima del circuito Banes 1 al resultado de Banes 2 quedándose este con 2111.1 kW y Banes 2 con un total de 2374.94 kW. Con esto mejoraríamos la radialidad del circuito permitiéndole conectarse en caso de avería con el circuito Banes 1 y con (Banes 3 ó Tanganica), También acortaríamos los circuitos nos traería una reducción de las pérdidas técnicas en un total de 111.62 MWh/Año.

3.4 Resultados de la propuesta.

3.4.1 Primer paso.

A continuación se muestran las tablas de los flujos de cargas del circuito Banes 2 al realizar el primer paso ver tabla (3.1, 3.2 y 3.3).

Tabla (3.1) Condiciones iniciales del circuito Banes 2.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	2826.86	kW
Potencia reactiva de las cargas	933.57	kvar
Pérdidas activas en líneas	25.84	kW
Pérdidas reactivas en líneas	21.52	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	25.24	kW
Pérdidas de hierro en transf.	22.11	kW
Pérd. totales de potencia activa	73.19	kW
% de pérdidas de potencia	2.52	%
Potencia reactiva en capacitores.	75	Ckvar
Energía activa de las cargas	-0.41	MW.h
Energía reactiva de las cargas	-0.36	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	113.32	kW.h
////////////////////////////////////	///	///
Pérdidas de energía Cu en transf.	121.3	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	530.64	kW.h
Pérdidas totales de energía	765.26	kW.h
% de pérdidas de energía	214.7	%

Tabla (3.2) Resultados del circuito Banes 2 quitándole la carga de Tanganica.

Concepto	Valor	Unidad
----------	-------	--------

Potencia activa de las cargas	1656.43	kW
Potencia reactiva de las cargas	503.84	kvar
Pérdidas activas en líneas	2.24	kW
Pérdidas reactivas en líneas	2.81	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	15.09	kW
Pérdidas de hierro en transf.	11.61	kW
Pérd. totales de potencia activa	28.94	kW
% de pérdidas de potencia	1.72	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
Energía activa de las cargas	0.42	MW.h
Energía reactiva de las cargas	-1.03	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	11.17	kW.h
////////////////////////////////////	///	////
Pérdidas de energía Cu en transf.	75.13	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	278.64	kW.h
Pérdidas totales de energía	364.94	kW.h
% de pérdidas de energía	46.53	%

Tabla (3.3) Comparación de los resultados y mejoras obtenidas para el Primer paso.

Concepto	Valor inicial	Valor final	Mejora	Unidad
Pérdidas activas en líneas	25.84	2.24	23.6	kW
Pérdidas de cobre en transf.	25.24	15.09	10.15	kW
Pérdidas de hierro en transf.	22.11	11.61	10.5	kW

3.4.2 Segundo paso.

En la tabla (3.4) y (3.5) se muestran los resultados finales del Flujo trifásico del circuito Banes 2.

Tabla (3.4) Resultados finales del circuito de Banes 2.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	2351.74	kW
Potencia reactiva de las cargas	848.98	kvar
Pérdidas activas en líneas	9.4	kW
Pérdidas reactivas en líneas	13.36	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	23.37	kW
Pérdidas de hierro en transf.	15.53	kW
Pérd. totales de potencia activa	48.3	kW
% de pérdidas de potencia	2.01	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
Energía activa de las cargas	0.08	MW.h
Energía reactiva de las cargas	-2.14	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	39.04	kW.h
////////////////////////////////////	///	////
Pérdidas de energía Cu en transf.	100.48	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	372.72	kW.h
Pérdidas totales de energía	512.24	kW.h
% de pérdidas de energía	86.14	%

Tabla (3.5) Resultados y mejoras de los circuitos Banes 1 y 2.

Concepto	Valor inicial de Banes 2	Valor final de Banes 2	Mejoras obtenidas	Unidad
Pérdidas activas en líneas	25.84	9.4	16.44	kW
Pérdidas de cobre en transf.	25.24	23.37	1.87	kW
Pérdidas de hierro en transf.	22.11	15.53	6.58	kW

3.4.3 Resultados del ahorro total del circuito Banes 2.

Para obtener los resultados finales se realiza una diferencia entre las pérdidas en condiciones iniciales del circuito con la mejora concebida después del estudio de la propuesta. Ver tabla (3.6).

Tabla (3.6) Resultados y mejoras de las pérdidas de energía del circuito Banes 2 del municipio Banes.

Revise el Balance de Energía		Pmax	Pérdidas de Potencia			Tiempos		Energía y Pérdidas de Energía		
Energía Entregada a las redes Primarias		MW	Pérdidas de PL	Pérdidas de Pfe	Pérdidas de Pcu	T	tao	DE líneas	DE trafo	total
Banes 2 inicial	13419.61	2.90	25.84	22.11	25.24	4627.5	3099.3	80.09	206.46	286.55
Banes 2 final	11181.42	2.37	9.40	15.53	23.37	4708.1	3183.7	29.93	145.00	174.93
Diferencia	2238.19	0.53	16.44	6.58	1.87	-90.39	-84.4	50.16	61.46	111.62

3.5 Valoración Económica.

Para la ejecución del paso uno se tomó en cuenta la radialidad del circuito y lo extenso que era el mismo, por lo que para el paso uno requiere de los recursos necesarios con un valor total de \$76`404.99 detalles en la siguiente tabla 3.7 y 3.8 y ver listado de materiales en el anexo (5 y 6).

Tabla (3.7) Gastos totales para la construcción de la subestación Tanganica.

RESUMEN DE COSTO ESTIMADO EN:	MN
Materiales	\$29,029.46
Salario	\$1,119.16
Descanso Retribuido	\$101.73
Transporte y Uso De Equipos	\$63.93
Gastos Técnico Administrativo	\$422.12
TOTAL DEL COSTO ESTIMADO	\$30,736.39
Máquinas y Equipos por Instalar	\$15,619.15
Metros y Transformadores	\$1,033.14
COSTO TOTAL	\$47,388.68

Tabla (3.8) Gastos de la línea de la subestación Tanganica.

RESUMEN DE COSTO ESTIMADO EN:	MN
Materiales	\$16,655.45
Salario	\$2,913.39
Descanso Retribuido	\$264.83
Transporte y Uso De Equipos	\$110.26

Gastos Técnico Administrativo	\$1,168.74
TOTAL DEL COSTO ESTIMADO	\$21,112.66
Máquinas y Equipos por Instalar	
Metros y Transformadores	\$6,903.65
COSTO TOTAL	\$28,016.31

Para la ejecución del segundo paso se tomó en cuenta la compensación de los circuitos Banes 1 y Banes 2 por lo que para este paso se requieren los recursos necesarios con un valor total de \$7,616.33 los datos generales se muestran en la siguiente tabla (3.9) y el listado de los materiales en el anexo (7).

Tabla (3.9) Gastos totales de la compensación de cargas de (Banes 1 y 2)

RESUMEN DE COSTO ESTIMADO EN:	MN
Materiales	\$5,515.70
Salario	\$1,304.91
Descanso Retribuido	\$118.62
Transporte y Uso De Equipos	\$148.70
Gastos Técnico Administrativo	\$528.41
TOTAL DEL COSTO ESTIMADO	\$7,616.33
Máquinas y Equipos por Instalar	
Metros y Transformadores	
COSTO TOTAL	\$7,616.33

Por lo que para la realización de la propuesta en su totalidad teniendo en cuenta los dos pasos descritos fueron requeridos los recursos necesarios con un total de \$76`404.99 para la transferencia de carga del circuito Banes 2 a la subestación y \$7,616.33 para la compensación de cargas de los circuitos (Banes 1 y 2) y obteniendo un total a invertir de \$84`021.32 pesos MN (Moneda Nacional).

La producción de energía eléctrica constituye uno de los métodos de mayor consumo de petróleo en el país. La Central Termoeléctrica (CTE) Lidio Ramón Pérez consume 278.5 gramos de petróleo para producir un 1kW, a continuación se realiza el análisis correspondiente:

En el mes de abril del presente año, el costo de combustible fue de 268.62 pesos/MWh generado de forma Térmica:

Un barril tiene 160 Litros

1litro de petróleo = 1020gm.

1HL=45.6779 pesos

Precio del combustible por kW = 0.167pesos.

Precio 1barril=73,08464 pesos.

Cantidad de gramos por kWh generado: 278.5g

A continuación se muestra una tabla con los valores del dinero recuperado por la disminución de energía para la propuesta analizada.

Tabla (3.10) Valor recuperado por disminución de energía.

Propuesta	Precio (pesos/kW Generado)	Reducción de energía (kWh/año)	Valor recuperado x disminución de energía (pesos/año)
Primer Paso	0.26862	195890	52`619.9718
Segundo Paso	0.26862	111620	29`983.3644
Resultado total de la Propuesta	0.26862	111620	29`983.3644

3.5.1 Valor Actual Neto.

Es un método para evaluar las propuestas de inversión de capital, la obtención del calor presente de los flujos netos de efectivos en el futuro, descontando el costo del capital de la empresa o la tasa de requerimiento requerida.

Para la implementación de este método se procede de la siguiente manera:

- Encuéntrese el valor presente de cada flujo de efectivo, incluyendo tanto los flujos de entrada como los de salida, descontando el costo de capital del proyecto.
- Súmense estos flujos de efectivos descontados.

- Si el VAN es positivo, el proyecto debería ser aceptado, mientras que si es negativo debe ser rechazado. Si los dos proyectos son mutuamente excedentes aquel que tenga el VAN más alto deberá ser elegido, siempre y cuando sea positivo.

Expresándose de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (3.1)$$

V_t → Flujos de caja en cada período t.

I_0 → Valor del desembolso inicial de la inversión.

n → Número de períodos considerado.

k → Tipo de interés.

3.5.2 Tasa Interna de Retorno.

La TIR se calcula en esencia igual que el VAN, la única diferencia es que se estiman tasas de actualización a que el VAN es igual a cero en un proceso de actualizaciones sucesivas. El procedimiento general consiste en utilizar aquellas tasas de actualización que aproximen lo más posible el VAN a cero, hasta llegar a que este sea negativo. Los resultados positivos nos indican que el proyecto puede ser ejecutado desde el punto de vista económico, a mayor TIR mayor rentabilidad. Expresándose de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (3.2)$$

Dónde:

F_t → Flujo de caja en el período t.

n → Número de períodos.

I_0 → Valor de la inversión inicial.

3.5.3 Tiempo de recuperación de las inversiones (Ta).

Método utilizado para la comparación económica de variantes de inversión y significa el tiempo en que la inversión se amortiza.

Normalmente en la energética se considera variante con factibilidad de aplicación, aquellas que posean el **Ta** inferior a 3 años. En caso de comparación de variantes mutuamente excluyente, posee ventajas la variante que tenga menor tiempo de amortización.

El tiempo de amortización se calcula como la relación entre el costo de la inversión (CF_0) y la diferencia entre los costos de explotación antes y después de la inversión en el período de un año, o sea los ahorros obtenidos por la inversión en el período (CF_1).

Es fácil de ser aplicada para aquellas inversiones que traen consigo ahorros anuales fijos a partir de su ejecución, lo que ocurre en las variantes utilizadas, por tanto:

$$Ta = \frac{CF_0}{CF_1} \quad (\text{años}) \quad (3.3)$$

Dónde:

$CF_0 \rightarrow$ Costo de la inversión (Pesos)

$CF_1 \rightarrow$ Ahorro provocado por la inversión durante el 1^{er} año de explotación (Pesos/años).

Para la ejecución de la metodología son necesarios los siguientes datos:

Tabla (3.11) Inversión y ahorro.

Tipo de interés (12%)	Propuesta a ejecutar
Cost. Inversión inicial (MN)	\$84`021.32
Ahorro del 1er año (MN)	\$29`983.3644
Ahorro del 2do año (MN)	\$29`984.3644
Ahorro del 3er año (MN)	\$29`985.3644
Ahorro del 4to año (MN)	\$29`986.3644
Ahorro del 5to año (MN)	\$29`987.3644

Los valores del **VAN** y **Ta** de las dos variantes utilizadas se recogen en la siguiente tabla:

Tabla (3.12) Valores económicos.

	Propuesta
Reducción de potencia (kW)	24.89
Reducción de energía (MWh/a)	111.62
Valor recuperado x disminución de pérdidas de energía (pesos/año)	\$29`983.3644
Ahorro (Toneladas/año)	9.59
Costo de Inversión (pesos)	\$84`021.32
VAN	4`410.24
Ta	2.80
Equivale en Años a:	2 años 9 meses y 22 días

Como se observa en la tabla anterior las dos variantes estudiadas tienen un tiempo de amortización inferior a un año, muy por debajo de lo aceptado en la energética cubana para este criterio, por lo que acorde con el mismo las dos variantes son factibles de ser aplicadas.

Siguiendo este mismo criterio y partiendo de la definición del TIR se establece que no tiene sentido práctico el cálculo del mismo ya que los valores que se obtienen son igualmente altos para las dos variantes, y no sirven como criterio de comparación.

El TIR para tiempo de amortización muy bajo, menores de un año e incluso menores de un mes da valores extremadamente elevados y su cálculo es especialmente complicado aunque facilita la comprensión del personal de dirección y del personal técnico no directo a la población.

3.6 Impacto medio ambiental.

La generación de energía eléctrica en el mundo entero sigue dependiendo en gran parte de combustibles fósiles como petróleo, gas, carbón y otros, de los cuales la mayoría son sumamente contaminantes. Una de las amenazas más graves para el medio ambiente mundial procede de esta contaminación, las emisiones en rápido aumento de los denominados gases “de invernadero”, en especial el dióxido de carbono (CO_2) considerado por muchos científicos como el principal responsable del recalentamiento de la tierra. En las termoeléctricas por cada kW que se genera se expulsa a la atmósfera 0.8 kg de este gas tan perjudicial para el medioambiente. Aunque los gobiernos se han comprometido con la tendencia mundial hacia una reducción de las cantidades de CO_2 producidas por cada unidad de energía consumida, relativamente pocos países han logrado reducir la expulsión de gases a la atmósfera mediante el paso a los combustibles no fósiles. Al realizar la propuesta expuesta en este trabajo, se dejan de expulsar al medio ambiente 89296 kg de dióxido de carbono por el concepto de ahorro de pérdidas eléctricas y cada 11630 kW generado se consume una Tonelada de petróleo, por lo que se estaría ahorrando 9.59 toneladas de combustible al año, significando esto un aporte fundamental para la economía del país.

3.7 Conclusiones.

- Se propuso de manera práctica, la solución de las principales dificultades encontradas en el sistema así como su radialidad y pérdidas de energía.
- Se mencionaron una serie de medidas con el fin de eliminar al máximo las pérdidas comerciales, así como también se analizó la propuesta técnico - económicas para reducir el por ciento de pérdidas técnicas existentes.
- Se realizó el análisis económico de la propuesta, con la cual se obtuvo un ahorro de energía eléctrica de 111.62 MWh/año, el cual equivale a \$29`983.3644.

CONCLUSIONES GENERALES.

- Se estableció la base teórica para el desarrollo del trabajo de diploma.
- Se caracterizó y modeló el circuito objeto de estudio.
- Se determinó el nivel de las pérdidas técnicas actuales y se propuso una medida para erradicar las mismas.
- Se erradicó la radialidad del circuito mediante una restructuración.
- Se cumplió con la reducción del nivel de las pérdidas eléctricas en el circuito objeto de estudio.

RECOMENDACIONES

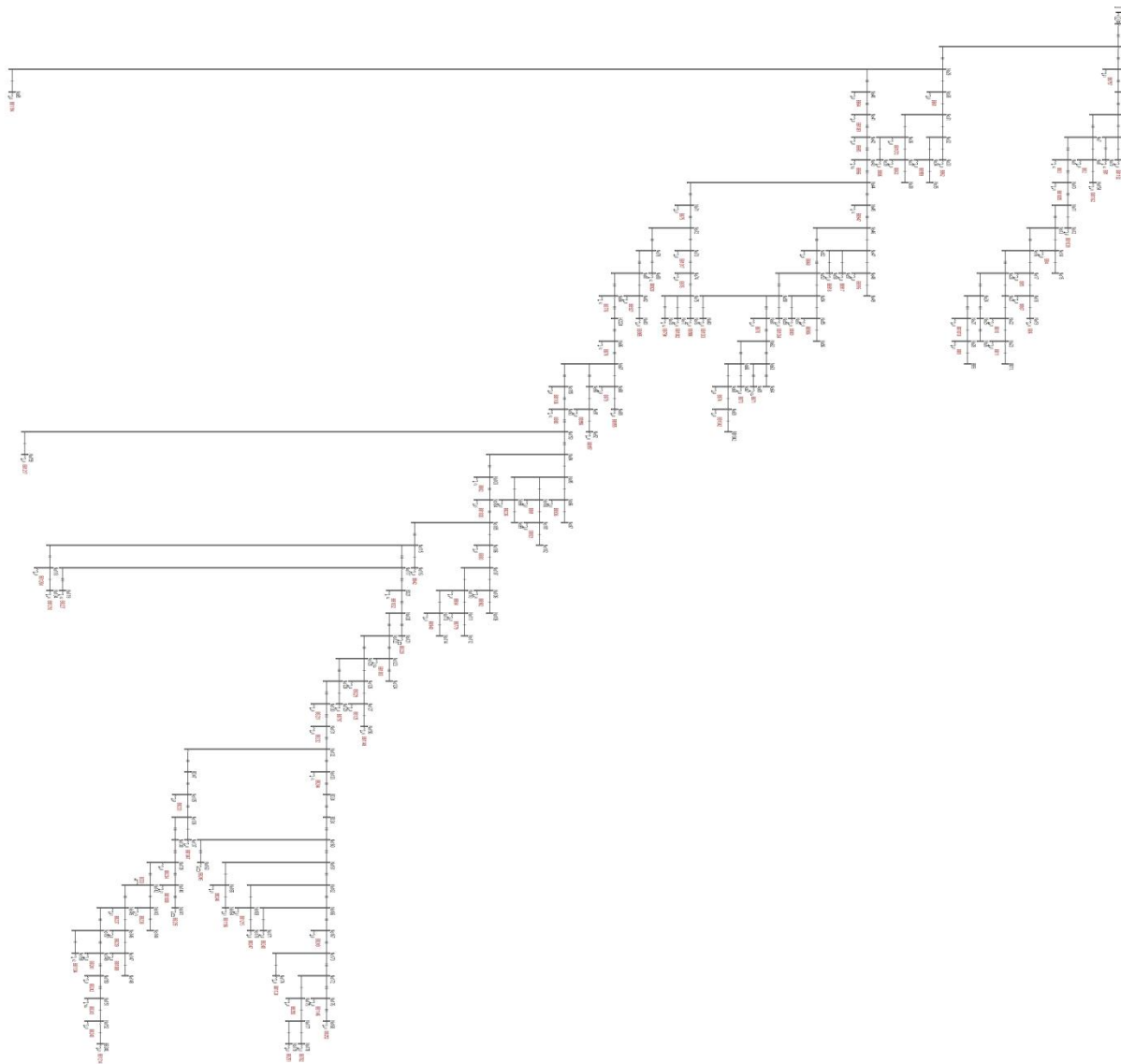
- Presentar el proyecto para obtener el beneficio por parte de la Unión Nacional Eléctrica (UNE).
- Aplicar este mismo estudio al resto de los circuitos de distribución primaria con bajo nivel de voltaje en el municipio.
- Estudiar la factibilidad de este tipo de mejora para su aplicación en aquellos municipios de la provincia donde sea necesario.

BIBLIOGRAFÍA

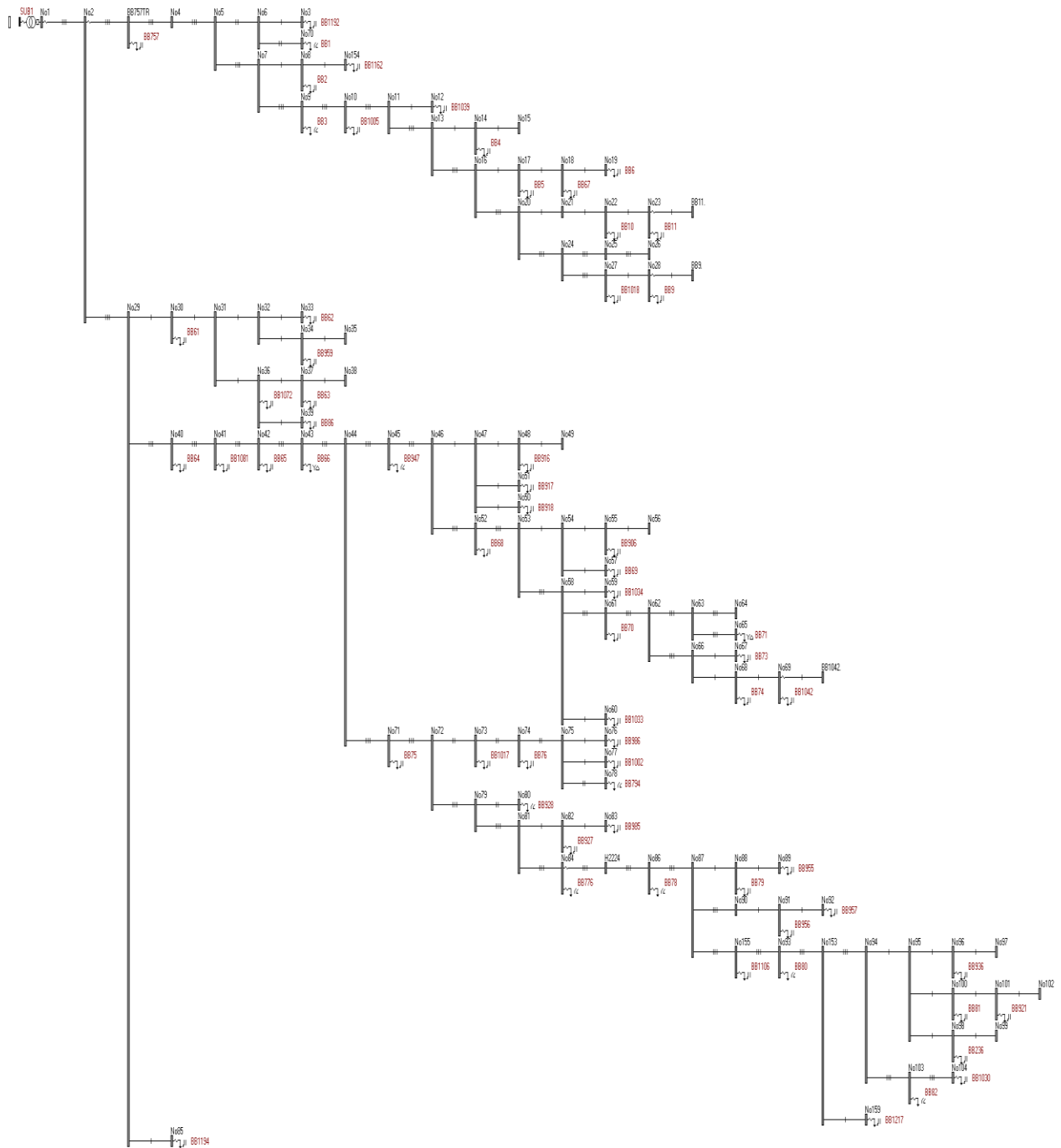
- [1] R. A. L. Elías, "Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Narajal Municipio Mayarí,," 2009.
- [2] L. G. A. Almarales, "Estudio de métodos y modelos para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución secundarias,," 2010.
- [3] V. A. Kozlov, "Manual de Proyecto de Suministro Eléctrico a Ciudades. Moscú," 1986.
- [4] C. D. D. Salgado, "Mejoras en el circuito de distribución N0 9 del municipio de Moa,," 2010.
- [5] S. Díaz Ríos, "Análisis sobre el comportamiento de los transformadores en el municipio Tunas,," 2008.
- [6] D. S. Galindo, "Conversión de Tensión de 4.16/13.2 kV en los circuitos de distribución primario de Mayarí,," 2010.
- [7] A. M. López, "Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el circuito # 7 de Moa,," 2008.
- [8] A. L. Galban, "Análisis para la disminución de pérdidas técnicas en los circuitos Báguano 1 y 2.,," 2014.
- [9] J. Almiral Mesa, "Temas de Ingeniería Eléctrica. Tomo II. Félix Varela,," 2004.
- [10] E. P. Mariño, "Reconfiguración de las Redes de Distribución del Municipio Moa en la zona urbana,," 2011.
- [11] C. M. Muñoz Montesinos, "Flujo de potencia trifásico para sistemas de distribución,," 2009.
- [12] A. A. R. Labrada, "Análisis para la disminución de las Pérdidas Técnicas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.,," 2014.
- [13] G. R. F. Martín, "Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí,," 2014.
- [14] R. S. JAVIS, "Estrategia para la disminución de las pérdidas no técnicas en la UEB de Holguín,," 2003.
- [15] J. Almiral Mesa, "Temas de Ingeniería Eléctrica. Tomo I. Félix Varela,," 2003.
- [16] R. Cisnero Verdecía, "Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el circuito # 1 de la OBE Moa,," 2007.
- [17] C. H. RAMÍREZ, "Redes y sistemas eléctricos,," 1987.

ANEXOS:

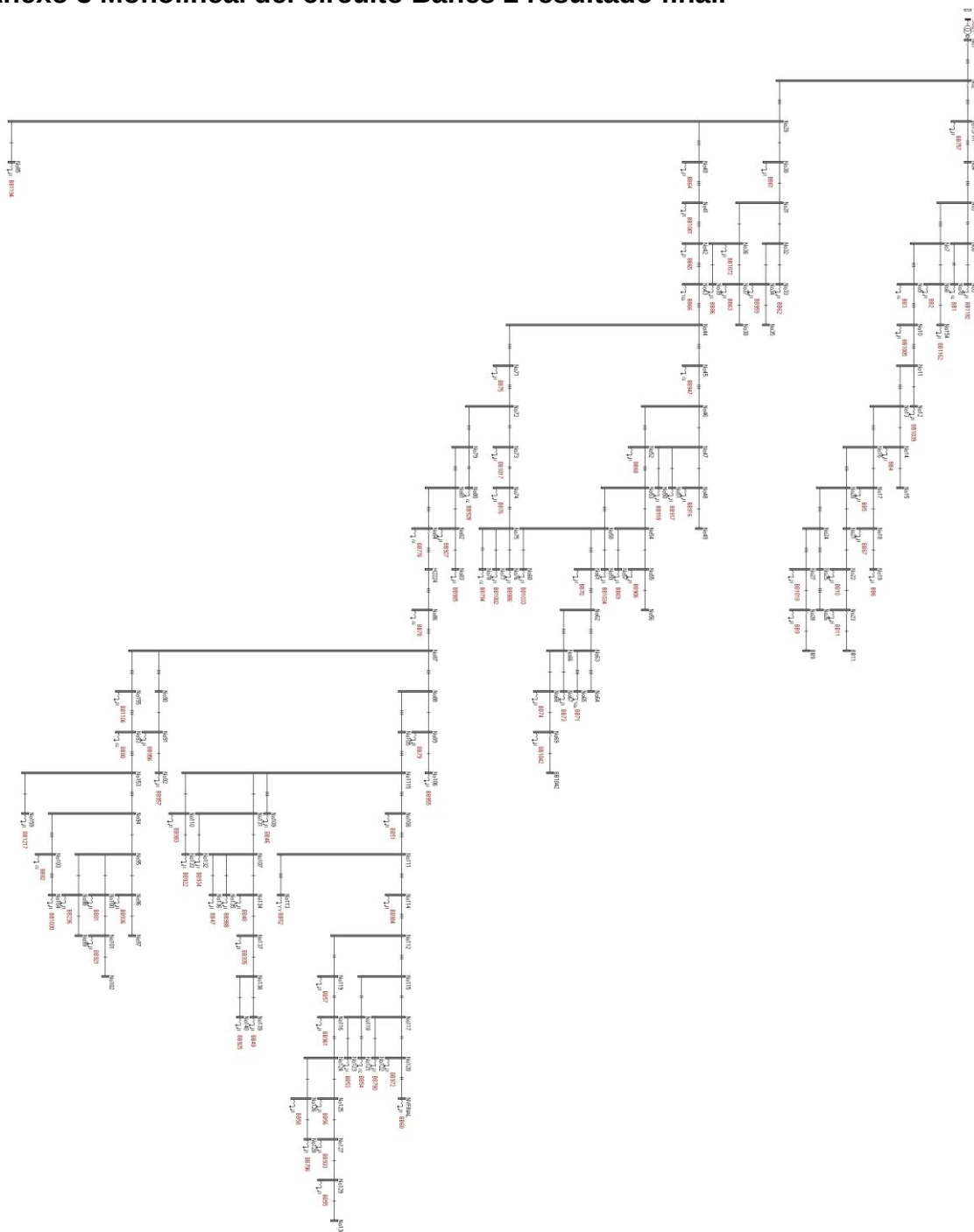
Anexo 1: Monolineal del circuito Banes 2 en condiciones iniciales.



Anexo 2 Monolineal del circuito Banes 2 sin carga de Tanganica.



Anexo 3 Monolineal del circuito Banes 2 resultado final.



Anexo 4: Tabla para conductores de aluminio con refuerzo de acero.

		A (40°C y f=60Hz)	
F_{ec} (mm ²)	P (kg/km)	R (Ω/km)	Límite Térmico(A)
35	150	0.916	175
50	196	0.700	210
70	275	0.496	265
95	386	0.357	309
120	492	0.292	380
150	647	0.227	445
185	774	0.184	
240	997	0.143	

Anexo 5:Tabla de los recursos necesarios para la construcción de la subestación.

CODIGO	DESCRIPCION	UM	CANTIDAD	PREC MLC	IMPORTE
854.6.20.6896.02	AISLADOR DE PEDESTAL POLIMERO 15 KV	U	6.00	\$17.74	\$106.44
674.1.03.9005.02	AISLADOR DE POLEA 600V	U	1.00	\$0.35	\$0.35
674.1.99.7023.01	AISLADOR DE SUP. POLIMERO 15 KV	U	6.00	\$12.97	\$77.82
676.9.02.9312.00	AISLADOR PARA CABLE TENSOR	U	1.00	\$1.80	\$1.80
674.1.99.7023.02	AISLADOR SUSP POLIMERO 34.5 KV	U	3.00	\$12.91	\$38.73
674.1.10.0036.00	AISLADOR DE PEDESTAL POLIMERO DE 36 KV	U	6.00	\$32.15	\$192.90
674.4.12.9204.00	ANGULAR REMATE TIPO L	U	9.00	\$5.99	\$53.91
674.4.12.9243.00	ARANDELA 4 X 4"	U	1.00	\$1.03	\$1.03
777.7.77.7777.77	CABLE AL AAAC 78.75 MM2 (AWG # 2/0)	KG	100.00	\$5.19	\$519.00
676.1.21.9004.00	CABLE DESN. DURO CU # 4 AWG	KG	41.00	\$11.00	\$451.00
676.1.21.9110.00	CABLE DESN. DURO CU # 1/0 AWG	KG	110.00	\$11.77	\$1,294.70
678.7.87.8977.76	CABLE TENSOR AC 8.4 MM CONST 1X7, GALV.	KG	20.00	\$2.20	\$44.00
676.1.21.0000.14	CABLE XLPE-PVC CU 0.6/1 KV 3X#8 AWG FL	MTS	25.00	\$4.77	\$119.25
676.2.52.9218.10	CARTUCHO AZUL AMPACT	U	12.00	\$1.18	\$14.16
679.8.01.9093.11	CONECTOR KVS-28	U	35.00	\$10.05	\$351.75
674.4.24.4011.99	CONECTOR PT 40 B/CCUÑA ALEACIÓN AL TIPO 1 C/CARTUCHO	U	12.00	\$4.70	\$56.40
674.4.07.9203.00	CRUCETA HG 8'	U	8.00	\$28.47	\$227.76
674.4.07.9204.00	CRUCETA HG 9'	U	4.00	\$56.00	\$224.00
799.4.99.9312.12	CUCHILLA 1F EXTERIOR DE 36 KV 400 AMP.	U	3.00	\$128.70	\$386.10
673.9.02.5005.00	CUCHILLA DE 15 KV 1F 400 AMP EXT.	U	3.00	\$211.47	\$634.41
672.2.99.7040.00	DROP- OUT 15 KV 100 A C-21	U	1.00	\$48.45	\$48.45
681.1.03.9382.01	DROP- OUT 34.5 KV C-31	U	3.00	\$41.84	\$125.52
674.4.11.0000.98	ESLABON GRILLETE	U	9.00	\$1.72	\$15.48
674.4.89.9156.08	GRAMPA DE REMATE DE 35-78 MM PISTOLA	U	6.00	\$11.50	\$69.00
674.4.89.9156.07	GRAMPA DE REMATE PISTOLAP/ 185-240 MM	U	3.00	\$5.05	\$15.15
674.4.09.7041.01	GRAMPA P/CONEXION EN CALIENTE	U	1.00	\$11.50	\$11.50
799.4.99.9101.00	GRAMPA PREFORMADA PARA CABLE DE ACERO	U	11.00	\$2.20	\$24.20
313.3.47.1023.00	GUARDACABO HG 5/8	U	8.00	\$0.88	\$7.04
681.2.99.7036.02	INT RECERRADOR 36 KV 400 A 16 KA NULEC ACR N 36	U	1.00	\$20,700.00	\$20,700.00
099.9.99.0555.44	LUMINARIA 150 W, 220 V, VSAP, C/ FOT Y FOCO, USA.	U	1.00	\$165.39	\$165.39
799.4.99.1016.01	MUERTO HORMIGON PARA ANCLA 0.90 MTS	U	1.00	\$23.08	\$23.08
333.3.33.3000.01	PANEL DE ALUMBRADO 2 X 32 AMP.	U	1.00	\$142.76	\$142.76
972.3.30.1030.00	PARARRAYO DE 34.5 KV, POLIMERICO	U	3.00	\$90.14	\$270.42
673.3.30.1530.03	PARARRAYOS 12 KV 10KA	U	7.00	\$20.21	\$141.47
674.4.12.0145.02	PERCHA DE 1 VIA CON PASADOR	U	1.00	\$3.37	\$3.37
799.4.99.1016.00	POSTE DE HORMIGON 10.70 MTS H-35	U	3.00	\$471.41	\$1,414.23
799.4.99.1016.20	POSTE DE HORMIGON 9.15 H	U	1.00	\$286.70	\$286.70

853.5.90.0000.72	RECERRADORES AUTOMATICOS U27-ACR-SOLID-27-12-125	U	1.00	\$15,619.15	\$15,619.15
674.4.07.9221.00	SOPORTE PARA MONTAJE DE TRANSFORMADOR	U	2.00	\$18.40	\$36.80
674.4.12.9207.00	TIRANTE ANGULAR V-63"	U	4.00	\$14.72	\$58.88
674.4.12.9224.00	TIRANTE PLANO DE 32"	U	12.00	\$2.87	\$34.44
303.1.04.0307.00	TORNILLO ESPARR. 5/8" X 14" GALVANIZAD	U	9.00	\$2.83	\$25.47
303.1.01.0302.01	TORNILLO CARR. 5/8" X 2"	U	14.00	\$2.07	\$28.98
303.1.02.0101.02	TORNILLO DE MAQ. 1/2" X 1 1/2" GALV.	U	28.00	\$0.36	\$10.08
303.1.02.0106.00	TORNILLO DE MAQ. 1/2" X 12" GALVANIZADO	U	14.00	\$1.16	\$16.24
303.1.02.0306.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8" X 12" GALV. C/ARAND	U	19.00	\$2.27	\$43.13
303.1.02.0307.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8" X 14" GALVANIZAD	U	21.00	\$1.73	\$36.33
303.1.03.0306.00	TORNILLO DE OJO. 5/8" X 12" GALVANIZAD	U	8.00	\$2.38	\$19.04
672.7.01.0010.03	TRANSF. 1F 10 KVA 7620/13200-120/240 V	U	1.00	\$1,033.14	\$1,033.14
799.4.99.9354.13	TUB FLEX. PVC 1"	MTS	20.00	\$2.05	\$41.00
674.4.02.9101.00	VARILLA DE ANCLA 5/8"X 9'	U	1.00	\$18.00	\$18.00
674.4.02.9216.98	VARILLA DE TIERRA 5/8 X 6'	U	20.00	\$20.09	\$401.80
					\$45,681.75

Anexo 6 Tabla de los recursos necesarios para la construcción de la línea que alimentara la subestación.

CODIGO	DESCRIPCION	UM	CANTIDAD	PREC. MLC	IMPORTE
854.6.20.6896.02	AISLADOR DE PEDESTAL POLIMERO 15 KV	U	22.00	\$17.74	\$390.28
674.1.03.9005.02	AISLADOR DE POLEA 600V	U	13.00	\$0.35	\$4.55
674.1.99.7023.01	AISLADOR DE SUP. POLIMERO 15 KV	U	10.00	\$12.97	\$129.70
676.9.02.9312.00	AISLADOR PARA CABLE TENSOR	U	6.00	\$1.80	\$10.80
674.1.99.7023.02	AISLADOR SUSP POLIMERO 34.5 KV	U	21.00	\$12.91	\$271.11
674.1.10.0036.00	AISLADOR DE PEDESTAL POLIMERO DE 36 KV	U	99.00	\$32.15	\$3,182.85
674.4.12.9204.00	ANGULAR REMATE TIPO L	U	18.00	\$5.99	\$107.82
674.4.12.9243.00	ARANDELA 4 X 4"	U	6.00	\$1.03	\$6.18
777.7.77.7777.77	CABLE AL AAAC 78.75 MM2 (AWG # 2/0)	KG	1140.00	\$5.19	\$5,916.60
676.1.21.9004.00	CABLE DESN. DURO CU # 4 AWG	KG	110.00	\$11.00	\$1,210.00
678.7.87.8977.76	CABLE TENSOR AC 8.4 MM CONST 1X7, GALV.	KG	36.00	\$2.20	\$79.20
676.3.17.1521.00	CABLE THW CU 0.6/1 KV # 2/0	MTS	15.00	\$1.93	\$28.95
676.2.52.9218.10	CARTUCHO AZUL AMPACT	U	20.00	\$1.18	\$23.60
674.4.24.4011.99	CONECTOR PT 40 B/CCUÑA ALEACIÓN AL TIPO 1 C/CARTUCHO	U	20.00	\$4.70	\$94.00
674.4.07.9202.00	CRUCETA HG 4'	U	3.00	\$14.15	\$42.45
674.4.07.9203.00	CRUCETA HG 8'	U	4.00	\$28.47	\$113.88
674.4.07.9204.00	CRUCETA HG 9'	U	42.00	\$56.00	\$2,352.00
681.1.03.9382.01	DROP- OUT 34.5 KV C-31	U	3.00	\$41.84	\$125.52
674.4.10.3305.05	ESLABÓN GRILLETE (UL-12)	U	27.00	\$2.47	\$66.69
674.4.89.9156.08	GRAMPA DE REMATE DE 35-78 MM PISTOLA	U	6.00	\$11.50	\$69.00
674.4.89.9156.07	GRAMPA DE REMATE PISTOLAP/ 185-240 MM	U	24.00	\$5.05	\$121.20
674.4.09.7041.01	GRAMPA P/CONEXION EN CALIENTE	U	3.00	\$11.50	\$34.50
799.4.99.9101.00	GRAMPA PREFORMADA PARA CABLE DE ACERO	U	33.00	\$2.20	\$72.60
313.3.47.1023.00	GUARDACABO HG 5/8	U	14.00	\$0.88	\$12.32
799.4.99.1016.01	MUERTO HORMIGON PARA ANCLA 0.90 MTS	U	6.00	\$23.08	\$138.48
972.3.30.1030.00	PARARRAYO DE 34.5 KV, POLIMERICO	U	3.00	\$90.14	\$270.42
674.4.12.0145.02	PERCHA DE 1 VIA CON PASADOR	U	13.00	\$3.37	\$43.77
799.4.99.1016.20	POSTE DE HORMIGON 9.15 H	U	1.00	\$286.70	\$286.70
270.8.99.0028.00	SOPORTE LATERAL AG	U	5.00	\$7.10	\$35.50
674.4.12.9200.07	TIRANTE RECTO 7' GALV	U	2.00	\$31.59	\$63.18
674.4.12.9207.00	TIRANTE ANGULAR V-63"	U	42.00	\$14.72	\$618.24
674.4.12.9223.00	TIRANTE PLANO DE 28"	U	3.00	\$2.45	\$7.35
674.4.12.9224.00	TIRANTE PLANO DE 32"	U	4.00	\$2.87	\$11.48
674.4.12.0070.01	TORNILLO ESPARR. 5/8" X 12" GALVANIZAD	U	2.00	\$1.73	\$3.46
303.1.04.0307.00	TORNILLO ESPARR. 5/8" X 14" GALVANIZAD	U	10.00	\$2.83	\$28.30
303.1.04.0308.00	TORNILLO ESPARR. 5/8" X 16" GALVANIZAD	U	9.00	\$2.38	\$21.42
303.1.04.0309.00	TORNILLO ESPARR. 5/8" X 18" GALVANIZAD	U	9.00	\$1.30	\$11.70

303.1.02.0101.02	TORNILLO DE MAQ. 1/2" X 1 1/2" GALV.	U	93.00	\$0.36	\$33.48
303.1.02.0106.00	TORNILLO DE MAQ. 1/2" X 12" GALVANIZADO	U	5.00	\$1.16	\$5.80
303.1.02.0306.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8" X 12" GALV. C/ARAND	U	90.00	\$2.27	\$204.30
303.1.02.0307.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8" X 14" GALVANIZAD	U	17.00	\$1.73	\$29.41
303.1.02.0308.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8" X 16" GALVANIZAD	U	3.00	\$2.27	\$6.81
303.1.03.0306.00	TORNILLO DE OJO. 5/8" X 12" GALVANIZAD	U	20.00	\$2.38	\$47.60
303.1.03.0307.00	TORNILLO DE OJO. 5/8" X 14" GALVANIZAD	U	8.00	\$3.19	\$25.52
157.8.96.3258.46	TRANSF. 1F 25 KVA 19000/33000-120/240 V	U	2.00	\$2,268.06	\$4,536.12
666.6.66.6666.65	TRANSF. 1F 50 KVA 19000/120-240 V	U	1.00	\$2,367.53	\$2,367.53
674.4.12.9247.00	TUERCA DE OJO 5/8"	U	6.00	\$0.93	\$5.58
674.4.02.9101.00	VARILLA DE ANCLA 5/8"X 9'	U	6.00	\$18.00	\$108.00
674.4.02.9207.00	VARILLA DE TIERRA CON SU CONECTOR 5/8 X 6	U	9.00	\$20.35	\$183.15
					\$23,559.10

Anexo 7: Tabla de recursos necesarios para la transferencia de carga del circuito Banes 1 al Banes 2.

CODIGO	DESCRIPCION	UM	CANTIDAD	PREC. MLC	IMPORTE
854.6.20.6896.02	AISLADOR DE PEDESTAL POLIMERO 15 KV	U	48.00	\$17.74	\$851.52
674.1.03.9005.02	AISLADOR DE POLEA 600V	U	16.00	\$0.35	\$5.60
674.1.99.7023.01	AISLADOR DE SUP. POLIMERO 15 KV	U	9.00	\$12.97	\$116.73
676.9.02.9312.00	AISLADOR PARA CABLE TENSOR	U	4.00	\$1.80	\$7.20
674.4.12.9204.00	ANGULAR REMATE TIPO L	U	9.00	\$5.99	\$53.91
674.4.12.9243.00	ARANDELA 4 X 4"	U	2.00	\$1.03	\$2.06
674.4.12.9242.01	ARANDELA 2 1/4"X2 1/4" HUECO 1/2"	U	6.00	\$1.99	\$11.94
674.4.12.9242.02	ARANDELA 2 1/4"X2 1/4" HUECO 5/8"	U	46.00	\$0.45	\$20.70
777.7.77.7777.77	CABLE AL AAAC 78.75 MM2 (AWG # 2/0)	KG	430.00	\$5.19	\$2,231.70
676.1.21.9004.00	CABLE DESN. DURO CU # 4 AWG	KG	6.00	\$11.00	\$66.00
678.7.87.8977.76	CABLE TENSOR AC 8.4 MM CONST 1X7, GALV.	KG	42.00	\$2.20	\$92.40
676.2.52.9218.10	CARTUCHO AZUL AMPACT	U	9.00	\$1.18	\$10.62
674.4.24.4011.99	CONECTOR PT 40 B/CCUÑA ALEACIÓN AL TIPO 1	U	9.00	\$4.70	\$42.30
674.4.07.9203.00	CRUCETA HG 8'	U	18.00	\$28.47	\$512.46
674.4.11.0000.98	ESLABÓN GRILLETE	U	9.00	\$1.72	\$15.48
674.4.89.9156.08	GRAMPA DE REMATE DE 35-78 MM PISTOLA	U	9.00	\$11.50	\$103.50
799.4.99.9101.00	GRAMPA PREFORMADA PARA CABLE DE ACERO	U	22.00	\$2.20	\$48.40
313.3.47.1023.00	GUARDACABO HG 5/8	U	14.00	\$0.88	\$12.32
799.4.99.1016.01	MUERTO HORMIGON PARA ANCLA 0.90 MTS	U	2.00	\$23.08	\$46.16
674.4.12.0145.01	PASADOR DE PECHA	U	16.00	\$2.70	\$43.20
674.4.12.0145.00	PERCHA DE 1 VIA S/PASADOR	U	16.00	\$2.98	\$47.68
799.4.99.1016.20	POSTE DE HORMIGON 9.15 H	U	3.00	\$286.70	\$860.10
674.4.12.9224.00	TIRANTE PLANO DE 32"	U	36.00	\$2.87	\$103.32
674.4.12.0070.01	TORNILLO ESPARR. 5/8"X12" GALV ANIZAD	U	4.00	\$1.73	\$6.92
303.1.02.0101.02	TORNILLO DE MAQ. 1/2"X1 1/2" GALV	U	36.00	\$0.36	\$12.96
303.1.02.0106.00	TORNILLO DE MAQ. 1/2"X 12" GALVANIZADO	U	16.00	\$1.16	\$18.56
303.1.03.0306.00	TORNILLO DE OJO. 5/8" X 12" GALVANIZAD	U	42.00	\$2.38	\$99.96
674.4.02.9101.00	VARILLA DE ANCLA 5/8"X 9'	U	4.00	\$18.00	\$72.00
					\$5,515.70