

Facultad Metalurgia Electromecánica
Departamento Eléctrica

Trabajo de diploma
para optar por el título de
Ingeniero Eléctrico

*Reestructuración del circuito de distribución
Primaria de Los Negritos del Municipio de Banes.*

AUTOR: *José Luis Bajuelos Ortiz.*

TUTOR: *Ms.C Yetsy Silva Cala.*

*Moa, 2018
"Año 60 de la Revolución"*

Declaración de Autoridad.

En decisión conjunta, el autor José Luis Bajuelos Ortiz y el tutor Ms.C Yetsy Silva Cala, certificamos nuestra propiedad intelectual sobre este Trabajo de Diploma con título: “Reestructuración del circuito de distribución Primaria de Los Negritos del Municipio de Banes”. Somos los autores de este Trabajo de Diploma, y autorizamos al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, a hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Para que así conste firmamos la presente a los ____ días del mes de _____ del 2018.

José Luis Bajuelos Ortiz.

Firma Autor

Ms.C Yetsy Silva Cala.

Firma Tutor

Dedicatoria.

De forma muy especial le dedico este Trabajo de Diploma a mi Madre Isabel Ortiz Roja, mi Padre José Bajuelos Castillo y mi

Hermano Ulises Nápoles Ortiz, quienes han logrado guiarme por los caminos del saber y a los cuales les estaré completamente agradecido por el resto de mi vida.

A todos mis familiares y amigos quienes de una manera u otra me han dado fuerzas para que yo siga adelante.

Agradecimientos.

Les agradezco a mis padres y mi hermano por su apoyo incondicional y por estar pendiente de mi en la etapa de estudios universitarios. A mi familia que siempre ha estado presente cuando la he necesitado. A mi novia por confiar en mi.

A José Antonio, a Martín, José, Eddy, Susana, Miriannis por su ayuda al cabo de todos estos años. A mis compañeros de aula: Narry, Diana, Indira, Dennis, Raúl, Rodrigo, Leonides, Aniel, Héctor, etc.

A mis compañeros de cuarto: Dayán, Osvaldo, Roberto Rivera, Adrián, Nestor, Roberto, Leo, Carlito, Reinier y Noslén.

A todas aquellas personas que de una forma u otra han contribuido con la realización de este trabajo y mi formación como profesional.

Fraser

*“Si algún día nuestro trabajo nos pareciera bueno,
debemos luchar por que sea mejor y cuando sea mejor
debemos luchar por hacerlo perfecto”.*

Fidel Castro Rúz.



Resumen.

En este trabajo se refleja lo necesario que es implementar un conjunto de medidas para reducir al máximo los niveles de pérdidas existentes y la radialidad en el circuito de Los Negritos, en el municipio de Banes, provincia Holguín. Se definen las pérdidas de energía eléctrica y su clasificación. Al realizar un levantamiento físico de las cargas instaladas se actualiza el monolineal del circuito. Se determinaron los niveles de pérdidas existentes a través de un diagnóstico del circuito, así como la restructuración del mismo para obtener la interconexión con otros circuitos del municipio, proporcionando así la coordinación establecida por la Unión Nacional Eléctrica para establecer una conexión automática entre estos circuitos a la hora de tomar decisiones en el despacho de carga. Además se obtiene el gráfico de carga y se traza una propuesta para reducir los niveles de pérdidas de la red con su respectiva valoración económica y su impacto medio ambiental ahorrando así 1724.1109 pesos moneda nacional y 4.8 toneladas de combustible al año.

Abstract.

In this work the need to implement a set of measures to minimize the existing losses levels at the highest rate and the radial nature in The Negritos, 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 saving \$1724.1109 national coin and 4.8 tons of combustible every year.

ÍNDICE.

INTRODUCCIÓN GENERAL.	3
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL.....	6
1.1 Introducción.....	6
1.2 Revisión de los Trabajos Precedentes.....	6
1.3 Generalidades de los sistemas de distribución.	7
1.4 Componentes de un Circuito de Distribución.	8
1.4.1 Transformadores de distribución.....	9
1.5 Pérdidas de energía eléctrica.	15
1.5.1 Pérdidas Técnicas.	15
1.5.2 Factores que inciden en las pérdidas técnicas.....	18
1.5.2 Pérdidas no Técnicas o Comerciales.....	19
1.6 Pérdidas en Conductores.	20
1.7 Pérdidas en Transformadores.	23
1.8 Conclusiones.	25
CAPÍTULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.	26
2.1 Introducción.....	26
2.2 Caracterización del Objeto de Estudio.	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 Los Negritos.	32
2.6 Método 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 (Jec).	35
2.7 Conclusiones.	37
CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y VALORACIÓN ECONÓMICA.....	38
3.1 Introducción.....	38
3.2 Principales causas de pérdidas no técnicas de energía eléctrica de Los Negritos de la UEB, Banes.	38
3.3 Análisis de la propuesta.....	39
3.4 Resultados de la propuesta.	39
3.5 Valoración económica.	39

3.5.1 Valor Actual Neto.	41
3.5.2 Tasa Interna de Retorno.	42
3.5.3 Tiempo de recuperación de las inversiones (Ta).	43
3.6 Impacto medio ambiental.	44
3.7 Conclusiones.	45
CONCLUSIONES GENERALES.	46
BIBLIOGRAFÍA.	48
ANEXOS.	49

INTRODUCCIÓN GENERAL.

La crisis energética a nivel mundial, existe hasta en los países más industrializados, indudablemente está mezclada a la insuficiencia del petróleo, ya que este recurso no renovable es el primordial portador energético en la generación eléctrica. La electricidad no es una fuente de energía primaria pero constituye el método 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 incrementado tanto, unos de estos son los países del Medio Oriente, Rusia y Venezuela; y como se sabe, en Venezuela sus reservas son lo suficientes grandes para suministrar el país y comercializar, no es el petróleo el recurso más utilizado para la generación eléctrica, ya que 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 y 60%. Las unidades generadoras consumen entre 1 y 7% de su producción. Para distribuir la electricidad se originan pérdidas entre un 5 y 30% de la electricidad a la salida de los generadores [1].

Alrededor del año 2006 hasta el 2010, el gobierno cubano aprobó el desarrollo de la Revolución Energética. Uno de sus objetivos, era la disminución 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 grandiosos esfuerzos de la revolución cubana, por obtener una sociedad con una mejor calidad de vida, se ha elaborado un grupo de cambios en las redes de distribución debido a la implementación de efectos electrodomésticos, que acrecentaron los consumos de energía eléctrica en horario pico, lo cual puede ser reducido por la disminución de las pérdidas de energía en los circuitos de distribución.

Situación Problémica.

En el municipio Banes el circuito de Los Negritos presenta uno de los mayores índices de pérdidas técnicas y no se encuentra la subestación en su centro de carga, debido a esto se hace necesario un análisis de la conducta de las variables que actúan en el proceso de distribución de energía eléctrica que permita formular medidas técnicas-organizativas que conlleven a la reducción de las pérdidas eléctricas en forma general.

Problema.

¿Cómo reestructurar el circuito de distribución primaria Los Negritos para reducir el valor de las pérdidas eléctricas en la red?

Objeto de estudio.

Red de distribución primaria residencial y pequeña estatal de Los Negritos, municipio Banes.

Campo de acción.

Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria residencial y pequeña estatal.

Hipótesis.

Si se reestructura los circuitos de distribución primaria de Los Negritos en el municipio Banes, entonces se puede reducir el nivel de pérdidas eléctricas en la red.

Objetivo General.

Disminuir las pérdidas de energía eléctrica a través de la reestructuración del circuito de Los Negritos del municipio Banes.

Objetivos específicos.

- Caracterizar el sistema de distribución del circuito y analizar el monolineal actual en RADIAL en la UEB del municipio.
- Verificar del comportamiento energético perteneciente a las pérdidas eléctricas del sistema a través del software Radial para proponer variantes técnicas-organizativas que conlleven a un descenso de las pérdidas técnicas.
- Realizar la valoración técnica-económica referente a la propuesta realizada.

Tareas de trabajo.

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

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.
- Análisis del comportamiento de las redes de distribución del circuito de Los Negritos del Municipio de Banes, el estudio de las referencias y los trabajos realizados en función de la perfección en la evaluación de las cargas y abreviar las pérdidas de energía en el mismo.
- Modelación y Simulación utilizando el software Radial para el cálculo de las pérdidas técnicas del circuito de distribución primaria de Los Negritos.

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL.

1.1 Introducción.

En este capítulo se desarrolla el fundamento teórico – metodológico que se aplica en el presente trabajo para lograr su objetivo general, a partir del planteamiento del problema existente, el cual expondrá la necesidad de la ejecución de dicho estudio y la perspectiva de los resultados para la futura aplicación de los mismos.

1.2 Revisión de los Trabajos Precedentes.

Diversos proyectos y estudios se han ejecutado esencialmente para eliminar los inconvenientes de la red de energía eléctrica de distribución, tanto en los circuitos residenciales o industriales referentes a una zona urbana o rural respectivamente. Estos trabajos e investigaciones se establecen con el objetivo de evaluar el impacto de las mejoras técnicas que se puedan llevar a cabo para abreviar o eliminar las pérdidas eléctricas existentes. Se apoyan con el uso del Software Radial para la confección de monolineales y así formular otras variantes con las que se logren establecer una comparación para determinar la más óptima por sus resultados y características. Esto se efectúa a través de un análisis técnico-económico de las variantes escogidas.

En el trabajo “Conversión de Tensión de 4.16/13.2 kV en los circuitos de distribución primario de Mayarí”[2] se efectuó un estudio detallado para reducir las pérdidas técnicas en los circuitos objeto de estudio a través de la conversión de tensión donde se llegó a concluir de que el cambio es técnico y económicamente factible. En el trabajo no se plantea la situación problemática, ni el problema de la investigación. No se realiza el estudio de otro método para establecer una comparación y determinar el más factible.

En el trabajo “Estudio de métodos y modelos para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución secundarias” [3], se efectúa un análisis de diferentes métodos matemáticos para calcular las pérdidas técnicas tanto en redes de distribución secundarias como en redes de distribución primarias.

En el trabajo “Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el Circuito 1 de la UEB Moa” [4]. Se estableció un estudio detallado de las pérdidas eléctricas del circuito 1, así como su definición y forma de expresarlas. Se formulan y plantean diversas mejoras para reducir los niveles de pérdidas de energía eléctrica en la red. Se caracterizó el circuito primario, se ejecutaron los levantamientos de las cargas para la actualización del monolineal. Al mismo tiempo se hizo una valoración económica de las variantes propuestas. No se efectúa el cálculo de la sustitución de los conductores propuestos.

En el trabajo “Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Naranjal, Municipio Mayarí” [5]. Se realiza un estudio detallado de la red con respecto al circuito 2 de la ciudad de Mayarí, con el propósito de evaluar el impacto de las mejoras eléctricas, apoyado por el software Radial 7.7 elaborado con la intención de establecer una comparación entre las diferentes variantes propuestas. Finalmente se hizo el análisis técnico-económico de las variantes escogidas. Se llegó a la conclusión de que el cambio de tensión es factible. Como deficiencia de este trabajo de diploma hago referencia a la cantidad de errores ortográficos y gramaticales, así como la falta de las unidades de medidas de las variables eléctricas de algunas de las tablas mostradas, al igual que el incorrecto uso de estas. No se plasma el cálculo de la sección de los conductores remplazados en el circuito.

1.3 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 conducta en casos anormales de operación. Los sistemas de distribución de energía eléctrica, alcanzan 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 relaciona con una continuidad del suministro a los consumidores.

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:

- **Transformadores**
- **Conductores**
- **Postes**
- **Aisladores**
- **Crucetas**
- **Fusibles**
- **Interruptores**
- **Recerradores**
- **Bancos de capacitores**

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 adquirirse de dos formas, una es tomando tres transformadores monofásicos y conectándolos en un grupo trifásico o fabricando un transformador trifásico que consiste en tres juegos de devanados enrollados sobre un mismo núcleo.

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 13.8 kV, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, con aplicaciones propias como alimentar a granjas, residencias, almacenes públicos, talleres y centros comerciales [1, 6].

Características generales: Se producen 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 monofásicos, véase Figura 1.1.

- Se construyen en otras tensiones primarias según declaraciones particulares del cliente. Se suministran en frecuencias de 50-60 Hz. La variación de tensión se efectúa mediante un conmutador exterior de accionamiento sin carga.



Figura 1.1 Transformadores de distribución.

Conductores.

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

- Corriente admisible
- Materiales.
- Flexibilidad.
- Configuraciones.
- Diámetro
- Exposición

Corriente admisible.

Se trata de elegir los conductores por la corriente que es capaz de resistir en operación normal.

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

- a) La caída de tensión que tanto influye en el buen funcionamiento de los receptores.
- b) Su resistencia eléctrica, que induce la energía pérdida en ellos por efecto Joule.
- c) Su precio, que constituye invariablemente un título de gran importancia.

Conjuntamente, la sección de los conductores ha de ser apropiada a la intensidad de la corriente prevista, para disuadir una elevación de temperatura peligrosa.

Materiales.

Los materiales más utilizados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, sin embargo 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 desarrollado uso tanto para conductores desnudos como aislados. Del mismo modo se fabrican conductores de aluminio reforzado con acero para proporcionarle mayor fortaleza al componente y ya que también tiene la ventaja de que el óxido de aluminio protege al conductor. 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 utilizado en conductores eléctricos (Figura 1.3), se puede apreciar de tres modos: blando, semiduro y duro; con propiedades no muy semejantes, ya que el cobre blando es de mayor conductibilidad y el cobre duro el de mayor resistencia mecánica.

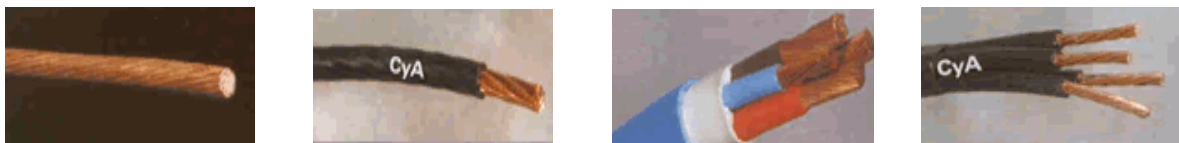


Figura 1.3 Conductores de cobre.

Flexibilidad.

La flexibilidad de un conductor se obtiene de dos formas, recociendo el material para suavizarlo o incrementando la cantidad de hebras que lo forman. Se denomina cableado a la operación de reunir varios conductores y esto da lugar a diferentes flexibilidades, de acuerdo con la cantidad de hebras que lo forman, el peso o longitud del torcido de agrupación y el tipo de cable.

Configuraciones.

Los conductores pueden poseer distintas configuraciones, algunas de ellas son las expuestas en la figura 1.4.

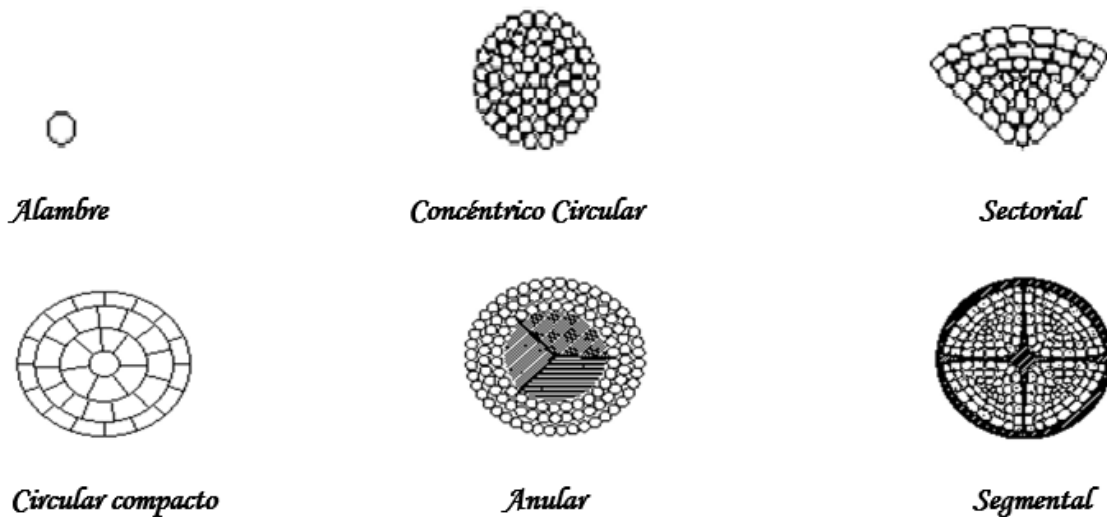


Figura 1.4 Distintas configuraciones de conductores.

La mayoría de los cables empleados 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 se muestran en las figuras 1.3 y 1.4.

Resistencia de un conductor.

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

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

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 este alcanza. La expresión (1.1) muestra que para un material conductor dado y temperatura (ρ constante), si el valor del área A permanece constante, el valor de la resistencia aumenta con su longitud. De igual condición puede deducirse que si ρ y L permanecen fijos, la resistencia del conductor se reduce si el área de su sección aumenta. La totalidad de los cables utilizados en instalaciones eléctricas poseen 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 representa una menor caída de voltaje en el cable (menores pérdidas de energía), pero un mayor costo (más volumen por unidad de longitud).

Postes.

Los postes son estructuras empleadas en los circuitos de distribución para ubicar transformadores, herramientas de medición y sobre todo para soporte de líneas, véase la figura 1.5. Estos pueden estar hechos tanto de hormigón como de madera. Poseen una altura de 9.15, 10.70 y 12.20 metros y están ubicados desde 10 y 15 metros de distancia hasta una máxima de 80 metros.

Para poder seleccionar el prototipo de poste se debe tener en cuenta el lugar en el cual vaya a ser ubicado, así, en el área rural y en zonas donde se hace difícil el acceso se usan postes de madera tratada y en el área urbana en zonas donde se deban ubicar postes intermedios dentro de una red eléctrica, se usan postes de hormigón armado con postes de madera al mismo tiempo.

Tanto en los postes de hormigón como de madera se utilizan estructuras para el soporte de las líneas. Ver Figura (1.5.1 a 1.5.8), estas son clasificadas como estructuras de tipo A, B, C, D, E y variantes excéntricas de estas mismas, como se refleja a continuación [\[1\]](#).

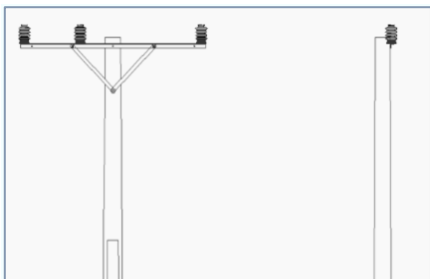


Figura 1.5.1 Estructura A.

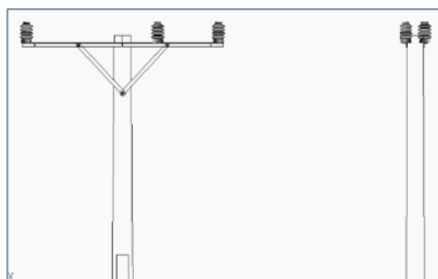


Figura 1.5.2 Estructura B.



Figura 1.5.3 Estructura C.

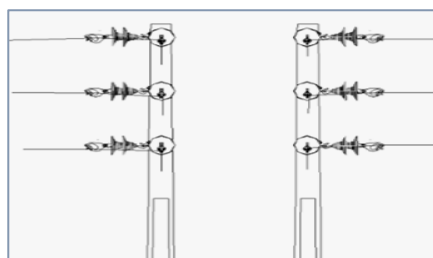


Figura 1.5.4 Estructura D.

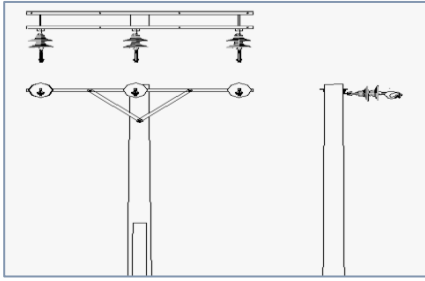


Figura 1.5.5 Estructura E.

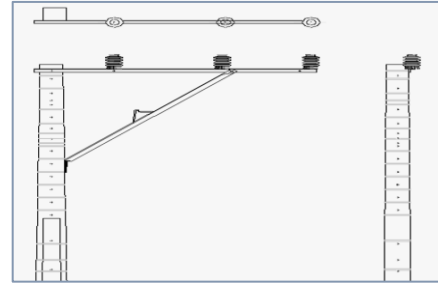


Figura 1.5.6 Estructura A Excéntrica.

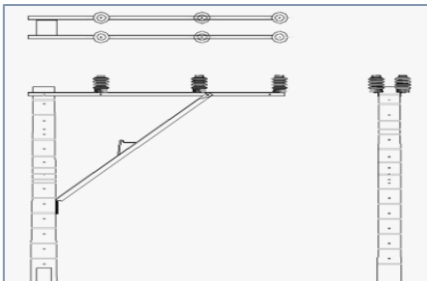


Figura 1.5.7 Estructura B Excéntrica.

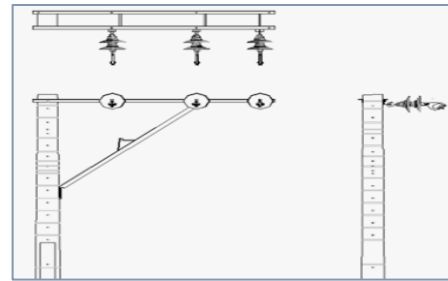


Figura 1.5.8 Estructura E Excéntrica.

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 y de la misma manera pueden emplearse para seccionalizar la línea. Sustancialmente 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 integrativa. La capacidad nominal es por definición la corriente que el elemento puede soportar perennemente sin sufrir calentamientos que pudieran variar sus características de diseño.

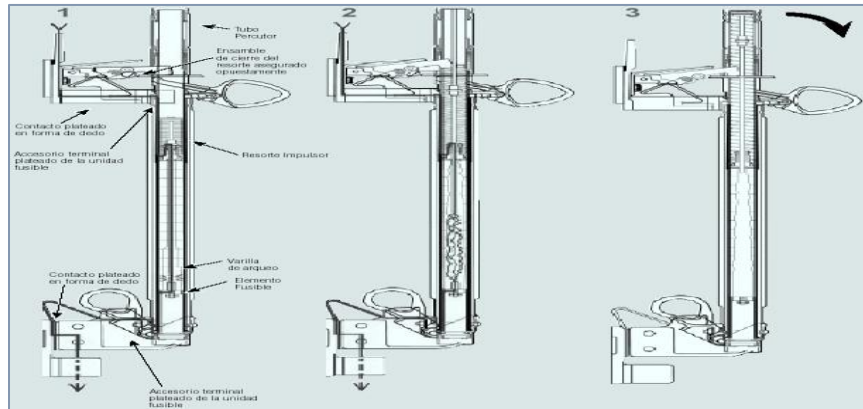


Figura 1.6. Proceso de corte de sobrecorriente con un fusible.

1.5 Pérdidas de energía eléctrica.

Las pérdidas de energía, satisfacen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, inducidos 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 clasifican en:

- a) Pérdidas Técnicas.
- b) 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 a valores aceptables según planes establecidos para dicho efecto. Estas 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 valorar las pérdidas de energía. Para lograr esto, la información que se requiere es abarcadora y en muchos casos la empresa no la tiene disponible, lo cual dificulta en parte que se determine las pérdidas técnicas, la información que se necesita debe contener 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 origina en los conductores de las líneas de alta tensión y se produce 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 se produce 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 provoca 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 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 traspone un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto sucede 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 una hornilla eléctrica, una estufa eléctrica, una plancha etc.). Mediante la ley de Joule se puede 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).

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

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:

- 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, ejemplos de estas son :

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

Pérdidas variables: son aquellas que dependen de la variación de la demanda, como las pérdidas por Efecto Joule.

1.1.5 Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

Debido a la realización de varios estudios sobre pérdidas de energía a empresas eléctricas, se ha obtenido 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 intervienen en estas y se muestran en la figura 1.7.

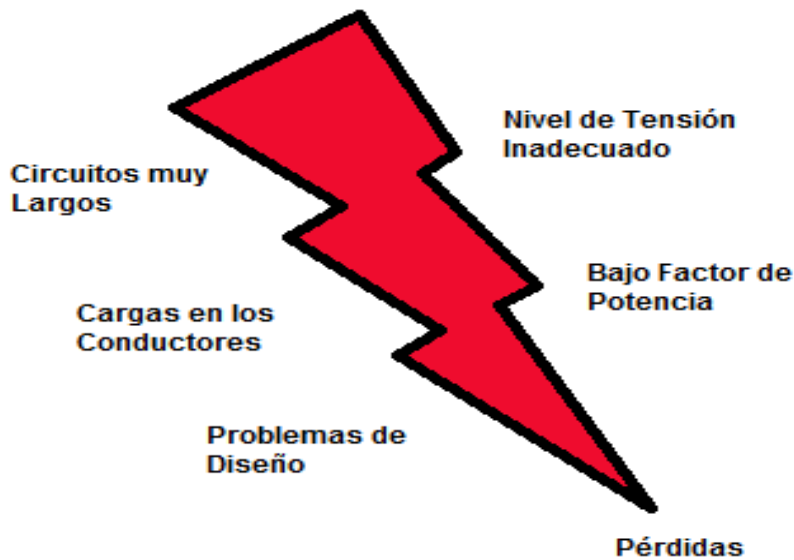


Figura 1.7: Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

Estos factores incurren 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 exactos 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 mostramos:

Las pérdidas técnicas representan una verdadera decadencia de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser empleada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirla constituye un beneficio

para la empresa.

Las pérdidas no técnicas por otra parte representan la energía que está siendo aprovechada para algún fin, pero por la cual la empresa no contribuye pago alguno. Para las finanzas de la empresa esto no es conveniente, debido a los daños que esto puede traer como consecuencia. Se puede ver que las pérdidas no técnicas se originan básicamente por el robo de energía y por deficiencias administrativas, algunos ejemplos de estas 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 sustituidos 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 legalmente por falta de una campaña de comercialización adecuada.

1.6 Pérdidas en Conductores.

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

Dónde:

P → Pérdida en el conductor.

$R \rightarrow$ Resistencia del conductor.

$I \rightarrow$ Corriente que circula por el conductor.

$L \rightarrow$ Longitud del conductor.

Si se considera la expresión de la caída de tensión por el Método directo como [1]:

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

(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.

$L \rightarrow$ 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:

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

Dónde:

$R_f \rightarrow$ 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 .

$\partial \Delta T \rightarrow$ 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:

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

Sustituyendo en la ecuación 1.8 se obtiene:

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

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

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

$P \rightarrow$ 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.

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:

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

Dónde:

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

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

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

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

$T_{eq} \rightarrow$ 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, $T=8760$).

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

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

Dónde:

$F_{pérd} \rightarrow$ Factor de pérdidas.

$F_C \rightarrow$ Factor de carga.

$P_m \rightarrow$ Potencia media (kW).

$P_{max} \rightarrow$ 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:

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

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

$$\Delta W_t \approx n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_m}{S_{nom}} \right)^2 \cdot t \quad (kWh / año) \quad (1.18)$$

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.

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

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

1.8 Conclusiones.

Durante el desarrollo de este capítulo:

- Se estableció un análisis de los trabajos precedentes sobre el tema a tratar.
- Se caracterizó el objeto de estudio (Circuitos de distribución primaria de Los Negritos).
- Se explicó de manera minuciosa ciertos aspectos referentes a los sistemas de distribución primaria de la energía eléctrica, así como todo lo relacionado a las pérdidas de energía en los sistemas de distribución primaria.

CAPÍTULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.

2.1 Introducción.

En el vigente capítulo se caracterizan los circuitos de Los Negritos, además se presentan las variantes que se tomaron en cuenta para abreviar las pérdidas técnicas en los circuitos. También se ofrece una efímera caracterización del software RADIAL 7.7 utilizado para la simulación de los circuitos y el análisis de la propuesta.

2.2 Caracterización del Objeto de Estudio.

El circuito de distribución primaria tomado como objeto de estudio Los Negritos presentan en Banes un total de 2098 clientes y poseen una longitud 29.236 km y por la parte de Báguanos tiene 1177 clientes y una longitud de 28.826 km y además de línea, por donde circula un nivel de tensión de 13.8 kV. Se emplean conductores tanto de aluminio como de cobre en la distribución de la energía eléctrica. Poseen un total de 115 bancos de transformadores reductores de diferentes potencias como son: 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA, 37.5 kVA, 50 kVA y 75 kVA. Su subestación consta con un transformador trifásico reductor de una capacidad de 1600 kVA. Este circuito opera con dispositivos modernos de protección que le permite realizar mediciones en la cabecera de la línea.

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 [7].



Figura 2.1Dispositivo 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 Hexafloruro de Azufre (SF_6) contenido en un tanque de acero inoxidable perfectamente sellado, esto cerciora un buen funcionamiento y bajo mantenimiento de los interruptivos durante un largo tiempo. La operación se efectúa 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 ofrecen 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 totalidad con interruptores modernos (Nu-Lec) que garantizan tanto la protección como la medición de las potencias que estos entregan a la red, ver en el anexo 1 y 2.

Una vez tomado en cuenta estos valores se percibe que el mes de menor consumo es febrero con 483,723 MWh, y el mes de máxima demanda es septiembre con 575,456 MWh, de energía. En la figura 2.2 se refleja el comportamiento de la energía en el año 2017 con un total de 6418,401 MWh/a.

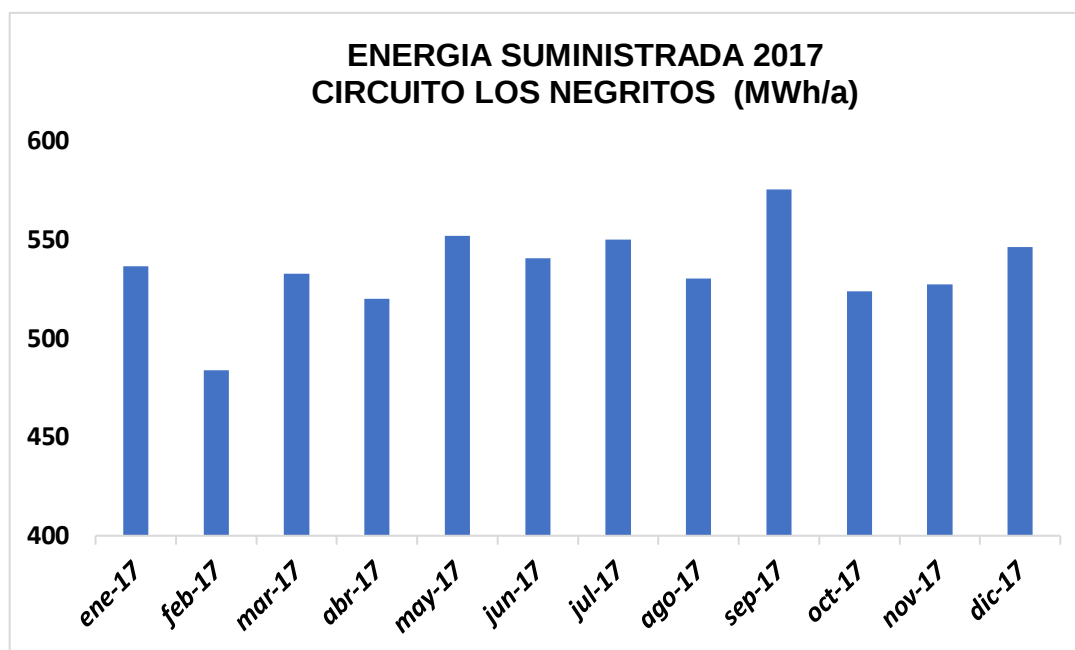


Figura 2.2 Comportamiento de la energía de un año del circuito de Los Negritos.

También se puede percibir cómo se comportan las potencias activa, reactiva y aparente en el intervalo de un día cualquiera donde se puede ver claramente que la hora de mayor consumo es las 6:50 pm con 1145 kW debido a que es hora pico y la de mínima demanda es las 3:50 am con 278 kW de potencia activa (ver figura 2.3).

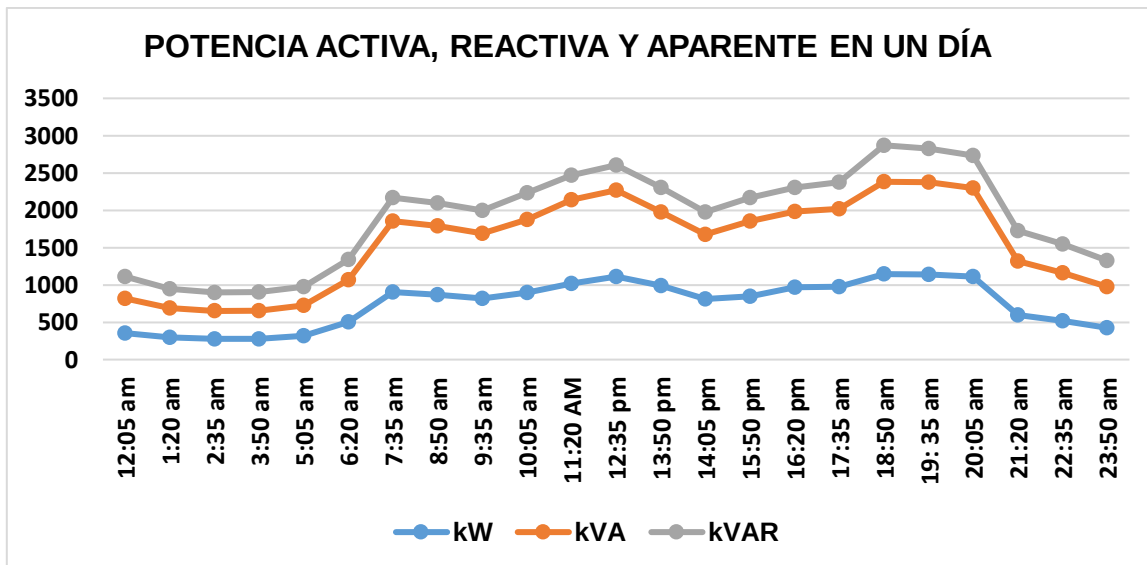


Figura 2.3 Comportamiento de la potencia activa, reactiva y aparente en un día.

Levantamiento de las Cargas.

Se efectuó un detallado levantamiento de carga de los circuitos. Teniendo en cuenta que ha surgido un elevado incremento de cargas fundamentalmente en el sector residencial. En el levantamiento se tomaron algunos aspectos fundamentales:

- 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 brinda 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.
- Impedancia de los cables y cambio de calibre.

2.4 Descripción del software utilizado en la simulación del circuito.

RADIAL es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergéticos (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 y energía.
- ✓ Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia y 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 monolineal 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).

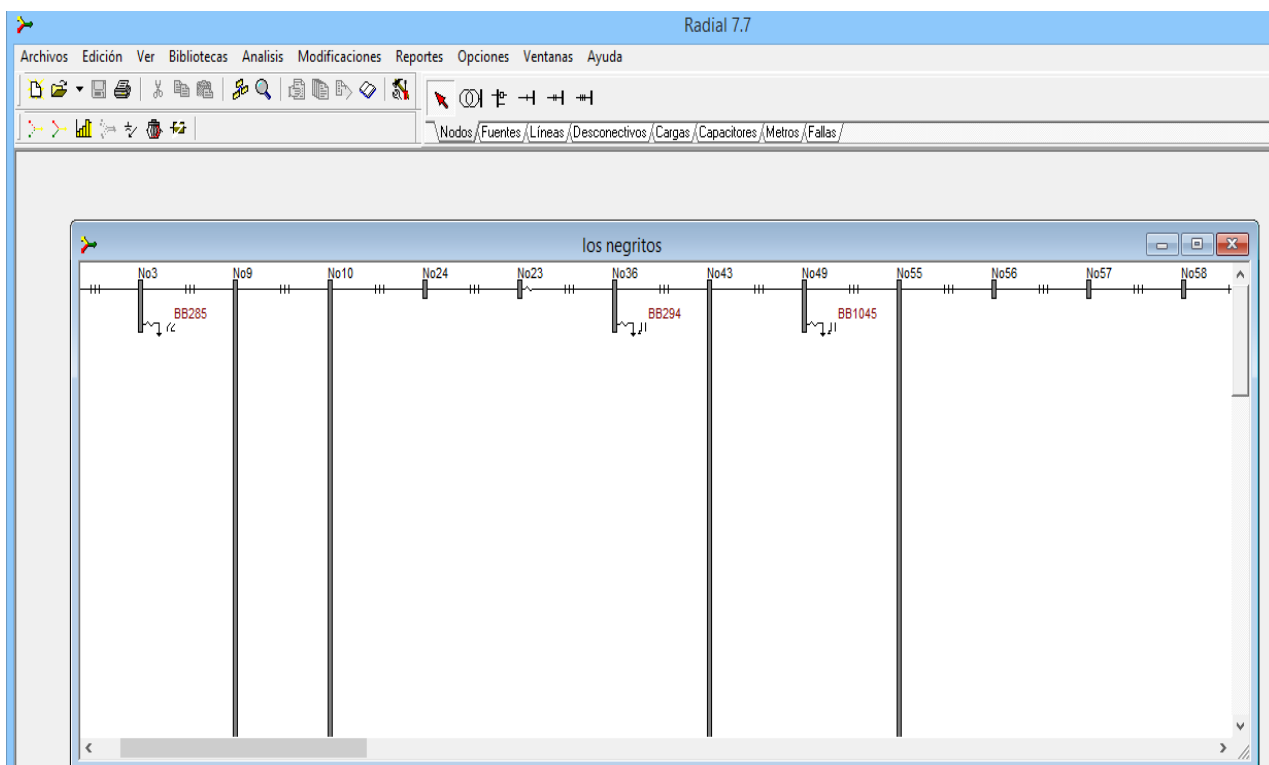


Figura 2.4 Ventana principal del Radial

2.5 Esquema monolineal del Circuito de Distribución Primaria de Los Negritos.

Para el diseño del esquema monolineal (ver Anexo 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 107 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	965.89	kW
Potencia reactiva de las cargas	380.30	kvar
Pérdidas activas en líneas	15.96	kW
Pérdidas reactivas en líneas	9.69	kvar
Pérdidas de cobre en el transformador	7.24	kW
Pérdidas de hierro en el transformador	10.94	kW
Pérdidas totales de potencia activa	34.13	kW
% de pérdidas de potencia	3.41	%
Energía activa de las cargas	-0.82	MW.h
Energía reactiva de las cargas	-0.94	MVAr.h
Pérdidas de energía Cu en transformador	121.51	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transformador	262.56	kW.h
Pérdidas de energía en líneas	250.87	kW.h
Pérdidas totales de energía	634.93	kW.h
% de pérdidas de energía	346.20	%

2.6 Método 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.

Energía Entregada a las redes Primarias en MWh		Pot	Pérdidas de Potencia			Tiempos		Energía y Pérdidas de Energía		Total de Pérd en kWh
		MW	Pérd de PL	Pérd de Pfe	Pérd de Pcu	T	tao	DE líneas en W	DE trafo en W	
Banes1	14228.34	2.60	15.08	21.39	24.23	5472.4	4034.8	60.84	226.29	287.14
Banes 2	18309.45	3.10	28.12	31.62	27.10	5906.3	4559.4	128.21	339.17	467.38
Banes 4	4725.14	1.20	5.31	12.39	13.79	3937.6	2420.3	12.85	108.07	120.92
Banes 5	10243.32	2.60	52.95	22.74	28.10	3939.7	2422.2	128.26	238.51	366.77
Nicaragua	1782.68	0.47	0.42	4.49	3.38	3792.9	2287.5	0.96	26.10	27.06
Retrete	2328.69	0.45	0.84	3.65	3.77	5174.9	3692.3	3.10	45.89	49.00
Los Negritos	6418.40	1.40	28.88	13.50	10.35	4584.6	3054.9	88.23	149.88	238.10
Deleyte	954.59	0.20	0.57	2.07	1.47	4773.0	3252.3	1.85	22.13	23.98

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.

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

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

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

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.

2.6.2 Método de la densidad económica de corriente (Jec).

En efecto:

$$Jec = \frac{Im}{Fec} \left(\frac{A}{mm^2} \right) \quad (2.4)$$

Por tanto:

$$Fec = \frac{Im}{Jec} \left(mm^2 \right) \quad (2.5)$$

Siendo:

$$Im = \frac{Sm}{\sqrt{3} \cdot n \cdot V} (A) \quad (2.6)$$

Dónde:

$Fec \rightarrow$ Sección de los conductores.

$Im \rightarrow$ Corriente máxima.

$Sm \rightarrow$ Potencia instalada.

$n \rightarrow$ # de conductores por Fase.

$V \rightarrow$ Tensión de Línea.

(Jec) $\rightarrow$ 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	1000 a 3000 horas	3000 a 5000 h	5000 a 8760 h
De Cobre	2.3	2.1	1.8
De Aluminio	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 de Los Negritos que se encuentra entre los más altos índice de pérdidas al año.

Tabla 2.4 Pérdidas en los Circuitos de Banes.

Circuitos	Pérdidas en el Primario (MWh/año)
Banes 1	287,14
Banes 2	467.38
Banes 4	120.92
Banes 5	366.76
Nicaragua	27.06
Retrete	49.00
Los Negritos	238.10
Deleite	23.98

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 Facturó (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 de Los Negritos está entre los de mayor pérdida en el municipio Banes.

CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y VALORACIÓN ECONÓMICA.

3.1 Introducción.

Una vez caracterizado el circuito de Los Negritos y diagnosticado el comportamiento de las variables eléctricas, así como los niveles de pérdidas de energía, es de interés, que en este capítulo se analice 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 Principales causas de pérdidas no técnicas de energía eléctrica de Los Negritos de la UEB, Banes.

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 e inadecuado
- Metrocontador traficado.
- Error de lectura.
- 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 e 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 del circuito de Los Negritos se propone una solución fundamental para erradicar las pérdidas y la radialidad del circuito, donde se exponen las acciones fundamentales a llevar a cabo y los medios necesarios para implementar dichas mejoras.

3.4 Resultados de la propuesta.

A continuación se muestra la tabla de los datos iniciales y finales de los flujos de cargas del circuito de Los Negritos, antes y después de haberse reubicado la subestación, donde se podrá ver claramente y realizar una comparación de los resultados en donde se refleja las mejoras obtenidas.

Tabla (3.1) Condiciones iniciales y finales del circuito Los Negritos.

Balance de Energía		Pot máx	Pérdidas de Potencia			Tiempos		Energía y Pérdidas de Energía		
Energía Entregada a las redes Primarias en kWh		kW	Pérd de PL	Pérd de PFe	Pérd de PCu	T	tao	DE líneas	DE transf	Total de pérdidas en kWh
Los Negritos (inicial)	6418,40	1400	28,88	13,50	10,35	4584,6	3054,9	88,23	149,88	238,10
Los Negritos (final)	4584,57	1000	15,96	10,94	7,24	4584,6	3054,9	48,76	117,95	166,71
Diferencia	1833,83	400	12,92	2,56	3,11	0,0	0,0	39,47	31,93	71,40

3.5 Valoración económica.

Para la ejecución de la realización de esta subestación se tomó en cuenta algunas acciones para poder reubicar la subestación, como convertir el voltaje del barrio Los Pinos a 19100 y extender la línea a 34.5 kV hasta la nueva ubicación de la

subestación. También se tuvo en cuenta la radialidad del circuito y lo extenso que era el mismo, y para esto se requiere de algunos recursos necesarios con un valor total de \$66,596.97 detalles en la siguiente tabla 3.7 y ver listado de materiales en los anexos.

Tabla (3.2) Gastos totales de las acciones para la reubicación de la subestación.

Resumen de costo estimado en:	MN
Materiales	\$20,675.37
Salario	\$5,207.83
Descanso Retribuido	\$473.39
Gastos de Personal (Dieta)	\$929.50
Transporte y Uso De Equipos	\$1,335.19
Gastos Técnicos Administrativos	\$4,951.52
Total del costo Estimado	\$33,572.80
Metros y Transformadores	\$33,024.17
Costo total	\$66,596.97
Valor total	\$66,596.97

Tabla (3.3) Gastos totales para la construcción de la subestación de Los Negritos.

Resumen de costo estimado en:	MN
Materiales	\$4,096.13
Salario	\$747.17
Descanso Retribuido	\$67.92
Transporte y Uso De Equipos	\$370.53
Gastos Técnicos Administrativos	\$308.19
Total del costo Estimado	\$5,589.94
Costo total	\$11,179.88
Valor total	\$11,179.88

Para la realización de la propuesta en su totalidad, teniendo en cuenta estos gastos precisos, fueron requeridos los recursos necesarios obteniendo un total a invertir de \$77,776.85 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 = 0.268 pesos.

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 (3.4) Valor recuperado por disminución de energía.

Propuesta	Precio (pesos/kW Generado)	Reducción de energía (kWh/año)	Valor recuperado x disminución de energía (pesos/año)
Resultado total de la Propuesta	0.26862	6418,401	1724,11087662

3.5.1 Valor Actual Neto.

Es un método para evaluar las propuestas de inversión de capital, la obtención del valor 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:

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

$V_t \rightarrow$ Flujos de caja en cada período t .

$I_0 \rightarrow$ Valor del desembolso inicial de la inversión.

$n \rightarrow$ Número de períodos considerado.

$k \rightarrow$ 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:

$F_t \rightarrow$ Flujo de caja en el período t.

$n \rightarrow$ Número de períodos.

$I_0 \rightarrow$ Valor de la inversión inicial.

3.5.3 Tiempo de recuperación de las inversiones (T_a).

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 a aquellas que posean el T_a 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:

$$T_a = \frac{CF_0}{CF_1} = \frac{1724,1109}{154337,65} = 0.43 \text{ (años)} \quad (3.3)$$

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 donde se muestra una tabla en la cual se puede observar claramente lo que se ahorra por cada año.

Tabla (3.5) Inversión y ahorro.

Tipo de interés	Propuesta a ejecutar
Cost. Inversión inicial (MN)	\$154337.65
Ahorro del 1er año (MN)	\$1724.1109
Ahorro del 2do año (MN)	\$3448.2218
Ahorro del 3er año (MN)	\$5172.3327
Ahorro del 4to año (MN)	\$6896.4436
Ahorro del 5to año (MN)	\$8620.5545

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 (CO₂) considerado por muchos científicos como el principal responsable del calentamiento 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 CO₂ 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 8929 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 y no técnicas existentes.
- Se realizó el análisis económico de la propuesta, con la cual se obtuvo un ahorro de energía eléctrica de 6418,401 kWh/año, el cual equivale a \$1724.1109.

CONCLUSIONES GENERALES.

- Se estableció la base teórica para el desarrollo del trabajo de diploma.
- Se caracterizó el sistema de distribución del circuito y se analizó el monolineal actual en RADIAL en la UEB del municipio.
- Se verificó el comportamiento energético perteneciente a las pérdidas eléctricas del sistema a través del software Radial para proponer variantes técnicas-organizativas que conlleven a un descenso de las pérdidas técnicas.
- Se determinó el nivel de las pérdidas actuales asociadas al circuito y se redujo el nivel de estas pérdidas.
- Se realizó la valoración técnica-económica referente a la propuesta realizada.

RECOMENDACIONES.

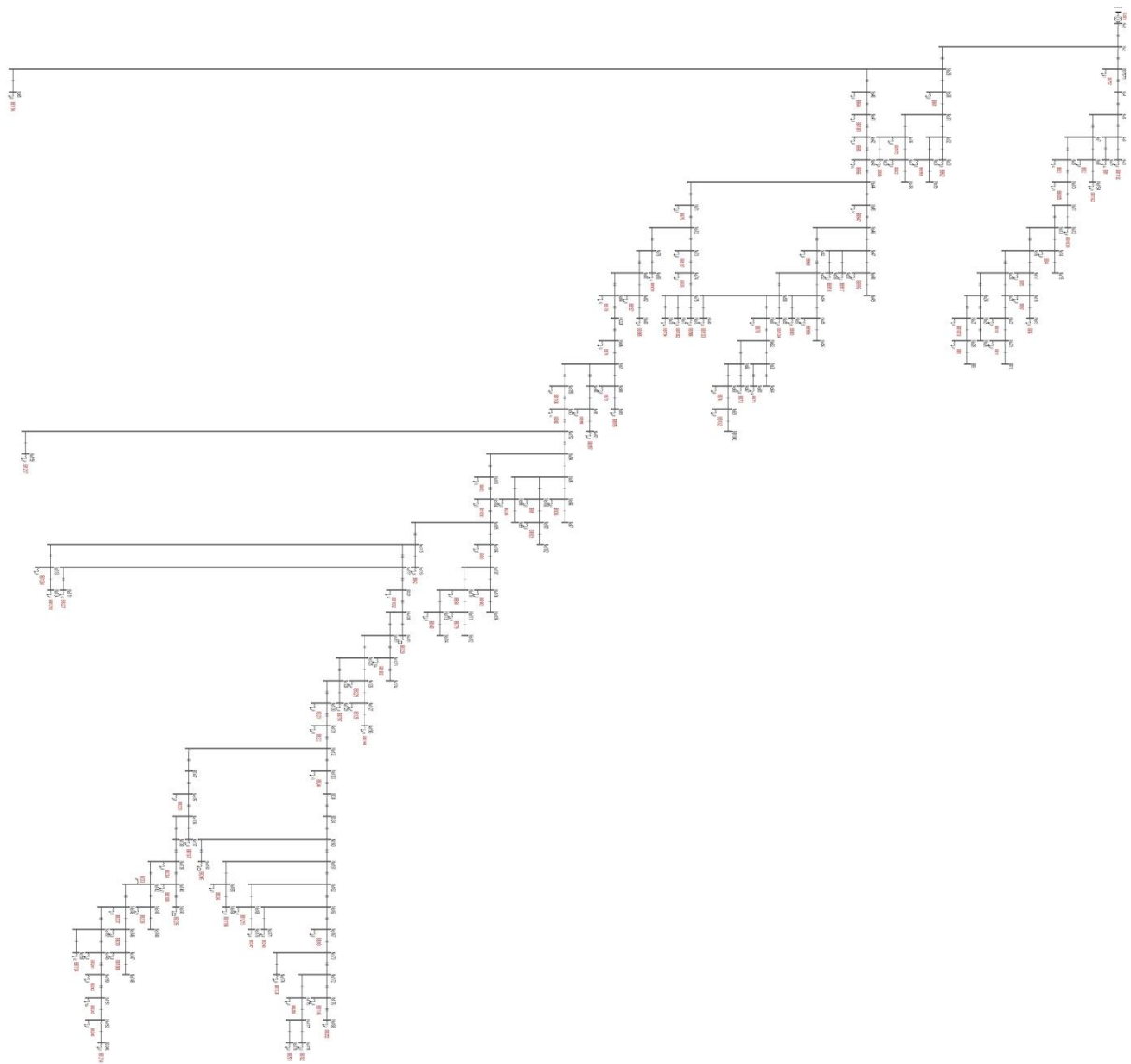
- Presentar el proyecto para obtener el beneficio por parte de la Unión Nacional Eléctrica (UNE).
- Aplicar este mismo estudio al resto de los circuitos de distribución primaria con bajo nivel de voltaje en el municipio.
- Estudiar la factibilidad de este tipo de mejora para su aplicación en aquellos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

BIBLIOGRAFÍA.

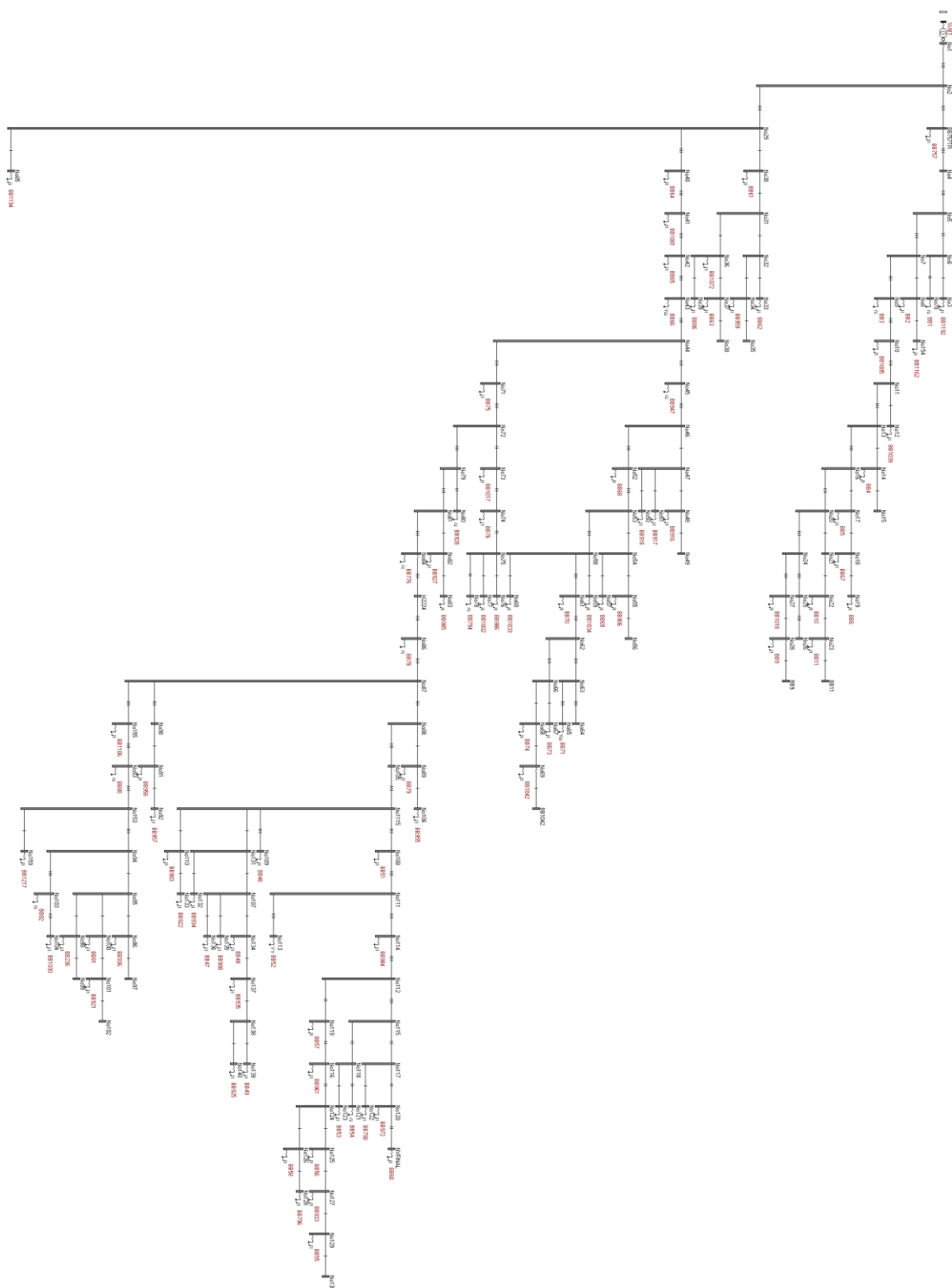
- [1] H. M. M. Zaldívar, "Reestructuración del circuito de distribución Primaria Banes 2 del Municipio Banes.," 2016.
- [2] D. S. Galindo, "Conversión de Tensión de 4.16/13.2 kV en los circuitos de distribución primario de Mayari," 2010.
- [3] L. G. A. Almarales, "Estudio de métodos y modelos para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución secundarias," 2010.
- [4] R. C. Verdecía, "Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el circuito # 1 de la OBE Moa," 2007.
- [5] R. A. L. Elías, "Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Narajal Municipio Mayarí," 2009.
- [6] A. L. Galban, "Análisis para la disminución de pérdidas técnicas en los circuitos Báguano 1 y 2," 2014.
- [7] A. A. R. Labrada, "Análisis para la disminución de las Pérdidas Técnicas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris," 2014.

ANEXOS.

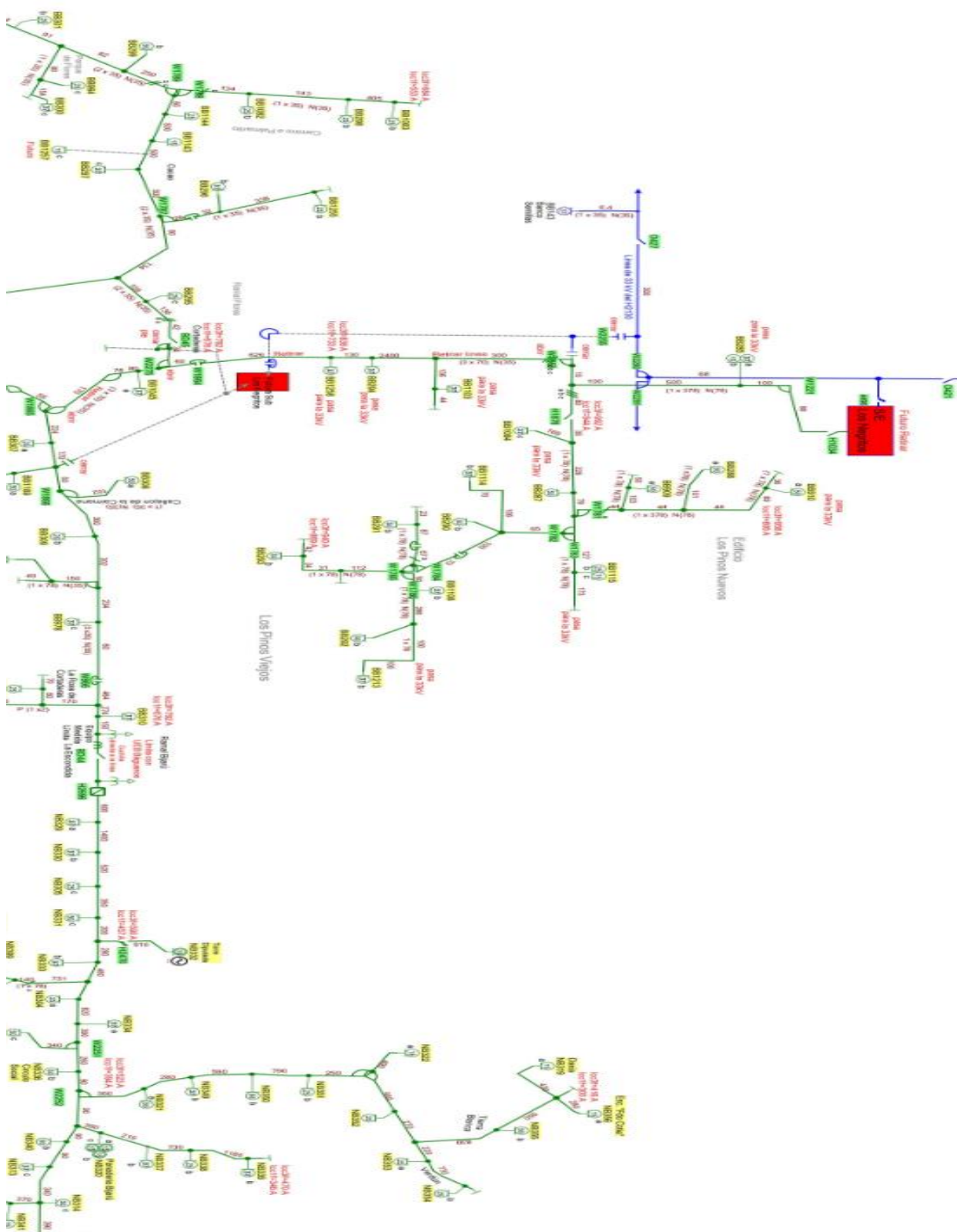
Anexo 1: Monolineal del circuito Los Negritos en condiciones iniciales.



Anexo 2: Monolineal del circuito Los Negritos resultado final.



Anexo 3: Monolineal del circuito de Los Negritos.





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 4: Tabla de recursos necesarios para la transferencia de carga del circuito de Los Negritos.

CODIGO	DESCRIPCION	UM	CANTIDAD	PREC MLC	IMPORTE
674.1.03.9005.02	AISLADOR DE POLEA 600V	U	2.00	\$0.35	\$0.70
674.1.99.7023.01	AISLADOR DE SUP. POLIMERO 15 KV	U	3.00	\$12.97	\$38.91
676.9.02.9312.00	AISLADOR PARA CABLE TENSOR	U	2.00	\$1.80	\$3.60
674.1.99.7023.02	AISLADOR DE SUP. POLIMERO 34.5 KV	U	3.00	\$12.91	\$38.73
674.1.10.0036.00	AISLADOR DE PEDESTAL POLIMERO 36 KV	U	3.00	\$32.15	\$96.45
674.4.12.9204.00	ANGULAR REMATE TIPO L	U	6.00	\$5.99	\$35.94
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	5.00	\$1.99	\$9.95
674.4.12.9242.02	ARANDELA 2 1/4"X2 1/4" HUECO 5/8"	U	40.00	\$0.45	\$18.00
676.1.21.9004.00	CABLE DESN. DURO CU # 4 AWG	KG	10.00	\$11.00	\$110.00
676.1.21.9110.00	CABLE DESN. DURO CU # 1/0 AWG	KG	40.00	\$11.77	\$470.80
676.1.21.9120.00	CABLE DESN. DURO CU # 2/0 AWG	KG	20.00	\$12.35	\$247.00
678.7.87.8977.76	CABLE TENSOR AC 8.4 MM CONST 1X7, GALV	KG	18.00	\$2.20	\$39.60
676.3.17.1521.00	CABLE THW CU 0.6/1 KV # 2/0	KG	20.00	\$1.93	\$38.60
674.4.24.0406.90	CONECTOR KVS	U	14.00	\$8.28	\$115.92
674.4.10.9003.00	CONECTOR P/ VARRILLA DE TIERRA 5/8"	U	14.00	\$0.80	\$11.20
674.4.07.9203.00	CRUCETA HG 8'	U	4.00	\$28.47	\$113.88
674.4.07.9204.00	CRUCETA HG 9'	U	5.00	\$56.00	\$280.00
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	ESLABÓN GRILLETE	U	6.00	\$1.72	\$10.32
674.4.89.9156.08	GRAMPA DE REMATE DE 35-78 MM PISTOLA	U	6.00	\$11.50	\$69.00
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	6.00	\$0.88	\$5.28
779.4.99.1016.01	MUERTO HORMIGON PARA ANCLA 0.90 MTS	U	2.00	\$23.08	\$46.16
972.3.30.1030.00	PARARRAYOS DE 34.5 KV, POLIMERO	U	3.00	\$90.14	\$270.42
673.3.30.1530.02	PARARRAYOS DE PUNTA	U	2.00	\$6.24	\$12.48
673.3.30.1530.03	PARARRAYOS 12 KV 10 KA	U	7.00	\$20.21	\$141.47
674.4.12.0145.00	PERCHA DE 1 VIA S/PASADOR	U	2.00	\$2.98	\$5.96
799.4.99.1016.00	POSTE DE HORMIGON 10.70 MTS H-35	U	2.00	\$471.41	\$942.82

853.5.90.0000.72	RECERRADORES AUTOMATICOS U27-ACR.SOLID	U	1.00	\$15,619.15	\$15,619.15
674.4.12.9207.00	TIRANTE ANGULAR V-63"	U	5.00	\$14.72	\$73.60
674.4.12.9224.00	TIRANTE PLANO DE 32"	U	8.00	\$2.87	\$22.96
674.4.12.0070.01	TORNILLO ESPARR. 5/8"X12" GALVANIZAD	U	8.00	\$1.73	\$13.84
303.1.01.0302.01	TORNILLO CARR 5/8"X2"		10.00	\$2.07	\$20.70
303.1.02.0101.02	TORNILLO DE MAQ. 1/2"X 1 1/2" GALV	U	40.00	\$0.36	\$14.40
303.1.02.0106.00	TORNILLO DE MAQ. 1/2"X 12" GALV		10.00	\$1.16	\$11.60
303.1.02.0306.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8"X12" GALV.C/ARAND	U	15.00	\$2.27	\$34.05
303.1.03.0306.00	TORNILLO DE OJO. 5/8" X 12" GALVANIZAD	U	5.00	\$2.38	\$11.90
672.7.01.0010.03	TRANSF. 1F 10 KVA 7620/13200-120/240 V	U	1.00	\$1,033.14	\$1,033.14
672.7.03.1600.04	TRANSF. 3F 1600 KVA 34500/13800 V	U	1.00	\$65,498.45	\$65,498.45
674.4.02.9101.00	VARILLA DE ANCLA 5/8"X 9'	U	2.00	\$18.00	\$36.00
674.4.02.9207.00	VARRILLA DE TIERRA CON CONECTOR 5/8"X 6	U	14.00	\$20.35	\$284.90
744.0.77.0200.03	VIGA CANAL S-2 GALV	U	2.00	\$75.53	\$151.06

Tabla de los recursos necesarios para la construcción de la subestación.

CODIGO	DESCRIPCION	UM	CANT	PRECIO	IMPORTE
674.1.99.7023.00	AISLADOR DE DISCO 10" DIAM.12 TN	U	208.00	\$9.91	\$2,061.28
854.6.20.1513.40	AISLADOR DE POLEA	U	5.00	\$0.25	\$1.25
676.9.02.9312.00	AISLADOR PARA CABLE TENSOR	U	3.00	\$1.80	\$5.40
674.4.12.9204.00	ALFILER. 3/4 "X .1 3/4	U	106.00	\$1.18	\$125.08
674.4.12.9243.00	ANGULAR REMATE TIPO L	U	30.00	\$7.43	\$222.90
303.1.49.0508.00	ARANDELA 4 X 4"	U	3.00	\$1.45	\$4.35
303.1.49.0508.01	ARANDELA PLANA. 5/8 "	U	31.00	\$1.57	\$48.67
674.4.12.9242.02	ARANDELA 2. 1/4 X 2.1/4 "HUECO. 5/8"	U	124.00	\$0.24	\$29.76
303.1.49.0508.02	ARANDELA DE PRESION. 11/16" – 5/8"	U	281.00	\$0.17	\$47.77
303.1.49.0508.01	ARANDELA DE PRESION 9/16" – .1/2"	U	66.00	\$0.04	\$2.64
777.7.77.7777.77	CABLE AL AAAC 78.75 MM2 (AWG # 2/0)	KG	1300.00	\$6.04	\$7,851.61
676.1.21.9004.00	CABLE DESN. DURO CU # 4 AWG	KG	240.00	\$12.21	\$2,930.40
678.7.87.8977.76	CABLE TENSOR AC 8.4 MM CONST 1X7, GALV.	KG	18.00	\$2.10	\$37.80
676.3.17.1520.00	CABLE THW CU 0.6/1 KV # 1/0	MTS	10.00	\$5.27	\$52.70
676.3.17.1521.00	CABLE THW CU 0.6/1 KV # 2/0	MTS	30.00	\$1.93	\$57.90
676.3.17.1522.00	CABLE THW CU 0.6/1 KV # 3/0	MTS	40.00	\$3.17	\$126.80
676.3.17.1523.00	CABLE THW CU 0.6/1 KV # 4/0	MTS	70.00	\$4.05	\$283.50
676.2.52.9218.10	CARTUCHO AZUL AMPACT	U	46.00	\$1.36	\$62.56
799.4.99.2848.10	CONECTOR MOD 600411 -0 TAP ASSY AMPACT	U	46.00	\$4.86	\$223.56
674.4.10.9003.00	CONECTOR P/ VARILLA DE TIERRA 5/8"	U	39.00	\$1.97	\$76.83
674.4.07.9202.00	CRUCETA HG 4'	U	14.00	\$14.21	\$198.94
674.4.07.9204.00	CRUCETA HG 9'	U	14.00	\$58.63	\$820.82
674.4.12.0305.00	ESLABÓN BOLA Y GANCHO 12 TN	U	52.00	\$6.19	\$321.88
674.4.09.3170.02	ESLABON SOCKET Y OJO, 12 TN	U	52.00	\$2.46	\$127.92
674.4.89.9156.08	GRAMPA DE REMATE DE 35-78 MM PISTOLA	U	30.00	\$12.46	\$373.70
674.4.09.7041.01	GRAMPA P/CONEXION EN CALIENTE	U	14.00	\$11.50	\$161.00
799.4.99.9101.00	GRAMPA PREFORMADA PARA CABLE DE ACERO	U	19.00	\$2.36	\$44.84
313.3.47.1023.00	GUARDACABO HG 5/8	U	6.00	\$0.71	\$4.26
799.4.99.1016.01	MUERTO HORMIGON PARA ANCLA 0.90 MTS	U	3.00	\$27.53	\$82.59

972.3.30.1030.00	PARARRAYO DE 34.5 KV, POLIMERICO	U	14.00	\$90.14	\$1,261.96
674.4.12.0145.01	PASADOR DE PERCHA	U	5.00	\$1.26	\$6.30
674.4.12.0145.00	PERCHA DE 1 VIA CON PASADOR	U	5.00	\$3.04	\$15.21
799.4.99.1016.00	POSTE DE HORMIGON 10.70 MTS H-35	U	1.00	\$355.50	\$355.50
799.4.99.1016.11	POSTE DE MD 12.20 MTS 40'	U	1.00	\$269.35	\$269.35
674.4.99.9286.00	SOPORTE PUNTA POSTE	U	45.00	\$7.99	\$359.55
674.4.12.9207.00	TIRANTE ANGULAR V-63"	U	14.00	\$24.52	\$343.28
674.4.12.9223.00	TIRANTE PLANO DE 28"	U	28.00	\$5.15	\$144.20
303.1.04.0307.00	TORNILLO ESPARR. 5/8" X 14" GALVANIZAD	U	14.00	\$2.82	\$39.48
303.1.02.0101.02	TORNILLO DE MAQ. 1/2" X 1 1/2" GALV.	U	80.00	\$0.52	\$41.60
303.1.02.0305.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8" X 10" GALVANIZADO	U	150.00	\$4.44	\$666.00
303.1.02.0306.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8" X 12" GALV. C/ARAND	U	14.00	\$1.60	\$22.40
303.1.02.0307.00	TORNILLO DE MAQ. 5/8" X 14" GALVANIZAD	U	38.00	\$1.25	\$47.50
303.1.03.0306.00	TORNILLO DE OJO. 5/8" X 12" GALVANIZAD	U	25.00	\$2.04	\$51.00
952.3.68.7532.62	TRANSF. 1F 15 KVA 19000/ 120-240V	U	1.00	\$1,478.71	\$1,478.71
157.8.96.3258.46	TRANSF. 1F 25 KVA 19000/33000-120/240 V	U	2.00	\$1,961.10	\$3,922.20
333.3.33.3333.22	TRANSF. 1F 37.5 KVA 19000-120/240 V	U	4.00	\$2,274.51	\$9,098.04
666.6.66.6666.65	TRANSF. 1F 50 KVA 19000/120-240 V	U	7.00	\$2,646.46	\$18,525.22
674.4.02.9101.00	VARILLA DE ANCLA 5/8" X 9'	U	3.00	\$31.44	\$94.32
674.4.02.9207.00	VARILLA DE TIERRA CON SU CONECTOR 5/8 X 6	U	39.00	\$14.59	\$569.01

Anexo 5: Descarga anual del NU-LET.

Fecha/Hora	Ia	Ib	Ic	Ie	kW	kVA	kVAR	Fuente de Alimentación
mar.-18	34	39	38	3	801	870	338	34,8
mar.-18	24	28	28	3	574	638	279	33,4
mar.-18	31	34	35	4	729	793	311	34
mar.-18	34	38	39	5	804	869	328	34,2
mar.-18	27	29	29	2	593	653	273	34,3
mar.-18	17	19	22	4	387	458	244	34,8
mar.-18	15	17	18	2	308	391	240	34,8
mar.-18	16	17	19	3	316	417	272	35,4
mar.-18	17	19	20	3	339	442	283	35,4
mar.-18	20	22	23	3	405	518	323	35,4
mar.-18	27	32	32	4	585	693	372	33,9
mar.-18	38	45	43	5	857	956	423	33,1
mar.-18	52	63	59	7	1274	1360	473	34
mar.-18	55	64	66	10	1409	1473	433	34,7
mar.-18	45	53	53	7	1137	1199	381	34,6
mar.-18	36	41	41	5	853	921	347	34,5
mar.-18	28	33	30	3	651	714	292	34,4
mar.-18	33	34	34	3	736	806	328	35,1
mar.-18	44	47	51	6	1074	1140	383	35,2
mar.-18	37	40	42	5	868	944	368	35
mar.-18	28	31	33	5	651	726	321	34,7
mar.-18	27	33	33	6	669	730	292	34,3
mar.-18	31	39	39	7	802	864	321	34,7
mar.-18	28	32	32	3	663	720	281	34,7
mar.-18	18	20	22	4	406	481	257	35,4

mar.-18	14	16	18	3	296	387	249	35,5
mar.-18	15	16	18	3	293	386	251	35,4
mar.-18	15	18	19	3	309	411	270	35,5
mar.-18	18	21	21	3	364	487	324	36,2
mar.-18	23	29	29	5	528	646	371	35
mar.-18	35	42	41	6	812	934	461	34,3

