



FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA  
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

# *Trabajo de Diploma*

*en Opción al Título De*

## *Ingeniero Eléctrico*

**TEMA:** *Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

**AUTOR:** *Gustavo Rafael Fernández Martín*

**Tutor:** *Ing. Yetsy Silva Cala*

**Consultante:** *Ing. María Cristina Ferreiro Mora*

**"AÑO 56 DE LA REVOLUCIÓN"**

**MOA – 2014**

## *Declaración de Autoridad.*

Yo:

Diplomante: Gustavo Rafael Fernández Martín

Tutor: Ing. Yetsy Silva Cala

Consultante: Ing. María Cristina Ferreiro Mora

Autor del Trabajo de Diploma:

Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.

Certificamos 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.

-----  
Gustavo Rafael Fernández Martín

(Diplomante)

-----  
Ing. Yetsy Silva Cala.

-----  
Ing. María Cristina Ferreiro Mora

*Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*

## *Agradecimientos.*

Agradezco en primer lugar a Dios por darme la fuerza que necesité para la realización de este trabajo, por su ayuda en todo momento y estar siempre a mi lado. En especial a mis padres Rafael M. Fernández Aguilera y Raquel Martín Neyra que tanto se han esforzado para que yo pudiera llegar hasta aquí.

A mi Hermana Yarisney y su esposo Alexander.

A todos mis Tíos(as)...y Primos(as)...a mi amigo Álvaro Torres y a Ángela Bermúdez. Quiero agradecer a mis tutores Yetsy Silva Cala y María Cristina Ferreiro Mora por guiarme en esta tarea y orientarme siempre que los necesité.

Gracias a los compañeros de la OBE del municipio Mayarí, Marilis, Madelaine, Albertico....

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.*

*Fraser.*



*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
Summary. ....	IX
INTRODUCCIÓN GENERAL. ....	1
CAPÍTULO I: Marco teórico - Conceptual. ....	5
1.1 Introducción .....	5
1.2 Trabajos Precedentes.....	5
1.3 Caracterización de la UEB Eléctrica de Mayarí. ....	6
1.4 Caracterización del objeto de estudio.....	8
1.5 Componentes de un Circuito de Distribución.....	9
1.5.1 Transformadores. ....	9
1.5.2 Conductores. ....	10
1.6 Pérdidas de energía eléctrica. ....	13
1.6.1 Pérdidas Técnicas.....	13
1.6.2 Pérdidas no Técnicas o Comerciales. ....	16
1.6.3 Pérdidas en Conductores.....	18
1.6.4 Pérdidas en Transformadores.....	18
1.7 Conclusiones. ....	21
CAPÍTULO II: Diagnóstico y Caracterización del sistema. ....	22
2.1 Introducción. ....	22
2.2 Dispositivos Nu-Lec. ....	22
2.3 Determinación de la potencia del circuito. ....	23
2.4 Levantamiento de cargas.....	25
2.5 Descripción del software utilizado (RADIAL 7.7). ....	26
2.6 Esquema monolineal del Circuito de Distribución Primaria de Guerrita.....	28
2.7 Corrida del flujo de carga.....	29
2.8 Método Ruso para el cálculo de las pérdidas de energía eléctricas. ....	31
2.8.1 Cálculo de las pérdidas de energías en el circuito. ....	31
2.9 Método de la densidad económica de corriente ( $J_{ec}$ ).....	32
2.10 Análisis de los componentes eléctricos del circuito. ....	34
2.10.1 Conductores.....	34
2.10.2 Transformadores. ....	35
2.11 Conclusiones. ....	38

CAPÍTULO III: Propuesta de Variantes Técnico – Económicas. ....	39
3.1 Introducción. ....	39
3.2 Variantes para Disminuir las Pérdidas de Energías Eléctricas. ....	39
3.2.1 Variante #1 Conversión Total de Voltaje del circuito de Guerrita de 4.16 kV a 13.8 kV. ....	40
3.2.2 Variante #2 Cambio parcial del calibre de los conductores y el reajuste de la potencia instalada en el circuito. ....	41
3.3 Resultados de las variantes propuestas. ....	44
3.3.1 Variante #1. ....	44
3.3.2 Variante #2. ....	45
3.4 Valoración económica. ....	46
3.4.1 Valor Actual Neto. ....	49
3.4.2 Tasa Interna de Retorno. ....	50
3.4.3 Tiempo de recuperación de las inversiones (Ta). ....	51
3.5 Impacto medio ambiental. ....	53
3.6 Conclusiones. ....	54
CONCLUSIONES GENERALES. ....	55
RECOMENDACIONES ....	56
BIBLIOGRAFÍA ....	57
ANEXOS: ....	I
Anexo 1: Transformadores. ....	I
Anexo 2: Conductores. ....	II
Anexo 3: Pérdidas promedio en los transformadores. ....	IV
Anexo 4: Datos eléctricos de los conductores utilizados. ....	V
Anexo 5: Mediciones según el Nu - Lec ....	VI
Anexo 6: Datos del circuito. ....	VII
Anexo 7: Esquema monolineal del circuito. ....	XI
Anexo 8: Precio de los recursos utilizados. ....	XII

## **Resumen.**

En este trabajo se muestra la necesidad de implementar un conjunto de medidas para reducir al máximo los niveles de pérdidas que existen actualmente en el circuito de Guerrita, municipio Mayarí. Se definen las pérdidas de energía eléctrica y su clasificación. Se actualizó el monolineal del circuito haciendo un levantamiento de cargas. Realizando un diagnóstico del circuito se determinaron los niveles de pérdidas existentes, así como el por ciento de la caída del potencial en el peor nodo del circuito. Se obtiene el gráfico de carga para un día típico y el consumo de energía para el último trimestre del año 2013. Se proponen variantes técnico - organizativas para reducir los niveles de pérdidas de la red con su respectiva valoración económica y su impacto medio ambiental.



## **Summary.**

In this work the necessity is shown of implementing a group of measures to reduce to the maximum the levels of losses that exist at the moment in the circuit of War, municipality Mayarí. They are defined the electric power losses and their classification. The monolineal of the circuit was upgraded making a rising of loads. Carrying out a diagnosis of the circuit the levels of existent losses was determined, as well as the percent of the fall of the potential in the worst node in the circuit. The load graph is obtained for a typical day and the energy consumption for the last trimester of the year 2013. They intend technical variants - organizational to reduce the levels of losses of the net with their respective economic valuation and their half 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 Mayarí existen circuitos de distribución eléctrica con baja calidad de energía y bajo nivel de tensión (4.16kV). De ellos el circuito Guerrita presenta el mayor por ciento de pérdidas técnicas con un 13%. Debido al valor tan alto de las mismas, en las redes primarias de distribución residencial de 4.16 kV de la Organización Básica Eléctrica (OBE) de Mayarí, se hace necesario un análisis del comportamiento de las variables que actúan en el proceso de distribución de energía que permita proponer medidas técnicas y organizativas que conlleven a la reducción de las pérdidas eléctricas en forma general.

### **Problema**

Alto por ciento de pérdidas técnicas en el circuito de Guerrita municipio Mayarí, con la consecuente reducción de la calidad de la energía afectando a los clientes residenciales y pequeños estatales.

### **Objeto de estudio**

Red de distribución primaria Guerrita, municipio Mayarí.

### **Campo de acción**

Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria.

### **Hipótesis**

Si se realiza un análisis del comportamiento actual de las variables eléctricas y no eléctricas que rigen el circuito de 4.16 kV de Guerrita y proponiendo un conjunto de medidas técnico-organizativas es posible reducir el por ciento de pérdidas asociadas a este circuito.

## **Objetivo General**

Reducir las pérdidas de energía eléctrica a través de medidas técnico-organizativas en el circuito de 4,16 kV de la localidad de Guerrita en el municipio Mayarí.

## **Objetivos específicos**

- Caracterizar el sistema de distribución del circuito.
- 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.
- Proponer variantes técnicas y organizativas que conlleven a la reducción de las pérdidas.
- Comparar resultados referentes al nivel de pérdidas.
- Realizar una valoración técnica económica.

## **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.
- Evaluar 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 I: Marco teórico - Conceptual.**

### **1.1 Introducción**

En este capítulo, se desarrollará la base teórica-metodológica del presente trabajo, se realizará un estudio de los trabajos precedentes, con el propósito de analizar todo lo referente al tema. Describiendo el objeto de estudio y especificando los conceptos fundamentales a tener en cuenta para la realización del trabajo y la perspectiva de los resultados para su futura aplicación.

### **1.2 Trabajos Precedentes**

Para la confección y realización de este Trabajo de Diploma investigativo, se analizaron diversos materiales relacionados con circuitos de distribución de la energía eléctrica, como fueron Tesis, libros, materiales facilitados por la Organización Básica Eléctrica (OBE) del municipio de Mayarí, así como en Internet, los cuales de alguna manera reflejan contenido esencial acerca de la reducción de pérdidas en los circuitos de distribución primaria de energía eléctrica.

Leyva Elías R.A, de 2009 [10], lleva a cabo una evaluación de impacto de interrupciones y pérdidas en el circuito de Mayarí 2, el mismo tiene como objetivo evaluar el impacto de las mejoras eléctricas en las redes de distribución primaria y secundaria, hace referencia a la configuración de las redes eléctricas existentes en el país, las características fundamentales del circuito, analiza los principales consumidores de energía eléctrica, así como el nivel de interrupciones a los clientes, los flujos de cargas y las corridas en el software radial antes y después de la rehabilitación. Por último en el capítulo 3 hace un análisis de los resultados obtenidos por la parte económica y de las medidas llevadas para la disminución de las pérdidas de energía eléctrica en el circuito.

Miranda B.H, de 2004, [11] realiza un estudio para la disminución de las pérdidas de energía en el municipio Sagua de Tánamo, proponiendo demostrar la factibilidad de continuar la conversión del circuito 11 a 13,2kV apoyándose de las posibilidades de

*Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*

enlace con el circuito 12 utilizando la variante de mayor aporte entre las diversas posibles con aporte económico en las condiciones actuales de ambos circuitos.

Laurencio Matos C, de 2005 [9], desarrolla un análisis de las pérdidas eléctricas en los circuitos de Moa, teniendo como objetivo establecer la influencia de los factores de mayor incidencia en los diferentes circuitos del Municipio, que permita perfeccionar el trabajo de organización o de planificación y la disminución racional de los recursos existentes.

Durán Salgado, C D de 2010, [6], proyecta la caracterización y modelación de las cargas, en el circuito de distribución N<sup>o</sup> 9 de Moa, para determinar una mejora en la calidad del suministro eléctrico y reducir las pérdidas de energía en dicho circuito, proponiendo dos variantes con el objetivo de reducir al máximo estas pérdidas.

Suárez Galindo D de 2010 [15], realiza un análisis de todos los circuitos de distribución primaria del municipio de Mayarí, sin plantear una situación problemática, ni el problema de la investigación. De los 11 circuitos existentes en ese año con distribución primaria 4,16kV, cuatro de ellos eran los que presentaban mayores problemas en cuanto al nivel de pérdidas pero en su estudio no analiza cual es la causa de esas pérdidas, pasando directamente a la conversión de tensión de los dos que mayor problemas presentaban (Felton y el Purio) quedando fuera los otros dos correspondientes al de Guerrita y Levisa, con un alto por ciento de pérdidas de energía eléctrica en su distribución.

### **1.3 Caracterización de la UEB Eléctrica de Mayarí.**

El municipio Mayarí, situado al norte de la provincia Holguín, por el Este limita con el municipio de Sagua de Tánamo; al Sur con la provincia de Santiago de Cuba; por el Oeste con el municipio Cueto; y al Norte con el municipio de Antilla.

Su extensión territorial es de 1310,6 km<sup>2</sup>, representa el 14.1 % del área total de la provincia con una población de 105256 habitantes, una densidad de población de 80,3 habitantes/km<sup>2</sup>, la población rural del municipio asciende a 39123 habitantes y la

*Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*

urbana a 66133, en el territorio existen 134 asentamientos y de estos 24 pertenecen al plan turquino, de todos los asentamientos solamente están electrificados por el SEN 63, 45 por tendederas, 1 por hidroeléctrica, 13 por plantas, tendederas del batey 3, tendederas de organismos 9 y sin electrificar 6 asentamientos.

El total de viviendas del municipio es de 37830 de las cuales hay electrificadas por todas las fuentes 35280, de ellas el SEN le presta servicio a 29845, por hidroeléctrica 124, por uso de planta 431, por tendederas 4880, faltan por electrificar 2550 viviendas pero sólo son electrificables 326.

La infraestructura eléctrica es la siguiente:

Línea transmisión eléctrica (LTE) a 110 kV de 44.734 km.

Líneas a 33 kV de 228.4 km.

Líneas a 13.2 kV de 220.5 km.

Líneas a 4.16 kV de 141.0 km.

Total de líneas a 13.2kV y 4.16 kV de 361.5 km.

En el municipio existen 2 circuitos a 110 kV, 9 circuitos a 33 kV que alimentan 47 subestaciones de ellas 20 son de distribución, con un total de 24 circuitos, 11 son a 4.16kV y 13 a 13.8 kV. Los circuitos de 4.16kV tienen un total de 10444 clientes que representan el 32% del total de la UEB, con una extensión de 141 km.

Dentro del municipio están instaladas baterías diesel en dos subestaciones de 110/34.5 kV y en 1 de 33/13,2 kV (Cabonico) y grupos electrógenos de generación de electricidad que cubren gran parte de la energía demandada en el municipio. [15]

Existen ingenieros que atienden el Departamento Ingeniería de Distribución, además de atender otras tareas del Centro de Operaciones. Cuentan con 3 computadoras para el trabajo de ingeniería de distribución compartidas con otros compañeros de la parte de operaciones.



#### **1.4 Caracterización del objeto de estudio**

El circuito de Guerrita de la UEB Eléctrica Mayarí se identifica con el código 928, con tensión nominal primaria de 4.16 kV, alimentándose a través del interruptor 4460 Nicaro-Pinares desde la subestación Levisa 110 kV y por medio del desconectivo 4739 ubicado en la subestación, la cual cuenta con un Nulec que a su vez, este se alimenta por alta con el desconectivo H-949 y por baja el H-952. En esta subestación se convierte de 33 kV a 4.16 kV mediante un transformador reductor de 2500 kVA. Existen en el circuito un total de 98 transformadores instalados, para una potencia de distribución equivalente a 3602.5 kVA. Las líneas primarias de este circuito están constituidas por conductores trenzados de aluminio ACSR35 cuya longitud aproximada es de 28.6 km. El circuito se extiende a lo largo de los Consejos Populares de Guerrita, Chavaleta, Mateo Sánchez, La Herradura y Valle 2 con cerca de 2079 clientes entre residenciales y estatales, este posee sus límites eléctricos con los circuitos de Mayarí 2 y Arrollo en Medio los cuales se alimentan por el primario con un potencial de 13,8 kV. En la figura 1.1 se muestra una vista real de esta subestación.



Figura 1.1 Subestación Guerrita.

## **1.5 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**

### **1.5.1 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.

#### **1.5.1.1 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 (Ver Anexo1).

**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.

- 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. [16]

### 1.5.2 Conductores.

#### Material conductor óptimo.

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un Sistema Eléctrico. Resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula. El material más indicado para la fabricación de un cable conductor representa un compromiso entre un bajo valor de resistividad y el costo del mismo, el cobre ofrece hoy en día la mejor solución, ya que cumple con los principales factores que se tienen que tener en cuenta para una buena selección como son el material, su flexibilidad y la configuración así sea circular compacto, anular u otros. Ver anexo 2

#### 1.5.2.1 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  $\rho$  (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 (mm<sup>2</sup>). El valor de  $\rho$  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 ( $\rho$  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  $\rho$  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 dada longitud, 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).



Figura 1.2 Conductores de cobre.

#### **1.5.2.2 Selección de conductores.**

En la figura anterior se muestra un conductor utilizado en distribución de media tensión. En general la selección de conductores depende además del nivel de tensión a utilizar, de las cargas que debe alimentar, por lo que se plantea que al seleccionar los conductores es relativo a los consumidores y su curva de carga, se debe poseer la información de los mismos para realizar el cálculo de las corrientes circulantes por los elementos de la red y así obtener por algunos métodos la sección de dichos conductores. Esta sección debe cumplir con ciertas exigencias mínimas en

cuanto a su capacidad en ampere, su sección (f) debe ser mayor o igual que la necesaria para soportar la corriente nominal.

$$Fec \geq F_{Nom.Carg}$$

Dónde:

$Fec \rightarrow$  Sección de los conductores

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

$$Fec \geq F_{Nom.Mecan}$$

Existen tablas para cada caso donde se puede obtener la información de acuerdo a la selección que se tenga realizada de un conductor.

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

$$Fec \geq F_{Nom.sobreCarg}$$

Existe según el caso, también la consideración de los factores de correcciones para el caso en que las temperaturas a las que se encuentran los conductores no sean las del medio ambiente, 25° C en general; también si es el caso de cables soterrados, etcétera.

## 1.6 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 pueden clasificar en:

- Pérdidas Técnicas
- Pérdidas no Técnicas o Comerciales

#### 1.6.1 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. 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.

*Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*

### 1.6.1.2 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 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:

El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente.

$$Q = I^2 * R * t \quad (\text{Watts}) \quad (1.2)$$



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, 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.

#### **1.6.1.3 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 1.3.

*Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*



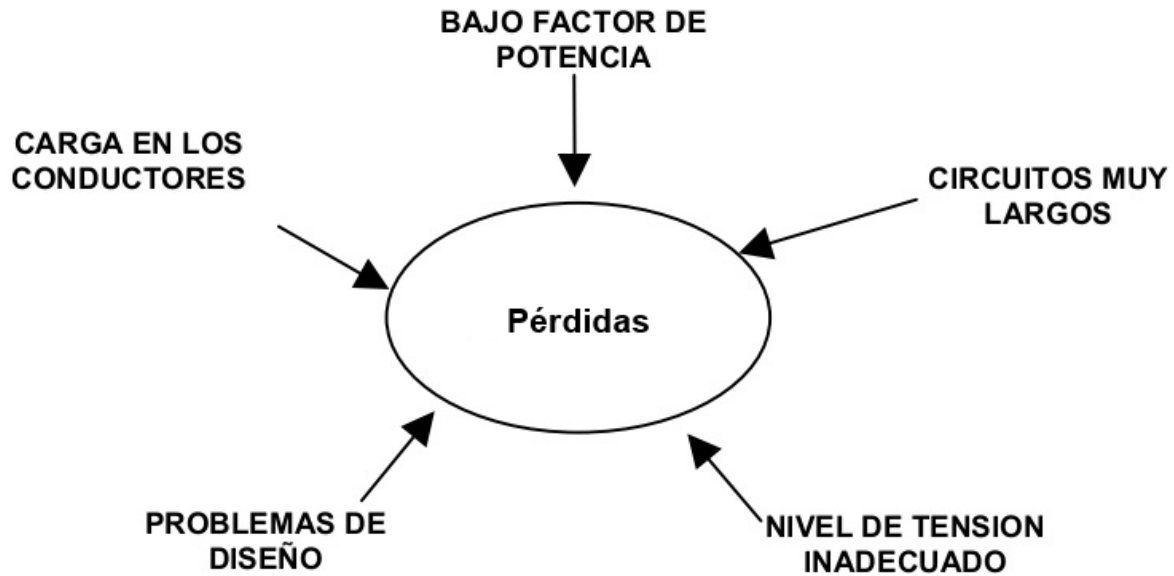


Figura 1.3: Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

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.

### 1.6.2 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. 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.

### 1.6.3 Pérdidas en Conductores.

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

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

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

Se tiene que:

$$I = \frac{\Delta V}{[L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)]} \quad (1.5)$$

Sustituyendo (4) en la ecuación (2) tenemos que:

$$P = \frac{[R * \Delta V * I * L]}{[L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)]} \quad (1.6)$$

Donde:

$P \rightarrow$  Pérdida de potencia en Horas pico (kW)

$R \rightarrow$  Resistencia eléctrica del conductor (Ohms/km)

$L \rightarrow$  Longitud de la línea (km)

$X \rightarrow$  Reactancia eléctrica del conductor, (Ohms/km)

$\Delta V \rightarrow$  Caída de tensión en voltios, (V)

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

$\sin \varphi \rightarrow$  Factor de potencia reactiva. [4]

### 1.6.4 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:

$$EP_{CU} = P_{CU} * \left( \frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 * T_{eq} \quad (kWh) \quad (1.7)$$

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.

$$T_{eq} = 8760 * F_{perd} \quad (h) \quad (1.8)$$

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

$$F_{pérd} = 0.3 * F_C + 0.7 * F_C^2 \quad (1.9)$$

$$F_C = \frac{P_m}{P_{\max}} \quad (1.10)$$

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:

$$WP_{Fe} = P_{Fe} (kW) * 8760 \quad (kWh/año) \quad (1.11)$$

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

$$\Delta W_t \approx n * \Delta P_x * 8760 + \frac{1}{n} * \Delta P_K \left( \frac{S_m}{S_{nom}} \right)^2 * t \quad (kWh/año) \quad (1.12)$$

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. [3]

Estas pérdidas se pueden considerar aproximadamente constante para los transformadores que posean la misma potencia. Ver anexo 3.

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

## **1.7 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 (Circuito de distribución primaria de Guerrita).
- 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 II: Diagnóstico y Caracterización del sistema.**

### **2.1 Introducción.**

El presente capítulo tiene como objetivo básico, diagnosticar y caracterizar el circuito de Guerrita. El análisis partirá del levantamiento de las cargas y las mediciones tomadas mediante el Nu-Lec (equipo de medición y protección), además servirán de apoyo los proyectos realizados por los Ingenieros del departamento de Ingeniería en Distribución, siendo necesario un conocimiento detallado de las características del circuito, para montar y simular el mismo en el software y así obtener la información deseada acerca de los parámetros eléctricos del sistema.

### **2.2 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 ( $\text{SF}_6$ ) 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, incluyendo las redes primarias que a partir del 2005 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.

Realizando un estudio y análisis de las mediciones tomadas en el período de un año (2013), se tomó un muestreo de diferentes horarios de cada mes, se calculó el promedio utilizando el software del paquete de Microsoft Office, Excel, lo cual se refleja en el anexo 5.



Tomando en cuenta estos valores se observa que el valor de mínimo consumo se manifiesta en la hora dos, perteneciente a las 2:00 de la madrugada con valor de 738.0 kW, y con el mayor valor de demanda comprendido entre las 17:00 horas hasta las 20:00 horas, oscilando entre los 1200 kW hasta 1334,9 kW de potencia activa. En la figura 2.2 se observa el comportamiento de la Potencia Activa (P), Potencia Reactiva (Q) y la Aparente (S) para los diferentes horarios en un día típico.

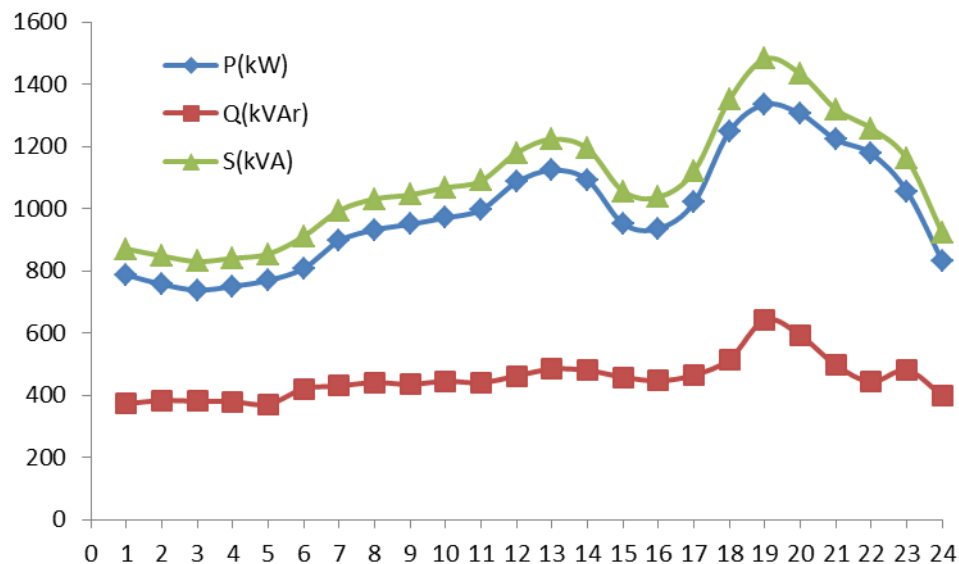


Figura 2.2 Comportamiento de la potencia en el circuito de Guerrita.

A continuación se observa el comportamiento de la energía en el último trimestre del año 2013, mostrando la energía total que entró al circuito, la facturada por la Empresa, así como la diferencia entre ellas y el por ciento que estas representan en el circuito.

Tabla 2.1 Comportamiento de la energía en el último trimestre año 2013.

Energía/mes	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Suministrada (MWh)	934.205	916.539	971.367	2822.111
Facturada (MWh)	788.464	789.073	812.791	2390.328
Diferencia (MWh)	145.741	127.466	158.576	431.783
Por ciento (%)	15.6	14.47	16.32	<b>15.3</b>

## 2.4 Levantamiento de cargas.

Después del levantamiento de las cargas en el circuito de Guerrita, debido a que se han realizado varias modificaciones en la red de distribución eléctrica, tanto primaria como secundaria. Teniendo en cuenta que ha surgido un elevado incremento de cargas en el área residencial se tomaron en cuenta algunos aspectos que a continuación se muestran:

- **Transformadores** (Se tomaron todos los transformadores que están instalados en el circuito en dependencia con su capacidad, representados en la siguiente tabla).

Tabla 2.2 Total de transformadores instalados en el circuito según su capacidad.

Capacidad (kVA)		Cantidad de Transformadores
5		1
10		5
15		10
25		29
37.5		19
50		31
100		2
250		1
Total	3602.5	98

- **Cantidad de transformadores por banco** (Los bancos pueden tener desde 1 hasta 3 transformadores). En este circuito existen un total de 79 bancos prestando servicio eléctrico, de ellos 18 con servicios trifásicos para un total de 35 transformadores monofásicos y dos trifásicos, los 37 transformadores con los 61 bancos restantes prestando servicio monofásico, completan el total de 98 transformadores representados en la tabla 2.2.

Los mismos según el tipo de servicio prestado, se clasifican de 4 formas diferentes representadas en la siguiente tabla:

Tabla 2.3 Existencia de los transformadores según el tipo de servicio que brindan.

Tipo de servicio	Cantidad de Transformadores
Alumbrado Publico	1
Residencial	55
Industrial	33
Mixta	9
Total	98

- **Transformadores trifásicos** (El banco ofrece servicios trifásicos) en el circuito existen dos de ellos, uno prestando servicio industrial de 250 kVA y el otro de 100 kVA en alumbrado público.
- **Nombre o Identificación del Banco de Transformadores** (Se tomaron el número o identificador del banco de transformadores). Para todos los bancos del municipio, el identificador es: MB- # del banco. Ver anexo 6.
- **Número de Hilos** (Se tiene en cuenta el calibre de los conductores por fases y del neutro). Analizando el circuito de Guerrita se pudo observar que el calibre que predomina es el ACSR35 con una alta resistencia a la intensidad de corriente eléctrica lo cual ofrece mayor pérdida de energía eléctrica al circuito.

## 2.5 Descripción del software utilizado (RADIAL 7.7).

**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, de forma amistosa, prácticamente 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).

*Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*

- 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 cortocircuitos 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: **General** y **Particular**, el primer grupo ofrecido por el software (por defecto), y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario, para interactuar y conocer los elementos ofrecidos por el programa el especialista encargado se puede dirigir a la biblioteca donde aparecen los siguientes menús:

- **Gráficos**
- **Transformadores**
- **Conductores**
- **Cables**
- **Estructura**
- **Fusibles**

- **Relés**
- **Restaurador**
- **Seccionalizador**

**Particular**, 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, pudiéndose editar de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

Este programa es el que actualmente se usa en todas las empresas de la Unión Eléctrica Nacional (UNE), para la simulación de los circuitos primarios de distribución de media tensión.

## **2.6 Esquema monolineal del Circuito de Distribución Primaria de Guerrita.**

Para el diseño del esquema monolineal (ver Anexo 7) se realizó un recorrido por el terreno con el objetivo de actualizar los datos del circuito (anexo 6). Mediante el estudio se conoció que en el circuito existe un total de 98 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.

## 2.7 Corrida del flujo de carga.

Con las mediciones de potencias obtenidas del dispositivo de protección y medición mostrado en la figura 2.1 y una vez efectuado el levantamiento de cargas del circuito, 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:

Tabla 2.4 Resultados del Flujo de Carga Trifásico.

Conceptos	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1157	kW
Potencia reactiva de las cargas	513	kVAr
Potencia reactiva en capacitores	0	CkVAr
Pérdidas activas en líneas	151	kW
Pérdidas reactivas en líneas	112	kVAr
Pérdidas de energía Cu en transf.	12	kW
Pérdidas de energía Fe en transf.	15	kW
Pérdidas totales de potencia	178	kW
% de pérdidas de potencia	13	%
% en el peor de los Nodos	22.35	%
Factor de potencia	0.92	

Observado el por ciento de pérdidas técnicas en el circuito según el software y el promedio de la energía facturada en los meses de Octubre, Noviembre y Diciembre del año 2013, se puede decir que la diferencia entre estos valores ofrece el dato aproximado de las pérdidas comerciales en el circuito, en la siguiente figura se muestra tal comportamiento relacionando la energía facturada, las pérdidas técnicas y las comerciales como tal.

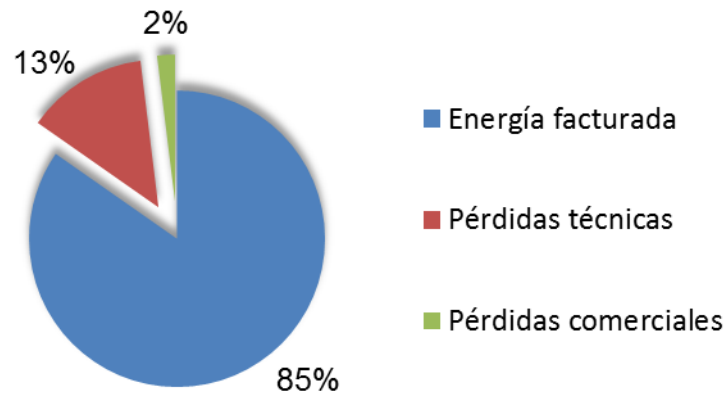


Figura 2.3: Compartimiento de la potencia total del circuito.

El dato ofrecido en la tabla 2.4 correspondiente al por ciento en el peor de los nodos, se pudo obtener a través del análisis realizado en la caída de tensión para cada fase del circuito, observando que la fase A posee mayor problema, con una variación de Potencial del 22.35 %, representado en la siguiente figura:

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

**Hora de análisis: 18**

Nombre	Va / Vab (kV)	Vb / Vbc (kV)	Vc / Vca (kV)
No86	1.9070 / 3.5282	2.1392 / 3.6252	2.1005 / 3.4925
No87	1.9039 / 3.5245	2.1376 / 3.6225	2.0995 / 3.4891
No89	1.8975 / 3.5173	2.1344 / 3.6177	2.0988 / 3.4833
No90	1.8919 / 3.5105	2.1311 / 3.6130	2.0980 / 3.4779
No91	1.8763 / 3.4919	2.1220 / 3.5999	2.0961 / 3.4632
No92	1.8666 / 3.4796	2.1152 / 3.5905	2.0945 / 3.4535
No93	1.8637 / 3.4742	2.1116 / 3.5862	2.0933 / 3.4498

Generales **Nodos** Líneas Cargas

Figura 2.4 Valores de tensión en la línea y fases del circuito.

## 2.8 Método Ruso para el cálculo de las pérdidas de energía eléctricas.

Para el cálculo de las pérdidas de energía en el circuito de Guerrita se emplea el método ruso partiendo de la ecuación 5.21 del libro de texto [3], 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. [3]

### 2.8.1 Cálculo de las pérdidas de energías en el circuito.

Implementación del método Ruso para el cálculo de las pérdidas de energías. A continuación se muestra el cálculo de las variables necesarias para el análisis del método y seguidamente se encuentra la tabla 2.5 con los valores obtenidos a través de la ecuación 2.1, en la configuración actual de circuito.



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

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

$$T_m = \frac{23736.8 \text{ kWh} / \text{día}}{1334.9 \text{ kW}}$$

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{6489.7}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$$

$$T_m = 17.78 \text{ h} / \text{día}$$

$$\tau = (0.77297)^2 \cdot 8760$$

$$T_m = 6489.7 \text{ h} / \text{año}$$

$$\tau = 5233.9477 \text{ h} / \text{año}$$

Tabla 2.5 Pérdidas de energías al año.

Pérdidas de energías	(kW)	(MWh/año)
Activas en líneas	151	790.326
En el Cu del transf.	12	62.807
En el Fe del transf.	15	78.509
totales	178	931.642

En el año entra al circuito como promedio una energía total de 6986.797 MWh/año y se pierde un total de 931.642 MWh/año, esto representa un 13.33% de la energía que entró al circuito, es decir que para el año 2013 las pérdidas técnicas alcanzaron aproximadamente un valor de un 13.33%.

## 2.9 Método de la densidad económica de corriente ( $J_{ec}$ ).

En efecto:

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

Por tanto:

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

Siendo:

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

Dónde:

$Fec \rightarrow$  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. [3]

$(Jec) \rightarrow$  se busca en la tabla 2.6 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 2.6 Densidad económica de la corriente para ( $T_m$ ) en horas.

Conductores	De1000-3000horas	3000-5000h	5000-8760h
Conductores desnudos material			
De Cobre	2.3	2.1	1.8
De Aluminio	1.3	1.1	1.0

## 2.10 Análisis de los componentes eléctricos del circuito.

### 2.10.1 Conductores.

Un conductor eléctrico, ya sea cable o alambre, de una sección transversal dada puede soportar cierto valor de corriente máxima para una temperatura ambiental dada. Ver Anexo 4.

Las magnitudes de las corrientes por encima del valor especificado pueden producir calentamientos tales que, el conductor sufrirá serios daños y su tiempo de vida útil disminuiría. En el circuito de Guerrita existen tramos de líneas en estas condiciones, los cuales han sido detectados en el recorrido efectuado al realizar el levantamiento de las cargas, así como en el software utilizado. En la tabla 2.7 queda explícito cuales fueron los tramos de líneas que tenían mayores problemas y con la cantidad de metros que estos representan del circuito, se observa que la mayor parte de los tramos pertenecen al tronco de la línea ya que por ella circula la mayor corriente del sistema, siendo estos conductores del tipo ACSR 35 con una sección transversal de 35 mm<sup>2</sup> y una resistencia óhmica de 0.916 ohm/km, al ser expuestos a 40°C y 60 Hz soportan una corriente máxima de 175 A.

Tabla 2.7 Conductores del circuito en mal estado de funcionamiento.

Nodos	Conductor existente	Cantidad de Metros x fases	Total de metros (m)
01-02	ACSR35	10 x 3	30
02-03	ACSR35	330 x 3	990
03-04	ACSR35	80 x 3	240
04-23	ACSR35	650 x 3	1950
23-25	ACSR35	140 x 3	420
25-26	ACSR35	140 x 3	420
26-27	ACSR35	70 x 3	210
27-31	ACSR35	140 x 3	420
31-32	ACSR35	140 x 3	420
36-68	ACSR35	400 x 3	1200
69-73	ACSR35	180 x 3	540
75-77	ACSR35	140 x 3	420
Total			7260

A continuación se muestran los valores de corriente que circulan a través de las tres fases del circuito, así como por el neutro. En la misma se puede apreciar que los valores máximos de cada una de las fases sobrepasan los 175 A siendo este el límite de corriente en los conductores que se encuentran instalados.

Inicio	Final	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	In (A)
No1	No2	244	192	198	62
No2	No3	220	181	188	48
No3	No4	220	171	167	65
No4	No23	209	162	167	56
No23	No25	209	154	167	59
No25	No26	203	154	167	53
No26	No27	203	143	167	60
No27	No31	201	142	167	59

Fig 2.5 Valores de las corrientes por cada fase

### 2.10.2 Transformadores.

A continuación se muestra una imagen tomada del programa Radial realizando el análisis de la cargabilidad de los transformadores del circuito, en ella se puede apreciar la existencia de los transformadores que se encuentran en régimen de sobrecarga así como los subutilizados.

Nodo(s)	Unidad(es) [kV.A]	Demanda [kV.A]	Tipo de Conexión	Fase(s)
<b>TRANSFORMADORES</b>			<b>SOBRECARGADOS</b>	
No22	Transformador (15)	22	Fase-Neutro	A
No83	Transformador de Alumbrado (15)	22	Estrella Abierta	B
No106	Transformador de Alumbrado (10)	16	Estrella Abierta	C
No76	Transformador de Fuerza (37.5)	44	Estrella Abierta	A
No76	Transformador de Alumbrado (37.5)	44	Estrella Abierta	B
<b>TRANSFORMADORES</b>			<b>SUBCARGADOS</b>	
No47	Transformador (37.5)	20	Fase-Neutro	A
No54	Transformador (37.5)	21	Fase-Neutro	B
No78	Transformador (50)	26	Fase-Neutro	C
No7	Transformador (50)	20	Fase-Neutro	C

Fig 2.6: Resultados de la cargabilidad de los transformadores

Según el software, el circuito tiene un total de 11 transformadores que se encuentran subcargados y cinco sobrecargados, el coeficiente de carga promedio de los subcargados es de 43.21 % y el coeficiente promedio de los sobrecargados está a un 138.9 % de carga. Los transformadores con menor demanda pertenecen al banco MB 224 con la utilización del 32% de la carga, prestando servicio trifásico en el Bombeo de la herradura. En el nodo 106 se encuentra el MB 210 con un elevado por ciento de sobrecarga en el transformador del alumbrado (160 %). En la siguiente tabla se representa el por ciento de carga al cual están sometidos estos transformadores:

Tabla 2.8 Por ciento de carga actual en los transformadores

Nodo(s)	Unidades(kVA)	Demanda(kVA)	% de Carga
No22	Transformador (15)	22	146.6
No83	Trans. Alumb (15)	22	146.6
No106	Trans. Alumb (10)	16	160
No76	Trans. Fuerza (37.5)	44	117.3
No76	Trans. Alumb (37.5)	44	117.3
No47	Transformador (37.5)	20	53
No54	Transformador (37.5)	21	56
No78	Transformador (50)	26	52
No7	Transformador (50)	20	40
No38	Trans. Fuerza (37.5)	12	32
No38	Trans. Alumb (37.5)	12	32
No36	Trans. Fuerza (50)	22	44
No95	Trans. Alumb (100)	36	36
No97	Trans. Alumb (50)	20	40
No97	Trans. Fuerza (50)	20	40
No97	Trans. Fuerza (50)	20	40

Una vez analizados los parámetros eléctricos del circuito de distribución primaria, se pudo apreciar, que las condiciones de operación en la cual está sometido el circuito no son buenas, se observa que los niveles de pérdidas eléctricas en el circuito alcanzan un valor muy cercano a los 1000 MWh/año siendo esto una cifra significativa.

A continuación se muestran un grupo de medidas aplicables para la disminución de estas pérdidas, así como el mejoramiento del estado de operación de los circuitos de distribución primaria de energía eléctrica.

- Cambio del calibre de los conductores.
- Uso de condensadores como medio, para aumentar factor de potencia.
- Uso de reguladores como medio de regulación de tensión.
- Ajuste del cambia taps de los transformadores.
- División de circuitos (nuevas subestaciones).
- Balance de fases.
- Empleo de mayores voltajes.

## **2.11 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 modeló el circuito con la herramienta computacional Radial donde se determinaron los flujos de potencia para su máxima demanda (hora 18).
- Se concluyó que las pérdidas totales de energías para el año 2013 en el circuito fueron aproximadamente de un 15.3%.
- El por ciento en el peor nodo del circuito es de 22.35%.
- Existen tramos de líneas en mal estado de funcionamiento (sobrecorrientes).
- Algunos transformadores se encuentran trabajando en estado de sobrecarga y otros subutilizados.

## **CAPÍTULO III: Propuesta de Variantes Técnico – Económicas.**

### **3.1 Introducción.**

Una vez caracterizado el circuito de Guerrita 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 cuáles puedan ser las variantes que contrarresten 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 las variantes propuestas verificando que estas posean algún beneficio económico.

### **3.2 Variantes para Disminuir las Pérdidas de Energías Eléctricas.**

Debido a que en el circuito de Guerrita 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 con representación de un 2.3% de las totales en el circuito. Seguidamente aparecen dos variantes que serán analizadas 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.

### **3.2.1 Variante #1 Conversión Total de Voltaje del circuito de Guerrita de 4.16 kV a 13.8 kV.**

Consiste en elevar el nivel de tensión de la subestación de Guerrita de 4.16 kV a 13.8 kV y con esto elevar el potencial del circuito en su totalidad.

En efecto:

$$\Delta P = \left[ \frac{P^2}{U^2 \cos \varphi} \right] * ((R \cos \varphi + X \sin \varphi) - j(R \sin \varphi + X \cos \varphi)) \quad (3.1)$$

Dónde:

$\Delta P \rightarrow$  Pérdidas de potencia

$U \rightarrow$  Tensión

$P \rightarrow$  Potencia activa

$R \rightarrow$  Resistencia

*Reducción de Pérdidas Eléctricas en el Circuito de Distribución Primaria de Guerrita, Municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*

$X \rightarrow$  Reactancia

$\cos \varphi \rightarrow$  Factor de Potencia activa

$\sin \varphi \rightarrow$  Factor de potencia Reactiva

Como se puede apreciar las pérdidas son inversamente proporcionales al cuadrado de la Tensión y para las mismas condiciones de cargas las pérdidas en el primario serían:

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_1} = \frac{U_1^2}{U^2} \quad (3.2)$$

Dónde:

$\Delta P_1 \rightarrow$  Nuevas pérdidas de potencia

$U_1 \rightarrow$  Nueva Tensión

Por Tanto:

$$\Delta P_1 = \Delta P \frac{U^2}{U_1^2} = \Delta P \left[ \frac{(4.16kV)^2}{(13.8kV)^2} \right] \approx 0.0909 \Delta P \quad (3.3)$$

$$\Delta P_1 \approx 0.091 \Delta P \quad (3.4)$$

Las pérdidas en el primario disminuirán aproximadamente 11 veces con respecto a las existentes actualmente en el circuito, esto en conjunto con otros factores llevados a cabo como una política de la Unión Eléctrica, de fomentar las conversiones crea las expectativas para su análisis.

### **3.2.2 Variante #2 Cambio parcial del calibre de los conductores y el reajuste de la potencia instalada en el circuito.**

#### **Cambio de conductores.**

Esta variante consiste en el cambio parcial de conductores en los tramos más críticos del circuito, teniendo en cuenta la carga máxima instalada en una de las fases

(mayor carga) y el tiempo de duración de la misma, mediante el método de la densidad económica de corriente. Los conductores aéreos utilizados están hechos de cobre o de aluminio, un conductor de cobre, tiene menos resistencia que un conductor de aluminio del mismo tamaño, el aluminio también es un buen conductor y además, tiene la ventaja de pesar menos y ser más barato; en la mayoría de las aplicaciones, no se utilizan conductores que sean sólo de aluminio, ya que el aluminio tiene menos resistencia mecánica que el cobre. Por lo tanto, los conductores de aluminio suelen ser reforzados con cables de acero en su centro (ACSR) y (AC), estando los cables de aluminio enrollados a su alrededor, por lo que la intensidad es transportada por los cables de aluminio, mientras que los cables de acero facilitan el soporte mecánico, siendo estos los cables que utilizaremos en dicho análisis.

Selección de conductores por el método de la densidad económica:

( $J_{ec}$ )  $\rightarrow$  lo encontramos en la tabla 2.6 con el valor del tiempo de duración de la carga máxima  $T_m = 6489.7 \text{ horas}$  y el tipo de conductor a utilizar (Aluminio).

$$J_{ec} = 1$$

Luego se determina la corriente máxima por la ecuación 2.6:

$$I_m = \frac{1595 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 1 * 4.16 \text{ kV}}$$

$$I_m = 211.3639 \text{ A}$$

Apoyándose al anexo 4 se escoge el conductor acorde a ese valor. Para este tramo de línea (01-02), el conductor a utilizar es el ACSR70 pero debido a que este tipo de conductor ya no está entrando al país, en el trabajo se decidió implementar el AAAC78 cumpliendo con los parámetros equivalentes para un óptimo funcionamiento en la distribución de la energía eléctrica y así sucesivamente con el resto de los tramos, los cuales se muestran a continuación.

Tabla 3.1 Sustitución de Conductores en del circuito.

<b>Nodos</b>	<b>Conductor existente</b>	<b>Sustitución</b>	<b>Total de metros (m)</b>
01-02	ACSR35	AAAC78	30
02-03	ACSR35	AAAC78	990
03-04	ACSR35	AAAC78	240
04-23	ACSR35	AAAC78	1950
23-25	ACSR35	AAAC78	420
25-26	ACSR35	AAAC78	420
26-27	ACSR35	AAAC78	210
27-31	ACSR35	ACSR50	420
31-32	ACSR35	ACSR50	420
36-68	ACSR35	ACSR50	1200
69-73	ACSR35	ACSR50	540
75-77	ACSR35	ACSR50	420
<b>Total</b>			<b>7260</b>

Los costos totales en las inversiones de una línea se incrementan con el aumento de la sección de los conductores, ya sea para líneas aéreas o cables soterrados aunque a su vez disminuyen algunos gastos de explotación (pérdidas).

#### **Reajuste de la potencia instalada en el circuito.**

Debido a que en el circuito existen algunos transformadores trabajando en régimen de sobrecarga y otros subutilizados, los cuales puede ser sustituidos, con el objetivo de disminuir las pérdidas y eliminar una capacidad ociosa en los subcargados, así como el deterioro en los que se encuentran en régimen de sobrecarga, por lo que se recomienda el cambio de estos transformadores por otros que trabajen aproximadamente a un 70% de su potencia nominal, dejando un 30% de reserva.

En la siguiente tabla se observan los transformadores seleccionados para el circuito:

Tabla 3.2 Transformadores seleccionados

Nodo(s)	Unidades(kVA)	Potencia actual (kVA)	Selección (kVA)
No22	Transformador	15	25
No83	Transf. Alumbrado	15	25
No106	Transf. Alumbrado	10	25
No76	Transf. Fuerza	37.5	50
No76	Transf. Alumbrado	37.5	50
No47	Transformador	37.5	25
No54	Transformador	37.5	25
No78	Transformador	50	37.5
No7	Transformador	50	25
No38	Transf. Fuerza	37.5	15
No38	Transf. Alumbrado	37.5	15
No36	Transf. Fuerza	50	25
No95	Transf. Alumbrado	100	50
No97	Transf. Alumbrado	50	25
No97	Transf. Fuerza	50	25
No97	Transf. Fuerza	50	25

Nota: aunque hemos dividido internamente esta variante, la analizamos como una sola en los resultados, ya que los niveles de pérdidas de forma individual no son muy significativos.

### 3.3 Resultados de las variantes propuestas.

#### 3.3.1 Variante #1.

En la tabla 3.3 muestra como con la conversión total del voltaje de 4.16 kV a 13.8 kV se obtiene una mejora de 139 kW por disminución de pérdidas de potencia en la

carga activa de la línea de distribución, y con ello un ahorro de energía al año de 892.041 MW/h representando una mejora del 10%.

Tabla 3.3 Corrida del flujo para la variante #1.

Conceptos	U/M	Actual (4.16kV)	Conversión a (13.8kV)	Ahorro o Mejora
Potencia activa de las cargas	kW	1157	1296	(-)
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	513	617	(-)
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	0	0	(-)
Pérdidas activas en líneas	kW	151	12	139
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	112	9	(-)
Pérdidas de energía Cu en transf.	kW	12	11	1
Pérdidas de energía Fe en transf.	kW	15	15	(-)
Pérdidas totales de potencia	kW	178	39	139
% de pérdidas de potencia	%	13	3	10
Factor de potencia		0.92	0.91	(-)
% en el peor nodo	%	22.35	1.98	20.37
Pérdidas totales de energía al año	MWh/a	931,642	204.124	727.518

### 3.3.2 Variante #2.

A continuación se muestra en la tabla 3.4 los resultados obtenidos a través del cambio de los conductores y de los transformadores en mal estado de funcionamiento en el circuito, con una mejora de un 4% de pérdidas de potencia, lo cual representa un ahorro para el país de 319.27 MWh/año.

Tabla 3.4 Resultados obtenidos según la variante #2.

Conceptos	U/M	Valor Actual	Variante #2	Ahorro o Mejora
Potencia activa de las cargas	kW	1157	1218	(-)
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	513	522	(-)
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	0	0	(-)
Pérdidas activas en líneas	kW	151	92	59
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	112	104	(-)
Pérdidas de energía Cu en transf.	kW	12	11	1
Pérdidas de energía Fe en transf.	kW	15	14	1
Pérdidas totales de potencia	kW	178	117	61
% de pérdidas de potencia	%	13	9	4
% en el peor de los Nodos	%	22.35	17.15	5.2
Factor de potencia		0.92	0.92	(-)
Pérdidas totales de energía al año	MWh/a	931.642	612.372	319.27

### 3.4 Valoración económica.

Para la ejecución de la variante 1 se tomaron en cuenta los transformadores que se encontraban fuera de los parámetros eléctricos establecidos así como lo conductores pero no con la misma cantidad de tramos ya que al aumentar la tensión, disminuirá la corriente aprovechando algunos tramos de la línea, por lo que la variante requiere del recorrido del circuito entero para el cambio total de todos los transformadores y drop-out, siendo necesarios los siguientes recursos con un valor total de **\$89034.185**, detallados en la siguiente tabla:

Tabla 3.5 Recursos necesarios para la solución de la primera variante.

Recursos	Cantidad	Peso Unitario (MN)	Valor total (MN)
Transformador de 2500 kVA	1	48560.39	48560.39
Transformador de 5 kVA	1	731.80	731.80
Transformador de 10 kVA	4	257.72	1030.88
Transformador de 15 kVA	10	336.0	3360
Transformador de 25 kVA	39	380.48	14838.72
Transformador de 37.5 kVA	16	457.66	7322.56
Transformador de 50 kVA	26	971.24	25252.24
Transformador de 100 kVA	1	1742.88	1724.88
Transformador de 250 kVA	1	3043.11	3043.11
Pararrayos de 13.8 kV	98	50.75	4973.5
Droup-out	98	48.45	4748.1
Conductores ACSR 50 mm <sup>2</sup> 2160m	445 kg	4.59	2042.55
Valor de recursos Materiales			117628.73
Combustible	368Ltros	0.94	345.92
Salario y seguridad social	10	183.95	1839.5
Costo de ejecución			<b>119814.15</b>
Valor de recursos recuperados			30779.965
Costo total de la variante			<b>89034.185</b>

Luego de ejecutada la variante en su totalidad serán retirados, el transformador de la subestación, los 98 transformadores de distribución de 2400 V, la misma cantidad de pararrayos y de droup-out. Considerando que estos elementos mantengan un valor residual igual al 65 % de su valor inicial se obtiene que se recuperan \$ **30779.965**, que pueden ser utilizados en otros trabajos, de aquí que el costo de los recursos materiales de la variante utilizada para el cálculo económico sea 117629.03 pesos. A esto se le suma el costo del combustible y el salario de 24 días de la brigada estimados para la ejecución de la misma que significan 345.92 pesos de combustible y \$1839.5 de salario y seguridad social por lo que el costo de la variante sería de **\$89034.185**.

*Reducción de Pérdidas Eléctricas en el Circuito de Distribución Primaria de Guerrita, Municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*



Para la ejecución de la variante 2 son necesarios los siguientes recursos con un valor total de **\$13914.76**, se tuvo en cuenta que los conductores seleccionados para estos tramos de líneas son de diferentes calibres, por lo que el peso unitario es diferente para cada uno de ellos, con un valor total de **\$10973.53**. Por otra parte, para el cambio de los transformadores se tuvo en cuenta el traslado de los dos de 15 kVA que se encontraban sobrecargados para ocupar la posición de dos subcargados, al igual con tres de 50 kVA y uno de 37,5 kVA pero viceversa, logrando que solo se necesitaran 10 transformadores de 25 kVA. Además el valor de estos transformadores varía con respecto a la variante anterior ya que son de 4.16 kVA los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.6 Recursos necesarios para la solución de la variante #2

Recursos	Cantidad	U/M	Peso Unitario (MN)	Valor total (MN)
Conductores	7260	m		
(ACSR 50 mm)	3000	618 kg	4.59	2836.62
(AAAC78 mm)	4260	1231 kg	6.61	8136.91
Transformador de 25 kVA	10		193.03	1930.3
Valor de recursos Materiales				12903.83
Combustible	97Ltros		0.94	91.18
Salario y seguridad social	5		183.95	919.75
Costo de ejecución				<b>13914.76</b>
Valor de recursos recuperados				6387.315
Costo total de la variante				<b>7527.445</b>

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 167 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 cada variante analizada.

Tabla 3.7 Valor recuperado por disminución de energía.

<b>Variantes</b>	<b>Precio</b> (pesos/kW Generado)	Reducción de energía (kWh/año)	Valor recuperado x disminución de energía (pesos/año)
<b>Variante#1</b>	0.167	727518	121495.506
<b>Variante#2</b>	0.167	319270	53318.09

### **3.4.1 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:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (3.5)$$

$V_t \rightarrow$  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.

### **3.4.2 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:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (3.6)$$

Dónde:

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

$n \rightarrow$  Número de períodos.

$I_0 \rightarrow$  Valor de la inversión inicial.

### 3.4.3 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:

$$Ta = \frac{CF_0}{CF_1} \quad (\text{años}) \quad (3.7)$$

Dónde:

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

$CF_1 \rightarrow$  Ahorro provocado por la inversión durante el 1<sup>er</sup> año de explotación (Pesos/años).

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

Tabla 3.8 Inversión y ahorro.

Tipo de interés (12%)	Variante #1	Variante #2
Cost. Inversión inicial (MN)	89034.185	7527.445
Ahorro del 1er año (MN)	121495.506	53318.09
Ahorro del 2do año (MN)	121496.506	53319.09
Ahorro del 3er año (MN)	121497.506	53320.09
Ahorro del 4to año (MN)	121498.506	53321.09
Ahorro del 5to año (MN)	121499.506	53322.09

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

Tabla 3.9 Valores económicos.

	Variantes	
	Variante #1	Variante #2
Reducción de potencia (kW)	139	61
Reducción de energía (MWh/a)	727.518	319.27
Valor recuperado x disminución de potencia (pesos/kW)	23.213	10.187
Valor recuperado x disminución de pérdidas de energía (pesos/año)	121495.506	53318.09
Ahorro (Toneladas/año)	50.04	21.96
Costo de Inversión (pesos)	89034.185	7527.445
<b>VAN</b>	348936.2	184678.74
<b>Ta</b>	0.73	0.14
<b>Equivale en Años a:</b>	8 meses y 23 días	1 mes y 21 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.

### **3.5 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 ( $\text{CO}_2$ ) 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  $\text{CO}_2$  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 variante 1 de este trabajo, se dejan de expulsar al medio ambiente 582014.4 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 50.04 toneladas de combustible al año, significando esto un aporte fundamental para la economía del país.

### **3.6 Conclusiones.**

- Se propuso de manera práctica, la solución de las principales dificultades encontradas en el sistema así como su influencia en los altos niveles de pérdidas que actualmente tiene el circuito.
- Se mencionaron una serie de medidas con el fin de eliminar al máximo las pérdidas comerciales, así como también se analizaron dos variantes técnico - económicas para reducir el por ciento de pérdidas técnicas existentes.
- Se realizó el análisis económico de cada una de las variantes, encontrando su beneficio con respecto a las pérdidas de energía eléctrica y el costo inicial de cada una de ellas, además se tuvo en cuenta su impacto hacia el medio ambiente.

## **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 posteriores de las variantes analizadas.
- Se pudo determinar que la conversión de tensión es la variante más factible desde el punto de vista técnico-económico ya que se obtiene una mayor reducción de pérdidas técnicas representando un mayor ahorro al país.
- Se cumplió con la reducción del nivel de las pérdidas eléctricas en el circuito objeto de estudio logrando reducirse hasta un 3%.



## 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 nuestra provincia donde sea necesario.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- [1] ALMIRAL MESA, J. Temas de Ingeniería Eléctrica. Tomo I. Félix Varela. 2003.
- [2] ALMIRAL MESA, J. Temas de Ingeniería Eléctrica. Tomo II. Félix Varela. 2004
- [3] C. HAUG RAMÍREZ, *Redes y sistemas eléctricos*, 1987
- [4] CISNEROS VERDECIA R, RONDELL, P. Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el circuito # 1 de la UBE Moa. Trabajo de Diploma. ISMM 2007
- [5] DALE Power Systems. Manual de Operación.
- [6] DURÁN SALGADO, C D. Mejoras en el circuito de distribución N° 9 del municipio de Moa, Trabajo de Diploma. ISMM. 2010.
- [7] [http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria eléctrica y electrónica/conductores eléctricos](http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria%20el%C3%A9ctrica%20y%20electr%C3%B3nica/conductores%20el%C3%A9ctricos).
- [8] <http://www.globalsoluciones.cl>
- [9] LAURENCIO MATOS, C. Estudio de pérdidas eléctricas de los circuitos de Moa. Trabajo de Diploma. ISMM. 2005.
- [10] LEYVA ELÍAS R.A. Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Naranjal Municipio Mayarí. Trabajo de Diploma. ISMM. 2009.
- [11] MIRANDA BERNAL, H R. Estudio para la Disminución de las Pérdidas de energía eléctrica en el municipio de Sagua de Tánamo. Trabajo de Diploma. ISMM. 2004.

- [12] R. SABLÓN JAVIS, "Estrategia para la disminución de las pérdidas no técnicas en la UEB de Holguín," Trabajo de Diploma, Eléctrica, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Holguín, 2003.
- [13] SÁNCHEZ CONCEPCIÓN, E.M. Conversión de tensión de distribución primaria en los circuitos Tj46 y Tj47 en la ciudad de Puerto Padre. Trabajo de Diploma. ISMM. 2003.
- [14] SÁNCHEZ SÁNCHEZ, W.O, MORALES SORIANO, K E. Identificación y control de pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria. Guayaquil– Ecuador.2000
- [15] SUÁREZ GALINDO, D. Conversión de Tensión de 4.16/13.2 kV en los circuitos de distribución primaria de Mayarí. Trabajo de Diploma. ISMM. 2010
- [16] VELÁZQUEZ LEYVA Y Y. Evaluación del diseño, construcción y operación de las subestaciones de distribución caliente por 34.5kV en la provincia Holguín. Trabajo de Diploma. ISMM. 2010.

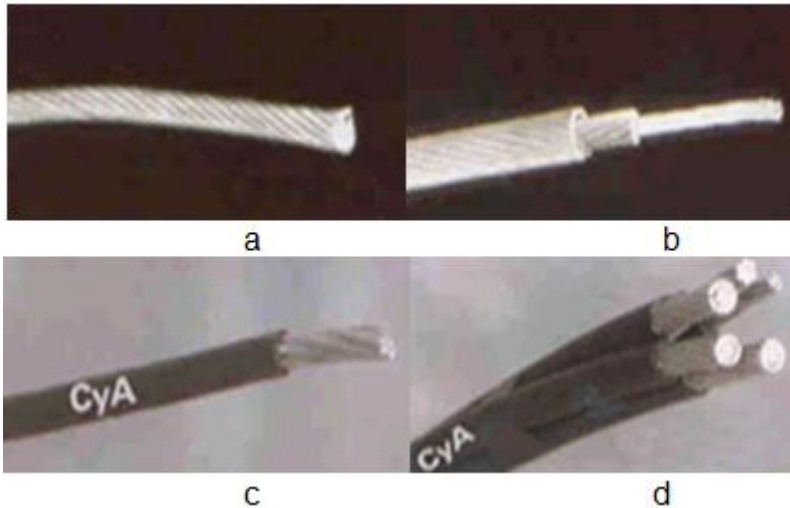
## ANEXOS:

### Anexo 1: Transformadores.



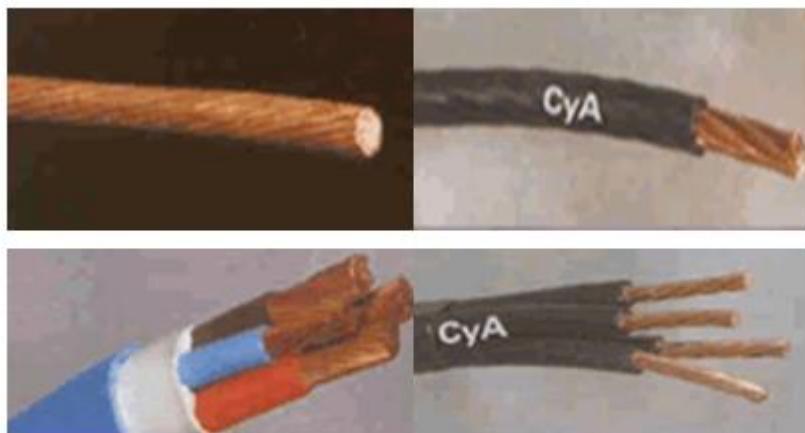
Transformadores de distribución de energía eléctrica.

## Anexo 2: Conductores.

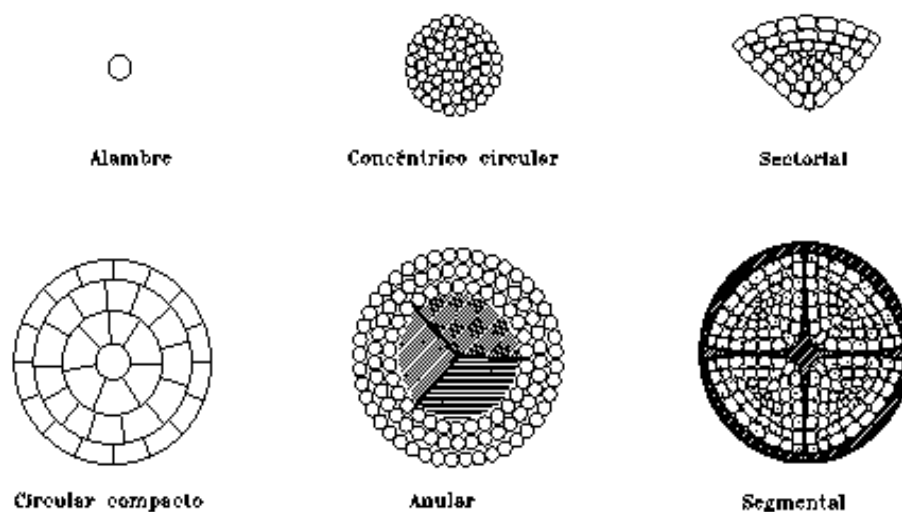


**Anexo 2.1:** Conductores a) Aluminio puro o aleación de aluminio desnudo, b) Aluminio puro o aleación de aluminio con alma de acero, c) Aluminio puro o aleación de aluminio aislado con PVC o XLPE, d) Preensamblados de aluminio aislados con XLPE.[7].

En el cobre usado en conductores eléctricos (Anexo 2.2), 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. También se construyen conductores de aluminio reforzado con acero para dar una mayor fortaleza al elemento como se muestra en la figura anterior.



**Anexo 2.2: Conductores de cobre. [7]**



**Anexo 2.3: Distintas formas de conductores.**

### Anexo 3: Pérdidas promedio en los transformadores.

#### Pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad.

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

#### **Anexo 4: Datos eléctricos de los conductores utilizados.**

##### **Tabla para conductores de aluminio con refuerzo de acero.**

F <sub>ec</sub> (mm <sup>2</sup> )	P (kg/km)	A (40°C y f=60Hz)	
		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: Mediciones según el Nu - Lec

### Mediciones de Potencia en las 24 horas de un día.

Hora inicio	Hora final	P(kW)	Q(kVAr)	S(kVA)
00	01	786.80	372.50	870.52
01	02	756.60	383.00	848.02
02	03	738.00	380.60	830.09
03	04	750.10	379.40	840.59
04	05	769.50	370.50	854.05
05	06	807.80	420.80	910.83
06	07	896.30	429.70	993.98
07	08	932.00	441.00	1031.07
08	09	949.60	434.80	1044.41
09	10	970.40	445.10	1067.61
10	11	996.40	440.30	1089.35
11	12	1085.20	462.00	1179.45
12	13	1123.50	484.20	1223.40
13	14	1092.30	479.80	1193.03
14	15	951.80	458.10	1056.30
15	16	936.40	446.20	1037.27
16	17	1019.20	464.80	1120.18
17	18	1248.60	515.60	1350.87
18	19	1334.90	642.50	1481.47
19	20	1305.40	592.30	1433.49
20	21	1222.50	496.40	1319.44
21	22	1176.90	443.60	1257.66
22	23	1056.30	480.50	1160.45
23	24	830.30	398.60	921.02

## Anexo 6: Datos del circuito.

### Datos del circuito

Código	Dirección	Conexión	Voltaje salida	Tipo salida	Capacidad	Conect. a la Fase	Servicios Cantidad clientes
MB-182	Ojo de Agua	Monofásica	120/240	Secundaria	25	C	12
MB-183	Ojo de Agua	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	A	23
MB1008	Ojo de Agua	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	B	24
MB-184	Bombeo (Arroyo el Palo)	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	A	17
	Bombeo (Arroyo el Palo)	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	B	19
	Bombeo (Arroyo el Palo)	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	C	16
MB-185	Ojo de agua	Monofásica	120/240	Secundaria	15	A	18
MB1001	Ojo de agua	Monofásica	120/240	Secundaria	10	A	9
MB-186	Calle 5ta por la tienda	Monofásica	120/240	Secundaria	50	A	101
MB-938	Calle 3ra Guerrita	Monofásica	120/240	Secundaria	50	C	22
MB-187	Calle 1ra final Guerrita Norte	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	B	23
MB-1014	Calle 1ra final Guerrita Norte	Monofásica	120/240	Secundaria	50	C	75
MB-188	La Ceiba # 117 (a la calle 9na)	Monofásica	120/240	Secundaria	25	B	59
MB-189	Detrás del punto de control	Monofásica	120/240	Secundaria	10	B	29
MB-190	Antes del MICONS	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	23
MB-191	ECOI 19 Oficinas	Monofásica	120/240	Secundaria	50	B	19
MB-192	ECOI 19 Oficinas talleres	Trifásica	240/480	Exclusivo	25	A	16
	ECOI 19 Oficinas talleres	Trifásica	240/480	Exclusivo	25	B	23
MB-193	Entrada de Castillito	Monofásica	120/240	Secundaria	5	C	8
MB-939	Calle 3ra Chavaleta	Monofásica	120/240	Secundaria	50	C	35
MB1080	Calle 2da # 36 Chavaleta Valle2 Div	Monofásica	120/240	Secundaria	50	B	32
MB-202	Calle 2da Chavaleta	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	22
MB-205	Bombeo Valle II	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	A	Trifásico
	Bombeo Valle II	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	B	

*Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*

	Bombeo Valle II	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	C	
MB-212	Bombeo Bilbao 1	Trifásica	240/480	Exclusivo	25	A	Trifásico
	Bombeo Bilbao 1	Trifásica	240/480	Exclusivo	25	C	
MB-213	Bombeo Bilbao 2	Trifásica	240/480	Exclusivo	250	ABC	
MB-214	Calle 2da	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	C	17
MB-863	Calle 2da	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	A	11
MB-867	Calle 7ma (Mateo Sánchez)	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	B	10
MB-216	Calle 9na # 20 (Mateo Sánchez)	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	A	17
MB-868	Calle 9na (Mateo Sánchez)	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	A	12
MB-217	Calle 7ma # 12 (Mateo Sánchez)	Monofásica	120/240	Secundaria	25	C	14
MB-865	Calle 7ma (Mateo Sánchez)	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	19
MB-866	Calle 8va (Mateo Sánchez)	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	16
MB-218	Bombeo Manglito	Monofásica	240/4/80	Secundaria	50	A	88
	Bombeo Manglito	Monofásica	240/4/80	Secundaria	50	C	Trifásico
MB-219	Calle 1ra # 37Mateo Sánchez	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	13
MB-220	Escuela primaria Mateo Sánchez	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	A	24
MB-221	Manglito 1er transformador	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	12
MB-222	Manglito Barrio los pecadores	Monofásica	120/240	Secundaria	25	B	25
MB-780	Bombeo Sensa (Manglito)	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	B	Trifásico
	Bombeo Censa (Manglito)	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	C	
MB-223	Entronque de la Herradura	Monofásica	120/240	Secundaria	50	C	28
MB-224	Herradura los Costilla	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	B	22
	Herradura los Costilla	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	C	15
MB-225	Herradura Nicanor	Monofásica	120/240	Secundaria	25	C	23
MB-226	Escuela primaria la Herradura	Monofásica	120/240	Secundaria	25	B	16
MB-227	Cooperativa la Herradura	Monofásica	120/240	Secundaria	50	C	27
MB-228	Los Guayos	Monofásica	120/240	Secundaria	50	B	33
MB-229	Cooperativa los Guayos	Monofásica	120/240	Secundaria	15	C	13
MB-230	Bombeo los Guayos	Trifásica	240/480	Exclusivo	25	B	Trifásico

*Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí.*

*Autor: Gustavo Rafael Fernández Martín*

	Bombeo los Guayos	Trifásica	240/480	Exclusivo	25	C	
MB-732	Bombeo MICROYET	Trifásica	240/480	Exclusivo	15	A	
	Bombeo MICROYET	Trifásica	240/480	Exclusivo	15	B	Trifásico
	Bombeo MICROYET	Trifásica	240/480	Exclusivo	15	C	
MB-1165	Calle 9na Chavaleta	Monofásica	120/240	Secundaria	10	B	32
MB-769	Calle 9na Chavaleta	Monofásica	240/480	Secundaria	25	B	12
MB-770	CPA Bastión 86	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	A	Trifásico
	CPA Bastión 86	Trifásica	240/480	Exclusivo	50	C	
MB-889	Calle 4ta Chavaleta	Trifásica	120/240	Secundaria	100	ABC	14
MB-994	Guerrita sur	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	18
MB-995	Guerrita sur final	Monofásica	120/240	Secundaria	10	C	12
MB-206	Calle 1ra Franco	Monofásica	120/240	Secundaria	50	A	52
MB-1035	Callejón Jovino	Monofásica	120/240	Secundaria	25	C	23
MB-1036	Callejón Jovino 2do transf	Monofásica	120/240	Secundaria	25	C	22
MB-210	Bodega Franco	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	19
	Bodega Franco	Monofásica	120/240	Secundaria	10	C	17
MB-1156	Franco	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	B	15
MB-888	Tienda Arroyo Hondo	Monofásica	120/240	Secundaria	50	B	28
MB-203	Pre Valle 2	Delta abierta	120/240	Exclusivo	15	A	Trifásico
	Pre Valle 2	Delta abierta	120/240	Exclusivo	15	C	
MB-204	Laboratorio Valle 2	Monofásica	120/240	Exclusivo	15	A	
MB-736	Bombeo banco de semilla	Delta abierta	240/480	Exclusivo	100	A	Trifásico
	Bombeo banco de semilla	Delta abierta	240/480	Exclusivo	50	B	
MB-1023	Calle 1ra Chavaleta	Monofásica	120/240	Secundaria	50	A	45
MB-201	Calle 1ra Chav	Monofásica	120/240	Secundaria	50	C	43
MB-904	Calle 11 Chav	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	32
MB-1242	Calle 1ra Chav	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	C	21
MB-200	Calle 4ta Chav	Monofásica	120/240	Secundaria	50	A	44
MB-198	Calle 3ra Chav	Monofásica	120/240	Secundaria	25	C	23
MB-1241	Calle 1ra Chav frente bodega	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	A	40
MB-1157	Calle 3ra Chav	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	C	36
MB-199	Calle 1ra Chav	Delta abierta	120/240	Secundaria	25	A	38

	Calle 1ra Chav	Delta abierta	120/240	Secundaria	15	B	26
MB-1158	Calle 3ra Chav	Delta abierta	120/240	Secundaria	50	C	18
MB-197	Calle 1ra Chav	Delta abierta	120/240	Secundaria	50	C	100
MB-1079	Calle 1ra Chav	Delta abierta	120/240	Secundaria	50	B	40
MB-194	Por casa de pollo	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	A	26
MB-195	Calle 1ra Chav	Trifásica	120/240	Exclusivo	50	A	16
	Calle 1ra Chav	Trifásica	120/240	Exclusivo	25	B	38
MB-196	Fábrica de Mosaicos	Trifásica	240/480	Exclusivo	37,5	A	Trifásico
	Fábrica de Mosaicos	Trifásica	240/480	Exclusivo	37,5	B	
MB-207	Franco después de la tienda	Monofásica	120/240	Secundaria	15	B	14
MB-1238	Franco	Monofásica	120/240	Secundaria	25	B	20
MB-209	Franco, subida de la Loma	Monofásica	120/240	Secundaria	25	A	17
MB-211	Tienda Arroyo Hondo	Monofásica	120/240	Secundaria	37,5	B	98

## **Anexo 7: Esquema monolineal del circuito.**

## Anexo 8: Precio de los recursos utilizados.

Recursos	Precios (MN)	
	A 4.16 kVA	A 13.8 kVA
Transformador de 2500 kVA	8901.99	48560.39
Transformador de 5 kVA	746.66	731.80
Transformador de 10 kVA	437.38	257.72
Transformador de 15 kVA	292.48	336.0
Transformador de 25 kVA	193.03	380.48
Transformador de 37.5 kVA	805.01	457.66
Transformador de 50 kVA	645.83	971.24
Transformador de 100 kVA	1363.29	1742.88
Transformador de 250 kVA	7373.31	3043.11
Pararrayos	12.21	50.75
Droup-out	7.65	48.45
Combustibles	MN/Litro	
Diesel	1.00	
B - 83	0.94	
Especial	1.13	

## Conductores Utilizados

Conductores	U/M	Precio (MN)	Equivalencia en (m)
ASCR 35 mm <sup>2</sup>	1kg	3.40	6
ASCR 50 mm <sup>2</sup>	1kg	4.59	5
AAAC78 mm <sup>2</sup>	1kg	6.61	3

## Salario de los trabajadores

Salario (Pesos)		Aportan	Por ser
566		5%	Empresa en perfección
		12.5%	Contribución social
Total	\$183.95	15%	Impuesto de fuerza