



INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
"Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ"
FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

*Trabajo de Diploma en Opción al
Título
De
Ingeniero Eléctrico*

**TEMA: ANÁLISIS PARA LA DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LOS
CIRCUITOS BÁGUANO 1 Y 2.**

AUTOR: ALCIDES LABORDE GALBAN

Tutor: M.Sc. Odalys Robles Laurencio.

Consultante: Ing. Rikiel Cisnero Verdecia.

Curso 2013-2014

"Año 56 de la Revolución"



Declaración de Autoridad

Yo, Alcides Laborde Galban, autor de este trabajo de diploma con título: “Análisis para la disminución de pérdidas técnicas en los circuitos Báguano 1 y 2”, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Alcides Laborde Galban

Diplomante

Ing. Rikiel Cisnero Verdecia

Consultante

M.Sc. Odalys Robles Laurencio

Tutor

Pensamiento



“Debemos preocuparnos por prestar servicios con eficiencia y óptima calidad, y simultáneamente producir al nuevo hombre que construye y crea la nueva Sociedad Socialista, que es el hombre que produce, sirve, dirige, controla y supervisa. Hace falta tener control y supervisión para prestar servicios con eficiencia.”

Ernesto Che Guevara



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.



Agradecimientos

A todas las personas que de una forma u otra me han ayudado en la realización de este trabajo.

En especial a mis tutores por guiarme en esta tarea, orientarme siempre que los necesité y que hicieron suya esta investigación.

A mis compañeros de estudio.

A mis padres, hermana y especialmente a mi hijo que es la fuerza que me inspira a seguir siempre adelante.

A mi novia por estar siempre a mi lado.

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.

Resumen

En este trabajo se realizó un estudio para disminuir las pérdidas técnicas que presenta la OBE municipal de Báguano en las líneas de distribución primarias de los circuitos Báguano 1 y Báguano 2, destacando que estos son los únicos circuitos que quedan en el municipio con un nivel de tensión de 4,16 kV, lo que impide que sus clientes se puedan alimentar desde otras subestaciones aumentando el tiempo de interrupción por usuario en caso de averías lo que implica una desventaja a la hora de brindar un buen servicio a la población.

Para conocer el nivel de las pérdidas técnicas actuales en los circuitos de distribución primaria objetos de estudio y realizar una comparación con las pérdidas técnicas después de aplicada la variante de estudio se utilizó el software Radial 7.7 el cual está confeccionado para este propósito.

Después de realizado el estudio en los circuitos de Báguano1 y Báguano2 se proponen variantes para disminuir los valores de pérdidas técnicas con el objetivo de obtener un estado óptimo o de excelencia en este indicador.

Summary

In this work is carried out a study the technical losses that the municipal OBE of Báguano presents in the primary distribution lines of the circuits Báguano 1 and Báguano 2 to diminish, highlighting that these they are the only circuits that are in the municipality with a level of tension of 4,16 kV, what prevents their clients to feed from other substations increasing the time of interruption for user in the event of mishaps what implies a disadvantage when offering a good service to the population.

To know the level of the current technical losses in the circuits of distribution primary study objects and to carry out a comparison with the technical losses after having applied the study variant it was used the Radial software 7.7 which is made for this purpose.

After having carried out the study in the circuits of Báguano 1 and Báguano 2 they intend variants to diminish the values of technical losses with the objective of obtaining a good state or of excellence in this indicator.

Tabla de contenido

Declaración de Autoridad	I
Pensamiento	II
Dedicatoria	III
Agradecimientos.....	IV
Resumen	V
Summary	VI
Introducción General	1
Situación Problémica.....	3
Problema	3
Objetivo general	3
Objetivos específicos	3
Objeto de estudio	4
Campo de acción	4
Tareas	4
Capítulo 1 Marco Teórico.....	5
1.1 Introducción	5
1.2 Caracterización de los circuitos.....	5
1.3 Mejoras en las redes de distribución.....	5
1.4 Revisión de trabajos precedentes.....	5
1.5 Fundamentación teórica.....	7
1.5.1 Algunos conceptos a tener en cuenta	7
1.5.2 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica.....	8
1.5.3 Partes fundamentales de un sistema eléctrico.....	10
1.5.4 Clasificación de los consumidores de energía eléctrica.....	11
1.5.5 Elementos sobre redes de 4,16 kV y 13,8 kV.....	13
1.6 Conclusiones del capítulo.....	16
Capítulo 2 Análisis de variantes.....	18
2.1 Introducción.....	18
2.2 Pérdidas técnicas en líneas aéreas.....	18

VII

2.3 Pérdidas en transformadores.....	21
2.4 Número de interrupciones de los clientes.....	22
2.5 Selección de los conductores.....	23
2.5.1 Método de la densidad económica de corriente.[7].....	24
2.5.2 A través de la corriente de cálculo.[4].....	24
2.6 Optimización del factor de potencia.....	26
2.7 Cambio de tensión.....	27
2.7.1 Métodos para el cálculo de las pérdidas de energía.....	28
2.7.2 Resultados de la simulación.....	31
2.7.3 Cálculo de las pérdidas de energía.....	31
2.8 Descripción del software utilizado en la simulación de los circuitos.....	33
2.9 Conclusiones del capítulo.....	35
Capítulo 3 Análisis de los resultados.....	36
3.1 Introducción.....	36
3.2 Metodología para el cálculo económico de la investigación.....	36
3.3 Análisis económico de la sustitución de conductores.....	39
3.3.1 Tiempo de amortización de la inversión.....	40
3.4 Análisis económico de la conversión de tensión.....	40
3.4.1 Tiempo de recuperación de la inversión.....	42
3.4.2 Valor actual neto.....	43
3.5 Impacto al medio ambiente.....	43
3.6 Conclusiones del capítulo.....	44
Conclusiones generales.....	
Recomendaciones.....	
Bibliografía.....	
Anexos.....	

Introducción General

La energía eléctrica es indispensable para el desarrollo de la sociedad y por ende para el desarrollo científico técnico de cualquier país, pero su generación es costosa producto a que la principal fuente son los recursos no renovables de energía como el petróleo. Nuestro país no tiene grandes reservas de este combustible fósil por lo que requiere de su importación lo cual nos afecta en gran medida producto al alto precio en el mercado mundial por lo que es necesario reducir al mínimo las pérdidas de energía eléctrica en nuestras redes de suministro eléctrico. El consumo anual de combustible (petróleo) en el país asciende a unos 6 millones de toneladas y de ellos el 55 % se destina a la generación de electricidad en termoeléctricas, el resto se emplea fundamentalmente en los procesos de combustión en hornos y calderas de la industria azucarera, química, del níquel, del papel, del cartón y del cemento, entre las más significativas, además de utilizarse en el transporte marítimo de la flota mercante.

Existen otras variantes para la obtención de energía eléctrica como es el caso de la utilización de fuentes de energía renovables tales como la energía eólica, solar-fotovoltaica, hidráulica y biomasa, las cuales tienen la característica de no ser perjudiciales para el medio ambiente ya que no emiten monóxido de carbono (CO₂) a la atmósfera que es el mayor causante del efecto invernadero. Actualmente en nuestro país se hace uso de estos recursos con la instalación de parques eólicos en Matanzas, Cayo Coco y Gibara (Gibara 1 y Gibara 2) con una capacidad instalada de 30 MW, 6 MW, 5.1 MW y 4.5 MW, respectivamente. Cerca de 150 micro y miniplantas hidroeléctricas han sido instaladas, la mayoría de ellas entregan electricidad al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y otras suministran electricidad a pequeños poblados no conectados a la red eléctrica nacional. Más de tres mil sistemas autónomos fotovoltaicos han sido montados para el suministro de consultorios médicos, escuelas, hospitales y centros sociales en áreas rurales no conectadas al SEN. El uso de generación de electricidad por medio de recursos renovables es barato, además del impacto medio ambiental positivo que tiene para nuestro planeta, sin embargo el alto costo de la instalación inicial constituye un problema en el orden económico para la mayoría de los países.

Esta Revolución ha llevado la electricidad a todos los rincones del país y ha asegurado el suministro de energía a puntos vitales como hospitales, policlínicos, panaderías, centros de elaboración, bombeo de agua a la población, etcétera.

En 1997, mediante el Programa de Ahorro de Electricidad en Cuba (PAEC), se logró orientar al pueblo, en la aplicación de medidas sistemáticas y prácticas de ahorro para la reducción de los consumos y de la demanda en el horario pico. Nuestro país ha llevado a cabo la tarea de realizar una campaña contra el consumismo de los recursos energéticos, a la que se le denominó Revolución Energética, cuyas bases son, el ahorro y la eficiencia, como principal estrategia.

A nivel nacional se han realizado mejoras en las redes de distribución, urgidas de una revitalización para disminuir las pérdidas de energía eléctrica y prestar un servicio con calidad y eficiencia a nuestro pueblo y fundamentalmente el ahorro de combustible.

Situación Problemática.

Dentro de los circuitos de distribución primaria de la Empresa Eléctrica de Báguano que presentan mayores niveles de pérdidas eléctricas están Báguano 1 y 2, lo que incide de forma negativa en el objetivo de alcanzar un indicador de pérdidas de energía eléctrica dentro de los rangos permisibles en la UEB. Como promedio en un año se consume en el territorio alrededor de 36 307.53 MWh/Año del cual se pierden 3 325.6 MWh/Año lo que representa el 9.16 %, del cual alrededor del 8 % corresponde a las pérdidas técnicas.

El nivel de tensión existente (4.16 kV) limita la prestación del servicio eléctrico a los clientes en caso de interrupciones producto a que no se puede realizar el enlace con circuitos de subestaciones adyacentes de 13.8 kV implicando el aumento del tiempo de interrupción por usuario.

Problema

Las pérdidas técnicas de los circuitos Báguano 1 y 2 inciden negativamente en los niveles de pérdidas de energía eléctrica de la Empresa Eléctrica de Báguano, lo que impide alcanzar resultados óptimos en este indicador.

Objetivo general

Disminuir el nivel de las pérdidas técnicas en las líneas de distribución primaria en los circuitos 1 y 2 del municipio Báguano.

Objetivos específicos

- Establecer la base teórica para el desarrollo del tema.
- Caracterizar y modelar los circuitos objetos de estudio.
- Determinar los niveles de pérdidas técnicas actuales y posteriores para las variantes escogidas.
- Determinar desde el punto de vista técnico-económico la variante más factible.



Hipótesis

Si se realiza un estudio para la aplicación de variantes que conlleven a la disminución de pérdidas técnicas es posible determinar la variante más factible tanto técnica como económica para disminuir el nivel de dichas pérdidas en las líneas de distribución primaria de los circuitos Báguano 1 y 2.

Objeto de estudio

Circuitos de distribución primaria del municipio Báguano.

Campo de acción

Disminución de pérdidas técnicas en sistemas de distribución primaria.

Tareas

1. Realizar análisis bibliográfico.
2. Actualizar los circuitos objeto de estudio.
3. Realizar simulaciones en el software Radial 7.7.
4. Realizar la valoración económica.

Capítulo I

Capítulo 1 Marco Teórico.

1.1 Introducción

En este capítulo abordaremos sobre los distintos aspectos y consideraciones a tener en cuenta para la realización del trabajo en cuanto a los conocimientos teóricos necesarios.

1.2 Caracterización de los circuitos.

Los circuitos de distribución primaria objetos de estudio (Báguano 1 y 2) poseen una longitud de 20 km y 10,642 km de línea respectivamente por donde circula un nivel de tensión de 4.16 kV. Se utilizan conductores tanto de aluminio como de cobre en la distribución de la energía eléctrica. Poseen un total de 104 transformadores monofásicos reductores de diferentes potencias como son: 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA, 37.5 kVA, 50 kVA y 75 kVA. Su subestación principal consta con un transformador trifásico reductor de una capacidad de 2 500 kVA. Cabe destacar la existencia de cargas residenciales y mixtas donde predominan las cargas residenciales. Ambos circuitos cuentan con dispositivos modernos de protección permitiendo realizar mediciones en la cabecera de la línea. Presentan un total de 17581 clientes.

1.3 Mejoras en las redes de distribución.

Un esquema o configuración dado compuesto de determinadas plantas, subestaciones y líneas, solo es capaz de prestar servicio adecuado durante un período de tiempo determinado, requiriendo, al cabo del mismo su ampliación o modificación en todos los niveles. Existen diferentes formas de realizar modificaciones en sistemas radiales y sistemas complejos. En sistemas radiales podemos sustituir conductores, dividir circuitos a través de nuevas subestaciones, emplear mayor tensión y emplear medios de regulación de tensión como condensadores y reguladores.[3]

1.4 Revisión de trabajos precedentes.

- En el trabajo “Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Naranjal, Municipio Mayarí”. Autor: Leyva Elías, R, Moa 2009 se realiza un estudio

minucioso de la red con respecto al circuito 2 de la ciudad de Mayarí, con el objetivo de evaluar el impacto de las mejoras eléctricas, auxiliado por el software Radial 7.7 confeccionado con el propósito de establecer una comparación entre las diferentes variantes propuestas. Por último se hizo el análisis técnico-económico de las variantes escogidas. Se llega a la conclusión de que el cambio de tensión es factible. Como deficiencia de este trabajo de diploma hago referencia a la cantidad de errores ortográficos y gramaticales, así como la falta de las unidades de medidas de las variables eléctricas de algunas de las tablas mostradas, al igual que la incorrecta utilización de ellas. No realiza el cálculo de la sección de los conductores sustituidos en el circuito.

- En el trabajo “Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el Circuito 1 de la UEB Moa”. Autor: Cisneros Verdecia, R y Rhondel Devyn A. Philip, Moa 2007 se realizó un estudio detallado de las pérdidas eléctricas del circuito 1, así como su definición y forma de expresarlas. Se proponen varias mejoras para reducir los niveles de pérdidas de energía eléctrica en la red. Se caracterizó el circuito primario, se realizaron los levantamientos de las cargas para la actualización del monolineal. Además se hizo una valoración económica de las variantes propuestas. No se realiza el cálculo de la sustitución de los conductores propuestos.
- En el trabajo “Estudio de métodos y modelos para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución secundarias”. Autor: Almarales Almarales, Lázaro G, Moa 2012 se hace un análisis de diferentes métodos matemáticos para el cálculo de las pérdidas técnicas tanto en redes de distribución secundarias como en redes de distribución primarias.
- En el trabajo “Conversión de Tensión de 4.16/13.2 kV en los circuitos de distribución primario de Mayarí”. Autor: Suárez Galindo, D se realizó un estudio detallado para la disminución de las pérdidas técnicas en los circuitos objeto de estudio a través de la conversión de tensión llegando a la conclusión de que el cambio es técnico y económicamente factible. En el trabajo no se plantea la situación problemática, ni el problema de la investigación. No se realiza el análisis de otro método para establecer una comparación y determinar el más factible.

1.5 Fundamentación teórica.

La energía eléctrica actualmente es vital para el desarrollo de cualquier país, esta energía no puede ser almacenada, por tanto tiene que ser producida y distribuida de acuerdo al nivel de consumo que haya en un momento determinado.

1.5.1 Algunos conceptos a tener en cuenta

Sistema eléctrico.

Podemos definir como sistema eléctrico al conjunto de plantas generadoras de energía eléctrica que enlazadas por líneas de transmisión, distribución, y subestaciones transformadoras, se ocupa de producir y entregar a los consumidores las cantidades necesarias de energía eléctrica que los mismos requieren.[7]

Red eléctrica.

Una red eléctrica está compuesta por todos los elementos que componen la generación, transmisión y distribución de dicha energía.[7]

Pérdidas técnicas.

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

Las pérdidas de energía eléctrica obedecen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, provocado por los parámetros que caracterizan a las redes y subestaciones, por las características de los materiales y equipos empleados y por las condiciones de operación existentes en el entorno (medio ambiente: contaminación, lluvia, etc.). Dentro de éstos fenómenos podemos citar: el efecto Corona y el efecto Joule.

La magnitud de las pérdidas estará en función de la carga a la que suministren energía, como sabemos, la carga es de magnitud variable, y como las pérdidas están en función de la intensidad de corriente suministrada, entonces los valores de las pérdidas también

variarán; siendo mayores en las horas de máxima demanda. También debemos considerar la naturaleza de la carga, que en la mayoría de los casos es de carácter inductivo, lo que provoca un desfase del vector corriente, respecto al vector tensión. Eso debido al consumo de potencia reactiva, requerida por los aparatos que contienen elementos inductivos, necesarios para establecer corrientes de magnetización.

Los parámetros eléctricos: Resistencia, Inductancia y Capacitancia; son los que nos permitirán cuantificar las pérdidas de potencia y energía; puesto que la resistencia es una oposición al paso de la corriente y la inductancia y capacitancia nos producen efectos reactivos conocidos como la reactancia inductiva y capacitiva respectivamente; y que juntos producen las pérdidas técnicas de energía.[8]

Pérdidas no técnicas

En las grandes etapas de gestión de clientes que son: suministrar, identificar, medir, facturar y cobrar, se producen anomalías de diversos tipos y por causas diferentes, las que dan origen a pérdidas eléctricas comerciales y financieras, las que se agrupan bajo la denominación de pérdidas no-técnicas, debido a que su existencia no obedece al normal proceso físico de transporte y suministro de energía eléctrica, más bien debido a los errores y deficiencias que se producen durante el registro, facturación y recaudo de la energía eléctrica consumida.[8]

1.5.2 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica.

Las pérdidas de energía se pueden clasificar según su origen y su variación en función de ciertos parámetros. Así tenemos:

Según su origen

- Pérdidas Técnicas: Obedecen a las condiciones propias de las instalaciones, del manejo y transporte de la energía.

Las pérdidas técnicas a su vez se pueden clasificar:

- Por el tipo de pérdidas: Obedece a la parte y proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así tenemos:
 - a) Pérdidas por transporte: producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución primarias y secundarias.

b) Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de AT/AT, AT/MT y MT/BT y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.

c) Pérdidas en las mediciones: producidas en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones.

➤ Por la causa de las pérdidas: se agrupan de acuerdo a tres causas, que son bien conocidas:

a) Pérdidas por efecto corona: el efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno. Está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Tal circulación producirá un incremento de temperatura en el gas, que se tornará de un color rojizo para niveles bajos de temperatura, o azulado para niveles altos.

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

c) Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis: la histéresis es la tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado por ejemplo la histéresis magnética, al magnetizar un ferromagneto éste mantiene la señal magnética tras retirar el campo magnético que la ha inducido. Las corrientes parásitas también conocidas como Corrientes de Eddy o "Corrientes torbellino" se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor. Estas corrientes circulares crean electroimanes con campos magnéticos que se oponen al efecto del campo magnético aplicado. Cuanto

más fuerte sea el campo magnético aplicado, o mayor la conductividad del conductor, o mayor la velocidad relativa de movimiento, mayores serán las corrientes de Foucault y los campos opositores generados.

- Pérdidas No - Técnicas: son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Considerando el origen de las pérdidas, como criterio de clasificación, tenemos:
 - a) Por robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa eléctrica.
 - b) Por fraude: realizado por clientes de la empresa eléctrica con la finalidad de reducir su consumo real.
 - c) Por mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa, pueden ser: errores de lectura, clientes sin identificación comercial, falta de registro de los consumos propios, retrasos de facturación, errores en los factores de multiplicación de equipos de medición, equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados para el tipo de cliente, medidores fuera de curva (en retraso), demoras en las reconexiones de servicios, suspensiones erróneas, etc.

Según su variación

- Pérdidas fijas: son aquellas cuya variación dependen en un segundo orden de la demanda, a tal punto de considerarles fijas, así tenemos:
 - a) Pérdidas por efecto corona.
 - b) Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.
- Pérdidas variables: son aquellas que dependen de la variación de la demanda, así tenemos:
 - a) Pérdidas por efecto joule.

1.5.3 Partes fundamentales de un sistema eléctrico.

Estaciones generadoras

Es donde se transforma la energía mecánica (cinética) en eléctrica mediante un sistema de motor primario-generator.[4]

Líneas de transmisión y Subtransmisión.

Son los enlaces entre las estaciones generadoras y los sistemas de distribución y grandes consumidores industriales, en Cuba actualmente hay 220 kV y 110 kV en transmisión, y en subtransmisión 33 kV y 13.2 kV.[4]

Líneas de distribución.

Son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, industria, etcétera) con las líneas de transmisión y/o subtransmisión. En Cuba las líneas primarias son de 2.4 kV, 4.16 kV, 6.7 kV y 13.2 kV y en las secundarias de 230, 460, 230/115, 200/115, 120/208. Por su ubicación pueden ser aéreas, soterradas o mixtas.[4]

Subestaciones de transformación.

Son las encargadas de elevar la tensión de generación para transmitirlo a grandes distancias y también bajarlo a diferentes niveles para su distribución y consumo. A su vez son instalaciones costosas que constan no sólo del transformador y las entradas y salidas de la energía, sino de sistemas complejos de protección y medición. Pueden ser del tipo atendidas, donde se requiere de personal para realizar las manipulaciones y mediciones, y no atendidas, si sus equipos funcionan automáticamente.[4]

1.5.4 Clasificación de los consumidores de energía eléctrica.

- Residenciales
- Industriales
- Comercial y de Servicios

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

Primera categoría.

Aquellos consumidores para los cuales la interrupción del servicio eléctrico origina peligro para la vida de las personas o considerables pérdidas para la economía del país. Poseen dos fuentes de alimentación. El tiempo que se permite estar sin suministro eléctrico debe corresponder con la demora de la entrada automática de la reserva.[4]

Segunda categoría.

Se agrupan aquellos consumidores para los cuales la interrupción del suministro de energía eléctrica acarrea dificultades en la producción, el transporte, en el normal desarrollo de una cantidad significativa de habitantes. El tiempo de interrupción del servicio es el que le llevaría al personal de guardia o brigada en conectar la alimentación de reserva. Consumidores para los cuales la interrupción del suministro de energía eléctrica limita las producciones.[4]

Tercera categoría.

Son todos los consumidores restantes, para ellos se permite una interrupción de tiempo necesario para efectuar las reparaciones o cambios a elementos dañados de la red.[4]

Las redes eléctricas se clasifican según su configuración en:

- **Radiales.**
- **En lazo.**
- **Con maya o red.**

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

- **Radial:** Red radial es aquella en que la corriente tiene una sola trayectoria desde la subestación de transmisión o subtransmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta la carga dada. El mismo posee ventajas como simplicidad y bajo costo inicial de la inversión (relativamente). Este a la vez tiene desventajas como falta de continuidad del servicio ante perturbaciones y fallas, debe saberse que más del 80% de las perturbaciones en las líneas son temporales y pueden desaparecer solas.[7]
- **Lazo:** Se utiliza donde la zona de densidad de la carga (kW/m^2) es media o algo grande. Al mismo tiempo tiene dos formas básicas, una para mejorar la calidad del servicio y la otra para aumentar la confiabilidad.[7]
- **Malla:** Existen dos versiones, uno con malla en el secundario y el otro con malla en el primario. Este sistema de distribución es más confiable y de mejores características de regulación de tensión pero es el más costoso. Se

usa exclusivamente en zonas de gran densidad de carga y generalmente es soterrado. También en importantes plantas donde la regulación de tensión, la flexibilidad de la operación y continuidad del servicio son de vital importancia.[7]

1.5.5 Elementos sobre redes de 4,16 kV y 13,8 kV.

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

La estructura

Es la encargada de soportar el peso de las líneas, de los aisladores y de los conductores. Estas pueden ser de acero, hormigón, madera o plásticas aunque el material a utilizar depende de muchos factores como la abundancia en el país del material a utilizar, la importancia de la carga, la tensión y la separación necesaria o más conveniente entre torres. Con referencia a Cuba el material comúnmente utilizado es madera u hormigón para niveles de tensión de 2,4 kV a 23 kV, hormigón, acero y madera para 110 kV y acero para 220 kV.

Existen diferentes tipos de estructuras como las del tipo A, B, C, D, E y las combinaciones de ellas de acuerdo a las características del circuito, por ejemplo para tramos de líneas curvas se utiliza el tipo B, porque este tipo de estructura permite mantener un adecuado aislamiento y una distancia constante entre las líneas a pesar de la curvatura y para tramos de líneas rectas del sistema se dispone la utilización del tipo A.[7]

El Conductor.

El conductor en la distribución puede aparecer en forma de cable y en los alimentadores secundarios en forma de alambres. En este caso se encuentran fundamentalmente conductores de aluminio reforzado con acero y en menor proporción de cobre. Los primeros son conductores de aluminio trenzados en capas simétricas sobre un alma de acero con una tensión mecánica de rotura de 340-380 N/mm. Por su parte los conductores de cobre por su característica son los más

estables, es cuatro veces más fuerte a la tensión mecánica que el aluminio pero por su alto costo inicial nos obliga a utilizarlo solamente cuando su uso sea imprescindible, por esta razón el conductor más utilizado es el aluminio.[7]

Aisladores.

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

Los aisladores están compuestos por materiales tales como vidrio, porcelana o plásticos resistentes a cambios atmosféricos.[7]

Las ventajas de los aisladores de suspensión son:

- a) El mismo tipo de aislador puede servir para diferentes niveles de tensión, variando el número de unidades.
- b) Posibilidad de tramos mayores entre postes porque soporta una carga mayor que los de pedestal.
- c) Facilidad en la instalación de los conductores porque se hace de abajo hacia arriba.

Las desventajas de los aisladores de suspensión son:

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

Algunas características de los aisladores de pedestal para 15 kV son:

102mm de ancho

292mm de altura

7,7 Kg de peso

34,5 kV de tensión máxima

241mm de distancia del arco

Algunas características de los aisladores de suspensión para 15 kV son:

Un peso de 3,4Kg.

215mm de distancia del arco.



Crucetas.

Son diseñadas para soportar una carga vertical, en este caso el aislador de pedestal. Se construyen principalmente de acero galvanizado y/o madera y su longitud depende del nivel de la tensión donde se valla a utilizar. Para 13,8 kV estas poseen una longitud de 8 pies (2,43 m) mientras que para 4,16 kV son de 4 pies (aproximadamente 1,21m).



1.6 Conclusiones del capítulo.

1. En este capítulo se realizó un estudio detallado sobre los elementos teóricos necesarios para el estudio de las pérdidas de energía eléctrica como es el caso de sus clasificaciones.
2. Se tuvieron en cuenta algunos conceptos importantes para desarrollar el estudio de las redes de distribución primarias así como las partes fundamentales de un sistema eléctrico, clasificación de las redes eléctricas y los elementos que la componen.
3. Además se hizo una caracterización de los circuitos objeto de estudio.

Capítulo II

Capítulo 2 Análisis de variantes.

2.1 Introducción.

Este capítulo tiene como objetivo básico el análisis y la modelación de los circuitos objeto de estudio (Báguano 1 y 2). El análisis partirá de las mediciones tomadas en el circuito por los dispositivos de protección y muestreo (NU-Lec), y la modelación se realizará con la ayuda de la herramienta informática Radial 7.7.

2.2 Pérdidas técnicas en líneas aéreas.

Estas se producen básicamente debido al efecto Joule, a la reactancia inductiva y al factor de potencia de carácter inductivo de la carga, que hace que circule potencia reactiva por las redes, incrementando de ésta manera las pérdidas técnicas. La reactancia capacitiva es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas del recorrido de las líneas, a menor longitud menor reactancia capacitiva. Con estas aclaraciones en nuestro análisis consideramos la resistencia y la reactancia inductiva, como los parámetros que nos ayuden a cuantificar dichas pérdidas. A continuación detallamos el método directo de evaluación de pérdidas, que está en función de los parámetros ya mencionados y de la corriente máxima, la caída de tensión y la longitud de los tramos.[4]

Método directo:

Consideremos la expresión de la caída de tensión:

$$\Delta V = I \cdot L(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (2.2.1)$$

Donde:

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

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

$I \rightarrow$ Intensidad de corriente en amperios.

$L \rightarrow$ Longitud en metros.

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

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

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

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

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

$$Xl = 2\pi f (0.50 + 4.605 \cdot \log_{10} DMG / RMG) 10^{-4} \quad (2.2.2)$$

Donde:

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

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

$RMG \rightarrow$ Radio medio geométrico en metros.

$f \rightarrow$ Frecuencia en Hz.

El valor de la resistencia:

$$Rf = R(1 + \partial \Delta T) \quad (2.2.3)$$

Donde:

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

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

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

Sea la caída porcentual de un tramo:

$$\% \Delta V = [(V_1 - V_2) / V_1] \cdot 100 \quad (2.2.4)$$

Donde:

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

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

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

La pérdida de potencia está dada por:

$$P = R \cdot I^2 \cdot L \quad (2.2.5)$$

De la siguiente ecuación tenemos la corriente:

$$I = \frac{\Delta V}{[L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)]} \quad (2.2.6)$$

Sustituyendo en la ecuación 2.2.5 tenemos:

$$P = \frac{[R \cdot \Delta V \cdot I \cdot L]}{[L(R \cos \varphi + X \sin \varphi)]} \quad (2.2.7)$$

$$P = \frac{[100 \cdot R \cdot \Delta V \cdot L \cdot V_1 \cdot I]}{[100 \cdot V_1 \cdot L (R \cos \varphi + X \sin \varphi)]} \quad (2.2.8)$$

$$P = \frac{[R \cdot VD \cdot K_w \cdot I]}{[100 (R \cos \varphi + X \sin \varphi)]} \quad (2.2.9)$$

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

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

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

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

$K_w \rightarrow$ Carga consumida del alimentador.

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

Sea el gráfico del balance de energía.

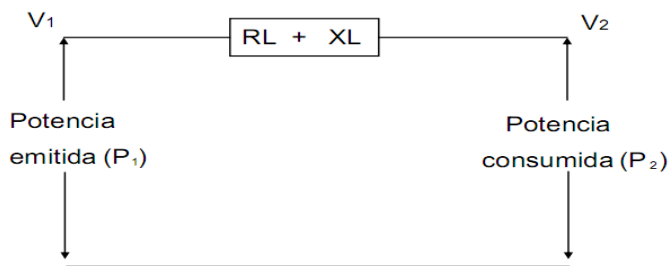


Figura 2.1: Gráfico el balance de energía.

De donde:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{(R_l + R_c)}; P_2 = \frac{V_2^2}{R_c}; R_c = \frac{V_2^2}{P_2} \quad (2.2.10)$$

$$P_1 = \frac{V_1^2}{\left(R_l + \frac{V_2^2}{P_2}\right)} \quad (2.2.11)$$

Debido a la demanda resistiva (consumidores residenciales y comerciales), podemos afirmar que:

$$R_c \gg R_l; R_l = 0$$

Con esta condición tenemos:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{V_2^2} \cdot P_2 \quad (2.2.12)$$

Finalmente obtenemos:

$$\%P' = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \cdot 100 \quad (2.2.13)$$

Donde:

$\%P' \rightarrow$ Pérdida de potencia porcentual.

$P_1 \rightarrow$ Potencia emitida al alimentador en kW.

$P_2 \rightarrow$ Potencia consumida por el alimentador en kW.

2.3 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.[4]

Las pérdidas de energía en el hierro están dadas por:

$$WP_{Fe} = P_{Fe} \cdot 8760 \quad [\text{kWh}] \quad (2.3.1)$$

Donde:

$P_{Fe} \rightarrow$ Pérdidas nominales del transformador en el hierro en kW.

Las pérdidas de energía en el cobre están dadas por:

$$WP_{CU} = P_{CU} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 \cdot T_{eq} \quad [\text{kWh}] \quad (2.3.2)$$

$$P_{CU} = I^2 \cdot R \quad (2.3.3)$$

$$T_{eq} = 8760 \cdot F_{perd} \quad (2.3.4)$$

Donde:

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

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

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

$T_{eq} \rightarrow$ Tiempo equivalente de pérdidas en horas.

$$F_{perd} = 0.3 \cdot F_C + 0.7 \cdot F_C^2 \quad (2.3.5)$$

Donde:

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

$F_c \rightarrow$ Factor de carga.

$$F_c = \frac{P}{P_{\max}} \quad (2.3.6)$$

Donde:

$F_c \rightarrow$ Factor de carga.

$P \rightarrow$ Potencia media en kW.

$P_{\max} \rightarrow$ Potencia máxima en kW.

2.4 Número de interrupciones de los clientes.

La principal tarea de la empresa eléctrica es suministrar el servicio eléctrico de manera ininterrumpida a sus 17 571 clientes, por lo que el cálculo del número de interrupciones por usuario permite realizar un análisis de las afectaciones.

Número de interrupción usuario-eficiencia (frecuencia): NIU

$$NIU = \frac{\sum CI}{NTC} \quad (2.4.1)$$

$CI \rightarrow$ Número de clientes interrumpidos

$NTC \rightarrow$ Número total de clientes

Tiempo de interrupción usuario-calidad.

$$TIU = \frac{\sum CI \cdot TI}{NTC} \quad (2.4.2)$$

$TI \rightarrow$ Tiempo de interrupción.

Tiempo de interrupción por usuarios interrumpidos.

$$TIUF = \frac{TIU}{NIU} \quad (2.4.3)$$

Índice de disponibilidad de las redes.

$$IDR = \frac{NTC(8760 - \sum CI \cdot TI)}{NTC \cdot 8760} \quad (2.4.4)$$

2.5 Selección de los conductores.

Una parte fundamental en el diseño de las redes eléctricas es la relativa a seleccionar la sección de los conductores que tendremos que utilizar para transmitir las potencias activas y reactivas desde la fuente hasta los consumidores. Este aspecto es de gran importancia, si tomamos en cuenta la parte no despreciable en las inversiones que representan los conductores de las líneas, tanto por su volumen y peso, como por el costo. La decisión de instalar una u otra sección se realiza por varios métodos atendiendo a las características de los sistemas a alimentar, su nivel de tensión y si es aéreo o soterrado. Parte importante al seleccionar los conductores es lo relativo a los consumidores y su curva de carga y la información que debemos poseer de los mismos, para poder realizar el cálculo de la corriente por los elementos de la red. La selección que realicemos de los conductores, es decir, su sección, debe cumplir siempre con ciertas exigencias mínimas en cuanto a su capacidad en ampere; su sección (F) debe ser mayor o igual que la necesaria para soportar la corriente nominal.

$$F \geq F_{\text{nom carga.}}$$

Donde: F es la sección del conductor.

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

$$F \geq F_{\text{nom.mecánica}}$$

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:

$F \geq F_{\text{nom}}$ sobrecarga.

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

2.5.1 Método de la densidad económica de corriente.[7]

$$F_{ec} = \frac{I_m}{j_{ec}} \quad (2.5.1)$$

Donde:

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

I_m → Corriente máxima en amperios.

F_{ec} → Sección económica en mm^2 .

$$I_m = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n \cdot 1.73 \cdot V_l} \quad (2.5.2)$$

Donde:

P → potencia activa máxima en kW.

Q → potencia reactiva máxima en kvar.

V_l → tensión de línea en voltios.

n → número de conductores por fase

2.5.2 A través de la corriente de cálculo.[4]

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

$$S_c = \frac{1.73 \cdot L \cdot I_{nom} \cdot \cos(\varphi)}{Re \cdot V_p \cdot V_L} \quad (2.5.3)$$

Donde:

$S_c \rightarrow$ área seccional del conductor en mm^2 .

$L \rightarrow$ longitud del conductor en metros.

$I_{nom} \rightarrow$ corriente nominal en amperios.

$R_e \rightarrow$ resistencia específica del conductor en $\Omega \text{mm}^2 / \text{m}$.

$V_L \rightarrow$ tensión nominal de línea en voltios.

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

$\cos \varphi \rightarrow$ factor de potencia.

Tabla 2.1: Levantamiento de conductores en mal estado técnico en Báguano 1.

Nodos	Longitud (m)	Conductor	Sn (kVA)	Material	# de fases
2-53	120	AC150	175	Aluminio	2
7-8	110	AC70	225	Aluminio	3
5-6	90	AC150	225	Aluminio	2
13-19	80	AC70	100	Aluminio	2
29-63	170	Cn6	50	Cobre	1
55-58	50	Cn6	125	Cobre	2
35-36	70	Cn6	165	Cobre	2
56-13	150	AC70	375	Aluminio	3
58-59	100	Cn6	47.5	Cobre	2
62-23	120	AC35	150	Aluminio	1

Tabla 2.2: Levantamiento de conductores en mal estado técnico en Báguano 2.

Nodos	Longitud(m)	Conductor	Sn (kVA)	Material	# de fases
10-11	40	AC35	110	Aluminio	3
11-12	80	AC35	50	Aluminio	3
15-16	70	AC35	50	Aluminio	2
20-28	30	Cn6	50	Cobre	1
21-22	100	AC35	125	Aluminio	1
19-20	50	AC35	145	Aluminio	2
30-31	120	AC35	125	Aluminio	1
32-33	200	AC35	72.5	Aluminio	1
55-62	40	AC35	50	Aluminio	2
56-57	40	AC35	100	Aluminio	1
65-66	40	AC35	65	Aluminio	1

En las tablas 2.1 y 2.2 se muestran una serie de conductores que presentan dificultades técnicas como es el caso de varios empalmes entre los tramos producto de reparaciones urgentes ante la ruptura de los mismos por disímiles causas. Para el cálculo de la sección de los conductores se utilizó el método de densidad económica

de corriente con el propósito de determinar el conductor adecuado de acuerdo a los aspectos técnicos y económicos. La corriente máxima (I_m) se obtiene a través de la expresión (2.2) con tensión de línea (V_L) igual a 4.16 kV y la potencia aparente nominal (S_n) que tenemos en las tablas. La densidad económica de corriente se obtiene por tabla ([7]) conociendo el valor de la duración de la carga máxima (T_m).

Tabla 2.3: Resultado del cálculo de la sección de los conductores para Báguano 1.

Nodos	Longitud (m)	Sección calculada (mm^2)	AWG
2-53	240	24.3	3
7-8	330	31	2
5-6	180	31.23	2
13-19	160	13.8	5
29-63	170	6.9	8
55-58	100	17.3	4
35-36	140	22.9	3
56-13	450	52.1	1/0
58-59	200	6.6	8
62-23	120	20.8	4

Tabla 2.4: Resultado del cálculo de la sección de los conductores para Báguano 2.

Nodos	Longitud (m)	Sección calculada (mm^2)	AWG
10-11	120	15.3	5
11-12	240	15.3	5
15-16	140	6.9	8
20-28	30	6.9	8
21-22	100	17.3	4
19-20	100	20.12	4
30-31	120	17.3	4
32-33	200	10.06	6
55-62	80	6.9	8
56-57	40	12.49	6
65-66	40	9.02	7

En las tablas 2.3 y 2.4 se muestra el resultado de los cálculos para cada conductor y la sección escogida según la norma americana AWG.

2.6 Optimización del factor de potencia.

Los circuitos de estudio poseen un factor de potencia de 0.90 para el caso de Báguano 1 y 0.92 para Báguano 2, encontrándose dentro de los límites permisibles por la empresa eléctrica para no ser penalizados, no es aconsejable compensar a más de

0.96 ya que no representa ganancias económicas por este concepto. Un buen factor de potencia es el que oscila entre 0.92 y 0.96.

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa (que produce trabajo en la carga) y la potencia aparente del circuito:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos(\tan^{-1}(Q/P)) \quad (2.6.1)$$

Cálculo del valor del capacitor a instalar en los circuitos para la corrección del factor de potencia [4]:

Se determina el factor de potencia promedio existente en la instalación, al que se le denominará $\cos\varphi_1$. La potencia reactiva necesaria de los capacitores, para corregirlo a un nuevo valor de $\cos\varphi_2$, se puede calcular aplicando directamente la siguiente expresión derivada de las relaciones del triángulo representativo de la potencia aparente, activa y reactiva. Ver (Fig. 2.1).

$$kVAR_C = kW(\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad (2.6.2)$$

$$\tan\varphi_1 = \tan(\cos\varphi_1^{-1}) \quad (2.6.3)$$

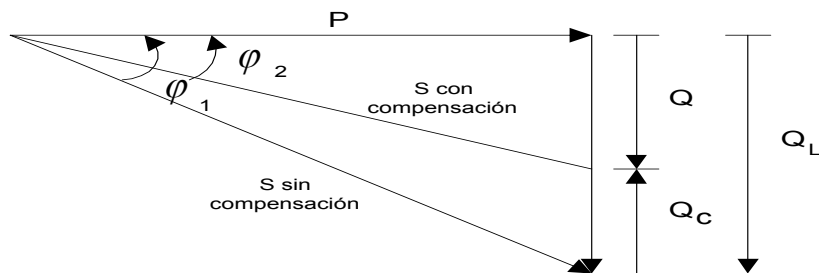


Figura: 2.2: Triángulo de potencias.

Una vez efectuada la compensación en la red la corriente en los conductores se reducir, lo que favorece a la reducción de las pérdidas en el circuito.

2.7 Cambio de tensión.

La conversión de tensión en los circuitos de distribución no es un tema nuevo, pues a medida que se han incrementado las cargas eléctricas el viejo sistema de 4160 V, ya

no satisface los parámetros técnicos para una distribución de energía que garantice un mínimo de pérdidas.

Con la Revolución Energética la conversión de los circuitos de 4.16kV a 13.2 kV ha sido tomada en cuenta como uno de los métodos empleados para la reducción de las pérdidas en los circuitos primarios de distribución de energía. Según estudios realizados por el ingeniero Víctor Puentes Monto de la Unión Nacional Eléctrica, el 67 % de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución primario, se localizan en los circuitos de 4.16 kV debido a la ineficiencia de los mismos.

2.7.1 Métodos para el cálculo de las pérdidas de energía.

A través de las pérdidas de potencia en caso de cargas máximas.[7]

$$\Delta W = \Delta P_m \cdot \tau \quad (2.7.1)$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (2.7.2)$$

$$T_m = \frac{W_{año}}{P_m} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_i \cdot \Delta t}{P_m} \quad (2.7.3)$$

Donde:

$\Delta W \rightarrow$ Pérdidas de energía en kWh/año.

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

$\tau \rightarrow$ Tiempo de pérdidas máximas en horas.

$T_m \rightarrow$ Duración de carga máxima en horas.

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

$P_m \rightarrow$ Carga máxima en kW.

A través del método de Ardvinson.[3]

Para el cálculo de redes radiales es necesario conocer o bien todos los valores de potencia activa (P) y reactiva (Q) en cada nodo, o bien conocer la potencia activa total (P_T) y reactiva total (Q_T), al inicio del circuito, así como el voltaje de alimentación. Este último caso es el de los circuitos primarios de distribución. En las redes primarias de distribución no es posible, por limitaciones económicas, conocer la potencia activa y reactiva de cada carga o transformador de distribución.

El Método de Ardvinson, conocido también como método de los momentos, es muy útil para el cálculo de las pérdidas de potencia en circuitos, donde, por regla general, sólo se conoce la carga total que lleva el circuito y el voltaje de alimentación. El método hace las siguientes consideraciones, que si bien no son totalmente ciertas si está comprobado que no introducen errores apreciables en los resultados finales.

Consideraciones del método.

- 1) Factor de potencia igual para toda la red.
- 2) Coincidencia de demandas máximas y mínimas en todos los transformadores.
- 3) Circuito balanceado.
- 4) Factor de capacidad (F_{cap}) uniforme en todos los transformadores.

Es decir, se cumple la relación

$$F_{cap} = \frac{kVA_{max}}{\sum kVA_{max}} = \frac{S_{max}}{\sum S_{inst,i}} \quad (2.7.4)$$

Y como se supone factor de potencia constante en el circuito, en este caso particular se tiene:

$$F_{cap} = \frac{P_{max}}{\sum P_{inst,i}} \quad (2.7.5)$$

El método de Ardvinson utiliza 2 constantes:

- 1-Constante unitaria de caída de voltaje (K1).
- 2-Constante unitaria de pérdidas de potencia activa (K2)

Constante unitaria de pérdidas (K2)

Las pérdidas trifásicas en un tramo de una red, debidas a la circulación de la corriente, están dadas por:

$$\Delta P = \frac{3I_n^2 R}{100} = \frac{3I_n^2 rL}{1000} \quad [kW] \quad (2.7.6)$$

$$I_n = \frac{kVA}{\sqrt{3}kVL} \quad (2.7.7)$$

$$K2 = kVA^2 \cdot k = \frac{1000 \cdot kVL^2}{r} \quad (2.7.8)$$

Su uso es el siguiente:

Como K2 son los $kVA^2 \cdot km$ que producen una pérdida de 1 kW, para conocer las pérdidas en un tramo, basta con calcular sus $kVA^2 \cdot km$ y dividirlos por K2, así;

$$\Delta P_{ij} = \frac{kVA_{ij}^2 \cdot km}{K2} \quad (2.7.9)$$

2.7.2 Resultados de la simulación.

Tabla 2.5: Resultados de la simulación para Báguano 1.

Concepto	Tensión en kV	
	4.16	13.8
Potencia activa de las cargas en kW	228	325
Potencia reactiva de las cargas en kvar	122	151
Pérdidas activas en líneas en kW	11	0
Pérdidas reactivas en líneas en kvar	6	0
Pérdidas de cobre en transformadores en kW	7	2
Pérdidas de hierro en transformadores en kW	7	7
Pérdidas totales de potencia activa en kW	24	9
% de pérdidas de potencia	10	3
Potencia reactiva en capacitores en Ckvar	0	0
Factor de potencia del circuito	0.90	0.91

Tabla 2.6: Resultados de la simulación para Báguano 2.

Concepto	Tensión en kV	
	4.16	13.8
Potencia activa de las cargas en kW	509	518
Potencia reactiva de las cargas en kvar	378	385
Pérdidas activas en líneas en kW	31	1
Pérdidas reactivas en líneas en kvar	8	1
Pérdidas de cobre en transformadores en kW	6	6
Pérdidas de hierro en transformadores en kW	8	8
Pérdidas totales de potencia activa en kW	45	16
% de pérdidas de potencia	9	3
Potencia reactiva en capacitores en Ckvar	0	0
Factor de potencia del circuito	0.92	0.92

En las tabla 2.5 y 2.6 se puede observar la disminución de las pérdidas totales de potencia activa en los circuitos Báguano 1 y 2 hasta un tres por ciento para ambos casos.

2.7.3 Cálculo de las pérdidas de energía.

Para el cálculo de las pérdidas de energía se utilizó el método de pérdidas de potencia en caso de cargas máximas planteado en la sección 2.5.1 ya que este es el método utilizado en la empresa eléctrica para este propósito.

Tabla 2.7: Resultado del cálculo del ahorro de energía.

	Báguano 1	Báguano2
T_m : Duración de carga máxima en h	4 453	5 866
τ : Tiempo de pérdidas máximas en h.	2 839	4 423
ΔP_m : Pérdidas de potencia en kW.	15	29
ΔW : Pérdidas de energía en MWh/año.	42.6	128.3

En la tabla 2.7 se pueden apreciar los resultados del ahorro de energía al año para cada uno de los circuitos objetos de estudio al realizar el cambio de tensión.

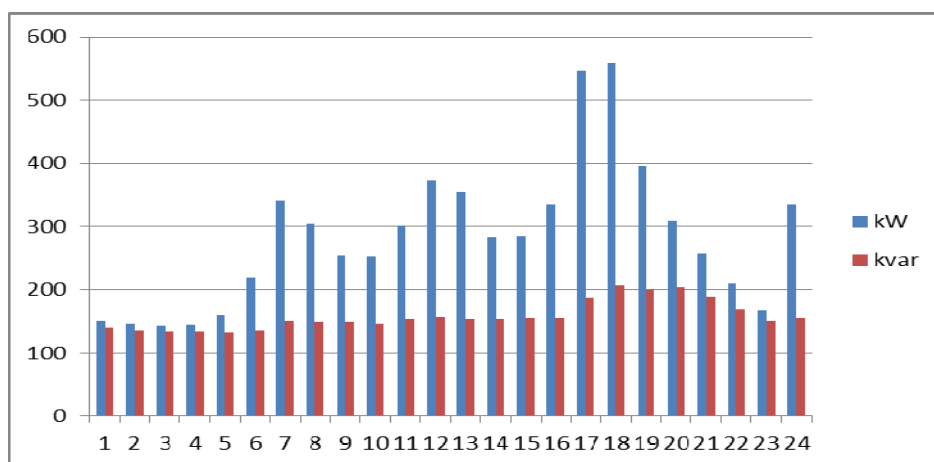


Figura 2.3: Gráfico de carga para el circuito de Báguano 1.

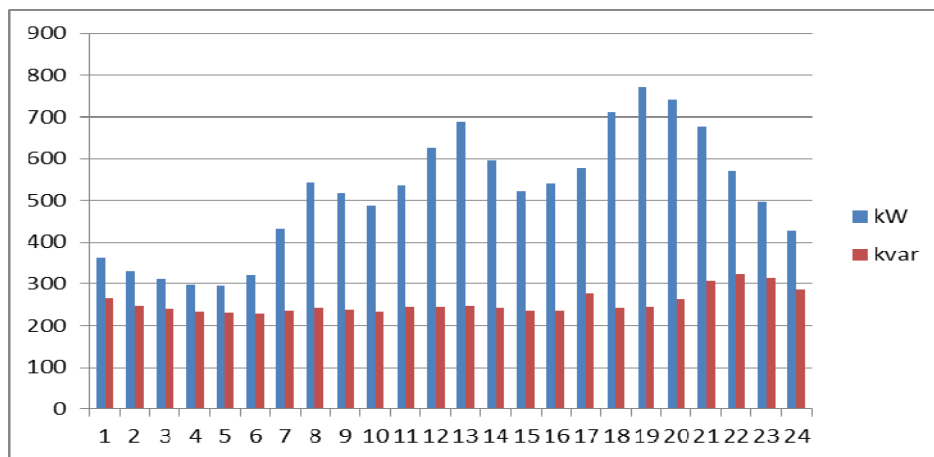


Figura 2.4: Gráfico de carga para el circuito de Báguano 2.

En las figuras anteriores contamos con los gráficos de carga para cada circuito objeto de estudio según las mediciones obtenidas.

2.8 Descripción del software utilizado en la simulación de los circuitos.

RADIAL es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergéticos (CEE) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba, concebido para realizar, 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.

Realiza los cálculos siguientes:

1. Flujo de carga monofásico (considera las cargas balanceadas y las líneas simétricas).
2. Flujo de carga trifásico (considera las corrientes reales por fase y las líneas asimétricas).
3. Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de potencia.
4. Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de energía.
5. Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia.
6. Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de energía.
7. Cálculo de las corrientes de corto circuitos de circuitos radiales.
8. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales.
9. Análisis de cogeneración.
10. Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos.
11. Traspaso de cargas de un circuito a otro.
12. Reubicación de la subestación

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

La general, ofrecida por RADIAL “por defecto”, y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario; y **la particular**, que se vincula con los circuitos que se analizan. Esta última se introduce a través de cajas de diálogo abiertas sobre el diagrama monolineal del circuito, el que se edita de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

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



2.9 Conclusiones del capítulo

1. En este capítulo se realizó el estudio de algunos de los métodos empleados para el cálculo de las pérdidas de energía eléctrica en circuitos de distribución primaria con el propósito de hacer el empleo de estos en el desarrollo del trabajo una vez obtenidas las pérdidas de potencia activa de los circuitos mediante la simulación de los mismos en el software Radial 7.7.
2. Se realizó el análisis de la sustitución de los conductores en mal estado técnico llevando a cabo el estudio y aplicación de métodos para la selección de la sección de los mismos.
3. Además se realizó el estudio de la conversión de tensión de 4600 V a 13 800 V.

Capítulo III

Capítulo 3 Análisis de los resultados.

3.1 Introducción.

En el presente capítulo se expone una valoración económica de los resultados del cambio de tensión de 4.16 kV a 13.8 kV y de la sustitución de conductores en los circuitos Báguano 1 y 2, además del efecto para el medio ambiente que tiene la generación de electricidad.

3.2 Metodología para el cálculo económico de la investigación.

La confiabilidad del Sistema Electroenergético Nacional, ocupa una parte importante de las redes eléctricas, de ahí la necesidad de elegir variantes de esquemas de la red en proceso de proyección, así como los regímenes de explotación partiendo del criterio de racionalidad económica y garantía del suministro eléctrico.

Para la selección de la variante óptima se realiza de acuerdo su sustitución recíproca, es decir, las variantes comparadas según los índices económicos realizados deben poseer el mismo grado de confiabilidad y calidad de la energía.

Entre los métodos que existen para comparar alternativas de inversión están.

- Método del valor actual neto (VAN).
- Método de la tasa interna de retorno (TIR).
- Tiempo de amortización.

Valor Actual Neto.

El Valor actual neto también conocido valor actualizado neto (VAN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. Este método es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivos futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el

desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (3.2.1)$$

V_t representa los flujos de caja en cada período t .

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

k es el tipo de interés.

Interpretación.

Tabla 3.1: Interpretación del VAN.

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

En la tabla anterior podemos observar que si el VAN de un proyecto es positivo el proyecto crea valor, si es negativo destruye valor y si es cero no crea ni destruye valor.

Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno TIR es aquella que el valor anual neto de un proyecto es cero, es decir que el valor actual neto del flujo de ingresos es igual al valor neto del flujo de egresos.

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. La TIR se encontrará entre dos tasas, por supuesto que mientras mayor sea la aproximación a cero mayor será la exactitud obtenida no debiendo la diferencia intertasas de (+-) 2%. Los resultados positivos nos indican que el proyecto puede ser ejecutado desde el punto de vista económico, a mayor TIR mayor rentabilidad.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (3.2.2)$$

Donde:

F_t es el Flujo de Caja en el período t.

n es el número de períodos.

I_0 es el valor de la inversión inicial.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si $TIR \geq r \rightarrow$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si $TIR < r \rightarrow$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

Tiempo de Amortización

El tiempo de amortización (**Tam**) sería el resultado del costo de la inversión (**costo inver.**) entre el costo del ahorro (Cah) y se calcula mediante la siguiente expresión.

$$Tam = (\text{costo inver}) / Cah$$

3.3 Análisis económico de la sustitución de conductores.

En el capítulo anterior se realizó el desarrollo del cálculo de la sección económica de los conductores dejando reflejado el trabajo que debe de realizar el ingeniero eléctrico al desarrollar un proyecto de esta envergadura. Si realizamos el análisis de los resultados obtenidos podemos darnos cuenta de que tenemos diversos calibres de conductores lo cual no es favorable ya que se debería de tener una reserva de todos estos conductores para el momento en que sea necesario sustituirlo ante cualquier anomalía.

En nuestro país las empresas eléctricas han implementado la normativa de utilizar los calibres AC150 y AAAC78 los cuales cumplen con los parámetros necesarios para un óptimo funcionamiento en la distribución de la energía eléctrica y una acertada disminución de las pérdidas técnicas.

Tabla 3.2: Precio de los conductores

	Precio (USD)
AC150	1 433.10
AAAC78	735.84

En la tabla 3.2 podemos apreciar el precio de un kilómetro de conductor.

Tabla 3.3: Precio total de los conductores para B1.

Conductor	Longitud (km)	Precio total (USD)
AC150	1.36	1 949.02
AAAC78	0.73	537.16
Gasto total.		2 486.18

Tabla 3.4: Precio total de los conductores para B2.

Conductor	Longitud (km)	Precio total (USD)
AC150	0	0
AAAC78	1.21	890.37
Gasto total.		890.37

Tabla 3.4. Datos del consumo de combustible y el precio de la energía en el Sistema Electroenergético Nacional.

Datos del SEN	
Consumo de combustible	Precio de la energía
281.2 g/kWh	0.13 \$/kWh

Ya realizado el análisis para la sustitución de los conductores se pasó a la simulación en el Radial obteniéndose como resultado un ahorro de energía de 21 249.38 kWh/año para el circuito de Báguano 1 y de 890.37 kWh/año para el circuito de Báguano 2. Considerando el precio de la energía para producir un kWh reflejado en la tabla 3.4 se tiene un ahorro en dinero de 2 762.42 USD y de 1 271.95 USD al año respectivamente

3.3.1 Tiempo de amortización de la inversión.

Báguano 1.

$$Tam = (\text{costo inver}) / Cah$$

Mediante la expresión anterior se puede afirmar que el tiempo de amortización es de 0,9 años, lo que sería igual a 10 meses y 8 días.

Báguano 2.

Procediendo de la misma manera se calcula el tiempo de amortización para este circuito y nos da como resultado que el proyecto se amortiza en 0.7 años, lo que sería igual a 8 meses y 4 días.

3.4 Análisis económico de la conversión de tensión.

Primeramente debemos analizar que para este cambio de voltaje debemos cambiar el transformador de la subestación principal; el transformador actual no presenta problema de sobrecarga, por tanto la capacidad de los nuevos dispositivos será la misma. Es necesario en los circuitos, realizar el cambio de los 104 transformadores de distribución de 4.16 kV, por transformadores que puedan operar a partir de redes de 13.8 kV. No es necesario cambiar los aisladores u otras estructuras porque los actuales son óptimos para el nivel de tensión de 13.8 kV, sin embargo todos los pararrayos deben ser sustituidos.

Tabla 3.5: Precios de los transformadores a instalar.

Capacidad (kVA)	Cantidad	Precio (USD)	Costo total (USD)
10	3	588.25	1 764.75
15	12	680.95	8 171.40
25	33	813.69	26 851.77
37.5	14	1 035.60	14 498.40
50	39	1 658.00	64 662.00
75	2	2 066.30	4 132.60
2500	1	17 996.62	17 996.62
Total	104		138 077.54

En la tabla anterior se tiene la relación de los transformadores por capacidad y precio que se necesitan para llevar a cabo la conversión de ambos circuitos. En los circuitos es necesario cambiar 104 pararrayos con costo 36.35 USD cada uno con un valor en su conjunto de 3 780.4 USD. A esto le tendríamos que sumar el costo de los 104 transformadores de los circuitos más el de la subestación reductora los cuales costarían 138 077.54 USD. Para la mano de obra se asumió que se trabajó con una brigada de linieros la cual gana \$ 46.00 en MN y tiene por norma una hora y media para instalar un transformador y 16 minutos para reemplazar el pararrayo, esto no da un total de 4324.00 USD en mano de obra. Estos son los gastos producidos en la compra de los transformadores y pararrayos más los recursos humanos que sumados son unos 146 181.94 USD. Sin embargo el material retirado tiene un costo al cual se le estima una depreciación para que nos de un valor real; sobre esta base calculamos el costo total de la inversión. Vale enfatizar que los elementos de las redes de 4,16 kV son muy difíciles de conseguir por su escasa fabricación por tanto estos materiales retirados podemos utilizarlos en las restantes redes de 4160 V existentes.

El valor del material retirado sería:

- Pararrayos: 104 unidades con un valor de 1 976.00 USD y un precio de 19.00 USD cada uno ya aplicada una depreciación del 28%.
- Transformadores de 4.16 kV (Con una depreciación de un 35%)

Tabla 3.6: Precio de los transformadores retirados.

Capacidad	Cantidad	Precio (USD)	Sin depreciación	Costo total con depreciación
(kVA)			(USD)	(USD)
10	3	386.60	1 159.80	869.85
15	12	598.00	7 176.00	5 382.00
25	33	691.56	22 821.48	17 116.11
37.5	14	955.43	13 376.02	10 032.00
50	39	1 205.60	47 018.40	35 263.80
75	2	16 72.65	3 345.30	2 508.97
2 500	1	12 115.75	12 115.75	9 086.81
Total	104		107 072.75	80 259.54

De esta manera obtendríamos un total de 82 235.54 USD en materiales retirados.

El costo de la inversión inicial sería el valor del material instalado más la mano de obra menos el costo del material retirado. Esto nos da que la inversión inicial será de 63 946.4 USD.

3.4.1 Tiempo de recuperación de la inversión.

En el capítulo anterior se realizaron las simulaciones de los circuitos y se determinó el ahorro de energía eléctrica por concepto de conversión de tensión siendo este de 42.6 MWh/año para el circuito de Báguano 1 y de 128.3 MWh/año para el circuito de Báguano 2. Considerando que producir un kWh cuesta 0.13 USD se obtiene un ahorro total de 22 217.00 USD al año.

$T_{am} = (\text{costo inver}) / C_{ah}$

Una vez conocido el costo del ahorro por concepto de conversión de tensión y el valor de la inversión inicial podemos afirmar mediante la expresión anterior que el tiempo de amortización de la inversión será de 2.9 años lo que sería igual a dos años, diez meses y ocho días.

3.4.2 Valor actual neto.

Tabla 3.7: Resultado del VAN y la TIR.

Tipo de interés	12%
Cost. Inversión inicial	63 946.40 USD
Ahorro del 1er año	22 217.00 USD
Ahorro del 2do año	22 218.00 USD
Ahorro del 3er año	22 219.00 USD
Ahorro del 4to año	22 220.00 USD
Ahorro del 5to año	22 221.00 USD
Ahorro del 6to año	22 222.00 USD
VAN	27 485.80 USD
TIR	35 %

En la tabla anterior se puede observar que el resultado del VAN es positivo por lo que el proyecto puede aceptarse ya que producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida. Por otra parte la TIR es mayor que la rentabilidad mínima requerida que es de un 12 % por lo que el proyecto puede ser aceptado.

3.5 Impacto al medio ambiente.

La generación de energía eléctrica en el mundo entero sigue dependiendo en gran parte de la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) los cuales son sumamente contaminantes. Una de las amenazas más graves para el medio ambiente mundial procede de esta contaminación: las emisiones en rápido aumento de los denominados gases “de invernadero”, en especial el dióxido de carbono (CO₂) considerado por muchos científicos como el principal responsable del recalentamiento de la Tierra. Aunque los gobiernos se han comprometido con la tendencia mundial hacia una reducción de las cantidades de CO₂ producidas por cada unidad de energía consumida, relativamente pocos países han logrado reducir la producción de gases de invernadero mediante el paso a los combustibles no fósiles.

El presente trabajo de ingeniería repercute de manera favorable en este aspecto ya que si para generar 1 kW se expulsan 0.8 kg de dióxido de carbono (CO₂) con la conversión de tensión se dejarían de emitir al medio ambiente 44 kg en una hora por concepto de disminución de pérdidas de potencia activa.

3.6 Conclusiones del capítulo.

1. En este capítulo se realizó el análisis económico del proyecto mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR), con el objetivo de determinar si es apropiado llevar a cabo la inversión inicial de la conversión de tensión en los circuitos objeto de estudio arribando a la conclusión de que si es viable.
2. Se realizó el análisis del efecto medioambiental que tendría desarrollar el proyecto arribando a la conclusión de que se dejarían de emitir hacia el medio ambiente 44 kg de dióxido de carbono (CO₂) en una hora lo que es equivalente a 385 440 kg en un año.

Conclusiones Y Recomendaciones

Conclusiones generales.

1. Se estableció la base teórica para el desarrollo del trabajo de diploma.
2. Se caracterizaron y modelaron los circuitos objeto de estudio.
3. Se determinó el nivel de las pérdidas técnicas actuales y posteriores de las variantes analizadas mediante la utilización del software Radial 7.7.
4. Se puede 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
5. Con el desarrollo del proyecto se cumple con el objetivo principal de la investigación que es disminuir el nivel de las pérdidas técnicas en los circuitos objeto de estudio logrando reducirse hasta un 3%.

Recomendaciones.

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

- 1- Presentar el proyecto para obtener el financiamiento por parte de la Unión Nacional Eléctrica (UNE).
- 2- Una vez aprobado el financiamiento del proyecto, desarrollar la realización del mismo para mejorar la operacionalidad de los circuitos primarios.
- 3- Estudiar la factibilidad de este tipo de mejora para su aplicación en aquellos municipios de nuestra provincia donde sea necesario.
- 4- Realizar un estudio sobre la transferencia de carga que se puede hacer hacia otras subestaciones adyacentes una vez realizada la conversión, con el objetivo de disminuir el tiempo de interrupción por usuario.

Bibliografía

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. Casas Fernández, L. Sistemas Electroenergéticos. ISPJAE. 1991.
4. Feodorov, A.A y Rodríguez López, E. Suministro Eléctrico de Empresas Industriales. Pueblo y Educación. 1980.
5. Llamo Laborí, H S. Transmisión de la Energía Eléctrica mediante Corriente Alterna. ISPJAE. 1985.
6. Mazorra Soto, J. Suministro Eléctrico Industrial. Facultad de Energética ISPJAE.
7. HAUG RAMIRES, CARLOS. Redes y Sistemas Eléctricos. 1988.
8. Cisneros Verdecia, R y Rhondel Devyn, A Philip. Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el circuito # 1 de la OBE Moa. Moa, 2007.
9. Leyva Elías, R. Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Naranjal, Municipio Mayarí. Moa, 2009.
10. Almarales Almarales, Lázaro G. Estudio de métodos y modelos para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución secundarias. Moa, 2012.
11. Suárez Galindo, D. Conversión de Tensión de 4.16/13.2 kV en los circuitos de distribución primario de Mayarí. Moa, 2010.

Anexos

Anexos.

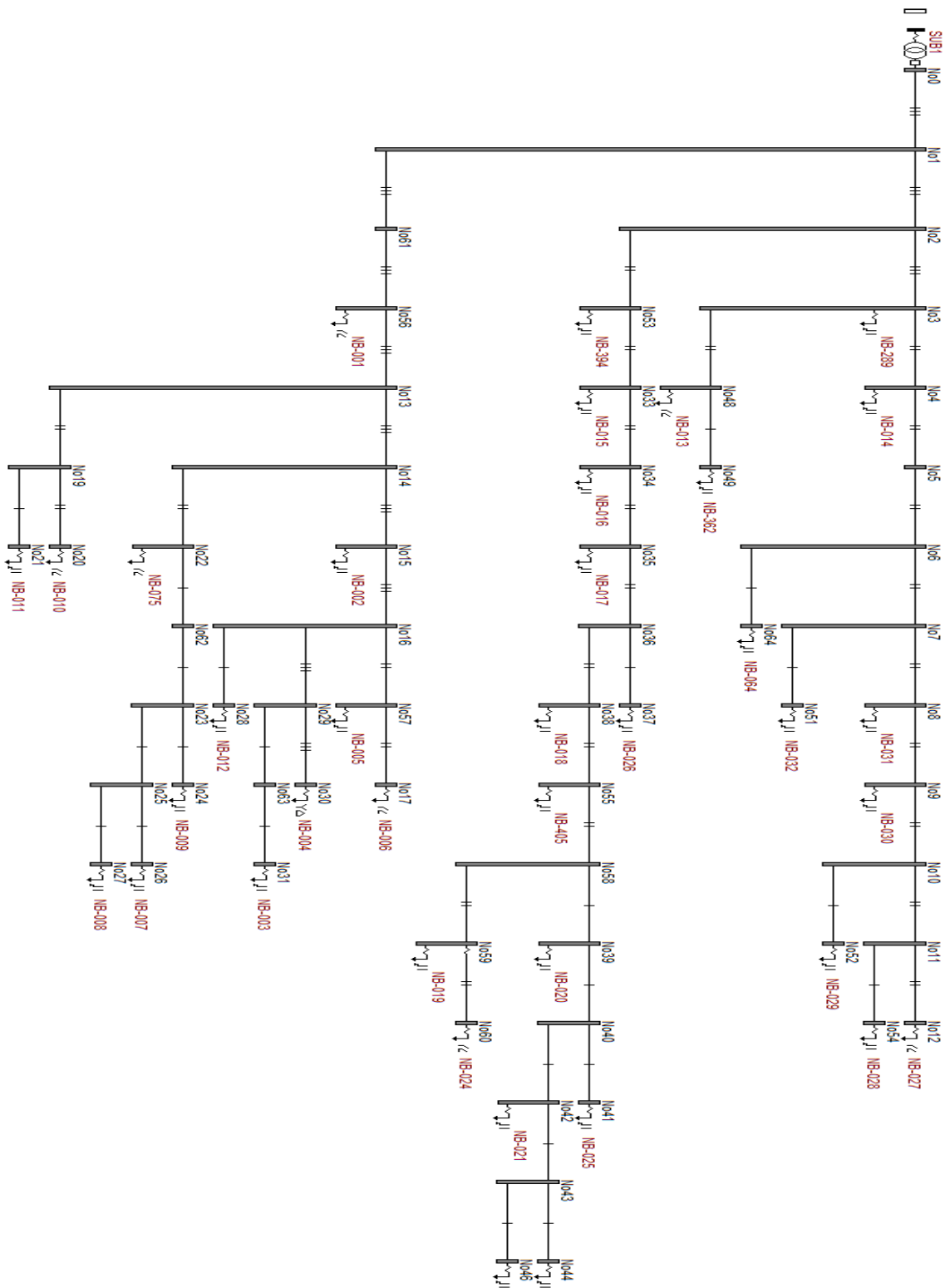
Anexo 1: Base de datos para el circuito de Báguano 1.

Hora	kW	kVA	kvar
1	151	205.5	140
2	145	199	136
3	143	196	135
4	144	197	134
5	160	209	133
6	219	259	136
7	341	373	151
8	304	339	148
9	255	296	148
10	252	292	146
11	301	339	154
12	373	405	157
13	355	386	153
14	283	323	153
15	285	325	155
16	334	369	155
17	546	578	187
18	559	595	206
19	395	444	202
20	309	369	203
21	257	319	189
22	210	270	170
23	168	225	150
24	334	369	155

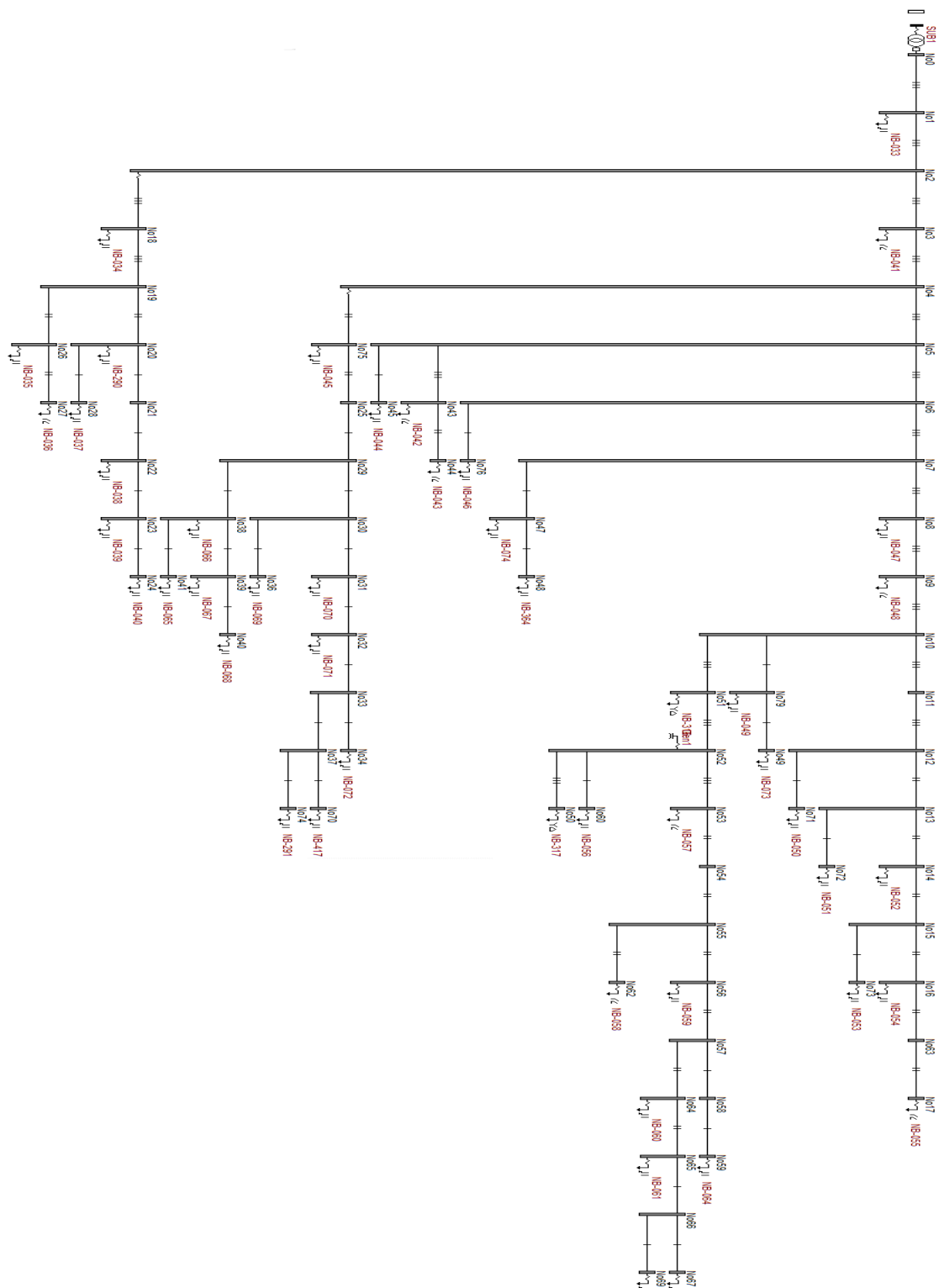
Anexo 2: Base de datos para el circuito de Báguano 2.

Hora	kW	kVA	kvar
1	362	448	265
2	330	413	248
3	311	392	239
4	298	378	233
5	294	373	229
6	322	395	228
7	433	495	236
8	542	593	241
9	518	571	238
10	488	541	233
11	534	588	244
12	627	674	245
13	689	732	248
14	595	643	243
15	521	572	235
16	540	590	236
17	579	622	277
18	710	751	241
19	770	808	244
20	742	789	264
21	676	744	307
22	571	658	325
23	496	587	315
24	426	512	285

Anexo 3: Monolineal del circuito de Báguano 1.



Anexo 4: Monolineal del circuito de Báguano 2.



Anexo 5: Transformadores de los circuitos.

Capacidad (kVA)	Báguano 1	Báguano 2
10	1	2
15	7	5
25	14	19
37.5	4	10
50	16	23
75	1	1
Total de transformadores	43	60