



REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
“Dr. Antonio Núñez Jiménez”

Las Coloradas Moa. Holguín. Cuba. Tel.: 53 24 60

www.ismm.edu.cu

TRABAJO DE DIPLOMA

EN OPCIÓN AL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

**TITULO: PROPUESTA DE MEJORAS EN LOS CIRCUITOS
DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA CORRESPONDIENTE AL
MUNICIPIO DE LAS TUNAS ZONA ESTE.**

Autor: Rinelson Marrero Álvarez

Tutores: MSc. Odalys Robles Laurencio

Ing. Erlan Batista Batista

Ing. Manuel A. Alomá Magariños

Curso: 2011-2012

“Año 54 de la Revolución”

Moa, Holguín, Cuba

JULIO 2012

Declaración de Autoridad

En decisión conjunta, el autor Rinelson Marrero Álvarez y los tutores MSc. Odalys Robles Laurencio, Ing. Erlán Batista Batista e Ing. Manuel A. Alomá Magariños, certificamos como nuestra propiedad intelectual este Trabajo de Diploma con el título: “Propuesta de mejoras en los circuitos de Distribución Primaria correspondiente al municipio de Las Tunas zona Este“, donde el Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, podrá hacer uso del mismo, para fines docentes y educativos.

Para que así conste se firma la presente a los 7 días del mes de Julio de 2012.

Firma del Diplomante.

Rinelson Marrero Álvarez.

Firma de la tutora.

MSc. Odalys Robles Laurencio.

Firma del tutor.

Ing. Erlán Batista Batista.

Firma del tutor.

Ing. Manuel A. Alomá Magariños.

Hoja de firmas

Este trabajo de diploma ha sido revisado y aprobado por las instancias correspondientes y para que así conste se firma la presente.

Tutor:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Oponente:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

J Dpto.:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Pensamiento

"Si buscas resultados distintos, no hagas siempre lo mismo."

"Quien nunca ha cometido un error nunca ha probado algo nuevo."

"La formulación de un problema, es más importante que su solución."

"Hay dos formas de ver la vida: una es creer que no existen milagros, la otra es creer que todo es un milagro."

"El que no posee el don de maravillarse ni de entusiasmarse más le valdría estar muerto, porque sus ojos están cerrados."

Albert Einstein.

Dedicatoria

A mi Dios Jehová, que me ha regalado la vida eterna, a mis padres, que con tanto esfuerzo se han esmerado para que uno de mis sueños se hiciera realidad, a mi amada esposa a quién amo y siempre querré. En fin a todos los que de una manera u otra ayudaron a dar color a uno de mis sueños.

Rinelson Marrero Álvarez

Agradecimientos

Para agradecer, no solo hay que esperar a recibir, podemos agradecer por una frase, un criterio, por un gesto de amistad, agradecer con el fruto de nuestras obras, que hablan más que simples palabras, a veces sin entendimiento.

Agradezco de forma especial a mi Dios quien me ha regalado la vida.

Agradezco a mis padres, mi hermano, a mis suegros, por brindar siempre su apoyo incondicional bajo condiciones de cualquier índole.

A mi esposa por su confianza y apoyo durante todo este tiempo.

A mis familiares más allegados y los más lejanos.

A mis Pastores.

A mis compañeros de fe.

A mis tutores Odalis Robles Laurencio, Erlán Batista Batista por la tutela brindada.

Al claustro de profesores que supo guiarme todo este tiempo de universidad,

a todos muchas gracias.

Resumen

El estudio de los circuitos de distribución, reviste gran importancia, debido a que en ellos se concentran los usuarios más pequeños de la energía eléctrica. Razón por la cual este trabajo, consiste en realizar un estudio minucioso en los circuitos de Distribución, que permitirá la mejora de las redes eléctricas. Se busca así, mejorar las condiciones generales de la instalación eléctrica primaria, para favorecer a todos los usuarios miembros del SEN, así como la reducción de las Pérdidas Técnicas del municipio Las Tunas, zona Este.

Se detallan características esenciales del actual Sistema de Distribución de la Energía Eléctrica, incluyéndose los servicios ofrecidos por la Organización Básica Eléctrica del municipio Las Tunas.

La información obtenida a partir de la utilización del programa Radial, así como la implementación de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec, sirvieron de base para los resultados obtenidos en esta investigación. Permittiéndonos así, tomar los datos que sirvieron de base para mejorar los circuitos de Distribución Primaria correspondientes al municipio de Las Tunas, zona Este. Se describen, las particularidades relacionadas a los circuitos objeto de estudio, partiendo del levantamiento realizado. Se analizaron los parámetros eléctricos del circuito, determinándose las pérdidas de potencia activa y de energía en las líneas eléctricas y en los transformadores.

Se proponen algunas mejoras, con el fin de reducir los niveles de pérdidas técnicas en los circuitos. Por último, se hizo un análisis técnico-económico para llevar a cabo la ejecución del Trabajo de Diploma.

Abstract

The study of the circuits of distribution, reviewed great importance, due to that they in them the smallest users of the electric power. Reason for the who this works, it consist of carrying out a minuscule study in the circuits of Distribution, that will permit the improvement of the electric nets. You get so, improve the general conditions of the electric primary installation, in order to all the users' members of the SEN, as well as the reduction of the Technical Losses of the municipality the student minstrels, and zone this.

Essential characteristics of the current System of Distribution of the electric power are detailed, including the services offered by the Basic Electric Organization of the municipality the student minstrels.

The information gotten starting from the utilization of the Radial program, as well as the implementations of the devices protection and Nu-Lec mensuration, was used as base for the outputs gotten in this works matting us got hold of, take the facts that were used as base in order to improve the circuits of Primary corresponding Distribution to the municipality of The student minstrels, zone This. They are described, the particularities related to the circuits object of study, parting of the carried out removal. The electric parameters of the circuit were analyzed, determining the losses of active capacity and of energy in the electric lines and in the transformers.

They propose some improvements, with the end of reducing the levels of technical loss in the circuits. Lastly, it became an analysis economical technician in order to carry out the execution of the Work of Diploma.

INDICE

Carátula	
Declaración de autoridad.....	I
Hoja de Firmas.....	II
Pensamiento.....	III
Dedicatoria.....	IV
Agradecimientos.....	V
Resumen.....	VI
Abstract	VII
Índice.....	VIII
Introducción General.....	1
Capítulo I Marco Teórico de la Investigación	3
Índice del Capítulo.....	3
1.1 Introducción.....	4
Problema.....	4
Hipótesis.....	4
Campo de acción.....	4
Objetivos.....	4
Objetivos específicos.....	5
1.2 Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación.....	5
1.3 Análisis bibliográfico.....	6
1.4 Análisis de algunos conceptos importantes a tener en cuenta para valorar la importancia de los sistemas eléctricos.....	8
1.4.1 Calidad del servicio eléctrico prestado.....	9
1.5 Partes fundamentales de un sistema eléctrico. Las redes de distribución.....	15
1.6 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).....	16
1.7 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) del municipio Las Tunas.....	18
1.8 Circuitos de distribución en el Municipio Las Tunas, zona Este.....	20
1.8.1 Caracterización de los Circuitos, zona Este.....	21
1.9 Conclusiones.....	27
Capítulo II Modelación del circuito de Ditrribución zona Este	28
Índice del capítulo.....	28
2.1 Introducción.....	28
2.2 Dispositivos NU-Lec.....	29
2.2.1 Mediciones históricas.....	31
2.2.2 Interfaz con computadora.....	31
2.3 Comportamiento de las variables eléctricas del circuito Este.....	32
2.4 Levantamiento de cargas.....	37
2.5 Herramienta para la modelación de circuitos de Distrubución en Radial 8.0	38

2.5.1 Principales características de Radial 8.0	38
2.5.2 Edición de circuitos en Radial 8.0.	39
2.5.3 Otras Facilidades de Radial 8.0.....	41
2.6 Esquemas monolineales de los circuitos de distribución, Zona Este.	41
2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.....	53
2.7.1 Flujo de potencia para demanda máxima.	53
2.7.2 Flujo de potencia para demanda mínima.	55
2.8 Determinación de las pérdidas:.....	57
2.8.1 Teoría de evaluación de pérdidas.	57
2.8.2 Pérdidas técnicas en las líneas aéreas.	61
2.8.3 Clasificación de las pérdidas según su variación.	65
2.8.4 Pérdidas totales en el Circuito de distribución zona Este (Radial 8.0).....	65
2.9 Pérdidas en los conductores.....	66
2.10 Pérdidas en los transformadores.....	67
2.10.1 Pérdidas de energía totales en el transformador:	69
2.10.2 Pérdidas en los transformadores del circuito	71
2.11 Conclusiones.	72

Capítulo III Propuestas de mejoras en los circuitos de Distribución Primaria, Zona

Este	73
Índice del Capítulo	73
3.1 Introducción.	73
3.2 Enfoque sobre el análisis de las pérdidas de potencia y caída de tensión.	74
3.3 Posibles medidas aplicar para el mejoramiento de los circuitos de Distribución.....	76
3.4 Cambio de la sección de los conductores.....	76
3.4.1 Disminución de las pérdidas de potencia por cambio de la sección de los conductores.....	80
3.5 Instalación de los bancos de condensadores.....	81
3.5.1 Ubicación de los bancos de condensadores.....	85
3.5.2 Disminución de la pérdida de potencia por aumento del factor de potencia en el circuito.....	86
3.6 Valoración económica.	86
3.6.1 Valoración económica de los conductores.....	86
3.6.2 Valoración económica de los bancos de condensadores.	87
3.7 Tiempo de recuperación de la inversión.....	88
3.8 Valoración ecológica e impacto medio ambiental.....	89
3.9 Conclusiones.....	90
Conclusiones generales.....	91
Recomendaciones	92
Bibliografía:.....	93
Anexos:.....	i

Introducción general

En todos los países del mundo, ya sean desarrollados o subdesarrollados, siempre se ha buscado un desarrollo ascendente y equilibrado, dígame en todo el proceso de la infraestructura eléctrica para la transmisión de la energía. Nuestro país también es participe de la misma, ya que en cada una de las provincias se realizan estudios minuciosos para cada circuito en lo que corresponde positivamente el municipio de Las Tunas, al llamado de las mejoras en los circuitos de Distribución Primaria. Razón por la cual se sigue llevando a cabo en nuestro país, la implementación del proyecto "**La Revolución Energética en Cuba**". La misma surge producto a la agudización de la crisis del año 2004, ya que las afectaciones al servicio eléctrico por el déficit de capacidad generadora, alcanzaron valores extremos. Igualmente las múltiples deficiencias en el control de los combustibles a todos los niveles, generaban enormes pérdidas al Estado, razón por lo que la máxima dirección de la Revolución, encabezada por nuestro invicto Comandante en Jefe, decide tomar carta en el asunto y resolver definitivamente ambos problemas.

Las principales direcciones de la Revolución Energética en Cuba estaban encaminadas a:

- 1- Cambio del concepto mundialmente aceptado de la generación de electricidad a partir de grandes centrales termoeléctricas, geográficamente dispersas, a lo que se conoce como: **generación distribuida**, que no es más que generar electricidad a partir de grupos electrógenos en forma de isla o en grupos de baterías de fuel ó diesel, pero situados cerca de los consumidores, eliminando con ellos un alto porcentaje de pérdidas en transmisión, distribución y transformación con un bajo consumo específico de combustible.
- 2- Introducción de equipos electrodomésticos más eficientes y aplicación de medidas de ahorro a escala nacional entre las que se cuentan: eliminación total de la iluminación incandescente en el sector residencial y estatal, cambio de ventiladores artesanales por modernos y de mucho menor consumo, cambio de refrigeradores rusos, americanos y antillanos altos consumidores por otros de menor consumo, cambio de aires acondicionados y televisores de alto consumo por otros más eficientes, etc.

- 
- 3- Divulgación por todos los medios posibles de las ventajas de esta nueva forma de ver, de pensar, y de tener en cuenta los beneficios de estas medidas aplicadas.

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

En los sistemas de distribución actuales, siguen existiendo problemas, unos ocasionados por el añejamiento de los elementos que constituyen un proceso de distribución, la falta de recursos para la sustitución de los elementos dañados, así como un incremento en el mantenimiento a los elementos de un proceso de Distribución Primaria. Estos aspectos crean en sí pérdidas de energía técnicas en el proceso de distribución de la energía eléctrica. Cada año que pasa el comportamiento de los sistemas de distribución varía, las cargas siguen incrementándose, producto a la demanda de todos los usuarios conectados al SEN. Motivo por el cual, al ocurrir un incremento de la demanda y junto a ello la existencia de pérdidas, se producen altos niveles de gastos económicos para nuestro país. Dado los problemas económicos que hoy enfrentamos en el mundo se hace prioritario cada vez más, tomar medidas que hagan más eficientes las redes de distribución, disminuyendo las grandes pérdidas técnicas en los circuitos de Distribución Primaria, contribuyendo así al ahorro del capital financiero. Por tanto, se hace necesario, la aplicación de decisiones que proporcionen mejoras en las condiciones técnicas de los sistemas eléctricos y vayan a la par de los adelantos dada la implementación de la Revolución energética en nuestra nación.

Capítulo I

Marco Teórico de la Investigación

Índice del Capítulo.

- 1.1 Introducción.
- 1.2 Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación.
- 1.3 Análisis bibliográfico.
- 1.4 Análisis de algunos conceptos importantes a tener en cuenta para valorar la importancia de los sistemas eléctricos.
- 1.5 Partes fundamentales de un sistema eléctrico. Las redes de distribución.
- 1.6 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).
- 1.7 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) del municipio Las Tunas.
- 1.8 Circuitos de distribución en el Municipio Las Tunas, zona Este
- 1.9 Conclusiones.

1.1 - Introducción:

En este capítulo, se abordarán y se tendrán en cuenta diferentes aspectos teóricos que servirán de base para aplicar un conjunto de ideas en función de resolver la problemática planteada en la investigación. También se hizo un análisis profundo en lo que respecta a los circuitos de Distribución Primaria, haciendo énfasis en los dispositivos de protección y medición NU-Lec, pues de ahí parten las mediciones extraídas para la realización de este Trabajo de Diploma.

Problema:

Con las actuales condiciones técnicas, los circuitos de Distribución Primaria correspondiente al municipio de Las Tunas, zona Este, poseen altos niveles de pérdidas técnicas en la energía de distribución.

Campo de acción:

Mejoras en los circuitos de Distribución Primaria correspondientes al municipio de Las Tunas, zona Este.

Objeto de estudio:

Líneas de Distribución a 13,8 kV, correspondiente al municipio de Las Tunas, zona Este.

Hipótesis:

Si se logra una correcta caracterización y modelación de las cargas en los circuitos de Distribución Primaria del municipio Las Tunas, zona Este, entonces se podrían analizar y proponer variantes para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, reduciendo las pérdidas técnicas en las mismas.

Objetivo:

Realizar una correcta modelación de las cargas en los circuitos a través del programa Radial 8.0, para determinar variantes que mejoren la eficiencia del sistema eléctrico, reduciendo las pérdidas técnicas en los circuitos de Distribución.

Objetivos específicos:

- 1- Caracterizar los circuitos de Distribución Primaria correspondiente al municipio de Las Tunas, zona Este, para estudiar el comportamiento de las variables eléctricas, en diferentes condiciones de explotación, mediante el empleo de los resultados de las mediciones de los NU-Lec y herramientas computacionales. (Excel, etc.)
- 2- Modelar los circuitos con la herramienta computacional Radial 8.0, para determinar los flujos de potencia en diferentes regímenes de trabajo (máxima y mínima demanda).
- 3- Proponer y evaluar procedimientos para mejorar la calidad del suministro eléctrico y reducir las pérdidas técnicas en los circuitos de distribución.
- 4- Valorar económicamente la implementación del Trabajo de Diploma.

1.2 Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación.

En el diseño de la investigación, se tuvieron en cuenta los siguientes métodos:

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

Histórico-Lógico: Para el análisis y la comprensión de las etapas por las cuales han transitado los circuitos de Distribución Primaria a través de las mediciones registradas con los dispositivos de protección y medición Nu-Lec, correspondientes al municipio de Las Tunas, zona Este.

Hipotético-Deductivo: Para la elaboración de la hipótesis, cuya veracidad se intentará materializar en la investigación.

La observación científica: Para estar al tanto del desarrollo y el comportamiento del objeto de estudio de la investigación, para la validación de los resultados esperados en la investigación.

La entrevista: Para recopilar informaciones referentes al comportamiento precedente y actual de nuestro objeto de estudio, con el fin de diagnosticar su estado, teniendo en cuenta las necesidades que proporcionarían un camino correcto en la elaboración de un plan de acciones en función de la selección de un método eficaz para lograr los objetivos trazados.

Criterio de expertos: En la proposición de los métodos a implementar como resultado de la investigación, de acuerdo a los resultados esperados en el proceso investigativo, y de implementación.

1.3- Análisis Bibliográfico:

Para la confección y realización de este Trabajo de Diploma investigativo, se analizaron diversos materiales relacionados con las mejoras en los circuitos de distribución, ya sean Tesis, libros de nuestra carrera, materiales facilitados por la organización Básica Eléctrica del municipio Las Tunas, así como Internet. Los mismos hicieron gran aporte en el desarrollo de nuestra investigación, con la intención de enriquecer los conocimientos sobre el tema al respecto y de apropiarnos así de los métodos utilizados que dan solución a nuestro caso investigativo.

En general toda esta información nos da una perspectiva de lo que se debe hacer en la actualidad para mejorar las condiciones técnicas de los circuitos de Distribución Primaria:

- En el trabajo de Duran Salgado C., Moa 2010[1]. a partir de la implementación de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec y la utilización del programa Edis2, se describen las particularidades del circuito N°9 del municipio de Moa, partiendo del levantamiento realizado. Se analizaron las variables eléctricas del circuito y se establecieron las curvas características de demanda. Se determinaron las pérdidas de energía en los transformadores y las pérdidas totales de energía en el circuito N°9. Finalmente se proponen algunas mejoras técnicas organizativas para reducir los niveles de pérdidas del circuito. Y se hace una valoración económica de las mejoras propuestas.

- En el Trabajo de Leyva Elías R., Moa 2009[3] 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.

- En el trabajo de Lobaina Espinosa D., Moa 2010 [4]. Se realizó un estudio de las condiciones de explotación del circuito N°6 de la OBE de Moa. En este trabajo se caracteriza la carga instalada y se proponen variantes para mejorar las condiciones técnicas del circuito N°6. Se emplean herramientas informáticas para así definir los parámetros generales que caracterizan a las redes de distribución. Se proponen variantes técnico organizativas para reducir los niveles de pérdidas de la red. Y se hace una valoración económica de las variantes propuestas.

- En el trabajo de Rodríguez Fortunas J., Moa 2009 [5]. Se detallan las características esenciales del actual Sistema Electroenergético Nacional, incluyéndose los servicios ofrecidos por la Organización Básica Eléctrica del municipio de Moa. Se describe las particularidades del circuito # 21 del municipio de Moa, partiendo de las características de cargas eléctricas, y el comportamiento del consumo en edificios multifamiliares. Se establecieron las curvas características de la demanda por cada uno de los días de la semana, teniendo en cuenta el horario de verano e invierno. Se determinan las pérdidas por desequilibrio hasta los primeros transformadores de cada una de las fases.
- En la Revista Facultad de Ingeniería, enero-diciembre, vol. 9. Universidad de Tarapacá. Arica. Chile. En este trabajo se propone un modelo matemático para estimar las pérdidas en sistemas eléctricos secundarios de distribución, el cual es concebido gracias a la teoría de programación genética y algoritmos genéticos, considera factores de la red como: la carga transmitida, factor de potencia, longitud total de los conductores, desequilibrio de carga, voltaje en la barra de entrada y grado de enmallamiento de la red. Los resultados obtenidos empleando este modelo, resultan bastante satisfactorios al compararlos con los obtenidos de un flujo de carga trifásico.

1.4- Análisis de algunos conceptos a tener en cuenta, para valorar la importancia en los sistemas eléctricos.

Se impone una reflexión en razón de esas dos clasificaciones a que son sometidas en nuestro país las pérdidas, entendidas estas como: la diferencia entre la energía que se compra y la energía que se vende, teniendo en cuenta la deducción de insumos, se hace una estimación de las pérdidas comerciales y el resto se considera como pérdidas técnicas.

Pérdidas: El total de energía que no se factura. Es la energía que entra al municipio a través de los interruptores, se distribuye, se comercializa y no se factura.

Pérdidas técnicas: Es la pérdida de energía que ocurre al paso de la corriente por un proceso de transmisión, debido al tipo de conductor, transformador subutilizado, distancias en las líneas, sobrecalentamiento etc.

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

1.4.1 Calidad del servicio eléctrico prestado.

La definición de la calidad de la energía es muy amplia. Esta se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicos en la red y variaciones de voltaje suministrado al usuario. Además le concierne la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Actualmente la calidad de la energía es el resultado de una atención continua. En años recientes, esta atención ha sido de mayor importancia debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas eléctricos, las cuales, por sí solas resultan ser una causa de degradación en la calidad de la energía eléctrica.

Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en nuestra vida, la cual es usada en la iluminación, en la operación de diversos equipos, vídeo, aire acondicionado y sistemas de cómputo, así como en procesos industriales como de servicio, es importante contar con una buena calidad de energía. La energía eléctrica además se ha empleado en la fabricación de la mayoría de las cosas que utilizamos.



Por consiguiente los disturbios y variaciones de voltaje que se producen en la red eléctrica afectan directamente al usuario.

Por dar un ejemplo, las depresiones de voltaje por sólo cinco milisegundos son capaces de hacer que una computadora pierda su información o causar errores, es por esto que el incremento en el equipo de procesamiento de datos (computadoras) ha marcado al problema de la calidad de la energía como un problema muy serio.

Los disturbios no sólo afectan al equipo de los consumidores, sino que también perjudica la operación de la red de suministro. Los disturbios mencionados causan problemas como los que se citan a continuación:

- a) Operación incorrecta de controles remotos.
- b) Sobrecalentamiento de cables.
- c) Incremento de las pérdidas activas en los transformadores, por motores, líneas y otros equipos.
- d) Errores en medición.
- e) Operación incorrecta de sistemas de protección, entre otros.

Debido a estos problemas, algún componente de cualquier equipo puede sufrir un daño considerable al presentarse algún proceso transitorio que rebase su nivel de aislamiento. Otro ejemplo, un rectificador puede llegar a fallar si es expuesto a un voltaje transitorio por encima de cierto nivel. Podemos decir, que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario, y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de la compañías suministradoras de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

Descripción de disturbios:

Los términos usados para describir los disturbios frecuentemente tienen diferente significado para diferentes usuarios. Pero muchos atributos de calidad de energía son comúnmente reconocidos. A continuación se da una breve descripción de algunos de los disturbios más comunes.

Pico de voltaje

Es un incremento en el nivel de voltaje que dura microsegundos. Es debido principalmente por fallas en la red eléctrica, descargas atmosféricas y switcheo de grandes cargas.

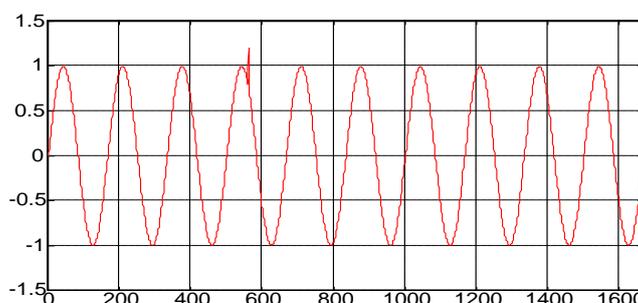


Fig1.1. Pico de voltaje

Depresión de voltaje (sags)

Es un decremento momentáneo (varios ciclos de duración) en el nivel de voltaje. Es debido a la conexión de grandes cargas, descargas atmosféricas y fallas en la red eléctrica.

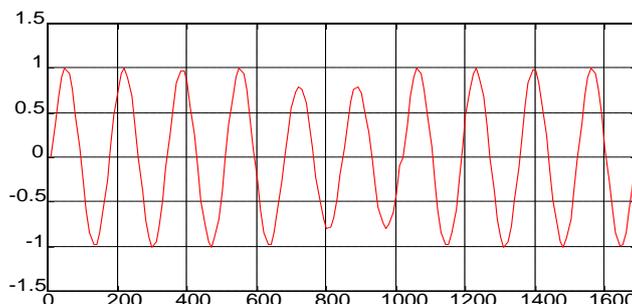


Fig 1.2. Depresión de Voltaje

Dilatación de voltaje (swell)

Es un incremento del voltaje de varios ciclos de duración. Es ocasionado por la desconexión de cargas grandes y no llega a ser un sobrevoltaje.

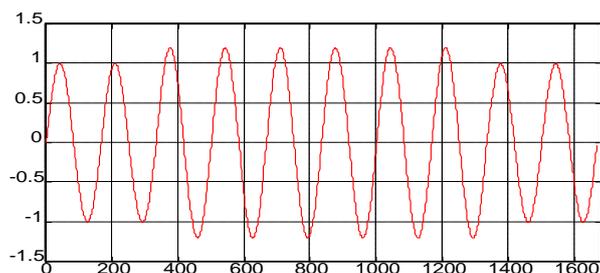


Fig 1.3 Dilatación de Voltaje.

Sobrevoltaje

Es una condición de voltaje elevado (arriba del valor nominal) que a diferencia del swell de voltaje, dura mucho más tiempo. Es causado por una pobre regulación de voltaje.

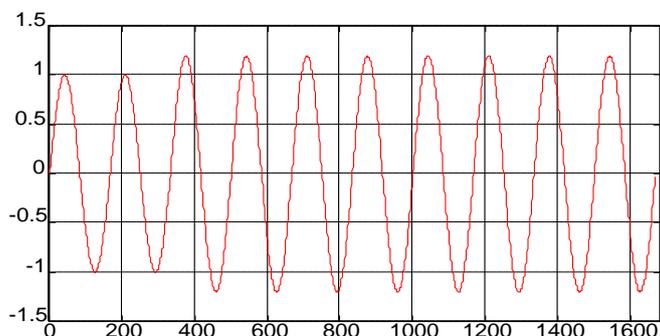


Fig 1.4. Sobrevoltaje.

Parpadeo (flickers)

Se refiere a las fluctuaciones en el nivel de voltaje. Estas son debidas a la conexión de cargas cíclicas como hornos eléctricos o por oscilaciones subarmónicas (subarmónicas se refiere a señales de frecuencia menor a la fundamental). Por lo general este efecto se observa fácilmente en el cambio de intensidad bajo y alto de lámparas y ruido acelerado y desacelerado de motores.

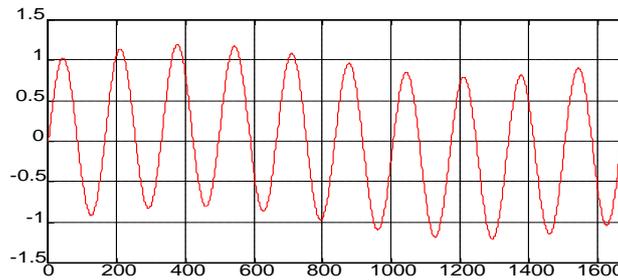


Fig 1.5. Parpadeo.

Interrupciones de energía

Es la pérdida total de potencia. Por lo general se considera interrupción cuando el voltaje ha decrecido a un 15 % del valor nominal o menos.

Este es debido a aperturas de líneas, daño de transformadores, operación de fusibles o equipos de protección de la red, entre otras posibilidades. También se consideran interrupciones de energía aquellas que duran milisegundos.

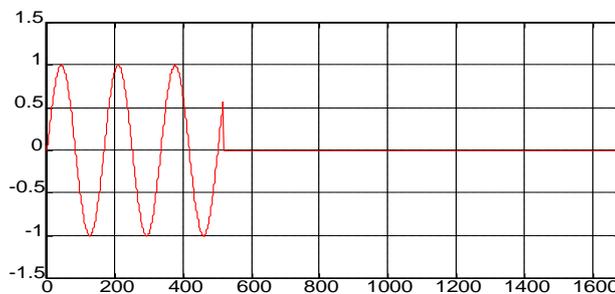


Fig 1.6. Interrupción de energía.

Ruido eléctrico

Es la distorsión (no necesariamente periódica) de la forma senoidal del voltaje. Este es debido a switcheo, transmisores de radio y equipo industrial de arco eléctrico.

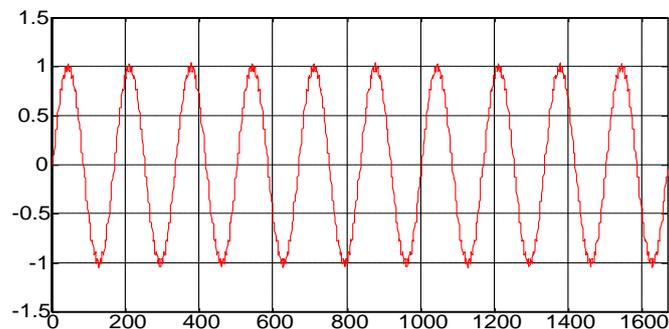


Fig 1.7. Ruido eléctrico.

Distorsión armónica

Es la distorsión (periódica) de la forma de onda senoidal del voltaje o corriente. Esta es causada por la operación de equipos no lineales como lo son rectificadores y hornos de arco eléctrico. Este es un fenómeno en estado estable.

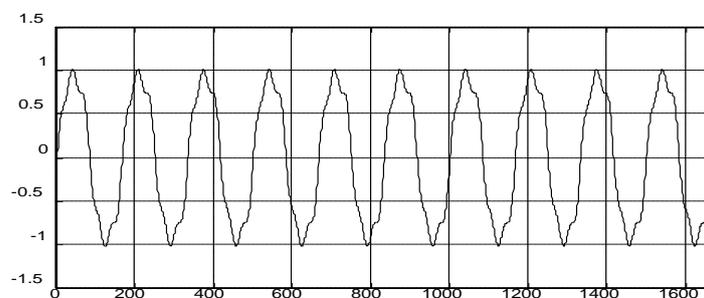


Fig 1.8. Distorsión armónica

Como se puede observar unos de los problemas más conocidos y que producen una gran cantidad de problemas por el efecto que produce son las armónicas.

1.5 Partes Fundamentales de un Sistema Eléctrico. Las Redes de Distribución.

Las líneas de Distribución son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, industria, etc.) con las líneas de transmisión y subtransmisión.

En Cuba en líneas primarias se encuentra un voltaje de 2,4 kV, 4,16 kV, 6,7 kV, 13,8 kV y, en los secundarios de 230 V, 460 V, 230/115, 400/230, 200/115, 120/208 y en el caso de especial network. Por su ubicación pueden ser aéreas, soterradas o mixtas.

Este tipo de conexión entre los sistemas eléctricos reporta beneficios como reducción de los costos de operación al reducir el número de generadores necesarios, mejora el factor de carga del sistema y aumenta las facilidades de mantenimientos.

Clasificación de las redes según su configuración.

- Radiales.
- Con lazo.
- Con malla o red

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

Distribución radial: Es aquella red, en la 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 bajo costo inicial de inversión relativamente y simplicidad.

Este a su vez, tiene desventajas como falta de continuidad del servicio ante perturbaciones y fallas, debe saberse que más del 80% en líneas son temporales y pueden desaparecer solas.

Las redes de distribución con lazo en el primario se utilizan donde la zona de densidad de la carga (kW/m²) es media o algo grande.

Redes con mallas (network) existen dos versiones uno con malla en el secundario y el otro con malla en primario, este sistema de distribución es el más confiable y de mejores características de regulación de voltaje, pero es más costoso, se usa exclusivamente en zonas de gran densidad de carga y es generalmente soterrado.

1.6 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

El Sistema Electroenergético Nacional (SEN) le brinda servicio a un total de 11.5 millones de habitantes. La electrificación abarca el 96% del país. Para esto, la Unión Eléctrica dispone de 14 Centrales Eléctricas principales, casi 7 mil kilómetros de Líneas de Transmisión de Alto Voltaje, más de 75 mil kilómetros de Líneas de Distribución, 131 Subestaciones de Alto Voltaje, 2 096 Subestaciones de Distribución y más de 120 000 transformadores de distribución.

En el año 2009, en el país se estaban consumiendo aproximadamente 6.5 kWh por vivienda en el mes de julio, el cual fue el de mayor demanda en ese año. Se contaba con una potencia disponible de 3263 MW, y hubo un consumo promedio en los días laborables de 2617 MW. Actualmente, nuestra generación base es la generación térmica, ocupando el 64%, con 1366 MW en generación. La generación de electricidad a partir de las nuevas plantas de Fuel Oil y Diesel están cada una con un 10% de generación, aportando 239 y 723 MW, respectivamente. La generación con gas GLP tiene el 15% de generación de electricidad, aportando 295 MW. La generación a base de Diesel y Fuel Oil o generación distribuida, se está empleando mayoritariamente en el horario pico para aportar energía a la red.



Estos equipamientos tienen bajos índices de consumo de combustible, así como bajos valores de insumos, están disponibles hasta un 90%, tienen valores de potencia unitaria, cuya capacidad, en caso de avería, no tiene impacto en el SEN, una de las más importantes es su rápida entrada de capacidad de generación que se efectúa en cortos períodos de tiempo, reducción de pérdidas de transmisión y subtransmisión, generación en subestaciones rurales y en los sistemas aislados, disminuye vulnerabilidad ante contingencias, reducción de emisiones contaminantes.

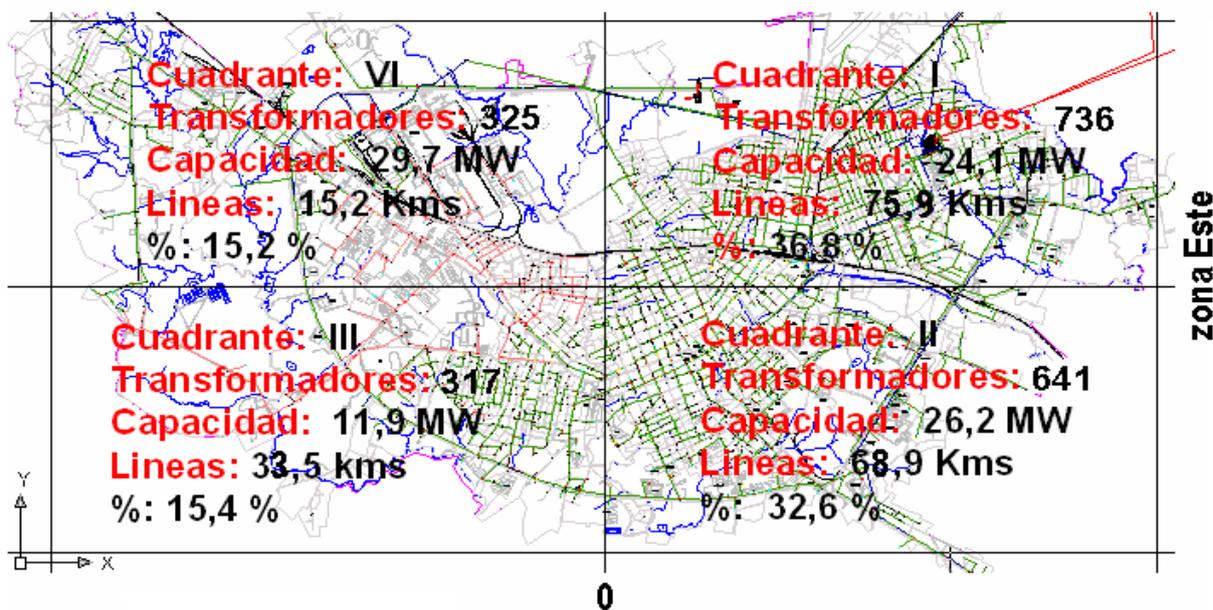
Construir una central eléctrica puede tener un costo de hasta un millón de dólares por cada MW instalado. Una línea eléctrica de alto voltaje puede costar hasta 100 000 dólares por cada kilómetro de extensión. Por estas razones se dice que las inversiones eléctricas son intensivas en capital. Los plazos de construcción son por lo general largos. Construir una nueva unidad de generación eléctrica puede tomar entre 18 y 48 meses, dependiendo del lugar y la tecnología seleccionada.

Con el programa de rehabilitación de redes eléctricas, el país eliminó el 81 % de las zonas de bajo voltaje, con la que fueron beneficiados 716 072 clientes. Con este programa fueron ejecutadas 406 561 acciones para apoyar el 61 % del programa de mejoras. Fueron sustituidos 129 574 postes, 3 047 km de conductores primarios, 1 225 754 acometidas, 21 344 circuitos secundarios, 705 151 metrocontadores, además de que fueron convertidos 193 MVA de 4,16 kV a 13,2 kV. [Lobaina Espinosa D][3]

1.7 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) del municipio Tunas zona Este.

La Unidad Empresarial de Base (UEB) está situada en el municipio Las Tunas, limita al Este con el municipio Calixto, al Oeste con el municipio de Guáimaro la provincia de Camagüey, al norte con el municipio Puerto Padre y Manatí, al Sur con la provincia de Granma. Esta UEB atiende 11 circuitos de distribución para una red en su zona Este de 134.07 Km de líneas de distribución, los cuales son a voltaje de 13,2 kV, con un total de 1377 transformadores. Se brinda servicio a una población aproximada de 122 576 habitantes, donde 36 421 son clientes, de los cuales 1 099 son estatales y 35 322 son residenciales para una demanda cercana a los 24.69 MW. Existen instalado 91 Grupos Electrónicos para casos de emergencias o situaciones excepcionales. De ellos: **60** del programa y **21** de otras empresas. Para su mejor caracterización, el municipio de Las Tunas, ha sido dividido en cuatro cuadrantes, como se muestra en la **Fig. 1.9** donde los cuadrantes I y II pertenecen a la zona Este y los cuadrantes III y IV a la zona Oeste.

Fig. 1.9 División del municipio Tunas en cuadrantes y por zonas.



La mayor densidad de carga para el servicio brindado por la empresa, se encuentra en los cuadrantes I y II, al Este de la ciudad, donde están instalados el 69,4% de los transformadores de distribución y el 66,3% de la capacidad total instalada. Las dos principales fuentes de alimentación (**Subestaciones 110/13,2 kV Tunas I y Tunas II**) se encuentran ubicadas en el cuadrante I. El resto de las fuentes (Subestaciones: 4-Caminos 33/13,2 kV, se ubican en los cuadrantes II y IV, pero con ramas de circuitos que llegan a la zona Este de la ciudad. La correlación existente entre la ubicación de las principales fuentes de alimentación y la densidad geográfica de las cargas, obligan a tomar medidas, para tratar de disminuir las pérdidas técnicas que actualmente pasan por encima del promedio exigido, para la cual se proyecta la UNE en próximos años.

El departamento Comercial de la UEB lleva un estricto control de las detecciones por parte de los inspectores eléctricos, de los fraudes que en ocasiones son cometidos por los clientes. Podemos decir que las pérdidas por fraude pueden llegar a ser significativas, es por ello que se realizan inspecciones y revisiones, pues un fraude no detectado puede ocasionar grandes pérdidas monetarias a la empresa distribuidora y al país. La UEB tiene como misión la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica con calidad y eficiencia, de forma tal que satisfaga las exigencias de los clientes. La misma está encaminada a ofrecer un servicio con calidad certificada por las normas internacionales y basada en el proceso de mejoras continuas. Esta empresa posee una plantilla con un personal calificado y especializado para solucionar deficiencias e interrupciones y prestar servicios de posventa.

La UEB del Municipio de Las Tunas, cuenta con la siguiente plantilla de trabajadores (Ver tabla 1.2).

Tabla 1.2: Plantilla de trabajadores de la OBE municipio Las Tunas

Categoría	Plan	Real
Obreros	55	55
Técnicos	64	64
Dirigentes	5	5
Administrativos	16	16
Servicios	80	80
Total	220	220

La Unidad Empresarial de Base, cuenta con 4 carros (2 de Brigada, 1 servicio y 1 de la Guardia). Sus Principales servicios a la población e industrias son:

- 1-Contratación y conexión de nuevos servicios o ampliación a 220 Volt.
- 2- Solicitud de variado de lugar.
- 3- Estudio del mejoramiento del factor de potencia ($\cos \varphi$).
- 4- Solicitud de electrificación de inversiones de otros organismos.
- 5- Mejoramiento y mantenimiento del alumbrado público.
- 6- Rehabilitación y mantenimiento de las Redes Eléctricas.

1.8 Circuitos de distribución en el Municipio de Las Tunas, zona Este.

El municipio de Las Tunas, es alimentado de la parte Noroeste de la ciudad desde la subestación Tunas I 110/13,2 kV con un transformador de 25 MVA, alimenta los circuitos: TK1, TK2, TK5, TK6 y TK106. La subestación Tunas II 110/13,2 kV, con un transformador de 25 MVA, alimenta los circuitos: TK4, TK9, TK17, TK18 Y TK105. Por otra parte, el circuito TK26 es alimentado de la subestación 4-Caminos a 33/13,2 kV, con dos transformadores a 4,0 MVA, con una longitud total para la zona Este de 134.07 km de distribución. Los cuales pertenecen a los circuitos objeto de estudio. Estos circuitos son radiales con longitudes largas, construidos fundamentalmente con conductor ACSR 35 mm² en su mayor predominio. En la tabla 1.1 se muestra, el voltaje primario en kV de cada circuito y su longitud en kilómetros.

Tabla 1.2: Distribución de los circuitos zona Este, Las Tunas.

CIRCUITOS	VOLTAJE PRIMARIO (kV)	LONGITUD DEL CIRCUITO (kms)
TK1	13,2	4,15
TK2	13,2	5,06
TK4	13,2	4,5
TK5	13,2	23,1
TK6	13,2	8,59
TK9	13,2	20,83
TK17	13,2	7,87
TK18	13,2	22,16
TK26	13,2	25,52
TK105	13,2	7,21
TK106	13,2	5,08
TOTAL	13.2 (kV)	134.07 (kms)

1.8.1 Caracterización de los Circuitos, zona Este.

Nuestro estudio se centrará en los circuitos de distribución **TK1, TK2, TK4, TK5, TK6, TK9, TK17, TK18, TK26, TK105 y TK106**, del municipio Las Tunas, zona Este. En estos circuitos las líneas de Distribución, se identifican con el código H008, los mismos tienen como tensión nominal 13.2 kV y una extensión para las líneas de distribución de 134.07 km como antes mencionábamos. Los circuitos cuentan con modernos recerradores de reciente instalación de Marca NU-Lec, fabricación Australiana. Estos equipos además de cumplir su función como protección, traen unido al interruptor, un módulo electrónico que es un analizador de redes, el cual hace un grupo de mediciones automáticas: corrientes, tensiones, potencia, factor de potencia, entre otras; las cuales guarda en memoria, permitiendo el acceso al dispositivo mediante comunicación serie con una computadora. Cualquier interrupción en estos circuitos, deja sin servicio a una gran cantidad de consumidores, debido a que no cuentan con una doble alimentación que garantice la transferencia de cargas al circuito interrumpido.

Existen 3 circuitos cuyos parámetros físicos, dígame pérdidas técnicas, están por encima del valor promedio exigido por la UNE. Todo esto unido al hecho de que las principales fuentes de alimentación están ubicadas en la parte Noreste de la ciudad, provoca que la red no tenga una configuración óptima para la explotación. Por lo tanto, no existe la confiabilidad necesaria para el servicio de las cargas principales del centro de la ciudad, por la cual la red no tiene la flexibilidad necesaria para garantizar una alimentación segura, razón que la ubica por encima del promedio 8.2% para sus pérdidas totales.

La distribución de las cargas entre los circuitos no es la más óptima, pues existe una sobrecarga para casi todos los casos en la fase(a) de los circuitos. Esto provoca un desbalance de carga y de por sí que las corrientes en el neutro sean altas, al mismo tiempo afecta a los transformadores, pues se calientan los devanados de los mismo, incrementando las pérdidas técnicas.

En general el municipio tiene en relación con el flujo de carga unas pérdidas de energía en la distribución, para las subestaciones Tinas I, Tunas II y 4-Caminos de **116 402.88** MWh al año, lo que origina por conceptos de generación grandes pérdidas económicas al país.

En las siguientes tablas se muestran la composición de los circuitos de distribución correspondiente al municipio de Las Tunas, zona Este, así como la cantidad de transformadores que están instalados, con sus fabricantes, el tipo de conexión, el servicio que brinda, y su capacidad instalada para cada unos de los circuitos:

Tabla 1.3: Existencia de transformadores y capacidad instalada para cada circuito.

CIRCUITOS	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)
TK1	68	1765
TK2	80	3452.5
TK4	62	1317.5
TK5	341	11867.5
TK6	78	2640
TK9	272	11824
TK17	60	812.5
TK18	121	7570
TK26	125	5489
TK105	67	2332.5
TK106	103	1750
TOTAL	1377	50820.5
PROMEDIO	125.18	4620.04

Tabla 1.4: Existencia de transformadores por fabricantes para los circuitos TK1 y TK2.

No	FABRICANTE												País					Cantidad	
	CIRCUITOS	GUAMA	SHANGAI	ABB	Aichi	HITACHI	TOSHIBA	TPL	COOPER	MAGNETRON	Latino	COLFA	Prolec	CUBA	Colombia	Japon	China		México
TK1											X			X					13
TK1													X					X	15
TK1						X										X			2
TK1					X											X			2
TK1	X													x					1
TK1				X												X			4
TK1		X															X		16
TK1			X												X				4
TK1								X							X				3
TK1									X						X				4
TK1								X							x			X	2
TK1											X			X					2
TK2											X			X					3
TK2													X					X	15
TK2						X										X			30
TK2					X											X			10
TK2	X													x					2
TK2				X												X			2
TK2		X															X		2
TK2			X												X				4
TK2								X							X				3
TK2									X						X				5
TK2								X							x			X	2
TK2											X			X					2

Tabla 1.5: Existencia de transformadores por fabricantes para los circuitos TK4 y TK5.

No	FABRICANTE												País					Cantidad	
	CIRCUITOS	GUAMA	SHANGAI	ABB	Aichi	HITACHI	TOSHIBA	TPL	COOPER	MAGNETRON	Latino	COLFA	Prolec	CUBA	Colombia	Japon	China		México
TK4											X			X					12
TK4													X					X	8
TK4						X										X			3
TK4					X											X			2
TK4	X													x					3
TK4				X												X			4
TK4		X															X		14
TK4			X												X				4
TK4								X							X				3
TK4									X						X				4
TK4									X						x			X	2
TK4											X			X					3
TK5											X			X					60
TK5													X					X	15
TK5					X		X									X			27
TK5					X											X			20
TK5	X													x					43
TK5				X												X			3
TK5		X															X		10
TK5			X												X				2
TK5								X							X				59
TK5									X						X				7
TK5									X						x			X	36
TK5											X			X					59

Tabla 1.6: Existencia de transformadores por fabricantes para los circuitos TK6 y TK9.

No	FABRICANTE												Pais					Cantidad	
	CIRCUITOS	GUAMA	SHANGAI	ABB	Aichi	HITACHI	TOSHIBA	TPL	COOPER	MAGNETRON	Latino	COLFA	Prolec	CUBA	Colombia	Japon	China		México
TK6										X			X						21
TK6												X						X	10
TK6						X									X				5
TK6					X										X				3
TK6	X												X						3
TK6				X											X				4
TK6		X														X			11
TK6			X											X					4
TK6							X							X					1
TK6								X						X					4
TK6								X						X			X		2
TK6											X			X					10
TK9										X			X						35
TK9												X						X	1
TK9						X									X				15
TK9					X										X				20
TK9	X												X						50
TK9				X											X				1
TK9		X														X			10
TK9			X											X					1
TK9							X							X					36
TK9								X						X					7
TK9								X						X			X		36
TK9											X			X					60

Tabla 1.7: Existencia de transformadores por fabricantes para los circuitos TK17 y TK18.

No	FABRICANTE												Pais					Cantidad	
	CIRCUITOS	GUAMA	SHANGAI	ABB	Aichi	HITACHI	TOSHIBA	TPL	COOPER	MAGNETRON	Latino	COLFA	Prolec	CUBA	Colombia	Japon	China		México
TK17											X			X					5
TK17												X						X	10
TK17						X									X				1
TK17					X									X					2
TK17	X												X						3
TK17				X											X				4
TK17		X														X			10
TK17			X											X					4
TK17							X							X					7
TK17								X						X					4
TK17								X						X			X		5
TK17											X			X					5
TK18										X				X					18
TK18												X						X	3
TK18						X									X				5
TK18					X										X				20
TK18	X												X						12
TK18				X											X				3
TK18		X														X			10
TK18			X											X					2
TK18							X							X					3
TK18								X						X					7
TK18								X						X			X		36
TK18											X			X					2

Tabla 1.8: Existencia de transformadores por fabricantes para los circuitos TK26 y TK105.

No	FABRICANTE												Pais					Cantidad	
	CIRCUITOS	GUAMA	SHANGAI	ABB	Aichi	HITACHI	TOSHIBA	TPL	COOPER	MAGNETRON	Latino	COLFA	Prolec	CUBA	Colombia	Japon	China		México
TK26													X						17
TK26													X					X	40
TK26						X										X			3
TK26					X											X			1
TK26	X												x						3
TK26				X												X			4
TK26		X															X		10
TK26			X											X					36
TK26								X						X					2
TK26									X					X					4
TK26								X						x				X	4
TK26												X		X					1
TK105													X						1
TK105													X					X	15
TK105						X										X			5
TK105					X											X			3
TK105	X												x						1
TK105				X												X			8
TK105		X															X		1
TK105			X											X					7
TK105								X						X					10
TK105									X					X					3
TK105								X						x				X	10
TK105												X		X					3

Tabla 1.9: Existencia de transformadores por fabricantes para los circuitos TK106.

No	FABRICANTE												Pais					Cantidad	
	CIRCUITOS	GUAMA	SHANGAI	ABB	Aichi	HITACHI	TOSHIBA	TPL	COOPER	MAGNETRON	Latino	COLFA	Prolec	CUBA	Colombia	Japon	China		México
TK106													X						1
TK106													X					X	13
TK106						X										X			15
TK106					X											X			1
TK106	X													x					20
TK106				X												X			4
TK106		X															X		30
TK106			X											X					4
TK106								X						X					5
TK106									X					X					4
TK106								X						x				X	3
TK106												X		X					3

Tabla 1.10: Existencia de los transformadores por tipo de servicio que brindan.

CIRCUITOS	TIPO DE SERVICIO				TOTAL
	ALUMBRADO PUBLICO	EXCLUSIVO	RESIDENCIAL	MIXTO	
TK1	2	23	37	6	68
TK2	0	13	38	29	80
TK4	0	28	31	3	62
TK5	0	75	217	49	341
TK6	0	7	61	10	78
TK9	0	68	169	35	272
TK17	0	9	49	2	60
TK18	0	42	71	8	121
TK105	0	13	51	3	67
TK26	0	35	65	25	125
TK106	0	27	70	6	103
TOTAL	2	340	859	176	1377
TOTAL GENERAL PARA TODOS LOS CIRCUITOS: 1377					

Tabla 1.11: Existencia de los transformadores por voltaje.

CIRCUITOS	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES VOLTAJE PRIMARIO (V)	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES VOLTAJE SECUNDARIO (V)				TOTAL
	7620	120/208	120/240	216	240/480	
TK1	68	0	49	1	18	68
TK2	80	0	58	0	22	80
TK4	62	0	62	0	0	62
TK5	341	0	300	0	41	341
TK6	78	0	75	0	3	78
TK9	272	0	237	0	35	272
TK17	60	0	57	0	3	60
TK18	121	0	121	0	0	121
TK105	67	3	47	0	17	67
TK26	125	0	104	1	20	125
TK106	103	0	100	1	2	103
TOTAL	1377	3	1210	3	161	1377
TOTAL GENERAL PARA TODOS LOS CIRCUITOS : 1377						

Tabla 1.12: Existencia de transformadores por conexión.

CIRCUITOS	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES POR CONEXION					Total
	Monofásico	Y-Ab / D-Ab	Y-D Ate	D-Ab / D-Ab	Y -Ate / Y -Ate	
TK1	50	10	8	0	0	68
TK2	60	4	16	0	0	80
TK4	54	0	7	1	0	62
TK5	200	77	60	1	3	341
TK6	61	10	3	2	2	78
TK9	193	64	13	0	2	272
TK17	50	4	6	0	0	60
TK18	91	15	9	1	5	121
TK105	45	11	10	0	1	67
TK26	72	30	22	1	0	125
TK106	62	29	8	1	3	103
TOTAL	938	254	162	7	16	1377
TOTAL GENERAL PARA TODOS LOS CIRCUITOS : 1377						

Siendo **Y-Ab**: Estrella abierta. **D-Ab**: Delta abierta. **Y-D Ate**: Estrella-Delta Aterrada. **Y-Ate**: Estrella aterrada.

1.9 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo:

Se establecieron las bases teóricas y metodológicas de la investigación, seleccionando como objeto de estudio los circuitos de Distribución Primaria, correspondientes al municipio de Las Tunas, zona Este, a voltaje de 13.8 kV.

Se realizó una caracterización del circuito, donde se puede apreciar que posee un total 1377 transformadores, la gran mayoría de servicio monofásico, representando el 68% del total, con una capacidad total instalada de 27 893 kVA. El voltaje (primario) que llega a los transformadores es principalmente de 7.62 kV y estos los transforman (voltaje secundario) en su mayor predominio a 120/240 V y 240/480 V.

Capítulo II

Modelación de los circuitos de Distribución, zona Este.

Índice del capítulo.

2.1 Introducción.

2.2 Dispositivos NU-Lec.

2.3 Comportamiento de las variables eléctricas.

2.4 Levantamiento de las cargas.

2.5 Herramienta para la modelación de los circuitos de distribución en Radial 8.0.

2.6 Esquemas monolineales de los circuitos de distribución del municipio Las Tunas, zona Este.

2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.

2.7.1 Flujo de potencia para demanda máxima.

2.7.2 Flujo de potencia para demanda mínima.

2.8 Determinación de las pérdidas de potencia.

2.8.4 Pérdidas totales de potencia, en los circuitos de Distribución.

2.9 Pérdidas en los Conductores.

2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.

2.11 Conclusiones.

2.1 Introducción.

El objetivo esencial y básico de este capítulo, es realizar el análisis y la modelación de los circuitos objetos de estudio correspondiente al municipio de Las Tunas, zona Este. Esto pudo ser posible partiendo de las mediciones tomadas en los circuitos de Distribución Primaria, a través de los dispositivos de protección y medición NU-Lec. La modelación se realizará con la ayuda del Software Radial 8.0

2.2 Dispositivos Nu-Lec.

Con la instalación e implementación de los Dispositivos de Protección y Medición (**NU-Lec**) en las subestaciones principales del municipio de las Tunas, zona Este, se facilitó el análisis y estudio de las principales variables eléctricas que tienen una influencia directa en nuestro caso investigativo, dígase en el ámbito de las pérdidas técnicas. El comportamiento de los datos obtenidos permitió enfocarnos en el procedimiento para mejorar la calidad de la energía eléctrica, ya que nos situó en tiempo y espacio para proceder así, a la reducción de las pérdidas técnicas en los circuitos de Distribución. Nuestra intención consiste en aumentar la eficiencia del sistema eléctrico en el municipio de Las Tunas, zona Este, así como, su confiabilidad, reduciendo lo más posible las pérdidas técnicas y situar las pérdidas totales de la empresa por debajo del porcentaje exigido para la cual se proyecta la UNE en el 2015, que son de un 8,2 %.

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



Fig. 2.1 Dispositivo de protección y Medición (NU-Lec).

Los Recerradores y Seccionalizadores automáticos de industrias NU-Lec, son interruptores trifásicos para montar en postes y uso a la intemperie, están equipados con un gabinete de control que garantiza una protección avanzada, registro de eventos y comunicación local y remota. Las señales de la línea de Alta Tensión (AT) están conectadas dentro del módulo de la electrónica, por conexión directa a la entrada analógica. Los transformadores de corriente poseen un rango especial extendido desde 10 A a 12.500 A para medición y protección.

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



Fig. 2.2 Panel de control para el operador.

2.2.1 Mediciones históricas.

El flujo de la energía es integrado en intervalos de 5, 10, 15, 30, o 60 minutos (kWh) y los valores son registrados por un tiempo alrededor de dos meses. Esto se puede ver en el panel de control del operador en la computadora o en el sistema SCADA compatible. Adicionalmente los datos pueden ser cargados en una computadora portátil o en un sistema SCADA compatible.

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

2.2.2 Interfaz con computadora.

El Sistema Operativo para Windows (WSOS), es un software avanzado para computadoras personales que permite la programación, el monitoreo y el control "en línea" y "fuera de línea" de un reconectador o un seccionalizador a través del puerto RS232. Esto está disponible como una opción al reconectador o al seccionalizador de Industrias Nu-Lec. A continuación se muestra gráficamente la conexión a través del puerto RS232 para el interfaz con computadoras u ordenadores portátiles.



Fig. 2.3 Interfaz con Computadora.

2.3 Comportamiento de las variables eléctricas.

Como se puede observar en la figura 2.4 posteriormente se muestra la curva que pertenece a la demanda diaria para uno de los circuitos objeto de estudio correspondiente a una semana. Estas mediciones fueron obtenidas con las lecturas tomadas por los Nu-Lec instalados en las subestaciones principales, para cada uno de los circuitos estáticos al municipio de Las Tunas, zona Este, dígase subestaciones *(Tunas I, Tunas II y 4-Caminos.)*

Se aclara que el comportamiento de las variables eléctricas para los demás circuitos es similar, coincidiendo en el mayor de los casos. Su demanda de Potencia activa máxima, ocurre el horario pico, debido al elevado uso de equipos altos consumidores en este horario.

De entre ellos se escogió el circuito TK105, que corresponde a la subestación Tunas II, pues el comportamiento de las variables que en él se muestran, para el promedio de las variables eléctricas del resto de los circuitos, es muy parecida.

Analizando el comportamiento de estas curvas, se puede apreciar el día de menor consumo eléctrico para TK105 fue el viernes, con un valor de 0.9 MW alrededor de las 5:00 horas de la madrugada. Esto se debe al reducido número de equipos electrodomésticos conectados a la red en este horario.

Por otra parte, la demanda eléctrica máxima durante la semana para el circuito de distribución TK105, fue el jueves con un valor de 3 MW a las 18:00 horas, que corresponde al horario de la tarde, coincidiendo con el horario pico de la demanda en todo el país. A esta hora se produce la mayor demanda debido al elevado uso de equipos altos consumidores, utilizados principalmente en la cocción de alimentos por parte de la población Tunera. Consiguiente a esto se muestra la curva de demanda de Potencia Activa correspondiente a una semana.

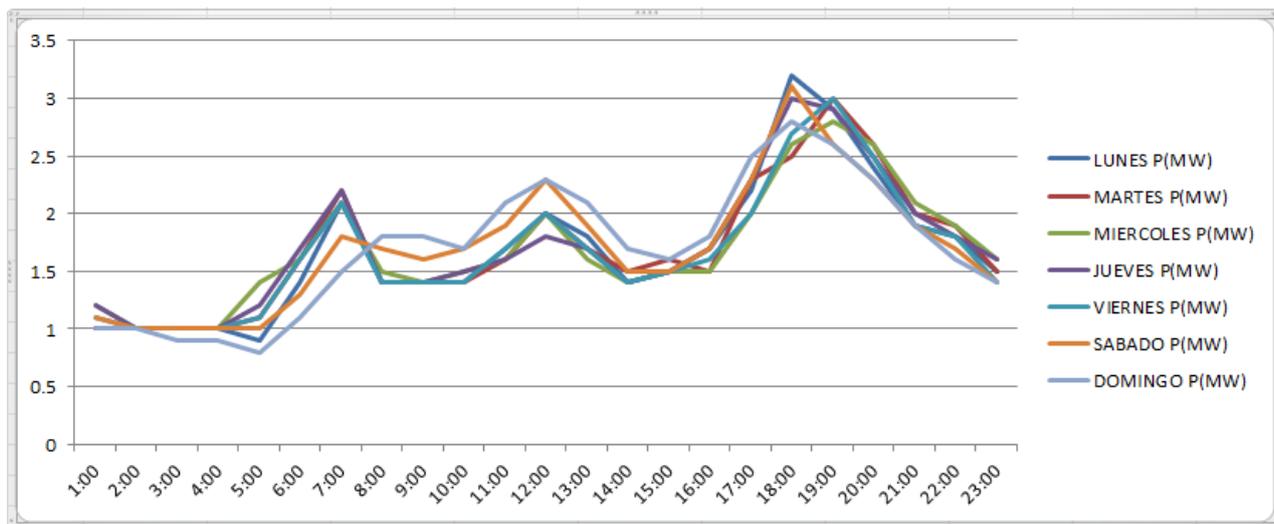


Fig. 2.4 Curvas de demanda durante una semana TK105.

Para el caso de la demanda en los días de fin de semana, el mínimo valor de consumo energético ocurre el domingo, disminuyendo hasta alcanzar un valor de 0.8 MW en el horario de las 5:00 horas de la madrugada. El mayor valor de demanda energética en el fin de semana se produjo el sábado, con un valor de 3.1 MW en el horario de las 18:00 horas.

Se puede apreciar una diferencia en la curva de demanda del domingo, en el horario comprendido entre las 8:00 y 12:00 horas donde la demanda es mayor que en los demás días de la semana a ese mismo horario. Esto es dado porque en la mayoría de las viviendas de nuestro país, se aprovecha el fin de semana para lavar la ropa, entre otras tareas y actividades que se realizan en las familias cubanas.

En el horario después del mediodía, se observa como las dos curvas de demanda correspondientes a los días sábado y domingo se mantienen por encima de las restantes. Esto es debido a que en el horario de la tarde se realizan tareas en la casa que de lunes a viernes, no se hacen o se realizan con menor frecuencia, como planchar y ver televisión, además de cocinar más temprano. Los datos del consumo de cada uno de los días de la semana, están reflejados y expuestos en el Anexo 1. Vea el anexo.

El comportamiento promedio de la tensión, se muestra en la figura 2.5, donde se puede observar que los valores máximos de tensión corresponden a las 16 horas, obteniéndose valores de $U_{ab}=13.26$ kV, $U_{bc}=13.15$ kV y $U_{ca}= 13.10$ kV.

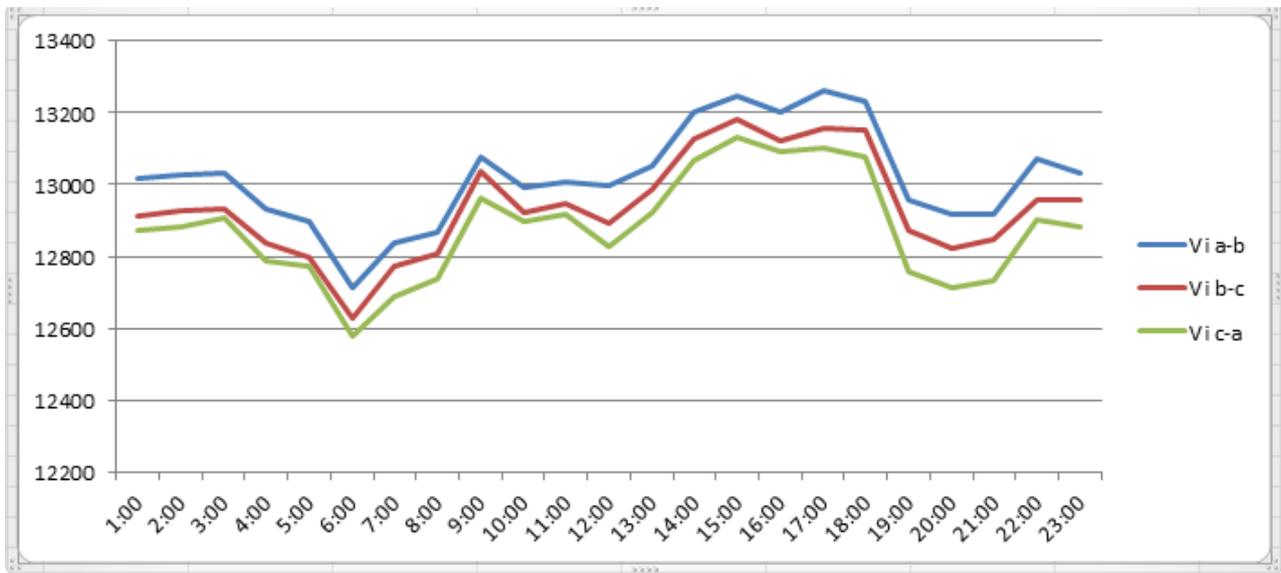


Fig. 2.5. Gráfico de tensión promedio entre fases TK105.

El mínimo de tensión U_{ab} se presentó con un valor de 12.70 kV, la U_{bc} fue de 12.62 kV y el valor mínimo de tensión U_{ca} es de 12.57 kV, correspondiente al horario de la madrugada a las 6:10 horas.

Entre ellos existe una diferencia de tensión permisible dentro de las normas de media tensión, que no superan el 5% de diferencia entre fases. Los datos para la realización de este gráfico, se muestran en el Anexo 2. Vea el anexo.

Para el caso de las corrientes promedio en el circuito TK105, (véase gráfico de la figura 2.6), se puede observar que las cargas están desbalanceadas, estando la fase C más cargada que las fases A y B, que se comportan de forma similar durante todo el día.

El máximo valor de corriente fue registrado a las 20:00 horas para las 3 fases, tomando valores de $I_c = 43$ A, $I_B = 14$ A, y $I_a = 33$ A. Con respecto a los valores reales y promedios no se cumplen las normas para los sistemas de distribución, la cual expresa que el desbalance no debe ser superior a un 5%, pues la fase C, tiene un desbalance de un 24% con respecto a la fase A y de un 67.35% con respecto a la fase B. A continuación se muestra el gráfico de corrientes promedio para el circuito TK105.

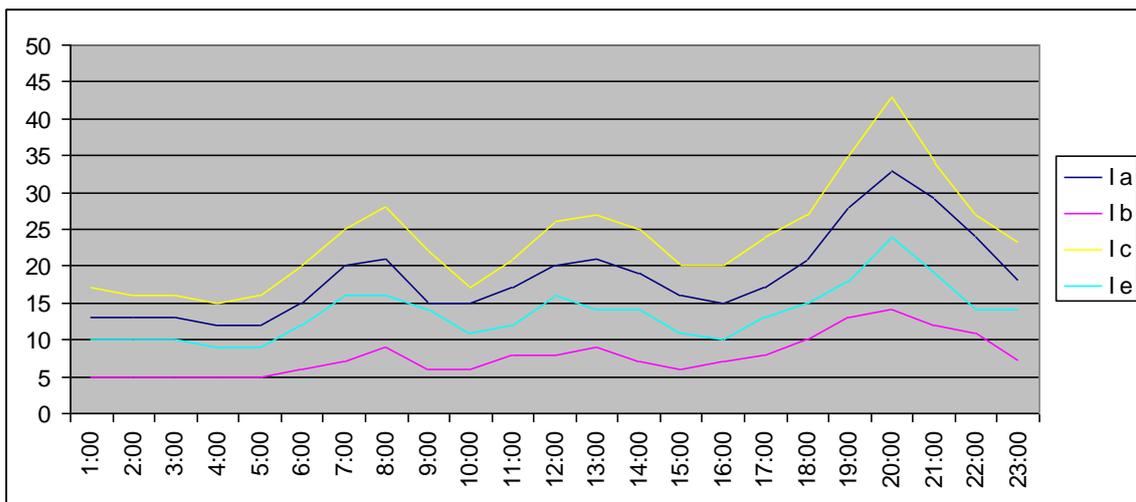


Fig. 2.6 Gráfico de corriente promedio TK-105

En la figura 2.6 podemos apreciar que la curva de corriente está muy relacionada con la curva de demanda, en cuanto al crecimiento y decrecimiento de la misma. Los datos de corriente promedio, se reflejan en el Anexo 2. Vea el anexo.

En la figura 2.7 se muestran los valores promedios del factor de potencia del circuito TK105. Los valores mínimos de éste, se alcanzan en las primeras horas de la madrugada, entre las 22 y las 23 horas, tomando un valor promedio de 0.92.

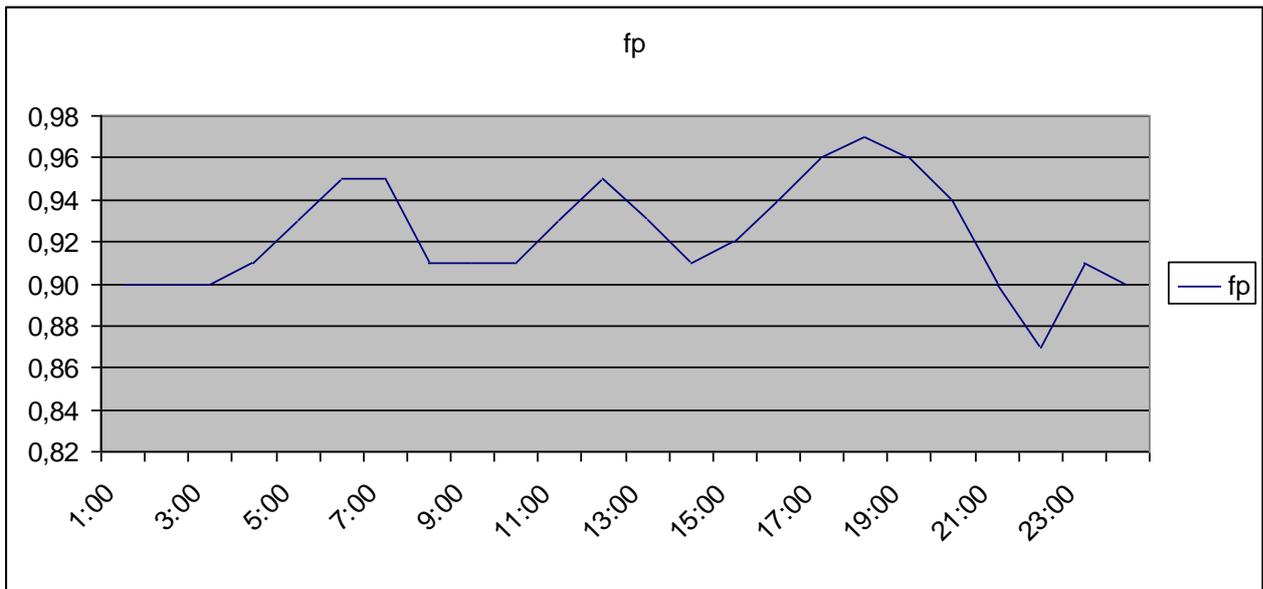


Fig. 2.7 Gráfico del factor de potencia promedio del circuito.

El valor máximo se alcanza en el horario pico, aproximadamente a las 18:30 h, con un valor de 0.97, coincidiendo con el pico de demanda eléctrica. El valor promedio del factor de potencia del día es de 0.92. Este valor es bastante significativo. Véase los datos de factor de potencia promedio en el Anexo 2. Vea anexo.

2.4 Levantamiento de cargas.

Para realizar el levantamiento de las cargas de los circuitos de Distribución Primaria, correspondientes al municipio de Las Tunas, zona Este, fue necesario recorrer todos los circuitos, para así poder actualizarlo, debido a que en los últimos días se le han hecho algunas transformaciones a la red de distribución tanto primaria como secundaria. Para esto se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ Distancias de la línea hasta el transformador.
- ✓ Transformadores (Se tuvieron en cuenta todos los transformadores ubicados en el circuito).
- ✓ Cantidad de transformadores por banco (Puede ser desde 1 hasta 3 transformadores).
 - Código o ID del Banco de Transformadores (En el caso del municipio el identificador es: TB # del banco).
 - Dos transformadores monofásicos (*El banco ofrece servicios trifásicos en conexión incompleta, ya sea delta incompleta o estrella incompleta por el primario*).
 - Un solo transformador trifásico (*El banco ofrece servicios trifásicos*).
- ✓ Número de Hilos (Se tiene en cuenta el calibre de los conductores por fases y del neutro).

2.5 Herramienta para la modelación de circuitos en Radial 8.0.

Para la modelación del circuito, se utilizó la herramienta computacional **Radial 8.0**, este es un sistema concebido para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con las redes radiales de distribución, forma parte del proyecto SIGEDI de la Unión Eléctrica de Cuba. 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 sobre Delphi 5, usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC.

2.5.1 Principales características del Radial 8.0.

La información requerida para el uso del **Radial 8.0** se divide en dos grandes grupos:

- **La general**, ofrecida por **Radial 8.0** "por defecto", y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario; 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 software brinda múltiples facilidades y realiza los cálculos siguientes:

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

- Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia
 - Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de energía
4. Cálculo de las corrientes de corto circuitos de circuitos radiales
 5. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales
 6. Análisis de cogeneración
 7. Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos
 8. Traspaso de cargas de un circuito a otro
 9. Reubicación de la subestación

2.5.2 Edición de circuitos en Radial 8.0.

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



Fig. 2.8 Barras de trabajo del RADIAL.

Barra Estándar, cuyos botones para la edición son:

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

Barra de elementos:

1. Cursor: Simbolizado por una flecha roja inclinada. Permite activar las ventanas a través de las cuales se introducen los datos de los elementos del circuito.
2. Nodos: Para editar los nodos del circuito, los que se pueden incorporar al monolineal de forma aislada o con sus líneas.
3. Fuentes: Para situar la subestación (por ahora sólo en el nodo 1).
4. Líneas: Para editar las líneas. Pueden ser de una, dos o tres fases.
5. Dispositivos: Para incorporar desconectivos, fusibles, etc.
6. Cargas: Para editar las cargas del circuito. Se puede escoger entre ocho tipos diferentes de transformadores.
7. Capacitores: Para situar capacitares.

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

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

La edición debe comenzar por los nodos, los que se pueden incorporar al naciente circuito solo o con sus líneas.

Antes de incorporar las líneas, debe situarse la Fuente en el Nodo 1. Para eliminar algún elemento ya incluido, se da **click** con el botón derecho del mouse sobre el elemento deseado y aparecerán varias opciones entre las que están COPY, PASTE... que operan de la forma tradicional.

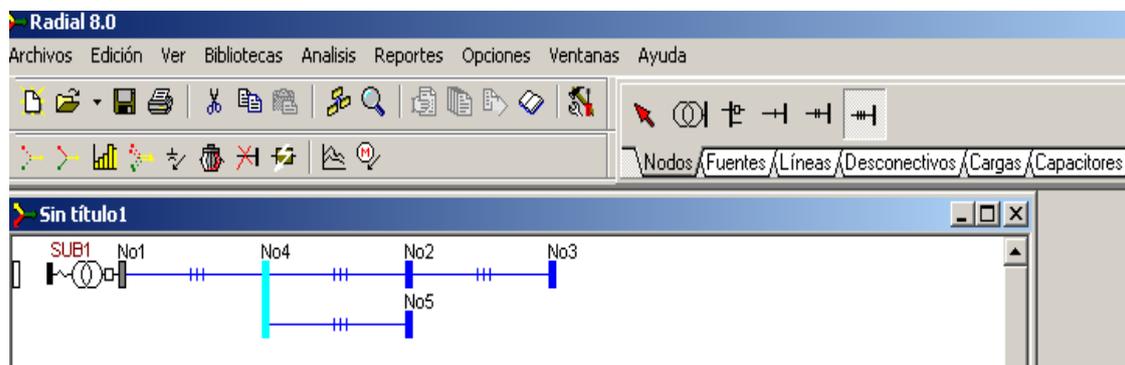


Fig. 2.9 Ventana de Edición de RADIAL.

2.5.3 Otras facilidades de Radial 8.0.

- 1) En Edición Explorar se muestra in inventario completo de todos los elementos del circuito: Nodos, líneas, cargas, capacitores, enlaces y dispositivos. Esta opción también está presente en forma de un botón en la barra de Estándar. En nodos se muestra la dirección del nodo que se editó a través de la ventana del nodo.
- 2) Antes de las corridas se pueden Modificar los elementos del monolineal colocando el cursor del mouse sobre éstos y haciendo **click** con el botón derecho del mouse.
- 3) Con Buscar se localiza, sobre el monolineal, cualquier elemento del circuito.

2.6 Esquema monolineal de los circuitos de distribución, zona Este.

Para el diseño del esquema monolineal de los circuitos correspondientes a las tres subestaciones del municipio Las Tunas (*ver figuras 2.10, 2.11 2.12 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.18, 2.19, 2.20*) se recorrió el terreno donde están ubicados los mismos, con el fin de obtener un esquema lo más actualizado y real posible, como antes se mencionaba. Para la modelación y simulación de los circuitos se utilizó el software Radial 8.0. Mediante este estudio se conoció que en el total de los circuitos existen un total de 1377 transformadores, que en el monolineal están representados con circunferencias. En cada banco existen 1, 2 o 3 circunferencias en dependencia del número de transformadores que existan en el mismo. Para todos los casos se especificó la capacidad correspondiente en kVA y la fase o fases a la que están conectados, además se ilustra el código con el que se identifica el banco o transformador y la ubicación exacta de los mismos. También se tuvo en cuenta la distancia de la línea entre los nodos. Se incluyó también el tipo de calibre utilizado en las líneas, tomando los datos facilitados por la OBE municipal, que principalmente son empleados los calibres AC70, ACSR35 y AC150, en entre los cuales predominas más los del tipo ACS35, como antes mencionábamos. En los monolineales aparecen bien especificados estos datos.

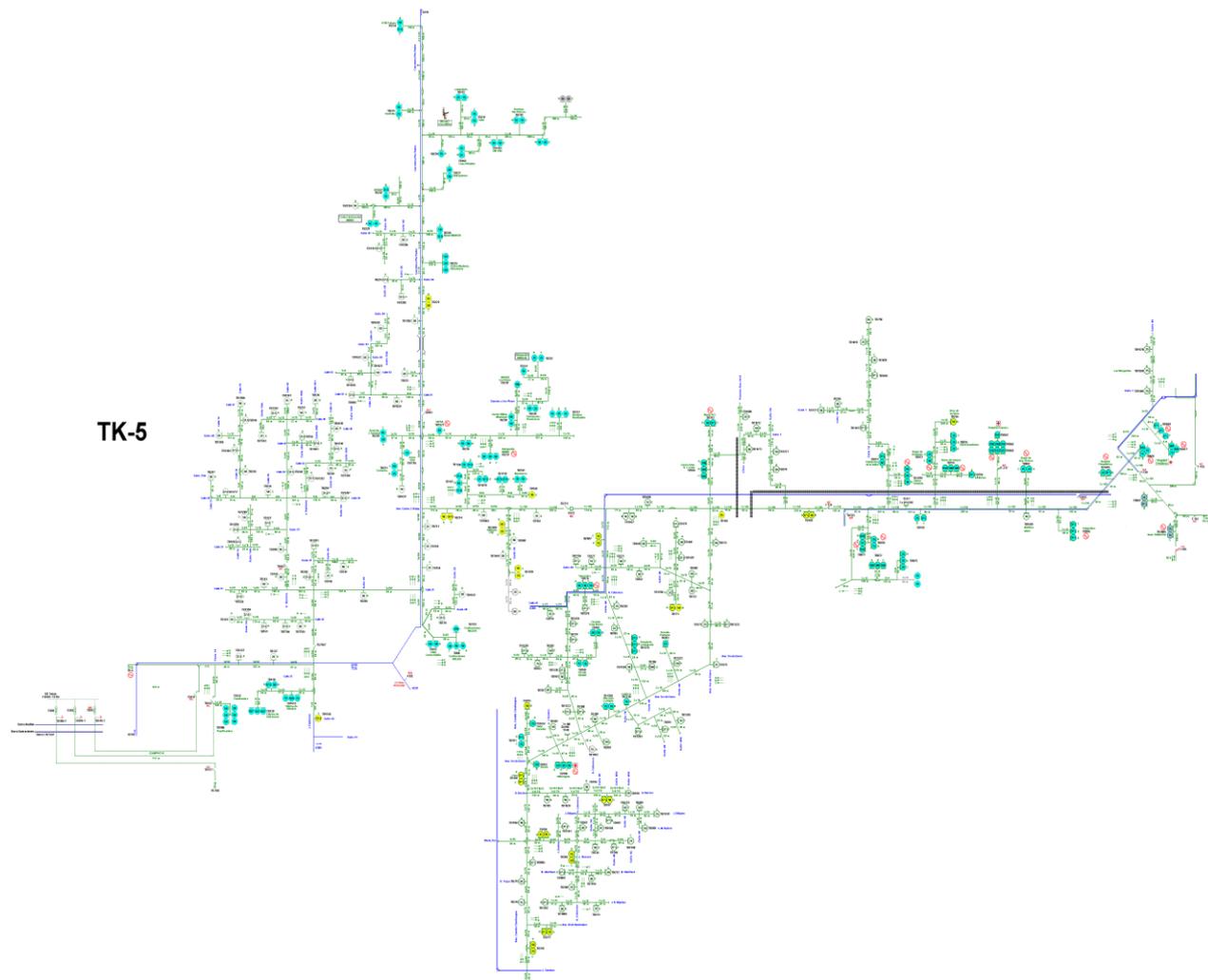


Fig. 2.13 Monolineal del circuito de distribución TK-5.

TK-9

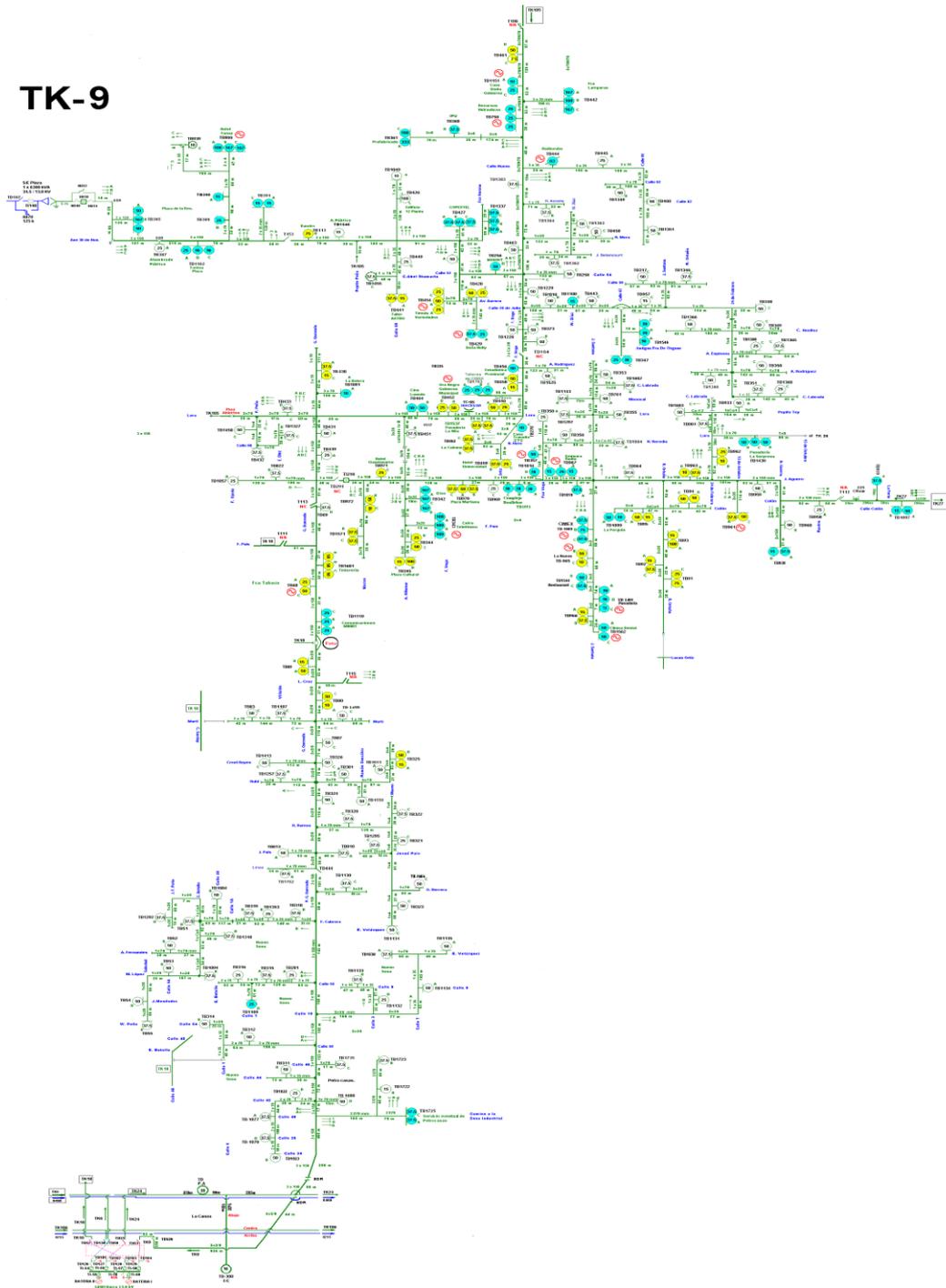


Fig. 2.14 Monolineal del circuito de distribución TK-9.

TK-17

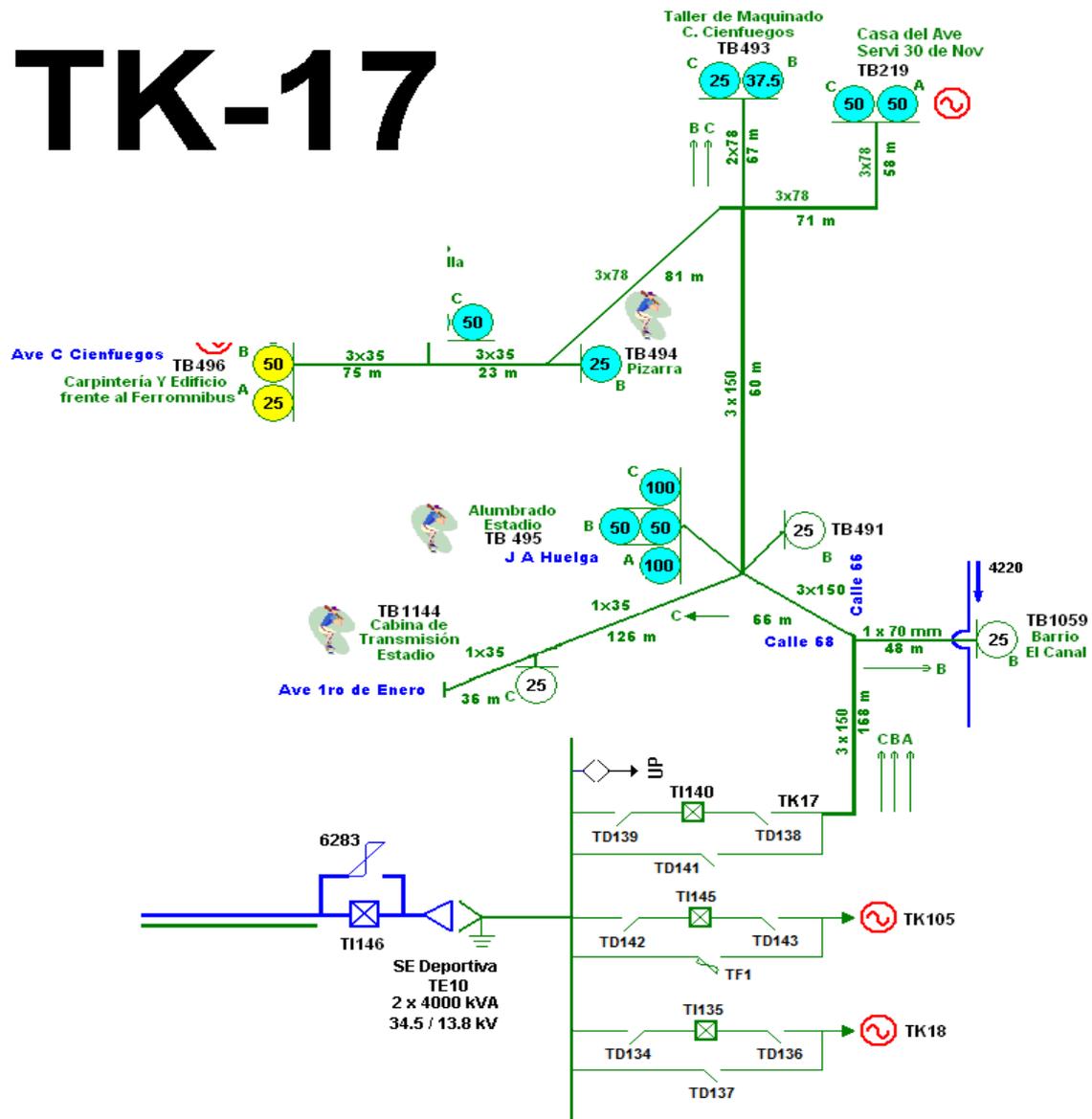


Fig. 2.16 Monolineal del circuito de distribución TK-17.

TK-18

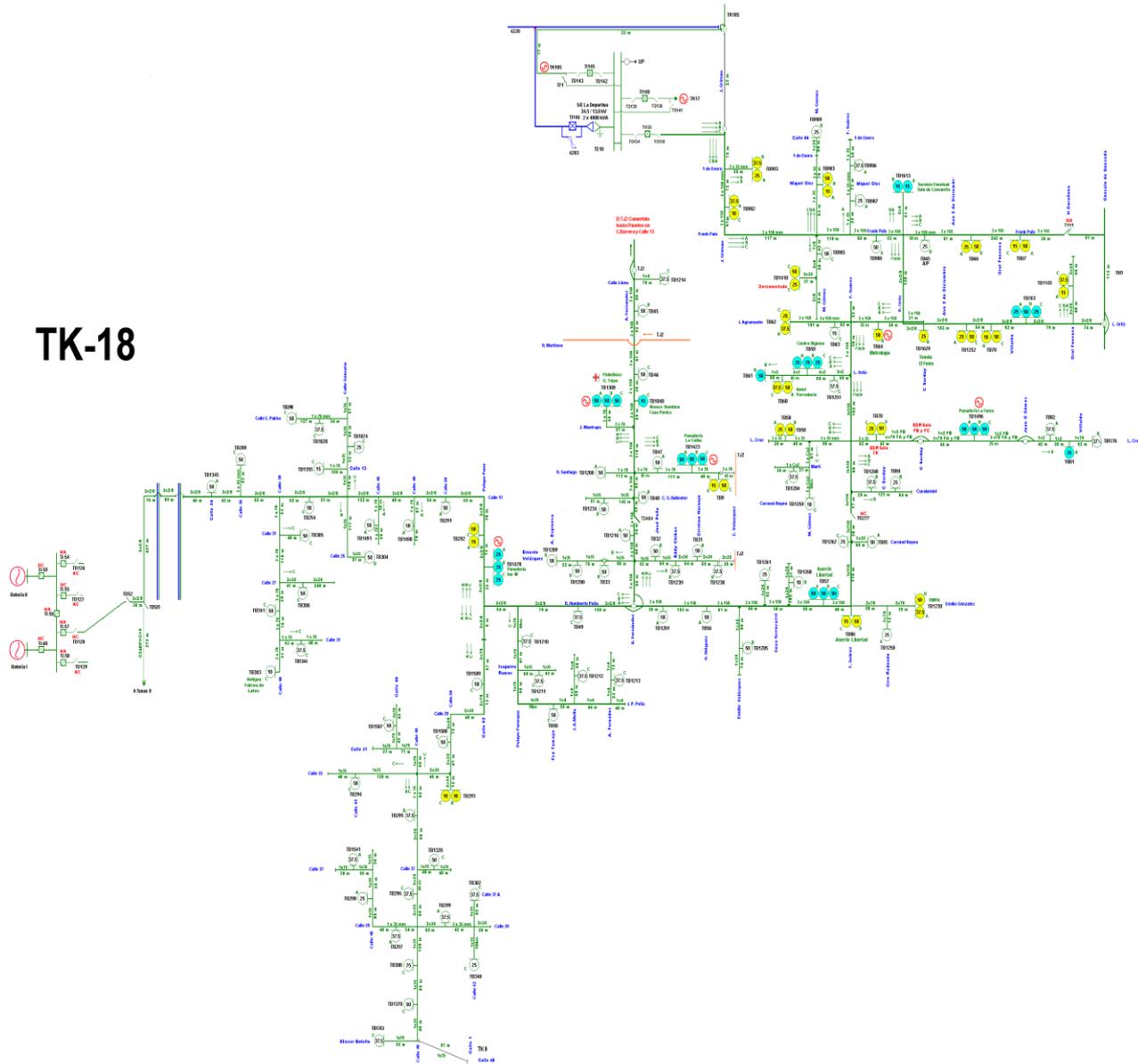


Fig. 2.17 Monolineal del circuito de distribución TK-18.

TK-26

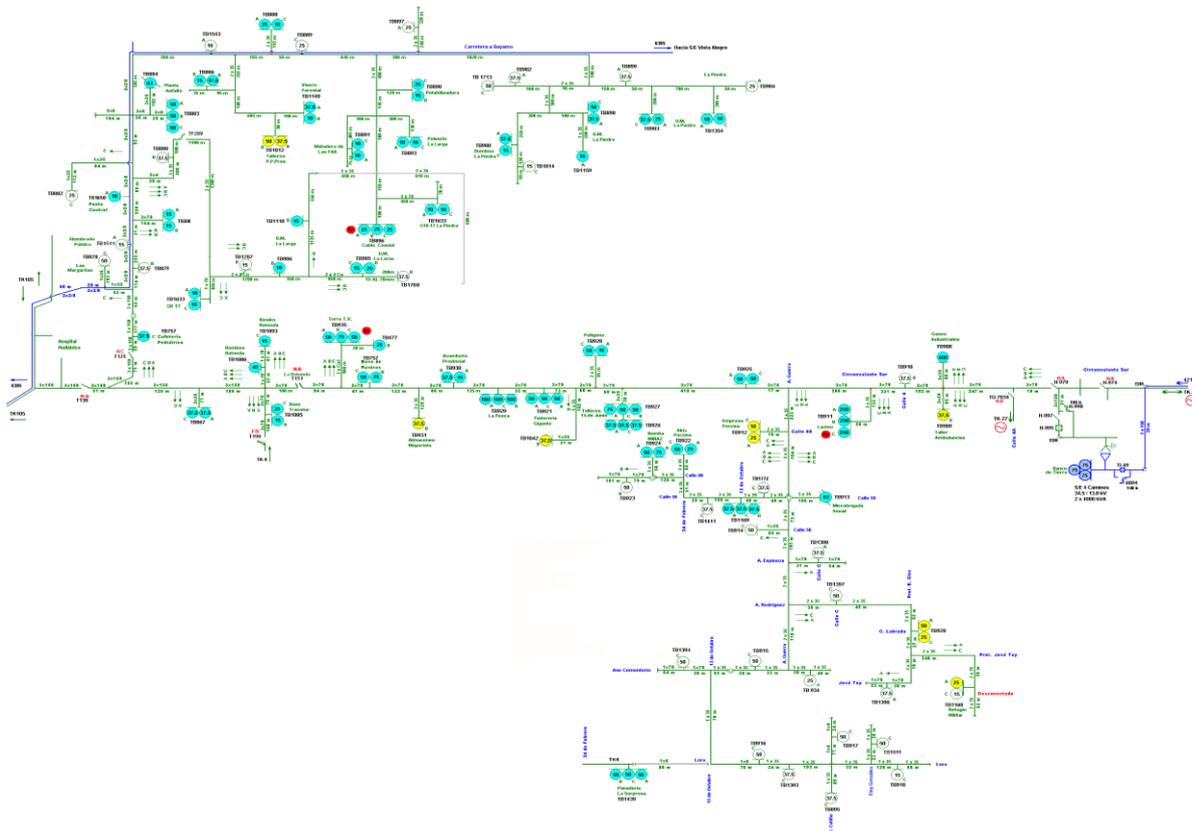


Fig. 2.18 Monolineal del circuito de distribución TK-26

TK-105

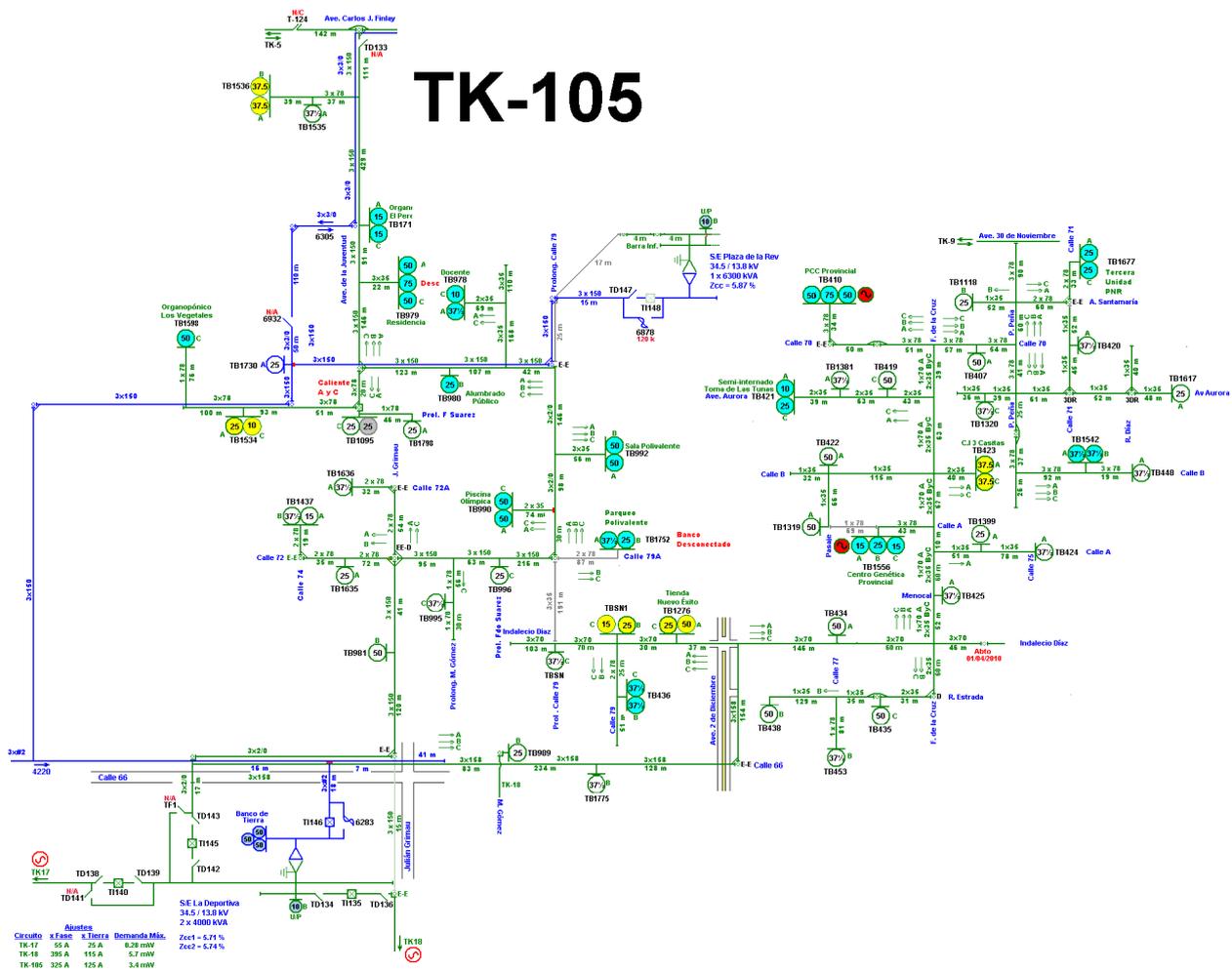
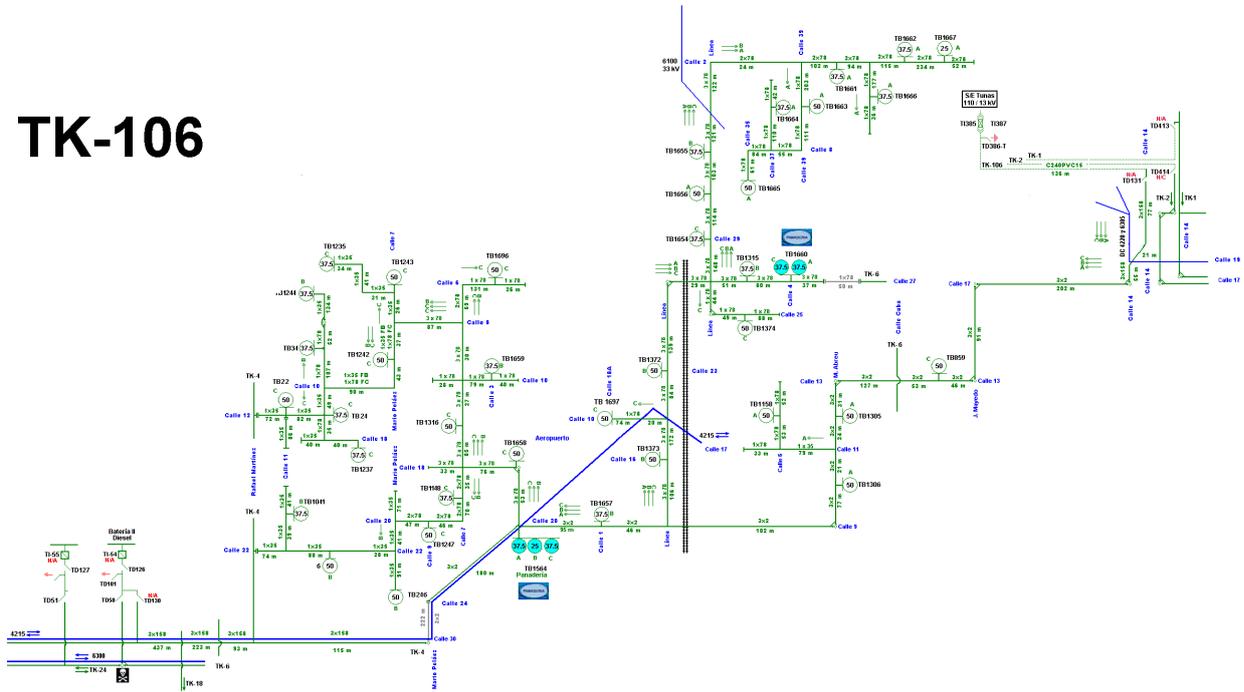


Fig. 2.19 Monolineal del circuito de distribución TK-105.

TK-106



2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.

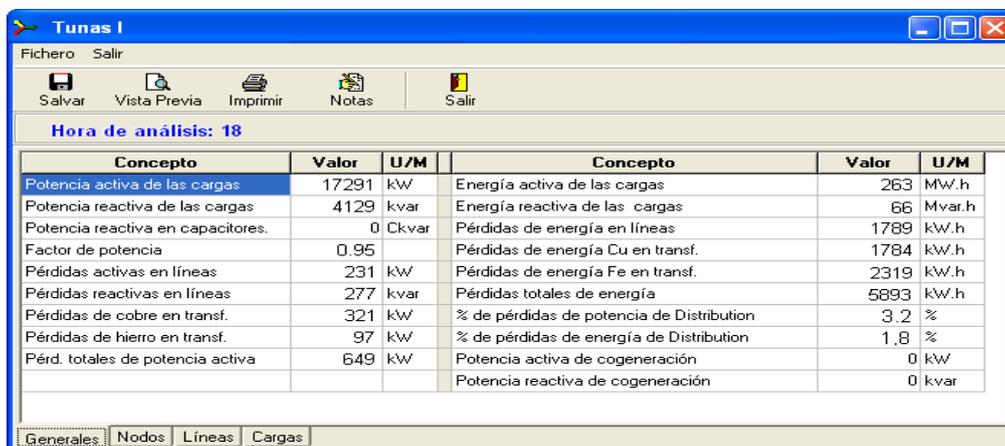
2.7.1 Flujo de potencia para demanda máxima.

En la Siguiete tabla es reflejado el comportamiento del flujo de cargas para el municipio, atendiendo a sus pérdidas en porciento a lo que representa (**Subtransmisión, Distribución Primaria y Distribución Secundaria**). Se Aclara que el nivel de excelencia en las pérdidas técnicas de la distribución total exigida por la UNE, para el año 2015, es de un 8.2% del total generado, donde el municipio de Las Tunas, sobrepasa casi por una unidad.

Perdidas de energía	%
Subtransmisión	1,69
Distribución Primaria	3.44
Distribución Secundaria	3,70
Total	8.83

Tabla 2.1 Flujo de carga atendiendo a sus pérdidas

En la figura 2.21 se presenta el reporte obtenido por Radial 8.0, sobre la situación actual de la subestación **Tunas I** que alimenta los circuitos (**TK-1, TK-2, TK-5, TK9, TK-106**) obteniéndose en horario de máxima demanda una potencia total activa de 17 291 kW, una potencia reactiva de 4 129 kVAr y un factor de potencia promedio de 0.95. La longitud total de los circuitos es de 45.98 Km, para un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV. A continuación se estará mostrando el flujo de potencia para la demanda máxima a la que es sometido la subestación **Tunas I**.



Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	17291	kW	Energía activa de las cargas	263	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	4129	kvar	Energía reactiva de las cargas	66	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	1789	kW.h
Factor de potencia	0.95		Pérdidas de energía Cu en transf.	1784	kW.h
Pérdidas activas en líneas	231	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	2319	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	277	kvar	Pérdidas totales de energía	5893	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	321	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	3.2	%
Pérdidas de hierro en transf.	97	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	1.8	%
Pérd. totales de potencia activa	649	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Fig. 2.21 Resultado del flujo de potencia para demanda máxima, Tunas I.

En la figura 2.22, se presenta el reporte obtenido por Radial 8.0, sobre la situación actual de la subestación **Tunas II** que alimenta los circuitos (**TK-4, TK-9, TK-17, TK-18, TK-105**) obteniéndose en el horario de máxima demanda una potencia total activa de 12 275 kW, una potencia reactiva de 3 515 kVAr y un factor de potencia promedio de 0.90. La longitud total de los circuitos es de 80.88 Km, para un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	12275	kW	Energía activa de las cargas	206	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	3515	kvar	Energía reactiva de las cargas	61	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	2679	kW.h
Factor de potencia	0.90		Pérdidas de energía Cu en transf.	1685	kW.h
Pérdidas activas en líneas	224	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	1923	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	207	kvar	Pérdidas totales de energía	6289	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	215	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	4	%
Pérdidas de hierro en transf.	81	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	2,2	%
Pérd. totales de potencia activa	517	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Fig. 2.22 Resultado del flujo de potencia para demanda máxima, Tunas II.

En la siguiente figura 2.23 se muestra el reporte obtenido por el software Radial 8.0, sobre la situación actual de la subestación **4-Caminos** que alimenta el circuito (**TK-26**) obteniéndose en el horario de máxima demanda una potencia total activa de 1 486 kW, una potencia reactiva de 881 kVAr y un factor de potencia promedio de 0.88. La longitud total del circuito es de 25.52 Km, para un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV.

Hora de análisis: 18

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1486	kW	Energía activa de las cargas	32	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	881	kvar	Energía reactiva de las cargas	14	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	264	kW.h
Factor de potencia	0.88		Pérdidas de energía Cu en transf.	236	kW.h
Pérdidas activas en líneas	13	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	605	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	10	kvar	Pérdidas totales de energía	1106	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	11	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transf.	25	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérd. totales de potencia activa	49	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Fig. 2.23 Resultado del flujo de potencia para demanda máxima, 4-Caminos.

2.7.2 Flujo de potencia para demanda mínima.

Para el caso del horario de mínima demanda en lo que corresponde la subestación **Tunas I** se muestran los resultados en la figura 2.24, donde se representa la situación actual de los circuitos de distribución objetos de estudio, obteniendo los resultados siguientes para la condición de mínima demanda, con un consumo de potencia activa de 9 365 kW. Una demanda de reactivo de 2 661 kVAr y un factor de potencia de 0.98.



Fig. 2.24 Resultado del flujo de potencia para demanda mínima Tunas I.

Para el caso de mínima demanda **Tunas II**, se muestran los resultados en la figura 2.25, donde se representa los datos obtenidos por Radia 8.0 y representa la situación actual de los circuitos de distribución objeto de estudio, obteniendo los resultados siguientes para la condición de mínima demanda, con un consumo de potencia activa de 8 055 kW. Una demanda de reactivo de 4 058 kVAR y un factor de potencia de 0.90.



Fig. 2.25 Resultado del flujo de potencia para demanda mínima Tunas II.

Para el caso de la subestación **4-Caminos** se muestran los resultados en la figura 2.26, donde se representa la situación actual, obteniendo los resultados siguientes para la condición de mínima demanda, con un consumo de Potencia Activa de 1346 kW. Una demanda de reactivo de 871 kVAR y un factor de potencia de 0.79 muy crítico.

Hora de análisis: 18

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1346	kW	Energía activa de las cargas	21	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	871	kvar	Energía reactiva de las cargas	16	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	240	kW.h
Factor de potencia	0.79		Pérdidas de energía Cu en transf.	239	kW.h
Pérdidas activas en líneas	14	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	605	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	11	kvar	Pérdidas totales de energía	1083	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	12	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	4	%
Pérdidas de hierro en transf.	25	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	5	%
Pérd. totales de potencia activa	51	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Fig. 2.26 Flujo de potencia para demanda mínima 4-Caminos.

2.8 Determinación de las pérdidas de potencia:

2.8.1 Teoría de evaluación de pérdidas de potencia.

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 comerciales y pérdidas financieras, 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, más bien debido a los errores y deficiencias que se producen durante el registro, facturación y recaudo de la energía consumida. 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 concesionaria.
- b) **Por fraude:** realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real.
- c) **Por mala administración:** corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa.

✓ **Causas que dan origen a las pérdidas No –Técnicas.**

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 son las siguientes:

- 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.

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

El concepto de "**Pérdidas Técnicas**", es inherente al proceso que se sigue para suministrar energía a un usuario punto de venta de energía. Como bien se sabe, en la naturaleza y en el campo tecnológico, no existe una máquina perfecta, ni un elemento capaz de funcionar u operar con una eficiencia de 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, 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 y por las condiciones de operación existentes en el entorno (medio ambiente: contaminación, lluvia, etc.). Dentro de éstos fenómenos podemos citar: el efecto Corona, efecto Joule, efecto de proximidad y las corrientes de circulación. Así, también la circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de línea y susceptancias a tierra; que si bien es cierto son pequeñas, pero juntas incrementan los niveles de pérdidas.

Las redes subterráneas, a pesar de cumplir con la misma finalidad que las líneas aéreas, tienen un comportamiento diferente a éstas.

Esta diferencia está basada fundamentalmente en las condiciones de operación de las mismas y de las características de los materiales requeridos para tales condiciones; aspectos que influyen sobre las pérdidas técnicas, y por lo cual merecen un tratamiento y una metodología particulares.

La magnitud de las pérdidas estará en función de la carga a la que suministren como se conoce, 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. 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 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.

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 s y secundarias.
- b) Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de A 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
- b) pérdidas por efecto Joule
- c) pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

2.8.2 Pérdidas técnicas en las líneas aéreas.

Las pérdidas en las líneas aéreas, 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 esta manera las pérdidas técnicas. La reactancia capacitiva es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas del recorrido de las líneas, como bien se conoce a menor longitud menor reactancia capacitiva. En nuestro análisis consideramos la resistencia y la reactancia inductiva, como los parámetros que nos ayudan a cuantificar las 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.

Método directo:

Consideremos la expresión de la caída de tensión:

$$\Delta V = I * L(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (2.1)$$

Donde:

$$K \rightarrow R \cos \varphi + X \sin \varphi \quad (2.2)$$

ΔV → Caída de tensión en voltios.

I → Intensidad de corriente en amperios.

L → Longitud en metros.

R → Resistencia de la línea Ohms /Km.

X → Reactancia de la línea en Ohms /Km.

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

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

El valor de la reactancia inductiva lo calculamos mediante la siguiente expresión:

$$Xl = 2\pi f (0.50 + 4.605 * \text{Log}_{10} DMG / RMG) 10^{-4} \Omega / Km \quad (2.3)$$

Donde:

$Xl \rightarrow$ Reactancia Inductiva.

DMG \rightarrow Distancia media geométrica entre conductores m.

RMG \rightarrow Radio medio geométrico.

El valor de la resistencia:

$$Rf = R(1 + \partial \Delta T) \Omega / Km \quad (2.4)$$

Donde:

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

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

$$\% \Delta V = [(V_1 - V_2) / V_1] * 100 \quad (2.5)$$

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 dado por:

$$P = R * I^2 * L \quad (2.6)$$

De la siguiente ecuación tenemos la corriente:

$$I = \frac{\Delta V}{[L(R \cos \varphi + X \operatorname{sen} \varphi)]} \quad (2.7)$$

Sustituyendo en la ecuación:

$$P = \frac{[R * \Delta V * I * L]}{[L(R \cos \varphi + X \operatorname{sen} \varphi)]} \quad (2.8)$$

$$P = \frac{[100 * R * \Delta V * L * V_1 * I]}{[100 * V_1 * L(R \cos \varphi + X \operatorname{sen} \varphi)]}$$

$$P = \frac{[R * VD * K_w * I]}{[100(R \cos \varphi + X \operatorname{sen} \varphi)]}$$

P → Pérdida de potencia en horas pico kW.

R → Resistencia eléctrica del conductor Ohms/km.

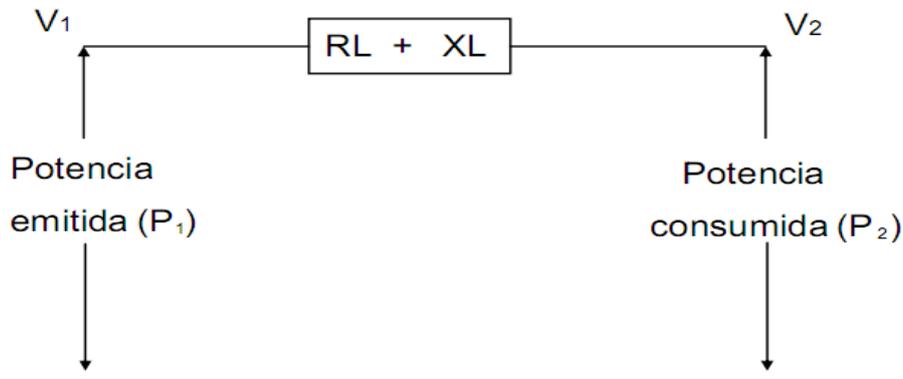
X → Reactancia eléctrica del conductor, Ohms/km.

VD → Caída de tensión porcentual del tramo.

Kw → Carga consumida del alimentador.

V → Tensión en el punto inicial de entrega.

Sea el gráfico del balance de energía.



De donde:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{(R_l + R_c)}; P_2 = \frac{V_2^2}{R_c}; R_c = \frac{V_2^2}{P_2} \quad (2.9)$$

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

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

$$R_c \gg R_l; R_l = 0 \quad (2.10)$$

Con esta condición tenemos:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{V_2^2} * P_2 \quad (2.11)$$

Finalmente obtenemos:

$$\% P' = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100 \quad (2.12)$$

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.

2.8.3 Clasificación de las 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:

- 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.

2.8.4 Pérdidas totales en los Circuitos de distribución.

En la figura 2.21, 2.22, 2.23 se muestran las pérdidas totales de potencia activa en una hora, siendo el total de las pérdidas de potencia activa y reactiva como se muestra en la siguiente tabla al paso de una hora.

Tabla 2.2 Pérdidas totales de potencia activa y reactiva.

PERDIDAS TOTALES DE POTENCIA		
Subestación	P(kW)	Q(kVar)
Tunas I	649	277
Tunas II	517	207
4-Caminos	49	10
Total	1215	494

De forma general el total de pérdidas de energía para todos los circuitos es de 13 288 kWh Siendo al año una pérdida de energía: 116 402.88 MWh. Estas pérdidas de energía son altas, lo que significa en cuestiones de generación un gasto de petróleo de: 11 523 885.12 litros. Esto significa un gasto en USD, teniendo en cuenta que el barril está a \$110.57 USD, de \$7 958 464.90 USD y en CUP: \$ 191 003 157.6 al año.

2.9 Pérdidas en los conductores.

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

$$P_p = I^2 * R \quad (2.13)$$

Donde:

P_p → Pérdidas de potencia (W).

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

R → Resistencia efectiva.

Cálculo del efecto superficial:

$$Y_s = \frac{X^4}{192 + 0.8 * X^4_s}; \quad (2.14)$$

$$X^2_s = \frac{8\pi f}{R'} * 10^4 * K_s;$$

Donde:

f → Frecuencia del sistema en Hz.

R' → Resistencia del conductor a la corriente directa corregida a la temperatura de operación en ohm/Km.

En la figura 2.21, 2.22, 2.23 se puede ver que existen grandes pérdidas activas en las líneas, para un total se pierden 468 KW.

2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.

Las pérdidas en los transformadores se pueden dividir en dos: las pérdidas en vacío (pérdidas en el hierro) y las pérdidas en carga (pérdidas en el cobre).

Las pérdidas en vacío se generan en el núcleo del transformador durante su funcionamiento e independientemente de la carga a que está sometido (es decir 24 h durante 365 días al año). Estas pérdidas son constantes y ocurren aun cuando el secundario del transformador esté a circuito abierto, es decir, sin carga.

Estas pérdidas pueden descomponerse en las siguientes componentes:

a) pérdidas por histéresis, b) pérdidas por corrientes turbillonarias, c) pérdidas Joule por corrientes de vacío, y d) pérdidas dieléctricas. De todas estas, las de mayor relevancia son las pérdidas por histéresis, las cuales tienen una participación del 50 al 80% en el total de pérdidas de vacío. Las mismas son causadas por la resistencia de las moléculas que conforman el núcleo magnético al ser magnetizadas y desmagnetizadas por acción de un campo magnético variable. Esta resistencia genera fricción entre las moléculas, resultando en pérdidas por disipación de energía calórico. En segundo orden de importancia y con una participación del 20 al 50 % se ubican las *pérdidas por corrientes turbillonarias*. Las mismas son causadas por corrientes inducidas en el núcleo creadas por el campo magnético variable, más precisamente en las láminas de material magnético que lo conforman.

$$WP_{Fe} = P_{Fe} (kW) * 8760(h) \quad (2.15)$$

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

Las pérdidas en carga varían en función del cuadrado de la corriente (o sea que dependen del estado de carga y son variables). Pueden descomponerse en:

- Pérdidas en el cobre, también denominadas $I^2 * R$.
- Pérdidas por corrientes turbillonarias.

Ambas ocurren tanto en el bobinado primario como en el secundario del transformador, siendo las pérdidas en el cobre las de mayor incidencia en las pérdidas de carga, las cuales son causadas por la resistencia del conductor de cobre, que conforma los bobinados, al flujo de la corriente eléctrica.

La energía de pérdidas en carga de un transformador puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$WP_{CU} = P_{CU} (kW) * \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 * T_{eq} (h) \quad [kWh] \quad (2.16)$$

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

S_n : Potencia nominal del transformador en kVA.

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

$$T_{eq} = 8760 * F_{perd} \quad [h] \quad (2.17)$$

T_{eq} : tiempo equivalente de pérdidas en horas (tiempo en el cual el transformador funcionando a plena carga produce las mismas pérdidas de energía en carga, que en condiciones normales, durante todo el año, T=7860).

$$F_{perd} = 0.3 * F_C + 0.7 * F_C^2 \quad (2.18)$$

$$F_C = \frac{P}{P_{max}} \quad (2.19)$$

Donde:

Fc: factor de carga.

P: potencia media, (kW).

Es importante destacar que el tiempo equivalente de pérdidas presenta una estrecha vinculación con la forma de la curva de carga a la cual el transformador se encuentra sometido, es de vital importancia su conocimiento, a la hora de evaluar el rendimiento energético del mismo.

2.10.1 Pérdidas de energía total en el transformador:

$$\Delta E_a = \Delta P'_{SC} T_0 + \Delta P'_{CC} K_C^2 T_t \quad (2.20)$$

Donde:

$\Delta P'_{SC} = \Delta P_{SC} + K_{ip} * \Delta Q_{SC}$: Pérdidas referidas de potencia de los transformadores sin carga (kW). (2.21)

$\Delta P'_{CC} = \Delta P_{CC} + K_{ip} * \Delta Q_{CC}$: Pérdidas referidas de potencia de los transformadores en cortocircuito. (2.22)

$K_C = \frac{I_m}{I_{nom}}$: Coeficiente de carga del transformador. (2.23)

ΔP_{SC} : Pérdidas de potencia en vacío (pérdidas del núcleo ó pérdidas en el hierro del transformador).

ΔP_{CC} : Pérdidas de potencia de cortocircuito (pérdidas de potencia en el cobre de los devanados del transformador).

K_{ip} : Coeficiente incremental de pérdidas de potencia activa.

T_0 : Número total de horas de conexión del transformador al sistema.

T_t : Número de horas de trabajo del transformador bajo carga. O tiempo de pérdida máxima.

$$T_t = (0.124 + T_{max} * 10^{-4})^2 * T_0 \quad (2.24)$$

Si el transformador durante el año (T=8760h) exige una cantidad de energía, igual a E, entonces trabajando solamente en régimen de consumo de potencia máxima Pmax el utiliza toda esta cantidad de energía en un tiempo:

$$T_{max} = \frac{E}{P_{max}} \quad (2.25)$$

$\Delta Q_{SC} = S_{nt} * \frac{I_{SC} \%}{100}$: Componente constante de la potencia reactiva del transformador en vacío (kVAR). (2.26)

$$\Delta Q_{CC} = S_{nt} * \frac{U_{CC} \%}{100} : \text{Potencia reactiva demandada por el transformador a plena carga (kVAR).} \quad (2.27)$$

$I_{SC} \%$: Corriente de vacío, en por ciento.

$U_{CC} \%$: Tensión de cortocircuito, en por ciento.

S_{nt} : Potencia nominal del transformador (kVA).

I_m : Corriente media (A).

I_{nt} : Corriente nominal del transformador (A).

Las pérdidas de energía reactiva se calculan de la siguiente forma:

$$\Delta E_r = S_{nt} \frac{I_{SC} \%}{100} T_0 + S_{nt} \frac{U_{CC} \%}{100} Kc^2 T_t \quad (2.28)$$

Para el cálculo de las perdidas de potencia en transformadores de tres devanados se utiliza la siguiente expresión:

$$\Delta P_{tt} = \Delta P'_{SC} + \Delta P'_{CC1} K_{C1}^2 + \Delta P'_{CC2} K_{C2}^2 + \Delta P'_{CC3} K_{C3}^2 \quad (2.29)$$

Donde:

$\Delta P'_{CC1}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de alta tensión o primario.

$\Delta P'_{CC2}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de media tensión o secundario.

$\Delta P'_{CC3}$: Pérdidas referidas de potencia en el devanado de baja tensión o terciario.

$K_{C1}^2, K_{C2}^2, K_{C3}^2$: Coeficiente de carga de estos devanados.

De acuerdo con el manual de operaciones de circuitos de la Unión Nacional Eléctrica se tienen las pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad, estos valores fueron los mismos que se utilizaron en la programación de la herramienta computacional utilizada, el Radial 8.0. A continuación presentamos la tabla de pérdidas promedio de los transformadores.

Tabla 2.3: 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

Queda claro que las pérdidas en el hierro de los transformadores se mantienen constantes para diferentes regímenes de carga y son una función lineal del tiempo de conexión del transformador, mientras que las pérdidas en el cobre son una función de la carga, o sea dependen del coeficiente de carga del transformador.

2.10.2 Pérdidas en los transformadores de los circuitos.

En la figura 2.21, 2.22, 2.23 se muestran de igual forma las pérdidas en el vacío (*en el hierro*) con un valor total de 203 kW, las pérdidas con carga (en el cobre) fueron al simular las misma en Radial 8.0 de 547 kW. A continuación en la siguiente tabla, mostramos las pérdidas en el hierro y cobre por subestación, correspondiente al municipio de las Tunas, zona Este.

Tabla 2.4 Pérdidas totales de potencia en el hierro y cobre de los transformadores

Subestación	Pérdidas en el Cobre(kW)	Pérdidas en el hierro(kW)
Tunas I	321	97
Tunas II	215	81
4-Caminos	11	25
Total	547	203
Total General	750	

2.11 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo, se modeló los circuitos, con la herramienta computacional Radial 8.0 donde se determinaron los flujos de potencia en diferentes regímenes de trabajo, para su máxima y mínima demanda, lo cual nos situó en tiempo y espacio para proceder a las propuestas de mejoras. Mientras se concluyó que:

- Las pérdidas totales de potencia en los transformadores son de 750 kW.
- Las pérdidas en los circuitos de distribución, se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.
- Se pudo determinar que el total de pérdidas de energía técnicas del circuito son de 116402.88 MWh/año.

Capítulo III

Propuestas de Mejoras para los Circuitos de distribución.

Índice del Capítulo.

- 3.1 Introducción.
- 3.2 Enfoque sobre el análisis de las pérdidas de potencia y caída de tensión en las Líneas.
- 3.3 Posibles medidas aplicar para el mejoramiento de los circuitos de Distribución.
- 3.4 Cambio de la sección de los conductores.
- 3.5 Instalación de los bancos de condensadores.
- 3.6 Valoración económica.
- 3.7 Tiempo de recuperación de la inversión.
- 3.8 Valoración ecológica e impacto medio ambiental.
- 3.9 Conclusiones.

3.1 Introducción.

El objetivo de este capítulo, es desarrollar las propuestas de mejoras, con el fin de disminuir los niveles de pérdidas técnicas en los circuitos de distribución de la OBE del municipio Las Tunas, y a su vez mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, así como ubicar por debajo del por ciento, las pérdidas exigidas para la cual se proyecta la UNE en el año 2015, pérdidas de un 8,2 %. Además al final se hará la valoración económica de la implementación del trabajo de Diploma.

3.2 Enfoque sobre el análisis de las pérdidas de potencia y caída de tensión en las líneas.

Se muestra de forma sencilla, los parámetros en que se debe actuar para la disminución de las pérdidas de potencia y las caídas de tensión.

Analizando las fórmulas de las pérdidas de potencia activa y reactiva,

$$\Delta P = I^2 R \quad (3.1)$$

$$\Delta Q = I^2 X \quad (3.2)$$

Se observa que para disminuir las pérdidas, se puede lograr disminuyendo la resistencia, la reactancia y la corriente de la línea. Para la disminución a los dos primeros, basta con cambiar el calibre a los conductores donde la sección transversal de los mismos aumente y para disminuir la corriente, puede lograrse disminuyendo la potencia reactiva inductiva a través de la instalación de condensadores, aumentando la tensión de alimentación que puede ser a través del uso de una tensión mayor y actuando sobre el cambia taps de los transformadores, además de que algunas de las medidas mencionadas anteriormente para la reducción de la resistencia y la reactancia, pueden tener un efecto positivo en cuanto a esta última.

De forma similar observando la fórmula de la caída de tensión.

$$\Delta V = \frac{PR + QX}{V} \quad (3.3)$$

Para disminuir la caída (ΔV) se logra disminuyendo la resistencia y reactancia de la línea, la potencia reactiva y aumentando la tensión de alimentación. A continuación en la

figura 3.1, se representa esquemáticamente el enfoque descrito anteriormente referente a la caída de tensión y la pérdida de potencia en un sistema eléctrico.

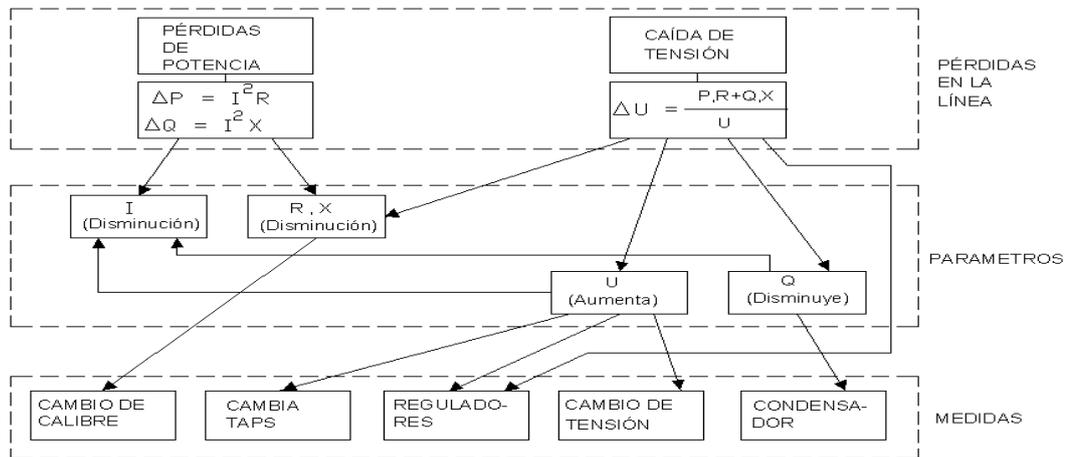


Fig. 3.1 Parámetros a regular en las pérdidas de potencia y caídas de tensión en las líneas.

3.3 Posibles medidas aplicar para el mejoramiento de los circuitos de Distribución Primaria.

El análisis del estado de operación, en estado estable de un sistema eléctrico o del estudio del flujo de carga, se obtiene como resultado; la distribución de potencia activa y reactiva, las pérdidas de potencia en las líneas, transformadores y las tensiones en los nodos o barras del sistema.

Producto a la variación constante de la carga puede ocurrir que determinados parámetros del sistema no estén dentro de los límites permisibles, fundamentalmente la tensión, de ahí que se deba controlar y regular adecuadamente. Se tienen conocimientos de que entre la tensión y la potencia reactiva existe una relación muy estrecha, por lo que se puede aprovechar ésta, en este proceso de control y regulación de la tensión y en la disminución de las pérdidas de potencia en la línea.

A continuación se muestran un grupo de medidas aplicar para el mejoramiento del estado de operación en los en los circuitos de Distribución Primaria:

- 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.

3.4 Cambio en la sección de los conductores.

En nuestro caso, nos enfocaremos en el cambio de la selección de los conductores del alimentador para todos los circuitos, para contribuir así a la disminución de las pérdidas de potencia y por consiguiente a las pérdidas técnicas. Para la distribución primaria y secundaria debe hacerse sobre la base de una consideración cuidadosa, por lo que hay que tener en cuenta varios factores:

La selección de los conductores se determina de acuerdo a:

- La corriente de carga aplicada.
- Caída de tensión.
- Elevación de temperatura dentro de los límites del aislamiento.
- Pérdidas de energía razonables permitida a lo largo de todo el conductor.
- Capacidad para soportar el calentamiento de los cortocircuitos.
- Capacidad de reserva para el crecimiento de carga.
- La resistencia mecánica del conductor.
- La facilidad de instalación y manejo.

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

Las magnitudes de las corrientes por encima del valor especificado, pueden producir calentamientos tales que el conductor sufrirá serios daños en su envoltura aislante. Por esta razón, es necesario seleccionar un conductor con determinada sección transversal mínima, de modo que pueda soportar, sin perjuicio, la magnitud de corriente deseada. Por otro lado, atendiendo a razones de carácter económico y práctico, no es aconsejable seleccionar conductores con un área extremadamente holgada.

Para la selección de los conductores se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$S_c = \frac{1.73 * L * I_{nom} * \cos(\varphi)}{R_e * V_p * V_L}; \quad (3.4)$$

Donde:

S_c : área seccional del conductor, en mm^2 .

L : longitud del conductor en m .

I_{nom} : corriente nominal en A .

R_e : resistencia específica del conductor en $\Omega mm^2 / m$.

V_L : tensión nominal de línea, en V .

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

$\cos(\varphi)$: Factor de potencia.

Hay que tener en cuenta, que los componentes principales del sistema de distribución primario, aéreo, es el conductor utilizado para el tronco y ramales primarios; 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. Los conductores de cobre y de aluminio son los más usados en la electricidad, 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, porque 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.

La circulación de intensidad en cualquier conductor originará un calentamiento en el conductor. Este calentamiento se conoce generalmente como pérdidas por calentamiento o por efecto joule " I^2R ", puesto que ésta es la fórmula de la pérdida de potencia (disipada en forma de calor), cuando la intensidad de corriente (I) circula a través de una resistencia (R). Con niveles altos de intensidad, la cantidad de calor generada en un conductor puede ser lo suficientemente alta como para recocerlo (reblandecerlo) y reducir su resistencia a la tracción. Como resultado aumentará la flecha en el conductor, quizás más allá de los límites aceptables para garantizar una distancia al suelo suficiente. Por consecuencia, se fijarán límites a la intensidad máxima que puede ser soportada por un conductor de un tamaño y un material determinado. Esta capacidad de transporte de intensidad se denomina "ampacidad".

De la expresión de las pérdidas por calentamiento " I^2R " se puede ver que, para una cantidad determinada de intensidad, estas son directamente proporcionales a la resistencia del conductor. Los conductores con resistencias inferiores generarán menos calor; por lo tanto serán capaces de soportar una mayor intensidad. A su vez, es inversamente proporcional al área de la sección del conductor. Al aumentar la sección del conductor, la resistencia disminuye y por consiguiente sus pérdidas también.



La temperatura ambiente del aire, junto con la velocidad del viento, afectan también a la ampacidad de los conductores de cable desnudos aéreos. Temperaturas más bajas y velocidades más elevadas del viento tienden a enfriar el conductor y permitirán que circulen intensidades mayores. Es así, muchos diseñadores de sistemas eléctricos, elegirán un conductor más grande para reducir las pérdidas de potencia activa y las caídas de tensión, aunque el costo inicial de la instalación sea más elevado.

El cambio de calibre queda económicamente justificado, si el ahorro que el cambio produce, compensa los cambios de la instalación; no resulta económico un cambio de calibre hasta que este no este sobrecargado de un 70 – 80% de su capacidad económica. En el anexo 3 se indica una tabla para la correcta selección de conductores de cobre y de aluminio.

En general los circuitos de distribución de la Zona Este, correspondiente al municipio de Las Tunas, poseen principalmente conductores del tipo ACSR 35, en su mayor totalidad, por lo que se originan pérdidas técnicas en la energía de distribución debido a su sección transversal.

En la actualidad se están realizando cambios de calibre en los circuitos del municipio, sustituyendo estos viejos conductores por conductores AAAC 78 y AAAC 158 los cuales son los nuevos conductores que ahora están entrando a la empresa.

Dado que en los circuitos, existen pérdidas de potencia, se procederá al remplazo del calibre ACSR 35, por el nuevo conductor entrante AAAC158, para así disminuir las pérdidas de potencia, teniendo en cuenta los aspectos antes mencionados. Al sustituir esos calibres, se disminuirán las pérdidas considerablemente. En las siguientes tablas se muestra el cambio de conductores por nodos y circuitos.

Tabla 3.1: Cambios de conductores por nodos y circuitos.

CIRCUITOS	NODO INICIAL	NODO FINAL	CONDUCTOR EXISTENTE	CONDUCTOR CAMBIADO	CANTIDAD DE kms
TK-1	T385	PanaChi	ACSR 35	AAAC158	3,26
TK-2	No1	CByEM	ACSR 35	AAAC158	5,2
TK-4	BTICN	Siagre	ACSR 35	AAAC158	7,23
TK-5	BESETI	29E14y2	ACSR 35	AAAC158	7,6
TK-6	BESET1	CYmd	ACSR 35	AAAC158	8,59
TK-9	No1	CimexTA	ACSR 35	AAAC158	15,03
TK-17	T1140	Casa Ave	ACSR 35	AAAC158	5,87
TK-18	SEDEpor	CReF5y6	ACSR 35	AAAC158	15,16
TK-26	H995	No27	ACSR 35	AAAC158	10,57
TK-105	TK-105	TevnPNR	ACSR 35	AAAC158	4,21
TK-106	27Y14	11e22y2	ACSR 35	AAAC158	5,21

Al sustituir los conductores del tipo ACSR35 por AAAC158, las pérdidas de potencia, disminuyen considerablemente. En el sub-epígrafe siguiente se muestra este aspecto.

3.4.1 Disminución de las pérdidas de potencia por cambios de la sección de los conductores.

Luego de realizar los cambios de calibre propuestos, se procedió a la simulación del circuito en el Software profesional Radial 8.0 obteniéndose una reducción en las pérdidas de potencia de 3 446 kW que equivale al año, una reducción de energía de 30 186.96 MW.h ahorrando así, por cuestiones de generación un total de \$ 2 063 822.45 USD. Y un ahorro de petróleo de 2 988 509.04 litros. A continuación se muestra como varía significativamente las pérdidas de energía totales, al realizar la simulación respectiva para las subestaciones Tunas I, Tunas II y 4-Caminos en un escenario antes y después de las mejoras.

Tabla 3.2 Disminución de las pérdidas totales de energía por nodos y circuitos, Tunas I.

Circuito	Dt-E(kW.h) Antes	Dt-E(kW.h) Después	Nodo inicial	Nodo Final	Ahorro-(kW.h)/Año
TK-1	349	317	T1385	PanaChi	280320
TK-2	738	565	N01	CByEM	1515480
TK-5	4578	3623	BESETI	29E14y1	8365800
TK-6	720	620	BESET1	CYMD	876000
TK-106	430	382	27Y14	N-05	420480
Tunas I	6815	5507			11458080

Donde: (Dt-E)- pérdidas totales de energía.

Tabla 3.3 Disminución de las pérdidas totales de energía por nodos y circuitos, Tunas II.

Circuito	Dt-E(kW.h) Antes	Dt-E(kW.h) Después	Nodo inicial	Nodo Final	Ahorro-(kW.h)/Año
TK-4	266	264	30yRM	Siarge	17520
TK-9	4047	2812	N01	CimexTa	10818600
TK-17	130	111	ti140	CasaAve	166440
TK-18	1444	1225	SeDepor	CrefsyG	1918440
TK-105	402	395	TK105	TeunPNR	324120
Tunas II	6289	4807			12982320

Tabla 3.4 Disminución de las pérdidas totales de energía por nodos y circuitos totales,

Circuito	Dt-E(kW.h) Antes	Dt-E(kW.h) Después	Nodo inicial	Nodo Final	Ahorro-(kW.h)/Año
TK-26	1486	830	H995	N027	5746560
4-Caminos	1486	830	H995	N027	5746560
Total	14590	11144			30186960

3.5 Instalación de Bancos de Condensadores.

Como se sabe, la función de los condensadores es compensar la demanda de potencia reactiva que requieran las cargas para su funcionamiento. La compensación no puede ser completamente igual a la unidad, porque esto implicaría que los generadores trabajarían con excitación muy baja, poniendo en peligro la estabilidad del sistema;

la potencia reactiva circula desde los generadores a las cargas a través de transformadores y líneas; el factor de potencia más económico será mayor a medida que nos alejemos de las plantas generadoras; la subida de voltaje ocasionada por los condensadores no es de una magnitud tal que pueda ofrecer una solución favorable a aquellos circuitos con voltajes más críticos; las subidas apreciables solo se logran en líneas con relación $\frac{X}{R} > 1$ y con banco de condensadores grandes. La conexión y desconexión de muchos bancos se realiza automáticamente por señales de control de voltaje, circulación de potencia reactiva, circulación de corriente y por tiempo.

Los condensadores se deben retirar en las horas de mínima demanda y debe realizarse por dos vías fundamentalmente.

- a) Instalación de grandes capacidades en las subestaciones atendidas, donde el operador es el encargado de su conexión y desconexión, este caso se da cuando se requiere controlar el voltaje en niveles superiores al de la distribución.
- b) Mediante la instalación de bancos más pequeños en los circuitos de distribución primaria controlados automáticamente, se corre el riesgo de que su conexión y desconexión no coincidan con las necesidades del sistema.

La potencia activa que consume una carga trifásica es:

$$P = \sqrt{3}V_L I \cos \varphi \quad (3.5)$$

Se sabe que el valor del factor de potencia puede variar de 0 a 1. Por tanto, para mantener una potencia constante si el voltaje es constante solo puede variar el $\cos \varphi$ o la corriente (I). Esto trae por consecuencia que con un bajo valor de $\cos \varphi$, el valor de la corriente aumenta y por tanto las pérdidas de la línea aumentan también.

Igualmente ocurre con las caídas de tensión en la línea, dado que estas son directamente proporcional a la corriente (I).

Para mejorar el factor de potencia se puede realizar por dos métodos: mediante la instalación de banco de capacitores o con compensadores sincrónicos. Actualmente la instalación de banco de capacitores es el método más económico en los circuitos de distribución.

En la figura 3.2 se observa como con la instalación de bancos de condensadores se mejora el factor de potencia, y se eleva la tensión de la línea.

El cálculo matemático que rige el grafico de la figura 3.2 es el siguiente:

Primero debe conocerse la potencia activa, reactiva y aparente del circuito mediante la ecuación:

$$kVA^2 = kW^2 + kVAr^2(\text{inductivo}) \quad (3.6)$$

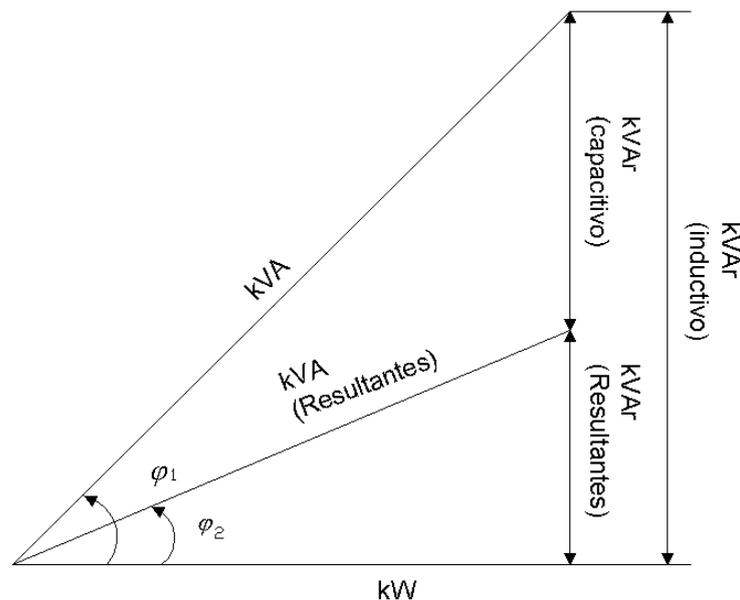


Fig. 3.2 Mejora del factor de potencia al introducir condensadores en la línea.

Para conocer la potencia reactiva capacitiva que mejore el valor del factor de potencia de $\cos \varphi_1$ a $\cos \varphi_2$ se utilizará la fórmula:

$$\text{Como } \tan \varphi = \frac{kVAr (\text{inductivo})}{kW} \quad (3.7)$$

$$CkVAr = kVAr (\text{inductivo}) - kW \tan \varphi_2 \quad (3.8)$$

$$CkVAr = kW (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (3.9)$$

Donde:

CkVAr : Potencia reactiva debida a los capacitores;

kVAr : (inductivo) potencia reactiva de la carga;

kW : Potencia activa de la carga; la que es invariable;

φ_1 : Ángulo del factor de potencia sin capacitores

φ_2 : Ángulo del factor de potencia con capacitores.

Se presentan varias desventajas cuando se instalan capacitores, pero éstas se reducen al mínimo cuando se instalan banco de capacitores automáticos, es decir, que se conectan y desconectan a estos automáticamente.

Para el caso del circuito TK26, es recomendable hacer un estudio, para seleccionar la ubicación e instalación de uno o varios bancos de condensadores, pues como se refleja en la Fig. 2.23 y 2.26 se muestra el comportamiento del factor de potencia para su demanda máxima con un valor de 0.88 y para su mínima demanda de 0.79, hallando el promedio para estos dos regímenes de operación, podemos determinar que el factor de

potencia promedio esta sobre 0.83. Este factor de potencia está un poco bajo, por lo que se hace necesario evaluar la instalación de condensadores, y ver así los resultados de su implementación. A continuación de muestra una de las ecuaciones con la cual también se puede calcular el factor de potencia a partir de las potencias activas, reactivas y aparente.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * I} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos(\tan^{-1}(Q/P)) \quad (3.10)$$

3.5.1 Ubicación de los bancos de Condensadores.

Utilizando el programa Radial 8.0, se seleccionará la ubicación de los bancos de capacitores para el circuito TK26, correspondiente a la subestación 4-Caminos, en sus respectivos nodos. Como se puede observar en la figura 3.2, el programa analiza 4 variantes, de ellas se escogerá la más conveniente.

En la variante 1, se evalúa la instalación de tres sub-variantes, de ellas fueron escogidas las dos mejores, una ofrece la posibilidad de ubicar un banco de 150 kVAr, en el nodo No24, siendo la razón costo beneficio positiva. Se tendría, al mismo tiempo un ahorro de energía al año de 6.7 MWh. En el nodo No24 y ArrTTV, se evalúa la instalación de dos bancos de condensadores, con potencia reactiva de 150 kVAr, para un ahorro al año de 9.6 MW.h y una relación costo beneficio positiva, pero en este caso, menor que la instalación en el nodo No24.

La variante 2, evalúa la instalación de dos sub-variantes, una sigue la instalación de un banco de 300 kVAr, ubicados en los nodos No18. Esta variante es factible, ya que se ahorrarían un total de 8.7 MWh/año, además con 300 kVAr instalados el factor de potencia aumentaría hasta aproximadamente 0.98, según las respectivas simulaciones, siendo la razón beneficio costo (RBC) muy buena, con un valor de 1.4. En el nodo No18 y CSyAG se evalúa la instalación de dos bancos de condensadores de 300 kVAr, con un ahorro de energía de 9.97 MWh/año, pero la relación costo beneficio es muy baja.

En la **variante 3**, se analiza la ubicación de un banco de condensadores con una potencia reactiva de 450 kVAr en los nodos ArrTTV. Con esta variante se ahorrarían 8.87 MWh/año, pero la razón beneficio costo es de 0.8, no es mejor que la segunda variante aunque su factor de potencia con 450 kVAr es de 0.99.

La **cuarta** y última variante analiza la ubicación de 1 banco de 600 kVAr en el nodo LaPesca, esta variante ahorraría 7.5 MWh/año, pero no es muy factible pues la razón costo beneficio es de 0.4

Finalmente se toma la **variante 2**, por ser la más factible, pues esta contribuye a elevar el factor de potencia hasta valores cercanos a 0.98 y se logra un ahorro de energía bastante considerable, además de ser el mayor valor de RCB.

Cant. de Bancos	Ckvar/Banco	Nodo(s)	Inversiones (MP)	Ahorro: DE (MW.h/año)	Dismin. de DP (kW)	Benef./Costo	VAN
BANCOS			DE	150			
1	150	No24	2.0	6.7	1	1.3	0.5
2	150	No24 ArrTTV	4.0	9.6	2	0.9	-0.2
3	150	No24 ArrTTV CSyAG	6.0	10.9	0	0.4	-3.7
BANCOS			DE	300			
1	300	No18	3.5	8.7	4	1.4	1.5
2	300	No18 CSyAG	7.0	9.9	2	0.5	-3.4
BANCOS			DE	450			
1	450	ArrTTV	6.5	8.7	4	0.8	-1.3
BANCOS			DE	600			
1	600	laPesca	8.0	7.5	2	0.4	-4.6

Fig. 3.3 Variantes para la ubicación de los capacitores.

3.5.2 Disminución de las pérdidas por aumento del factor de potencia en el circuito.

Mediante la ubicación de los bancos de capacitores en los respectivos nodos, se logra reducir las pérdidas de energía en 8.7 MWh/año, lo que es equivalente a ahorrar 584.81 CUC al año, y 878.13 litros de petróleo, contribuyendo así con el desarrollo de la economía del país.

3.6 Valoración Económica.

3.6.1 Valoración económica de los conductores.

Para la evaluación económica se calculó lo que representa el cambio calibre de ACSR 35 por AAAC 158 en un tramo de 87.93 km para el precio actual del calibre AAAC158, que es de 1987.9 CUC/km. A continuación en la tabla 3.5 se muestra el costo total de lo que costaría comprar estos conductores.

Tabla 3.5: Cambios de conductores en el circuito.

Tipo de Calibre	Cantidad de kms	Precio (CUC)	Precio (CUP)
AAAC 158	87.93x 2	1 219 857.6	30496440.0
Total	175.86	1 219 857.6	30496440.0

Gastos de Salario del personal del cambio de los conductores.

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y ajustes, se estima un tiempo aproximado de 5 meses, y con la utilización de 19 trabajadores, entre más trabajadores al mismo tiempo estén trabajando, más rápido se hará la implementación de las propuestas, antes mencionadas, esto queda en dependencia de los líderes principales de la OBE correspondiente. A continuación se muestra la tabla 3.6, la cual refleja el gasto de salario del personal en el cambio de los conductores.

Tabla 3.6 Gastos de Salario del personal en el cambio de los conductores.

No.	Descripción.	Cantidad.	Costo diario. (CUP).	Costo total. (CUP).
1.	Técnico Superior.	1	15.21	2281.5
2.	Técnico Medio.	1	11.83	1774.5
3.	Electricista (Categoría B).	16	10.80	1620
4	Chofer	1	10.50	1575
Costo total de salario				7251.0

Por cuestiones de compra e instalación con el personal seleccionado,
Los gastos totales de los conductores son de: \$1 220 147.54 **CUC**

3.6.2 Valoración económica de los condensadores.

Para la evaluación económica se calculó lo que representa la instalación de un banco de capacitores en el nodo No18 de circuito correspondiente a la Subestación 4-Caminos, TK-26, con una capacidad de 300 kVAR. A continuación se muestra en la tabla 3.7 el precio para la compra del banco de condensadores.

Tabla 3.7 Valoración económica del banco de condensadores.

Modelo del banco	Cantidad	Capacidad (kVAR)	Precio (CUC)	Precio (MN)
<i>2RF3000</i>	1	300	2550	63750
Total	1	300	2550	63750

Gastos de Salario del personal de montaje.

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y ajuste, se estima un tiempo aproximadamente de 2 días, con la utilización de 4 trabajadores. En la tabla 3.8 se muestran los gastos de salario del personal en el montaje de los capacitores.

Tabla 3.8: Gastos de Salario del personal en el montaje de los capacitores.

No.	Descripción	Cantidad	Costo diario (MN)	Costo total (MN)
1.	Técnico Superior.	1	15.21	30.42
2.	Técnico Medio.	1	11.83	23.66
3.	Electricista (Cat. B)	2	10.80	21.6
4	Chofer	1	10.50	21
Costo total de salario				96.68

Por cuestiones de compra e instalación con el personal seleccionado, los gastos totales del banco de capacitores son de: \$ 2 553.86 **CUC**, siendo el costo total de la inversión para las conductores, condensadores y personal de: **\$ 1 222 701.5 CUC**.

Teniendo en cuenta, que al implementar el cambio de la sección de los conductores se ahorrarían \$ 2 063 822.45 CUC por año y con respecto a la instalación del banco de condensadores de \$ 584.81 CUC, el ahorro total por año sería de \$ 2 064 407.2 CUC.

3.7 Tiempo de recuperación de la inversión.

El tiempo de recuperación de la inversión está dado por la relación entre la inversión total para llevar a cabo el proyecto y el ahorro que este ocasiona.

$$Ta = \frac{\textit{inversión}}{\textit{ahorro}}$$
$$Ta = \frac{1\,222\,701.5}{2\,064\,407.2}$$
$$Ta = 0,58$$
(3.11)

La inversión realizada es totalmente factible pues el capital invertido se recupera en 0,58 años o sea en 6.8 meses.

Esta inversión ubicará a la empresa, en un 7.83 %, como se muestra en la tabla 3.9.

Tabla 3.9: Porcentaje de pérdidas de energía, en el Municipio, Las Tunas.

Perdidas de energía	%	%
Subtransmisión	1.69	1.69
Distribución Primaria	3.44	2.44
Distribución Secundaria	3.70	3.6
TOTAL	8.83	7.73

3.8 Valoración ecológica e impacto medio ambiental.

La energía eléctrica, no contamina cuando es consumida, pero su producción y distribución, causan impactos en el medio ambiente. Como se puede observar en la figura 3.4, al desarrollar la energía eléctrica se instalan líneas de distribución que ocupan grandes espacios y por su cercanía al terreno, conllevan a la deforestación ya que las líneas y los árboles no pueden estar ligados entre sí. La instalación de estas líneas de Distribución, provocan un impacto visual negativo y la perturbación junto a la desaparición de la vida, de las distintas especies de la región, pues en caso de que los árboles cercanos a ellas, puedan producir daños a las líneas, entonces se procederá a la deforestación llevado a cabo por la empresa eléctrica, con el objetivo de evitar daños que las mismas representan en caso de vientos, lluvias, etc.

Pero al mismo tiempo, se hace necesario llevar la energía a cada lugar que se necesite en el país, Por lo que recomendamos que a la hora de desarrollar un sistema de Distribución, trátase de no dañar tanto la naturaleza, pues ahorrar energía, también significa conservar la naturaleza.



Fig. 3.4. Vista general de una línea de 13.8 kV.

3.9 Conclusiones.

En este capítulo, se realizó el análisis económico de la inversión, para tener el basamento a la hora de invertir, encontrando el beneficio o ahorro después de una rehabilitación en las líneas del sistema, dando una visión de cuanto puede ser el aporte económico, se determinaron las pérdidas en el circuito y su evaluación monetaria, el costo por concepto de inversión en el circuito y una valoración ecológica y social del trabajo en relación a los circuitos de Distribución Primaria.

- Al sustituir los conductores con calibre del tipo ACSR35, por los conductores AAAC158 en los tramos escogidos, se obtuvo un ahorro de energía de 30 186.96 MWh/año, disminuyendo considerablemente las pérdidas de energía técnicas.
- Se hace una comparación de cuatro variantes para la ubicación de los capacitores, siendo la variante 2 la más factible, debido a que se obtiene un factor de potencia aceptable. Al hacer los cambios y ubicar el banco de capacitores en el circuito de distribución, se logra un ahorro de energía de 8.7 MWh/año.

Conclusiones Generales.

Luego de haber concluido el desarrollo del Trabajo de Diploma, se llegó a la conclusión que:

- ❖ Las pérdidas totales de energía en los transformadores están alrededor de los 6570,01 MWh/año.
- ❖ Al realizar el cambio de calibre de los conductores se logra un ahorro de energía de 30186.96 MWh/año,
- ❖ Al ubicar el banco de capacitores en el circuito de distribución, se logra un ahorro de energía de 8.7 MWh/año.
- Se logró ubicar a la empresa por debajo del nivel exigido, para el cual se proyecta la UNE en un 8,2 % para el año 2015.
- ❖ Si se realiza el proyecto, la inversión total se recupera en solo 6.8 meses.

Recomendaciones.

Una vez concluido el presente trabajo de Diploma, se pasará a hacer referencia a las siguientes recomendaciones.

1. Realizar estudios similares a los demás circuitos del municipio, correspondiente a la zona Oeste de Las Tunas, aprovechando las mediciones que brindan los dispositivos NU-Lec.
2. Una vez aprobado el financiamiento del proyecto llevar a cabo la realización del mismo para mejorar la calidad de los circuitos correspondientes al municipio de Las Tunas, zona Este.
3. Establecer mecanismos que permitan mantener sobre esta base, un buen programa sostenible de mejoras, pues la calidad del servicio, es el resultado de una atención continua al los circuitos de Distribución.

Bibliografía:

- 1- Duran Salgado C., Mejoras en el circuito de distribución N°9 del municipio de Moa, 2010
- 2- Haug Ramírez C., Redes y Sistemas Eléctricos.
- 3- Leyva Elías R., Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Narajal Municipio Mayarí, 2009.
- 4- Lobaina Espinosa D., Mejoras en el circuito de distribución N°6 del municipio de Moa, 2010
- 5- Padrón, A.; Borroto A., “Ahorro de energía en sistemas de suministro eléctrico”. Material de Curso de Postgrado. Colegio Regional de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Guayaquil, Ecuador. 2004
- 6- Percy Viego F., “Uso final de la Energía Eléctrica”, Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, 2007.
- 7- Percy Viego F., “Uso final eficiente de la energía eléctrica”. Texto para la Especialización en Eficiencia Energética. Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia, 2006.
- 8- Rodríguez Fortúnez, J., Predicción de la demanda y regímenes de explotación del circuito de distribución 21 de Moa, 2009.
- 9- <http://biblioteca.universia.net> Fecha de consulta. 16/05/12.
- 10- <http://www.cec.cubaindustria.cu>. Fecha de consulta. 23/04/12.
- 11- <http://www.electricaweb.com> Fecha de consulta. 23/05/12.
- 12- <http://www.mitecnologico.com> Fecha de consulta. 16/05/12.

Anexos:

Anexo -1: Tabla de demanda diaria durante una semana TK105.

Hora	Potencia (MW)						Sábado	Domingo
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes			
1:00	1	1,2	1,2	1,1	1,1	1	1	
2:00	1	1	1	1	1	1	0,9	
3:00	1	1	1	1	1	0,9	0,9	
4:00	1	1	1	1	1	0,9	0,9	
5:00	1,1	1,4	1,2	1,1	1	0,8	1	
6:00	1,6	1,6	1,7	1,7	1,3	1,1	1,5	
7:00	2,2	2,1	2,2	2,1	1,8	1,5	2	
8:00	1,4	1,5	1,4	1,4	1,7	1,8	1,4	
9:00	1,4	1,4	1,4	1,4	1,6	1,8	1,3	
10:00	1,4	1,5	1,5	1,4	1,7	1,7	1,4	
11:00	1,6	1,6	1,6	1,7	1,9	2,1	1,6	
12:00	2	2	1,8	2	2,3	2,3	1,9	
13:00	1,7	1,6	1,7	1,7	1,9	2,1	1,6	
14:00	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,7	1,4	
15:00	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,3	
16:00	1,5	1,5	1,7	1,6	1,7	1,8	1,7	
17:00	2,3	2	2,3	2	2,3	2,5	2,3	
18:00	2,5	2,6	3	2,7	3,1	2,8	2,9	
19:00	3	2,8	2,9	3	2,6	2,6	2,9	
20:00	2,6	2,6	2,5	2,5	2,3	2,3	2,5	
21:00	2	2,1	2	1,9	1,9	1,9	1,9	
22:00	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,7	
23:00	1,5	1,6	1,6	1,4	1,4	1,4	1,2	

Anexos:

Anexo -2: Tabla de valores promedios de corriente, tensión y factor de potencia.

Hora	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)	Ie(A)	fp	Va(V)	Vb(V)	Vc(V)
1:00	13	5	17	10	0,92	13018	12912	12871
2:00	13	5	16	10	0,91	13028	12925	12883
3:00	13	5	16	10	0,91	13034	12932	12906
4:00	12	5	15	9	0,92	12934	12836	12790
5:00	12	5	16	9	0,92	12897	12799	12775
6:00	15	6	20	12	0,95	12715	12628	12576
7:00	20	7	25	16	0,95	12839	12775	12689
8:00	21	9	28	16	0,95	12868	12810	12740
9:00	15	6	22	14	0,95	13076	13035	12964
10:00	15	6	17	11	0,94	12991	12921	12895
11:00	17	8	21	12	0,93	13007	12948	12916
12:00	20	8	26	16	0,95	12997	12894	12830
13:00	21	9	27	14	0,94	13050	12988	12922
14:00	19	7	25	14	0,91	13201	13129	13065
15:00	16	6	20	11	0,91	13247	13183	13134
16:00	15	7	20	10	0,92	13202	13120	13093
17:00	17	8	24	13	0,92	13264	13159	13102
18:00	21	10	27	15	0,95	13232	13154	13076
19:00	28	13	35	18	0,96	12957	12873	12760
20:00	33	14	43	24	0,95	12918	12825	12713
21:00	29	12	34	19	0,91	12916	12846	12732
22:00	24	11	27	14	0,91	13070	12955	12904
23:00	18	7	23	14	0,91	13031	12957	12884

Anexos:

Anexo -3 Tabla para la selección de conductores

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

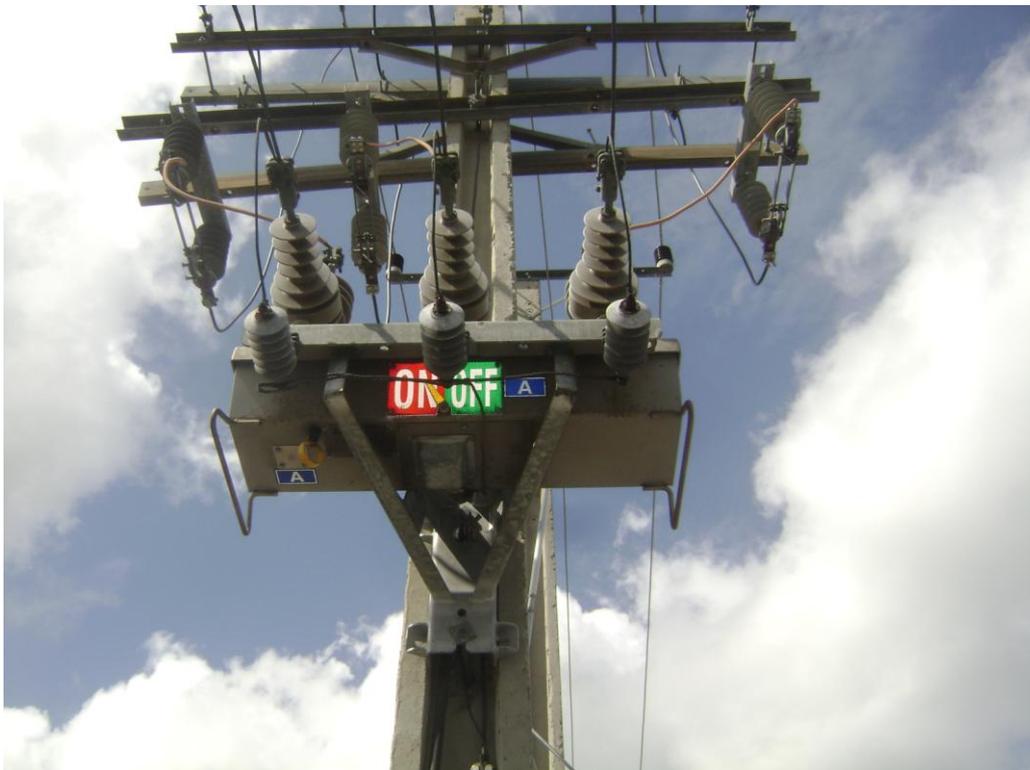
Anexos:

Anexo -4: Datos de pérdida activa en el cobre (ΔP_C) con carga nominal; pérdida activa durante el trabajo en vacío (en el hierro) (ΔP_V); corriente en vacío (I_V) y tensión en cortocircuito (V_{CC}) de los transformadores monofásicos de acuerdo a su capacidad.

kVA	ΔP_V (kW)	ΔP_C (kW)	I_V (%)	V_{CC} (%)
5	0.046	0.107	8	10.5
10	0.065	0.18	8	10.7
15	0.084	0.251	8	10.7
25	0.115	0.389	8.1	10.7
37.5	0.162	0.487	8	8.2
50	0.199	0.626	8	7.2
75	0.269	0.882	7.2	8.3
100	0.332	1.185	10.5	12.3
167	0.482	1.893	8	10.8
250	0.66	2.802	8.2	10.9
333	0.83	3.587	7.3	8.4

Anexos:

Anexo -5:



Anexos:

Anexo -6:



Anexos:

Anexo -7:

