

Ingeniería Eléctrica
Facultad de Metalurgia Electromecánica
Instituto Superior
Minero Metalúrgico de Moa

Tesis en Opción al Grado de Ingeniero Eléctrico

Título: Reconfiguración de redes
eléctricas para la disminución de
pérdidas en el municipio Manatí.

Autor: Osvaldo Sardina Oliva

Tutor: Ing. Luis M. Hidalgo Vega

Consultante: Ing. Ever Reyes Pérez

MOA – 2017

” AÑO 59 DE LA REVOLUCIÓN ”



Declaración de autoridad

En decisión conjunta, el autor Osvaldo sardina Oliva, el tutor Ing. Luis M. Hidalo Vega y el consultante Ing. Ever Reyes Pérez. En decisión conjunta, certificamos como nuestra propiedad intelectual este Trabajo de Diploma con el título: “Reconfiguración de redes eléctricas para la disminución de pérdidas en el municipio Manatí”, 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 firmamos la presente a los ---- días del mes de ---del -----

Firma del Diplomante.

Osvaldo Sardina Oliva

Firma del tutor.

Ing. Luis Manuel Hidalgo Vega

Firma del consultante.

Ing. Ever Reyes Pérez

Agradecimientos

A mi familia por ayudarme a llegar hasta el día de hoy, en especial a mis hermanos y madre.

A mis amigos por apoyarme en los buenos y malos momentos, a los sinceros, a los verdaderos.

A todas las personas que hicieron posible la realización de este trabajo, mis tutores y colegas.

Dedicatoria

Dedicado especialmente a todos los que de una forma u otra brindaron su apoyo en estos difíciles cinco años. A los que confiaron en que podía y por qué no, a los que no lo hicieron también. Gracias para los que brindaron su ayuda sin pedirla, gracias a todos.

PENSAMIENTO

“Todo nuestro pueblo, todos los trabajadores, todos nuestros jóvenes, nuestros estudiantes, incluso, nuestros pioneros tienen que tomar conciencia de la energía, de sus perspectivas futuras. ...mientras no seamos un pueblo realmente ahorrativo, que sepamos emplear con sabiduría y con responsabilidad cada recurso, no nos podremos llamar un pueblo enteramente revolucionario”

Fidel Castro Ruz

Clausura I Fórum Nacional de Energía

Diciembre de 1984.

Índice

Resumen	1
Summary:	2
Introducción general.	3
Problema.	4
Objeto de estudio.	4
Campo de acción.	4
Hipótesis.....	4
Objetivo general.	4
Objetivos específicos.	5
Tareas de trabajo.	5
Métodos de la investigación.	5
Capítulo I. Marco Teórico.....	6
1.1 Trabajos Precedentes.	6
1.2 Conformación de un sistema de distribución.....	7
1.2.1 Topologías de red empleadas en los sistemas de distribución.	9
1.3 Componentes de un Circuito de Distribución.	10
1.3.1 Conductores.	10
1.3.2 Transformadores.	10
1.4 Pérdidas de Energía en la Distribución.	11
1.4.1 Pérdidas no técnicas 12	
1.4.2 Pérdidas técnicas 12	
1.5 Métodos de reducción de pérdidas técnicas más empleados:	15
1.6 Metodologías empleadas para la reconfiguración de redes radiales.....	15
1.7 Criterios y normativas para realizar reconfiguraciones de redes.....	16
1.8. Estudios de flujos de carga.	19
1.8.1 Softwares más usados para realizar los estudios de flujo de carga.	21
CONCLUSIONES:	23
CAPÍTULO II. Comportamiento de las redes de distribución en el municipio	
Manatí.....	24
2.1 Características estructurales, topológicas y operativas de la red.....	24
2.2 Descripción del software utilizado (RADIAL)	26

2.2.1 Principales características del Radial	27
2.2.2 Edición de circuitos en Radial	28
2.2.3 Otras facilidades de Radial	30
2.3 Dispositivos Nu-Lec.....	30
2.4 Metodología utilizada para la realización del estudio.	31
2.5 Comportamiento de la eficiencia de la red de distribución primaria.	33
2.6 Esquema monolineal de los Circuitos de Distribución Primaria de Manatí.	33
2.7 CONCLUSIONES.	35
CAPÍTULO III. Reconfiguración de redes de distribución en el municipio Manatí.	36
3.1. Reconfiguraciones evaluadas de factibles.	36
3.1.1. Reconfiguración del circuito TK31.....	36
3.1.2. Reconfiguraciones de los circuitos TK34	39
3.1.3 Reconfiguraciones del circuito TK33.....	42
3.2 Principales ventajas que brinda el esquema propuesto.	47
3.3 Valoración económica.	47
3.3.1 Datos iniciales para el análisis:	47
3.3.2 Resultados económicos de la reconfiguración.	49
3.4 Impacto medio ambiental.	50
3.5 CONCLUSIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA	53
ANEXO	55

Resumen

El siguiente trabajo que lleva como título “Reconfiguración de redes eléctricas para la disminución de pérdidas en el municipio Manatí” se realizó teniendo en cuenta la necesidad de conocer la capacidad máxima de carga del circuito, caída de voltaje, y longitud del circuito. Siendo de vital importancia garantizar el servicio ininterrumpido de energía eléctrica en el municipio Manatí. La reconfiguración de circuitos es el proceso promedio del cual se transfieren cargas de un alimentador a otro, se ejecuta mediante la operación de interruptores normalmente abiertos y normalmente cerrados. En este trabajo se presenta una secuencia de pasos que permite reconfigurar un sistema de distribución de energía eléctrica primaria, minimizando la energía no suministrada, con el objetivo de disminuir las pérdidas. Se presentan las medidas para lograr la continuidad de suministro ante interrupciones o mantenimientos en las redes de distribución primarias entre las subestaciones La Calera y Manatí, a través de los circuitos TK31, TK34 y TK33 respectivamente, que son los que enlazan dichas subestaciones. Se modela el comportamiento de la red con la manipulación de los diferentes desconectivos, para alcanzar niveles mayores de disponibilidad de servicio eléctrico. Este trabajo constituye una útil herramienta para el estudio de las redes de distribución primarias durante su planificación y explotación.

Summary:

The following work that takes as title "Reconfiguration of electric nets for the decrease of losses in the municipality Manatee" he/she was carried out keeping in mind the necessity to know the maximum capacity of load of the circuit, voltage fall, and longitude of the circuit. Being of vital importance to guarantee the uninterrupted service of electric power in the municipality Manatee. The reconfiguration of circuits is the process average of which loads are transferred of a feeder to other, it is executed by means of the operation of usually open and usually closed switches. In this work a sequence of steps is presented that allows reconfigure a system of distribution of primary electric power, minimizing the not given energy, with the objective of diminishing the losses. The measures are presented to achieve the supply continuity before interruptions or maintenances in the primary distribution nets among the substations The Calera and Manatee, through the circuits TK31, TK34 and TK33 respectively that are those that connect this substations. The behavior of the net is modeled with the manipulation of the different disconnects, to reach levels bigger than readiness of electric service. This work constitutes an useful tool for the study of the primary distribution nets during its planning and exploitation.

Introducción general.

En la actualidad, nuestro país está inmerso en un Programa para redefinir su política energética, aprovechando los avances tecnológicos que se están originando en el campo de la energía. Dicho Programa trae aparejado los necesarios cambios en las redes de distribución. Conciernen a los especialistas, técnicos y trabajadores de la energía, permanecer continuamente en el centro de esta gran tarea. El carácter complicado y diverso de las obras energéticas y la dimensión de los esfuerzos, requiere un trabajo sistemático que vaya creando no solo la conciencia en torno a este tema, sino también el conocimiento, la experiencia, y el dominio de las distintas tareas a desempeñar[1].

Los niveles ya alcanzados y las proyecciones de desarrollo perspectivo que muestran algunos renglones económicos en el país como el sector turístico y la inversión extranjera, exigen de la Empresa Eléctrica un servicio con mayor eficiencia y calidad cada día. Es necesario que las perspectivas de avances tecnológicos de la empresa eléctrica cubana apunten hacia los modelos de desarrollo de las industrias eléctricas de avanzada en el mundo. La reconfiguración de alimentadores constituye una importante aplicación y se define como el proceso de alteración de la estructura topológica de una red de distribución a través de la apertura o cierre de sus interruptores[2, 3]. Tales maniobras persiguen uno de dos objetivos: 1- Disminuir las pérdidas del sistema o 2- Restaurar el servicio de energía a la mayor cantidad de consumidores una vez ocurrida una contingencia.

La reducción de pérdidas es uno de los índices más importantes por mejorar si se pretende alcanzar un servicio eficiente y con calidad. Con ese fin han surgido varias medidas técnicas y organizativas que en general son económicas debido al efecto positivo que provocan en el comportamiento de los circuitos donde se aplican[4].

Debido al número de interruptores que puede tener un circuito real, la cantidad de opciones de conmutación de enlaces y seccionalizadores, que surge al pretender reconfigurarlo, es grande. Por eso, la decisión a tomar por parte de un despachador en cuanto a la reconfiguración se convierte en una situación

compleja. En Cuba, el control y la operación de las redes de distribución se realiza mediante los despachos de carga, y es en estos centros donde se determina la configuración que deben adoptar los circuitos ante determinadas condiciones de carga y las decisiones que se toman respecto a este tema están basadas en análisis empíricos y en la gran experiencia acumulada por los despachadores del sistema. Dado a su disponibilidad geográfica en el municipio Manatí, se sometieron a estudio para reconfiguración tres de los ocho circuitos existentes los cuales están ubicados principalmente en la zona urbana del poblado y son de vital importancia debido a que a estos están conectados hospitales y centros imprescindibles para el desarrollo de la comunidad.

Problema.

En la actualidad no se cuenta con un estudio que nos permita la disminución de las pérdidas eléctricas por medio de una reconfiguración de las redes en el municipio Manatí.

Objeto de estudio.

Redes de distribución primaria del municipio Manatí.

Campo de acción.

Evaluación y caracterización de los circuitos de distribución primaria (TK-31, TK-33, TK-34).

Hipótesis.

Si se realiza un estudio para la reducción de las pérdidas en los circuitos de distribución del municipio Manatí, se podrían aplicar variantes de reconfiguraciones y así aumentará la eficiencia del sistema.

Objetivo general.

Realizar propuestas para disminuir las pérdidas en la distribución de energía eléctrica en el municipio Manatí y así lograr la eficacia y eficiencia requerida en los servicios.

Objetivos específicos.

1. Identificar los métodos de reconfiguración que permiten disminuir las pérdidas en las redes radiales.
2. Solucionar el problema de reconfiguración redes de distribución para minimizar las pérdidas.
3. Aplicar el diseño propuesto a la red de distribución del municipio Manatí.

Tareas de trabajo.

1. Realizar un estudio de los problemas relacionados con la reconfiguración de las redes radiales.
2. Estudiar la situación actual de las líneas de subtransmisión en el municipio Manatí.
3. Realizar la reconfiguración de la red de subtransmisión en el municipio Manatí.
4. Realizar el estudio del impacto económico debido a la disminución de las pérdidas.

Métodos de la investigación.

- Búsqueda bibliográfica y documental para la sistematización del conocimiento y teorías relacionadas con el objeto de estudio.
- Entrevistas a expertos.
- Modelación y Simulación mediante empleo del software Radial para el cálculo de las pérdidas técnicas en el circuito de distribución primaria de Manatí.

Capítulo I. Marco Teórico.

1.1 Trabajos Precedentes.

Ochoa Destrades J.F, Santiago de Cuba, diciembre 2008. En este trabajo que lleva como título “Reconfiguración en la red de distribución primaria de la ciudad de Santiago de Cuba” se realizó teniendo en cuenta la necesidad de conocer la capacidad de asimilación de un circuito o parte de un circuito por otro, observando los parámetros de capacidad máxima de carga del circuito, caída de voltaje, y longitud del circuito. Siendo de vital importancia garantizar el servicio ininterrumpido de energía eléctrica en el municipio Santiago de Cuba.

Cruz Sánchez L, La Habana, diciembre de 2009. En este trabajo se realiza un estudio sobre la reconfiguración para la reducción de las pérdidas en las redes radiales de subtransmisión. Se ofrece una panorámica general acerca de los principales métodos de reconfiguración para disminuir las pérdidas, haciendo énfasis en los que utilizan técnicas de inteligencia artificial.

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

En el trabajo de Miguel Casí Céspedes, Jesús Menéndez 2015. Se realizó un estudio de las condiciones de explotación del Sistema Eléctrico de Distribución, con el objetivo de determinar cómo se distribuye la energía y cómo influyen las pérdidas técnicas y la reconfiguración del sistema eléctrico de distribución del municipio.

1.2 Conformación de un sistema de distribución.

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos[5].

El sistema de distribución es la parte del sistema de potencia encargada técnicamente de llevar la energía, desde las subestaciones receptoras hasta los consumidores, este a su vez está conformado por:

- a) Subestaciones receptoras secundarias: donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
- b) Circuitos primarios: que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a voltajes como 13.2 kV, 11.4 kV, 7620 V, etc.
- c) Transformadores de distribución: se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.
- d) Circuito secundario: encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes como 120/208 - 120/240 V y en general voltajes hasta 600 V.

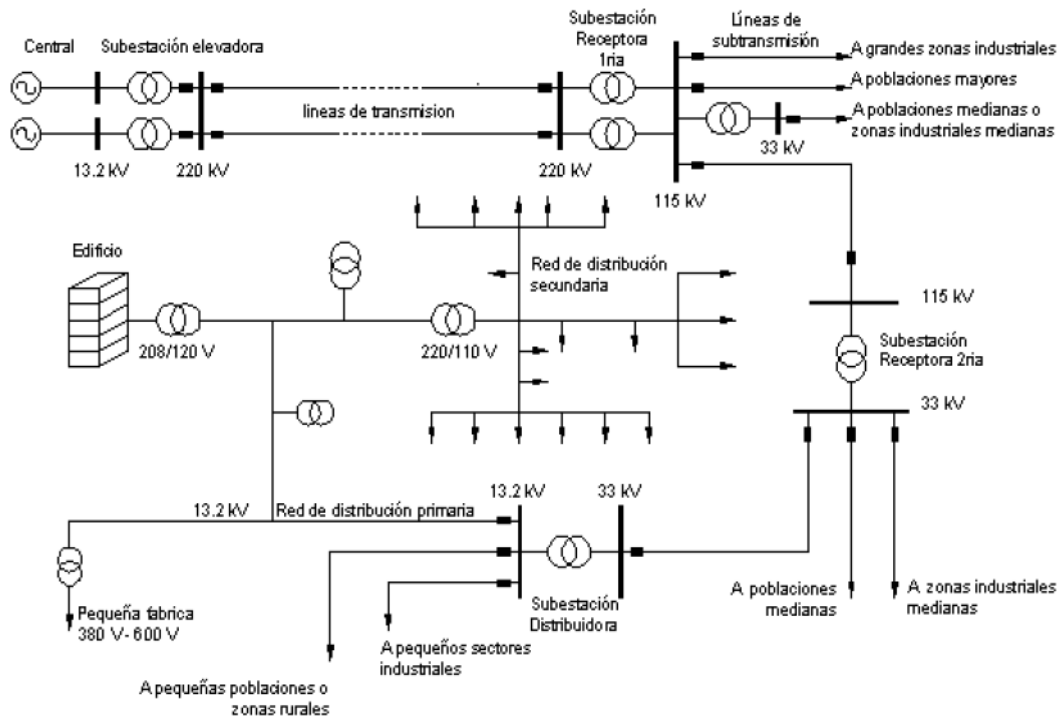


Figura 1.1

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, reflejada también en la metodología de diseño y operación empleando computadores (programas de gerencia de redes, software gráfico, etc). Algunos de estos factores de evolución son:

- Expansión de la carga.
- Normalización de materiales, estructuras y montajes.
- Herramientas y equipos adecuados.
- Métodos de trabajos específicos y normalizados.
- Programas de prevención de accidentes y programas de mantenimiento.
- Surgimiento de industrias de fabricación de equipos eléctricos.
- Grandes volúmenes de datos y planos.

1.2.1 Topologías de red empleadas en los sistemas de distribución.

La topología de red no es más que el esquema empleado para la distribución de la energía mediante los segmentos de los circuitos y son tipificadas atendiendo a las vías posibles de recorrido del flujo eléctrico hasta el consumidor[6].

a) Los circuitos radiales son los más ampliamente utilizados en todo el mundo para llevar la energía eléctrica desde las redes de transmisión, de elevados voltajes, hasta los consumidores, debido fundamentalmente a su bajo costo de instalación y a su sencillez. Se caracteriza por alimentar por uno de sus extremos describiendo una trayectoria radial hasta los receptores.

De esta manera se compromete la fiabilidad del servicio, sin embargo con el objetivo de elevarla, estos circuitos se diseñan con interconexiones, que operan normalmente abiertas, con alimentadores vecinos a fin de apoyarse mutuamente en casos de averías mediante el traspaso de cargas de unos a otros a través de la manipulación de interruptores adecuadamente instalados, que permiten realizar esta función conservando el carácter radial de los circuitos[6].

El esquema así formado permite el traspaso de cargas entre circuitos no solo en casos de emergencia, sino también para buscar la operación más ventajosa desde el punto de vista de las pérdidas y demás parámetros operativos. A estos posibles arreglos se les denomina reconfiguración.

b) El circuito en anillo o en forma de lazo como más se conoce nacionalmente, puede ser alimentado por dos posibles caminos eléctricos, siendo efectivo uno solo de estos dos caminos. Posee como ventajas la distribución en redes radiales y además la posibilidad de alimentarse alternativamente de una fuente u otra. Ante situaciones de falla a través del empleo de interruptores automatizados, quedaría siempre fuera de servicio la zona en falla más pequeña posible y el resto de la línea en servicio. Como desventajas tiene que si la estructura está alejada del pararrayos, la electricidad sería dirigida a las puntas de la tierra, lo cual afectaría a las estructuras cercanas[6].

c) Un circuito en forma de malla se caracteriza por tener dos o más de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo. Posee

ventajas, podemos citar su seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento, desventajas su complejidad en el diseño de las protecciones y la automatización.

1.3 Componentes de un Circuito de Distribución.

Un circuito de distribución está formado por diferentes elementos que en su conjunto posibilitan la distribución de energía eléctrica a los respectivos consumidores. Para que esta energía pueda llegar a su destino, se necesita la interconexión de varios elementos, algunos debido a sus características de configuración y funcionamiento en las redes, traen consigo una serie de pérdidas asociadas a ellos[7-9].

- Postes
- Crucetas
- Aisladores
- Transformadores
- Conductores

1.3.1 Conductores.

Material conductor óptimo.

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

1.3.2 Transformadores.

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

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

Los transformadores para circuitos trifásicos pueden obtenerse de dos maneras.

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

1.3.2.1 Transformadores de distribución.

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

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

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

1.4 Pérdidas de Energía en la Distribución.

Las pérdidas de energía en la distribución eléctrica están definidas por la diferencia entre toda la energía distribuida mediante las redes primarias y secundarias a los usuarios y la sumatoria de toda la energía que se les puede

medir o facturar a cada uno individualmente. Se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas en dependencia de los factores que la generan[10-15].

1.4.1 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas responden a un conjunto de factores, que impiden la correcta demostración de la energía servida a los usuarios o a conjunto de ellos, ejemplo de estos factores son los hurtos de energía cometidos por usuarios no contratados con las empresas eléctricas, los fraudes eléctricos cometidos por los clientes contratados para disminuir su consumo, el deterioro en los sistemas de medición y otros conjunto de factores que de manera general responden a deficiencias organizativas de la parte contratista.

1.4.2 Pérdidas técnicas

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

Estas pérdidas de energía, obedecen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, provocado por los parámetros que caracterizan a las redes y subestaciones, por las características de los materiales, 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 Skin y de proximidad, las corrientes de Eddy y de circulación. Así, también la circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de línea y suceptancias a tierra; que si bien es cierto son pequeñas, pero juntas incrementan los niveles de pérdidas.

En Cuba, el nivel de pérdidas técnicas permitidas por la Unión Eléctrica (UNE) para la correcta explotación de las redes de distribución se encuentra en el orden del 8% para cada territorio. La Tabla 1.1 muestra los niveles de pérdidas

individuales por sección de red establecidas para el control de estas por la UNE.

Secciones de red	% de Pérdidas
Líneas de 33 kV	0,80
Subestaciones de 33 kV	1,00
Distribución Primaria	0,50
Transformadores de Distribución	1,50
Secundario	3,66
Acometidas	0,33
Metros Contadores	0,21
Total	8,00

Tabla 1.1. Niveles establecidos por la UNE para el control de pérdidas de energía eléctrica.

Sobre la base de los niveles establecidos para el control de las pérdidas de energía en las redes, mostrados anteriormente, se evalúa la eficiencia en la distribución de energía eléctrica de circuitos y así de esquemas enteros de los territorios nacionales, dándose la medida de cuando se debe intervenir en la estructura de un circuito para mejorar energéticamente su explotación.

1.4.2.1 Pérdidas en Conductores.

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

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

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

Se tiene que:

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

Sustituyendo en la ecuación tenemos que:

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

Dónde:

P → Pérdida de potencia en Horas pico (kW)

R → Resistencia eléctrica del conductor (Ohms/km)

L → Longitud de la línea (km)

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

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

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

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

1.4.2.2 Pérdidas en Transformadores.

Las pérdidas en los transformadores están constituidas por las pérdidas en el hierro y en el cobre, considerándose constantes las pérdidas en el hierro y variable las pérdidas en el cobre. La energía en pérdidas de carga (P_{cu}) de un transformador puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$WP_{CU} = P_{CU}(kW) * \left[\frac{S_{max}}{S_n} \right]^2 * T_{eq}(h)[kWh] \quad (1.7)$$

Dónde:

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.

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

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

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

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

Dónde:

F_{perd} : Factor de pérdidas.

F_c : factor de carga.

P_m : potencia media, (kW).

P_{max} : Potencia Máxima (kW)

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

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

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

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

Dónde:

ΔW_t : Pérdidas de energía en los transformadores

n : # De transformadores iguales trabajando en paralelo

ΔP_X : Pérdidas de Vacío

ΔP_K : Pérdidas con carga

S_m : Carga máxima total en el año

S_{nom} : Potencia aparente nominal de un transformador

t: Tiempo de operación

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

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

1.5 Métodos de reducción de pérdidas técnicas

Los métodos para la reducción de las pérdidas técnicas más usados son:

- Ubicación de capacitores[16].
- Cambio de conductor.
- Elevación de los niveles de tensión de servicio.
- Balanceo de carga[17].
- Reconfiguración[12].

La reconfiguración de los alimentadores de distribución es la que mayor relación beneficio/costo reporta y ha producido excelentes resultados en las empresas de energía que la han implementado[18].

1.6 Metodologías empleadas para la reconfiguración de redes radiales.

De manera general la reconfiguración de una red eléctrica es una necesidad existente dentro de un sistema electro-energético, impuesto por errores cometidos en su diseño original de manera intencional o no ligado al objetivo de este inicialmente, y por la variación de los componentes técnicos estructurales de dicha red, debido fundamentalmente al incremento de la carga o al

incremento de generación eléctrica, produciendo alteraciones en la calidad de la energía servida a través de la línea. Estos cambios estructurales pueden provocar simplemente desaprovecho gradual de la energía servida, o desestabilización del sistema, dejándolo con la incapacidad de mantener un servicio eficiente y lo que fuera peor en condiciones de producirle daños económicos a la entidad propietaria de la red a largo plazo.

Conceptualmente la reconfiguración consiste en la modificación topológica de los diferentes alimentadores que componen un sistema de distribución y se hace para mejorar el desempeño del sistema y la calidad del servicio que se presta.

La reconfiguración de alimentadores se hace normalmente partiendo del sistema existente, pero se da libertad al analista de modificar los puntos o nodos de conexión, de modo tal que se puedan ajustar esencialmente los niveles de cargabilidad de los circuitos. Un análisis de reconfiguración de alimentadores puede conllevar a la modificación misma de los recorridos de los circuitos y de sus puntos de alimentación, lo cual no es muy deseable en la mayoría de los casos por los altos costos que esto implica[7].

Por lo tanto, la reconfiguración de alimentadores se efectúa normalmente abriendo y/o cerrando dos tipos de switches o dispositivos de corte existentes en el sistema de distribución: de enlace o frontera y de seccionamiento. Un alimentador completo, o parte de un alimentador, puede servirse desde otro alimentador cerrando el switch de enlace que los una, y abriendo un switch de seccionamiento apropiado, para mantener la estructura radial.

1.7 Criterios y normativas para realizar reconfiguraciones de redes.

Para la reconfiguración de alimentadores y la reducción de las pérdidas de potencia en la distribución, se debe definir en primera instancia el mejor cubrimiento de cada alimentador y las fronteras más adecuadas que debe tener con alimentadores vecinos. En segunda instancia se deben definir las posiciones apropiadas de los dispositivos de cortes de seccionamiento y de frontera, que garanticen el menor valor posible de pérdidas, sin que se violen los demás parámetros de operación que el sistema tenga definidos. Debe

tenerse presente que bajo la conceptualización anterior, cualquier operación de reconfiguración debe ir acompañada de una maniobra doble de cierre de dispositivos de corte de frontera y apertura de dispositivos de corte de seccionamiento, para evitar que los circuitos de distribución queden operando en anillo [18].

La reconfiguración de los alimentadores de distribución puede usarse como una herramienta de planeamiento y de control en tiempo real. Modificando periódicamente la estructura radial de los alimentadores de distribución, a través del cambio de estado (abierto/cerrado) de los dispositivos de corte para transferir cargas de un alimentador a otro, pueden mejorarse significativamente las condiciones de operación del sistema completo. Cada alimentador en un sistema de distribución tiene una mezcla diferente de cargas de tipo comercial, residencial e industrial, y es claro que la forma en que varía la carga, durante el ciclo diario, para esos tipos de carga, no es la misma. La reconfiguración de alimentadores permite por lo tanto, transferir cargas desde alimentadores o transformadores muy cargados hacia alimentadores o transformadores con cargas relativamente menores. Tales transferencias son efectivas no sólo en términos de alterar el nivel de carga en los alimentadores que se conmutan, sino también en el mejoramiento de los perfiles de voltaje a lo largo de los alimentadores y en la reducción de las pérdidas de potencia totales del sistema. En el contexto de la reducción de pérdidas, el problema es el de identificar los switches o dispositivos de corte de enlace y seccionamiento que deben cerrarse y abrirse, respectivamente, para lograr una máxima reducción en las pérdidas. Conceptualmente, determinar si el nuevo sistema obtenido a través de la reconfiguración de alimentadores incurrirá en menores pérdidas, puede ser un asunto sencillo. El cambio en las pérdidas puede calcularse fácilmente a partir de los resultados de dos estudios de flujo de carga que simulen las configuraciones del sistema antes y después de la reconfiguración de los alimentadores[4].

Sin embargo, aún para un sistema de distribución de tamaño moderado, el número de opciones de conmutación es tan grande que conduce a muchos

estudios de flujo de carga para todas las opciones posibles, haciéndose no sólo extremadamente ineficiente, desde el punto de vista computacional, sino también impráctico como estrategia de reconfiguración en tiempo real.

Están planteados los criterios para diseño de redes de distribución, la regulación se relaciona con la caída de tensión en los conductores de una red determinada, en generadores y transformadores eléctricos. No resulta conveniente que exista una caída de tensión excesiva en el conductor, porque el usuario final o transformador de media tensión (MT) a baja tensión (BT) estaría alimentado por un valor reducido de tensión muy distinto al valor asignado. Existen básicamente dos definiciones de regulación, dependiendo del país donde se haga la instalación:

- **Normativa estadounidense: la regulación se define como sigue:**

$$\Delta V\% = \frac{V_{1N} - V_{2N}}{V_{1N}} \quad (1.13)$$

Dónde:

V_{1N} es la tensión aguas arriba de la carga o transformador, es decir en el alimentador

V_{2N} es la tensión en bornes de la carga o transformador

- **Normativa europea (IEC): la regulación es definida como:**

$$\Delta V\% = \frac{V_{1N} - V_{2N}}{V_{2N}} \quad (1.14)$$

La regulación dada por IEC es mayor que la normativa americana[14].

Las corrientes de cortocircuito para fallas fase a fase estarán limitadas únicamente por las impedancias de la fuente, de la línea, y de la propia falla, así que en la medida que la fuente disponga de más potencia de cortocircuito circulará por la línea mayor corriente. Las corrientes de cortocircuito fase a tierra, están limitadas por todas las razones anteriores pero además por el sistema de puesta a tierra del neutro de la red. Existen varias formas de detectar la falla, una aislada, donde se producen las mínimas corrientes y máximas sobretensiones, quizás recomendable para distribuciones no muy extensas y que la necesidad de continuar con la línea en falla en servicio sea

imperiosa. La detección de la falla de una forma selectiva tiene cierta complicación. No obstante, se recomienda que se haga la transferencia a una línea sana en el menor tiempo posible. Y otra poniendo directamente a tierra, donde se producen las máximas corrientes y mínimas sobretensiones, quizás recomendable para distribuciones extensas y que puedan ser seccionadas mediante dispositivos semiautomáticos o automáticos. La detección selectiva de la falla resulta fácil, con lo que unido al uso de dispositivos automáticos o reconectores, se dejaría fuera de servicio la zona en falla.

Hay que tener en cuenta que la correcta elección es muy importante ya que pasados unos años será muy difícil reestructurar la red para cambiar el sistema de puesta a tierra.

Debe existir un equilibrio entre producción y consumo. La electricidad es una de las pocas energías que no es posible de almacenar a gran escala (excepto los sistemas de baterías o las presas hidráulicas que pueden ser consideradas reservas electromecánicas de energía de baja inercia). Por ello los operadores de red deben garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda en permanencia.

1.8. Estudios de flujos de carga.

Los sistemas de energía están formados por un número apreciable de plantas generadoras y cargas interconectadas por medio de las líneas de transmisión siendo servidos la mayoría de los usuarios por las redes de subtransmisión y distribución, requiriéndose una estrecha relación entre todos estos componentes o elementos para alcanzar los objetivos de brindar un servicio con calidad y confiabilidad[19].

El primer análisis que se realiza de un sistema dado es el estudio de operación en estado estable o flujo de carga, que consiste en determinar las magnitudes de voltaje en cada barra, así como la transferencia de potencia por las líneas y sus pérdidas, tanto para los regímenes normales de operación como para las condiciones existentes con posterioridad a una avería o falla.

El crecimiento constante de la demanda, por otro lado requiere un incremento continuo de la generación y la construcción de nuevas líneas que ocasionen

cambios sustanciales en la configuración de la red existente. Estas nuevas plantas y líneas se instalan acorde con los resultados obtenidos de los estudios de flujo de carga para las necesidades y condiciones futuras.

Los estudios de flujo de carga son de gran complejidad en cuanto al volumen de cálculo necesario para realizarlos, aún los más simples son prácticamente insolubles por métodos normales de cálculos. Esta realidad ha obligado a buscar medios que faciliten la solución de estos problemas.

Los modelos computarizados de los diferentes componentes de un sistema de potencia proveen la base para un análisis del sistema que separa y reduce las pérdidas de potencia y energía. Estos modelos fueron usados para llevar a cabo las siguientes funciones:

- a) Establecer metodologías para la separación de pérdidas técnicas en un sistema existente de otras demandas y energías no medidas tales como fraudes, contadores descalibrados y alimentación del servicio sin contador en cierta clase de usuarios.
- b) Establecer metodologías para evaluar las principales alternativas de reducción de pérdidas en un sistema existente tales como: control del factor de potencia, cambio de conductores, cambio en los niveles de voltaje.
- c) Establecer metodologías para inclusión de efectos de las pérdidas sobre los criterios de diseño y operación tales como: tamaño de conductores, uso de reguladores, carga inicial de equipos y niveles económicos de reemplazo.
- d) El objetivo principal de la creación de un modelo computarizado de un componente de un sistema eléctrico consiste en trasladar los parámetros físicos y eléctricos a forma digital. El modelo digital puede luego usarse para determinar las caídas de voltaje probables, pérdidas y corrientes bajo una variedad de condiciones de simulación normal y de emergencia.

1.8.1 Softwares más usados para realizar los estudios de flujo de carga.

La simulación digital de los Sistemas Eléctricos de Potencia es un tema que ha venido evolucionando a la par con la tecnología informática, los programas actuales poseen varias herramientas de análisis[2, 13-15, 20].

En el estudio de los sistemas eléctricos se requiere de una herramienta computacional efectiva, y ágil por la complejidad y la cantidad de datos de los elementos que los integran.

Una vez considerados los modelos para cada elemento de la red el análisis del sistema puede considerarse a partir de dos puntos de vista, que son: estudios en estado estable y estudios de estabilidad. En nuestro caso se analizó en el primer estado.

El objetivo de los estudios en estado estable es definir las variables eléctricas de la red concernientes a tensiones y ángulos en los nodos, corrientes y potencias en las ramas, pérdidas del sistema y despacho de generadores. A partir de este estudio también se definen las configuraciones de operación factibles.

En nuestro país los softwares más utilizados para realizar las corridas de flujo, son el PSX, RADIAL y de última práctica el DigSILENT Power Factory (DPF), programas aprobados para realizar diferentes estudios del SEN por las Empresa de la Unión Eléctrica.

El PSX, de Power System Explorer, fue diseñado para realizar cálculos relacionados con los regímenes de operación de los sistemas electroenergéticos. Desarrolla el flujo óptimo de potencia por el método Desacoplado Rápido de Newton, por lo que el método propuesto no debe ser utilizado en aquellas redes donde la resistencia sea aproximadamente igual a la reactancia, debido fundamentalmente a los problemas de convergencia.

El RADIAL es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergéticos (CEE) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba, concebido para realizar, de forma amistosa, prácticamente todos los estudios relacionados con las redes eléctricas radiales de distribución. Está programado

usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC. El software Power Factory, de DigSILENT es una herramienta especializada en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, la cual permite realizar simulación digital y cálculo de redes eléctricas, los modelos matemáticos bajo los cuales se efectúan los cálculos están basados en normas y teorías mundialmente aceptadas como son la ANSI, IEEE e IEC.

El nombre DigSILENT, provienen de la lengua inglesa “Digital Simulation and Electrical NeTwork calculation program”, que se traduce al castellano como programa de cálculo de redes eléctricas y simulación digital.

CONCLUSIONES:

Atendiendo a todo el contenido estudiado con el desarrollo del presente capítulo, podemos concluir sobre el trabajo con las metodologías para realizar reconfiguraciones de redes radiales de distribución, que las más utilizadas en la actualidad responden a métodos de difícil desarrollo práctico y complicada comprensión de los resultados que se pueden obtener con el empleo de los mismos. Por lo que se elige para el logro del objetivo propuesto en el presente trabajo la implementación de una metodología basada en los conocimientos técnicos de redes y la simulación de los circuitos de distribución a reconfigurar, a través del software RADIAL, atendiendo a que el mismo es el implementado por la Unión Eléctrica para el planeamiento de redes de distribución primaria y teniendo en cuenta que la base de datos creada en el programa sería una herramienta de avanzada para el análisis en planeamiento futuros de dicha red. Además de la facilidad de determinar las mejoras resultantes de cada caso evaluado, simplemente con la comparación de los resultados obtenidos mediante la ejecución de las corridas de flujo y por consecuente la facilidad de proponer el esquema de reconfiguración más óptimo económicamente.

CAPÍTULO II. Comportamiento de las redes de distribución en el municipio Manatí.

El municipio Manatí, perteneciente a la provincia Las Tunas, está ubicado en la zona Noroeste limitando al sur con el municipio Tunas, al Oeste con la provincia Camagüey, al Norte con el Océano Atlántico y al Este con el municipio Puerto Padre. Esta ciudad con una población ascendente a los 31 718 habitantes, tiene una demanda eléctrica cercana a los 20.8 MW y la densidad geográfica de las cargas no es uniforme, concentrándose las mismas, casi un 68 %, en la parte urbana del municipio.

A la red de distribución del municipio están conectados 4787 clientes, de los cuales 61 son estatales, 470 mixtos y 4265 son clientes privados. La red está conformada en la actualidad por 8 circuitos. La distribución de las cargas entre los circuitos no es la más óptima. Existen circuitos cuyos parámetros físicos están por encima del valor promedio del resto de los circuitos, por lo que es conveniente evaluar su reconfiguración. Esto unido a la ubicación de las principales fuentes de alimentación en la parte Norte de la ciudad, provoca que la red no tenga la configuración óptima para la explotación desde el punto de vista de las pérdidas de energía en la distribución y de la confiabilidad del servicio de las cargas principales del centro de la ciudad.

2.1 Características estructurales, topológicas y operativas de la red.

La distribución primaria del municipio Manatí se garantiza desde las barras de las subestaciones de 33 kV a 13.8 kV: "La Caldera", "La Guinea", "Meriño", "Fleitas", "Puerto de Manatí", "El Raúl" a los circuitos TK31 y TK34, TK28, TK30, TK32, TK35, TK36 respectivamente y de 33 kV a 7620 kV el circuito TK33

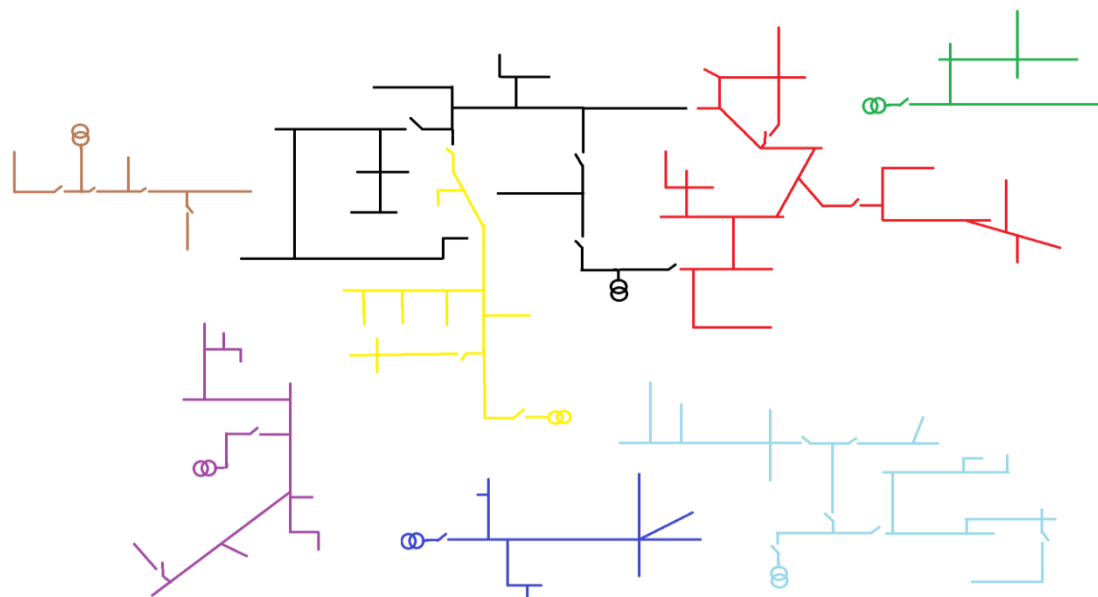
Subestaciones	Código	Nombre	Desconectivo
S/E 33 / 13.8 kV 1x 2.5 MVA	TK31	La Calera	TI35
	TK34	La Calera	TI40
S/E 33 / 13.8 kV 1x 1 MVA	TK28	La Guinea	TI402
S/E 33 / 13.8 kV 1x 1 MVA	TK30	Meriño	TI301
S/E 33 / 13.8 kV 1x 1 MVA	TK32	Fleitas	TI320
S/E 33 / 7620 kV 1x 1.6 MVA	TK33	Manatí	TI284
S/E 33 / 13.8 kV 1x 1.5 MVA	TK35	Puerto de Manatí	TI265

S/E 33 / 13.8 kV 1x 1 MVA	TK36	El Raúl	TI405
---------------------------	------	---------	-------

Tabla 2.1. Dependencias por S/E de circuitos de distribución primaria.

La red de distribución primaria del municipio presenta los siguientes parámetros físicos, estructuralmente:

- Líneas de distribución: 121.04 km
- Circuitos de 13.8 kV: 8
- Transformadores de distribución instalados: 431 en 367 bancos.
- Con una capacidad instalada de 9755 kVA.
- Residenciales: 5850kVA
- Exclusivos: 1955kVA
- Bancos mixtos: 1460kVA
- Bancos exclusivos que alimentan tendederas: 490 kVA



-Circuito TK 34 - Circuito TK 28- Circuito TK 30 -Circuito TK 32
 -Circuito TK 31 - Circuito TK 36- Circuito TK 35
 -Circuito TK 33

Figura 2.1 Zona Geográfica servida por las subestaciones del municipio Manatí. La siguiente tabla muestra la densidad geográfica de las cargas relativas al municipio, en orden de mayores pérdidas, donde se pueden apreciar los circuitos con parámetros físicos muy por encima del valor promedio total.

	Circuito	Longitud de las Líneas (km)	Potencia activa de las cargas (kW)	Energía activa de las cargas (MWh)	Pérdidas totales de energía (kWh)	% de Pérdidas de Energía
Urbano	TK34	10842	1547,1	27,9	866,55	3,02
	TK31	20634	1925,1	36,6	921,72	2,46
	TK33	5992	653,6	12,8	277,96	2,13
	TK30	4790	431,28	5,36	100,74	1,85
Rural	TK36	51832	951,32	10,28	447,18	4,41
	TK35	2200	199,6	2,28	97,94	4,12
	TK28	14513	239,81	3,26	133,52	3,94
	TK32	13795	114,96	1,49	60,73	3,91
	Promedio	15574,8	757,846	12,4963	363,2925	3,23

Tabla 2.2 Densidad geográfica de las cargas del municipio Manatí.

La correlación existente entre la ubicación de las principales fuentes de alimentación y la densidad geográfica de las cargas, sugiere la reconfiguración de la red, atendiendo a las siguientes consideraciones:

- Existen 3 circuitos que por sus características están por encima del promedio por circuitos urbanos, por lo que es conveniente evaluar su reconfiguración. Estos circuitos son los siguientes: TK31, TK33 y TK34.
- Las cargas del centro de la ciudad, que son por lo general las más grandes y muchas de las cuales tienen alta prioridad, se encuentran al final de los circuitos. La red no tiene la flexibilidad necesaria para garantizar una alimentación segura a varias cargas priorizadas de la ciudad.

2.2 Descripción del software utilizado (RADIAL)

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

2.2.1 Principales características del Radial

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 cortocircuitos de circuitos radiales.
5. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales.
6. Análisis de cogeneración.
7. Corridas de flujo monofásico simultáneo de varios circuitos.
8. Traspaso de cargas de un circuito a otro.
9. Reubicación de la subestación.

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

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

1. Gráficos
2. Transformadores
3. Conductores

4. Cables
5. Estructura
6. Fusibles
7. Relés
8. Restaurador
9. Seccionalizador

Particular, se vincula con los circuitos que se analizan. Esta última se introduce a través de cajas de diálogo abiertas sobre el diagrama monolineal del circuito, pudiéndose editar de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

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

2.2.2 Edición de circuitos en Radial

Para la edición de circuitos, Radial 8.0 cuenta con cinco barras con sus correspondientes botones para su manejo la cual se muestra en la figura 2.5.

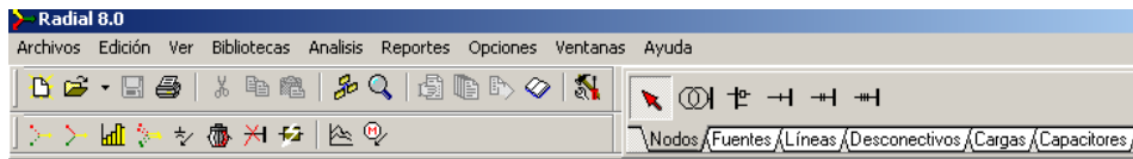


Figura. 2.2 Barras de trabajo del RADIAL.

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 capacitores.

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 como se muestra en la figura 2.3

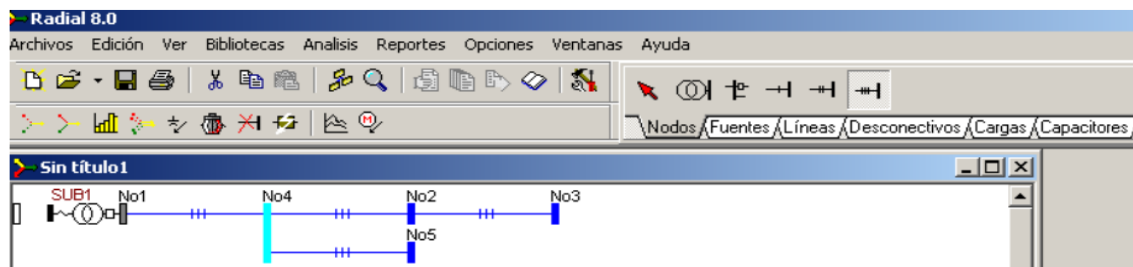


Figura. 2.3 Barras de trabajo del RADIAL.

2.2.3 Otras facilidades de Radial

- 1) En Edición Explorar se muestra el 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.

2.3 Dispositivos Nu-Lec.

La incorporación de los dispositivos de protección y medición (Nu- Lec) en la salida del Transformador principal del circuito de distribución permite el estudio de las principales variables eléctricas que poseen una influencia directa en nuestro caso investigativo 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 ya que la información obtenida conlleva a un mejor funcionamiento de las redes eléctricas y contribuye al ahorro energético, dado que facilita la operación, propicia el ahorro de tiempo y combustible al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar y ayuda a un rápido aislamiento de las fallas reduciendo así los daños técnicos ocasionados por averías o anomalías existentes en los circuitos de Distribución.

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 10A a 12.500A para medición y protección.

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

2.4 Metodología utilizada para la realización del estudio.

Para la realización del estudio previo a la justificación del presente trabajo de tesis, así como para la determinación de las variantes que se exponen en el Capítulo III del presente trabajo, se tuvo en cuenta el siguiente proceder para lograr concluir la necesidad objetiva de realizar la investigación, así como para proponer la variante más óptima energéticamente.

1) Se definieron los circuitos que alimentan al municipio y las características topológicas de sus alimentadores atendiendo a los esquemas monolineales.

2) Se relacionaron por circuitos las existencias físicas, en líneas y transformadores, la potencia instalada y longitudes de líneas, para simularlos en RADIAL y evaluar la densidad geográfica de las cargas y los casos más críticos.

3) Se simuló en RADIAL cada circuito y se calcularon las pérdidas técnicas a través de las corridas de flujo, las cuales se realizaron cumpliendo las siguientes especificaciones:

- Para el % de cargabilidad de los transformadores se utilizó un estudio realizado por el Grupo Técnico de la Empresa Eléctrica de Las Tunas, donde se determinaron los promedios de cargabilidad por capacidad de transformadores para el municipio de Manatí y las zonas rurales del mismo territorio que es de un 75%.

- Se realizaron las corridas de flujo sin medición a la entrada del circuito, debido que luego de hacer las reconfiguraciones variarían las demandas totales por cada uno.

4) Se evaluó la eficiencia de cada circuito, atendiendo al % de pérdidas de energía que presentaron y el debido establecido por la Unión Eléctrica, para el control de los niveles de pérdidas técnicas en las redes de distribución.

5) Una vez definidos los circuitos con mayores pérdidas se identificó la causa principal de su situación y la mejora técnica más adecuada, se analizó la posibilidad de reconfigurarlo atendiendo a que una vez reconfigurado permitiera obtenerse los siguientes beneficios:

- Alcanzar una operación más eficiente de la red con el mínimo de pérdidas técnicas.
- Mantener todos los parámetros técnicos de operación de los circuitos en valores permisibles.
- Eficacia y racionalidad desde el punto de vista económico para las diferentes variantes.
- Garantizar un esquema de mayor confiabilidad para las cargas priorizadas del centro de la ciudad.

6) Las variantes menos eficientes como solución para cada caso, se desecharon y con las más óptimas se realizó el análisis de costo / beneficio sencillo como medida evaluativa para realizar la propuesta.

2.5 Comportamiento de la eficiencia de la red de distribución primaria.

Para el cálculo de la red se utilizó el software RADIAL por las razones referenciadas con anterioridad en el marco teórico introductorio de este trabajo de tesis.

Teniendo en cuenta la imposibilidad de disponer en lo inmediato en algunos circuitos de las tomas de carga, se utilizó un estudio realizado por el Grupo Técnico de la Empresa Eléctrica de Las Tunas, donde se determinaron los promedios de cargabilidad por capacidad de transformadores para el municipio Manatí.

2.6 Esquema monolineal de los Circuitos de Distribución Primaria de Manatí.

Para el diseño del esquema monolineal se realizó un recorrido por el terreno con el objetivo de actualizar los datos del circuito. Mediante el estudio se conoció que en el circuito existe un total de 285 transformadores de distribución, representados con circunferencias. En cada banco existen 1, 2 o 3 circunferencias en dependencia del número de transformadores que existan con su respectiva potencia instalada y fase(s) a la que están conectados, además se ilustra el código con el que se identifica el banco o transformador.

En la siguiente tabla se muestran los cálculos realizados en RADIAL, producto de las simulaciones de los circuitos a configurar por su situación geográfica de distribución primaria de la ciudad con el esquema de red actual.

Concepto	Unidad	TK31	TK33	TK34
Potencia activa de las cargas	kW	1925,10	653,60	1547,10
Potencia reactiva de las cargas	kVar	969,90	328,40	974,20
Potencia reactiva en capacitores.	CkVar	0,00	0,00	0,00
Factor de potencia		0,90	0,90	0,85
Pérdidas activas en líneas	kW	14,19	1,87	11,71

Pérdidas reactivas en líneas	kVar	10,36	1,91	8,66
Pérdidas de cobre en transf.	kW	23,10	7,38	23,83
Pérdidas de hierro en transf.	kW	14,46	5,81	15,53
Pérd. totales de potencia activa	kW	51,76	15,06	51,07
Energía activa de las cargas	MW.h	36,60	12,80	27,90
Energía reactiva de las cargas	Mvar.h	18,70	6,80	17,70
Pérdidas de energía en líneas	kW.h	186,57	24,10	169,48
Pérdidas de energía Cu en transf.	kW.h	388,10	114,42	324,34
Pérdidas de energía Fe en transf.	kW.h	347,04	139,44	372,72
Pérdidas totales de energía	kW.h	921,72	277,96	866,55
% de pérdidas de potencia de Dist	%	2,62	2,25	3,20
% de pérdidas de energía de Dist	%	2,46	2,13	3,02

Tabla 2.3 Pérdidas técnicas de la distribución primaria con el esquema de red actual.

2.7 CONCLUSIONES.

Del Capítulo II podemos concluir con el análisis estructural de la red de distribución primaria del municipio Manatí, que existen grandes posibilidades de realizar una reconfiguración de la red de la ciudad, desde la alteración de la característica topológica actual de los alimentadores de circuitos con mayores deficiencias estructurales atendiendo a la densidad geográfica de las cargas a servir.

También se evaluó la eficiencia energética de cada circuito usando como patrón las normativas establecidas para la construcción de redes eléctricas de distribución y para el control de las pérdidas técnicas, implementadas por la Unión Eléctrica. Definiéndose los circuitos TK31, TK33 y TK34 como poco eficientes para garantizar el servicio adecuado a las cargas que alimentan cumpliendo los parámetros energéticos establecidos.

Se propuso un método para realizar la reconfiguración de las redes radiales de distribución primaria para disminuir las pérdidas de energía, usando el software RADIAL.

CAPÍTULO III. Reconfiguración de redes de distribución en el municipio Manatí.

En este capítulo se presentan como resultados, las variantes evaluadas como factibles para realizar las modificaciones en la distribución primaria por circuitos, atendiendo a los criterios de eficiencia explicados con anterioridad en el cuerpo del presente estudio y teniendo en cuenta además los circuitos señalados con mayores pérdidas de energía en el servicio eléctrico de la ciudad.

Se presenta además la valoración económica realizada, que permite visualizar el impacto económico que traería el implementar la reconfiguración propuesta para el municipio Manatí.

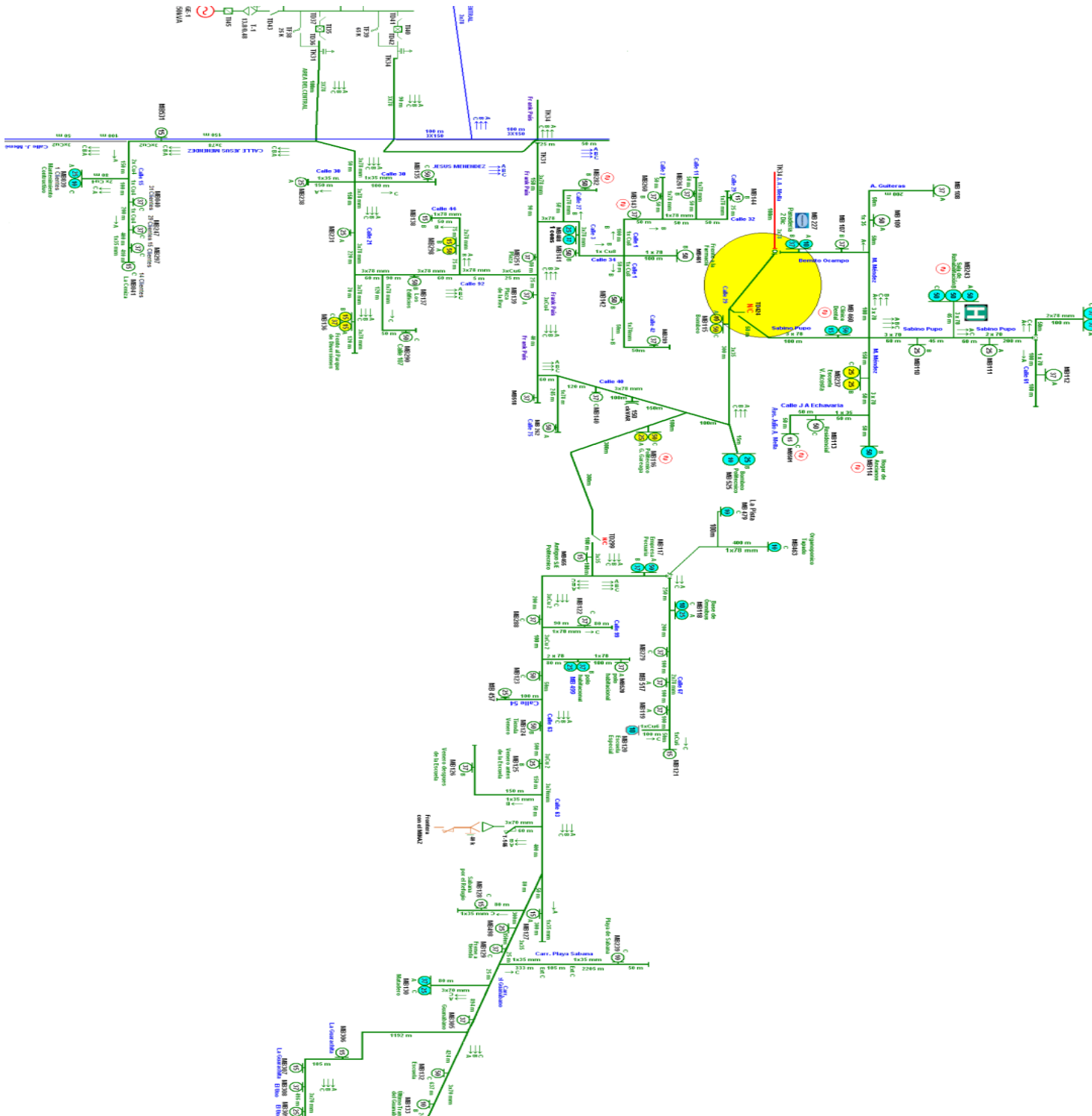
3.1. Reconfiguraciones evaluadas de factibles.

Las variantes que no permitieron reducir pérdidas de energía en los circuitos menos eficientes en la distribución eléctrica, o que elevaron las pérdidas a más del promedio inicial calculado para todos los circuitos de la ciudad, de acuerdo a los estudios de flujo de carga realizadas, no se trajeron al presente trabajo, puesto que no representan importancia para lograr el objetivo final de este.

3.1.1. Reconfiguración del circuito TK31.

Factible resulta para este circuito el dividir su carga con el circuito TK34, abriendo la cuchilla TD 424 y cerrar puente en esquina de la panadería de los Manguitos.

Actual TK31



Propuesta TK31

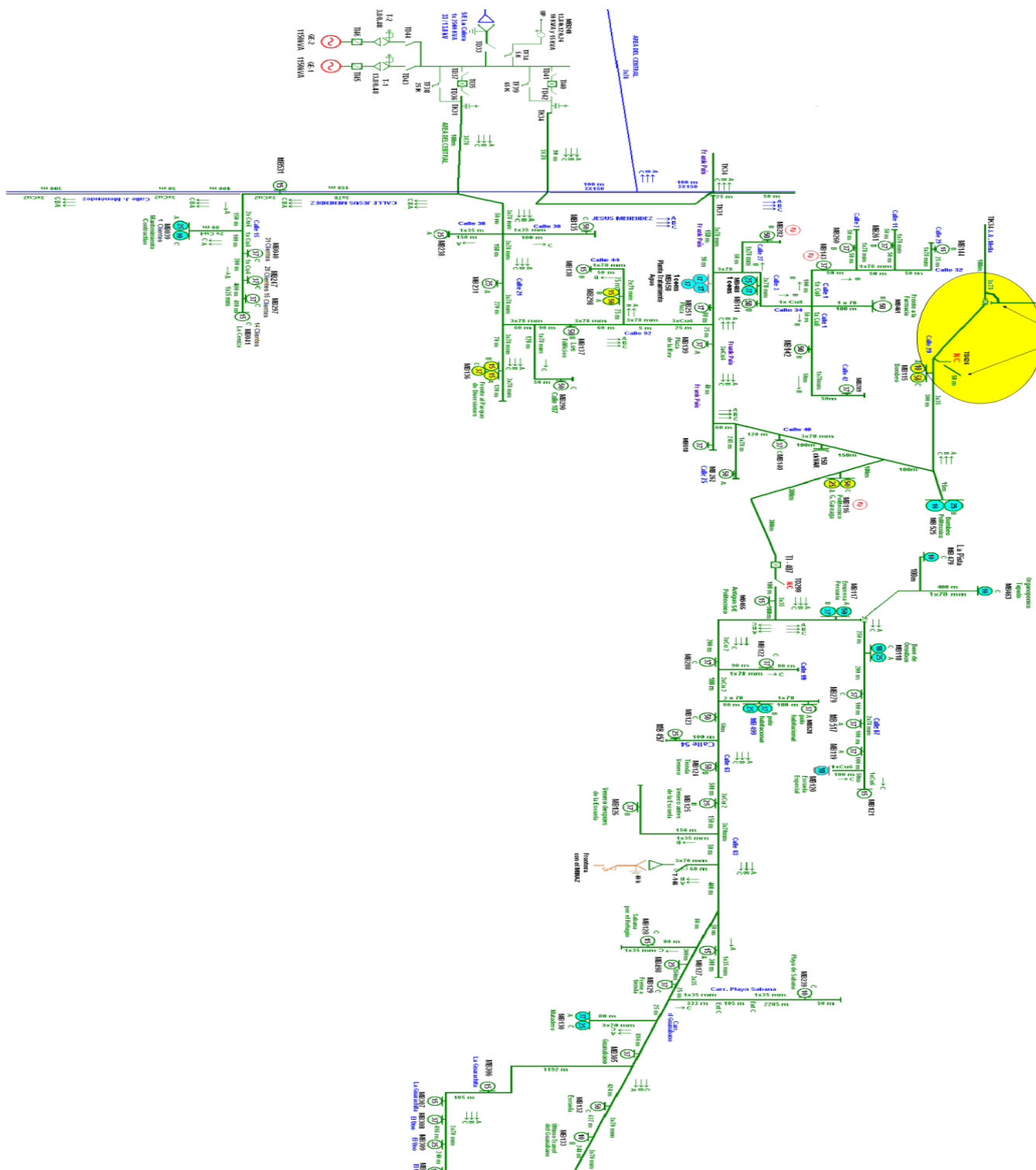


Figura 3.1. De izquierda a derecha, circuito TK31 antes de la reconfiguración y luego de la reconfiguración.

En la tabla siguiente se muestran los resultados de las corridas de flujo realizadas antes y después de las modificaciones pretendidas para este circuito.

Indicadores D/ Primaria actual	TK 31 ANTES	TK31 DESPUÉS	REDUCCIÓN
Potencia activa cargas, kW	1207.47	1007.14	200.3
Potencia reactiva cargas, kVAr	382.71	326.52	56.19
Pérdida activa en líneas, kW	3.8	2.8	1
Pérdida reactiva en líneas, kVAr	3.6	2.6	1
Pérdida de Cu en Transf., kW	6.4	5.4	1
Pérdida de Fe en Transf., kW	15.8	13	2.8
Pérdidas tot. de pot. activa, kW	26	21.1	4.9
% de pérdidas de potencia, %	2.1	2.1	0
Potencia react. en capac. kVAr	0	0	0
Energía activa, MWh	22.81	18.44	4.37
Energía reactiva, MVarh	8.15	6.80	1.35
Pérdidas de energía líneas, Wh	52.6	37.9	14.7
Factor de Potencia	0.95	0.95	0
Pérd. energía Cu en transf. kWh	127.7	102.7	25
Pérd. energía Fe en transf. kWh	379.4	310.8	68.6
Pérd. total de energía, kWh	559.8	451.3	108.5
% de pérdidas de energía			

Tabla. 3.1. Estudio de flujo de carga del circuito TK31 antes y después de la reconfiguración propuesta para este.

Como se observa en la tabla 3.1, donde se muestran los resultados de ambos casos, el efecto total de disminución en pérdidas de energía, aplicando esta reconfiguración asciende a 108.5 kWh diarios, lo que es equivalente a una disminución de 39.6 MWh anuales. Por lo que es evidente entonces, esta reconfiguración permite una mejor distribución de cargas entre los circuitos resultantes (TK31 y TK34).

3.1.2. Reconfiguraciones de los circuitos TK34

Para estos circuitos viables resultan las siguientes reconfiguraciones:

- Traer parte de la carga del TK31 para este circuito, abriendo la cuchilla TD 424 y cerrar puente en esquina de la panadería de los Manguitos.
- Pasar parte de la carga del TK34 al TK33 en la calle José Galguera, abriendo puentes.

Actual TK34

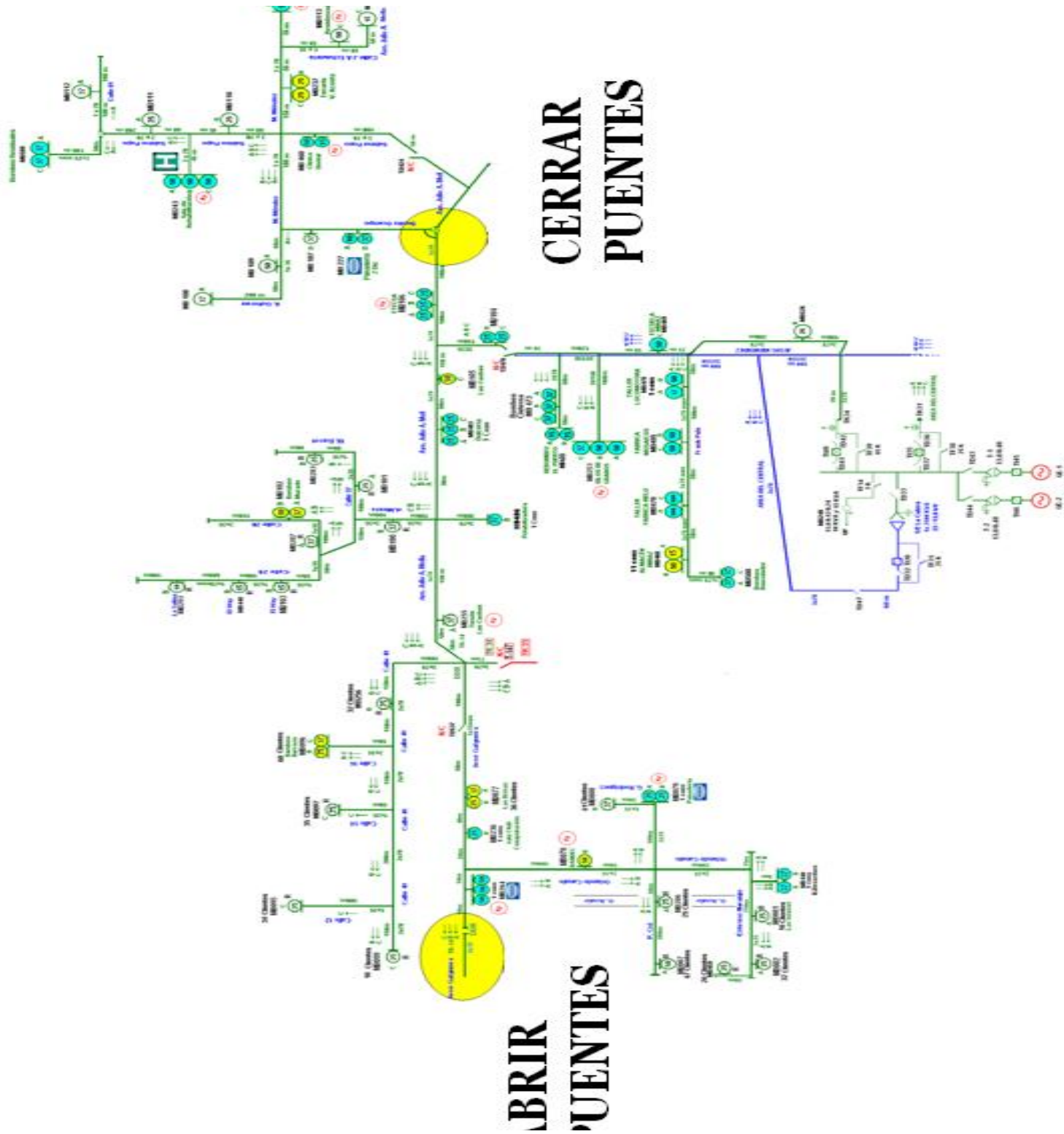


Figura 3.2 Circuitos TK34 antes y después de la reconfiguración propuesta.

Indicadores D/ Primaria actual	TK 34 ANTES	TK34 DESPUÉS	REDUCCIÓN
Potencia activa cargas, kW	908.95	667.11	241.84
Potencia reactiva cargas, kVAr	796.32	482.49	313.83
Perdida activa en líneas, kW	31.8	9.9	21.9
Perdida reactiva en líneas kVAr	28.7	9.5	19.2
Perdida de Cu en Transf., kW	7.8	4.9	2.9
Perdida de Fe en Transf., kW	15.7	12.2	3.5
Perdidas tot. de pot. activa, kW	55.3	27	28.3
% de pérdidas de potencia, %	5.7	3.9	1.8
Potencia react. en capac. kVAr	0	0	0
Energía activa, MWh	15.74	11.11	4.63
Energía reactiva, MVarh	11.28	6.72	4.56
Pérdidas de energía líneas, Wh	519.2	158.5	360.7
Factor de Potencia	0.76	0.82	AUMENTO
Pérd. energía Cu en transf kWh	125.0	67	58
Pérd. energía Fe en transf kWh	377.5	293.5	84
Pérd. total de energía, kWh	1021.7	519	502.7
% de pérdidas de energía	6.1	4.5	1.6

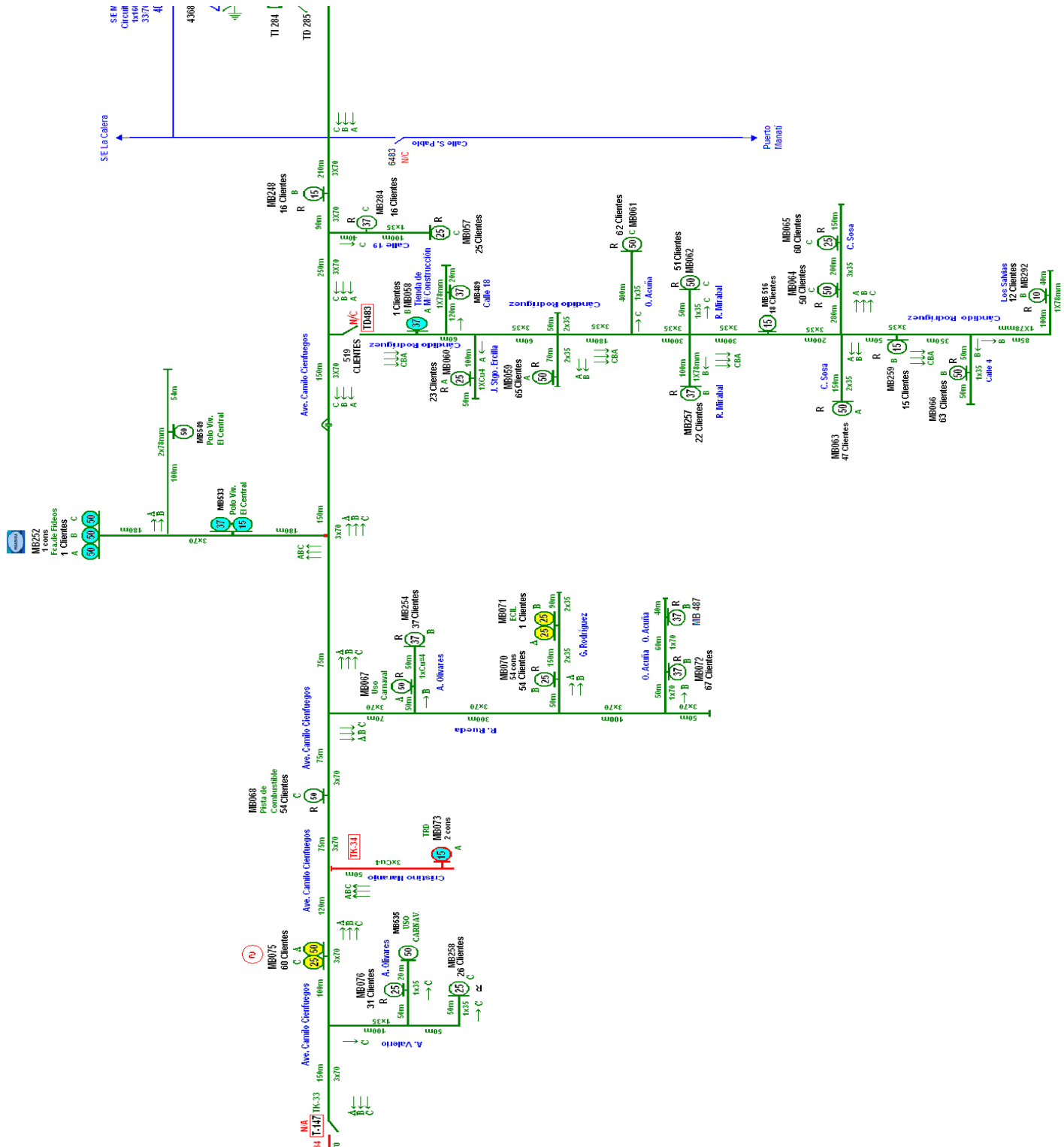
Tabla 3.2 Estudio de flujo de carga del circuito TK 34 antes y después de la reconfiguración propuesta para este

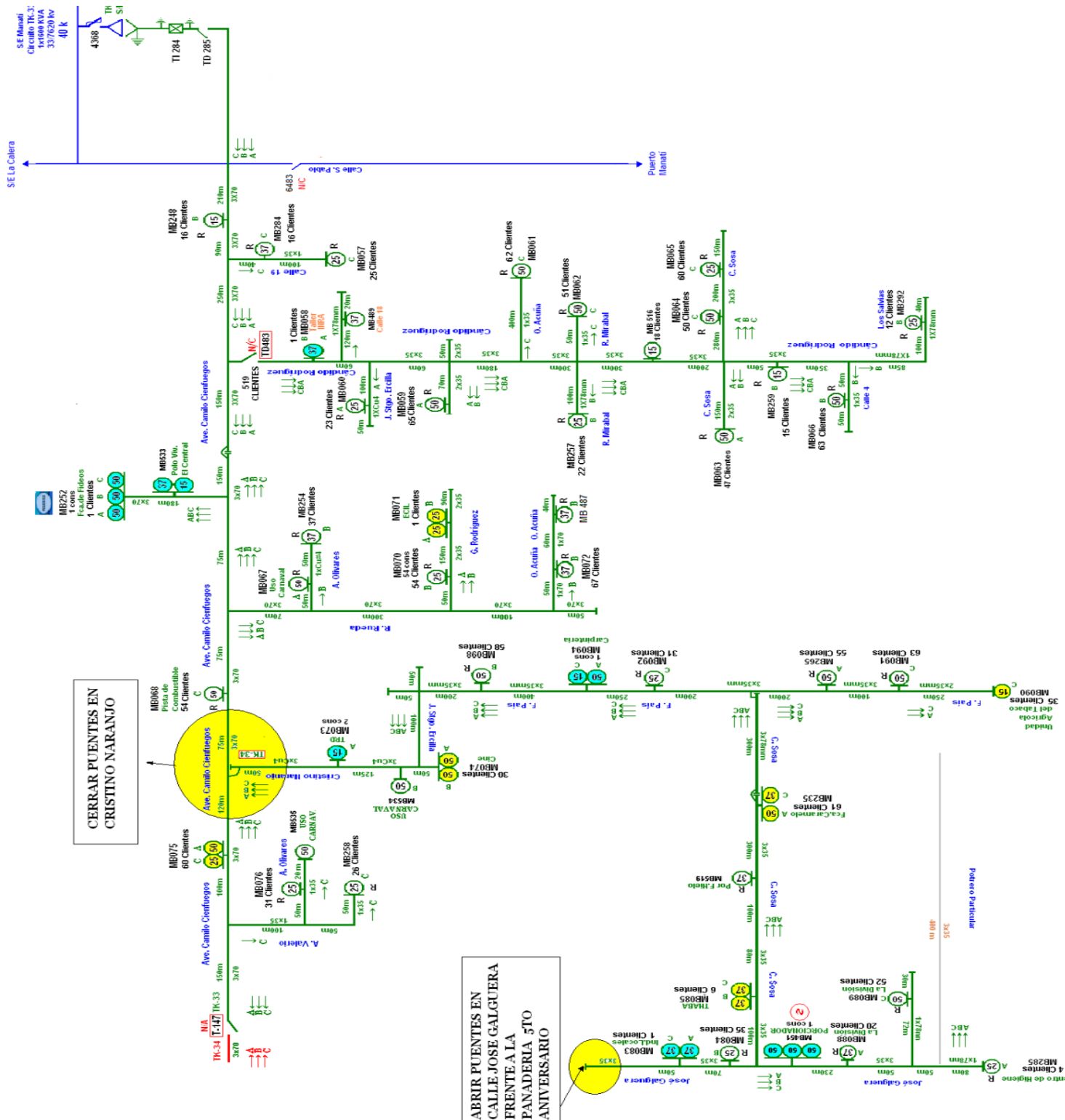
Como se observa en la tabla anterior, el efecto total de disminución de las pérdidas, aplicando esta reconfiguración serían de 502.7 kWh diarios, lo que equivaldría a una disminución anual de 183.5 MWh aproximadamente.

3.1.3 Reconfiguraciones del circuito TK33.

Para el circuito TK33 es viable traer cargas al TK34, cerrando puentes en Cristino Naranjo y abriendo puentes en la calle José Galguera.

Actual TK33





Indicadores D/ Primaria actual	TK 33 ANTES	TK33 DESPUÉS	AUMENTO
Potencia activa cargas, kW	183.04	558.42	375.38
Potencia reactiva cargas, kVAr	63.03	201.06	138.03
Perdida activa en líneas, kW	0.1	0.9	0.8
Perdida reactiva en líneas kVAr	0.1	0.9	0.8
Perdida de Cu en Transf., kW	1.0	2.9	1.9
Perdida de Fe en Transf., kW	2.5	8.3	5.8
Perdidas tot. de pot. activa, kW	3.6	12.1	8.5
% de pérdidas de potencia, %	1.9	2.1	0.2
Potencia react. en capac. kVAr	0	0	0
Energía activa, MWh	3.13	10.83	7.7
Energía reactiva, MVarh	1.8	4.30	2.5
Pérdidas de energía líneas, Wh	1.3	14.2	12.9
Factor de Potencia	0.95	0.94	
Pérd. energía Cu en transf. kWh	18.7	59.9	41.2
Pérd. energía Fe en transf. kWh	60	199.7	139.7
Pérd. total de energía, kWh	80	273.8	
% de pérdidas de energía			193.8

Tabla 3.3 Estudio de flujo de carga del circuito TK33 antes y después de la reconfiguración propuesta para este.

Como se observa en la tabla anterior, el efecto total de disminución de las pérdidas, aplicando esta reconfiguración serían de 193.8 kWh diarios, lo que equivaldría a una disminución anual de 70.7 MWh aproximadamente.

Obsérvese que al pasársele parte de la carga del circuito TK33 al TK34, este último disminuye porcentualmente sus pérdidas de energía, debido a la mejor distribución de lograda, incrementa energía pero porcentualmente es menor la pérdida.

EVALUACIÓN DEL NIVEL DE REPERCUSIÓN:

Indicadores D/ Primaria actual	ΣTK 31,33,34 ANTES	ΣTK 31,33,34 DESPUÉS	REDUCCIÓN
Potencia activa cargas, kW	2299.46	2232.67	66.79
Potencia reactiva cargas, kVAr	1242.06	1010.07	231.99
Perdida activa en líneas, kW	35.3	13.4	21.9
Perdida reactiva en líneas, kVAr	32.4	12.9	19.5
Perdida de Cu en Transf., kW	15.2	13.2	2
Perdida de Fe en Transf., kW	33.8	31.5	2.3
Pérdidas tot. de pot. activa, kW	84.9	60.2	24.7
% de pérdidas de potencia, %	9.7	8.1	1.6
Potencia react. en capac. kVAr	0	0	0
Energía activa, MWh	41.68	40.38	1.3
Energía reactiva, MVarh	20.61	71.82	-51.21
Pérdidas de energía líneas, Wh	573.1	208.6	364.5
Factor de Potencia			
Pérd. energía Cu en transf kWh	271.4	229.6	41.8
Pérd. energía Fe en transf kWh	816.9	803.8	13.1
Pérd. total de energía, kWh	1661.5	1244.1	417.4

Tabla 3.4 Análisis de los resultados evaluados en los tres circuitos.

Como se observa en la tabla anterior, el efecto total de disminución de las pérdidas, aplicando esta reconfiguración serían de 417.4 kWh diarios, lo que equivaldría a una disminución anual de 152 MWh aproximadamente.

La tabla 3.5 presenta la evaluación adecuada de las ventajas del esquema propuesto, a través de la comparación del comportamiento del sistema de distribución primaria del municipio con el escenario actual.

Escenario	Longitud de las Líneas (km)	Potencia activa de las cargas (kW)	Energía activa de las cargas (MWh)	Pérdidas totales de energía (kWh)	% de Pérdidas de Energía
Actual	121.04	2299.46	41.68	1661.5	3.98
Propuesto	121.04	2232.67	40.38	1244.1	3.08
Diferencia	0	66.79	1.3	417.4	0.9

Tabla 3.5

Todos los parámetros fundamentales de la red en el escenario propuesto disminuyen su valor promedio, lo que permite se alcance un efecto positivo en la disminución de las pérdidas técnicas en la distribución de energía.

El alivio que representa para el sistema eléctrico de distribución primaria del municipio Manatí, en el caso de la demanda eléctrica con una disminución diaria de aproximadamente 66.70 kW y respecto a las pérdidas de energía del 0.9% con una reducción de 1.3 MWh diario.

3.2 Principales ventajas que brinda el esquema propuesto.

Entra las principales ventajas que brinda el esquema propuesto y que dan solución a los problemas detectados en el diagnóstico inicial, podemos señalar:

- Con el rediseño de circuitos de distribución del municipio, se alcanza una distribución más racional de las cargas en la red en dependencia de la densidad geográfica de las mismas.
- El esquema propuesto garantiza mayor flexibilidad y seguridad en la continuidad del servicio, al distribuirse más proporcionalmente la demanda.
- Las pérdidas técnicas en la distribución disminuyen en 152.35 MWh anuales.

3.3 Valoración económica.

El presente análisis pretende demostrar objetivamente la importancia económica que representa para el municipio Manatí, los ahorros que se generan en los consumos de combustible por la disminución en las pérdidas de energía en la distribución primaria de electricidad, simplemente con la reconfiguración del esquema de red actual existente.

Para el cálculo del precio promedio ponderado del combustible en el SEN se utilizó el pronóstico de los precios del Crudo Brent 2015-2040, dada la fuente International Energy Repport AIE, sept 2014 (precios bajos) excepto 2015 tomado Short Term Energy Outlook AIE enero 2015, ver Anexos.

3.3.1 Datos iniciales para el análisis:

De acuerdo con estudios realizados por la Empresa de Ingeniería y Proyectos para la Electricidad (INEL) de la Unión Eléctrica, se presentan a continuación los datos utilizados para la evaluación de los resultados de las

reconfiguraciones analizadas. La metodología es la misma empleada para el cálculo de la factibilidad económica de los proyectos que INEL emprende.

- El consumo específico de combustible o la cantidad promedio de combustible que se necesita para generar un kilowatt-hora, se determina para cada planta de generación debido a que las diferentes tecnologías (termoeléctricas que queman gas natural, crudo o fuel oil, y grupos electrógenos que queman fuel oil o diésel) empleadas para ello, presentan diferentes índices.

Además interviene en el consumo específico Neto los insumos realizados por la planta, añadidos al Bruto realizado por el motor-generator.

DATOS	U/M	SEN	Motores Diesel	Motores Fuel Oil	Centrales Termo Eléctricas
Generación	GWh/año	17475,33	365,00	4071,05	10768,27
Volumen de Generación	%	100,00	2,09	23,30	61,62
Consumo Específico Bruto	g/kWh		220,00	211,60	279,80
Insumo	%		4,00	3,50	7,55
Consumo Específico Neto	g/kWh		229,17	219,27	302,65
Precio del Combustible	USD/ton		553,64	368,30	257,81
Consumo de Combustible	Tn		83645,96	892678,81	2134093,04
Otros consumos	Tn		94790,04	1039994,13	
Consumo Total Combustible (Ctc)	Tn		178436,00	1932672,94	2134093,04
Costo de Combustible	MUSD		98789,31	711803,44	550190,53
Costo de combustible/kWh	USD/kWh	0,0895			
	CUC/kWh	0,0952			

Tabla 3.6 Determinación del costo de combustible por kWh generado.

Si se observara que falta un 13 % aproximado del total de la energía generada al SEN, es debido a que esa generación unos 2271 GWh, pertenecen a otras fuentes de generación alternativas, como ENERGAS.

-Precio del Combustible es establecido en dependencia del tipo de combustible (Diesel, Fuel Oil o Crudo).

-El costo del combustible es determinado de la siguiente manera:

$$MUSD = \frac{(Ctc * Precio\ del\ Combustible)}{1000}$$

- El costo del combustible (USD) por kWh generado se determinó de la siguiente manera:

$$USD/kWh = \frac{(Ctc_{(Motores\ Dese, Fuel, CTEs)} * 1^3)}{Generación_{(Motores\ Dese, Fuel, CTEs)} * 1^6}$$

- El costo del combustible (CUC) por kWh generado se determinó de la siguiente manera:

$$CUC/kWh = \frac{USD/kWh}{1 - 6\%}$$

Se conoce además que:

Petróleo: 0.26 ton/MWh

CO2: 0.849 ton/MWh

Una Tonelada = 1188.78 Litros

Un barril =160 Litros

Precio del combustible por kW = 0.0952pesos.

Cantidad de litros por kWh generado: 0.309L

3.3.2 Resultados económicos de la reconfiguración.

Valorándose los resultados a obtener con la implementación de la reconfiguración propuesta, teniendo en cuenta la energía que se deja de perder como ventaja y lo que cuesta en combustible el generarla solamente, podemos establecer un análisis estimado del importe que se dejaría de pagar por la compra de estos combustibles fósiles.

Como se compara en la tabla 3.4, la reducción total de las pérdidas diariamente ascendería a 417.4 kWh que se dejarían de perder en las líneas y por consecuente que no serían necesario generar, y llevando este valor a importe multiplicándolo por el costo de combustible por kWh generado dado en CUC, sería de 39.73 CUC que no serían necesarios gastar en la compra de combustible para la generación eléctrica del municipio Manatí.

Así mismo se representan a 365 días promedio este valor de reducción diario de pérdidas, lo que representaría en valores 14503,8152 CUC que no serían necesarios gastar en este municipio y provincia para la generación eléctrica y

por cada 1 MW generado se consume 0.26 toneladas de petróleo, por lo que se estaría ahorrando 0.108 toneladas de combustible al año, significando esto un aporte fundamental para la economía del país

De esta manera no cabe otra afirmación posible que la de ser factible la ejecución de este proyecto de reconfiguración eléctrica, puesto que las acciones a ejecutar para realizarlo son ínfimas en horas laborales y contando con que los recursos necesarios para realizarla se encuentran en la existencia de la empresa propietaria de estas redes en el territorio y que forman parte del mantenimiento planificado para el presente año, por ser mejoras planificadas con anterioridad.

3.4 Impacto medio ambiental.

La generación de energía eléctrica en el mundo entero sigue dependiendo en gran parte de combustibles fósiles como petróleo, gas, carbón y otros, de los cuales la mayoría son sumamente contaminantes. Una de las amenazas más graves para el medio ambiente mundial procede de esta contaminación, las emisiones en rápido aumento de los denominados gases “de invernadero”, en especial el dióxido de carbono (CO₂) considerado por muchos científicos como el principal responsable del calentamiento de la tierra. En las termoeléctricas por cada MW que se genera se expulsa a la atmósfera 0.849 toneladas de este gas tan perjudicial para el medioambiente. Aunque los gobiernos se han comprometido con la tendencia mundial hacia una reducción de las cantidades de CO₂ producidas por cada unidad de energía consumida, relativamente pocos países han logrado reducir la expulsión de gases a la atmósfera mediante el paso a los combustibles no fósiles. Al realizar la variante propuesta de este trabajo, se dejan de expulsar al medio ambiente 0.354t de dióxido de carbono por el concepto de ahorro de pérdidas eléctricas. Pero 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 desforestación 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, tratar de no dañar tanto la naturaleza, pues ahorrar energía, también significa conservar la naturaleza.

3.5 CONCLUSIONES.

Partiendo de la recopilación de información técnica presentada en el Capítulo anterior, se pudo digitalizar el esquema actual de la red de distribución primaria del municipio Manatí a través del software RADIAL. Simulando el comportamiento de las pérdidas de energía para cada circuito desde la óptica del flujo de carga y evaluando las posibilidades de reducirlas con cada variante simulada, tratando de hacer una mejor distribución de la densidad geográfica de las cargas sobre la base de la información brindada por los monolineales.

Se realizó la comparación entre el antes y el después de cada reconfiguración analizada y se evaluaron económicamente las más óptimas energéticamente para mostrar lo que representaría en valores para la empresa encargada de la generación eléctrica, la reducción de las pérdidas a este nivel de tensión, por el simple hecho de reconfigurar el esquema de alimentación de la red del municipio Manatí.

Se propone la mejor variante para lograr el objetivo final del estudio realizado, y se relacionan las acciones a realizar respecto a las modificaciones en línea a ejecutar para poder lograr la distribución correcta de las cargas con el esquema propuesto.

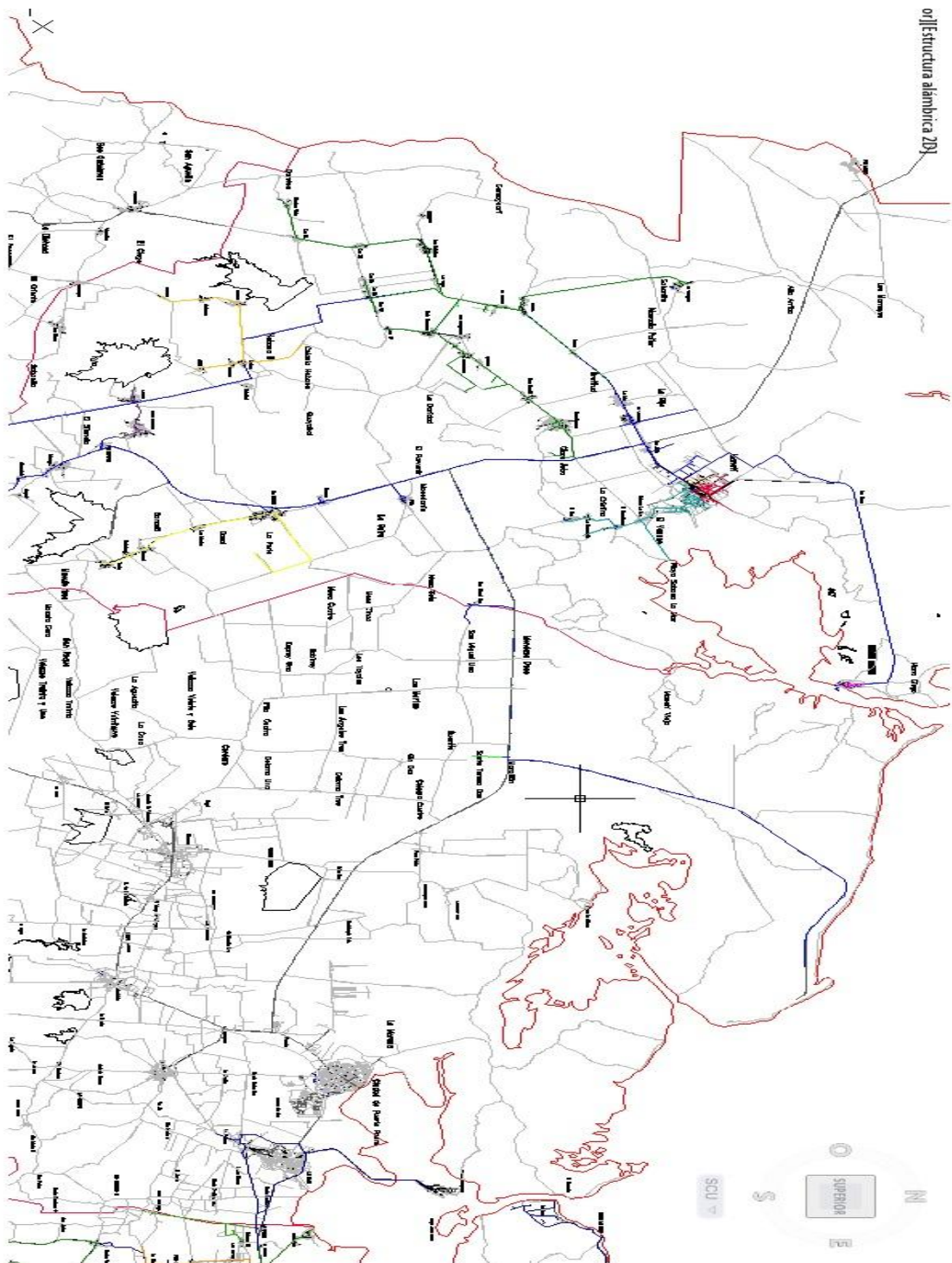
BIBLIOGRAFÍA

1. Leyva, L.V.B., et al., *Estrategia de penetración de recursos energéticos renovables en la provincia Granma, a través de Análisis de Procesos Jerárquicos*. Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias, 2014. **23**(1): p. 18 - 24.
2. Scenna, F., et al., *Reconfiguration of electrical networks by an Ant Colony Optimization algorithm*. IEEE Latin America Transactions, 2013. **11**(1): p. 538-544.
3. Shirmohammadi, D. and H.W. Hong, *Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction*. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989. **4**(2): p. 1492-1498.
4. Cárcamo-Gallardo, A., L. García Santander, and J.E. Pezoa, *Reconfiguración de Redes Eléctricas de Media Tensión basada en el Algoritmo de PRIM*. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 2007. **15**(1): p. 83-91.
5. Cáceres, N., E. Chaparro, and B. Barán, *Reconfiguración Determinística de Sistemas Eléctricos de Distribución radiales basada en Bloques Lineales*. 2016, Seminario del Sector Eléctrico Paraguay–XII SESEP, Asunción, Paraguay.
6. Bravo de las Casas, M., Y. Ortuño Borroto, and Á. Hernández Álvarez, *Reenganche automático en circuitos de distribución con generación distribuida; Automatic reclosing in distribution circuits with distributed generation*. Vol. 35. 2015.
7. Álvarez Díaz, O., M.E. Bravo de las Casas, and Y. Brito Hernández, *Automatización de la red de 34,5kV en la provincia de Villa Clara; Automation of 34,5 kV network in the province of Villa Clara*. Vol. 33. 2012.
8. Fernández Álvarez, R., *Sistema de gestión de redes: diez años de desarrollo; Network Management System : Ten Years of Development*. Vol. 30. 2011.
9. Rodríguez Bar, N. and J.C. Pérez Plasencia, *Estudio de las redes eléctricas de la zona oeste de la provincia La Habana*. Vol. 23. 2011.
10. Badran, O., et al., *Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017. **73**: p. 854-867.
11. Baran, M.E. and F.F. Wu, *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*. IEEE Transactions on Power delivery, 1989. **4**(2): p. 1401-1407.
12. Das, S., D. Das, and A. Patra, *Reconfiguration of distribution networks with optimal placement of distributed generations in the presence of remote voltage controlled bus*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017. **73**: p. 772-781.
13. De Oliveira, L.W., et al., *Artificial immune systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014. **56**: p. 64-74.
14. Enacheanu, B., et al., *Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the matroid theory*. IEEE Transactions on Power Systems, 2008. **23**(1): p. 186-195.
15. Su, C.-T., C.-F. Chang, and J.-P. Chiou, *Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm*. Electric Power Systems Research, 2005. **75**(2): p. 190-199.
16. Borges Vasconcellos, D., et al., *Compensación de la potencia reactiva en sistemas de baja tensión mediante bancos de capacitores fijos, utilizando algoritmos genéticos;*

- Reactive compensation in low voltage power systems with fixed capacitors banks using genetic algorithms*. Vol. 31. 2011.
17. Carvajal Pérez, R., *Balanceo de circuitos de distribución primaria*. Vol. 23. 2011.
 18. Carvajal Pérez, R.N., *Un Algoritmo Genético Especializado en Planeamiento de Redes de Distribución. Parte I. Fundamentos Técnicos del Algoritmo; A specialized Genetic Algorithm in Distribution Network planning. Part I. Algorithm Bases*. Vol. 32. 2011.
 19. Medel González, M. and L. Casas Fernández, *Reconfiguración de la red de 33 kV para pérdidas mínimas con generación distribuida en Villa Clara; 33 kV Network Reconfiguration for Minimum Losses with Distributed Generation in Villa Clara*. Vol. 29. 2011.
 20. Zhu, J.Z., *Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm*. Electric Power Systems Research, 2002. **62**(1): p. 37-42.

ANEXO

Esquema monolineal del municipio Manatí



Pronóstico de los precios del Crudo Brent 2015-2040


REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DEL COMERCIO EXTERIOR Y DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA
DIRECCIÓN GENERAL DE ECONOMÍA

La Habana, 27 de mayo de 2016.
"Año 58 de la Revolución"

DGE - 164/16

A: Ovel Concepción Díaz
Director General
Empresa de Hidroenergía
UNE

Ref.: Pronóstico de precios del petróleo crudo Brent 2016-40.

La Agencia de Información de Energía de los EE.UU (EIA), que constituye en el sector energético, una fuente habitual de consulta, realizó en abril del 2016 una predicción de precios desde el 2016 hasta el 2040, siendo la única fuente consultada que cubre un periodo tan prolongado de tiempo.

A partir de la caída abrupta del crudo a los 30,00 USD/bbl a finales de 2015 e inicios del 2016, y el continuo crecimiento de la producción estadounidense se prevé que hasta el 2019, el crudo continúe con precios por debajo de los 80,00 USD/bbl.

A partir de la declinación esperada de la producción estadounidense, debe comenzar una tendencia creciente por encima de los 100,00 USD/bbl en el 2023 y alcanzar los 140,00 USD/bbl en el 2030. Se debe tener en cuenta que las proyecciones de las fuentes especializadas (Annual Energy Outlook 2016) oscilan entre 50,00 USD/bbl (2017) y los 229,22 (2040) USD/bbl demostrando lo incierto y volátil que se encuentra el mercado.

Para mayor información, se adjunta la tabla con los precios propuestos por la EIA. Se recomienda ajustar las predicciones cuando esta agencia emita su Proyección de Energía Internacional.

