



Facultad Metalurgia- Electromecánica  
Departamento de Eléctrica  
Trabajo de Diploma  
En opción al Título de Ingeniero Eléctrico

**Título: Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para la reducción de pérdidas técnicas.**

**Autor: Yasmani Azan Sánchez.**

**Tutor: Ing. Alberto García Labrada.**

2017-2018

“Año 60 de la Revolución”

Declaración de autoridad.

**Yo Yasmani Azan Sánchez:**

Autor de este Trabajo de Diploma tutorado por el Ing. Alberto García Labrada, certifico la propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, el cual podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

---

**Yasmani Azan Sánchez**

---

**Ing. Alberto García Labrada**

(Tutor)

## **PENSAMIENTO:**

*Todo hombre tiene derecho a alcanzar la sabiduría intelectual y espiritual, con el esfuerzo y la dedicación en el estudio de las ciencias y de la vida.*

*Lo que parecía imposible se logra, lo difícil se domina y llegando el momento final, el éxito corona el esfuerzo.*

*José Martí*

## **DEDICATORIA:**

*Dedico este trabajo:*

- *A mis maravillosos padres Madelin Sánchez Peña y Julio Azan Casanova.*
- *A mis bellas hermanas Sheila Pérez y Misleidis Azan.*
- *A toda mi gran familia, tíos, tías, y amistades, que depositaron su confianza en mí.*
- *A la Revolución cubana y al eterno comandante Fidel Castro Ruz.*

## **AGRADECIMIENTOS:**

*A mis maravillosos padres por guiarme por el buen camino y hacerme un hombre honrado de buena educación. A todos los que de forma directa e indirecta me han ayudado en diferentes aspectos y situaciones de la vida. A las personas que me aconsejaron y guiaron por el buen camino, a Alberto Duquesne, Arelis Piti, Daylen Duquesne y Dairelis Duquesne.*

## **RESUMEN**

El presente trabajo muestra una alternativa de reconfiguración eléctrica para los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas, donde se incumple el estándar en pérdidas eléctricas establecido por la Unión Eléctrica como organismo rector de la explotación de estas redes en Cuba. Para su realización se recopiló toda la información referente a las características físicas, eléctricas y topológicas de los circuitos implicados, se simuló en el software RADIAL cada uno y se realizaron estudios de flujo de potencia respectivamente. Se evaluó la eficiencia de cada circuito a través del análisis de densidad geográfica de las cargas, y las alternativas de reconfiguración correspondientes para cada caso con las que se diseñó un esquema de red con el cual se pueden reducir 789.06 MWh las pérdidas de energía en el periodo de un año, y consigo 197.68 Ton de combustible para la generación de esta energía, representando un ahorro de 70620.71 USD en igual periodo de tiempo, la inversión llevada a cabo en el proyecto será amortizada en solo siete meses o sea en menos de un año y ambientalmente la reducción de 953.06 Ton de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

## **ABSTRACT**

The present paper shows an alternative of electrical reconfiguration for the circuits of primary distribution of the city of Las Tunas, where the standard in electrical losses established by the Electricity Union as governing organism of the exploitation of these networks in Cuba is breached. For its realization, all the information regarding the physical, electrical and topological characteristics of the circuits involved was collected, each one was simulated in the RADIAL software and power flow studies were carried out respectively. The efficiency of each circuit was evaluated through the analysis of the geographical density of the loads, and the corresponding reconfiguration alternatives for each case with which a network scheme was designed with which 789.06 MWh can be reduced by the energy losses in the a period of one year, and get 197.68 tons of fuel for the generation of this energy, representing a saving of 70620.71 USD in the same period of time, the investment carried out in the project will be amortized in just seven months or less than one year and environmentally reduced 953.06 tons of greenhouse gases into the atmosphere.

<b>Índice</b>	<b>pág.</b>
Introducción.....	1
<b>CAPÍTULO 1. Marco teórico conceptual de las redes de distribución.....</b>	<b>4</b>
1.1. Introducción .....	4
1.2. Estado del arte. ....	4
1.3. Conformación de un sistema eléctrico de distribución.....	5
1.3.1. Topologías de red empleadas en los sistemas de distribución.....	6
1.4. Pérdidas de Energía en la Distribución.....	8
1.4.1. Pérdidas no técnicas .....	8
1.4.2. Pérdidas técnicas .....	9
1.5. Estudios de flujos de carga.....	10
1.6. Reconfiguración de redes radiales de distribución. ....	12
1.6.1. Criterios y normativas para realizar reconfiguraciones de red[33, 34]. ....	13
1.6.2 Para la ejecución del análisis predictivo se deben tomar en cuenta diferentes etapas: .....	16
1.7. Software Radial .....	17
1.8. Conclusiones Parciales .....	17
<b>CAPÍTULO 2. Materiales y métodos para la reconfiguración de líneas. ....</b>	<b>19</b>
2.1 Introducción.....	19
2.2. Características estructurales y topológicas de red en la ciudad de Las Tunas. ....	19
2.3. Modelación y simulación en Software RADIAL:.....	22
2.3.1. Parámetros de los circuitos: .....	23
2.3.2. Datos para la configuración del circuito objeto de estudio:.....	25
2.3.3. Cálculos que efectúa el sistema: .....	25
2.3.4. Opciones del software: .....	26
2.3.5. Condiciones a tener en cuenta para determinar las pérdidas técnicas en el software Radial 8.0:.....	28
2.4. Metodología utilizada para la realización del estudio de red. ....	29
2.5. Comportamiento de la eficiencia de la red de distribución primaria.....	31
2.6. Conclusiones Parciales: .....	34

CAPÍTULO 3. Resultados obtenidos.....	36
3.1 Introducción del capítulo.....	36
3.1. Reconfiguración del circuito TK5:.....	36
3.2. Reconfiguración de los circuitos TK18 y TK24 .....	39
3.3. Reconfiguración de los circuitos TK8, TK9 y TK10:.....	43
3.4. Propuesta del esquema de reconfiguración definitiva para la ciudad.....	47
3.4.1. Principales ventajas que brinda el esquema de red propuesto. ....	50
3.4.2. Volúmenes fundamentales de trabajo para alcanzar el esquema de red propuesto.....	50
3.5. Valoración económica. ....	51
3.6. Impacto medio ambiental.....	55
3.7. Conclusiones. ....	57
Conclusiones Generales .....	59
RECOMENDACIONES .....	60
Bibliografía.....	61
ANEXOS .....	65

## Introducción

La importancia del uso de la energía eléctrica para la calidad de vida humana en la actualidad es bastante notoria y para ello las empresas o compañías eléctricas a nivel mundial desarrollan novedosas alternativas para lograr que este preciado servicio no se interrumpa por causas evitables y ante las causas inevitables como los fenómenos meteorológicos o accidentes, se adoptan las medidas pertinentes para disminuir el tiempo de avería.

En nuestro país, a través del Sistema Electro/energético Nacional (SEN) se garantiza la demanda eléctrica propia de cada cliente contratado. Diferentes unidades empresariales de base, pertenecientes a la Unión Eléctrica (UNE), son los responsables del monitoreo y estudio permanente de este sistema, atendiendo a que el crecimiento desmedido del consumo de energía eléctrica por encima de la capacidad que tiene el SEN para prestar el servicio, provocaría los déficits de energía o apagones, que por nuestros días han sido solucionados.

No se trata solamente de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica, sino de hacerlo de manera eficiente, cumpliendo con los parámetros eléctricos necesarios y los indicadores fundamentales de calidad establecidos, como las pérdidas de energía permisibles.

La Empresa Eléctrica Las Tunas, en el cumplimiento de los lineamientos adoptados por el VI Congreso del PCC, identificó la necesidad de reconfigurar las redes de distribución primaria de la ciudad cabecera del municipio Las Tunas, con el objetivo de elevar la confiabilidad operativa para futuras aplicaciones tecnológicas entre los enlaces de redes, como parte de la modernización de las mismas, y fundamentalmente, reducir el elevado índice de pérdidas de energía en los circuitos eléctricos de distribución primaria de la ciudad, el cual representa actualmente el 14,59 % de la energía servida a esta red anualmente e incumpliendo con el estándar establecido por la UNE para la explotación de las redes eléctricas a este nivel de tensión (13,8 kV) en Cuba. Estas pérdidas de

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

energía son de 28288,8 MWh/año; conformando el 37.92 % del total de las pérdidas en distribución de la provincia. Para ello se realiza el presente estudio técnico, haciéndose una evaluación de los esquemas de red posibles a implementar y proponer el más factible para su aplicación práctica posterior.

### **Situación Problemática.**

Los elevados niveles de pérdidas técnicas de energía eléctrica en las redes eléctricas de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas; incumplen el estándar establecido por la Unión Eléctrica para las redes en este nivel de tensión.

### **Problema de la Investigación.**

¿Cómo reconfigurar los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para disminuir los niveles de pérdidas técnicas de energía eléctrica en la misma?

### **Hipótesis.**

Si se reconfiguran los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas, teniendo en cuenta la adecuación equitativa de la densidad geográfica de las cargas y la distancia de estas respecto a sus principales fuentes de alimentación lo más posible, se podrá proponer un diseño topológico de red más flexible y eficiente definido por la reducción de pérdidas técnicas de energía eléctrica.

### **Objeto de Estudio.**

Red eléctrica de distribución primaria (13,8 kV) de la ciudad de Las Tunas.

### **Campo de Acción.**

Pérdidas eléctricas técnicas en circuitos de distribución primaria (13,8kV).

### **Objetivo General.**

Diseñar una mejor configuración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para lograr una reducción de las pérdidas técnicas eléctricas y lograr una mayor flexibilidad del sistema eléctrico local y a su vez mayor eficiencia energética en su explotación.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

### **Objetivos Específicos.**

- 1- Establecer una metodología para la simulación, con el uso del software RADIAL, que garantice disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica.
- 2- Identificar la variante con menor porcentaje de pérdidas técnicas para la reconfiguración de redes radiales, que permitan seleccionar esquemas eléctricos utilizando herramientas informáticas.
- 3- Diseñar un nuevo esquema eléctrico para la distribución primaria de energía en la ciudad del municipio Las Tunas.

## **CAPÍTULO 1. Marco teórico conceptual de las redes de distribución**

### **1.1. Introducción**

En el presente capítulo se realiza una introducción a los conceptos empleados en el estudio de los sistemas eléctricos de potencia y en especial de los sistemas de distribución, a través de la caracterización de estos, vinculado a su eficiencia en la distribución de energía a las cargas. Se hace referencia a los métodos empleados en el estudio de estos sistemas, para definir las configuraciones idóneas que permitan lograr mayor eficiencia durante su explotación.

### **1.2. Estado del arte.**

En este apartado se hace una breve reseña de los trabajos más influyentes tomados en cuenta para la realización de este proyecto.

Leyva Elías R.A, de 2009, lleva a cabo una evaluación de impacto de interrupciones y pérdidas en el circuito de Mayarí 2, el mismo tiene como objetivo evaluar el impacto de las mejoras eléctricas en las redes de distribución primaria y secundaria, hace referencia a la configuración de las redes eléctricas existentes en el país, las características fundamentales del circuito, analiza los principales consumidores de energía eléctrica, así como el nivel de interrupciones a los clientes, los flujos de cargas y las corridas en el software radial antes y después de la rehabilitación. Por último, en el capítulo 3 hace un análisis de los resultados obtenidos por la parte económica y de las medidas llevadas para la disminución de las pérdidas de energía eléctrica en el circuito.[1]

Trabajo de diploma con el título “Reconfiguración de las redes de 34,5 kV y 13,8 kV para la implementación de lazos automáticos en los niveles de tensión del municipio Moa” en el que se realizó un estudio de las redes pertenecientes al municipio Moa donde se analizaron las diferentes formas de reconfigurar dichas redes para implementar una automática utilizando el software Power Factory. El trabajo presenta variantes que se basan en desconectar y conectar circuitos pero

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

no se construyen nuevos tramos de líneas lo que supondría una mejora aún mayor.[2]

Trabajo de diploma con el título "Reconfiguración de las redes de 34.5kV y 13.8 kV para implementar lazos automáticos en los niveles de tensión del municipio Mayarí. Donde se realizó un estudio de las redes de distribución que alimentan principalmente la ciudad de Mayarí o las zonas más densamente pobladas del Municipio Mayarí logrando la implementación de una automática para garantizar una mayor confiabilidad a las zonas o clientes más importantes utilizando el Power Factory. Se enfoca principalmente en la conexión de líneas para lograr la creación de lazos automáticos para las variantes. No se diseñan nuevos tramos de líneas[3]

### **1.3. Conformación de un sistema eléctrico de distribución.**

El sistema de distribución es la parte del sistema de potencia encargada técnicamente de llevar la energía desde las subestaciones receptoras hasta los consumidores [4-6], 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.
- c) Transformadores de distribución: se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores 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.

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en los tipos 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

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

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 mostrados a continuación[4, 7, 8]:

- 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.

### **1.3.1. Topologías de red empleadas en los sistemas de distribución**

La topología de red es 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.

- 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[9]. Se caracteriza por alimentar por uno de sus extremos describiendo una trayectoria radial hasta los receptores como se muestra en la figura 1.1, donde inicia el circuito en este caso con una subestación distribuidora y termina en las cargas alimentadas.

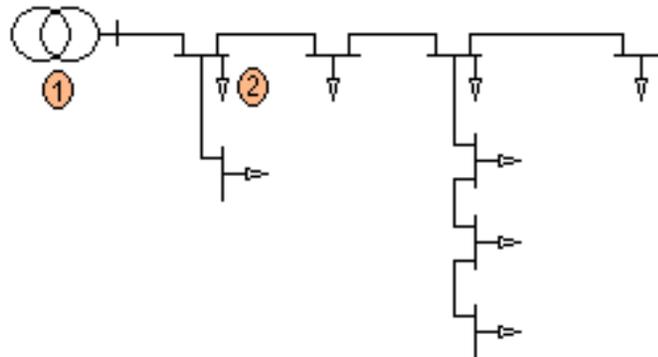


Figura 1.1 Esquema básico de un circuito tipo Radial

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.[9]

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[9].

b) El circuito en anillo o en forma de lazo, puede ser alimentado por dos posibles caminos eléctricos como se representa en la figura 1.2, 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.

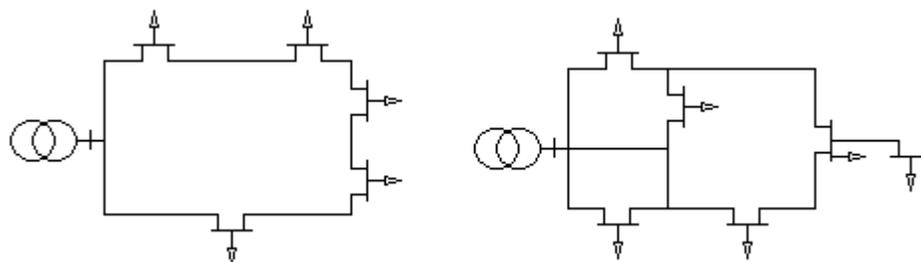


Figura 1.2. De izquierda a derecha esquema básico de circuito tipo Lazo y circuito tipo Malla.

- c) Un circuito en forma de malla como muestra la figura 1.2, se caracteriza por tener dos o más de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo y con ventajas como la seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento, las desventajas son su complejidad en el diseño de las protecciones y la automatización.

#### **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 eléctricas a los usuarios y la suma de toda la energía medida o facturada a estos[6, 10-13], y se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas en dependencia de los factores que la generan.

##### **1.4.1. Pérdidas no técnicas**

Las pérdidas no técnicas responden a un conjunto de factores, que impiden la correcta facturación 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.[14]

### 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 eléctrica. 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.[15]

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 o circulación de corrientes parásitas. 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.[15]

En Cuba el nivel de pérdidas técnicas permitidas por la Unión Eléctrica (UNE) para la explotación de las redes de distribución, es del 10 % se muestra en la tabla 1.1, donde se representan los niveles permisibles por secciones de red para su control.

Tabla 1.1. Niveles establecidos por la UNE para el control de pérdidas de energía.[16]

Secciones de red	% de Pérdidas
Líneas de 34.5 kV	1,5
SE (Transformador de Potencia) de 34.5 kV	2,0
Líneas de distribución primaria	2,0
Transformadores de distribución primaria	1,5
Líneas secundarias	2,5

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

Acometidas	0,3
Metros Contadores	0,2
<b>Total</b>	<b>10,00</b>

#### 1.4.1. Los métodos de reducción de pérdidas técnicas más empleados son

- Ubicación de capacitores.[17]
- Cambio de conductor.[18, 19]
- Elevación de los niveles de tensión de servicio [20].
- Balanceo de carga.[21]
- Reconfiguración.[22-25]
- Divisiones de circuitos.[26]
- Reducción de capacidades ociosas en bancos de transformadores y subestaciones.[27]

Según toda la bibliografía consultada sobre los métodos de reducción de pérdidas técnicas más empleados hoy día a nivel mundial, la reconfiguración de 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.[17]

#### 1.5. Estudios de flujos de carga

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

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

y líneas se instalan de acuerdo con los resultados obtenidos de los estudios de flujo de carga para las necesidades y condiciones futuras.[23]

Los estudios de flujo de carga son de gran complejidad en cuanto al volumen de cálculo necesario para realizarlos, aun 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.[28]

Los modelos computarizados de los diferentes componentes de un sistema, proveen la base para el análisis del mismo sobre la base de la reducción de las pérdidas de potencia y energía (ver figura 1.3). Estos modelos fueron usados para llevar a cabo las siguientes funciones:[29]

- a) Establecer metodologías para la separación de pérdidas técnicas en un sistema existente de otras demandas y energías no medidas tales como fraudes, contadores des calibrados 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.

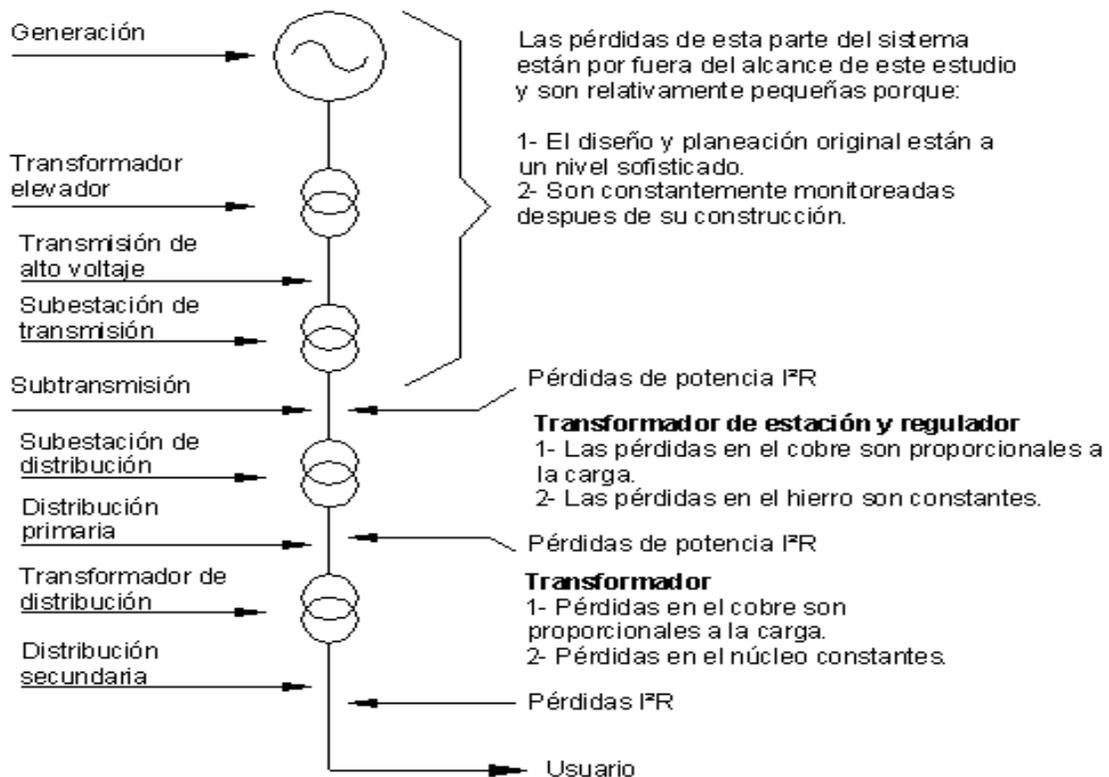


Figura 1.3. Localización de las pérdidas en el sistema.[30]

## 1.6. Reconfiguración de redes radiales de distribución.

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.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

El análisis de la confiabilidad tiene dos finalidades: analizar el comportamiento de un sistema en el pasado, o realizar predicciones sobre el comportamiento del sistema en el futuro. Los primeros son mejor conocidos como análisis históricos de la confiabilidad, y los segundos, análisis predictivos de la confiabilidad. Los análisis predictivos cuantifican el nivel de confiabilidad esperado de un sistema en el futuro, con base en los parámetros de referencia obtenidos del análisis histórico.[17, 19, 31, 32]

#### **1.6.1. Criterios y normativas para realizar reconfiguraciones de red[33, 34].**

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.

La reconfiguración de los alimentadores de distribución puede usarse como una herramienta de planeamiento y de control en tiempo real[35]. 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

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

permite, por lo tanto, transferir cargas desde alimentadores o transformadores muy cargados hacia alimentadores o transformadores con cargas relativamente menores[36, 37]. 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 interruptores o dispositivos de corte de enlace y seccionamiento que deben cerrarse y abrirse respectivamente, para lograr una máxima reducción en las pérdidas[38, 39].

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[40, 41].

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[42], haciéndose no sólo extremadamente ineficiente, desde el punto de vista computacional, sino también poco práctico como estrategia de reconfiguración en tiempo real.

La aparición masiva de Redes de Generación Distribuida (GD) también conduce a tener en cuenta este balance global de las redes, especialmente en cuestiones de la tensión[33]. La aparición de redes inteligentes o (Smart Grid), deben contribuir al equilibrio general de la red de transporte (frecuencia, tensión), con el equilibrio las redes locales de distribución. Para ello los operadores europeos reflexionan sobre las soluciones técnicas pertinentes teniendo en cuenta la evolución de los modos de generación, hoy por hoy muy centralizados (hidroeléctrica, térmicas,

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

nucleares), pero que podrían llegar a ser mucho más descentralizados en un futuro cercano (eólica, fotovoltaica)[43, 44].

Se deben cumplir requisitos de estabilidad, confiabilidad, suministro de energía eléctrica de forma ininterrumpida, calidad, parámetros de operación y mantenimiento, todos responsables en su conjunto de mantener el precio del kW producido, que este se amortice y se obtengan los beneficios para todos los que inciden en la generación, transmisión y distribución.

Debido a que la incidencia de las interrupciones en el suministro de electricidad ha dado en mayor proporción a los SED baja confiabilidad por diversas causas, como por ejemplo su condición radial, las fallas por animales y otras más, se ha visto la necesidad de estudiar este proceso. Es importante señalar que la confiabilidad comprende un concepto general, del cual forma parte la continuidad, que representa básicamente la calidad del servicio. Para poder hablar de confiabilidad se debe conocer su concepto general, el cual se define como: “La probabilidad de que un dispositivo funcione adecuadamente para un periodo de tiempo especificado, bajo las condiciones de operación que se presenten” [45].

Por diversos motivos de origen aleatorio, los dispositivos de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salidas de servicio, que frecuentemente se encuentran fuera del control del operador, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores. El objetivo de la evaluación de la confiabilidad de una red eléctrica, es determinar índices que reflejen la continuidad del servicio que presentan los sistemas de distribución, subestaciones, circuitos o regiones definidas[46].

Además de proporcionar un conjunto de índices, la evaluación de la confiabilidad se puede utilizar para señalar como el sistema puede fallar, las consecuencias de las fallas y también para proporcionar información que permita relacionar la calidad de su sistema con las inversiones de capital. Al hacerlo, puede conducir a

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

mejores diseños, más económicos, y a un mayor conocimiento de la operación del sistema.

El análisis de la confiabilidad tiene dos finalidades: analizar el comportamiento de un sistema en el pasado, o realizar predicciones sobre el comportamiento del sistema en el futuro. Los primeros son mejor conocidos como análisis históricos de la confiabilidad, y los segundos, análisis predictivos de la confiabilidad. Los análisis predictivos cuantifican el nivel de confiabilidad esperado de un sistema en el futuro, con base en los parámetros de referencia obtenidos del análisis histórico.

### **1.6.2 Para la ejecución del análisis predictivo se deben tomar en cuenta diferentes etapas:**

**Estadísticas:** Etapa donde a partir de los datos recogidos en años anteriores, se obtienen valores individuales de los elementos que conforman el sistema, tal es el caso de las tasas de falla y de los tiempos de restauración.

**Modelo del sistema:** Se define un modelo para describir el sistema, cuya complejidad depende de la precisión que se requiera y del tipo de elementos que componen el sistema.

**Técnicas de evaluación:** Antes de proceder a definir la técnica de evaluación más apropiada, dependiendo de las características del sistema y de los datos con que se cuenta, se deben definir los criterios de falla. Estos criterios corresponden a aquellas consideraciones que se toman para definir si existe una falla o no.

**Índices de confiabilidad:** A partir de la evaluación con una técnica acorde al sistema, se calculan los índices de confiabilidad que cuantifican los resultados de dicha evaluación. Adicionalmente, es necesario constatar la validez de los resultados, por lo que se requiere una verificación de parámetros. Aplicaciones mediante la evaluación de diferentes criterios de confiabilidad se obtienen conclusiones, que se utilizan en la aplicación para la toma de decisiones, ya sea la destitución de un elemento o la optimización de toda la red.

Los métodos de simulación, generan mediante diferentes herramientas computacionales un historial artificial del sistema, a partir de distribuciones de probabilidad asumidas para cada uno de sus componentes, las cuales representan sus condiciones de operación.

Ambos métodos poseen ventajas y desventajas dependiendo de los supuestos considerados, las características del sistema, las herramientas con que se cuenta y la exactitud con que se quiere estudiar el sistema, que deben ser consideradas al momento de escoger la metodología para evaluar la confiabilidad que se quiera emplear.[18]

### **1.7. Software Radial**

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, y es actualmente el programa implementado por la Unión Eléctrica en sus organizaciones de base, para realizar los estudios de flujo de potencia en las redes nacionales.

### **1.8. Conclusiones Parciales**

- 1- Se estudiaron las topologías de redes eléctricas existentes para el estudio objetivo de las metodologías usadas en las reconfiguraciones de redes radiales.
- 2- Se estudiaron las metodologías matemáticas para realizar reconfiguraciones de redes eléctricas, identificando las que aportan alternativas factibles para reducir pérdidas de energía en las redes radiales.
- 3- Se elige para el estudio de los circuitos eléctricos de distribución primaria, una metodología basada en los conocimientos, sobre la base del análisis del flujo de

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

- potencia en los circuitos a reconfigurar, evaluando las modificaciones de topologías de red más viables, a través de simulaciones en el software RADIAL.
- 4- Se elige el software RADIAL para realizar los estudios de flujo de potencia, por estar implementado por la Unión Eléctrica para el planeamiento de redes de distribución, y a que la actualización de la base de datos del programa, sería una herramienta de avanzada en planeamientos futuros de dicha red.

## **CAPÍTULO 2. Materiales y métodos para la reconfiguración de líneas.**

### **2.1 Introducción**

En el presente capítulo se caracterizan las redes de distribución primaria del municipio de Las Tunas, así como el software para simular las corridas de flujo de potencia, el cual va a permitir calcular el valor actual de las pérdidas eléctricas y compararla con los resultados obtenidos para el nuevo nivel de voltaje de 13.8 kV.

### **2.2. Características estructurales y topológicas de red en la ciudad de Las Tunas.**

La ciudad de Las Tunas, perteneciente al municipio y provincia que responden al mismo nombre, está ubicada en la zona central del territorio tunero y es el fundamental centro administrativo, económico y político provincial. Esta ciudad con una población ascendente a los 187500 habitantes, tiene una demanda eléctrica cercana a los 65 MW en distribución, y la densidad geográfica de las cargas no es uniforme, concentrándose las mismas, casi un 70 %, en la parte este de la ciudad. A la red de distribución primaria (13.8 kV) de la ciudad, (ver figura 2.1) están conectados 68251 clientes, de los cuales 2080 son estatales y 66171 son clientes privados. Dicha red está conformada en la actualidad por 17 circuitos y la distribución de las cargas entre estos, no es la mejor. Existen circuitos cuyos parámetros físicos están muy por encima del valor promedio del resto, por lo que es conveniente evaluar su reconfiguración. Esto, unido a la ubicación de las principales fuentes de alimentación en la parte noreste de la ciudad, provoca que la red no tenga la mejor configuración para su explotación desde el punto de vista de las pérdidas técnicas de energía.

De referencia comprobada se tiene que el porcentaje de pérdidas técnicas en la distribución primaria es elevado, y teniéndose en cuenta que la demanda eléctrica a este nivel de tensión es de 41.8 MW, representando el 64.34% respecto a la demanda total del municipio, se infiere realizar el análisis de la red de distribución

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

primaria, el cual permita identificar la estructura de red más factible para la explotación de la misma.

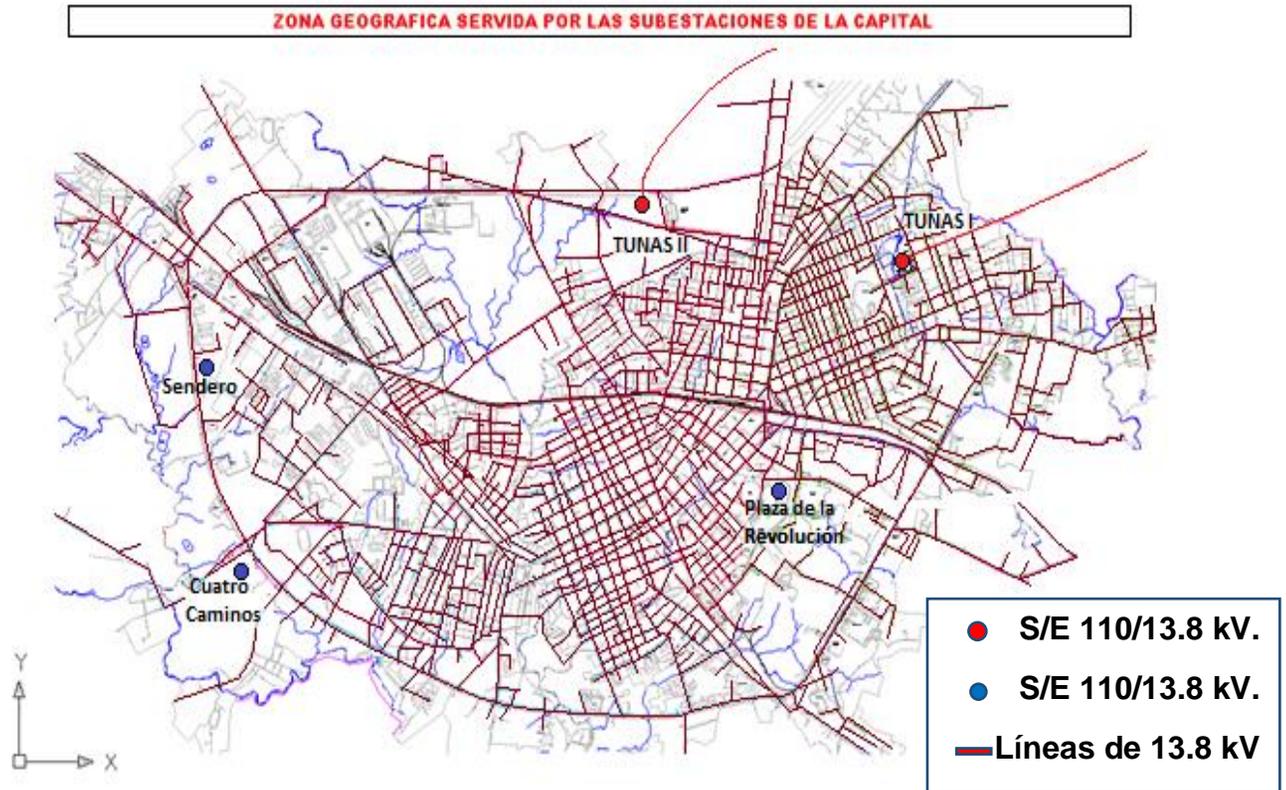


Figura 2.1 Representación de las líneas principales de la red de distribución primaria y sus fuentes de alimentación.

La distribución primaria de la ciudad de Las Tunas se garantiza desde las barras de las subestaciones de transmisión “Tunas I” y “Tunas II” de 110 kV a 13.8 kV, con salidas a los circuitos TK1, TK2, TK4, TK5, TK6, TK9, TK10, TK18, TK24 y TK106. Así mismo desde las subestaciones de subtransmisión “Cuatro Caminos”, “Sendero” y “Plaza de la Revolución”, son alimentados los circuitos TK7, TK8, TK15, TK16, TK26, TK27 y TK29, como se muestra en la Tabla 2.1. Estas dos últimas subestaciones de subtransmisión son alimentadas por dos líneas de 34 kV que parten desde la Subestación Tunas 110 kV situada en el reparto Buena Vista.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

Se debe tener en cuenta que en cada subestación Tunas I y Tunas II queda sin utilizar un alimentador respectivamente.

Tabla 2.1. Dependencias de los circuitos de distribución primaria.

Subestaciones	Código	Nombre	Desconectivos
Tunas I (110 kV - 13,8 kV) 1 x 25 MVA	TK1	Casa Piedra-Aeropuerto	TI389
	TK2	Buena Vista-Casa Piedra	TI387
	TK5	Combinado de la Salud	TI393
	TK6	Altura de Buena Vista	TI395
	TK106	Palancón	TI385
Tunas II (110 kV - 13,8kV) 1 x 25 MVA	TK4	Aeropuerto I	TI504
	TK9	Zona Industrial	TI510
	TK10	La Victoria-Cornito	TI502
	TK18	Velázquez-Las 40	TI508
	TK24	Sosa-Santo Domingo	TI500
Cuatro Caminos (33 kV - 13,8 kV) 2 x 4,0 MVA	TK26	La Loma-La Piedra	H995
	TK27	Segundo-La Victoria	H975
	TK29	Circunvalación Sur	H985
Plaza de la Revolución (33 kV - 13,8 kV) 1 x 6,3 MVA	TK15	Plaza Revolución	H850
	TK16	Combinado de la Salud Hospital	TI690
Sendero (33 kV - 13,8 kV) 1 x 4,0 MVA	TK7	La Victoria	TI210
	TK8	Carretera Central	TI211

La red eléctrica de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas, presenta las siguientes características estructuralmente:

- Líneas de distribución: 244,98 km
- Circuitos de distribución: 17
- Transformadores de distribución instalados: 2113, en 2042 bancos.
- Capacidad total instalada en transformadores: 91440 kVA.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

### **2.3. Modelación y simulación en Software RADIAL:**

El software RADIAL 8.0 es un programa certificado para realizar los estudios de flujo de potencia, por estar implementado por la UNE para su utilización en las áreas técnicas, además es una herramienta muy útil, concebido para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con las redes radiales de distribución. Está programado sobre Delphi 5 usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere de configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC, para su ejecución.

#### **En el Radial se pueden realizar los siguientes cálculos:**

- Flujo de carga monofásico (considera las cargas balanceadas y las líneas simétricas)
- Flujo de carga trifásico (considera las corrientes reales por fase y las líneas asimétricas)
- Capacitores:
  - ✓ Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de potencia
  - ✓ 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
- Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales
- Análisis de cogeneración
- Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos
- Traspaso de cargas de un circuito a otro
- Reubicación de la subestación

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

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

**La general:** ofrecida por RADIAL por defecto, y que puede modificarse de acuerdo a los datos más convenientes que disponga el usuario.

**La particular:** que se vincula con los circuitos que se quieren analizar. Esta última se introduce a través de ventanas sobre el diagrama monolineal del circuito, el que se edita de una forma simple, ágil y de fácil manipulación.

Este sistema está concebido para el estudio de circuitos radiales de distribución primaria o subtransmisión o para el análisis de áreas o zonas (varios circuitos) donde se realizan intercambios de carga o se modifican los puntos de alimentación de los circuitos, para lo cual se efectúan diversos cálculos con diferentes opciones a partir de la información propia de cada problema. Sus características más importantes son:

La información básica del sistema está dividida en tres grupos de datos fundamentales: los datos de los parámetros, los datos operativos y los de los circuitos.

### **2.3.1. Parámetros de los circuitos:**

Comprende toda la información básica de los circuitos (disponible en bibliotecas), la que se ofrece por defecto y puede ser modificada por el usuario, como se muestra en la figura 1.4, donde se visualiza un ejemplo de estas bibliotecas.

Los principales datos son:

- Conductores de Cu, Al con todas sus características.
- Estructuras donde se sustentan las líneas con sus dimensiones.
- Transformadores trifásicos y monofásicos con todas sus características.
- Gráficos horarios de las demandas de potencia activa y reactiva (residencial, industrial, etcétera).

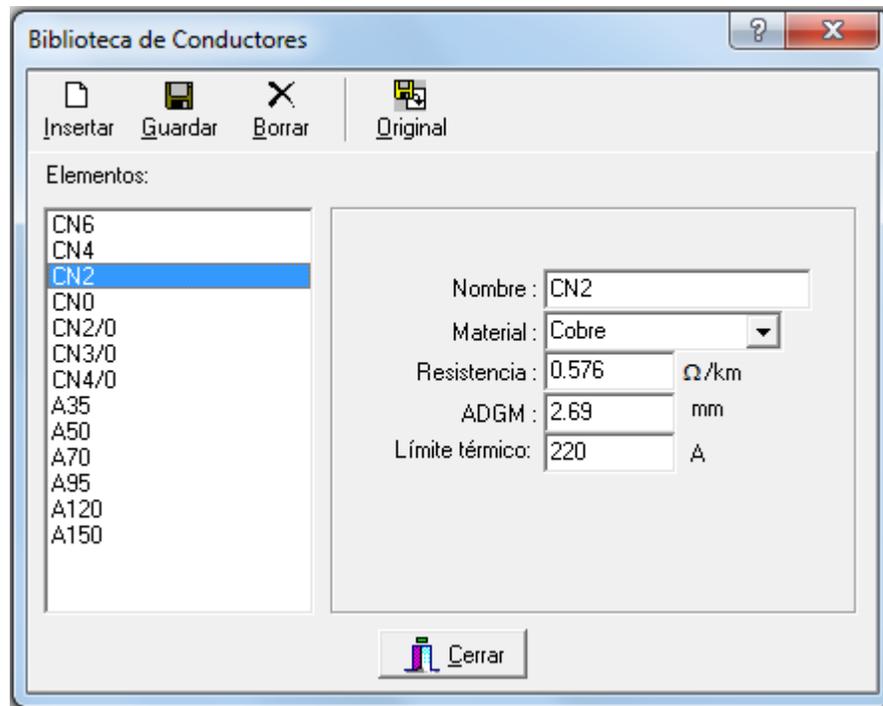


Figura 1.4 Biblioteca de Conductores del software RADIAL

**Datos operativos:**

- Voltaje nominal y de operación.

**Datos del circuito:**

El sistema simula un editor gráfico que permite dibujar la configuración del circuito (ver figura 1.5), donde se le incorporan los datos del problema particular que se estudia como los que se muestran a continuación.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

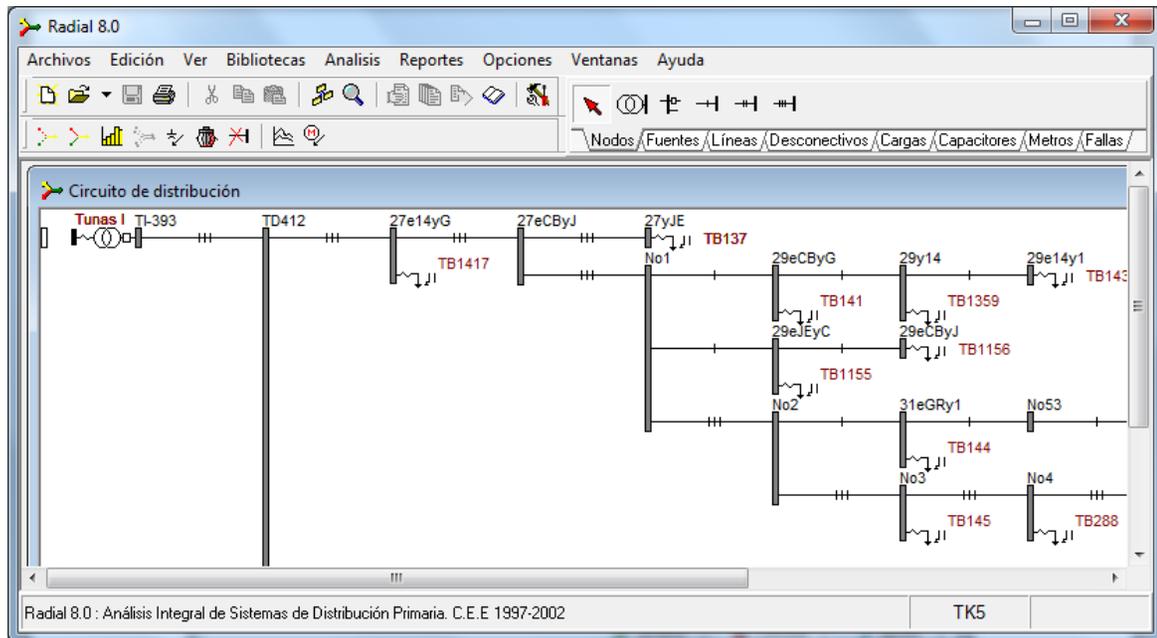


Figura 1.5 Editor gráfico del software RADIAL

### 2.3.2. Datos para la configuración del circuito objeto de estudio:

- Líneas o tramos (número de fases, calibre, tipo de conductor, estructura y longitud).
- Cargas (conexión de banco de transformadores, demanda máxima de potencia activa y reactiva y porcentaje de carga monofásica y trifásica en los casos que proceda).
- Condensadores (representados por reactancia constante)
- Fusibles y demás desconectivos.
- Generadores con gráficos horarios de potencia activa y reactiva (para los estudios de cogeneración).

### 2.3.3. Cálculos que efectúa el sistema:

- Flujo de potencia para estados balanceados y desbalanceados para cualquier hora del día, donde a su vez se determinan las pérdidas de potencia y energía en líneas y transformadores.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

- Condensadores: ubicación óptima de bancos o selección de bancos trifásicos a partir de unidades monofásicas (vasos) para máxima reducción de pérdidas de potencia en el horario de máxima demanda o para máxima reducción de pérdidas de energía durante el día. Se acompaña la valoración económica.
- Protección y coordinación: selección de los fusibles de los transformadores de distribución y el de los colocados en las líneas; estos últimos se coordinan con la protección de la subestación (fusible, restaurador o relés).
- Análisis de carga de los transformadores de distribución.
- Valoración económica de cambios de conductores.
- Valoración económica de conversión de voltaje.

#### **2.3.4. Opciones del software:**

Con el fin de brindar facilidades de explotación existen las siguientes posibilidades:

- Configuración opcional de circuitos: conexión y desconexión de cargas, capacitores o secciones de circuitos.
- Estudios perspectivas dando un porcentaje de crecimiento anual.
- Corrida simultánea de circuitos.
- Cogeneración.

Es sabido que el Radial presenta algunas deficiencias, que siempre que se conozcan y se tengan en cuenta puede eliminarse su efecto, por ejemplo, en el momento de guardar los cambios es necesario utilizar la acción “Guardar como” y sobrescribir el circuito, ya que de lo contrario no salva los mismos. Igualmente, en ocasiones se desconfiguran los parámetros de trabajo como las iteraciones y esto impide que corra el mismo hasta tanto no se reconfigure.

Con la entrada en servicio de los interruptores NULECs, que permiten obtener un listado de los eventos principales del circuito primario a lo largo de un periodo, como son las demandas, corrientes, factor de potencia, etc. se dispone de datos

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

confiables para los cálculos de las pérdidas y voltajes. Como se conoce el Radial puede hacer los cálculos utilizando las lecturas de demanda activa (P) y reactiva (Q) hora por hora del circuito, tomadas en el interruptor del mismo, mediante la opción “Mediciones”, activando el Modo: “Medición”, en la ventana “Datos de Subestación”, haciendo doble clic sobre el símbolo  O también en la ventana “Datos de Subestación” abriendo la pestaña “Mediciones” y el Modo: “Sin medición”, introduciendo en este caso en cada banco de transformadores un valor de P y Q que pueden ser producto de la medición real efectuada en los mismos o mediante estimación. De igual forma se debe introducir la curva de carga que mas se ajuste al régimen de carga del banco. Con estas curvas de carga, el programa suma hora por hora las demandas de cada banco y conforma el régimen de carga con el cual posteriormente se realiza cálculo del flujo.

Cuando se usan las lecturas (Opción “Mediciones”, Modo: “Medición”) el programa redistribuye los valores de cargas leídas entre los bancos, de manera que la suma de todas las demandas mas las pérdidas sea igual a la máxima demanda leída. En este caso cualquier variación que se introduzca en el circuito no influye en la demanda, ya que la misma está fijada por las lecturas introducidas, por ejemplo, si se desea correr el circuito con alguno de los ramales abiertos, la demanda máxima no se afecta aunque evidentemente la realidad es que hay menos carga, afectándose entonces los niveles de pérdidas que se obtienen, no siendo un resultado lógico.

Cuando se usan las demandas de los bancos (Pestaña: “Mediciones”, Modo: “Sin medición”) la demanda máxima calculada es igual a la suma de todas las demandas de los bancos individuales mas las pérdidas de potencia calculadas. Esta opción depende en gran medida de la exactitud de las demandas de cada banco y de las curvas de carga escogidas para cada uno, lo cual tiene que ver con nuestros datos y nuestra experiencia. Con esta variante de cálculo se pueden

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

realizar estudios de variaciones en el circuito cuya influencia en la demanda y las pérdidas se reflejan en los resultados.

### **2.3.5. Condiciones a tener en cuenta para determinar las pérdidas técnicas en el software Radial 8.0:**

- 1.- Para el cálculo de las pérdidas técnicas en los circuitos primarios de distribución y líneas de 34,5/13,8 kV en el mes que se informa se deben usar las lecturas de los NULECs de cada circuito o las lecturas brindadas por el Despacho para las líneas de 34,5/13,8 kV.
- 2.- Si dentro del mes ocurren cambios de esquemas en los circuitos hay que tener en cuenta las fechas de los mismos y ver si es posible usar las lecturas, de lo contrario hay que calcular las pérdidas utilizando el Modo: “Sin medición”, o sea, con las demandas estimadas de los bancos de transformadores.
- 3.- Si se desea analizar el comportamiento de alguno de los circuitos para diferentes variantes de alimentación, por ejemplo, abrir ramales o adicionar alguna carga, no se deben utilizar las lecturas, ya que el programa realiza el ajuste de las cargas y mantiene constante la demanda máxima, alterando el valor de las pérdidas de potencia y por tanto de energía, lo que introduce un error en el cálculo.
- 4.- Para lograr una aproximación mayor en los cálculos sin medición, es necesario ajustar las demandas introducidas para cada banco de transformadores, lo cual requiere llevar un control de las tomas de carga de los mismos, así como de las demandas registradas por las áreas comerciales de los bancos exclusivos. Esta información debe actualizarse mensualmente.
- 5.- En la biblioteca de curvas de carga que se tienen en uso existen una serie de curvas que no se adaptan a la realidad e incluso no son identificables.

Para depurar estas bibliotecas, aunque se está trabajando en la creación o

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

modificación de estas curvas de carga para acercarlas lo más posible a la realidad.

- 6.- El análisis de los bancos de capacitores mediante el Radial debe hacerse igualmente con las demandas de los bancos (Sin medición) ya que las lecturas no se adaptan al considerar el factor de potencia como un valor fijo resultante de relacionar las P y las Q leídas.
- 7.- Cuando se realicen cálculos sin utilizar las lecturas, o sea “Sin Medición” se debe comparar las máximas demandas que da el programa con los valores leídos para valorar hasta qué punto estamos cerca de los valores reales. De considerar que las diferencias son muy altas se deberán rectificar los estimados de las demandas nuevamente.

#### **2.4. Metodología utilizada para la realización del estudio de red.**

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, el autor elaboró la siguiente metodología que permite proponer la mejor variante desde el punto de vista energético para la reducción de pérdidas técnicas en la red objeto de estudio.

- 1) Se definen los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas, y sus características topológicas atendiendo a esquemas monolineales.
- 2) Se relacionan las existencias físicas en líneas, en transformadores y la potencia instalada, por circuitos de 13.8 kV pertenecientes a la ciudad.
- 3) Se simulan en RADIAL cada circuito y se calculan las pérdidas a través de corridas de flujo de potencia, las cuales se realizan cumpliendo las siguientes especificaciones:
  - Para el porcentaje de cargabilidad de los transformadores se utiliza el 75 %. Este porcentaje fue el resultado de un estudio realizado por el Grupo Técnico de la Empresa Eléctrica Las Tunas, donde se determina el promedio de

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

cargabilidad por capacidad de transformadores, para la ciudad y zonas rurales del territorio tunero.

- Se realizan las corridas sin medición a la entrada del circuito, porque luego de hacer reconfiguraciones varían las demandas por cada uno.
- 4) Se evalúa la eficiencia de cada circuito atendiendo al % de pérdidas que presentaron, ubicándolos en orden de mayores pérdidas. También se evalúa, comparando el % de pérdidas calculado para la red, respecto al % debido establecido por la Unión Eléctrica para el control de los niveles de pérdidas técnicas en las redes de distribución primaria.
  - 5) Se confecciona una tabla con la situación de la densidad geográfica de las cargas, pudiéndose obtener una evaluación rápida de las causas que provocan la situación existente en relación a las pérdidas técnicas de los circuitos en orden de mayores pérdidas.
  - 6) Se analiza la posibilidad de reconfigurar cada circuito con pérdidas por encima del promedio total para esta red, 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.
  - 7) Las variantes menos eficientes se desechan, y con las mejores se realiza un análisis económico sencillo, como medida evaluativa para validar cada propuesta.

8) Se realiza la evaluación del impacto medioambiental por la reducción de emisiones de agentes contaminantes los cuales son el resultado de la quema de combustibles fósiles para generar la energía que actualmente se pierde para dar el servicio eléctrico en esta red.

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

Una vez realizada la simulación en RADIAL de los circuitos objeto de estudio y obteniéndose el estudio de flujo de potencia para cada circuito (ver anexo 6), se conformó el análisis de la densidad geográfica de las cargas con los datos obtenidos (Ver tabla 2.2); a través de este análisis podemos definir cuál circuito distribuye menos eficiente la energía eléctrica por tener más alejadas las cargas de su centro de distribución o tronco de línea. Al organizar los datos en orden de mayores por cientos de pérdidas, se puede apreciar los circuitos con parámetros físicos por encima del valor promedio total y definir si existe relación entre el valor elevado de las pérdidas de este y alguno de los parámetros analizados, siendo más sencillo determinar la causa particular que lo ocasiona y proponer las soluciones.

Tabla 2.2. Análisis de la densidad geográfica de las cargas y pérdidas de energía en circuitos de la ciudad de Las Tunas antes de la reconfiguración.

Circuito	Longitud de las Líneas (km)	Potencia activa de las cargas (kW)	Densidad Geográfica de las Cargas (kW/km)	Energía activa de las cargas (MWh)	Pérdidas totales de energía (kWh)	% de Pérdidas de Energía
<b>TK10</b>	21.22	2067	97.39	33.78	1359.08	<b>3.87</b>
<b>TK5</b>	36.53	4391	120.21	69.48	2567.52	<b>3.56</b>
<b>TK9</b>	15.63	2462	157.53	46.60	1529.51	<b>3.18</b>
<b>TK4</b>	9.88	2138	216.31	37.38	1131.53	<b>2.94</b>
<b>TK26</b>	23.80	1566	65.79	27.71	825.49	<b>2.89</b>
<b>TK8</b>	7.66	494	64.47	9.04	258.58	<b>2.78</b>
<b>TK18</b>	11.96	3043	254.45	51.07	1433.86	<b>2.73</b>

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

<b>TK27</b>	11.09	3074	277.29	55.83	1569.16	<b>2.73</b>
<b>TK24</b>	14.16	3093	218.42	57.44	1596.84	<b>2.70</b>
<b>TK15</b>	18.84	7047	373.99	136.77	3786.84	2.69
<b>TK2</b>	7.62	1916	251.38	37.67	969.30	2.51
<b>TK16</b>	10.98	1686	153.59	28.23	685.21	2.37
<b>TK29</b>	11.70	849	72.55	15.82	377.33	2.33
<b>TK7</b>	14.98	2296	153.25	35.31	837.29	2.32
<b>TK106</b>	9.22	1414	153.30	25.44	588.85	2.26
<b>TK1</b>	8.53	2034	238.45	40.90	850.53	2.04
<b>TK6</b>	11.16	2251	201.74	31.18	600.77	1.89
<b>Total</b>	<b>244.98</b>	<b>41821</b>	<b>170.71</b>	<b>739.65</b>	<b>20967.69</b>	<b>2.83</b>
<b>Promedio</b>	<b>14.41</b>	<b>2460</b>	<b>180.59</b>	<b>43.51</b>	<b>1233.39</b>	<b>2.69</b>

El análisis de los circuitos con mayores pérdidas se realiza atendiendo a los porcentos de pérdida y no a la energía perdida (en MWh), puesto que algunos circuitos presentan grandes niveles de energía en pérdidas, pero porcentualmente respecto a la energía que estos distribuyen (entrada al circuito) es poca la que pierden.

La figura 2.2 muestra una representación volumétrica de los valores porcentaje de pérdidas de energía, densidad geográfica de las cargas, kilómetros de líneas y demanda de potencia activa de los circuitos señalados como de mayores pérdidas porcentuales (ver tabla 2.2).

Para poder representar estos valores en un mismo plano visual y poder definir su relación, se empleó como parámetro el llevarlos a tener una sola cifra significativa antes de la coma el resultado de la densidad geográfica de las cargas, los kilómetros de líneas y la demanda de potencia activa, representándolos en la misma escala decimal que el porcentaje de pérdidas de energía.

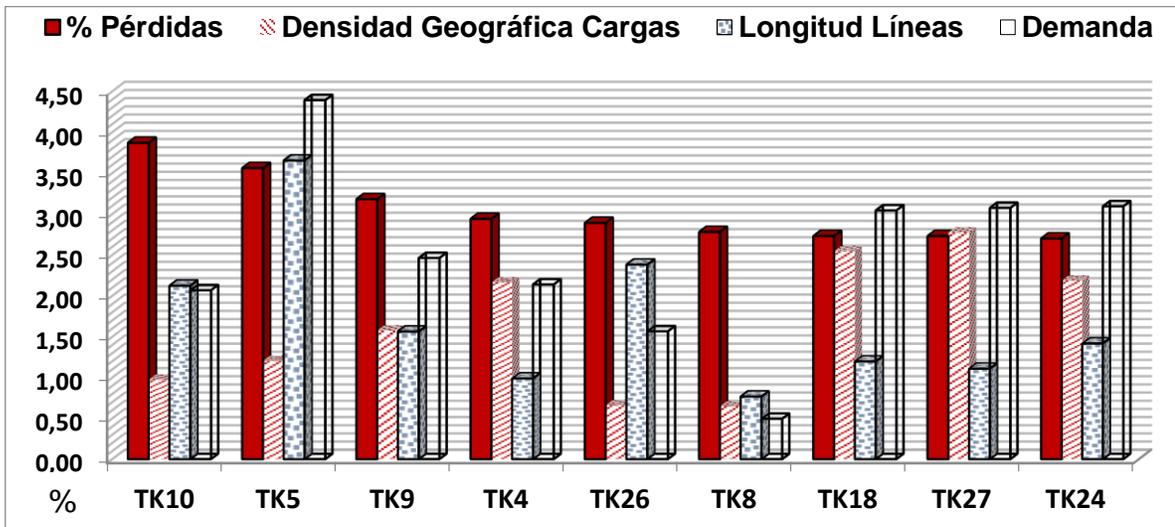


Figura 2.2. Representación de la densidad geográfica de las cargas de los circuitos con los mayores porcentos de pérdidas de energía.

Se puede apreciar en la figura 2.2, que existe relación entre los valores de % de pérdidas elevados y la baja densidad geográfica de las cargas en estos circuitos, debido claramente, a grandes longitudes de conductores para servir pocas cargas. Por esta razón fundamentalmente se pierde más energía en estos circuitos seleccionados de la ciudad de Las Tunas. Esta relación puede ser visualizada, teniendo estos valores de los circuitos en la misma escala decimal (ver figura 2.3).

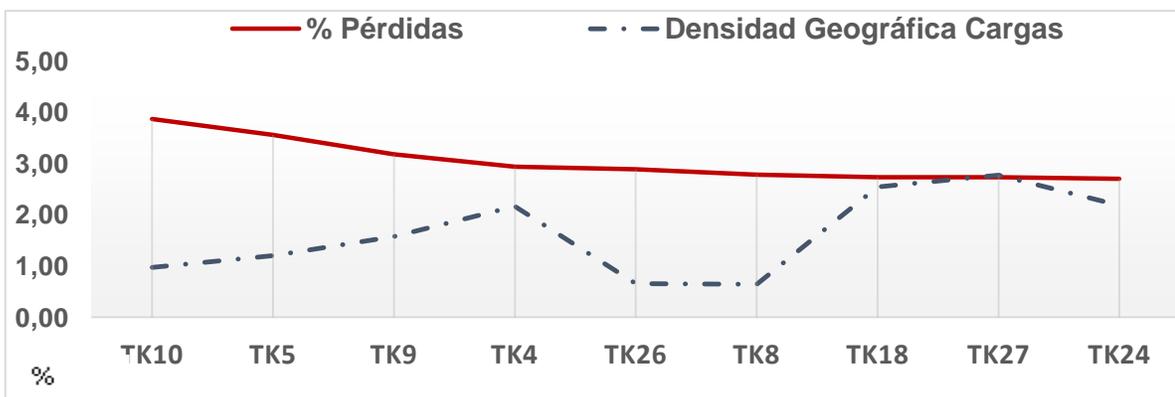


Figura 2.3. Porcentaje de pérdidas de energía y densidad geográfica de las cargas.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

La relación existente entre los elevados % de pérdidas de energía y la ubicación de la alimentación de los circuitos con sus cargas, sugiere la reconfiguración de la red, atendiendo a las siguientes consideraciones:

- Existen 9 circuitos con elevados % de pérdidas de energía y características eléctricas propias por encima del promedio total, haciéndose conveniente evaluar su reconfiguración.
- Las cargas del centro de la ciudad, por lo general las más grandes y muchas con 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.
- Existen dos alimentadores que actualmente no tienen uso y pueden ser muy útiles para reconfigurar los circuitos, uno en la subestación Tunas I y otro en Tunas II

## **2.6. Conclusiones Parciales:**

- 1- Se caracterizó y estudió la composición actual de la red de distribución primaria de la ciudad Las Tunas y su configuración relacionada con sus regímenes de operación.
- 2- Se recopiló toda la información necesaria sobre la composición eléctrica de cada circuito de distribución reflejado en sus esquemas monolineales y en bases de datos (capacidades por bancos y transformadores independientes, longitudes y calibres de los conductores, etc.), para su simulación en RADIAL.
- 3- Se realizaron los estudios de flujo de potencia para los circuitos de la ciudad de Las Tunas y analizó la eficiencia de los mismos identificándose los circuitos TK10, TK5, TK9, TK4, TK26, TK8, TK27 y TK24 como los más ineficientes atendiendo a los niveles de pérdidas de energía que presentan.
- 4- Se realizó el análisis de densidad geográfica de las cargas, y definió algunas de las principales causas que provocan la ineficiencia de los circuitos.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

- 5- 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 atendiendo a la densidad geográfica de las cargas a servir.
- 6- Se propuso además una metodología para realizar la reconfiguración de redes radiales de distribución primaria y disminuir pérdidas de energía, usando el software RADIAL.

## **CAPÍTULO 3. Resultados obtenidos**

### **3.1 Introducción del capítulo.**

En este capítulo se presentan como resultados las variantes evaluadas como factibles para realizar la reconfiguración de la red de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas, atendiendo a los criterios de eficiencia explicados con anterioridad y teniéndose en cuenta fundamentalmente, además, los circuitos señalados como con mayores porcentos de pérdidas de energía, en el servicio eléctrico. Se analizaron diferentes variantes experimentales, pero las que no permitieron reducir pérdidas de energía o las que elevaron las pérdidas a más del promedio inicial calculado para todos los circuitos de la ciudad, no se trajeron al presente trabajo por no ser importantes para lograr el objetivo final del mismo. Se presenta además el impacto económico y medioambiental debido a la implementación de la reconfiguración general de la red, que también se propone.

#### **3.1. Reconfiguración del circuito TK5:**

Factible resulta para este circuito el dividir su carga en dos circuitos independientes, los cuales se codificarán TK5 y TK200, (este último de nueva creación), se alimentaría del interruptor libre en la S/E Tunas I (110/13,8 kV), quedando distribuidas las cargas de la siguiente forma:

- ⇒ TK5 que alimentará las cargas de la calle 27 hasta la calle 39 del Reparto Buena Vista y los ramales de las calles 16, 20 y 37. Además desde la calle J Espinosa hasta la calle 12, Los Pinos, MININT, Río Potrero y las cargas de la Unidad Militar.
- ⇒ TK200 que alimentará las cargas de calle 15, calle 13, calle J. Espinosa (hasta calle 31), Calle 31, Ave Camilo Cienfuegos, Ave C. J. Findlay hasta las Margaritas, incluyendo el Complejo de la Salud y el barrio San José.

En la figura 3.1 se muestran esquemas eléctricos simplificados a interruptores seccionalizador de enlaces entre circuitos y alimentadores, además de la respectiva leyenda para la comprensión de los mismos. Pudiéndose visualizar *Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

comparativamente de mejor manera los cambios a realizarse con la propuesta de reconfiguración para el actual circuito TK5, frente al nuevo TK200 y el TK5 reconfigurado.

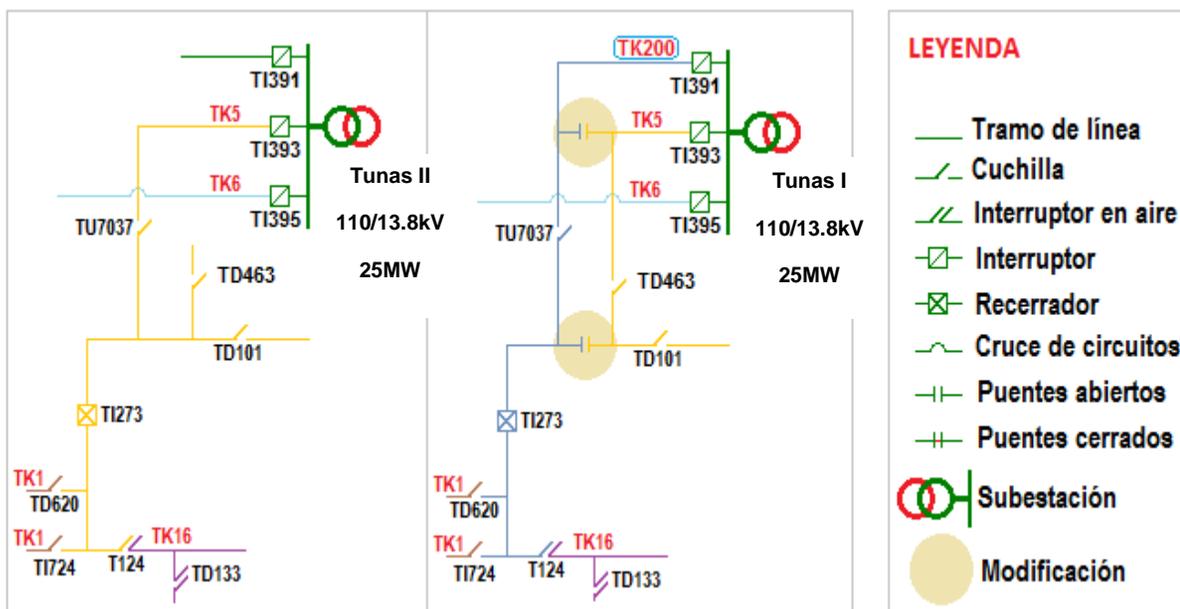


Figura 3.1 De izquierda a derecha, circuito TK5 antes y después de la reconfiguración.

En la tabla 3.1 se muestran los resultados de las corridas de flujo para 24 horas, realizadas antes y después de las modificaciones pretendidas para este circuito.

Tabla 3.1 Estudio de flujo de carga del circuito TK5 antes y después de la reconfiguración propuesta para este.

Concepto	U/M	ANTES	DESPUÉS		
		TK5	TK5	TK200	Sub Total
Potencia activa de las cargas	kW	4391	2637	1302	3939
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	2369	1369	781	2150
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	0	0	0	0
Factor de potencia		0.88	0.89	0.86	

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

Pérdidas activas en líneas	kW	108.47	20.40	8.33	28.73
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	87.86	30.73	8.78	39.51
Pérdidas de cobre en transf.	kW	49.50	29.23	13.23	42.46
Pérdidas de hierro en transf.	kW	41.07	21.88	16.54	38.42
Pérd. totales de potencia activa	kW	199.05	71.51	38.11	109.62
<b>Energía activa de las cargas</b>	<b>MWh</b>	<b>69.48</b>	<b>41.50</b>	<b>21.83</b>	<b>63.33</b>
Energía reactiva de las cargas	MVArh	37.82	21.57	13.27	34.84
Pérdidas de energía en líneas	kWh	1052.32	219.66	84.06	303.72
Pérdidas de energía Cu en transf.	kWh	529.52	315.43	149.43	464.86
Pérdidas de energía Fe en transf.	kWh	985.68	525.12	396.96	922.08
<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>kWh</b>	<b>2567.52</b>	<b>1060.20</b>	<b>630.45</b>	<b>1690.65</b>
% de pérdidas de potencia	%	4.34	2.64	2.84	2.78
<b>% de pérdidas de Energía</b>	<b>%</b>	<b>3.56</b>	<b>2.49</b>	<b>2.81</b>	<b>2.67</b>

Como se observa en la tabla 3.2, donde se muestran los resultados de ambos casos, el efecto total de disminución en pérdidas de energía, aplicando esta reconfiguración es de 0.88 MWh diarios, lo que es equivalente a una disminución de 320 MWh anuales. Por lo que es evidente entonces, esta reconfiguración permite una mejor distribución de cargas entre los circuitos resultantes (TK5 y TK200).



con el TK6 hasta la altura de la calle 27, quedando abierto el actual TK6 en la calle 34 entre J. Mastrapa y la calle 13 (en la TD409) como estaba, con lo que se creará el nuevo circuito (TK47) y de ahí por esta última calle se alimentarían las cargas de las zonas de Las 40 y el Reparto Sosa (ver figura 3.2).

- ⇒ Posteriormente se seguirá por la calle 52 hasta Eliécer Botello.
- ⇒ Pasar parte de la carga del circuito TK24 en el Sosa, Nuevo Sosa y Domínguez al TK47.
- ⇒ Pasar parte de la carga del TK18 al TK1 en la calle Evelio Velázquez, abriendo puentes.

En la tabla 3.3 se muestran los resultados del cálculo del flujo de carga actual de los circuitos a reconfigurar, o sea antes de las modificaciones para lograr la reconfiguración deseada, como se muestra en la figura 3.3; pero vale aclarar que el circuito TK6 se mantiene con los mismos resultados de cálculo antes y después de la reconfiguración, atendiendo a que hasta este momento y luego de la modificación, sus valores físicos se mantendrán iguales, puesto que la parte a aprovechar para configurar el nuevo TK47, siempre se ha mantenido sin servir (interruptor normalmente abierto, TD409).

Tabla 3.3. Estudio de flujo de carga actual, de los circuitos a reconfigurar.

Concepto	U/M	ANTES			
		TK18	TK24	TK1	Sub Total
Potencia activa de las cargas	kW	3043	3093	2034	8170
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	1896	1543	1035	4474
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	0	0	300	300
Factor de potencia		0.85	0.90	0.94	
Pérdidas activas en líneas	Kw8	37.99	38.49	5.95	82.43
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	60.72	72.95	13.02	146.69
Pérdidas de cobre en transf.	kW	47.25	34.22	19.10	100.57
Pérdidas de hierro en transf.	Kw	17.90	23.43	18.58	59.91
Pérd. totales de potencia activa	Kw	103.14	96.14	43.63	242.91
<b>Energía activa de las cargas</b>	<b>MWh</b>	<b>51.07</b>	<b>57.44</b>	<b>40.90</b>	<b>149.41</b>

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*



Tabla 3.4. Estudio de flujo de carga de los circuitos TK1, TK18, TK24 y TK47 después de la reconfiguración propuesta para los circuitos TK18 y TK24.

Concepto	U/M	DESPUÉS				
		TK18	TK24	TK1	TK47	Sub Total
Potencia activa de las cargas	kW	2360	1741	2107	1112	7320
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	1491	835	1076	614	4016
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	0	0	300	0	300
Factor de potencia		0.85	0.09	0.94	0.88	
Pérdidas activas en líneas	kW	26.11	10.68	6.45	9.77	53.01
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	41.16	20.98	14.11	19.97	96.22
Pérdidas de cobre en transf.	Kw	36.80	17.99	20.16	13.16	88.11
Pérdidas de hierro en transf.	kW	14.09	12.64	18.92	6.97	52.62
Pérd. totales de potencia activa	kW	77.00	41.31	45.53	29.89	193.73
<b>Energía activa de las cargas</b>	<b>MWh</b>	<b>40.48</b>	<b>32.51</b>	<b>41.94</b>	<b>19.11</b>	<b>134.04</b>
Energía reactiva de las cargas	MVArh	25.54	15.62	21.65	10.68	73.49
Pérdidas de energía en líneas	kWh	297.43	157.46	95.51	107.18	657.58
Pérdidas de energía Cu en transf.	kWh	475.34	265.01	326.48	177.40	1244.23
Pérdidas de energía Fe en transf.	kWh	338.16	303.36	454.08	167.28	1262.88
<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>kWh</b>	<b>1110.93</b>	<b>725.83</b>	<b>876.07</b>	<b>451.86</b>	<b>3164.69</b>
% de pérdidas de potencia	%	3.16	2.32	2.12	2.62	2.65
<b>% de pérdidas de Energía</b>	<b>%</b>	<b>2.67</b>	<b>2.18</b>	<b>2.05</b>	<b>2.31</b>	<b>2.36</b>



Para los circuitos TK9 y TK10 es viable pasar cargas al TK7, además de ser viable en el caso del TK9 independientemente, el pasar cargas además al TK8 de la siguiente manera respectivamente (ver figuras 3.4 y 3.5):

- ⇒ Pasar parte de la carga del TK9 al TK8 abriendo puentes en el poste de la Estación de Bombeo (banco TB1046), en la calle 19.
- ⇒ Pasar parte de la carga del TK9 para el TK7 desde el seccionalizadores TD659 en la avenida 1<sup>ro</sup> de mayo.
- ⇒ Pasar parte de la carga del TK10 al TK7, cerrado el seccionalizadores TD600 hasta el poste de la Empresa “Silos de Cemento” donde hay que abrir puentes por la ausencia de seccionalizadores.

Tabla 3.6. Estudio de flujo de carga de los circuitos TK7, TK8, TK9 y TK10 antes de la reconfiguración propuesta para los circuitos TK8, TK9 y TK10.

Concepto	U/M	ANTES				Sub Total
		TK10	TK9	TK7	TK8	
Potencia activa de las cargas	kW	2067	2462	2296	494	7319
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	1380	1294	1121	351	4146
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	150	0	150	0	300
Factor de potencia		0.86	0.89	0.92	0.82	
Pérdidas activas en líneas	kW	27.47	52.40	12.66	0.32	92.85
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	50.68	92.96	22.42	0.57	166.63
Pérdidas de cobre en transf.	kW	17.89	29.19	27.30	4.28	78.66
Pérdidas de hierro en transf.	kW	35.16	21.67	18.69	8.18	83.70
Pérd. totales de potencia activa	kW	80.52	103.26	58.65	12.78	255.21
<b>Energía activa de las cargas</b>	<b>MWh</b>	<b>33.78</b>	<b>46.60</b>	<b>35.31</b>	<b>9.04</b>	<b>124.73</b>
Energía reactiva de las cargas	MVArh	21.93	25.36	17.75	6.26	71.30

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

Pérdidas de energía en líneas	kWh	282.77	604.29	117.10	4.44	1008.60
Pérdidas de energía Cu en transf.	kWh	232.46	405.14	271.63	57.81	967.04
Pérdidas de energía Fe en transf.	kWh	843.84	520.08	448.56	196.32	2008.80
<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>kWh</b>	<b>1359.08</b>	<b>1529.51</b>	<b>837.29</b>	<b>258.58</b>	<b>3984.46</b>
% de pérdidas de potencia	%	3.75	4.03	2.49	2.52	3.49
<b>% de pérdidas de Energía</b>	<b>%</b>	<b>3.87</b>	<b>3.18</b>	<b>2.32</b>	<b>2.78</b>	<b>3.19</b>

Tabla 3.7. Estudio de flujo de carga de los circuitos TK7, TK8, TK9 y TK10 después de la reconfiguración propuesta para los circuitos TK8, TK9 y TK10.

Concepto	U/M	DESPUÉS				
		TK10	TK9	TK7	TK8	Sub Total
Potencia activa de las cargas	kW	1120	1936	2769	1213	7038
Potencia reactiva de las cargas	KVAr	739	953	1406	868	3966
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	0	0	300	0	300
Factor de potencia		0.84	0.90	0.93	0.82	
Pérdidas activas en líneas	kW	7.89	29.41	14.60	4.39	56.29
Pérdidas reactivas en líneas	KVAr	15.00	53.18	25.89	7.52	101.59
Pérdidas de cobre en transf.	kW	9.87	23.60	31.65	11.67	76.79
Pérdidas de hierro en transf.	kW	18.94	13.09	30.13	16.76	78.92
Pérd. totales de potencia activa	kW	36.69	66.10	76.38	32.82	211.99
<b>Energía activa de las cargas</b>	<b>MWh</b>	<b>16.86</b>	<b>34.32</b>	<b>45.96</b>	<b>21.33</b>	<b>118.47</b>
Energía reactiva de las cargas	MVArh	10.88	17.05	24.68	14.58	67.19
Pérdidas de energía en líneas	kWh	75.75	339.54	145.61	53.55	614.45
Pérdidas de energía Cu en transf.	kWh	115.56	308.17	336.46	147.34	907.53

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

Pérdidas de energía Fe en transf.	kWh	454.56	314.16	723.12	402.24	1894.08
<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>kWh</b>	<b>645.87</b>	<b>961.87</b>	<b>1205.19</b>	<b>603.13</b>	<b>3416.06</b>
% de pérdidas de potencia	%	3.17	3.30	2.68	2.63	3.01
<b>% de pérdidas de Energía</b>	<b>%</b>	<b>3.69</b>	<b>2.73</b>	<b>2.56</b>	<b>2.75</b>	<b>2.88</b>

Tabla 3.8. Comportamiento de las pérdidas antes y después de la reconfiguración propuesta para los circuitos TK8, TK9 y TK10.

Concepto	U/M	Sub Totales		Diferencia	
		Antes	Después	Día	Año
<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>MWh</b>	3.98	3.42	0.57	207.47
<b>% de pérdidas de Energía</b>	<b>%</b>	3.19	2.88	0.31	

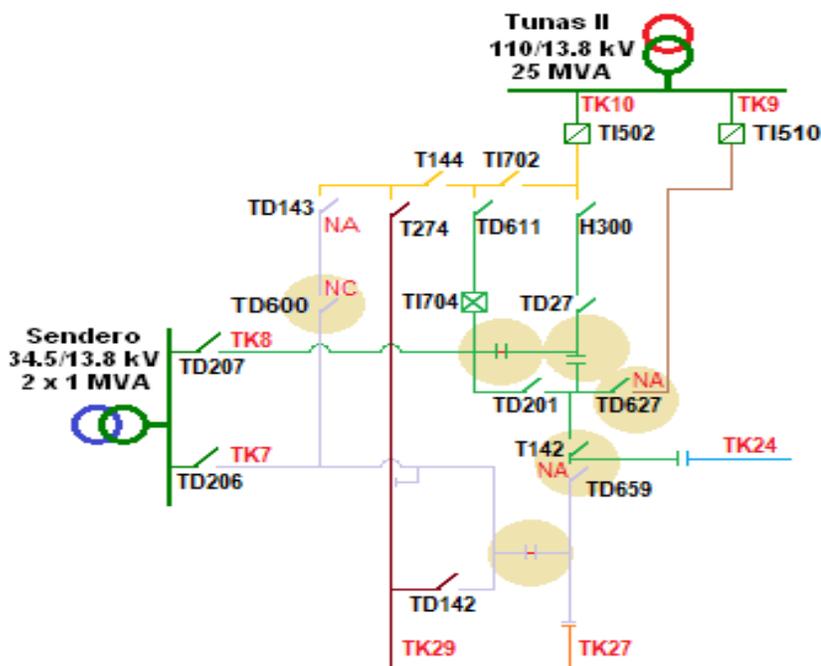


Figura 3.5. Circuitos TK7, TK8, TK9 y TK10, después de la reconfiguración propuesta.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

Como se observa en la tabla anterior, el efecto total de disminución de las pérdidas, aplicando esta reconfiguración serían de 0.57 MWh diarios, lo que equivaldría a una disminución anual de 208 MWh aproximadamente. Obsérvese que al pasársele parte de la carga del circuito TK9 al TK8, este último disminuye porcentualmente sus pérdidas de energía, debido a la mejor distribución de carga lograda, incrementa energía, pero porcentualmente es menor la pérdida.

### 3.4. Propuesta del esquema de reconfiguración definitiva para la ciudad.

Hasta aquí hemos realizado la reconfiguración de los circuitos que por sus parámetros se encontraban por encima de la media y que por el volumen de pérdidas de energía en la distribución era factible optimizar.

El esquema definitivo propuesto de la red de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas estará compuesto por 19 circuitos alimentados por las 5 subestaciones inicialmente existentes, pero de la manera que muestra la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Nuevas dependencias por S/E de circuitos de distribución primaria.

Subestaciones	Código	Nombre	Desconectivos
Tunas I (110-13.8 kV)	TK1	Casa Piedra-Aeropuerto	TI389
	TK106	Palancón	TI385
	TK2	Buena Vista-Casa Piedra	TI387
	TK5	Buena Vista-Los Pinos	TI393
	TK6	Altura de Buena Vista	TI395
	TK200	Combinado de la Salud	TI391
Tunas II (110 - 13.8 kV)	TK10	La Victoria-Cornito	TI502
	TK18	Velázquez-Las 40	TI508
	TK24	Sosa-Santo Domingo	TI500
	TK4	Aeropuerto I	TI504
	TK9	Zona Industrial	TI510
	TK47	Las 40-Sosa	TI506
Cuatro Caminos (33 – 13.8 kV)	TK26	La Loma-La Piedra	H995
	TK27	Segundo-La Victoria	H975

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

	TK29	Circunvalación Sur	H985
Plaza de la Revolución (33 – 13.8 kV)	TK15	Plaza Revolución	H850
	TK16	Comb. de la Salud Hospital	TI690
Sendero (33 – 13.8 kV)	TK7	La Victoria	TI210
	TK8	Carretera Central	TI211

En la evaluación de la densidad geográfica de las cargas con el esquema de red propuesto y mostrada a través de la tabla 3.10, es visible que en comparación con la evaluación original disminuyeron los totales de pérdidas de energía. También si se observa con detalle se evidencia que más del 50 % de los circuitos tienen valores porcentuales de pérdidas por debajo del promedio total actual, por lo que se puede afirmar que con este esquema propuesto se alcanza una mejor distribución de las cargas de la ciudad respecto a sus fuentes de alimentación.

Tabla 3.10. Densidad geográfica de las cargas con el esquema de red propuesto, producto de las reconfiguraciones evaluadas.

Circuito	Longitud de las Líneas (km)	Potencia activa de las cargas (kW)	Densidad Geográfica de las Cargas (kW/km)	Energía activa de las cargas (MWh)	Pérdidas totales de energía (kWh)	% de Pérdidas de Energía
TK10	13.89	1120	80.62	16.86	645.87	3.69
TK4	9.88	2138	216.31	37.38	1131.53	2.94
TK26	23.80	1566	65.79	27.71	825.49	2.89
TK200	8.27	1302	157.38	21.83	630.45	2.81
TK8	13.42	1213	90.42	21.33	603.13	2.75
TK9	9.97	1936	194.12	34.32	961.87	2.73
TK27	11.09	3074	277.29	55.83	1569.16	2.73
TK15	18.84	7047	373.99	136.77	3786.84	2.69
TK18	9.14	2360	258.32	40.48	1110.93	2.67
TK7	22.07	2769	125.49	45.96	1205.19	2.56
TK2	7.62	1916	251.38	37.67	969.30	2.51

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

<b>TK5</b>	25.95	2637	101.60	41.50	1060.20	2.49
<b>TK16</b>	10.98	1686	153.59	28.23	685.21	2.37
<b>TK29</b>	11.70	849	72.55	15.82	377.33	2.33
<b>TK47</b>	11.64	1112	95.54	19.11	451.86	2.31
<b>TK106</b>	9.22	1414	153.30	25.44	588.85	2.26
<b>TK24</b>	9.05	1741	192.42	32.51	725.83	2.18
<b>TK1</b>	8.70	2107	242.27	41.94	876.07	2.05
<b>TK6</b>	11.16	2251	201.74	31.18	600.77	1.89
<b>Total</b>	<b>246.40</b>	<b>40238</b>	<b>163.31</b>	<b>711.87</b>	<b>18805.88</b>	<b>2.64</b>
<b>Promedio</b>	<b>12.97</b>	<b>2118</b>	<b>163.31</b>	<b>37.47</b>	<b>989.78</b>	<b>2.57</b>

Los circuitos que continúan con sus datos de pérdidas de energía por encima del promedio total de la distribución primaria de la ciudad, es debido a que no tenían posibilidades de reducir las pérdidas del sistema, cediendo carga o asumiéndola con los circuitos vecinos.

Tabla 3.11. Pérdidas de energía en la distribución primaria antes y después del esquema de red propuesto para la ciudad de Las Tunas, en 24 horas de servicio eléctrico.

Escenarios	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
<b>Actual (17 circuitos)</b>	244.98	41821.00	739.65	20967.69	2.83
<b>Propuesto (19 circuitos)</b>	246.40	40238.00	711.87	18805.88	2.64
<b>Diferencia</b>	<b>-1.42</b>	<b>1583.00</b>	<b>27.78</b>	<b>2161.81</b>	<b>0.19</b>

En la tabla 3.11 se presenta a modo de comparación las ventajas del esquema propuesto en comparación con el escenario actual. Todos los parámetros fundamentales de la red en el escenario propuesto, disminuyen su valor promedio (tabla 3.10), lo que permite se alcance un efecto muy positivo en la disminución de las pérdidas técnicas de energía en 2161.81 kWh diariamente, y solamente se

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

incrementa 1.42 km de línea atendiendo a las modificaciones realizadas en línea esquemáticamente, para lograr la mejor distribución de cargas pretendida.

Para visualizar con más detalle lo que representa eléctricamente para el municipio y la provincia, la implementación de las reconfiguraciones analizadas remitirse al anexo 4.

#### **3.4.1. Principales ventajas que brinda el esquema de red propuesto.**

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

- ✓ Con el aumento del número de circuitos de distribución de la ciudad, 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 primaria del municipio Las Tunas disminuyen en 789 MWh anuales, significando un 2.03% del total de pérdidas de energía anualmente.

#### **3.4.2. Volúmenes fundamentales de trabajo para alcanzar el esquema de red propuesto.**

Para alcanzar el estado deseado de la red se deben acometer algunas acciones sobre los circuitos a reconfigurar, debido a que la estructura de red actual sin las siguientes modificaciones físicas como cambios de calibre, no permitiría el cambio al esquema propuesto para la distribución, atendiendo a la capacidad de flujo de carga que tienen algunas líneas actualmente, y a las extensiones de líneas a incrementarse entre algunos circuitos, para acercar ciertas cargas a ciertos alimentadores vecinos.

- Extender 1.681km de líneas primarias, de las cuales 0.261 km son con calibre de conductor 78 mm<sup>2</sup> y 1.42 km con calibre 158 mm<sup>2</sup>.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

- Realizar cambio de calibre a 5.884 km de conductor primario, de los cuales 1.093 km son a 78 mm<sup>2</sup> y 4.791 a 158 mm<sup>2</sup>.

En el (Anexo 1) se exponen todas las modificaciones de líneas debidas a realizar para lograr el esquema de red propuesto.

### **3.5. Valoración económica.**

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

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 Report AIE, septiembre 2014 (precios bajos) excepto 2015 tomado de Short Term Energy Outlook AIE enero 2015. (Ver Anexo 8).

#### **Datos iniciales para el análisis.**

Los datos energéticos del SEN, utilizados para la realización de los cálculos económicos presentados a continuación, fueron brindados por las áreas técnicas y de inversiones de la Empresa Eléctrica Las Tunas y la metodología de cálculo empleada y mostrada a continuación, es parte de la metodología desarrollada por la Empresa de Ingeniería y Proyectos de la UNE (INEL), para la realización de los estudios de factibilidad de inversiones (Ver Tabla 3.12).

El consumo específico de combustible (CEB) o la cantidad de combustible que se necesita para generar un kilowatt-hora (kWh), se determina para cada planta de generación debido a que las diferentes tecnologías empleadas para ello, presentan diferentes índices (termoeléctricas que queman gas natural, crudo o fuel oil, y grupos electrógenos que queman fuel oil o diésel). Además, interviene en el consumo específico neto (CEN) los insumos de la planta, añadidos al consumo bruto del motor-generator.

Tabla 3.12. Determinación del costo de combustible por kWh generado.

DATOS	U/M	Motores Diésel	Motores Fuel Oíl	Centrales Termo Eléctricas
Generación	GWh/año	365.00	4071.05	10768.27
Consumo específico bruto (CEB)	g/kWh	220.00	211.60	279.80
Insumo	%	4.00	3.50	7.55
CEN	g/kWh	229.17	219.27	302.65
<b>Precio del combustible</b>	<b>USD/ton</b>	<b>553.64</b>	<b>368.30</b>	<b>257.81</b>
Consumo de Combustible	Ton/año	83645.96	892678.81	2134093.04
Otros consumos	Ton/año	94790.04	1039994.13	
<b>Consumo total</b>	<b>Ton/año</b>	<b>178436.00</b>	<b>1932672.94</b>	<b>2134093.04</b>
<b>Costo de combustible</b>	<b>MUSD</b>	<b>98789.31</b>	<b>711803.44</b>	<b>550190.53</b>
Costo de combustible / kWh	USD/kWh	<b>0.0895</b>		
	cuc/kWh	<b>0.0952</b>		

El precio del combustible depende del tipo de combustible (Diésel, Fuel Oíl o Crudo) y los costos del combustible fueron determinados como se muestran en las fórmulas 3.1, 3.2 y 3.3 a continuación.

**Costo del combustible en USD:**

$$MUSD = \frac{(ConsumoTotal \cdot Precio\ del\ Combustible)}{1000} \tag{3.1}$$

**Costo de combustible en USD/kWh generado:**

$$USD / kWh = \frac{CostoTotal\ de\ combustible \cdot 1^3}{GeneraciónTotal \cdot 1^6} \tag{3.2}$$

Donde el *CostoTotal de combustible*, es la suma de los costos de combustible entre las tecnologías Fuel Oíl, Diésel y Centrales termoeléctricas; así mismo se determina el valor de la *GeneraciónTotal* pero con la energía generada por las diferentes tecnologías.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

**Costo de combustible en cuc/kWh generado:**

$$cuc / kWh = \frac{USD / kWh}{1 - 6 \%} \tag{3.3}$$

**Resultados económicos de la reconfiguración.**

En la valoración de los resultados a obtenerse con la implementación de la reconfiguración propuesta, se tiene en cuenta la disminución de pérdidas técnicas de energía como ventaja y el costo en combustible para generarla, podemos realizar un análisis de cálculo estimado del importe a dejarse de pagar para la compra de estos combustibles fósiles.

Como se compara en la tabla 3.13, la reducción total de las pérdidas diariamente a este nivel de tensión sería de 2.16 MWh, multiplicándolos por el valor del costo de combustible por kWh generado (utilizando una hoja de cálculos Excel), serían 193.48 USD innecesarios de gastar en la compra de combustible para la generación eléctrica de Las Tunas. Así mismo se muestra este valor de reducción de pérdidas diarias, a 365 días, representando un importe de 70620.71 USD, innecesarios de gastar en este municipio y provincia para la generación eléctrica anualmente.

Tabla 3.13. Impacto económico de la reducción de pérdidas de energía.

Circuito	MWh Pérdidas				Importe (USD) (0.0895 USD/kWh)		Importe (CUC) (0.0952 USD/kWh)	
	Antes	Desp	Efecto		Día	Año	Día	Año
			Día	Año				
TK1	0.85	0.88	- 0.03	-9.32	-2.29	-834.33	-2.43	-887.58
TK2	0.97	0.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK4	1.13	1.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK5	2.57	1.06	1.51	550.17	134.90	49240.23	143.52	52383.22
TK6	0.60	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK7	0.84	1.21	- 0.37	- 134.28	-32.93	- 12018.34	-35.03	- 12785.46
TK8	0.26	0.60	-	-	-30.84	-	-32.81	-

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

			0.34	125.76		11255.55		11973.99
TK9	1.53	0.96	0.57	207.19	50.80	18543.32	54.05	19726.94
TK10	1.36	0.65	0.71	260.32	63.83	23298.72	67.91	24785.87
TK15	3.79	3.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK16	0.69	0.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK18	1.43	1.11	0.32	117.87	28.90	10549.28	30.75	11222.64
TK24	1.60	0.73	0.87	317.92	77.96	28453.63	82.93	30269.82
TK26	0.83	0.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK27	1.57	1.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK29	0.38	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK47	-	0.45	-	164.93	-40.44	14761.09	-43.02	15703.29
TK106	0.59	0.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TK200	-	0.63	-	230.11	-56.43	20595.16	-60.03	21909.75
<b>TOTAL</b>	<b>20.97</b>	<b>18.81</b>	<b>2.16</b>	<b>789.06</b>	<b>193.48</b>	<b>70620.71</b>	<b>205.83</b>	<b>75128.42</b>

Esta reconfiguración trajo consigo la extensión 1.42 km de líneas con calibre 158 mm<sup>2</sup> y 0.261 km de líneas con calibre 78 mm<sup>2</sup>. También se debe tener en cuenta el cambio de calibre a diferentes secciones de la línea, como son, 4.791 km de líneas con calibre 158 mm<sup>2</sup> y 1.093 km de líneas con calibre 78 mm<sup>2</sup>. Para la valoración económica respecto a los kilómetros de líneas construidos y a los que se les hizo cambio de calibre se confecciono la (tabla 3.14).

Tabla 3.14. Precios de los cables calibre AC 158 mm<sup>2</sup> y AAAC 78 mm<sup>2</sup>.

Tipo de conductor (calibre)	Precio (cuc/m)
AC158 mm	4.50
AAAC78 mm	3.52
Poste con accesorios	450

Con los precios expuestos anteriormente se confeccionó la tabla 3.15 donde se dan los resultados de la inversión a realizar en (cuc y cup)

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

Tabla 3.15. Resultados totales en (cuc y cup) de la inversión.

Materiales	Cantidad	Precio (cuc)	Precio (cup)
Conductor AC158	6211 m	27949	670.776
Conductor AAAC78	1354 m	4766	114.384
Poste con accesorios	34 U	15300	367.200
<b>Total</b>	--	<b>48.015</b>	<b>1.152,36</b>

El tiempo de amortización (ecuación 3.4) donde se muestra que en menos de un año se podrá recuperar toda la inversión realizada y se establece como la relación entre el costo de la inversión ( $CF_0$ ) y la diferencia entre los costos de explotación antes y después de la inversión en el período de un año, o sea los ahorros obtenidos por la inversión en el período ( $CF_1$ ). Es fácil de ser aplicada para aquellas inversiones que traen consigo ahorros anuales fijos a partir de su ejecución, lo que ocurre en la variante utilizada, por tanto:

$$Ta = \frac{CF_0}{CF_1} = \frac{48.015}{75128.42} = 0.7 \tag{3.4}$$

Donde:

$CF_0$  → Costo de la inversión (Pesos)

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

### 3.6. Impacto medio ambiental.

El impacto medioambiental fue evaluado desde la óptica de la reducción de emisiones de dióxido de carbono ( $CO_2$ ), óxidos de azufre ( $SO_3$ ) y óxidos de nitrógeno (NO) al medio ambiente, lógicamente al dejarse de quemar combustibles

fósiles para generar la energía perdida actualmente con el esquema de red existente, se dejan de emitir estos agentes contaminantes.

Para ello se utilizaron las siguientes expresiones dadas.

$$\text{CO}_2 = \frac{44}{12} \cdot 0.88 \cdot D_{\text{fuel oil}} \cdot 1.44 = 918.52 \quad (3.5)$$

$$\text{SO}_3 = \frac{36}{12} \cdot 0.04 \cdot D_{\text{fuel oil}} \cdot 1.44 = 34.16 \quad (3.6)$$

$$\text{NO} = \left( \frac{0.13}{10^6} \right) \cdot C_p \cdot D_{\text{fuel oil}} \cdot 1.44 = 0.38 \quad (3.7)$$

Donde:

$D_{\text{fuel oil}}$ : Consumo de fuel oíl para generar la energía eléctrica.

(1.44): Coeficiente que tiene en cuenta las pérdidas en la red de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

$p$ ): Calor específico de combustión inferior del fuel oíl (10 400 kJ/kWh).

El consumo específico del SEN actualmente, para las fuentes de energía evaluadas con anterioridad, es de unos 250.36 g/kWh atendiendo a los datos presentados en la tabla 3.12, entonces para generar la energía a ahorrarse con las modificaciones de red propuestas (789.06 MWh anuales), se dejarían de consumir unas 197.68 ton de combustible. Formulando las ecuaciones (3.4; 3.5 y 3.6) sobre la base de hoja de cálculos Excel y evaluándose los datos, se obtienen valores significativos de CO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub> y NO a reducirse, como se representada en la tabla 3.14.

Tabla 3.14. Impacto ambiental de la reducción de pérdidas de energía.

Agente emitido	CO <sub>2</sub>	SO <sub>3</sub>	NO
Cantidad (Ton/año)	918.52	34.16	0.38

### 3.7. Conclusiones.

- 1- De cada circuito de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas, Se analizaron las mejoras posibles en cada uno de los circuitos evaluados, atendiendo a la apertura o cierre de los interruptores seccionalizadores entre circuitos, pasando porciones de carga de uno a otro, en la búsqueda de las alternativas más viables para reducir pérdidas técnicas eléctricas de energía.
- 2- Se propone el esquema de red de distribución primaria con 19 circuitos para la ciudad de Las Tunas, conformado a través de 3 reconfiguraciones evaluadas de viables, en las cuales se implican 9 circuitos de los 17 iniciales, y de nueva creación 2 circuitos, aprovechándose los 2 interruptores libres de carga en las Subestaciones Tunas I y Tunas II.
- 3- Desde la óptica del flujo de carga simulado, el comportamiento de las pérdidas de energía de la red de la ciudad una vez realizada su reconfiguración, arrojó una mejor distribución de la densidad geográfica de las cargas obteniéndose una reducción de 0.19 % de las pérdidas para 24 horas de servicio eléctrico, equivalente a 2.16 MWh en energía.
- 4- Se calculó un impacto económico de 75128.71 CUC, importe reducido anualmente con dicha reconfiguración de red, producto de los ahorros económicos provocados por la reducción 197.68 ton de combustible en el año para la generación eléctrica, por evitarse las pérdidas de energía en igual periodo de tiempo.
- 5- Se evaluó además el impacto medioambiental para luego de obtenido el beneficio energético, como consecuencia de quemar menos combustible fósil

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

en la generación de energía eléctrica, dejándose de emitir cifras cercanas a las 950 Ton de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

## **Conclusiones Generales**

- 1- Se propuso una metodología para realizar los estudios de reconfiguración de redes radiales de distribución primaria y disminuir pérdidas de energía, usando el software RADIAL.
- 2- Según los estudios de flujo de potencia simulados para los circuitos de la ciudad de Las Tunas y el análisis de densidad geográfica de las cargas realizado, se identificaron los circuitos TK10, TK5, TK9, TK4, TK26, TK8, TK18, TK27 y TK24 como los más ineficientes atendiendo a los niveles de pérdidas técnicas de energía que presentan las cuales son en promedio de un 3.0422 %, lo que sugirió su reconfiguración lo cual reduce las pérdidas técnicas eléctricas a 2.7856 %.
- 3- Se propone el esquema de red de distribución primaria con 19 circuitos para la ciudad de Las Tunas, conformado a través de 3 reconfiguraciones evaluadas de viables, en las cuales se implican 9 circuitos de los 17 iniciales, y de nueva creación 2 circuitos, aprovechándose los 2 interruptores libres de carga en las Subestaciones Tunas I y Tunas II.

## **RECOMENDACIONES**

1. Aplicar la metodología perteneciente al presente estudio para los demás municipios de la provincia Las Tunas, siempre que la flexibilidad operativa de la configuración de red existente en estos, permita la modificación de las topologías de red.
2. Actualizar el estudio de cargabilidad de los transformadores de Las Tunas, para la ciudad y las zonas rurales, desarrollado por el grupo técnico de esta entidad; dándose la posibilidad de utilizarlo con mayor grado de precisión.
3. Realizar un estudio de compensación de potencia reactiva para los circuitos, debido al bajo factor de potencia que se detectó.

## Bibliografía

- [1] L. Elias, "evaluación de impacto de interrupciones y pérdidas en el circuito de Mayarí 2," 2009.
- [2] A. P. Darroman, "Reconfiguración de las redes de 34.5kV y 13.8kV para la implementación de lazos automáticos en los niveles de tensión del municipio Moa," 2016.
- [3] Wilian D. Stevenson, "Análisis de sistemas eléctricos de potencia," 1985.
- [4] B. d. I. C. M. Álvarez Díaz O, Brito Hernández Y., "Automatización de la red de 34,5kV en la provincia de Villa Clara. Ingeniería Energética. 33 (3)." 2012.
- [5] P. P. J. Rodríguez Bar N, "Estudio de las redes eléctricas de la zona oeste de la provincia La Habana. ," 2011.
- [6] P. M. Peponis G, Hatzargyriou N., "Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses. IEEE Transactions on Power Delivery. 1995;10(3):1338-42.," 1995.
- [7] U. R. Arango D, Rivera S, "Despacho económico en microredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales. Ingeniería y Ciencia-ing cienc. 2017;13(25):123-52.," 2017.
- [8] F. Á. R., "Sistema de gestión de redes: diez años de desarrollo; Networt Management System : Ten Years of Development2011.," 2011.
- [9] C. F. L. Medel González M, "Reconfiguración de la red de 33 kV para pérdidas mínimas con generación distribuida en Villa Clara. Ingeniería Energética. 2011;29(1)." 2011.
- [10] S. R. Henao F, Aristizábal J, Alvarez C, Dyner I, Cherni J, et al, "Modelos para análisis de políticas y toma de decisiones en energización rural. Boletín del Observatorio Colombiano de Energía. 2003(12)," 2003.
- [11] J. G. Kashem M, Ganapathy V. A, "New approach of distribution system reconfiguration for loss minimization. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2000;22(4):269-76.," 2000.
- [12] W. G. Song Y, Johns A, Wang P., "Distribution network reconfiguration for loss reduction using fuzzy controlled evolutionary programming. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution. 1997;144(4):345-50.," 1997.
- [13] H. H. Shirmohammadi D, "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction. IEEE Transactions on Power Delivery. 1989;4(2):1492-8.," 1989.
- [14] G. R. R. Acosta Urrego CA, Hincapie Isaza R., "Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas. Scientia et technica. 2012;17(51)," 2012.

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

- [15] A. B., "Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica. Zaragoza. 1998.," 1998.
- [16] UNE., "Manual de distribución eléctrica. 2008. p. 257.," 2008.
- [17] C. S. de Oliveira LW, de Oliveira EJ, Pereira J, Silva IC, Costa JS., "Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2010;32(8):840-8.," 2010.
- [18] G. S. L. Cárcamo-Gallardo A, Pezoa JE., "Reconfiguración de Redes Eléctricas de Media Tensión basada en el Algoritmo de PRIM. Ingeniare Revista chilena de ingeniería. 2007;15(1):83-91.," 2007.
- [19] C. E. Cáceres N, Barán B., "Reconfiguración Determinística de Sistemas Eléctricos de Distribución radiales basada en Bloques Lineales. Seminario del Sector Eléctrico Paraguay–XII SESEP, Asunción, Paraguay;," 2016.
- [20] E. Diaz-Dorado, J. Cidrás, and E. Míguez, "Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, pp. 879-884, 2002.
- [21] O. B. Y. Bravo de las Casas M, Hernández Álvarez Á., "Reenganche automático en circuitos de distribución con generación distribuida; Automatic reclosing in distribution circuits with distributed generation2015.," 2015.
- [22] T.-G. G. Salazar-Fonseca I, "Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria de energía. Ingeniare Revista chilena de ingeniería. 2017;25(2):196-204.," 2017.
- [23] N. D. Siti MW, Jimoh AA, Ukil A., "Reconfiguration and load balancing in the LV and MV distribution networks for optimal performance. IEEE Transactions on Power Delivery. 2007;22(4):2534-40.," 2007.
- [24] D. D. Das S, Patra A., "Reconfiguration of distribution networks with optimal placement of distributed generations in the presence of remote voltage controlled bus. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017;73:772-81.," 2017.
- [25] A. D. Scenna F, Passoni LI, Meschino GJ. , "Reconfiguration of electrical networks by an Ant Colony Optimization algorithm. IEEE Latin America Transactions. 2013;11(1):538-44.," 2013.
- [26] R. M. Pulgarín CA, Acosta CA, Hincapié R, Granada M, Gallego R., "Localización óptima de reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga. Mundo Eléctrico Vol. 2013;50:38-44.," 2013.
- [27] R. C. AE., "Optimización de transformadores de distribución basada en la minimización de pérdidas por capacidad ociosa y conexiones inadecuadas 2015.," 2015.
- [28] S. J. Teyra MdA, Tello CP, Stand LM, Chaverra JS., "Inteligencia Artificial Aplicada Al Análisis De Sistemas Energéticos Con MATLAB. Cartagena de

*Reconfiguración de las redes de distribución primaria de la ciudad de Las Tunas para reducción de pérdidas técnicas.*

- Indias - Colombia: Fundación Universitaria Tecnológico Comfenalco Cartagena; 2007. 269 p.," 2007.
- [29] D. D. A, "Fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems. *IEEE transactions on power delivery*. 2006;21(1):202-9.," 2006.
- [30] L. C. Bueno E, Cavellucci C, editors., "Distribution network reconfiguration for loss reduction with variable demands. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES*; 2004: IEEE.," 2004.
- [31] D. D. Savier J, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2007;22(4):2473-80.," 2007.
- [32] R. B. Enacheanu B, Caire R, Devaux O, Bienia W, Hadjsaid N., "Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the matroid theory. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008;23(1):186-95.," 2008.
- [33] E. M. Carreno, R. Romero, and A. Padilha-Feltrin, "An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 1542-1551, 2008.
- [34] T. T. Nguyen, T. T. Nguyen, A. V. Truong, Q. T. Nguyen, and T. A. Phung, "Multi-objective electric distribution network reconfiguration solution using runner-root algorithm," *Applied Soft Computing*, vol. 52, pp. 93-108, 2017.
- [35] E. Bueno, C. Lyra, and C. Cavellucci, "Distribution network reconfiguration for loss reduction with variable demands," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2004 IEEE/PES*, 2004, pp. 384-389.
- [36] C. Cayo, L. Alonso, E. Guanoluisa, and B. Santiago, "Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida," 2015.
- [37] E. Alzáte Giraldo and M. P. Sánchez Londoño, "Ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución considerando transferencia de carga para mejorar indicadores de confiabilidad," Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2017.
- [38] A. G. Patel and C. Patel, "Distribution network reconfiguration for loss reduction," in *Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT), International Conference on*, 2016, pp. 3937-3941.
- [39] C.-T. Su, C.-F. Chang, and J.-P. Chiou, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm," *Electric Power Systems Research*, vol. 75, pp. 190-199, 2005.
- [40] J. R. G. Sarduy, P. R. V. Felipe, and A. R. Pérez, "Empleo de telemedición para calcular pérdidas de transformación considerando problemas de calidad de la energía," *INGE CUC*, vol. 10, pp. 20-26, 2014.

- [41] M. G. Mago-Ramos, L. Vallés, J. Olaya, M. Zequera, and J. E. Vera-Vera, "Method for determining total losses in distribution transformers from the percentage of carbon silicon steel sheet," *Dyna*, vol. 83, pp. 148-153, 2016.
- [42] H. A. T. Ospina, "Flujos de carga para redes de distribución y subtransmisión en estado estacionario," *Revista Facultad de Ingeniería*, pp. 114-118, 2016.
- [43] A. Garces Ruiz, C. A. Correa Flórez, and A. Sánchez Salcedo, "Optimal Operation of Distributed Energy Storage Units for Minimizing Energy Losses," *Tecnura*, vol. 18, pp. 53-64, 2014.
- [44] J. Z. Zhu, "Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm," *Electric Power Systems Research*, vol. 62, pp. 37-42, 2002.
- [45] E. C. R, R. S. H, and I. Harnisch, *Modelamiento de las pérdidas en redes eléctricas secundarias de distribución*: Red Revista de Facultad de Ingeniería, 2006.
- [46] O. Badran, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and W. Dahalan, "Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, pp. 854-867, 2017.

## ANEXOS

### ANEXO 1

**Volúmenes fundamentales de trabajo para alcanzar el esquema de red propuesto. Extensiones de líneas.**

1- Extensiones de líneas con calibre 158 mm<sup>2</sup>.

<b>Circuito</b>	<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>km</b>
TK5	TD415 en Calle 14	Calle 17 y G. Rojas	0.255
TK5	Calle 17 y J. Espinosa	Calle 23 y J. Espinosa	0.143
TK5	C Barrera esq. 27	C. Barrera esq. 31	0.166
TK5	Calle 39 esq. 24 (TB1287)	C. Puerto Padre y C. J. Fínlav	0.130
TK24	Prolongación E. Botello (TB307)	Calle 38 esq. Calle 5	0.435
TK24	TK6 detrás del Emplazamiento Diesel	Calle 38 esquina 27	0.170
TK24	Calle 52 esquina 29	Calle 53 esquina 37A	0.121
<b>Total</b>			<b>1.42</b>

2- Extensiones de líneas a 78 mm<sup>2</sup>.

<b>Circuito</b>	<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>km</b>
TK5	Calle 37 esq. C Barrera	Calle J. Espinosa esq. 37	0.103
TK7	Calle 6 (TB1768)	Sendero esq. calle 6	0.090
TK8	Calle 16 entrada Botellas	Entrada de Botellas	0.015
TK10	Calle 52 esq. 33	Pelayo Paneque esq. 33	0.053
<b>Total</b>			<b>0.261</b>

## ANEXO 2

### Volúmenes fundamentales de trabajo para alcanzar el esquema de red propuesto. Cambios de calibre de conductores primarios.

3- Cambios de calibre de conductores primarios a 158 mm<sup>2</sup> (o con fase adicional).

Circuito	Desde	Hasta	km
TK5	Calle 23 y J. Espinosa	EDR en J Espinosa e 27 y 25	0.107
TK5	C Barrera esq. 31	C Barrera esq. 39	0.305
TK5	C Barrera esq. 31	Calle 39 esq. 24 (TB1287)	0.333
TK18	E. Botello esq. M López	E. Botello esq. F. Cabrera	0.209
TK18	E. Botello esq. F. Cabrera	Cuba esq. F. Cabrera	0.103
TK18	J País (TB813)	J País (TB810)	0.093
TK18	J País y R González	R Ramos esq. Maceo	0.137
TK29	Circunvalación esq. C central	Circunvalación Sur y C Jobabo	2.313
TK29	Circunvalación Sur EREA	Sendero final del Ramal	0.500
TK29	Sendero final del Ramal	R. Bermúdez esq. A Cabrera	0.691
<b>Total</b>			<b>4.791</b>

4- Cambios de calibre de conductores primarios a 78 mm<sup>2</sup> (o con fase adicional)

Circuito	Desde	Hasta	km
TK5	Calle 39 esq. C Barrera	Calle 20 esq. 49	0.361
TK5	J Espinosa esq. 39	Calle 43 esq. 22	0.251
TK7	Calle 6 (TB1768)	Calle 6 esq. Calle 1	0.370
TK10	Calle 52 esq. 39	Calle 48 esq. 39	0.111
<b>Total</b>			<b>1.093</b>

## ANEXO 3

### Datos de los conductores usados en las redes de distribución.

Nivel de Voltaje	Code	Size (mm <sup>2</sup> )	Ampacity (kAmp)	Strand	Dia. (cm)	Steel Strand	Strand Steel Dia. (cm)	OD (mm)	GMR (mm)	RaT1 (Ohm/km)	RaT2 (Ohm/km)	Xa (Ohm/km)	Rdc (Ohm/km)
Primario y Secundario	AAAC78	78.740	0.296	7	0.356	0	0	11.35	0.0000088	0.425	0.509	0.356	0.426
Subtransmisión	AAAC158	158.500	0.460	19	0.326	0	0	16.31	0.0000127	0.211	0.252	0.333	0.211
Secundario	AAC85	85.000	0.331	7	0.425	0	0	11.79	0.0000043	0.350	0.420	0.411	0.340
Secundario y Neutro	ACSR50	53.510	0.247	7	0.337	0	0	9.36	0.0000034	0.550	0.660	0.429	0.540
Primario y Neutro	ACSR35	35.000	0.107	6	0.267	1	0	8.40	0.0000078	0.773	1.119	0.478	0.773
Primario	ACSR70	70.000	0.160	6	0.300	1	0	11.40	0.0000018	0.419	0.606	0.476	0.419
Subtransmisión	ACSR120	120.000	0.256	26	0.200	7	0	15.20	0.0000021	0.244	0.357	0.465	0.244
Subtransmisión	ACSR150	150.000	0.299	26	0.200	7	0	17.00	0.0000024	0.242	0.277	0.453	0.242
Secundario y Neutro	CU6	13.300	0.120	1	0.411	0	0	4.11	0.0000016	1.350	1.480	0.485	1.340
Primario y Neutro	CU4	21.150	0.180	7	0.195	0	0	6.45	0.0000022	0.850	0.940	0.462	0.850
Primario	CU2	33.630	0.240	7	0.247	0	0	8.13	0.0000028	0.544	0.662	0.444	0.544
Primario	CU1/0	53.480	0.310	7	0.312	0	0	9.35	0.0000034	0.340	0.380	0.428	0.340
Primario y Secundario	CU2/0	67.430	0.310	7	0.350	0	0	10.52	0.0000038	0.270	0.300	0.419	0.270
Primario y Secundario	CU3/0	85.030	0.360	7	0.350	0	0	11.79	0.0000043	0.210	0.240	0.411	0.210

## ANEXO 4

**Análisis de la trascendencia en el municipio y provincia, de la reconfiguración propuesta, sobre las características demanda eléctrica y pérdidas de energía en la distribución primaria, de la provincia Las Tunas.**

**Análisis para el municipio.**

<b>Característica Eléctrica</b>	<b>Diario</b>			<b>Anual</b>		
	<b>Promedio en 2017</b>	<b>Reducción</b>	<b>%</b>	<b>Promedio en 2017</b>	<b>Reducción</b>	<b>%</b>
Demanda (MW)	58.54	1.58	2.70	21365.85	577.80	2.70
Pérdidas (MWh)	106.59	2.16	2.03	38905.90	789.06	2.03

**Análisis para la provincia.**

<b>Característica Eléctrica</b>	<b>Diario</b>			<b>Anual</b>		
	<b>Promedio en 2017</b>	<b>Reducción</b>	<b>%</b>	<b>Promedio en 2017</b>	<b>Reducción</b>	<b>%</b>
Demanda (MW)	120.0	1.6	1.32	43800.00	577.80	1.32
Pérdidas (MWh)	207.23	2.16	1.04	75639.41	789.06	1.04

## ANEXO 5

### Datos de los interruptores por secciones de circuito.

Circuito	Código	Instalación	Tipo	Función	Padre
TK1	TD731	Casa Piedra-Aerop	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD619
TK1	TI730	Casa Piedra-Aerop	Recerrador	Seccionalizador en Líneas	TD619
TK1	TI724	Casa Piedra-Aerop	Recerrador	Enlace entre Circuitos	TD725
TK1	TD619	Casa Piedra-Aerop	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI389
TK1	TD725	Casa Piedra-Aerop	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI730
TK2	TD745	Buena V.-Casa Piedra	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI387
TK5	TD650	Combinado Salud	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD101
TK5	TD713	Combinado Salud	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD101
TK5	TI712	Combinado Salud	Recerrador	Seccionalizador en Líneas	TD101
TK5	TI273	Combinado Salud	Recerrador	Seccionalizador en Líneas	TD274
TK5	T124	Combinado Salud	Interruptor de Aire	Enlace entre Circuitos	TI273
TK5	TD620	Combinado Salud	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TI273
TK5	TU7037	Combinado Salud	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI393
TK5	TD101	Combinado Salud	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TU7037
TK5	TD274	Combinado Salud	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TU7037
TK5	TD463	Combinado Salud	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TU7037
TK10	TD143	La Victoria-Cornito	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	T144
TK10	TD600	La Victoria-Cornito	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	T144
TK10	TD721	La Victoria-Cornito	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	T144
TK10	T144	La Victoria-Cornito	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD325
TK10	TD325	La Victoria-Cornito	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI502
TK18	T113	Velázquez-Las 40	Interruptor de Aire	Enlace entre Circuitos	T111
TK18	TI135	Velázquez-Las 40	Interruptor de Aceite	Enlace entre Circuitos	TD136
TK18	T111	Velázquez-Las 40	Interruptor de Aire	Seccionalizador en Líneas	TD277
TK18	TD136	Velázquez-Las 40	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD277
TK18	TD277	Velázquez-Las 40	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD525
TK18	TD484	Velázquez-Las 40	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD525
TK18	TI140	Velázquez-Las 40	Recerrador	Enlace entre Circuitos	TD525
TK18	TD52	Velázquez-Las 40	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI508
TK18	TD525	Velázquez-Las 40	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI508
TK24	TD672	Sosa-Snto Domingo	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	T115
TK24	T115	Sosa-Snto Domingo	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD444

## ANEXO 5

### Datos de los interruptores por secciones de circuito. Continuación

<b>Circuito</b>	<b>Código</b>	<b>Instalación</b>	<b>Tipo</b>	<b>Función</b>	<b>Padre</b>
TK24	TD739	Sosa-Santo Domingo	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD444
TK24	TD444	Sosa-Santo Domingo	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI500
TK24	TD51	Sosa-Santo Domingo	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI500
TK4	TD141	Aeropuerto I	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD138
TK4	TD134	Aeropuerto I	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD141
TK4	TD139	Aeropuerto I	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD141
TK4	TD677	Aeropuerto I	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD141
TK4	TD678	Aeropuerto I	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD141
TK4	TI714	Aeropuerto I	Recerrador	Enlace entre Circuitos	TD715
TK4	TD130	Aeropuerto I	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TI504
TK4	TD138	Aeropuerto I	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI504
TK4	TD527	Aeropuerto I	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TI504
TK4	TD715	Aeropuerto I	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI504
TK9	H299	Zona Industrial	Interruptor SF6	Enlace entre Circuitos	H300
TK9	TD659	Zona Industrial	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	T142
TK9	H300	Zona Industrial	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD27
TK9	TD627	Zona Industrial	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD526
TK9	T142	Zona Industrial	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD627
TK9	TD201	Zona Industrial	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD627
TK9	TD27	Zona Industrial	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD627
TK9	TD526	Zona Industrial	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI510
TK9	TD53	Zona Industrial	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI510
TK26	T151	La Loma-La Piedra	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	H995
TK26	TD638	La Loma-La Piedra	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	T125
TK26	TD693	La Loma-La Piedra	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	T151
TK26	TI692	La Loma-La Piedra	Recerrador	Seccionalizador en Líneas	T151
TK26	TI694	La Loma-La Piedra	Recerrador	Enlace entre Circuitos	T151
TK26	T125	La Loma-La Piedra	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI692
TK27	T120	Segundo-La Victoria	Interruptor de Aire	Enlace entre Circuitos	H975
TK27	TI700	Segundo-La Victoria	Recerrador	Seccionalizador en Líneas	H975
TK27	TU7034	Segundo-La Victoria	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	H975
TK27	T112	Segundo-La Victoria	Interruptor de Aire	Enlace entre Circuitos	TI700

## ANEXO 5

### Datos de los interruptores por secciones de circuito. Continuación

<b>Circuito</b>	<b>Código</b>	<b>Instalación</b>	<b>Tipo</b>	<b>Función</b>	<b>Padre</b>
TK29	H974	Circunvalación Sur	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	H985
TK29	T132	Circunvalación Sur	Portafusible	Enlace entre Circuitos	H985
TK29	T133	Circunvalación Sur	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	H985
TK29	T274	Circunvalación Sur	Interruptor de Aire	Enlace entre Circuitos	H985
TK29	TD142	Circunvalación Sur	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	H985
TK29	TD307	Circunvalación Sur	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	H985
TK7	TD644	La Victoria	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI210
TK8	TD610	Carretera Central	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TI211
TK8	TI704	Carretera Central	Recerrador	Seccionalizador en Líneas	TI211
TK8	TD611	Carretera Central	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TI704
TK15	T153	Plaza Revolución	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	H850
TK15	T198	Plaza Revolución	Portafusible	Enlace entre Circuitos	T153
TK15	TD154	Plaza Revolución	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	T153
TK15	TD291	Plaza Revolución	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TD154
TK15	TI290	Plaza Revolución	Recerrador	Seccionalizador en Líneas	TD291
TK16	TD723	Combinado de la Salud Hospital	Cuchillas	Enlace entre Circuitos	TD133
TK16	TI722	Combinado de la Salud Hospital	Recerrador	Seccionalizador en Líneas	TD133
TK16	TD133	Combinado de la Salud Hospital	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI690
TK16	T130	Combinado de la Salud Hospital	Cuchillas	Seccionalizador en Líneas	TI722
TK16	T217	Combinado de la Salud Hospital	Portafusible	Seccionalizador en Líneas	TI722

## ANEXO 6

### Resultados de las corridas de flujo de carga realizados en RADIAL, para antes de la reconfiguración.

Concepto	U/M	TK1	TK2	TK4	TK5	TK6	TK7	TK8	TK9	TK10	TK15
Potencia activa de las cargas	kV	2034	1916	2138	4391	2251	2296	494	2462	2067	7047
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	1035	948	1090	2369	1090	1121	351	1294	1380	4414
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	300	0	0	0	0	150	0	0	150	300
Factor de potencia		0.94	0.90	0.89	0.88	0.90	0.92	0.82	0.89	0.86	0.87
Pérdidas activas en líneas	kW	5.95	16.77	35.55	108.47	8.62	12.66	0.32	52.40	27.47	84.02
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	13.02	12.47	34.41	87.86	17.37	22.42	0.57	92.96	50.68	139.71
Pérdidas de cobre en transformadores	kW	19.10	19.80	25.46	49.50	27.17	27.30	4.28	29.19	17.89	117.74
Pérdidas de hierro en transformadores.	kW	18.58	18.27	16.07	41.07	11.36	18.69	8.18	21.67	35.16	42.02
Pérdidas totales de potencia activa	kW	43.63	54.84	77.09	199.05	47.15	58.65	12.78	103.26	80.52	243.78
Energía activa de las cargas	MWh	40.90	37.67	37.38	69.48	31.18	35.31	9.04	46.60	33.78	136.77
Energía reactiva de las cargas	MVArh	21.00	19.28	19.14	37.82	15.09	17.75	6.26	25.36	21.93	85.71
Pérdidas de energía en líneas	kWh	88.28	226.79	404.93	1052.32	76.59	117.10	4.44	604.29	282.77	1102.17
Pérdidas de energía Cu en transformadores	kWh	316.33	304.03	340.92	529.52	251.54	271.63	57.81	405.14	232.46	1676.19
Pérdidas de energía Fe en transformadores	kWh	445.92	438.48	385.68	985.68	272.64	448.56	196.32	520.08	843.84	1008.48
Pérdidas totales de energía	kWh	850.53	969.30	1131.53	2567.52	600.77	837.29	258.58	1529.51	1359.08	3786.84
% de pérdidas de potencia de Distribución	%	2.10	2.78	3.48	4.34	2.05	2.49	2.52	4.03	3.75	3.34
% de pérdidas de energía de Distribución	%	2.04	2.51	2.94	3.56	1.89	2.32	2.78	3.18	3.87	2.69

## ANEXO 6

**Resultados de las corridas de flujo de carga realizados en RADIAL, para antes de la reconfiguración.**

**Continuación**

Concepto	U/M	TK16	TK18	TK24	TK26	TK27	TK29	TK106
Potencia activa de las cargas	kW	1686	3043	3093	1566	3074	849	1414
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	1109	1896	1543	1063	1576	479	697
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	150	0	0	0	0	0	0
Factor de potencia		0.87	0.85	0.90	0.83	0.89	0.88	0.90
Pérdidas activas en líneas	kW	4.31	37.99	38.49	6.09	31.09	1.64	12.22
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	8.79	60.72	72.95	10.98	44.93	2.32	9.81
Pérdidas de cobre en transformadores	kW	14.18	47.25	34.22	15.45	36.64	7.95	15.81
Pérdidas de hierro en transformadores.	kW	19.12	17.90	23.43	21.53	28.62	10.08	8.95
Pérdidas totales de potencia activa	kW	37.61	103.14	96.14	43.07	96.34	19.68	36.98
Energía activa de las cargas	MWh	28.23	51.07	57.44	27.71	55.83	15.82	25.44
Energía reactiva de las cargas	MVArh	18.52	31.88	28.44	17.37	29.68	8.85	12.60
Pérdidas de energía en líneas	kWh	48.64	420.92	522.13	92.60	362.88	24.59	158.59
Pérdidas de energía Cu en transformadores	kWh	177.69	583.34	512.39	216.17	519.41	110.82	215.46
Pérdidas de energía Fe en transformadores	kWh	458.88	429.60	562.32	516.72	686.88	241.92	214.80
Pérdidas totales de energía	kWh	685.21	1433.86	1596.84	825.49	1569.16	377.33	588.85
% de pérdidas de potencia de Distribución	%	2.18	3.28	3.01	2.68	3.04	2.26	2.55
% de pérdidas de energía de Distribución	%	2.37	2.73	2.70	2.89	2.73	2.33	2.26

## ANEXO 7

**Resultados de las corridas de flujo de carga realizados en RADIAL, para después de la reconfiguración.**

Concepto	U/M	TK1	TK2	TK4	TK5	TK6	TK7	TK8	TK9	TK10	TK15
Potencia activa de las cargas	kW	2107	1916	2138	2637	2251	2769	1213	1936	1120	7047
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	1076	948	1090	1369	1090	1406	868	953	739	4414
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	300	0	0	0	0	300	0	0	0	300
Factor de potencia		0.94	0.90	0.89	0.89	0.90	0.93	0.82	0.90	0.84	0.87
Pérdidas activas en líneas	kW	6.45	16.77	35.55	20.40	8.62	14.60	4.39	29.41	7.89	84.02
Pérdidas reactivas en líneas	KVAr	14.11	12.47	34.41	30.73	17.37	25.89	7.52	53.18	15.00	139.71
Pérdidas de cobre en transformadores	kW	20.16	19.80	25.46	29.23	27.17	31.65	11.67	23.60	9.87	117.74
Pérdidas de hierro en transformadores.	kW	18.92	18.27	16.07	21.88	11.36	30.13	16.76	13.09	18.94	42.02
Pérdidas totales de potencia activa	kW	45.53	54.84	77.09	71.51	47.15	76.38	32.82	66.10	36.69	243.78
Energía activa de las cargas	MWh	41.94	37.67	37.38	41.50	31.18	45.96	21.33	34.32	16.86	136.77
Energía reactiva de las cargas	MVArh	21.65	19.28	19.14	21.57	15.09	24.68	14.58	17.05	10.88	85.71
Pérdidas de energía en líneas	kWh	95.51	226.79	404.93	219.66	76.59	145.61	53.55	339.54	75.75	1102.17
Pérdidas de energía Cu en transformadores	kWh	326.48	304.03	340.92	315.43	251.54	336.46	147.34	308.17	115.56	1676.19
Pérdidas de energía Fe en transformadores	kWh	454.08	438.48	385.68	525.12	272.64	723.12	402.24	314.16	454.56	1008.48
Pérdidas totales de energía	kWh	876.07	969.30	1131.53	1060.20	600.77	1205.19	603.13	961.87	645.87	3786.84
% de pérdidas de potencia de Distribución	%	2.12	2.78	3.48	2.64	2.05	2.68	2.63	3.30	3.17	3.34
% de pérdidas de energía de Distribución	%	2.05	2.51	2.94	2.49	1.89	2.56	2.75	2.73	3.69	2.69

## ANEXO 7

**Resultados de las corridas de flujo de carga realizados en RADIAL, para después de la reconfiguración.**

**Continuación.**

Concepto	U/M	TK16	TK18	TK24	TK26	TK27	TK29	TK47	TK106	TK200
Potencia activa de las cargas	kW	1686	2360	1741	1566	3074	849	1112	1414	1302
Potencia reactiva de las cargas	kVAr	1109	1491	835	1063	1576	479	614	697	781
Potencia reactiva en capacitores	CkVAr	150	0	0	0	0	0	0	0	0
Factor de potencia		0.87	0.85	0.80	0.83	0.89	0.88	0.88	0.90	0.86
Pérdidas activas en líneas	kW	4.31	26.11	10.68	6.09	31.09	1.64	9.77	12.22	8.33
Pérdidas reactivas en líneas	kVAr	8.79	41.16	20.98	10.98	44.93	2.32	19.97	9.81	8.78
Pérdidas de cobre en transformadores	kW	14.18	36.80	17.99	15.45	36.64	7.95	13.16	15.81	13.23
Pérdidas de hierro en transformadores	kW	19.12	14.09	12.64	21.53	28.62	10.08	6.97	8.95	16.54
Pérdidas totales de potencia activa	kW	37.61	77.00	41.31	43.07	96.34	19.68	29.89	36.98	38.11
Energía activa de las cargas	MWh	28.23	40.48	32.51	27.71	55.83	15.82	19.11	25.44	21.83
Energía reactiva de las cargas	MVArh	18.52	25.54	15.62	17.37	29.68	8.85	10.68	12.60	13.27
Pérdidas de energía en líneas	kWh	48.64	297.43	157.46	92.60	362.88	24.59	107.18	158.59	84.06
Pérdidas de energía Cu en transformadores	kWh	177.69	475.34	265.01	216.17	519.41	110.82	177.40	215.46	149.43
Pérdidas de energía Fe en transformadores	kWh	458.88	338.16	303.36	516.72	686.88	241.92	167.28	214.80	396.96
Pérdidas totales de energía	kWh	685.21	1110.93	725.83	825.49	1569.16	377.33	451.86	588.85	630.45
% de pérdidas de potencia de Distribución	%	2.18	3.16	2.32	2.68	3.04	2.26	2.62	2.55	2.84
% de pérdidas de energía de Distribución	%	2.37	2.67	2.18	2.89	2.73	2.33	2.31	2.26	2.81

## ANEXO 8

### Pronóstico de los precios del Crudo Brent 2015-2040

  
REPUBLICA 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.

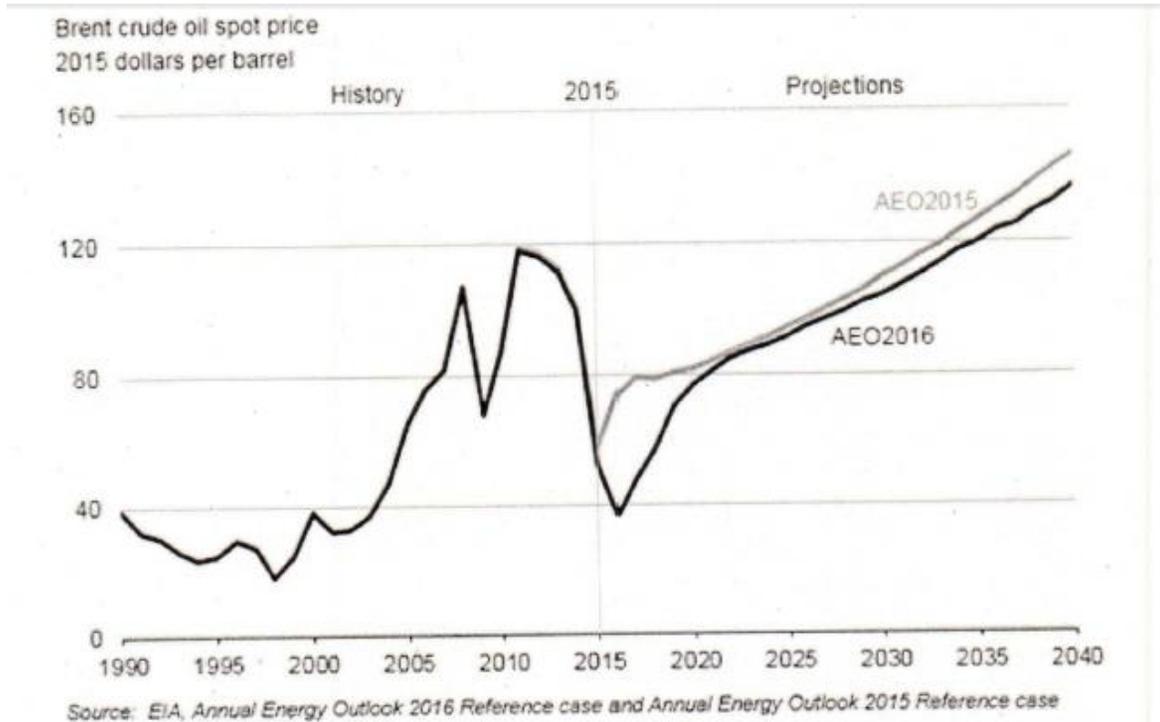
A partir de la declinación esperada de la producción estadounidense, debe comenzar una tendencia creciente por encima de los 100,00 USD/bbl en el 2023 y alcanzar los 140,00 USD/bbl en el 2030. Se debe tener en cuenta que las proyecciones de las fuentes especializadas (Annual Energy Outlook 2016) oscilan 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.



## ANEXO 8

### Pronóstico de los precios del Crudo Brent 2015-2040. Continuación.



Fuente utilizada: <https://www.eia.gov/forecasts>

En espera de su acostumbrada atención,

Yamila Fernandez del Busto



## ANEXO 9

**Multiflujos monofásicos corridos en RADIAL, para el análisis de las distancias por circuitos y otros datos de interés relacionados a la carga, para antes de la reconfiguración propuesta.**

Código Cto	V nom.(kV)	V Inicial (%)	kV.A en Sub	Nº Transf. Sub.	Cap. A (kV.A)	Cap. B (kV.A)	Cap. C (kV.A)	Total de Nodos	Total de Cargas	Nodos con Cargas	Calib. del Tronco	Estruct. del Tronco	Longitud total (m)
TK1	14	100	1000	1	1596	1709	1466	139	139	139	CN3/0	3CE8	8530
TK2	14	100	1000	1	1521	1421	1631	106	106	106	A35	3CE8	7622
TK4	14	100	1000	1	1268	1328	1518	133	133	133	CN3/0	3CE7	9884
TK5	14	100	1000	1	4158	2910	2980	320	320	320	A35	3CE7	36527
TK6	13	100	1000	1	588	1090	1425	131	131	131	A150	3CE7	11158
TK7	14	100	5000	1	1515	1888	1170	164	164	164	A150	3CE7	14982
TK8	14	100	5000	1	695	870	500	90	90	90	A150	3CE7	7663
TK9	13	100	1000	1	2018	2183	1518	203	203	203	CN2/0	3CE8	15629
TK10	14	100	1000	1	2391	2211	2579	177	177	177	A150	3CE7	21224
TK15	14	100	5000	1	4189	3600	3535	276	276	276	A150	3T13	18843
TK16	14	100	5000	1	2064	1674	2084	119	119	119	A150	3CE7	10977
TK18	14	96	1000	1	1535	1135	1870	177	177	177	CN2/0	3CE8	11959
TK24	14	100	1000	1	2203	2380	1665	205	205	205	CN2/0	3CE7	14161
TK26	14	100	5000	1	1593	1986	1971	153	153	153	A150	3CE7	23804
TK27	14	100	5000	1	2509	2821	1651	185	185	185	A150	3CE7	11086
TK29	14	100	5000	1	676	809	826	263	263	263	A95	3CE7	11703
TK106	14	100	1000	1	613	763	1000	103	103	103	A35	3CE8	9224

## ANEXO 9

**Multiflujos monofásicos corridos en RADIAL, para el análisis de las distancias por circuitos y otros datos de interés relacionados a la carga, para después de la reconfiguración propuesta.**

Código Cto	V nom.(kV)	V Inicial (%)	kV.A en Sub	Nº Transf. Sub.	Cap. A (kV.A)	Cap. B (kV.A)	Cap. C (kV.A)	Total de Nodos	Total de Cargas	Nodos con Cargas	Calib. del Tronco	Estruct. del Tronco	Longitud total (m)
TK1	14	100	1000	1	1596	1809	1466	143	143	143	CN3/0	3CE8	8697
TK5	14	100	1000	1	2740	1003	1848	202	202	202	A35	3CE7	25954
TK7	14	100	1000	1	2300	2584	1957	255	255	255	A150	3CE7	22066
TK8	14	100	5000	1	1520	1813	1053	158	158	158	A150	3CE7	13415
TK9	13	100	1000	1	1193	1240	965	112	112	112	CN2/0	3CE8	9973
TK10	14	100	1000	1	1219	1212	1342	237	237	237	A150	3CE7	13893
TK18	14	96	1000	1	1350	1035	1150	130	130	130	CN2/0	3CE8	9136
TK24	14	100	1000	1	1325	1053	1038	129	129	129	CN2/0	3CE7	9716
TK47	14	100	1000	1	798	0	1045	79	79	79	A150	3CE8	11639
TK200	14	100	1000	1	1155	1458	1083	90	90	90	A150	3CE7	8273



## ANEXO 11

Esquema simplificado a los interruptores de enlace entre circuitos y alimentadores, después de las propuestas de reconfiguración.

