



INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALURGICO  
DR. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ  
FACULTAD DE METALURGIA ELECTROMECHANICA  
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

# *Trabajo de Diploma*

*En opción al Título de*

## *Ingeniero Eléctrico*

*Título: Análisis para la disminución de las Pérdidas Técnicas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

*Autor: Andrés A Rodríguez Labrada.*

*Tutora: Dr. C Iliana González Palau.*

2014



*Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución  
Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

## **Declaratoria de Autoridad.**

Yo: Andrés A Rodríguez Labrada.

Autor de este Trabajo de Diploma junto con la Tutora Dr. C Iliana González Palau certifico su 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.

---

Andrés A Rodríguez Labrada.  
(Diplomante)

---

Dr.C Iliana González Palau  
(Tutor (a))



*Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

## **Pensamiento**

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

**Ernesto Che Guevara.**



## **Dedicatoria**

Dedico este trabajo a todas aquellas personas que me han apoyado, y que con su esfuerzo, amor y dedicación han hecho posible que este sueño se haga realidad. Especialmente a:

- A mis padres Margarita Labrada Gelpí y Andrés Orlando Rodríguez Molina por ser sostén y guía para realizar mis sueños, que no tengo más palabras para expresarles todo lo que han hecho por mí para lograr este gran propósito de llegar a ser un profesional.
- A mi hermana Ailen y esposo Emilio por tenerme siempre presente.
- A mi mujer Liliannis Áreas Quesada por siempre apoyarme en los momentos más difíciles.
- A mi sobrina Claudia.
- A toda mi familia en general y las demás personas que se preocupan por mi bienestar.
- Y en especial a mi hijo Andrés Rodríguez Áreas por ser lo más importante en mi vida.

## **Agradecimientos**

Agradezco infinitamente a todas las personas que de una forma u otra me apoyaran y que con su ayuda fuera posible la culminación de este trabajo de diploma. Dentro de ellas:

- A mis amigos y compañeros de estudio, por la ayuda, amistad y las relaciones de equipo.
- Agradezco especialmente a mis profesores, que incidieron en mi formación profesional durante estos años de estudiante.
- A los compañeros de la Empresa Eléctrica, por las informaciones ofrecidas que son la base de este resultado.

**A todos**

**Muchas Gracias**

**Andrés Antonio Rodríguez Labrada.**

## **Resumen**

El presente trabajo refiere al estudio del comportamiento de las variables que actúan en el proceso de distribución primaria del circuito H184 de la OBE en el municipio Urbano Noris, el cual refleja un alto nivel de pérdidas técnicas debido a su nivel de tensión 4.16 kV y el estado de los conductores.

En el trabajo se hace un diagnóstico bien detallado del circuito, definiéndose las pérdidas eléctricas y su clasificación. La información obtenida a partir de la utilización del programa Radial 8.0, así como la utilización de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec, sirvieron de base para los resultados obtenidos en esta investigación, permitiéndonos así tomar los datos resultaron la base para analizar, proponer e implementar las mejoras en función del circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbano Noris, provincia Holguín. Se describen, las peculiaridades relacionada al circuito objeto de estudio partiendo del levantamiento de carga realizado. Se analizaron los parámetros eléctricos del circuito, determinándose las pérdidas técnicas.

Se proponen algunas mejoras, con el fin de reducir los niveles de Pérdidas Técnicas el circuito. Por último se realizó un análisis técnico-económico para llevar a cabo la ejecución del actual trabajo Investigativo.

## Summary

The present work refers to the study of the behavior of the variables that H184 of the OBE acts in the process of primary distribution of the circuit in the municipality of Urbano Noris, the one which reflective a high level of technical losses due to its level of tension 4.16 kw and the state of the drivers.

In the work a very detailed diagnosis of the circuit is made, being defined the electric losses and its classification. The information obtained starting from the use of the Radial program 8.0, as well as the use of the protection devices and mensuration Nu-Lec, they served as base for the results obtained in this investigation, allowing us to take the data was this way the base to analyze, to propose and to implement the improvements in function of the circuit of Primary Distribution H184 the municipality of Urban Noris, county Holguín. They are described, the peculiarities related to the circuit study object leaving of the carried out load rising. The electric parameters of the circuit were analyzed, being determined the technical losses.

They intend some improvements, with the purpose of reducing the levels of Technical Losses the circuit. Lastly he/she was carried out a technician-economic analysis to carry out the execution of the current Investigative work.

## Índice General

### Contenido

Declaratoria de Autoridad.....	II
Pensamiento .....	III
Dedicatoria .....	IV
Agradecimientos.....	V
Resumen .....	VI
Summary .....	VII
Índice General.....	VIII
Introducción General .....	1
Fundamentación Teórico- Metodológica de la Investigación.....	2
Capítulo 1: Marco Teórico-Conceptual.....	5
1.1 Introducción .....	5
1.2 Revisión de Trabajos Precedentes .....	5
1.3 Base teórico de la investigación .....	8
Pérdidas de energía y su clasificación.....	8
1.4 Teoría de evaluación de pérdidas.....	12
1.4.1 Pérdidas en los transformadores eléctricos. ....	16
1.4.2 Pérdidas de energía totales en los transformadores: .....	19
1.5 Conclusiones: .....	22
Capítulo 2: Diagnostico y Caracterización del circuito de distribución primaria H184.....	23
2.1 Introducción. ....	23
2.2 Caracterización de la Unidad Empresarial de Base (UEB) Urbano Noris. .....	24
2.3 Caracterización del circuito de Distribución Primaria H-184 .....	27
2.3.1 Descripción del software utilizado en la simulación del circuito. ....	36
2.3.2 Esquema monolíneal del circuito de distribución H184.....	39
2.6 Resultados de la simulación del circuito. ....	42
2.7 Conclusiones. ....	45
Capítulo 3 Análisis de las posibles variantes.....	46



3.1 Introducción .....	46
3.2 Descripción de las mejoras propuestas .....	46
3.3 Variantes Técnicas-Organizativas. ....	47
Variante # 1 .....	47
Variante # 2 .....	48
3.4 Valoración económica.....	50
Variante # 1 .....	50
Variante # 2 .....	54
3.4.1 Metodología para el cálculo técnico económico de las variantes. ....	54
3.5 Conclusiones .....	55
Conclusiones Generales .....	56
Recomendaciones.....	57
BIBLIOGRAFÍA .....	58
Relación de Anexos: .....	58

## **Introducción General**

Las Pérdidas Técnicas son temas a tratar por las empresas eléctricas ya que las mismas generan altos niveles de pérdidas de energía proporcionando un impacto negativo en el desarrollo económico del país, por la cual se buscan métodos y vías para implementar un sistema energético más confiable y con menos pérdidas técnicas. Nuestro país se enfoca en esta área con el objetivo de disminuir estos valores, los cuales toman cifras millonarias en términos económicos. En la actualidad se continúa realizando mejoras en las condiciones técnicas de los circuitos, pues se hace necesario seguir aplicando medidas que busquen en sí, un desarrollo ascendente en toda la infraestructura eléctrica, a la par de un desarrollo sostenido y equilibrado. En los circuitos de distribución actuales del municipio Urbano Noris, sigue existiendo problema con los altos niveles de pérdidas técnicas. El incremento de las cargas que se ha experimentado en estos circuitos ha conllevado al cambio de los regímenes de explotación debido a la variedad de equipos electrodomésticos. Este equipamiento posee características energéticas mejoradas que difieren de los anteriores. La demanda eléctrica ha sufrido cambios profundos debido a que fundamentalmente la cocción de los alimentos se realiza mediante el uso de la electricidad. Detectar en estos circuitos los factores que inciden en la calidad del suministro y las pérdidas de energía y llevarlas al mínimo posible permitiría absorber los posibles incrementos de energía que se contemplan en lo adelante y estimulan el ahorro de la misma.

## **Fundamentación Teórico- Metodológica de la Investigación.**

### **Situación Problemática**

Con las actuales condiciones técnicas del circuito de distribución primaria H184 del municipio Urbanos Noris, la utilización de la energía en la cocción de alimentos y su nivel de tensión de 4.16 kV, reflejándose así un alto nivel de pérdidas técnicas, influyendo en la eficiencia energética del circuito y deterioro del mismo. Lo que hace necesario la realización de un estudio detallado apoyándose en las facilidades que brindan los Nu-Lec y la posibilidad de contar con un software para la modelación de todo el circuito.

### **Problema**

Como incide el nivel de tensión y el comportamiento de las cargas en la pérdidas técnicas del circuito de distribución primaria H184.

### **Hipótesis**

Conociendo el conjunto de causas que influyen en las pérdidas técnicas del circuito de distribución primaria, se podrán implementar soluciones Técnicas-Económicas para disminuir los niveles de la misma en el circuito.

### **Objetivo General**

Reducir los niveles de pérdidas técnicas del circuito de distribución primaria H184 de la UEB del municipio Urbano Noris.

### **Objetivos Específicos**

- Caracterizar el circuito de distribución primaria H184.
- Evaluar el comportamiento de las cargas y los niveles de pérdidas técnicas.
- Proponer mejoras técnicas-económicas para disminuir los niveles de pérdidas de energía en circuito de distribución primaria H184.

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

- **Análisis y Síntesis:** para el análisis del comportamiento de las redes de distribución en el circuito H184 del municipio Urbano Noris , se realiza un estudio de los antecedentes y los trabajos realizados anteriormente en función del mejoramiento en la evaluación de las cargas y disminución de las pérdidas de energía en el mismo.
- **Histórico-Lógico:** Para el análisis y la comprensión de las etapas por las cuales ha transitado el estudio del comportamiento de las redes de distribución en el circuito H184 del municipio Urbano Noris.
- **Hipotético-Deductivo:** Para la elaboración de la hipótesis, cuya veracidad se intentará materializar en la investigación.

- **La observación científica:** Para estar al tanto del desarrollo y el comportamiento del objeto de estudio de la investigación y la validación de los resultados esperados en la investigación.
- **Criterio de expertos:** En la proposición de los métodos a implementar como resultado de la investigación, de acuerdo con los resultados esperados en el proceso investigativo y en el proceso de implementación.



## **Capítulo 1: Marco Teórico-Conceptual.**

### **1.1 Introducción.**

### **1.2 Revisión de Trabajos Precedentes.**

### **1.3 Base Teórica de la investigación.**

#### **1.3.1 Pérdidas de Energía y su clasificación.**

### **1.4 Teoría de evaluación de pérdidas de energía.**

#### **1.4.1 Pérdidas en los Transformadores.**

#### **1.4.2 Pérdidas de energía totales en los transformadores.**

### **1.5 Conclusiones.**

#### **1.1 Introducción**

En este capítulo se propone desarrollar el basamento teórico-metodológico de la investigación, para alcanzar el objetivo general de la investigación, a partir del planteamiento del problema, el cual mostrará la necesidad y la perspectiva de los resultados para las futuras variantes técnicas-organizativas de solución.

#### **1.2 Revisión de Trabajos Precedentes**

Para la confección y realización de este trabajo de diploma investigativo, se analizaron diversos materiales relacionados con las mejoras en los circuitos de distribución, ya sean Tesis, Bibliografía de nuestra carrera, así como Internet. Los mismos hicieron gran aporte en el desarrollo de nuestra investigación.

- Estudio para la disminución de las pérdidas eléctricas en el Circuito 1 de la UEB Moa. Autor: Rikiel Cisneros Verdecia y Rhondel Devyn A. Philip 2007. En este trabajo se realizó un estudio detallado de las pérdidas eléctricas del circuito 1, así como su definición y forma de expresarlas. Se proponen varias mejoras para reducir los niveles de pérdidas de energía en la red. Se caracterizó el circuito primario, se realizaron los levantamientos de las cargas para la actualización del monolineal. Además se hizo una valoración económica de las variantes propuestas. No se especifica el problema que presenta el Radial con el  $\tau$  para el cálculo de las pérdidas de energía.
- En el trabajo Rodríguez Fortúnez J (2009), en mismo se describe las particularidades del circuito 21 del municipio de Moa, partiendo de: las características de las cargas eléctricas, el comportamiento del consumo en edificios multifamiliares y las variables presentes. También se establecieron las curvas características de la demanda por cada uno de los días de la semana, teniendo en cuenta el horario de verano e invierno. Se determinaron las pérdidas por desequilibrio hasta los primeros transformadores de cada una de las fases. La tendencia futura en la distribución, es crear redes de monitoreo en línea de la demanda y para lo cual se presenta un modelo de predicción basado en Redes Neuronales Artificiales. El modelo tiene la capacidad de estimar el consumo de potencia activa con un ajuste de más del 90% para todos los meses del año. Concuerdo con lo planteado por Rodríguez Fortúnez en 2009, haciendo énfasis en que se debe profundizar en el problema de la contaminación armónica.

- En el trabajo de Lobaina Espinosa D (2010), se muestra la necesidad de implementar un conjunto de medidas para reducir al máximo los niveles de pérdidas que existen actualmente en el circuito de distribución N°6 del municipio de Moa. Se hace un diagnóstico bien detallado del circuito, definiéndose las pérdidas eléctricas y su clasificación, se actualiza el monolíneal del circuito y se determinan los niveles de pérdidas presentes. Se proponen variantes técnico organizativas para reducir los niveles de pérdidas de la red y se hace una valoración económica de las variantes propuestas. Se asume por parte del autor lo ante planteado considerando que permite visualizar un diagnostico detallado del circuito, definiéndose las pérdidas eléctricas y su clasificación.
- En el trabajo de Duran Salgado C., Moa 2009. A partir de la implementación de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec y la utilización del programa Edis2, se describen las particularidades del circuito #9 del municipio de Moa, partiendo del levantamiento de carga realizado. Se analizaron las variables eléctricas del circuito y se establecieron las curvas características de demanda. Se determinaron las pérdidas de energía en los transformadores y las pérdidas totales en el circuito. Finalmente se proponen algunas mejoras técnicas-organizativas para reducir los niveles de pérdidas y se hace una valoración económica de las mejoras propuestas.
- En la revista de la Facultad de Ingeniería, enero-diciembre, vol. 9. Universidad de Tarapacá. Arica. Chile. En este trabajo se propone un modelo matemático para estimar las pérdidas en sistemas eléctricos secundarios de distribución, el cual es concebido gracias a la teoría de programación genética y algoritmos genéticos, considera factores de la red como: la carga transmitida, factor de





## *Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

potencia, longitud de los conductores, desequilibrio de carga, voltaje en la barra de entrada y grado de enmallamiento de la red. Los resultados obtenidos empleado este modelo, resultan bastantes satisfactorios al compararlos con los obtenidos de un flujo de carga trifásico.

### **1.3 Base teórico de la investigación**

#### **Pérdidas de energía y su clasificación. (Ver Anexo 1)**

##### **Pérdidas de energía eléctrica:**

Las 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 y equipos empleados y por las condiciones de operación existentes en el entorno. Dentro de estos fenómenos podemos citar: efecto corona, efecto Joule, las corrientes de Eddy y de circulación, así como la circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de líneas y suceptancias a tierra; que si bien es cierto son pequeñas, juntas incrementan los niveles de pérdidas.

##### **Las Pérdidas de Energía se clasifican de la siguiente forma:**

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



**Las pérdidas técnicas a su vez se pueden clasificar:**

**Por el tipo de pérdidas:** Obedece a la parte y proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así tenemos:

- **Pérdidas por transporte:** producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución primarias y secundarias.
- **Pérdidas por transformación:** se producen en los transformadores de Alta Tensión/Alta Tensión (AT/AT), Alta tensión/Media Tensión (AT/MT) y Media tensión/Baja Tensión (MT/BT) y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.
- **Pérdidas en las mediciones:** producidas en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones.

**Por la causa de las pérdidas:**

Se agrupan de acuerdo a tres causas, son bien conocidas:

- pérdidas por efecto corona
- pérdidas por efecto joule.
- pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.



### **Pérdidas No Técnicas:**

Son las pérdidas calculadas con la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y la pérdida técnicas estimadas para el mismo. Considerando el origen de las pérdidas, como criterio de clasificación, tenemos:

1. Por robo o hurto: realizado por personas que no tiene ningún contrato con la empresa concesionaria.
2. Por fraude: realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real.
3. Por mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa.

### **CAUSAS QUE DEN ORIGEN A LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (PNT)**

Cada una de las etapas de gestión de clientes encierra en sí defectos que son en su mayoría las causas de las pérdidas no técnicas (PNT).

Estas causas en términos generales son las siguientes:

- Facilidad - fraude
- Desorganización
- Metrocontador defectuoso
- Metrocontador inadecuado
- Metrocontador traficado
- Error de lectura
- Error en la toma de datos
- Determinación del monto facturado



## *Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

- Determinación de los consumos estimados
- Problema de puesta al día del fichero de clientes
- Problema de puesta al día de las tablas de fijación de tarifas.
- Falta de un calendario de facturación
- Tratamiento de la facturación (retraso)
- Circuitos de distribución defectuosos
- Cliente desaparecido
- Cliente insolvente
- Pérdidas del pago
- Pago mal orientado
- Medios de pago inadaptados
- Notificación de impagado
- Asistencia inadaptada

### **Pérdidas Comerciales.**

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

### **Pérdidas de energía según su variación:**

**Pérdidas Fijas:** son aquellas cuya variación depende en un segundo orden de la demanda, a tal punto de considerarle fijas, así tenemos:



- Pérdidas por efecto Corona.
- Pérdidas por Histéresis y corrientes parásitas.

**Pérdidas Variables:** son aquellas que dependen de la variación de la demanda así tenemos:

- Pérdidas por efecto joule.

#### **1.4 Teoría de evaluación de pérdidas.**

Posteriormente explicamos en que se basa la Teoría de evaluación de pérdidas:

#### **PÉRDIDAS TÉCNICAS**

Es las pérdidas de energía que ocurre al paso de la corriente por un conductor con sección transversal definida resistencia no anulada, debido al tipo de conductor, transformador subutilizado, distancia en las líneas, sobrecalentamiento mayormente dado por el Efecto Joule.

#### **PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES SUBTERRÁNEAS**

Aunque las pérdidas se produzcan por una interacción de las magnitudes eléctricas sobre los componentes del cable eléctrico éstas podemos dividir las en pérdidas en el conductor, en el dieléctrico y en las pantallas o cubiertas metálicas.

#### **PÉRDIDAS EN EL CONDUCTOR**

Las pérdidas de potencia por el calor generado en los conductores son función del cuadrado de la corriente y la resistencia efectiva en el conductor ofrece al paso de la corriente por efecto Joule. Esta resistencia efectiva debe ser calculada a la

temperatura de operación del conductor y tomar en cuenta los efectos de Piel ( $k_s$ ) y de Proximidad ( $k_p$ ), según las condiciones de operación.

$$P_p = I^2 \cdot R \quad (1.1)$$

Donde:

$P_p \rightarrow$  Pérdidas de potencia. (W)

$I \rightarrow$  Corriente que circula en el conductor. (A)

$R \rightarrow$  Resistencia efectiva. ( )

**Tabla 1.1** Factores  $k_s$  y  $k_p$ .

FACTORES $k_s$ y $k_p$	$k_s$	$k_p$
Conductor redondo compacto.	1,0	1,0
Conductor redondo.	1,0	1,0
Conductor compacto sectorial.	0,435	0,37

## PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LÍNEAS AÉREAS

Las pérdidas en las líneas aéreas, se producen básicamente debido al efecto Joule, a la reactancia inductiva y al factor de potencia de carácter inductivo de la carga, que

hace que circule potencia reactiva por las redes, incrementando de ésta manera las pérdidas técnicas. La reactancia capacitiva es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas del recorrido de las líneas, como bien sabemos a menor longitud menor reactancia capacitiva.

En el análisis consideramos la resistencia y la resistencia inductiva como los parámetros que nos ayuden a cuantificar las pérdidas.

A continuación se desarrolla el método directo de evaluación de pérdidas, que está en función de los parámetros ya mencionados y de la corriente máxima, la caída de tensión y la longitud de los tramos.

## **MÉTODO DIRECTO**

Consideremos la expresión de la caída de tensión:

$$\Delta V = I \cdot L \left( R_{\cos \varphi} + X_{\sin \varphi} \right) \quad (1.2)$$

Donde:

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

$I \rightarrow$  Intensidad de corriente en amperios. (A)

$L \rightarrow$  Longitud en metros. (m)

$R \rightarrow$  Resistencia de la línea. (  $\Omega$ /Km)

$X \rightarrow$  Reactancia de la línea. (  $\Omega$ /Km)



*Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

$\varphi \rightarrow$  Desfasaje entre Tensión y Corriente.

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

$$X_l = 2\pi f (0.5 + 4.605 \cdot \log_{10} DMG / RMG) \cdot 10^{-4} \Omega / Km \quad (1.3)$$

Donde:

$X_l \rightarrow$  Reactancia Inductiva. ( )

$DMG \rightarrow$  Distancia media geométrica entres conductores. (m)

$RMG \rightarrow$  Radio medio geométrico.

El valor de la resistencia:

$$R_f = R(1 + \partial \Delta T) \Omega / Km \quad (1.4)$$

Donde:

$R_f \rightarrow$  Resistencia la temperatura final de operación. ( /Km)

$R \rightarrow$  Resistencia a la temperatura inicial. ( /Km)

$\partial \rightarrow$  Coeficiente térmico para el cobre duro= 0.00378 °C, para el aluminio= 0.00360 °C.

Sea la caída porcentual de un tramo.

(1.5)

Donde:





*Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

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

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

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

La pérdida de potencia está dado por:

$$P = R \cdot I^2 \cdot L \quad (1.6)$$

Donde:

$P \rightarrow$  Pérdidas de potencia. (W)

$R \rightarrow$  Resistencia. ( )

$I \rightarrow$  Corriente. (A)

$L \rightarrow$  Longitud. (m)

#### **1.4.1 Pérdidas en los transformadores eléctricos.**

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

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

Estas pérdidas pueden descomponerse en las siguientes componentes:

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

$$WP_{Fe} = P_{Fe} (kW) * 8760(h) \quad (1.7)$$

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

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

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

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

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

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

(1.8)

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

$S_n$  : Potencia nominal del transformador en kVA.

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

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

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

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

$$F_C = \frac{P}{P_{\max}}$$

Donde:

$F_C$ : factor de carga.

P: potencia media, (kW).

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

#### **1.4.2 Pérdidas de energía totales en los transformadores:**

$$\Delta E_a = \Delta P'_{SC} T_0 + \Delta P'_{CC} K_C^2 T_t \quad (1.10)$$

Donde:

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

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

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

$\Delta P_{SC}$ : Pérdidas de potencia en vacío (pérdidas del núcleo o pérdidas en el hierro del transformador).

$\Delta P_{CC}$ : Pérdidas de potencia de cortocircuito (pérdidas de potencia en el cobre de los devanados del transformador).

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

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

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

$$T_t = (0.124 + T_{\max} * 10^{-4})^2 * T_0 \quad (1.11)$$

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

$$T_{\max} = \frac{E}{P_{\max}} \quad (1.12)$$

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

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

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

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

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

$I_m$  : Corriente media (A).

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

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

$$\Delta E_r = S_{nt} \frac{I_{sc} \%}{100} T_0 + S_{nt} \frac{U_{cc} \%}{100} Kc^2 T_t \quad (1.13)$$

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

$$\Delta P_{tr} = \Delta P'_{sc} + \Delta P'_{cc1} K_{c1}^2 + \Delta P'_{cc2} K_{c2}^2 + \Delta P'_{cc3} K_{c3}^2 \quad (1.14)$$

Donde:

$\Delta P'_{cc1}$ : Pérdidas referidas de potencia en el devanado de alta tensión o primario.

$\Delta P'_{cc2}$ : Pérdidas referidas de potencia en el devanado de media tensión o secundario.

$\Delta P'_{cc3}$ : Pérdidas referidas de potencia en el devanado de baja tensión o terciario.

$K_{c1}^2, K_{c2}^2, K_{c3}^2$ : Coeficiente de carga de estos devanados



## **1.5 Conclusiones:**

En este capítulo:

- Se definió el Marco Teórico-Metodológico de la investigación, así como las definiciones y conceptos básicos de las principales causas de pérdidas de energía en los sistemas de distribución.



## **Capítulo 2: Diagnóstico y Caracterización del circuito de distribución primaria H184.**

### **2.1 Introducción.**

### **2.2 Caracterización de la UEB Urbanos Noris.**

### **2.3 Caracterización del circuito H184.**

### **2.4 Levantamiento de cargas.**

### **2.5 Descripción del software utilizado en la simulación de circuito.**

### **2.6 Resultados de la simulación del circuito.**

### **2.1 Introducción.**

El presente capítulo caracterizaremos el circuito de Distribución Primaria H-184 de la OBE Urbanos Noris, ya que esta empresa ha presentado altos índices de pérdidas técnicas en dicho circuito. Determinar cuáles son las causas que influyen en el alto nivel de pérdidas técnicas del circuito. El análisis partirá del levantamiento de carga y las mediciones tomadas en el Nuc-Lec que está en la subestación del circuito. Para realizar un buen análisis es necesario tener un profundo conocimiento de las características del circuito objeto de estudio. Es por ello que se dedica este capítulo a describir el mismo.



## **2.2 Caracterización de la Unidad Empresarial de Base (UEB) Urbano Noris.**

La UEB Urbano Noris situada en el municipio del mismo nombre, provincia Holguín, cuenta con dos circuitos de Subtransmisión el 6050 y el 6035, y 8 circuitos de Distribución Primaria. Atiende 54,712 km de línea de Subtransmisión, 206,488 km de Distribución Primaria y 138,797 km de Distribución Secundaria, cuya basa económica fundamental es la producción de azúcar, Ron y Cal entre otras, alcanzando así un poder energético de 23927,2 MVA de potencia. Tiene instalado 668 transformadores de Distribución. La UEB Urbanos Noris tiene como misión la Generación, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica con calidad y eficiencia, de forma tal que satisfaga las exigencias de los clientes, con una plantilla de un personal calificado y especializado para solucionar deficiencia e interrupciones y prestar servicios de posventa.

**La UEB Urbano Noris cuenta con la siguiente plantilla de trabajadores.**

**Tabla 2.1** Plantilla de trabajadores de la OEB.

<b>Directivos</b>	<b>6</b>
<b>Obreros</b>	<b>60</b>
<b>Técnicos</b>	<b>46</b>
<b>Administrativos</b>	<b>12</b>
<b>Servicio</b>	<b>25</b>

### **Circuitos en el Municipio de Urbano Noris.**

En Urbano Noris existen un total de 8 circuitos de distribución primaria cuyos principales parámetros se muestran en la siguiente tabla: Voltage por el primario (kV), Longitud total del circuito (Km), Sección transversal más utilizados.

**Tabla 2.2** Principales parámetros de los circuitos de Distribución Primaria de la UEB Urbano Noris.

<b>Circuitos</b>	<b>Voltage por el Primario(kV)</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Sección de Conductor</b>	<b>Código</b>
<b>La Pata</b>	<b>13.8</b>	<b>31.572</b>	<b>AAAC-78</b>	<b>1013</b>
<b>Urbano-2</b>	<b>13.8</b>	<b>24.815</b>	<b>Cobre-2.0</b>	<b>1052</b>
<b>La Camilo</b>	<b>13.8</b>	<b>1.66</b>	<b>AAAC-78</b>	<b>1059</b>
<b>Cueto</b>	<b>13.8</b>	<b>19.17</b>	<b>ACSR-35</b>	<b>1040</b>
<b>Zarzal</b>	<b>13.8</b>	<b>34.44</b>	<b>ACSR-35</b>	<b>1025</b>
<b>Palmarito</b>	<b>13.8</b>	<b>17.8</b>	<b>ACSR-35</b>	<b>1053</b>
<b>Urbano-1</b>	<b>13.8</b>	<b>20.14</b>	<b>AAAC-78</b>	<b>1062</b>
<b>H-184</b>	<b>4.16</b>	<b>20.44</b>	<b>ACSR-150 ACSR-35</b>	<b>1069</b>

A continuación se muestra en la tabla 2.3 los principales clientes de la OEB;

**Tabla 2.3** Principales Clientes.

<b>Clientes</b>	<b>Consumo del año anterior (1013) en (kWh)</b>	<b>Consumo para el próximo año (1014) en (kWh)</b>
<b>CAI</b>	<b>6300</b>	<b>6300</b>
<b>ETECSA</b>	<b>75</b>	<b>75</b>
<b>Imprenta</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>Ferro Azúcar</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

La mayoría de los clientes de este tipo, tiene como tendencia mantener sus consumos de energía, basados en la conservación de portadores energéticos.

El departamento Comercial de la UEB lleva un estricto control de las detecciones por parte de los inspectores eléctricos de los fraudes que en ocasiones son cometidos por los clientes. Podemos decir que las pérdidas por fraude pueden llegar a ser significativas, es por ello que se realizan inspecciones y revisiones, pues un fraude no detectado puede ocasionar grandes pérdidas monetarias, en la UEB Urbano Noris los fraudes no tienen una alta incidencia sin embargo si se cometen fraudes por parte de los clientes. Por ejemplo en el año 2013 en la UEB se detectaron un total de 48 fraudes lo cuales fueron eliminados. Con la detección de estos fraudes se estima que se haya ahorrado un total de 8356.4 kWh/a. A continuación se muestra en el gráfico 2.1 los fraudes cometidos por meses.



**Figura 2.1.** Fraudes en el año 2013.

## **2.3 Caracterización del circuito de Distribución Primaria H-184**

El circuito de Distribución Primaria H-184 de la OBE Urbanos Noris se identifica con el código 1069, tiene como tensión nominal 4.16 kV por el primario, tiene un total de 103 transformadores instalados, para una potencia instalada de 5441,5 kVA, con una longitud de líneas primarias de 20.44 Km. Sus valores de tensión nominal por el secundario son de 120, 240, 240 y 480 V, el cual se extiende por los siguientes repartos del municipio; Gutiérrez, barrio de los Técnicos, La vega y Calera. Este circuito se alimenta de la subestación que se encuentra detrás de la destilería (Fábrica de Ron), donde se transforma de 33 kV a 4.16 kV mediante un transformador de 2.5 MVA, el mismo opera en el TAB nominal, se alimenta por la salida que tiene conectado el desconectivo H-2368, el mismo cuenta con un moderno recerrador de marca Nu-Lec de fabricación italiana. Estos equipos además de cumplir su función como protección traen unido al interruptor un módulo electrónico que es un analizador de redes, el cual hace un grupo de mediciones automáticas de Corriente (I), Tensión (u) , Potencia (P), entre otras, y las guarda en la memoria, permitiendo el acceso al dispositivo mediante comunicación serie con una computadora. A continuación la tabla 2.4 muestra la distribución de los transformadores en el circuito.

**Tabla 2.4** Distribución de los transformadores.

<b>Circuito H-184</b>	<b>Total</b>
<b>Monofásicos</b>	<b>101</b>
<b>Trifásicos</b>	<b>2</b>

La siguiente tabla da a conocer los principales clientes del circuito:

**Tabla 2.5** Principales Clientes de Cto H-184

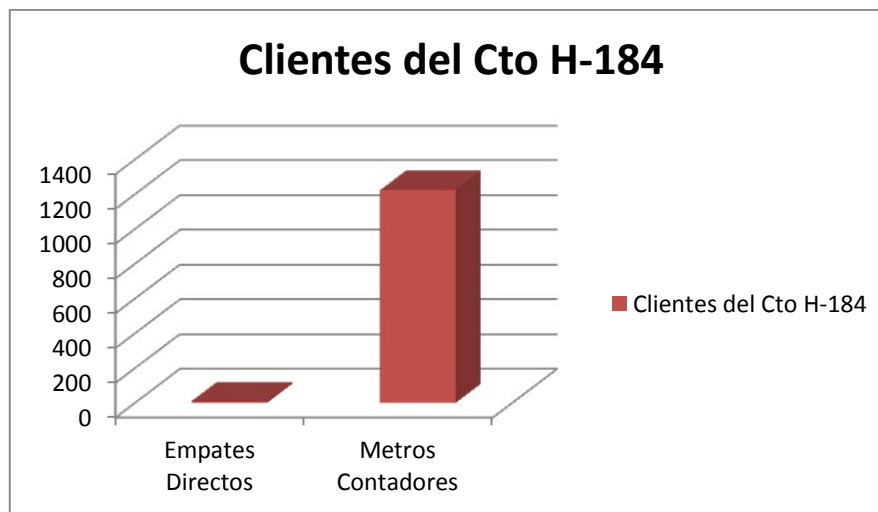
Clientes	(kVA)
Centro de Limpieza	999
Acueducto	75
Radio Cuba	750
Fábrica de Cal	852

Para la facturación de la energía el circuito se divide en rutas de cobro, o sea el recorrido que el lector deberá seguir por los diferentes repartos para realizar las correspondientes lecturas a los metros contadores. Este circuito cuenta en su distribución con 8 rutas de lectura de metros. El circuito brinda servicios a un total de 1295 consumidores de ellos 60 son de categoría estatal menor, 11 son estatal mayor y un total de 1224 clientes son residenciales. A continuación se muestra en la figura 2.1 la situación de los clientes en el circuito.



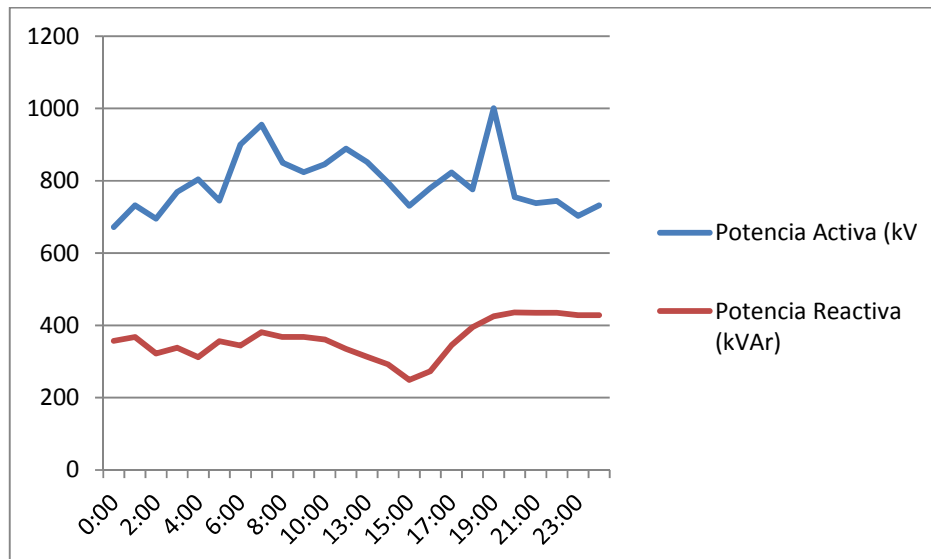
**Figura 2.2** Situación actual de los Clientes del circuito H-184.

Como se observa en la gráfica 2.3 en el circuito los empates directos no son muy significativos ya que representa un 0.81% de pérdidas totales de energía.



**Figura 2.3** Situación de los metro contadores y los empate directos en el circuito.

Seguidamente en la figura 2.4 se muestra el comportamiento de las cargas en un día, se define los horarios picos durante el día, o sea los horarios donde se hay un mayor consumo. En este caso podemos definir que los horarios picos son de 6 a 8 am, de 11 am a 1pm y de 7 a 10 pm.



**Figura 2.4** Comportamiento de las cargas para un día.

Podemos apreciar también que la potencia activa se grafica muy por encima de la reactiva y en ningún momento del día ésta se va por encima de la activa. Esto se debe al incremento de cargas de naturaleza resistiva se ha venido enfrentando el sistema de distribución.

En la tabla 2.6 se muestran el valor de pérdidas en los circuitos del municipio Urbanos Noris, destacando así el circuito H-184 con el mayor índice de pérdidas al mes.

**Tabla 2.6** Pérdidas en los Circuitos de Urbanos Noris.

<b>Circuitos</b>	<b>Pérdidas en el Primario (MWh/mes)</b>
La Pata	45.3
Urbano-2	17.9
La Camilo	56.8
Cueto	32.3
Zarzal	17.2
Palmarito	16.1
Urbano-1	87.6
H-184	138.6

### Como se factura la Energía Eléctrica en nuestro país

La energía eléctrica se factura o se cobra con un mes de atraso o sea la energía que se cobra en el mes de febrero es la correspondiente al mes de enero. De esta forma las pérdidas del mes de enero están determinadas por la energía entrante del mes de enero menos la energía facturada en el mes de febrero cuya facturación corresponde al mes de enero. Es decir las pérdidas reales se determinan con esos datos

	<b>enero</b>	<b>febrero</b>
<b>Energía Suministrada (MWh/mes)</b>	###	
<b>Energía que se Facturo (MWh/mes)</b>		###

Esta forma de cálculo disminuye las oscilaciones provocadas por fenómenos casuales: operativos, climatológicos; y manifiesta las tendencias anuales de las



pérdidas aunque ocasionalmente no coincida con las pérdidas reales del mes es la que se utiliza para los cálculos de la Unión Eléctrica.

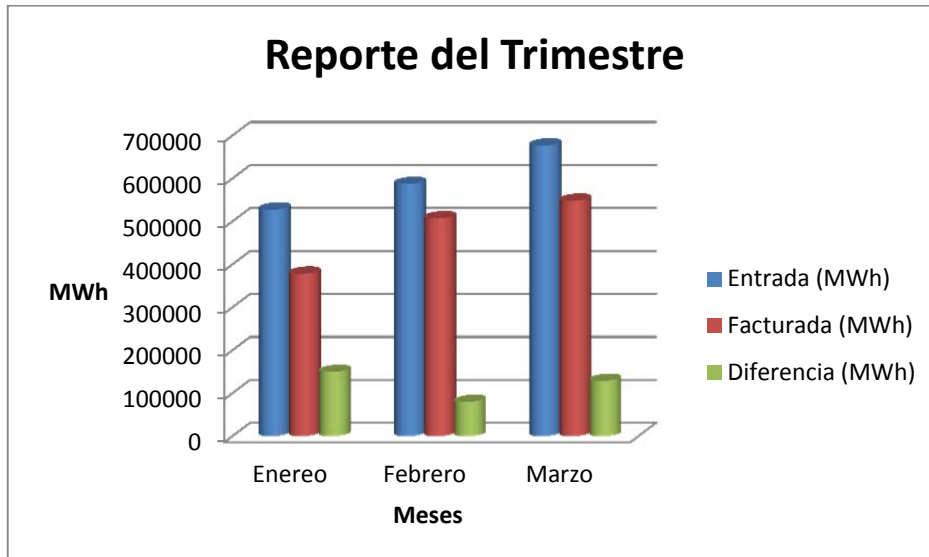
En la siguiente tabla 2.7 muestra los valores del reporte mensual de facturación para los meses de enero, febrero y marzo del actual año, donde se tiene la energía que entró al circuito, obtenida de la lectura del equipo de medición de la subestación (Nu-Lec). Además se muestra el valor de la energía que se facturó, o sea que se cobró a los clientes según la lectura de su metro contador, se obtiene la diferencia entre estos valores y se saca el por ciento de pérdidas.

**Tabla 2.7** Comportamiento de las pérdidas para el trimestre enero-febrero-marzo del actual año.

	<b>enero</b>	<b>febrero</b>	<b>marzo</b>	<b>Totales Trimestre</b>
<b>Energía suministrada (MWh/mes)</b>	<b>527610</b>	<b>587052</b>	<b>676676</b>	<b>1791338</b>
<b>Energía que se facturó (MWh)</b>	<b>378201</b>	<b>507302</b>	<b>548021</b>	<b>1433524</b>
<b>Diferencia (MWh)</b>	<b>149409</b>	<b>79750</b>	<b>128655</b>	<b>357814</b>
<b>Por Ciento (%)</b>	<b>28.32</b>	<b>13.58</b>	<b>19.01</b>	

El por ciento de pérdidas obtenido es de la energía que entro por cada mes, el promedio de por ciento de pérdidas para el trimestre es de un 20.3%, cual refleja un alto nivel de pérdidas.

A continuación se grafica el comportamiento de las pérdidas para el trimestre.



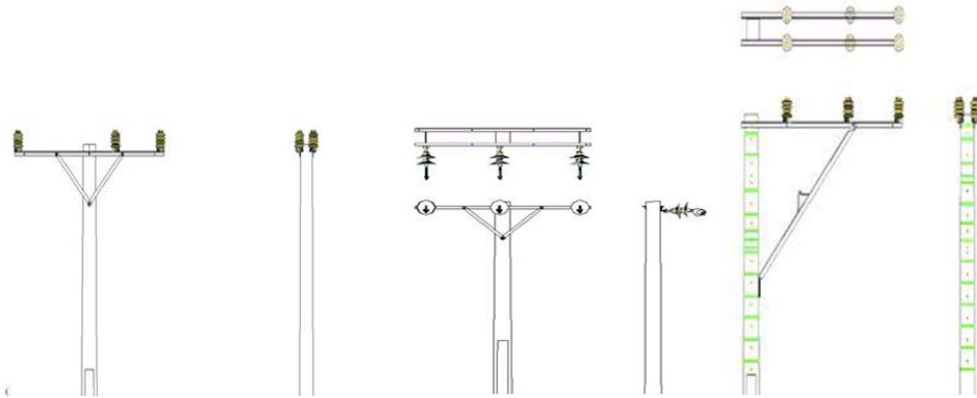
**Figura 2.5** Nivel de Pérdidas de Energía para el trimestre del actual año.

Para la modelación del circuito contamos con la ayuda del software Radial 8.0, lo que hace necesario un detallado levantamiento de carga.

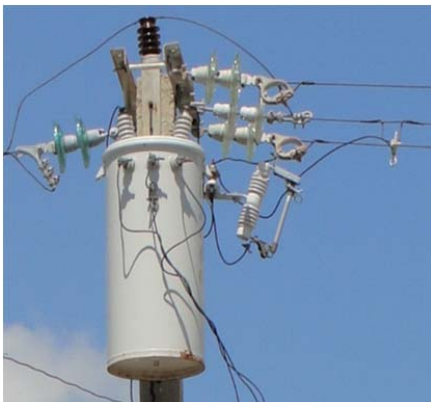
## 2.4 Levantamiento de las Cargas

Se realizó un detallado levantamiento de carga del circuito. Teniendo en cuenta que ha surgido un elevado incremento de cargas fundamentalmente en el área residencial. En el levantamiento se tomaron entre otros los siguientes aspectos:

- Distancia entre los postes: Se especificaron las distancias entre los postes.
- Tipos de postes: Se especificó el tipo de poste que se utiliza. (madera u Hormigón).
- Tipo de estructura: Se tomaron todos los tipos de estructuras que se utilizan en la red.



- ✓ Transformadores: Se tomaron todos los transformadores instalados en el circuito.
- Nombre o ID del banco de transformadores: Se tomaron el número o identificador del banco de transformadores. Para todos los bancos del municipio el identificador es UB.
- Cantidad de transformadores por banco: Los bancos pueden tener desde 1 hasta 3 transformadores.
- Un solo transformador monofásico: El banco ofrece servicio monofásico y su conexión por el primario puede ser entre líneas o entre fase y neutro.



- Dos transformadores monofásicos: El banco ofrece servicio trifásico en conexión incompleta, ya sea delta incompleta o estrella incompleta por el primario.



- Un solo transformador trifásico: El banco ofrece servicios trifásicos.



- ❖ Número de Hilos: En cada tramo del levantamiento se sigue el número de hilos (Fases energizadas).
- ❖ Secuencias de Fases: Se siguió la secuencia de fases desde la subestación hasta el final de la subestación para facilitar la simulación.



### *Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

- ❖ Calibres: Se tiene en cuenta el calibre de los conductores por fases y del neutro en cada tramo.
- ❖ Potencia y conexión de los bancos de Capacitores: Se tomó la potencia (CkVar) y conexión de los bancos de capacitores.
- ❖ Desconectivos: Se tomaron los dispositivos desconectivos situados en el circuito.
- ❖ Dirección: Se tomó la dirección (Reparto y Calle) de los ramales principales.

Como resultado de este levantamiento, quedo actualizado el diagrama monolíneal del circuito, se reportaron conductores y transformadores en mal estado.

A continuación se realiza una breve descripción del software utilizado para la modelación.

#### **2.3.1 Descripción del software utilizado en la simulación del circuito.**

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

RADIAL realiza los cálculos siguientes:



## *Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

- 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
- Cálculo de las corrientes de corto circuitos de circuitos radiales
- Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales

### **Análisis de cogeneración**

- Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos
- Traspaso de cargas de un circuito a otro
- Reubicación de la subestación

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

Autor: Andrés Rodríguez Labrada.

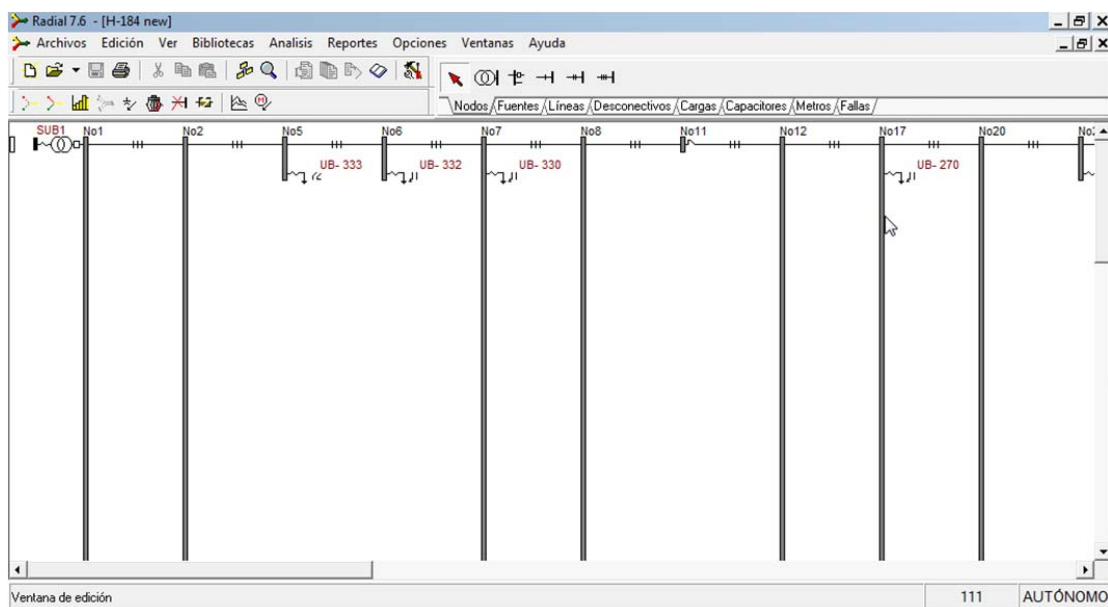
Tutor (a): Dr.C Iliana Gonzáles Palau. |



## *Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

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

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



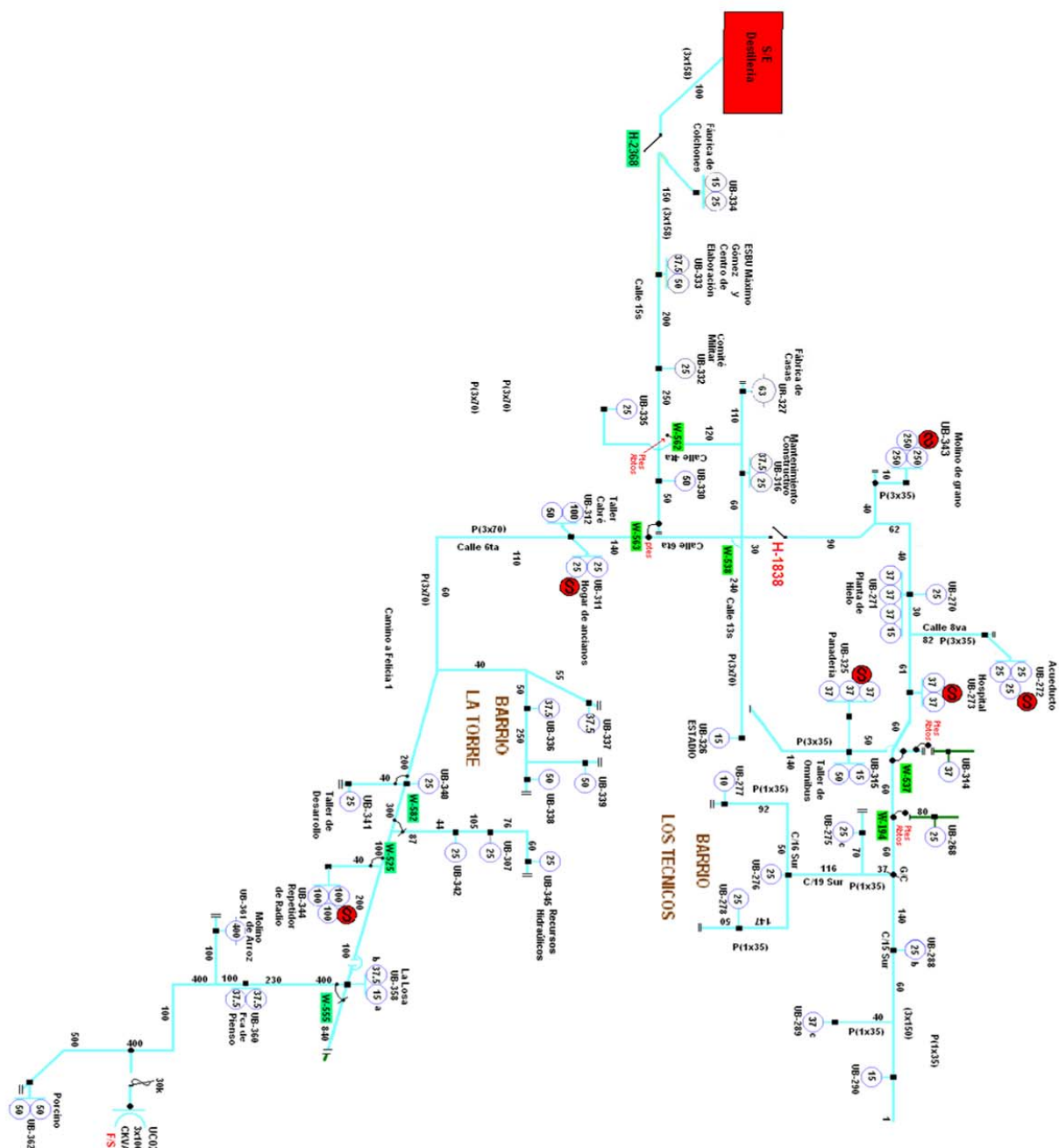
**Figura 2.6** Ventana principal del Radial



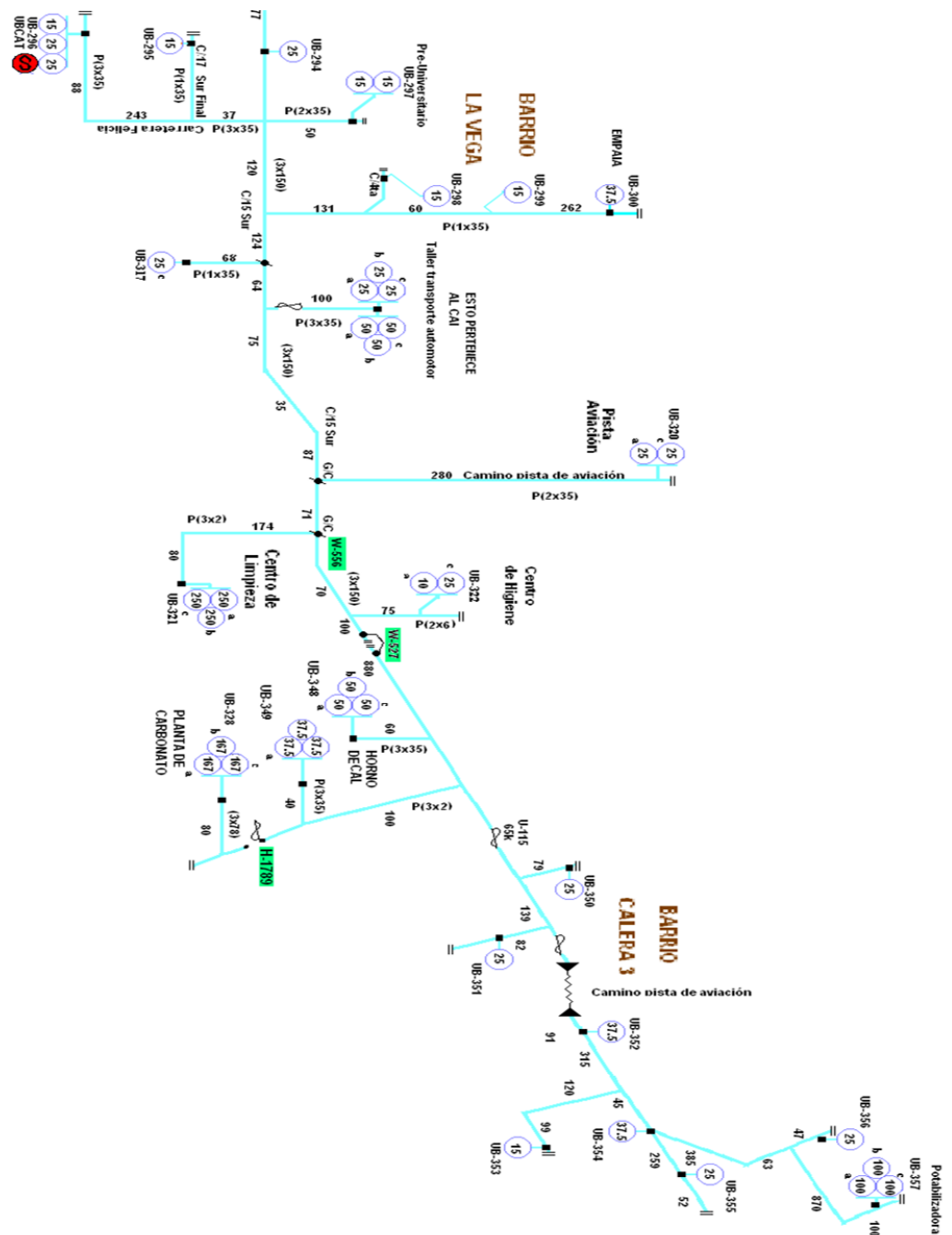
### **2.3.2 Esquema monolíneal del circuito de distribución H184**

Mediante este estudio, con el software Radial 8.0 se conoció que en el circuito existen un total de 103 transformadores, que en el monolíneal están representados con circunferencias. En cada banco existen 1, 2 o 3 circunferencias en dependencia del número de transformadores que existan en el mismo. Para todos los casos se especificó la capacidad correspondiente en kVA y la fase o fases a la que están conectados, además se ilustra el código con el que se identifica el banco o transformador y la ubicación exacta de los mismos. También se tuvo en cuenta la distancia de la línea entre los nodos. Se incluyó también el tipo de calibre utilizado en las líneas, tomando los datos facilitados por la OBE municipal, que principalmente son empleados los calibres ACSR35 y AC150, en entre los cuales predominas más los del tipo AC150, como antes mencionábamos. En los monolinéales aparecen bien especificados estos datos.





**Figura 2.7** Monolíneal del circuito H184 (parte 1)



**Figura 2.7** Monolíneal del circuito H184 (parte 2)

## 2.6 Resultados de la simulación del circuito.

Después de obtenidos todos los datos para la modelación se procedió a modelar el circuito y se obtuvieron los siguientes resultados. Seguidamente se realiza una valoración de los resultados obtenidos.

**Tabla 2.8** Resultado Generales de la modelación para 4.16 kV

Fichero Salir					
Salvar	Vista Previa	Imprimir	Notas	Salir	
Hora de análisis: 19					
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	821	kW	Energía activa de las cargas	16	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	422	kvar	Energía reactiva de las cargas	9	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	394	kW.h
Factor de potencia	0.89		Pérdidas de energía Cu en transf.	180	kW.h
Pérdidas activas en líneas	19	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	439	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	27	kvar	Pérdidas totales de energía	1013	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	8	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	5	%
Pérdidas de hierro en transf.	18	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	6	%
Pérd. totales de potencia activa	45	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar
Generales Nodos Líneas Cargas					

Las pérdidas de energía que se obtienen en la modelación no son reales ya que el software presenta problema con el tiempo equivalente, para calcular las pérdidas de energía se hará de la siguiente forma:

$$DE \text{ líneas} = DP \text{ líneas} \times t_{eq} \quad (2.1)$$

$$DE (cu) = DP_{cu} \times t_{eq} \quad (2.2)$$

$$DE (fe) = DP_{fe} \times t \quad t = 8760 \text{ h} \quad (2.3)$$

$t_{eq\ p}$  – Tiempo equivalente de pérdidas se obtendrá en principio como:

$$t_{eq\ p} = f_p \times t \quad (2.4)$$

$$f_p = 0.3 \times f_c + 0.7 \times f_c^2 \quad (2.5)$$

$$f_c = P_{med} / P_{max} \quad (2.6)$$

**Tabla 2.9** Pérdidas de energía.

Concepto	Valor	U/M
Pérdidas de energía en línea	54628,8	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf	23001,6	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf	432	kW.h
Pérdidas totales de energía	129384	kW.h

Estas pérdidas representadas en la tabla 2.9, es la energía que se pierde en las líneas primarias en una hora, son obtenidas de la modelación del circuito primero H184 a 4,16 kV. También obtenemos el voltaje de fase debe ser de 2.5 kV, mientras que en el peor de los nodos es de 2,25 kV, la caída de voltaje permisible en el peor de los nodos no puede ser mayor del diez por ciento. En el circuito en sus condiciones de explotación tiene 1 transformadores sobrecargados y 97 subcargados.

En la siguiente tabla 2.10 se muestra el comportamiento de las pérdidas de energía para un periodo de un año:

**Tabla 2.10** Pérdidas de energía para un año.

Pérdidas de energía en líneas	19939,5	MWh/a
Pérdidas de energía Cu en transformadores	8395,6	MWh/a
Pérdidas de energía Fe en transformadores	157,7	MWh/a
Pérdidas totales de energía	28492,8	MWh/a

$$DE_{(MWh/a)} = \frac{DE_{(Día)(kwh)} \cdot 365}{1000}$$

$$DE_{(MWh/a)} = \text{Pérdidas de energía al año en (MWh/a)}.$$

Resultados de las pérdidas técnicas para un año:

**Tabla 2.11** Nivel de Pérdidas técnicas para un año.

<b>Pérdidas</b>	<b>Cto H-184</b>	<b>U/M</b>
Primarios	19939,5	MWh/Año
Transformadores (Cu)	8395,6	MWh/Año
Transformadores (Fe)	157,7	MWh/Año
Transformadores (Totales)	8583,3	MWh/Año
Secundarios	39.4	MWh/Año
Acometidas	4.6	MWh/Año
Metros Contadores	25.8	MWh/Año
Pérdidas Técnicas Totales	28562,6	MWh/Año

En el año entra al circuito como promedio una energía total de 127743,5 MWh/a y se pierde un total de 28562,6 MWh/a esto representa un 22,35 % de la energía que entró al circuito, es decir que en el 2013 las pérdidas técnicas alcanzaron un valor 22,35 %.



## **2.7 Conclusiones.**

- ✓ Se realizó una caracterización del circuito con un detallado levantamiento de carga.
- ✓ Se realizó la modelación del circuito y se llegó a la conclusión de que el circuito aún tiene altos niveles de pérdidas técnicas (22,35 %) en los cuales inciden, el nivel de tensión (4.16 kV), el uso de algunos conductores en mal estado o fuera de norma y transformadores sobrecargados, lo que trajo consigo que las pérdidas técnicas aumenten.
- ✓ En el año 2013 por concepto de pérdidas por fraude se perdió aproximadamente de 8356.4 kWh/a y el mes donde más incidencias hubo fue el mes de enero con un total de 13 fraudes detectados.



## **Capítulo 3 Análisis de las posibles variantes.**

### **3.1 Introducción**

### **3.2 Descripción de las mejoras propuestas**

### **3.3 Variantes técnicas-organizativas**

### **3.4 Valoración económica por variantes**

#### **3.4.1 Metodología para el cálculo técnico económico de las variantes**

### **3.5 Conclusiones**

### **3.1 Introducción**

El presente capítulo tiene como objetivos desarrollar las propuestas de mejoras para dar solución al problema del alto por ciento de pérdidas que tiene el circuito H184 de la UBE Urbano Noris, tomando la variante más económica y factible. Se realizarán los cálculos en cuanto a valoración económica del trabajo a realizar para efectuar dichas mejoras donde intervienen los gastos de transporte, la compra de accesorios como cables, transformadores, aisladores etc.

### **3.2 Descripción de las mejoras propuestas**

Para dar solución al problema del alto por ciento de pérdidas técnicas de energía actuales en el circuito H184 de la UBE Urbano Noris, se decidió proponer dos variantes de solución, donde se exponen las acciones fundamentales a llevar a

cabo y los medios necesarios para implementar dichas mejoras, además su fundamentación técnico económicas.

### 3.3 Variantes técnicas-organizativas.

#### Variante # 1

#### Conversión de tensión del circuito de 4.16 a 13.8 kV.

El propósito de la propuesta que hacemos con el cambio del voltaje de 4.16/13.2 kV en el circuito de distribución primario H184 es para resolver un problema técnico que incide negativamente en la economía del país y en la eficiencia con que se lleva la energía a los consumidores. Al sustituir los niveles de voltajes de 4.16 kV a 13.2 kV, además de disminuir las pérdidas técnicas, mejora la facturación de energía y se lograr eliminar zonas de bajo voltajes. Después de modelada la variante se obtienen los siguientes resultados:

**Tabla 3.1** Resultado de la modelación para 13.8 kV.

Fichero Salir					
<div> <div>Salvar</div> <div>Vista Previa</div> <div>Imprimir</div> <div>Notas</div> <div>Salir</div> </div>					
Hora de análisis: 19					
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	839	kW	Energía activa de las cargas	16	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	447	kvar	Energía reactiva de las cargas	9	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	36	kW.h
Factor de potencia	0.89		Pérdidas de energía Cu en transf.	169	kW.h
Pérdidas activas en líneas	2	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	439	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	2	kvar	Pérdidas totales de energía	644	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	8	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transf.	18	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	4	%
Pérd. totales de potencia activa	27	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar
<div> <div>Generales</div> <div>Nodos</div> <div>Líneas</div> <div>Cargas</div> </div>					



**Tabla 3.2** Pérdidas de energía.

Concepto	Valor	U/M
Pérdidas de energía en línea	5750,4	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf	23001,6	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf	432	kW.h
Pérdidas totales de energía	29184	kW.h

En la siguiente tabla 3.3 se muestra el comportamiento de las pérdidas de energía para un periodo de un año:

**Tabla 3.3** Pérdidas para un año.

Pérdidas de energía en líneas	2098,9	MWh/a
Pérdidas de energía Cu en transformadores	8395,6	MWh/a
Pérdidas de energía Fe en transformadores	157,7	MWh/a
Pérdidas totales de energía	10652,2	MWh/a

Con este nivel de tensión, se ahorra 17480,6 MWh/año en concepto de pérdidas de energía en línea, lo que representa un 62,4 % de las pérdidas actuales.

## **Variante # 2**

### **Cambio de transformadores y conductores**

La variante # 2 consiste en sustituir los conductores de los tramos que tienen actualmente conductores del tipo A35 por Al 2/0 que son los calibre nuevos que se están instalando en las mejoras que se están haciendo a nivel de país. De esta forma la pérdida de potencia disminuye considerablemente y consigo las pérdidas de energía, la siguiente tabla 3.4 se muestra la cantidad en metro (m) de los conductores sustituidos por fases.

**Tabla 3.4** Cambio de conductores en el circuito.

Cantidad de metros	
Fase A	323
Fase B	0
Fase C	0
Tres Fases	11991
Dos fases	0
AB	0
AC	0
CB	0

Después de realizar los cambios de los conductores propuestos, se procedió a la modelación del circuito y se obtiene que se ahorra 10,22 MWh/año.

#### **Cambio de transformadores subcargados.**

El circuito tiene un total de 97 transformadores que se encuentran subcargados, el coeficiente de carga promedio es 34.5 %. El transformador más cargado se encuentra a un 60.3 % de carga. El menos cargado se encuentra a un 16 % de carga. Cambiando estos transformadores que se encuentran subcargados por otros de menor potencia se obtiene un ahorro de energía considerable.

Después de realizada la modelación se llegó a la conclusión de que cambiando los transformadores que se encuentran subcargados se logra un ahorro de 54,6 MWh/a.

**Tabla 3.3** Relación de Transformadores.

Potencia	Existentes	Necesidad
10	8	7
15	12	30
25	29	34
37,5	17	4
50	19	4
67	1	1
100	7	6
167	3	0
400	1	1
250	6	1
2500	1	1

## 3.4 Valoración económica

### Variante # 1

#### Valoración económica de la Conversión de 4.16/13.2 kV en el circuito H184.

La conversión de tensión desde el punto de vista económico reporta ingresos al mejorar la facturación de energía, pues la diferencia entre la energía entregada y la que se factura será menor.

Para el análisis de todas las variantes se tiene en cuenta los siguientes datos:

- Al SEN le cuesta para producir un 1KWh aproximadamente 0.17 USD.
- El costo de la mano de obra y las normas de trabajo fueron suministradas y

analizadas por el Departamento de Recursos Humanos de la UEB Eléctrica Urbano Noris.

- El precio de los materiales (pararrayos y transformadores) fueron proporcionados por el Departamento de Contabilidad de la UEB Urbano Noris.

Antes de efectuar una conversión de 4.16/13.2 kV en este circuito es preciso aclarar que ya en Cuba desde hace varios años, tiene normado para la construcción y mantenimiento de líneas de media tensión el empleo de elementos de 15 kV, debido a que ya en el mundo las actuales construcciones de circuitos primarios de distribución emplean niveles de voltajes altos para tener la menor expresión de pérdidas técnicas en las líneas. Por eso en el recorrido efectuado en el circuito H184, solamente encontramos como elementos propios de una línea de 4,16 kV, los transformadores y los pararrayos, los demás elementos que conforman las estructuras física del circuito son los usados en las redes de 15 kV que se han ido incorporando en los mantenimientos periódicos a la línea.

Para analizar este cambio de voltaje nada más debemos cambiar el transformador de la subestación principal; el transformador actual no presenta problema de sobrecarga, por tanto la capacidad de los nuevos dispositivos será la misma, 103 transformadores de distribución de 4.16 kV, por transformadores que puedan operar a partir de redes de 13.8 kV y deben ser sustituidos 106 pararrayos.

Con esta acción se logran reducir las pérdidas en las líneas primarias que hasta hoy son de 19939,5 MWh al año a 2098,9 MWh/a, lo que constituye un ahorro de 17840,6 MWh/a, y representa un ahorro de 3032,9 USD, si se considera que para entregar 1kWh por el SEN se necesitan 0.17 USD.

En la siguiente tabla 3.4 se tiene la relación de los transformadores por capacidad

y precio que se necesitan para llevar a cabo en la conversión en el circuito H184. En el circuito no es necesario cambiar el aislamiento pues está diseñado para 13.8 kV, pero sí el cambio de los 106 pararrayos con costo 45,50 USD c/u con un valor en su conjunto de 4959,5 USD. A esto le tendríamos que sumar el costo de los 103 transformadores del circuito más el de la subestación reductora los cuales costarían 110463,21 USD. Para la mano de obra se asumió que se trabajó con una brigada de linieros la cual gana 46\$ en MN y tiene por norma una hora y media para instalar un transformador y 16 minutos para reemplazar el pararrayo, esto no da un total de 4324 USD en mano de obra. Estos son los gastos producidos en la compra de los transformadores y pararrayos más los recursos humanos que sumados son unos 114787,21 USD. Seguidamente se muestra en la tabla 3.4 el costo de los transformadores instalados.

**Tabla 3.4** Costo de los transformadores instalados.

Capacidad (kVA)	Cantidad	Precio (USD)	Costo total (USD)
10	8	324,46	2595,7
15	12	594,6	7135,2
25	29	676,21	19610,09
37.5	17	732,56	12453,52
50	19	998,3	18967,7
67	1	1311,2	1311,2
100	7	1543,5	10804,5
167	3	2137	6411
250	6	2361	14166
400	1	3042	1042
2500	1	15966,3	15966,3
<b>Total</b>	<b>104</b>		<b>110463.21</b>

El material retirado tiene un costo al cual se le estima una depreciación para que nos dé un valor real; sobre esta base calculamos el costo total de la inversión. Vale enfatizar que los elementos de las redes de 4,16kV son muy difíciles de conseguir por su escasa fabricación por tanto estos materiales retirados podemos utilizarlos en las restantes redes de 4160 V existentes. Seguidamente se muestra en la tabla 3.5 el costo de los transformadores instalados.

El valor del material retirado sería:

- Pararrayos: 106 unidades con un valor de 34,38 USD y un precio de 3747,42 USD c/u ya aplicada una depreciación del 28%
- Transformadores de 4.16 kV (Con una depreciación de un 35% )

**Tabla 3.5** Precio de los transformadores retirados de 4.16 kV.

Capacidad (kVA)	Cantidad	Precio (USD)	Costo total sin depreciación. (USD)	Costo total con depreciación (USD)
10	8	386,6	3092,8	2010,32
15	12	336	4032	2620,8
25	29	920,78	26702,62	17356,79
37.5	17	1164,37	19794,29	12866,45
50	19	970,87	18446,53	11990,33
67	1	1472,65	1472,65	957,24
100	7	2310,1	16170,7	4851,28
167	3	3242,1	9726,3	6322,2
250	6	4723,91	28343,46	18423,3
400	1	6852,1	6852,1	4453,87
2500	1	14965,75	14965,75	9727,74
<b>Total</b>	<b>104</b>		<b>177429,2</b>	<b>91580,32</b>



## *Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

Por tanto obtendríamos 91580,32 USD en materiales retirados.

El costo de la inversión inicial sería el valor del material instalado más la mano de obra, menos el costo del material retirado. Esto nos da que la inversión inicial será de 23206,89 USD.

### **Variante # 2**

#### **Cambio de conductores y transformadores subcargados.**

Con el cambio de los conductores AC35 por Al 2/0 y todos los transformadores que están subcargados se ahorra una energía de 62,4 MWh/año. Si se conoce que para producir el SEN un 1 kW se necesita 0,17 USD, podemos decir que se ahorra 10608 USD al año.

### **3.4.1 Metodología para el cálculo técnico económico de las variantes.**

#### **Tiempo de Amortización**

El tiempo de amortización (Tam) sería el resultado entre el costo de la inversión (costo inver.) entre el costo del ahorro, esta es la energía ahorrada por concepto de disminución de pérdidas, y se calcularía por la siguiente expresión.

$$T_{am} = \text{costo inver} / \text{Ahorro}$$

$$T_{am} = 23206,89 / 13640,9$$



$T_{am} = 1,7$  años

De aquí se puede afirmar que el tiempo de amortización es de 1,7 años.

### 3.5 Conclusiones

En este capítulo

- ✓ Se propuso de manera práctica la solución de las principales dificultades encontradas en el sistema y que influyen en los altos niveles de pérdidas técnicas que actualmente tiene el circuito.
- ✓ Aplicando las dos variantes de solución se ahorra 17903 MWh/a, lo que representa un ahorro de 13604,9 USD al año, y el tiempo de amortización es de un año y siete meses.
- ✓ Se proponen dos variantes de mejoras para las pérdidas técnicas en el circuito;
  - Variante # 1 Conversión de tensión de 4.16 a 13.8 kV.
  - Variante # 2 Cambio de transformadores y conductores.
- ✓ Según las variantes económicas analizadas se considera que la variante # 1, es la más factible ya que con ella se ahorra 17840,6 MWh/a, y representa un ahorro de 3032,9 USD al año.



## Conclusiones Generales

Luego de haber concluido nuestro trabajo llegamos a las siguientes conclusiones:

- ✓ Se realizó una caracterización del circuito con un detallado levantamiento de carga.
- ✓ Se realizó la modelación del circuito y se llegó a la conclusión de que el circuito aún tiene altos niveles de pérdidas técnicas (22,35 %) en los cuales inciden, el nivel de tensión (4.16 kV), el uso de algunos conductores en mal estado o fuera de norma, transformadores subcargados, lo que trae como consecuencia que las pérdidas aumenten.
- ✓ En el año 2013 por concepto de pérdidas por fraude se perdió aproximadamente de 8356.4 kWh/a, el mes donde más incidencias hubo fue el mes de enero con un total de 13 fraudes detectados.
- ✓ Se propuso de manera práctica la solución de las principales dificultades encontradas en el sistema y que influyen en los altos niveles de pérdidas técnicas que actualmente tiene el circuito.
- ✓ Se proponen dos variantes de mejoras para las pérdidas técnicas en el circuito;
  - Variante # 1 Conversión de tensión de 4.16 a 13.8 kV.
  - Variante # 2 Cambio de transformadores y conductores.

Según las variantes económicas analizadas se considera que la variante # 1, es la más factible ya que con ella se ahorra 17840,6 MWh/a, y representa un ahorro de 3032,9 USD al año.



## **Recomendaciones**

- ❖ Continuar profundizando en el estudio de todos en los demás circuitos del municipio Urbano Noris, aprovechando las mediciones que nos brinda los dispositivos de protección Nu-Lec y el software Radial 8.0.
- ❖ Se recomienda realizar estudios profundos sobre este tema en redes secundarias.
- ❖ Presentar el proyecto de conversión para obtener el financiamiento por parte de la Unión Nacional Eléctrica (UNE),



## BIBLIOGRAFÍA

- 1- Duran Salgado C., Mejoras en el circuito de distribución #9 del municipio de Moa, 2010.
- 2- Haug Ramírez C., Redes y Sistemas Eléctricos.
- 2- Rodríguez Fortúnez, J., Predicción de la demanda y regímenes de explotación del circuito de distribución 21 de Moa, 2009.
- 4- Lobaina Espinosa D., Mejoras en el circuito #6 del municipio de Moa.
- 5- Sánchez Concepción E., Conversión de Tensión de 4,16 / 13,8 kV en La Ciudad de Puerto Padre, 2004.
- 6- Acosta Peña, P., Estudio de Pérdidas Primaria y Secundarias en el circuito del Poblado Urbano Noris. 1998.
- 7- Laurencio Matos, C. Estudio de pérdidas eléctricas de los circuitos de Moa. 2005.
- 8-. <http://www.energuia.com>. Fecha de consulta.26/04/014.



*Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

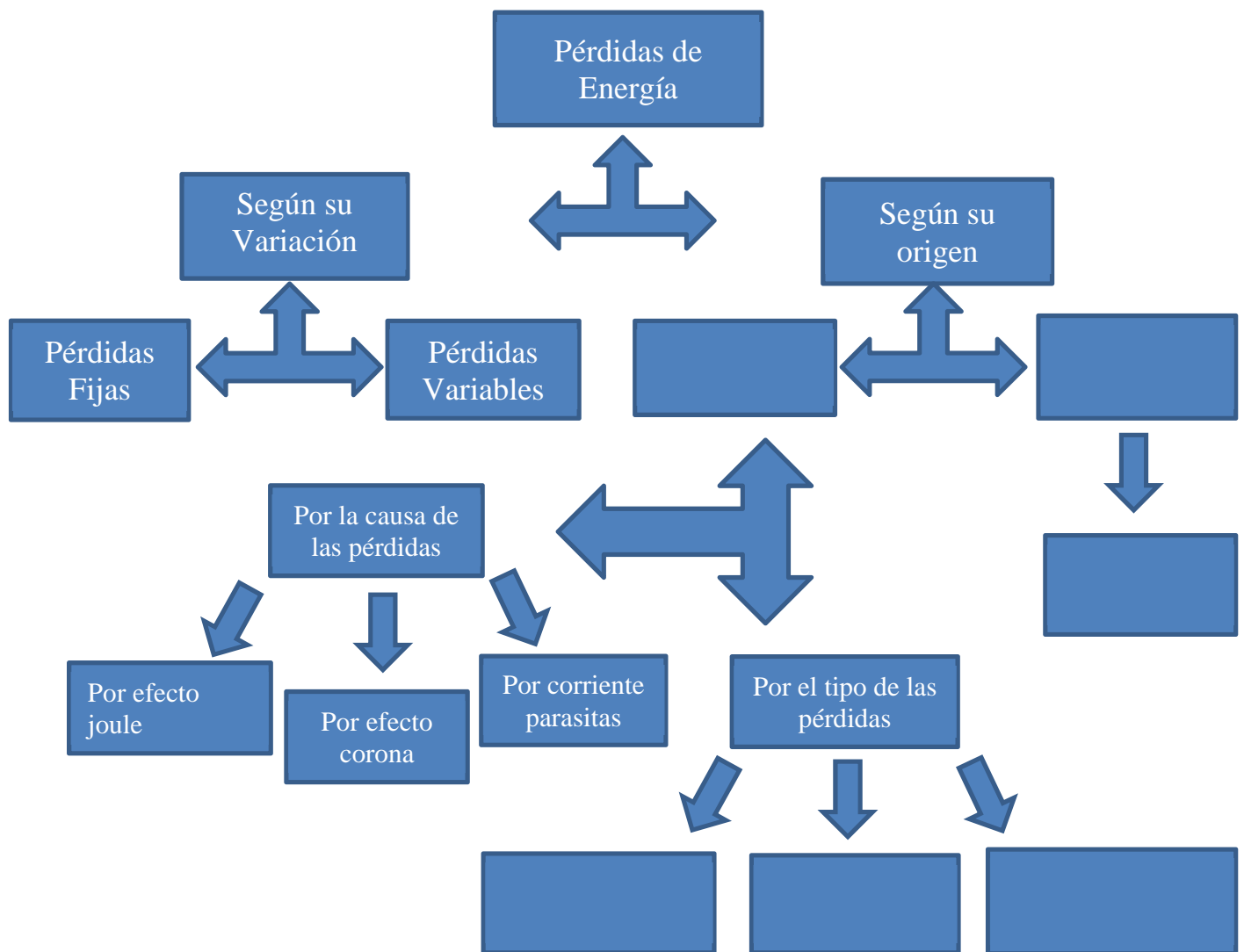
## **Relación de Anexos:**

**Anexo 1: Clasificación de Pérdida de Energía.**

**Anexo 2: Situación de los Transformadores subcargados.**

**Anexo 3: Levantamiento de carga.**

## Anexo 1. Clasificación de las Pérdidas de Energía.



## Anexo: 2 Resultado de estudio de Cargabilidad de los Transformadores

<b>Nodo</b>	<b><u>Transformadores</u></b> <b>Unidad(es)(kVA)</b>	<b><u>Sobrecargados</u></b> <b>Demanda(kVA)</b>	<b>Conexión</b>	<b>Fase(s)</b>
No26	Transformador de Fuerza (15)	38	Estrella Abierta	A

<b>Nodo</b>	<b><u>Transformadores</u></b> <b>Unidad(es)(kVA)</b>	<b><u>Subcargados</u></b> <b>Demanda(kVA)</b>	<b>Conexión</b>	<b>Fase(s)</b>
No6	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	B
No7	Transformador (50)	14	Fase-Neutro	A
No17	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	C
No36	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	B
No43	Transformador (15)	4	Fase-Neutro	B
No45	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	A
No95	Transformador (37.5)	11	Fase-Neutro	B
No96	Transformador (37.5)	11	Fase-Neutro	A
No98	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	B
No99	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	C
No94	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	A
No58	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	C
No54	Transformador (15)	4	Fase-Neutro	A
No56	Transformador (50)	14	Fase-Neutro	A
No55	Transformador (15)	4	Fase-Neutro	A
No51	Transformador (15)	4	Fase-Neutro	A
No44	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	C
No38	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	A
No40	Transformador (10)	3	Fase-Neutro	A
No41	Transformador (15)	4	Fase-Neutro	A
No39	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	A
No30	Transformador (15)	4	Fase-Neutro	A
No15	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	B
No32	Transformador (25)	7	Fase-Neutro	B
No87	Transformador (10)	3	Fase-Neutro	B



*Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

<b>Nodo</b>	<b>Transformadores</b>	<b>Subcargados</b>	<b>Conexión</b>	<b>Fase(s)</b>
	<b>Unidad(es)(kVA)</b>	<b>Demanda(kVA)</b>		
No74	Transformador (37.5)	11	Fase-Neutro	A
No14	Transformador (63)	18	Trifásico	A, B, C
No91	Transformador (400)	112	Trifásico	A, B, C
No5	Transformador de Fuerza (37.5)	14	Estrella Abierta	C
No5	Transformador de Alumbrado (50)	14	Estrella Abierta	B
No22	Transformador de Fuerza (37.5)	12	Estrella Abierta	A
No22	Transformador de Alumbrado (37.5)	12	Estrella Abierta	B
No67	Transformador de Alumbrado (25)	4	Estrella Abierta	A
No67	Transformador de Fuerza (10)	4	Estrella Abierta	C
No63	Transformador de Fuerza (25)	10	Estrella Abierta	A
No63	Transformador de Alumbrado (25)	10	Estrella Abierta	C
No49	Transformador de Fuerza (15)	3	Estrella Abierta	A
No49	Transformador de Alumbrado (15)	3	Estrella Abierta	C
No10	Transformador de Alumbrado (37.5)	8	Estrella Abierta	A
No10	Transformador de Fuerza (25)	8	Estrella Abierta	B
No9	Transformador de Alumbrado (25)	8	Estrella Abierta	C
No9	Transformador de Fuerza (25)	8	Estrella Abierta	A
No84	Transformador de Alumbrado (37.5)	9	Estrella Abierta	A
No88	Transformador de Fuerza (37.5)	12	Estrella Abierta	A
No88	Transformador de Alumbrado (37.5)	12	Estrella Abierta	C
No92				

Nodo	<u>Transformadores</u>	<u>Subcargados</u>	Conexión	Fase(s)
	Unidad(es)(kVA)	Demanda(kVA)		
No4	Transformador de Fuerza (15)	6	Estrella Abierta	A
No4	Transformador de Alumbrado (25)	6	Estrella Abierta	B
No100	Transformador de Fuerza (50)	14	Estrella Delta	A
No100	Transformador de Alumbrado (50)	14	Estrella Delta	B
No100	Transformador de Fuerza (50)	14	Estrella Delta	C
No72	Transformador de Fuerza (100)	28	Estrella Delta	A
No72	Transformador de Alumbrado (100)	28	Estrella Delta	B
No72	Transformador de Fuerza (100)	28	Estrella Delta	C
No73	Transformador de Fuerza (37.5)	11	Estrella Delta	A
No73	Transformador de Alumbrado (37.5)	11	Estrella Delta	B
No73	Transformador de Fuerza (37.5)	11	Estrella Delta	C
No69	Transformador de Fuerza (50)	14	Estrella Delta	A
No69	Transformador de Alumbrado (50)	14	Estrella Delta	B
No69	Transformador de Fuerza (50)	14	Estrella Delta	C
No65	Transformador de Fuerza (250)	68	Estrella Delta	A
No65	Transformador de Alumbrado (250)	68	Estrella Delta	B
No65	Transformador de Fuerza (250)	68	Estrella Delta	C
No60	Transformador de Fuerza (25)	7	Estrella Delta	A
No60	Transformador de Alumbrado (25)	7	Estrella Delta	B



Nodo	<u>Transformadores</u>	<u>Subcargados</u>	Conexión	Fase(s)
	Unidad(es)(kVA)	Demanda(kVA)		
No48	Transformador de Fuerza (25)	6	Estrella Delta	B
No48	Transformador de Fuerza (25)	6	Estrella Delta	C
No28	Transformador de Fuerza (37.5)	11	Estrella Delta	A
No28	Transformador de Alumbrado (37.5)	11	Estrella Delta	B
No28	Transformador de Fuerza (37.5)	11	Estrella Delta	C
No23	Transformador de Fuerza (25)	7	Estrella Delta	A
No23	Transformador de Alumbrado (25)	7	Estrella Delta	B
No23	Transformador de Fuerza (25)	7	Estrella Delta	C
No21	Transformador de Fuerza (37.5)	11	Estrella Delta	A
No21	Transformador de Alumbrado (37.5)	11	Estrella Delta	B
No21	Transformador de Fuerza (37.5)	11	Estrella Delta	C
No18	Transformador de Fuerza (250)	70	Estrella Delta	A
No18	Transformador de Alumbrado (250)	70	Estrella Delta	B
No18	Transformador de Fuerza (250)	70	Estrella Delta	C
No3	Transformador de Fuerza (167)	18	Estrella Delta	A
No3	Transformador de Alumbrado (167)	18	Estrella Delta	B
No3	Transformador de Fuerza (167)	18	Estrella Delta	C

**Anexo: 3 Levantamiento de carga.**

<b>Datos de las líneas del circuito H184</b>					
<b>Nodo inicial</b>	<b>Nodo final</b>	<b>Tipo de línea</b>	<b>Fase (s)</b>	<b>Conductor</b>	<b>Long(m)</b>
No1	No3	Aérea trifásica	A,B,C	CN4	12
No1	No2	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	80
No2	No4	Aérea bifásica	A,B	A70	50
No2	No5	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	190
No5	No6	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	123
No6	No7	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	224
No7	No9	Aérea trifásica	A,B,C	A120	219
No9	No33	Aérea bifásica	A,C	A120	155
No9	No31	Aérea bifásica	A,B,C	A120	70
No31	No34	Aérea monofásica	A	A120	40
No34	No74	Aérea monofásica	A	A120	100
No34	No35	Aérea monofásica	A	A120	50
No35	No75	Aérea monofásica	A	A120	250
No75	No76	Aérea monofásica	A	A120	40
No75	No77	Aérea monofásica	A	A120	350
No31	No32	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	200
No32	No79	Aérea bifásica	A,C	AI2/0	40
No79	No80	Aérea bifásica	A,B	AI2/0	140
No32	No78	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	300
No78	No82	Aérea monofásica	A	AI2/0	70
No82	No83	Aérea monofásica	A	AI2/0	65
No78	No81	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	100
No81	No85	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	40
No81	No84	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	300
No84	No86	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	840
No84	No87	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	400
No87	No88	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	230
No88	No89	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	100
No89	No90	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	900
No89	No91	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	100
No90	No92	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	500
No7	No8	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	98
No8	No10	Aérea trifásica	A,B,C	AI2/0	50
No10	No13	Aérea trifásica	A,B,C	A120	50
No13	No15	Aérea trifásica	A,B,C	A120	180
No13	No14	Aérea trifásica	A,B,C	A120	80

<b>Nodo inicial</b>	<b>Nodo final</b>	<b>Tipo de línea</b>	<b>Fase (s)</b>	<b>Conductor</b>	<b>Long(m)</b>
No14	No15	Aérea trifásica	A,B,C	A120	150
No8	No11	Aérea trifásica	A,B,C	A120	13
No11	No12	Aérea trifásica	A,B,C	A120	93
No12	No18	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	230
No18	No19	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	150
No12	No17	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	93
No17	No21	Aérea trifásica	A,B,C	A120	15
No17	No20	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	45
No20	No23	Aérea trifásica	A,B,C	A120	147
No20	No22	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	61
No22	No24	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	55
No24	No26	Aérea trifásica	A,B,C	A120	60
No26	No28	Aérea trifásica	A,B,C	A120	40
No26	No27	Aérea trifásica	A,B,C	A120	100
No27	No29	Aérea trifásica	A,B,C	A120	180
No27	No30	Aérea monofásica	A	CN6	60
No24	No25	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	450
No25	No37	Aérea monofásica	A	A120	37
No37	No39	Aérea monofásica	A	A120	70
No37	No38	Aérea monofásica	B	A120	116
No38	No41	Aérea monofásica	A	A120	147
No38	No40	Aérea monofásica	C	A120	142
No25	No36	Aérea trifásica	C	CN01	180
No36	No42	Aérea trifásica	A	CN01	150
No42	No44	Aérea monofásica	C	A70	40
No42	No43	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	50
No43	No45	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	177
No45	No46	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	100
No46	No49	Aérea bifásica	A,C	CN01	80
No46	No50	Aérea trifásica	A,B,C	A70	37
No50	No48	Aérea trifásica	A,B,C	A70	331
No50	No51	Aérea monofásica	A	A70	20
No46	No47	Aérea trifásica	A,B,C	A70	25
No47	No53	Aérea monofásica	A	A70	131
No53	No55	Aérea monofásica	B	A70	44
No53	No54	Aérea monofásica	B	A70	60
No54	No56	Aérea monofásica	C	A70	262
No47	No52	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	124
No52	No58	Aérea monofásica	C	A70	68



*Análisis para la disminución de las pérdidas en el circuito de Distribución Primaria H184 del municipio Urbanos Noris.*

Nodo inicial	Nodo final	Tipo de línea	Fase (s)	Conductor	Long(m)
No52	No57	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	64
No57	No60	Aérea trifásica	A,B,C	A120	100
No60	No61	Aérea trifásica	A,B,C	A120	45
No57	No59	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	197
No59	No63	Aérea bifásica	A,C	A70	280
No59	No62	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	71
No62	No65	Aérea trifásica	A,B,C	A70	254
No65	No64	Aérea trifásica	A,B,C	CN01	70
No64	No67	Aérea bifásica	A,C	CN4	75
No64	No66	Aérea trifásica	A,B,C	A120	980
No66	No68	Aérea trifásica	A,B,C	A120	50
No68	No71	Aérea trifásica	A,B,C	A120	85
No71	No73	Aérea trifásica	A,B,C	A120	90
No71	No72	Aérea trifásica	A,B,C	A120	176
No68	No70	Aérea trifásica	A,B,C	A120	168
No70	No94	Aérea monofásica	C	A120	123
No70	No93	Aérea trifásica	A,B,C	A120	139
No93	No95	Aérea trifásica	A,B,C	A120	91
No95	No96	Aérea trifásica	A,B,C	A120	360
No96	No97	Aérea trifásica	A,B,C	A120	30
No97	No99	Aérea trifásica	A,B,C	A120	495
No99	No9100	Aérea trifásica	A,B,C	A120	1143
No97	No98	Aérea trifásica	A,B,C	A120	259