

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

UCLV
Universidad Central
“Marta Abreu” de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: “Estudio de Pérdidas Técnicas en los Circuitos de Distribución 1 y 2 de la Ciudad Santa Clara”

Autor: Amadio Ernesto Pettini Estebanez

Tutores: MSc Grettel Quintana de Basterra

"Año 63 de la Revolución"

Santa Clara
Copyright©UCLV

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

UCLV

Universidad Central
“Marta Abreu” de Las Villas



FIE

Facultad de
Ingeniería Eléctrica

TRABAJO DE DIPLOMA

**Title: Electric energy losses study in Santa Clara
City distribution circuits 1 and 2.**

Author: Amadio Ernesto Pettini Estebanez

Thesis Director: MSc Grettel Quintana de Basterra

Santa Clara

2021

"Año 63 de la Revolución"

Santa Clara
Copyright©UCLV



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Automática, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

PENSAMIENTO

“El presente es de ellos; el futuro, para lo que realmente trabajé, es mío”

Nicola Tesla.

AGRADECIMIENTOS

A mis abuelos, por formar al hombre de valores que soy,

A mi hermano, por ser un ejemplo,

A mi mamá, por enseñarme el amor al trabajo,

A Mariela, por siempre estar allí, por halarme las orejas, y por sus vastos conocimientos de Metodología,

A todos mis compañeros, que nunca tiramos la toalla,

Al Pelo, por ser el caballo de guerra,

A Yordi, que con su laptop suplente teclee gran parte de este trabajo,

A mis profesores, en especial a los que siempre confiaron en mí, mi tutora Grettel, Limonte, Lugones y otros tantos que colaboraron en mi formación.

A todos muchas gracias

TAREA TECNICA

TAREA TÉCNICA

- ✓ Recorrer y actualizar los circuitos que se tomaron para ser examinados.
- ✓ Abordar las diferentes vías para el control y determinación de las pérdidas en Distribución Primaria.
- ✓ Obtener los valores de pérdidas técnicas en 5 circuitos del municipio.
- ✓ Estudio de mejoras en los circuitos para las nuevas condiciones de operación.
- ✓ Actualizar las características de las cargas con la ayuda de las lecturas realizadas con los NULEC.
- ✓ Emitir recomendaciones sobre los posibles cambios estructurales de los circuitos, basadas en un análisis técnico-económico.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

La presente investigación es el resultado del estudio de las pérdidas técnicas en los circuitos 1 y 2 de distribución primaria de la ciudad Santa Clara, específicamente en la subestación (S/E) Santa Clara 33kV/4kV. Se seleccionó esta S/E porque en ella se incumplen los estándares de pérdidas eléctricas establecidos por la Unión Eléctrica (UNE), 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 y se realizaron estudios de flujo de potencia. Con el ESTIMADOR se calcularon las pérdidas de cada circuito para analizar el nivel de incumplimiento de las normas de la UNE. Como resultado fundamental del estudio, se estimaron las cargas para los circuitos y lograr la disminución del por ciento de pérdidas técnicas.

Palabras Clave: pérdidas técnicas, circuitos, potencia.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	1
AGRADECIMIENTOS	2
TAREA TÉCNICA	1
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO 1. Pérdidas en circuitos de distribución	9
1.1 Características de los sistemas eléctricos de distribución	9
1.2 Características de las cargas en la distribución	10
1.2.1 Conductores más utilizados.	11
1.3 Pérdidas de potencia y energía en la distribución	12
1.4 Pérdidas técnicas	14
1.4.1 Clasificación de las pérdidas técnicas	15
1.5 Estudios de flujo de carga.....	15
1.6 Software Radial para el cálculo de pérdidas.....	17
CAPÍTULO 2. Análisis de la situación existente en los circuitos y metodología para la evaluación de pérdidas	20
2.1 Características estructurales y topológicas de la red	20
2.2 Características estructurales de la red objeto de estudio	20
2.2.1 Subestación Santa Clara 33 kV	21
2.2.2 Características Estructurales del circuito 1 de Santa Clara	22
2.2.3. Características Estructurales del circuito 2 de Santa Clara.....	23
2.3 Acciones más utilizadas para la reducción de pérdidas técnicas en Cuba ...	25

2.3.1 Recomendaciones generales para reducción Pérdidas Técnicas o Comerciales	27
2.4 Metodología para la realización del estudio de red	27
2.5 Resultados del flujo de carga	28
2.5.1 Estudio de pérdidas y niveles de tensión en el circuito	29
2.6 Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Carga 2021 (estimador)	30
CAPÍTULO 3. Resultados obtenidos	34
3.1 Consideraciones Iniciales	34
3.2 Resultados	34
3.3 Circuito 1 de Santa Clara	34
3.4 Circuito 2 de Santa Clara	38
CONCLUSIONES	43
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	44
ANEXOS.....	46

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 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. Y es que el crecimiento desmedido del consumo de energía eléctrica por encima de la capacidad que tiene el SEN para prestar el servicio, provoca 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. [1]

En los distintos componentes de la red eléctrica se producen, en condiciones normales de funcionamiento, pérdidas técnicas. Un reflejo de las deficiencias

operativas de las distribuidoras. Problemas que ocasionan mayores costos internos y encarecen las tarifas eléctricas y la economía [2].

En la actualidad se acometen innumerables planes para reducir las pérdidas de energía, las cuales son un reflejo fiel del estado tecnológico de cualquier sistema electroenergético. Sin embargo, estos esfuerzos han rendido pocos frutos debido a los escasos resultados logrados en la práctica. Por ello es necesario buscar soluciones innovadoras al problema que se basen en el análisis de los programas anteriormente ejecutados y, en particular, de aquellos que sí lograron resultados [3].

La sociedad actual ha activado organizaciones y fondos con vistas a la reducción de este importante indicador de la calidad de la energía. Estas organizaciones les facilitarían créditos a los países interesados en reducir sus pérdidas energéticas.

La celebración de fórums y eventos internacionales de las organizaciones vanguardias en este tema hacen posible un mejor entendimiento de la panorámica a nivel mundial. IEEE, SIEMENS, OLADE, entre otros, proponen métodos para dar soluciones a las problemáticas referidas a este tema, porque las pérdidas de una Empresa Distribuidora de energía afectan los parámetros de eficiencia técnica, comercial y administrativa para garantizar el servicio a los clientes.

Debido al alto costo de la energía eléctrica en los momentos actuales, se impone ahorrarla y aprovecharla óptimamente. Por ello la importancia de lograr una disminución real de pérdidas y mejora del factor de potencia; elementos que requieren la búsqueda de nuevos métodos, eficientes y económicamente justificables [4].

En este sentido, Cuba ha realizado disímiles acciones. Por ejemplo, la Unión Eléctrica (UNE) comenzó, desde el año 2000, un programa de reducción de pérdidas a través de mejoras en las redes, con el objetivo de reducir las a un 10%. Además, los investigadores prestan singular atención a este tema debido al impacto en la economía nacional y familiar.

Aun así, queda mucho por hacer para satisfacer la demanda. Y para ello surge la presente investigación; para proponer una solución a las pérdidas existentes en los circuitos estudiados.

Situación problemática:

La UNE en Villa Clara busca soluciones internas para reducir sus pérdidas mediante el establecimiento de metodologías que las caractericen y eliminar así este indicador negativo.

Problema de investigación:

¿Cuáles son las pérdidas de energía eléctrica en los circuitos de distribución 1 y 2 de la subestación Santa Clara 33kV?

Objeto de estudio:

Circuitos 1 y 2 de la Subestación Santa Clara 33kV.

Para dar respuesta al problema de investigación, se define el siguiente **objetivo general:**

Calcular las pérdidas de energía técnicas en los circuitos 1 y 2 de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara.

En el afán de organizar oportunamente la presente investigación, se trazan los siguientes **objetivos específicos:**

1. Establecer el marco teórico-conceptual sobre las pérdidas técnicas de energía eléctrica en la distribución y los métodos existentes para su evaluación.
2. Describir la situación actual de las pérdidas en el municipio y las herramientas que van a usar.
3. Calcular y analizar los resultados de las pérdidas técnicas obtenidos mediante métodos matemáticos y herramientas de simulación.

Para lograr los objetivos propuestos, se recopilaron los datos de los circuitos estudiados para su posterior análisis en el programa RADIAL. Gracias a ello se propusieron acciones para reducir estas pérdidas.

Teniendo en cuenta que las pérdidas de energía en una red de distribución eléctrica pueden minimizarse mediante la planificación y el diseño adecuados de las líneas, el presente estudio es de vital importancia para lograr el mejoramiento de la prestación de servicios eléctricos en el municipio. Para realizarlo se poseen todas las condiciones que garantizan la viabilidad de la investigación.

Justificación y viabilidad:

El trabajo se justifica por una necesidad de la Empresa Eléctrica de Villa Clara, de ofrecer un servicio de calidad y seguridad a circuitos de distribución en la ciudad de Santa Clara.

Su desarrollo es factible ya que se dispone de los softwares necesarios para realizar el flujo de carga.

Resultados y beneficios esperados:

Este trabajo pretende probar una herramienta computacional, desarrollada ya, que dadas las mediciones totales del circuito en un día característico y contando con una base de datos actualizada de la estructura del circuito y las potencias de los transformadores de distribución, pueda determinar una estimación de las cargas que produzca resultados compatibles con las mediciones disponibles. Evidentemente, esta estimación solo puede considerarse como una aproximación posible a la realidad y puede estar más o menos distante de los datos reales.

Estructura del trabajo:

El trabajo está estructurado en tres capítulos.

En el **Capítulo 1** se realiza una revisión bibliográfica sobre las características de los sistemas eléctricos de distribución, las cargas en la distribución, pérdidas de potencia y energía, pérdidas eléctricas, estudios de flujo de carga y se hace una pequeña descripción del software RADIAL.

El **Capítulo 2** muestra una descripción de los circuitos estudiados, los resultados del flujo de carga y una fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Carga 2021 (Estimador).

El **Capítulo 3** muestra los resultados obtenidos con el Estimador.

CAPÍTULO 1. Pérdidas en circuitos de distribución

1.1 Características de los sistemas eléctricos de distribución

Las líneas de distribución son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, industria, etc.) con las líneas de transmisión y subtransmisión. Su importancia es tal, que en algunos países se estudia una especialidad en sistema de distribución, debe destacarse que estas tienen mayor recorrido que el resto de las líneas de transmisión y subtransmisión. Todas las partes antes mencionadas conforman el sistema eléctrico cuya función fundamental es servir la energía que demandan los consumidores. La operación del sistema eléctrico debe ser tal que garantice en forma continua toda la energía eléctrica que se demanda. Debe destacarse que la energía eléctrica no se almacena, por tanto, siempre debe haber un equilibrio entre oferta y demanda [5].

Como elemento esencial de los SEP, las redes de distribución primaria son las instalaciones que operan a menos de 34.5 kV y tienen como función entregar la energía eléctrica a los transformadores de distribución asociados a las redes secundarias, que a su vez alimentan a los clientes. Se proyectan para que puedan, de forma fácil, evolucionar de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación. Estas redes constituyen, después de la generación, las que mayores inversiones requieren, y es aquí donde se producen las mayores pérdidas del proceso electroenergético. Las redes radiales son soterradas en las grandes ciudades, y aéreas en el resto de las instalaciones, son las más ampliamente usadas por su simplicidad y costo y recuerdan la estructura de un árbol ya que reciben la energía

desde una sola fuente y la van “entregando” a los clientes a lo largo de su recorrido [1] [6].

Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en: industriales, comerciales, urbanos y rurales.

Debido al gran número de consumidores conectados a las redes de distribución es la parte del SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) que más energía consume de la generación. Y está constituida por diferentes componentes, entre ellos:

- Subestaciones de distribución: Reciben las líneas de subtransmisión y reducen las tensiones a sus valores nominales.
- Alimentadores primarios: Son las líneas que saliendo de una subestación de distribución van a alimentar a los transformadores de distribución.
- Transformadores de distribución: Son los transformadores destinados a reducir la tensión de los valores usados en los circuitos de distribución primaria.
- Alimentadores secundarios: Son las líneas que partiendo de los transformadores de distribución dan servicio a los consumidores por medio de las acometidas.
- Acometidas: Son las líneas que partiendo de los alimentadores secundarios se extienden hasta los metros contadores de los consumidores.
- Metros contadores. Son los instrumentos conectados a los consumidores, destinados a medir la energía consumida por los mismos [7].

1.2 Características de las cargas en la distribución

En la distribución, la tensión es transformada mediante los transformadores instalados en cada punto. La industria típica trabaja a tensiones entre 380 y 480 voltios, a diferencia de la Industria pesada que opera a 33 kV. En algunos países las viviendas reciben voltajes entre 220 y 240 V, en otros oscilan entre 110 y 125 V.

Las redes de distribución son las que se establecen en áreas urbanas y rurales, las mismas pueden ser aéreas o subterráneas y tienen como función proporcionar electricidad a los consumidores medianos y menores. La distribución primaria recibe la energía de una subestación de distribución y en su recorrido la transfiere directamente a

los consumidores medianos ya sean: pequeñas industrias talleres de maquinaria ligera, establecimientos comerciales, y a los consumidores menores (residenciales), a través de la distribución secundaria. En Cuba los voltajes más usados en la distribución primaria son 2.4/4.16 kV y 7.6/13.2 kV, voltajes de fase y línea respectivamente en los secundarios de las subestaciones, cuyos transformadores están conectados en estrella con el neutro sólidamente aterrado.

Constituye un voltaje preferido por el sistema 13.8 kV, debido a que estos circuitos pueden cubrir zonas más extensas, que los de 4.16 kV, llegando en circuitos rurales, a tener longitudes entre 10 a 15 km y a veces más, además pueden asumir con más facilidad los crecimientos de las cargas y ampliación de las líneas para cubrir las nuevas necesidades de servicio. Esta forma de distribución es típica de los circuitos urbano-rurales, donde generalmente la subestación está ubicada en las afueras de la ciudad y después de pasar por una zona de la misma se extiende hacia las áreas rurales. Los transformadores de distribución reducen los voltajes de valores primarios a valores de utilización, es aquí donde aparece la distribución secundaria. En el país son muy utilizados los transformadores monofásicos con voltajes por primario de 2.4 kV o 7.6 kV para ser conectados entre una fase y el neutro o tierra; existen también transformadores con voltaje nominal por primario, igual al voltaje de línea de los circuitos primarios pero son menos comunes.

En Cuba el voltaje por secundario de los transformadores de distribución que brindan servicio a las viviendas tienen valores de 120/240 voltios. Estos circuitos parten desde el transformador o banco y tienen un recorrido que salvo raras ocasiones no llegan a 300 m de longitud, su función es dar servicio directo a los consumidores pequeños.

Uno de los dispositivos a tener en cuenta en los sistemas de distribución constituye sin dudas los interruptores automáticos NULEC, conectados estos en subestaciones y en las líneas como (seccionalizadores), los cuales fueron introducidos en pleno auge de la revolución energética presentando un sinnúmero de aplicaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs) [8].

1.2.1 Conductores más utilizados.

En Cuba el sistema electroenergético presenta disímiles conductores en sus redes, los cuales se diferencian tanto en calibre como en sus características

constructivas y técnicas, lo que permite realizar su selección de acuerdo a sus ventajas y desventajas en determinadas ocasiones. En el sistema los conductores pueden ser de cobre o aluminio, los de cobre por sus características son los más estables químicamente, pero por su alto costo inicial obliga a utilizarlos solamente cuando su sustitución no sea posible. Por esta razón en el sistema cubano el conductor más apropiado es el aluminio y sus aleaciones, que aunque su reducido costo es el incentivo principal para su utilización, hay otras ventajas que deben tomarse en cuenta: por ejemplo, tomando conductores de similar capacidad de corriente, el conductor de aluminio tiene mejores características de cortocircuito que su equivalente de cobre. El aluminio tiene una gran afinidad con el oxígeno, y en presencia del aire adquiere rápidamente una película de óxido delgada, resistente y transparente, la cual posee altas propiedades dieléctricas y es químicamente estable y resistente a la corrosión [9].

1.3 Pérdidas de potencia y energía en la distribución

Todo proceso es susceptible de ser evaluado desde el punto de vista de la eficiencia particularmente en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Dicho parámetro se evalúa mediante un índice de pérdidas, definido por la Comisión de Regulación de Energía y GAS (CREG) que relaciona la diferencia entre la energía entregada y la energía facturada. Los Sistemas Eléctricos de potencia son los encargados de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Para su estudio se dividen en diferentes componentes que son:

- La Generación
- La Transmisión
- La Subtransmisión
- La distribución primaria
- La distribución secundaria.

En cada una de esas partes se producen las denominadas pérdidas que en forma genérica no son más que aquella parte de la energía que no se emplea en nada útil, principalmente debido a la producción de calor por efecto Joule (I^2R) y por otros efectos como es el caso de las denominadas pérdidas magnéticas ($Ph + e$) en las maquinas eléctricas, las pérdidas por efecto corono, etc. Otra forma de interpretar este concepto de pérdidas es que es energía que implica para el país un alto costo (las principales fuentes de generación en la actualidad son de las llamadas térmicas, que consumen combustibles fósiles que aun cuando el país emplea crudo nacional en un buen porcentaje, implica siempre importar una cantidad de dicho combustible, sin hablar ya de los costos de explotación y mantenimiento de dichas plantas

Una de las exigencias a las provincias y también a los municipios es el control del nivel de estas pérdidas, aspecto sumamente complejo dada la cantidad de variables involucradas, que van desde el buen estado técnico de los diferentes elementos (conductores, aisladores, transformadores, etc.) hasta la instrumentación requerida para la medición de las transferencias de energía entre diferentes puntos del sistema, pasando por componentes subjetivas como los errores o insuficiencias de los técnicos que se encargan de estos aspectos y el denominado “robo de energía” Por ello en la estimulación del personal que trabaja vinculado a esta área de la producción, transmisión y distribución su estimulación material depende del cumplimiento de los índices de pérdidas.

Las pérdidas de potencia y energía de un sistema de distribución dependen de la demanda que ésta debe suplir, por lo que la información debe ser correcta para obtener resultados más precisos. Para la estimación de la demanda es necesario la utilización de aparatos de medición, que permita llevar un registro de la información que se requiere para el estudio, los resultados obtenidos son los valores de corriente, voltaje, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía [4].

1.4 Pérdidas técnicas

El concepto de "Pérdidas Técnicas", es inherente al proceso que se sigue para suministrar energía a un usuario punto de venta de energía. En la naturaleza y en el campo tecnológico, como bien se conoce, no existe una máquina perfecta, ni un elemento capaz de funcionar u operar con una eficiencia de 100%, lo que indica que las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución siempre existirán, pero que no deben sobrepasar los valores aceptables de un óptimo funcionamiento [7].

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

La circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de línea y susceptancias a tierra; también producen pérdidas, que si bien es cierto son pequeñas, pero juntas incrementan los niveles de pérdidas en las redes.

Las redes subterráneas, a pesar de cumplir con la misma finalidad que las líneas aéreas, tienen un comportamiento diferente a éstas. Esta diferencia está basada fundamentalmente en las condiciones de operación de las mismas y de las características de los materiales requeridos para tales condiciones, aspectos que influyen sobre las pérdidas técnicas, y por lo cual merecen un tratamiento y una metodología particulares.

La magnitud de las pérdidas estará en función de la carga a la que suministren. Como se conoce, la carga es de magnitud variable, y como las pérdidas están en función de la intensidad de corriente suministrada, entonces los valores de las pérdidas también variarán; siendo mayores en las horas de máxima demanda.

Por otro lado se debe considerar la naturaleza de la carga también, que en la mayoría de los casos, es de carácter inductivo, lo que provoca un desfase del

vector corriente, respecto al vector tensión, debido al consumo de potencia reactiva, requerida por los aparatos que contienen elementos inductivos, necesarios para establecer corrientes de magnetización.

Las pérdidas en las líneas aéreas, se producen básicamente debido al efecto Joule, a la reactancia inductiva y al factor de potencia de carácter inductivo de la carga, que hace que circule potencia reactiva por las redes, incrementando de esta manera las pérdidas técnicas. La reactancia capacitiva es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas del recorrido de las líneas, como bien se conoce a menor longitud menor reactancia capacitiva.

1.4.1 Clasificación de las pérdidas técnicas

Por el tipo de pérdidas. Obedecen a la parte y proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así se tienen:

- a) Pérdidas por transporte: producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las redes de distribución primarias y secundarias.
- b) Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de alta, media y baja tensión y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.
- c) Pérdidas en las mediciones: producidas en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones.

Por la causa de las pérdidas se agrupan de acuerdo a tres causas:

- a) Pérdidas por efecto corona.
- b) Pérdidas por efecto Joule.
- c) Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

1.5 Estudios de flujo 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 y líneas se instalan de acuerdo con los resultados obtenidos de los estudios de flujo de carga para las necesidades y condiciones futuras.

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

Los modelos computarizados de los diferentes componentes de un sistema, proveen la base para el análisis del mismo sobre la base de la reducción de las pérdidas de potencia y energía (ver figura 1.1). Estos modelos fueron usados para llevar a cabo las siguientes funciones:

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

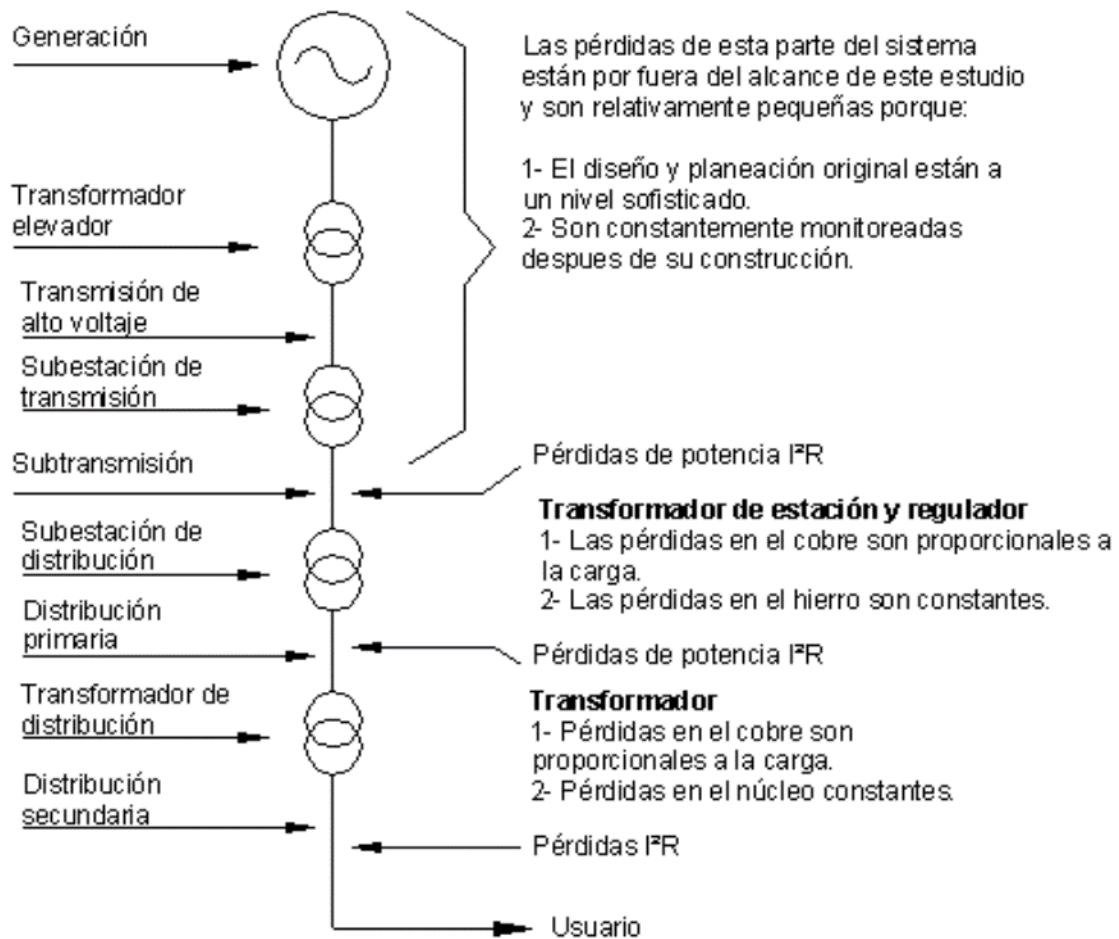


Figura 1.1. Localización de las pérdidas en el sistema [5].

1.6 Software Radial para el cálculo de pérdidas

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. Este programa emplea 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 básicas eléctricas (OBEs), para realizar los estudios de flujo de potencia en las redes de distribución.

El sistema RADIAL 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.

Los principales datos son:

- Conductores de Cu, Al con todas sus características (ver anexo 1).
- 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, mixta, etc.).

Datos operativos:

- Voltaje nominal y de operación.

Datos del circuito:

El sistema simula un editor gráfico que permite dibujar la configuración del circuito, donde se le incorporan los datos del problema particular que se estudia.

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) [1].

El software ofrece una gran variedad de resultados con facilidades de impresión, como:

1. Flujo de carga monofásico: Representado por un sistema de fasores trifásico con dos fasores semi ocultos. Al ejecutarse muestra la hora de máxima y de mínima. Por “default” ejecuta el flujo a la hora de máxima, pero se puede elegir otra hora.
2. Flujo de carga trifásico: Representado por un sistema de fasores trifásico.
3. Capacitores.
4. Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de potencia.
5. Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de energía.
6. Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia.
7. Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de energía.
8. Cálculo de las corrientes de cortocircuitos de circuitos radiales.
9. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales.
10. Análisis de cogeneración.
11. Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos.
12. Traspaso de cargas de un circuito a otro.
13. Reubicación de la subestación. [10]

CAPÍTULO 2. Análisis de la situación existente en los circuitos y metodología para la evaluación de pérdidas

2.1 Características estructurales y topológicas de la red

La energía eléctrica de la provincia Villa Clara proviene del Sistema Electroenergético Nacional y de los emplazamientos de generación (diésel y fuel oil) existentes en el territorio. Recibida a través de una subestación de 220 kV y 10 de 110 kV, por su posición geográfica se transfiere energía a las provincias vecinas de Sancti Spíritus y Cienfuegos y recibe energía de: Matanzas, Sancti Spíritus y Cienfuegos, esta energía se distribuye a través de 30 líneas de subtransmisión (33 kV) con una longitud de 753.79 km.

La ciudad de Santa Clara cuenta con un total de 54 circuitos de distribución primaria, conectados a 31 subestaciones de distribución que reducen el voltaje a 4.16 o 13.8 kV alimentando a más de tres mil transformadores de distribución, los mismos suministran la energía a los diversos consumidores. El calibre en el tronco de los circuitos es generalmente AC-150, AAAC-78 y en los ramales abunda el AC-70 y el Cu # 6 AWG.A. [4]

2.2 Características estructurales de la red objeto de estudio

El presente trabajo abarca las líneas de distribución primaria que parten de la subestación Santa Clara 33kV, debido a que las mismas presentan niveles elevados de pérdidas de energía, dadas por la diferencia entre la energía que se distribuye cada mes a través de estas y la energía total facturada a los clientes servidos por dichas redes.

Como punto de partida se toman de la subestación objeto de estudio, sus características estructurales (Ver Tabla 2.1), donde se obtuvieron los datos necesarios para localizar espacialmente la red objeto de estudio, y tener una idea de la magnitud de trabajo y el tiempo estimado para realizar la tarea encomendada.

Tabla 2.1 Características Estructuras de la S/E Santa Clara 33kV.

Características	
Código	VE34
Nombre	SANTA CLARA 33 KV
Salida	Distribución
Tipo	Propia
Circuito Alimentador	124
Desconectivos	16
Bancos de Transformadores	283
KVA	11300
Voltaje de Salida	4,16
Clientes	23288
# de Salidas	4
línea de distribución	32,3km

Los circuitos 1 y 2 de Santa Clara cuentan con una extensión de 19,3 km, distribuyendo energía a una gran parte del conglomerado de tiendas del Boulevard santaclareño, así como algunos hoteles del casco histórico y panaderías.

2.2.1 Subestación Santa Clara 33 kV

La ciudad cuenta con un total de 50 circuitos de distribución primaria de los cuales 24 operan a 4160 V y 26 lo hacen a 13 800 V. La subestación en estudio se encuentra ubicada en la Empresa Eléctrica Provincial entre las calles Luis Estévez y Máximo Gómez, a un costado del Ferrocarril. Alimenta a varios circuitos del centro de la ciudad como por ejemplo el 1 y el 2, que son los que se analizan en este caso.

feb	112,19	93,67	18,52	13,51	11,28	2,23
mar	139,88	113,39	26,49	15,84	12,84	3,00
abr	150,46	124,19	26,27	15,29	12,62	2,67
may	148,51	120,93	27,58	15,83	12,89	2,94
jun	150,19	128,76	21,43	15,07	12,92	2,15
jul	171,88	132,59	39,29	16,58	12,79	3,79
ago	183,72	140,30	43,43	17,05	13,02	4,03
sep	154,56	126,52	28,05	15,10	12,36	2,74
oct	155,18	127,51	27,67	15,59	12,81	2,78
nov	139,55	120,92	18,62	14,91	12,92	1,99
dic	125,72	108,97	16,74	14,64	12,69	1,95
Total	1751,65	1440,55	311,10	15,40	12,67	2,74

Las pérdidas totales de este circuito son considerables (ver anexo 3). Se observa claramente su incumplimiento de la norma establecida por la UNE en cuanto los niveles permisibles de estos indicadores para los circuitos de distribución primaria de energía. Evidentemente la alimentación a 4,16kV tan baja para la distribución primaria se influencia negativamente en dichos parámetros, además de encontrar varios transformadores sobrecargados, otros en nivel desfavorable de explotación con la necesidad de mantenimientos o de sustitución.

2.2.3. Características Estructurales del circuito 2 de Santa Clara

El circuito número 2 de la capital provincial villaclareña tiene como código VJ2 (ver anexo 4), su desconectivo es V409, alimentado a 4,16 kV. Está conformado por 65 bancos de transformadores que entrega 691,2 MW/H a 2808 clientes. A nivel técnico observamos varios transformadores con un nivel de explotación en exceso con la necesidad de mantenimiento o de sustitución. También, es un circuito en

general sobrecargado y se obtendrían índices de pérdidas más acordes con una elevación del voltaje de alimentación (4,16kV).

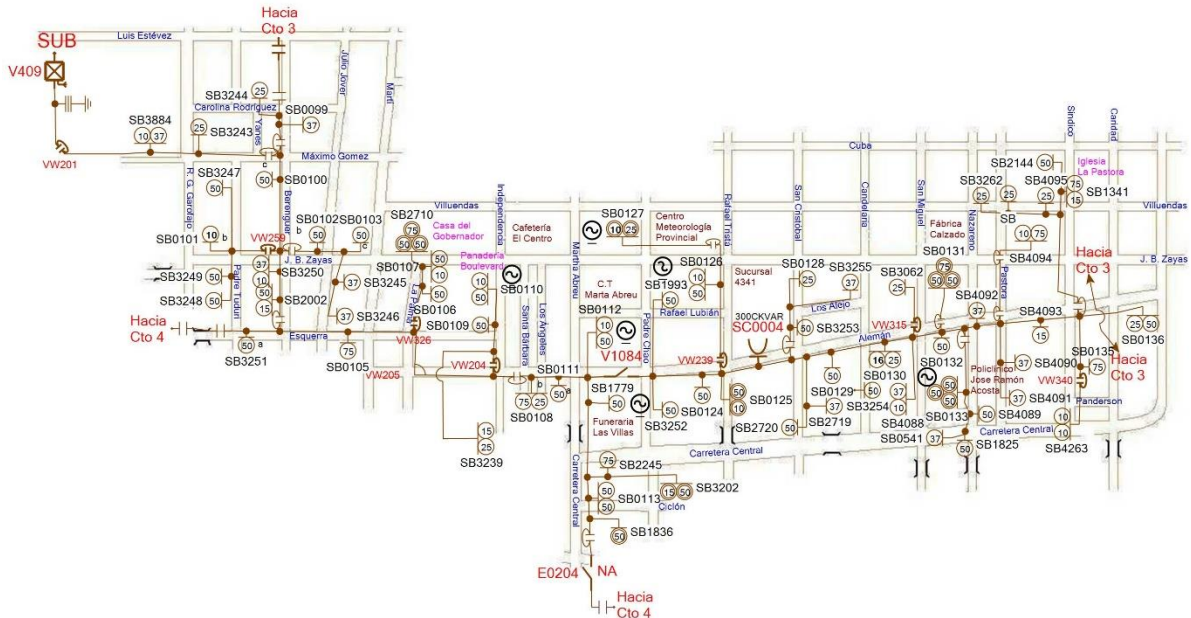


Figura 2.2. Monolineal del circuito 2.

Tabla 2.3. Cálculo de pérdidas por concepto circuito 2.

Circuito 2						
Mes	Pd Totales (MWh)	Pd Téc (MWh)	Pd No Téc. (MWh)	% Pérdidas Totales	% Pérdidas Técnicas	% Pérdidas No Técnicas
ene	120,68	104,79	15,89	16,40	14,24	2,16
feb	114,50	96,17	18,33	15,24	12,80	2,44
mar	139,74	110,58	29,16	17,49	13,84	3,65
abr	151,44	122,15	29,29	17,01	13,72	3,29
may	148,71	123,76	24,96	17,52	14,58	2,94

jun	150,67	116,50	34,17	16,71	12,92	3,79
jul	171,93	133,10	38,83	18,33	14,19	4,14
ago	182,31	139,61	42,70	18,70	14,32	4,38
sep	155,31	125,58	29,73	16,77	13,56	3,21
oct	153,28	125,27	28,01	17,02	13,91	3,11
nov	140,82	122,95	17,87	16,63	14,52	2,11
dic	127,11	111,49	15,62	16,36	14,35	2,01
Total	1756,52	1431,95	324,57	17,07	13,92	3,15

(Ver anexo 5)

2.3 Acciones más utilizadas para la reducción de pérdidas técnicas en Cuba

Debido a que en los circuitos existen altas pérdidas de energía eléctrica en la distribución de la misma, se utilizan una serie de acciones y variantes para darle solución a este problema.

➤ Conversión de entrada de los circuitos de 4.16 kV a 13.8 kV.

Consiste en elevar el nivel de tensión de circuitos distribución como es el caso de la subestación Santa Clara 33kV de 4.16 kV a 13.8 kV y con esto elevar la eficiencia del mismo.

➤ Cambio de conductor en alimentadores.

Esta tecnología consiste en el cambio parcial de conductores en los tramos que se sobrepase el límite térmico del mismo, teniendo en cuenta la carga máxima instalada en una de las fases. El uso de conductores de baja resistencia (conductores trapezoidales que se describe en el apartado siguiente relativo a las pérdidas en transmisión), permiten disminuir las pérdidas técnicas. En este caso aplica un concepto similar, solo que la utilización de conductores trapezoidales es limitada, por lo que refiere mayormente al uso de conductores de mayor sección.

En este caso se utilizaría un conductor de cobre de mayor sección transversal y no de Al 78 mm², debido a que con el Cu #6 no se puede utilizar en niveles de voltaje a 13,8 kV por que impide el trabajo en caliente en líneas aéreas. A pesar de que un aumento en la sección de los conductores disminuye pérdidas de potencia y energía en las líneas, este incrementara los costos totales de inversión.

➤ División de circuito

Esta mejora consiste en la división del circuito secundario, causado por motivos de que un transformador este sobrecargado, sea muy extenso lo que implica que no se brinden los niveles de tensión y pérdidas adecuados. Resultando menos factible el utilizar uno de mayor capacidad. En este caso se observa como todas las pérdidas de potencia y energía aumentan como resultado de un aumento en la cantidad de clientes en estos bancos, por lo que se hizo preciso la instalación de nuevos bancos lo explicado anteriormente.

➤ Reajuste de la potencia instalada.

El hecho de que los transformadores de distribución estén normalmente conectados las 24 horas del día durante los 365 días al año, determina que las pérdidas de estos equipos tengan incidencia en los costos de operación en los usuarios. Debido a que en el circuito existen algunos transformadores trabajando en régimen de sobrecarga y otros subutilizados, los cuales puede ser sustituidos, con el objetivo de disminuir las pérdidas y eliminar una capacidad ociosa en los subcargados, así como el deterioro en los que se encuentran en régimen de sobrecarga, por lo que se recomienda el cambio de estos transformadores por otros que trabajen aproximadamente a un 70% de su potencia nominal, dejando un 30% de reserva. Dada la importancia de las pérdidas que no dependen de la carga (pérdidas en el núcleo), el diseño de las subestaciones debe permitir, en la medida de lo posible, que se pueda desconectar uno, o más transformadores durante los períodos en que la carga es reducida o nula. La selección de transformadores para un proyecto dado debe tomar en cuenta los costos de inversión de las distintas opciones, las pérdidas en el núcleo, el grado de carga de los transformadores, las pérdidas en el cobre o en carga. Debido al crecimiento

exponencial de las pérdidas en carga, un transformador cargado a un 110% de su potencia nominal presenta pérdidas de por lo menos el doble que uno cargado al 80% de su capacidad nominal [10].

2.3.1 Recomendaciones generales para reducción Pérdidas Técnicas o Comerciales

Debido a al incumplimiento del porcentaje estándar para pérdidas comerciales se nos dio la tarea de brindar ciertas propuestas que ayudan, junto a la propuesta de medición por secundario, a la disminución de este parámetro negativo.

1. Mejorar el Proceso de Facturación:
 - Automatizar la toma de lectura.
 - Imprimir las planillas en el mismo sistema.
2. Mejorar el proceso de Contratación de Servicios Eléctricos
 - Facilitar el proceso, poniendo la menor cantidad de inconvenientes para la obtención del servicio
 - Colocar carteles con información completa para los usuarios que desean contratar algún servicio eléctrico.
3. Atacar el problema de Fraude y Hurto de energía:
 - Revisión de campo teniendo como prioridad a los industriales comerciales y residenciales en ese orden
 - Protección de los equipos de medición de tal manera de que se observe si estos han sido manipulados por terceros, en otras palabras, cuidado y vigilancia del propio personal de sus medios de trabajo, para un mejor uso en las mediciones eléctricas [11].

2.4 Metodología para la realización del estudio de red

Para la realización del estudio de los circuitos objeto de estudio se elaboró un plan de acciones a seguir para poder llegar a un mejor análisis y posteriores conclusiones que se expondrán en el capítulo 3, así como proponer medidas necesarias desde el punto de vista energético para la reducción de las pérdidas totales en distribución en los circuitos objeto de estudio.

- 1) Se definieron los circuitos objeto de estudio según sus características técnicas y topológicas, atendiendo a esquemas monolineales.
- 2) Se relacionaron las existencias físicas en líneas, en transformadores y la potencia instalada de cada circuito correspondiente.
- 3) Se simuló en RADIAL cada circuito y se calcularon las pérdidas a través de corridas de flujo de potencia, las cuales se realizaron cumpliendo las siguientes especificaciones: Para el porcentaje de carga de los transformadores, se utilizó el 80 %. Este porcentaje fue el resultado de un estudio realizado por el Grupo Técnico de la Empresa Eléctrica de Villa Clara, donde se determinó el promedio de carga por capacidad de transformadores, para la ciudad del territorio villaclareño.
- 4) Se calcularon las pérdidas totales en distribución para cada circuito y se definieron entre técnicas y no técnicas.
- 5) Se evaluó la eficiencia de cada circuito atendiendo al % de pérdidas que presentaron y al % establecido por la Unión Eléctrica, para el control de los niveles de pérdidas técnicas en las redes de distribución primaria.
- 6) Se propusieron las acciones técnicas a realizarse en cada circuito, con el objetivo de disminuir las pérdidas técnicas.

2.5 Resultados del flujo de carga

En la figura 2.6 y 2.7 se muestran secciones de los circuitos montados en el programa RADIAL.

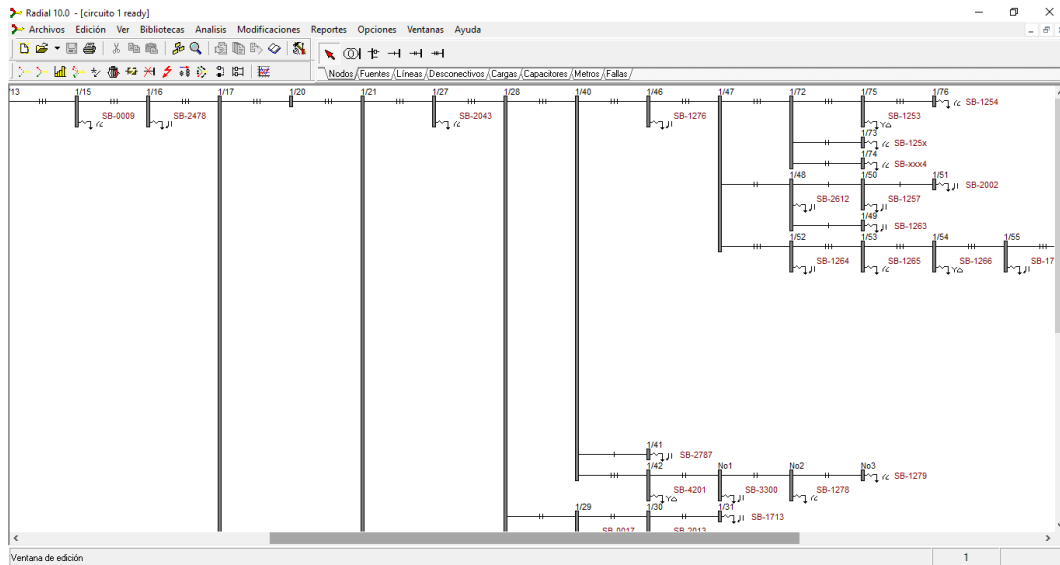


Figura 2.3. Circuito 1 montado en el RADIAL.

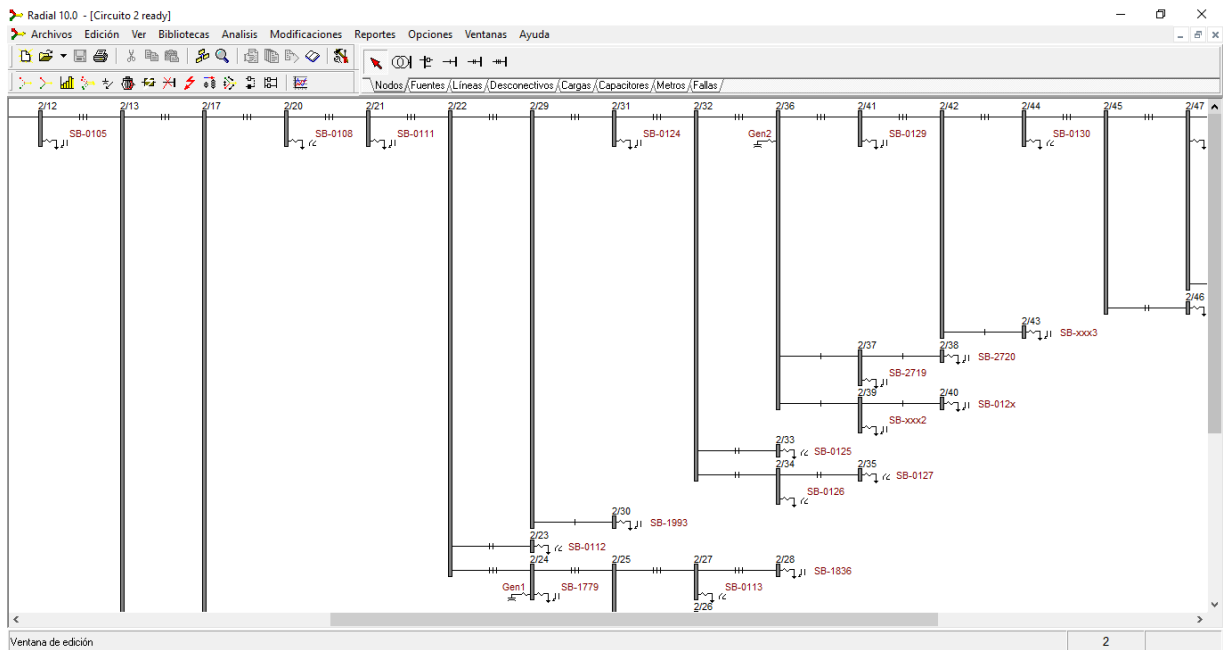


Figura 2.4. Circuito 2 montado en el RADIAL.

2.5.1 Estudio de pérdidas y niveles de tensión en el circuito

Los resultados obtenidos por la corrida del RADIAL para un día promedio en cuanto a pérdidas y energía se muestran en las figuras 2.8 y 2.9.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1827	kW	Energía activa de las cargas	48	MW.h/día
Potencia reactiva de las cargas	955	kvar	Energía reactiva de las cargas	32	Mvar.h/día
Pérdidas activas en líneas	42	kW	Pérdidas de energía activa en líneas	1426	kW.h/día
Pérdidas reactivas en líneas	57	kvar	Pérdidas de energía reactiva en líneas	1922	kvar.h/día
Pérdidas de cobre en transformadores	20	kW	Pérdidas de energía de cobre en transformadores	666	kW.h/día
Pérdidas de hierro en transformadores	11	kW	Pérdidas de energía de hierro en transformadores	273	kW.h/día
Pérdidas reactivas en transformadores	36	kvar	Pérdidas de energía reactiva en transformadores	1202	kvar.h/día
Pérdidas totales de potencia activa	74	kW	Pérdidas totales de energía activa	2365	kW.h/día
Pérdidas totales de potencia reactiva	93	kvar	Pérdidas totales de energía reactiva	3124	kvar.h/día
% de pérdidas de potencia	4	%	% de pérdidas de energía	5	%
Factor de potencia del circuito	0.96		Factor de potencia medio pesado	0.92	
Potencia activa de cogeneración	0	kW	Energía activa de cogeneración	0	kW.h/día
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar	Energía reactiva de cogeneración	0	kW.h/día
Potencia reactiva en capacitores.	525	Ckvar			

Figura 2.5. Circuito 2.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1925	kW	Energía activa de las cargas	52	MW.h/día
Potencia reactiva de las cargas	786	kvar	Energía reactiva de las cargas	26	Mvar.h/día
Pérdidas activas en líneas	22	kW	Pérdidas de energía activa en líneas	752	kW.h/día
Pérdidas reactivas en líneas	34	kvar	Pérdidas de energía reactiva en líneas	1184	kvar.h/día
Pérdidas de cobre en transformadores	26	kW	Pérdidas de energía de cobre en transformadores	881	kW.h/día
Pérdidas de hierro en transformadores	18	kW	Pérdidas de energía de hierro en transformadores	426	kW.h/día
Pérdidas reactivas en transformadores	38	kvar	Pérdidas de energía reactiva en transformadores	1292	kvar.h/día
Pérdidas totales de potencia activa	66	kW	Pérdidas totales de energía activa	2058	kW.h/día
Pérdidas totales de potencia reactiva	72	kvar	Pérdidas totales de energía reactiva	2476	kvar.h/día
% de pérdidas de potencia	3	%	% de pérdidas de energía	4	%
Factor de potencia del circuito	0.92		Factor de potencia medio pesado	0.88	
Potencia activa de cogeneración	0	kW	Energía activa de cogeneración	0	kW.h/día
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar	Energía reactiva de cogeneración	0	kW.h/día
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar			

Figura 2.6. Circuito 1.

2.6 Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Carga 2021 (estimador)

La base para cualquier tipo de estudio a realizar en un circuito de distribución es el conocimiento con la mayor precisión posible de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores o transformadores monofásicos del circuito.

La carga se caracteriza normalmente por su magnitud pico (kW y kvar) y por su comportamiento horario (gráfico de carga). Además, debido a las características de los bancos de transformadores que se emplean en estos circuitos, para determinar su corriente de carga en cada fase del circuito primario, es preciso

conocer en todo momento la magnitud de la carga monofásica y trifásica del banco.

La única forma de conocer la magnitud de las cargas es medirlas, e incluso las mediciones solo serán válidas para el momento en que estas se realizan. Sin embargo, los circuitos de distribución en Cuba carecen de instrumentación para monitorear la carga en los bancos de transformadores de distribución y la experiencia dice que normalmente no se dispone de tomas de carga de los mismos.

En el caso en que hayan obtenido tomas de carga, estas solo informan de las corrientes en determinado horario, en el día en que se tomaron las lecturas. No obstante, estas mediciones pueden utilizarse para estimar la distribución de la carga entre los transformadores del banco y para estimar propiamente la carga máxima en el banco.

Últimamente se han instalado metro-contadores de energía en algunos transformadores monofásicos de distribución en algunos territorios, pero aún no se ha generalizado esta práctica. Además, esto solo permite conocer la energía consumida por la carga en un periodo de tiempo determinado.

Algunos consumidores estatales del circuito pueden disponer de metros contadores inteligentes que registran los gráficos de carga de dichos consumidores y su energía. Estas mediciones pueden caracterizar la carga de dichos consumidores con bastante precisión.

La existencia de los registros de la facturación de la energía a los consumidores estatales y residenciales es otra posible contribución a la medida de la carga, pero aquí el problema reside en contar con una base de datos fiable que refiera correctamente, qué banco de transformadores alimenta a cada consumidor. Además, estas mediciones solo permitirían caracterizar la energía consumida.

De esta manera, se puede concluir que comúnmente no existen mediciones actualizadas de las cargas y se hace casi imposible realizarlas antes de hacer cualquier tipo estudio que se requiera. Esto lleva muchas veces a los especialistas a estimar las cargas en los diferentes bancos de transformadores (potencia activa

y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga).

Esta estimación se realiza mediante diferentes criterios que pueden ser más o menos exactos y que muchas veces introducen errores apreciables. Además, en el caso de estudios en que es importante la caracterización de la carga por fase, como es el caso de los análisis para el balance de fases, se complica más aún esta estimación.

Normalmente, todos los circuitos de distribución primaria utilizan recerradores Nulec o dispositivos Ion que monitorean constantemente el circuito, por lo cual disponen de mediciones de los parámetros totales del circuito: potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, tensiones y corrientes de fase y corriente de neutro entre otros.

Por lo tanto, aunque no se dispone de mediciones en los bancos de transformadores, si se conocen los valores de los parámetros totales del circuito y su comportamiento horario. Estas mediciones totales del circuito pueden emplearse como base de comparación para determinar si una estimación dada de las cargas puede estar cerca o lejos de la realidad.

A partir de esta consideración, en este trabajo se pretende probar una herramienta computacional desarrollada ya, que dadas las mediciones totales del circuito en un día característico y contando con una base de datos actualizada de la estructura del circuito y las potencias de los transformadores de distribución, pueda determinar una estimación de las cargas que produzca resultados compatibles con las mediciones disponibles. Evidentemente, esta estimación solo puede considerarse como una aproximación posible a la realidad y puede estar más o menos distante de los datos reales.

Esta metodología permite automatizar la estimación de las cargas en los circuitos de distribución asegurando un buen ajuste a las mediciones registradas. Sin embargo, no hay que olvidar que esta estimación puede estar lejos de las cargas reales si no se cumplen los presupuestos considerados.

Si se cuenta con tomas de carga en los bancos de transformadores, mediciones de energía en los transformadores monofásicos o los registros actualizados de facturación a

los consumidores de cada banco o transformador, pueden reducirse los posibles errores. Por otra parte, la selección correcta de los gráficos de carga para los diferentes bancos de transformadores o transformadores monofásicos es fundamental.

CAPÍTULO 3. Resultados obtenidos

3.1 Consideraciones Iniciales

Para actualizar los monolineales de los circuitos seleccionados, se debe seguir una metodología específica, se deben tener en cuenta los siguientes pasos:

- Realizar un celaje del circuito que permita conocer y actualizar todos los datos del mismo.
- Introducir toda esta información en el programa Radial y confeccionar una base de datos para ello.
- Obtener las mediciones de los NULEC.
- Después se corre el programa ESTIMADOR y se obtiene para cada circuito la carga estimada y el gráfico estimado en cada carga.
- Se actualizan estos resultados en el RADIAL.

3.2 Resultados

Las gráficas que se muestran a continuación representan los resultados obtenidos luego del análisis de los circuitos 1 y 2 de la ciudad de Santa Clara, mediante el uso del programa ESTIMADOR, para lo cual se ha reunido una gran cantidad de datos de los mismos, sus componentes y otros datos estructurales, estos presentan la mayor influencia en las pérdidas técnicas.

3.3 Circuito 1 de Santa Clara

A continuación, se muestran las corrientes A, B, C y Neutro y su envolvente (Figura 3.1). Se pueden apreciar diferencias entre los valores de las tres fases. Cierta similitud en la forma de la gráfica, pero claras diferencias entre ellas con respecto a sus valores numéricos.

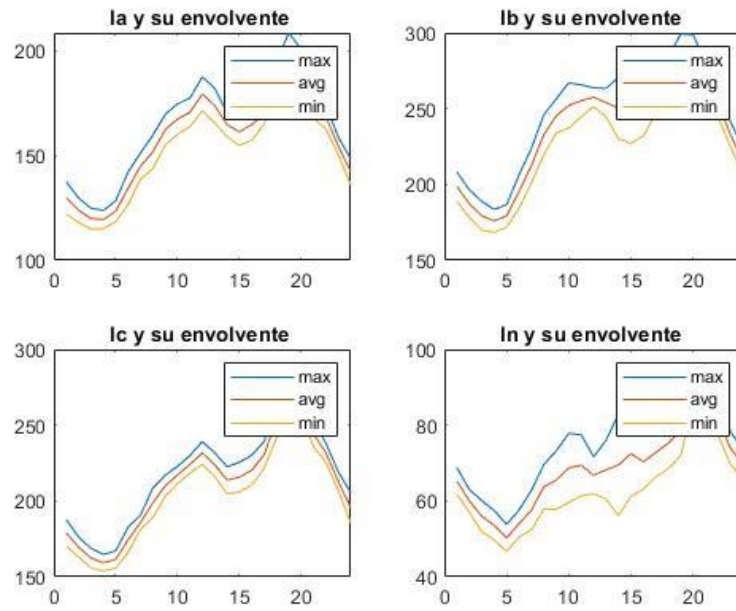


Figura 3.1. Corrientes A, B, C y Neutro y su envolvente para el circuito 1

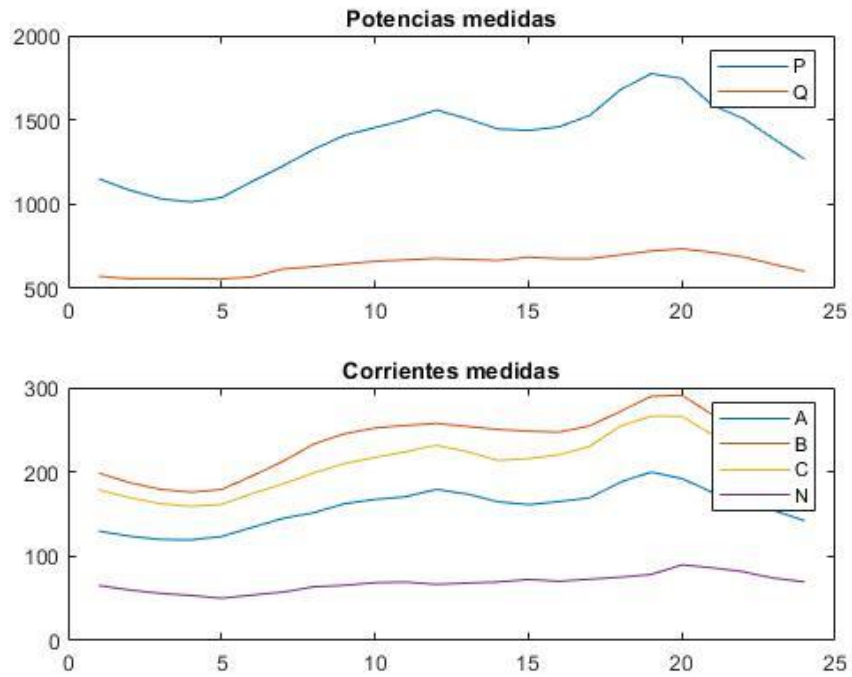


Figura 3.2. Potencias activas y reactivas medidas y las corrientes medidas para el Circuito 1.

La figura 3.2 muestra los resultados obtenidos para las potencias activas y reactivas medidas y las corrientes medidas haciendo uso del ESTIMADOR. En este caso se puede apreciar que la corriente por la fase B es la mayor.

La figura 3.3 muestra los resultados obtenidos para las potencias y las corrientes, se nota una diferencia entre lo medido y lo calculado.

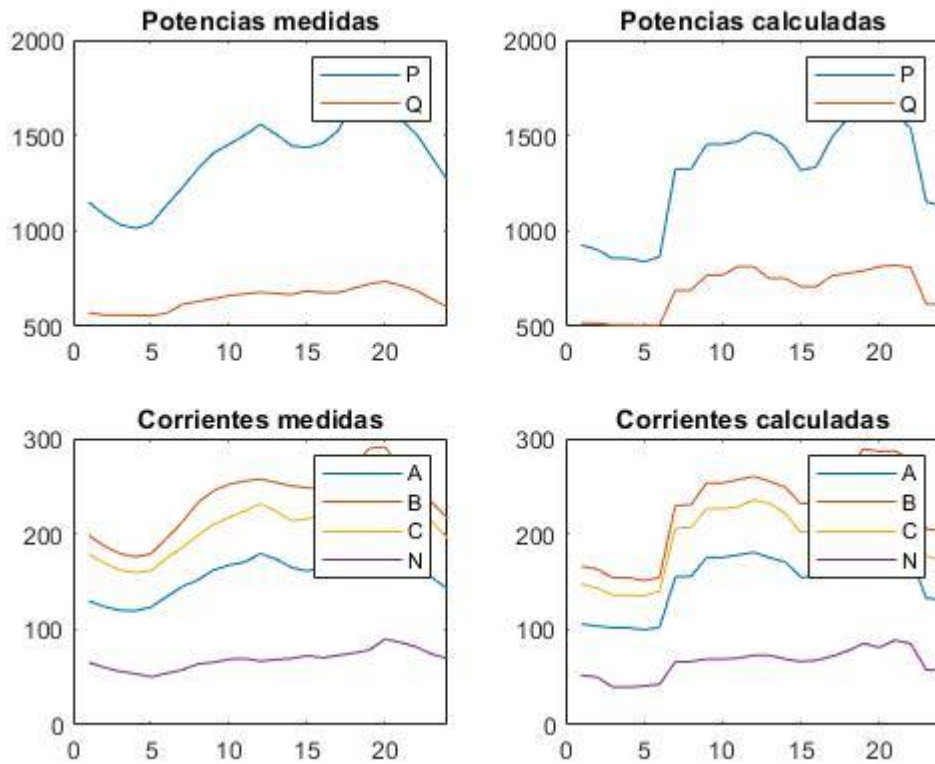


Figura 3.3. Potencias y corrientes medidas y calculadas.

En este caso se observa a simple vista la notable diferencia entre ambas gráficas. Las siguientes tablas muestran los flujos trifásicos y monofásicos antes y después de introducir los datos del ESTIMADOR en el RADIAL para el circuito 1.

Tabla 3.1 Resultados del flujo monofásico del circuito 1 antes de introducir los datos del ESTIMADOR

Resultados del Flujo de Carga Monofásico

Converge (1 iteración) Fichero : circuito 1 ready

Hora de análisis: 6 Hora de máxima Hora de mínima

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	2490 kW		Energía activa de las cargas	52 MW.h/día	
Potencia reactiva de las cargas	1289 kvar		Energía reactiva de las cargas	26 Mvar.h/día	
Pérdidas activas en líneas	29 kW		Pérdidas de energía activa en líneas	557 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en líneas	49 kvar		Pérdidas de energía reactiva en líneas	928 kvar.h/día	
Pérdidas de cobre en transformadores	46 kW		Pérdidas de energía de cobre en transformadores	851 kW.h/día	
Pérdidas de hierro en transformadores	18 kW		Pérdidas de energía de hierro en transformadores	426 kW.h/día	
Pérdidas reactiva en transformadores	67 kvar		Pérdidas de energía reactiva en transformadores	1246 kvar.h/día	
Pérdidas totales de potencia activa	93 kW		Pérdidas totales de energía activa	1833 kW.h/día	
Pérdidas totales de potencia reactiva	116 kvar		Pérdidas totales de energía reactiva	2174 kvar.h/día	
% de pérdidas de potencia	4 %		% de pérdidas de energía	3 %	
Factor de potencia del circuito	0.88		Factor de potencia medio pesado	0.89	
Potencia activa de cogeneración	0 kW		Energía activa de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		Energía reactiva de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva en capacitores.	0 Ckvar				
Factor de carga del circuito	0.82				

Tabla 3.2 Resultados del flujo trifásico del circuito 1 antes de introducir los datos del ESTIMADOR

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Converge (2 iteraciones) Fichero : circuito 1 ready

Hora de análisis: 6 Horas Hora de máxima Hora de mínima

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	2490 kW		Energía activa de las cargas	52 MW.h/día	
Potencia reactiva de las cargas	1289 kvar		Energía reactiva de las cargas	26 Mvar.h/día	
Pérdidas activas en líneas	40 kW		Pérdidas de energía activa en líneas	752 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en líneas	62 kvar		Pérdidas de energía reactiva en líneas	1184 kvar.h/día	
Pérdidas de cobre en transformadores	48 kW		Pérdidas de energía de cobre en transformadores	881 kW.h/día	
Pérdidas de hierro en transformadores	18 kW		Pérdidas de energía de hierro en transformadores	426 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en transformadores	70 kvar		Pérdidas de energía reactiva en transformadores	1292 kvar.h/día	
Pérdidas totales de potencia activa	105 kW		Pérdidas totales de energía activa	2058 kW.h/día	
Pérdidas totales de potencia reactiva	132 kvar		Pérdidas totales de energía reactiva	2476 kvar.h/día	
% de pérdidas de potencia	4 %		% de pérdidas de energía	4 %	
Factor de potencia del circuito	0.88		Factor de potencia medio pesado	0.88	
Potencia activa de cogeneración	0 kW		Energía activa de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		Energía reactiva de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva en capacitores.	0 Ckvar				

Tabla 3.3 Resultados del flujo monofásico del circuito 1 luego de introducir los datos del ESTIMADOR.

Resultados del Flujo de Carga Monofásico

Converge (1 iteración) Fichero : circuito 1 ready modificado

Hora de análisis: 6 Horas Hora de máxima Hora de mínima

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1375 kW		Energía activa de las cargas	34 MW.h/día	
Potencia reactiva de las cargas	367 kvar		Energía reactiva de las cargas	9 Mvar.h/día	
Pérdidas activas en líneas	10 kW		Pérdidas de energía activa en líneas	251 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en líneas	16 kvar		Pérdidas de energía reactiva en líneas	418 kvar.h/día	
Pérdidas de cobre en transformadores	8 kW		Pérdidas de energía de cobre en transformadores	221 kW.h/día	
Pérdidas de hierro en transformadores	18 kW		Pérdidas de energía de hierro en transformadores	426 kW.h/día	
Pérdidas reactiva en transformadores	15 kvar		Pérdidas de energía reactiva en transformadores	387 kvar.h/día	
Pérdidas totales de potencia activa	36 kW		Pérdidas totales de energía activa	897 kW.h/día	
Pérdidas totales de potencia reactiva	31 kvar		Pérdidas totales de energía reactiva	806 kvar.h/día	
% de pérdidas de potencia	3 %		% de pérdidas de energía	3 %	
Factor de potencia del circuito	0.96		Factor de potencia medio pesado	0.97	
Potencia activa de cogeneración	0 kW		Energía activa de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		Energía reactiva de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva en capacitores.	0 Ckvar				
Factor de carga del circuito	0.76				

Tabla 3.4 Resultados del flujo trifásico del circuito 1 luego de introducir los datos del ESTIMADOR.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico					
Salvar Vista Previa Imprimir Salir Notas		Converge (2 iteraciones)		Fichero : circuito 1 ready modificado	
Hora de análisis: 6 Horas		<input type="checkbox"/> Hora de máxima		<input type="checkbox"/> Hora de mínima	
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1375	kW	Energía activa de las cargas	34	MWh/día
Potencia reactiva de las cargas	367	kvar	Energía reactiva de las cargas	9	Mvar.h/día
Pérdidas activas en líneas	13	kW	Pérdidas de energía activa en líneas	327	kWh/día
Pérdidas reactivas en líneas	20	kvar	Pérdidas de energía reactiva en líneas	514	kvar.h/día
Pérdidas de cobre en transformadores	8	kW	Pérdidas de energía de cobre en transformadores	227	kWh/día
Pérdidas de hierro en transformadores	18	kW	Pérdidas de energía de hierro en transformadores	426	kWh/día
Pérdidas reactivas en transformadores	15	kvar	Pérdidas de energía reactiva en transformadores	399	kvar.h/día
Pérdidas totales de potencia activa	39	kW	Pérdidas totales de energía activa	980	kWh/día
Pérdidas totales de potencia reactiva	35	kvar	Pérdidas totales de energía reactiva	913	kvar.h/día
% de pérdidas de potencia	3	%	% de pérdidas de energía	3	%
Factor de potencia del circuito	0.96		Factor de potencia medio pesado	0.96	
Potencia activa de cogeneración	0	kW	Energía activa de cogeneración	0	kWh/día
Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar	Energía reactiva de cogeneración	0	kWh/día
Potencia reactiva en capacitores	0	kvar			

Se puede concluir, basándose en los datos que ofrece el ESTIMADOR, que se puede hacer una estimación de las cargas que produzca resultados compatibles con las mediciones disponibles.

3.4 Circuito 2 de Santa Clara

A continuación, se muestran las corrientes A, B, C y Neutro y su envolvente (Figura 3.8).

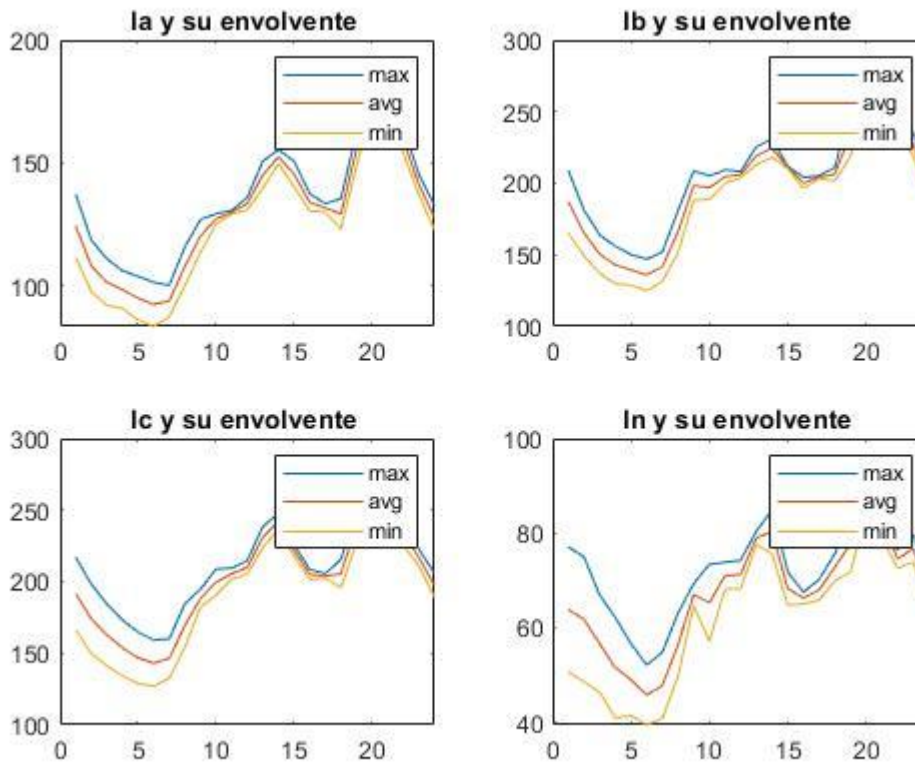


Figura 3.4. Corrientes A, B, C y Neutro y su envolvente para el circuito 2

En la anterior figura se puede apreciar el desbalance existente entre las fases, fundamentalmente la fase A con respecto a la B y la C pues existe diferencia entre sus valores y su forma.

La figura 3.9 muestra los resultados obtenidos para las potencias activas y reactivas medidas y las corrientes medidas utilizando el método de estimación.

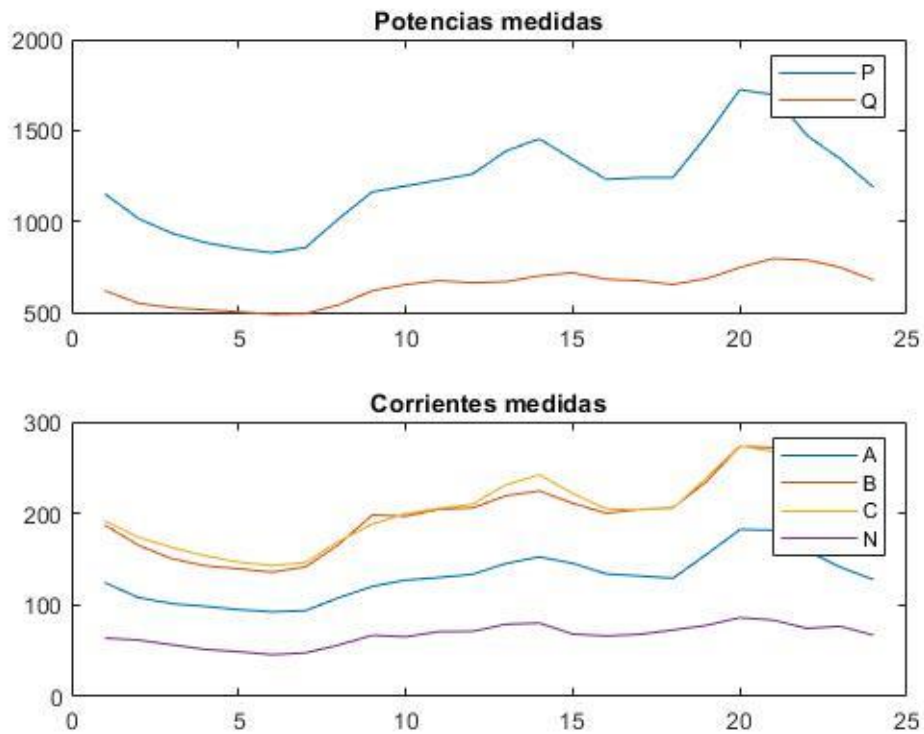


Figura 3.5. Potencias activas y reactivas medidas y las corrientes medidas para el circuito

En este caso se observa que la fase A está por debajo de las fases B y C, que se encuentran bastante balanceadas.

La figura 3.10 muestra los resultados obtenidos para las potencias y las corrientes, se nota una diferencia entre las medidas y las que se calcularon.

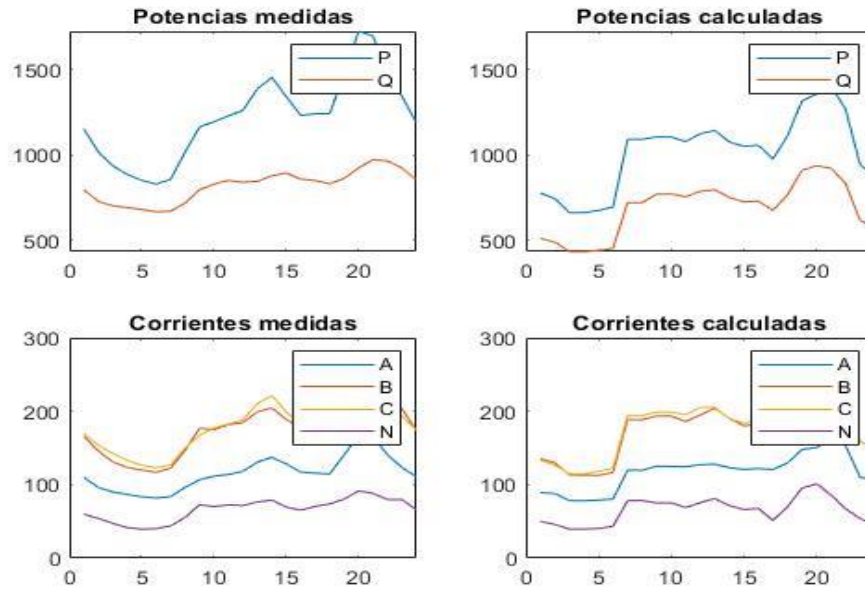


Figura 3.6. Potencias y corrientes medidas y calculadas en el circuito 2

Las siguientes tablas muestran los flujos trifásicos y monofásicos antes y después de introducir los datos del ESTIMADOR en el RADIAL para el circuito 2.

Tabla 3.5 Resultados del flujo monofásico del circuito 2 antes de introducir los datos del ESTIMADOR.

Resultados del Flujo de Carga Monofásico					
Salvar Vista Previa Imprimir Notas SIGEDI Salir Converge (1 iteración) Fichero : Circuito 2 ready					
Hora de análisis: 6		<input type="checkbox"/> Hora de máxima		<input type="checkbox"/> Hora de mínima	
Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	2284 kW		Energía activa de las cargas	48 Mw.h/día	
Potencia reactiva de las cargas	1589 kvar		Energía reactiva de las cargas	32 Mvar.h/día	
Pérdidas activas en líneas	65 kW		Pérdidas de energía activa en líneas	1181 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en líneas	89 kvar		Pérdidas de energía reactiva en líneas	1614 kvar.h/día	
Pérdidas de cobre en transformadores	34 kW		Pérdidas de energía de cobre en transformadores	620 kW.h/día	
Pérdidas de hierro en transformadores	11 kW		Pérdidas de energía de hierro en transformadores	273 kW.h/día	
Pérdidas reactiva en transformadores	61 kvar		Pérdidas de energía reactiva en transformadores	1118 kvar.h/día	
Pérdidas totales de potencia activa	111 kW		Pérdidas totales de energía activa	2074 kW.h/día	
Pérdidas totales de potencia reactiva	150 kvar		Pérdidas totales de energía reactiva	2732 kvar.h/día	
% de pérdidas de potencia	5 %		% de pérdidas de energía	4 %	
Factor de potencia del circuito	0.89		Factor de potencia medio pesado	0.93	
Potencia activa de cogeneración	0 kW		Energía activa de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		Energía reactiva de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva en capacitores.	525 Ckvar				
Factor de carga del circuito	0.87				

Tabla 3.6 Resultados del flujo trifásico del circuito 2 antes de introducir los datos del ESTIMADOR.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Converge (2 Iteraciones) Fichero : Circuito 2 ready

Horas de análisis: 6 Hora de máxima Hora de mínima

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	2284 kW		Energía activa de las cargas	48 Mw.h/día	
Potencia reactiva de las cargas	1589 kvar		Energía reactiva de las cargas	32 Mvar.h/día	
Pérdidas activas en líneas	80 kW		Pérdidas de energía activa en líneas	1426 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en líneas	107 kvar		Pérdidas de energía reactiva en líneas	1922 kvar.h/día	
Pérdidas de cobre en transformadores	37 kW		Pérdidas de energía de cobre en transformadores	666 kW.h/día	
Pérdidas de hierro en transformadores	11 kW		Pérdidas de energía de hierro en transformadores	273 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en transformadores	66 kvar		Pérdidas de energía reactiva en transformadores	1202 kvar.h/día	
Pérdidas totales de potencia activa	128 kW		Pérdidas totales de energía activa	2365 kW.h/día	
Pérdidas totales de potencia reactiva	174 kvar		Pérdidas totales de energía reactiva	3124 kvar.h/día	
% de pérdidas de potencia	5 %		% de pérdidas de energía	5 %	
Factor de potencia del circuito	0.89		Factor de potencia medio pesado	0.92	
Potencia activa de cogeneración	0 kW		Energía activa de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		Energía reactiva de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva en capacitores.	525 Ckvar				

Tabla 3.7 Resultados del flujo monofásico del circuito 2 luego de introducir los datos del ESTIMADOR

Resultados del Flujo de Carga Monofásico

Converge (1 iteración) Fichero : Circuito 2 ready modificado

Horas de análisis: 6 Hora de máxima Hora de mínima

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1100 kW		Energía activa de las cargas	25 Mw.h/día	
Potencia reactiva de las cargas	435 kvar		Energía reactiva de las cargas	10 Mvar.h/día	
Pérdidas activas en líneas	14 kW		Pérdidas de energía activa en líneas	335 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en líneas	19 kvar		Pérdidas de energía reactiva en líneas	456 kvar.h/día	
Pérdidas de cobre en transformadores	9 kW		Pérdidas de energía de cobre en transformadores	199 kW.h/día	
Pérdidas de hierro en transformadores	11 kW		Pérdidas de energía de hierro en transformadores	273 kW.h/día	
Pérdidas reactiva en transformadores	16 kvar		Pérdidas de energía reactiva en transformadores	356 kvar.h/día	
Pérdidas totales de potencia activa	34 kW		Pérdidas totales de energía activa	806 kW.h/día	
Pérdidas totales de potencia reactiva	34 kvar		Pérdidas totales de energía reactiva	812 kvar.h/día	
% de pérdidas de potencia	3 %		% de pérdidas de energía	3 %	
Factor de potencia del circuito	1.00		Factor de potencia medio pesado	1.00	
Potencia activa de cogeneración	0 kW		Energía activa de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		Energía reactiva de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva en capacitores.	525 Ckvar				
Factor de carga del circuito	0.71				

Tabla 3.8 Resultados del flujo trifásico del circuito 2 luego de introducir los datos del ESTIMADOR

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Converge (2 iteraciones) Fichero : Circuito 2 ready modificado

Horas de análisis: 6 Horas Hora de máxima Hora de mínima

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1100 kW		Energía activa de las cargas	25 Mw.h/día	
Potencia reactiva de las cargas	435 kvar		Energía reactiva de las cargas	10 Mvar.h/día	
Pérdidas activas en líneas	17 kW		Pérdidas de energía activa en líneas	398 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en líneas	22 kvar		Pérdidas de energía reactiva en líneas	532 kvar.h/día	
Pérdidas de cobre en transformadores	9 kW		Pérdidas de energía de cobre en transformadores	204 kW.h/día	
Pérdidas de hierro en transformadores	11 kW		Pérdidas de energía de hierro en transformadores	273 kW.h/día	
Pérdidas reactivas en transformadores	16 kvar		Pérdidas de energía reactiva en transformadores	367 kvar.h/día	
Pérdidas totales de potencia activa	37 kW		Pérdidas totales de energía activa	875 kW.h/día	
Pérdidas totales de potencia reactiva	38 kvar		Pérdidas totales de energía reactiva	900 kvar.h/día	
% de pérdidas de potencia	3 %		% de pérdidas de energía	3 %	
Factor de potencia del circuito	1.00		Factor de potencia medio pesado	1.00	
Potencia activa de cogeneración	0 kW		Energía activa de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva de cogeneración	0 kvar		Energía reactiva de cogeneración	0 kW.h/día	
Potencia reactiva en capacitores.	525 Ckvar				

Para analizar cuanto puede variar antes y después de usar el ESTIMADOR se toma como ejemplo el nodo 16 en el circuito 1, que tiene un transformador con una carga de 50kva, en ese caso se utilizaron valores de potencia máxima de 36 kW y su potencia reactiva de 18 kvar, y al usar el ESTIMADOR, el resultado devuelto fue de una potencia activa de 13.89 kW y una reactiva de 6.46 kvar disminuyendo notablemente el porcentaje de pérdidas de potencia y de energía. Está claro que es solo un ejemplo y la carga para ese nodo se asumió la máxima, pero muestra la eficiencia del programa, que como se ha dicho, esta estimación solo puede considerarse como una aproximación posible a la realidad y puede estar más o menos distante de los datos reales.

Con dicho programa se logra estimar los valores y algunas características idóneas de los circuitos para tratar de disminuir en general las pérdidas técnicas en los circuitos 1 y 2 de la ciudad de Santa Clara.

CONCLUSIONES

1. La reducción de las pérdidas de energía es uno de los índices de mayor relevancia en los sistemas electroenergético actuales. Se debe dar continuidad, por parte de las entidades capaces de invertir recursos a fin de disminuir este indicador negativo.
2. La actualización del celaje de los circuitos es de gran importancia ya que es una herramienta a utilizar al realizar estudios en los circuitos, pues es la realidad del estado técnico de las líneas.
3. El software RADIAL es una gran herramienta pues permite la realización de cálculos complejos de forma rápida y sencilla, esto facilita la realización de estudios de flujo de carga.
4. Los circuitos 1 y 2 estudiados presentan elevados porcentos de pérdidas técnicas atendiendo al estándar de pérdida establecido por la Unión Nacional Eléctrica, provocados entre otras causas, por varios bancos de transformadores sobrecargados, influyendo negativamente, debido al crecimiento exponencial de las pérdidas en carga.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] L. M. Hidalgo Vega, “Reconfiguración de redes eléctricas de distribución primaria en Las Tunas”, Universidad de Las Tunas, Las Tunas, Cuba, 2017.

[2] C. Muñoz. “Flujo de potencia trifásico para sistemas de distribución”, Santiago de Chile, Chile, 1989.

[3] OLADE, Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas Volumen I, Diciembre, 1993.

[4] A. Estrada Santos, “Análisis del estado actual de las Pérdidas Técnicas en Circuitos Primarios de la Ciudad de Santa Clara”, Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara, 2012.

[5] C. H. Ramírez, “Redes y Sistemas Eléctricos”, La Habana, 1984.

[6] “Manual de distribución eléctrica”, 2008.

[7] A. Vera Pupo, “Propuesta para Acomodo de Carga en los Circuitos de Distribución Primaria de la Ciudad de Holguín”, Instituto Superior Minero Metalúrgico, Moa, 2014.

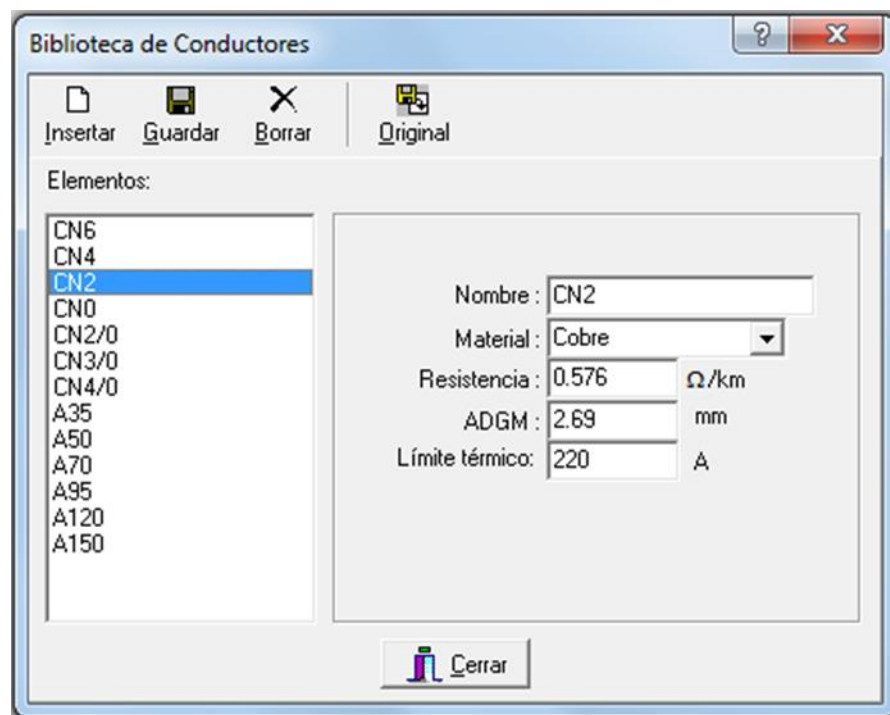
[8] J. Almirall Mesa, “Temas de Ingeniería Eléctrica”, Tomo 1.

[9] Unión Nacional Eléctrica. “Lineamiento de proyectos”.1989.

[10] H. Suárez Goffe, "Reducción de pérdidas eléctricas en los circuitos de distribución primarios O-1844 y M-2307 pertenecientes al municipio Caimanera", Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Moa, Holguín, 2016.

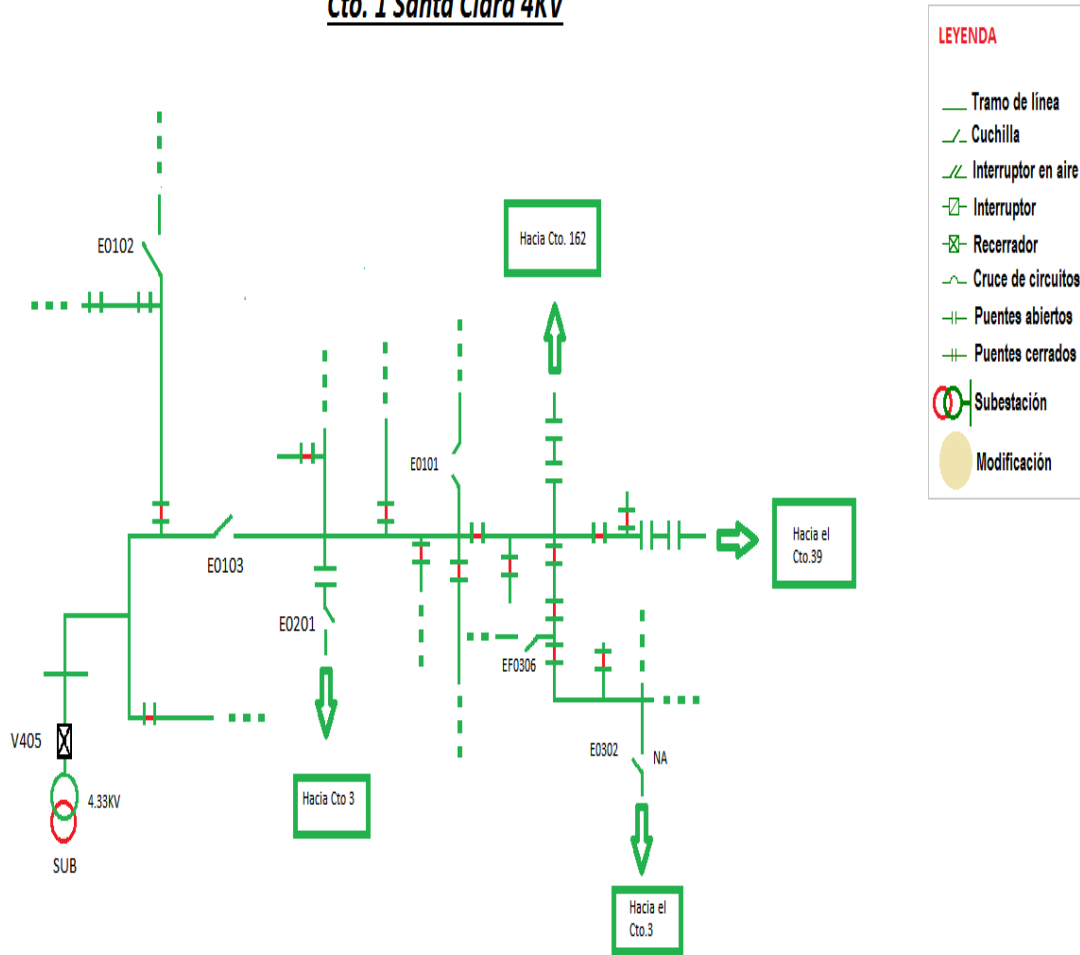
[11] Dirección de Redes, Unión Eléctrica (1996). Manual de Redes de Distribución.

ANEXOS



Anexo 1. Tipos de conductores en el software Radial.

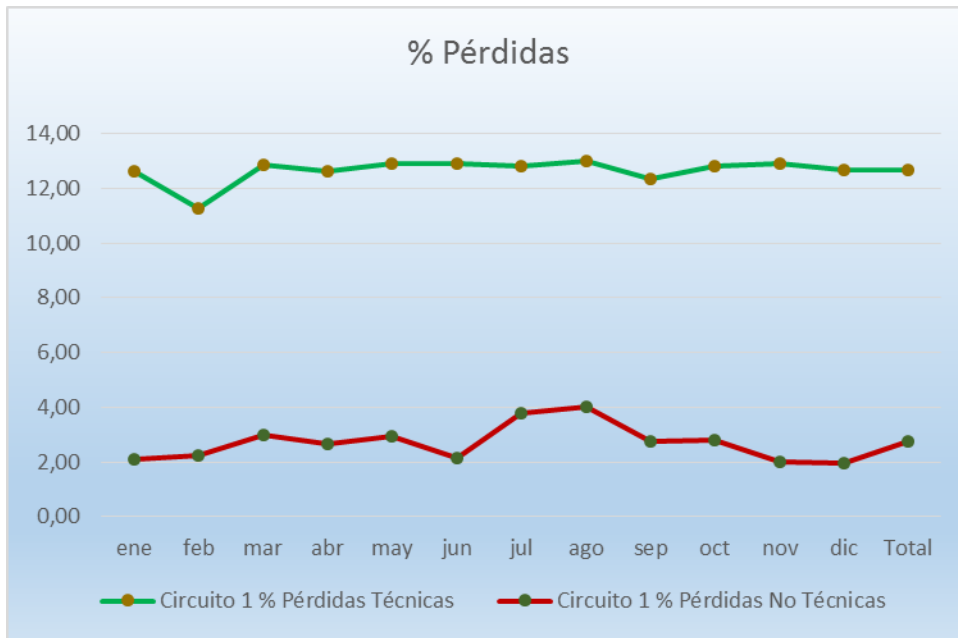
Cto. 1 Santa Clara 4KV



LEYENDA

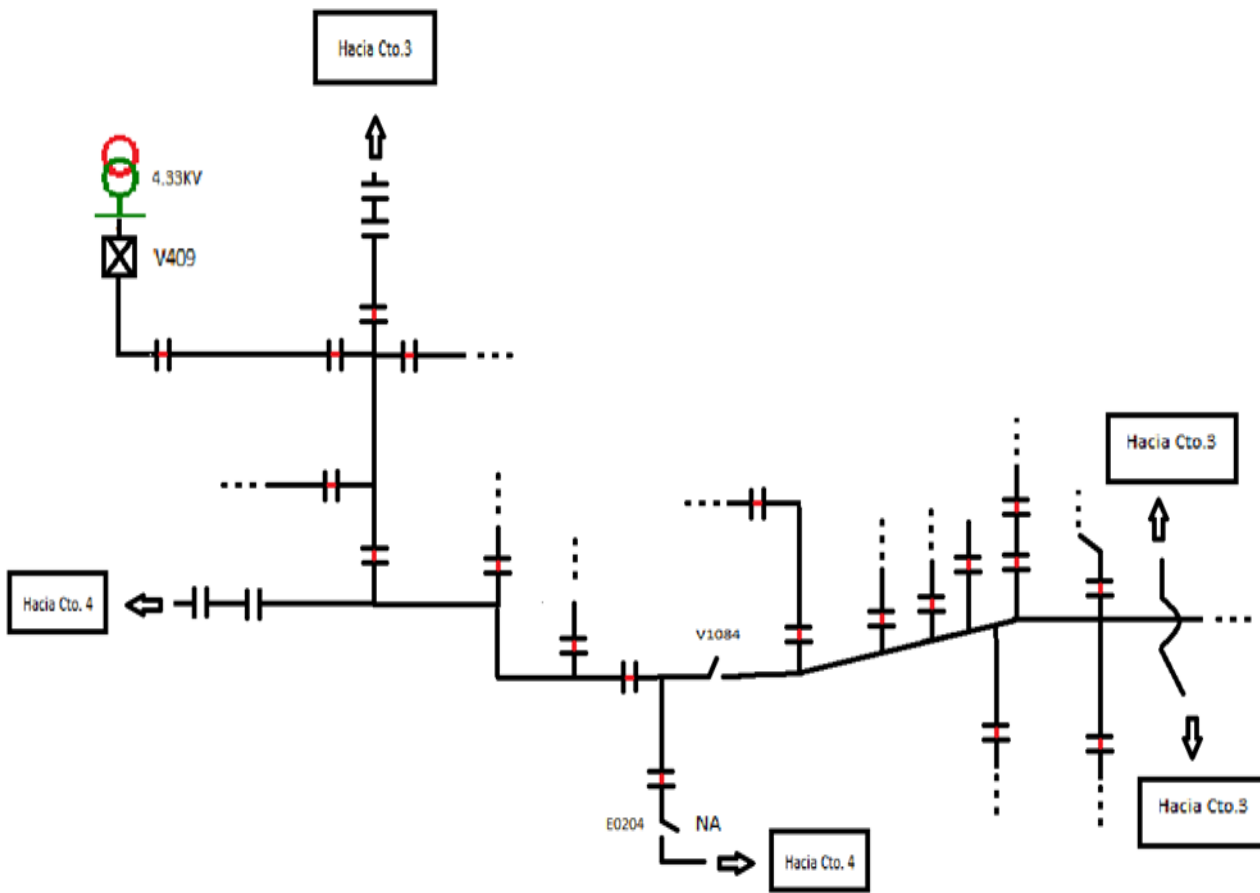
- Tramo de línea
- / — Cuchilla
- / — Interruptor en aire
- □ — Interruptor
- ⊗ — Recerrador
- / — Cruce de circuitos
- + — Puentes abiertos
- + — Puentes cerrados
- Subestación
- Modificación

Anexo 2. Esquema simplificado a los interruptores de enlace entre circuitos y alimentadores VJ1



Anexo 3. Pérdidas por concepto en un año natural (VJ1)

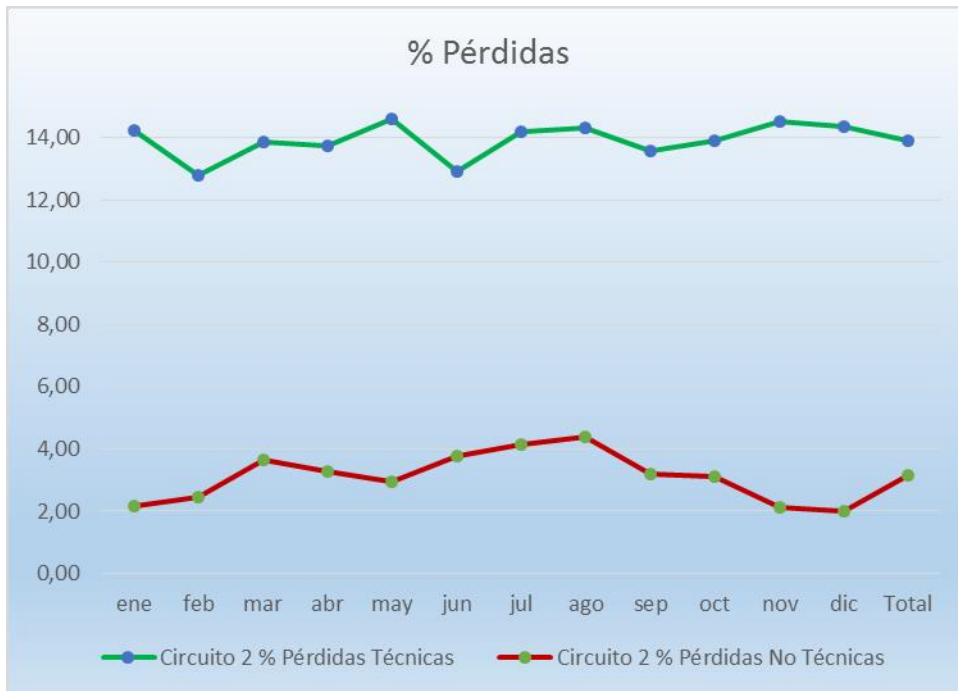
Cto.2 Santa Clara 4 KV



LEYENDA

- Tramo de línea
- Cuchilla
- Interruptor en aire
- Interruptor
- Recerrador
- Cruce de circuitos
- Puentes abiertos
- Puentes cerrados
- Subestación
- Modificación

Anexo 4. Esquema simplificado a los interruptores de enlace entre circuitos y alimentadores VJ2



Anexo 5. Pérdidas por concepto en un año natural (VJ2)