



REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA

“Dr. Antonio Núñez Jiménez”

FACULTAD DE METALURGIA ELECTROMECHANICA
DEPARTAMENTO DE ELECTRICA

Trabajo de Diploma

En opción al título de Ingeniero Eléctrico

*Tema: Mejoras en el circuito de distribución primaria Mir-1 del
Municipio Calixto García.*

Autor: Editsan Ramírez Fonseca

*Tutores: M.Sc. Odalis Robles Laurencio
Lic. Yoan Aguilera Lores*

*Moa-2011
“Año 52 de la Revolución”*

Declaración de Autoridad

En decisión conjunta, el autor Editsan Ramírez Fonseca y los tutores M.Sc. Odalis Robles y Lic. Yoan Aguilera Lores, certificamos como nuestra propiedad intelectual este Trabajo de Diploma con título: “Mejoras en el circuito de distribución primaria Mir-1 del municipio Calixto García.”. El Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Editsan Ramírez Fonseca
(Diplomante)

M.Sc. Odalis Robles Laurencio
(Tutor)

Lic. Yoan Aguilera Lores
(Tutor)

Pensamiento

“Las cosas buenas se deben hacer sin llamar al universo para que lo vean a uno pasar. Se es bueno porque sí; y porque allá dentro se siente como un gusto cuando se ha hecho un bien, o se le ha dicho algo útil a los demás. Eso es mejor que ser príncipe: ser útil.”

José Martí.

Dedicatoria

Quisiera dedicar este trabajo a todas las personas que me apoyaron y dieron fuerzas para que siguiera adelante en los momentos difíciles durante estos cinco años, al igual que a todos los que me brindaron apoyo para realizar este trabajo.

Pero en especial quisiera dedicar este trabajo a mi familia y a mis amigos.

Editsan

Agradecimientos

Quisiera agradecer a los compañeros Yoan Aguilera Lores y a Javier Caballero de la OBE de Calixto García, por colaborar conmigo, ya que sin su ayuda no hubiese sido posible la realización de este trabajo y a mi tutora la profesora Odalis Robles Laurencio.

Resumen

El estudio de los circuitos de distribución reviste una gran importancia debido a que en ellos se concentran los usuarios más pequeños de la energía eléctrica. En este trabajo se detallan las características esenciales del actual Sistema Electroenergético Nacional, incluyéndose los servicios ofrecidos por la Organización Básica Eléctrica del municipio de Calixto García.

La información obtenida a partir de la implementación de los dispositivos de protección y medición Nu-Lec y la utilización del programa Radial sirvieron de base para los resultados obtenidos en esta investigación, describiéndose las particularidades del circuito Mir-1 del municipio de Calixto García, partiendo del levantamiento realizado. También se analizaron los parámetros eléctricos del circuito objeto de estudio, determinándose las pérdidas de potencia activa y de energía en las líneas y en los transformadores.

Se proponen algunas mejoras técnicas con el objetivo de reducir los niveles de pérdidas en el circuito MIR-1. Y se hizo una valoración económica para evaluar la factibilidad de las mejoras propuestas.

Abstract

The study of the distribution circuits had a great importance because the smallest users of electric power are concentrated in them. They in this work are detailed the essential characteristics of the National Electro-energetic current System, including the services offered by the Basic Electricity Organization in Calixto García's municipality.

The information obtained starting from the protection devices and mensuration Nu-Lec and the use of the Radial program served as base for the results obtained in this investigation, being described the particularities of the circuit Mir-1 of the municipality of Calixto García, leaving of the carried out rising. The electric parameters of the circuit study object were also analyzed, being determined the losses of active power and of energy in you line them and in the transformers.

They intend some technical improvements with the objective of reducing the levels of losses in the circuit MIR-1. And an economic valuation was made to evaluate the feasibility of the proposed improvements.

INDICE

Contenido

INDICE	VII
Introducción General.....	1
Capítulo I Marco Teórico de la Investigación	2
Índice del Capítulo.....	2
1.1 Introducción	2
Problema.....	3
Hipótesis.	3
Objetivo general.....	3
Objetivos específicos:	3
1.2 Análisis bibliográfico.....	4
1.3 Análisis de algunos conceptos importante a tener en cuenta para valorar la importancia de las mejoras eléctricas.	5
1.3.1 Calidad de la Energía Eléctrica.	6
1.4 Partes fundamentales de un sistema eléctrico. Las redes de distribución.	11
1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).	12
1.6 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) de Calixto García.	13
1.7 Circuitos de distribución en el Municipio Calixto García.	14
1.7.1 Caracterización del Circuito de distribución Mir-1.....	16
1.8 Conclusiones.	18
Capítulo II Modelación del circuito de Ditrribución Mir-1	19
Índice del capítulo.....	19
2.1 Introducción.	19
2.2 Dispositivos NU-Lec.	19
2.2.1 Mediciones históricas.	21
2.2.2 Interfaz con computadora.	21
2.3 Comportamiento de las variables eléctricas del circuito Mir-1.	21
2.4 Levantamiento de cargas.	26
2.5 Herramienta para la modelación de circuitos de distribución primaria RADIAL.	26
2.5.1 Principales características del Radial	27
2.5.2 Edición de circuitos en RADIAL.	28
2.5.3 Otras Facilidades de RADIAL.	29
2.6 Esquema monolineal del circuito de distribución Mir-1.	29
2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.	31
2.7.1 Flujo de potencia para demanda máxima.	31
2.7.2 Flujo de potencia para demanda mínima.	31
2.8 Determinación de las pérdidas:	32
2.8.1 Teoría de evaluación de pérdidas.	32
2.8.2 Pérdidas técnicas en las líneas aéreas.	35
2.8.3 Clasificación de las pérdidas según su variación.	38
2.8.4 Pérdidas totales en el Circuito de distribución Mir-1 (Radial).	39
2.9 Pérdidas en los conductores.....	39
2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.	40
2.10.1 La energía de pérdidas totales en el transformador:.....	42
2.10.2 Pérdidas en los transformadores del circuito	45

2.11 Conclusiones.....	45
Capítulo III Propuestas de Mejoras del circuito de distribución Mir-1	46
Índice del Capítulo.....	46
3.1 Introducción.....	46
3.2 Medidas a tomar para disminuir pérdidas.....	46
3.3 Optimización del calibre.....	47
3.3.1 Disminución de las pérdidas por cambios del calibre.....	48
3.4 Instalación de Bancos de Capacitores.....	48
3.4.1 Ubicación de los bancos de Capacitores.....	49
3.4.2 Disminución de las pérdidas por optimización del Factor de Potencia en el circuito.....	51
3.5 Reubicación de la subestación.....	52
3.6 Valoración Económica.....	52
3.6.1 Valoración económica de los conductores.....	52
3.6.2 Valoración económica de los condensadores.....	53
3.7 Tiempo de recuperación de la inversión.....	53
3.8 Conclusiones.....	55
Conclusiones Generales	56
Recomendaciones.....	57
Bibliografía:.....	58
Anexos:	i

Introducción General

En nuestro se está llevando cabo la Revolución Energética que se inicia con el montaje de baterías generadoras y grupos electrógenos que unidos a plantas eléctricas para clientes preferenciales de la economía y los servicios aseguró el cubrimiento total de la demanda aun sin la presencia del SEN. Pero con la introducción de los equipos electrodomésticos en casi la totalidad de las viviendas cubanas el comportamiento de los sistemas de distribución a variado, las cargas se han incrementado, por lo que se hace necesario hacer más eficientes las redes de distribución y prepararse para un desarrollo acelerado en la infraestructura eléctrica. Por tanto es prioritario realizar mejoras en los circuitos de distribución.

El presente estudio se realizara en el municipio Calixto García situado al oeste de la provincia Holguín. El nivel de electrificación en el municipio es del 92.9 % considerando las tendederas. En general podemos decir que el municipio es prácticamente rural en su mayoría y no cuenta con grandes industrias, ya que su actividad fundamental es la agricultura, casi la totalidad de la carga está dada por el sector residencial.

El municipio está electrificado por redes de distribución primaria todas a 13.2 kV que cubren todo el territorio, con un total de 5 circuitos provenientes de 3 subestaciones internas al municipio, estos circuitos son radiales con longitudes muy largas, construidos fundamentalmente con conductor ACSR 35 mm² en su totalidad lo cual origina pérdidas y caídas de tensión excesivas ya que cualquier interrupción deja sin servicio a una gran cantidad de consumidores.

En la actualidad la prioridad lo constituye la erradicación de tendederas y reforzar la actividad de ingeniería de distribución. También se hace necesario controlar las interrupciones voluntarias de igual forma que las involuntarias, para el cliente no hay diferencias, además de reducir las pérdidas y la caída de tensión, para esto es necesario hacer una nueva redistribución de carga.

El circuito de distribución primaria escogido para el estudio es el Mir-1, que se caracteriza por su gran longitud, lo que hace que los niveles de tensión de vean afectados en los nodos más alejados a la subestación. Es por ello que se realizara un estudio para conocer con exactitud cómo se comportan los principales parámetros a lo largo de todo el circuito, para entonces proponer y analizar las posibles alternativas que logren minimizar los niveles de pérdidas y caídas de tensión, además de mejorar la fiabilidad y

Capítulo I

Marco Teórico de la Investigación

Índice del Capítulo

- 1.1 Introducción.
- 1.2 Análisis bibliográfico.
- 1.3 Análisis de algunos conceptos importante a tener en cuenta para valorar la importancia de las mejoras eléctricas.
- 1.4 Partes fundamentales de un sistema eléctrico. Las redes de distribución.
- 1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).
- 1.6 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) de C. García.
- 1.7 Caracterización del Circuito Mir-1.
- 1.8 Conclusiones.

1.1 Introducción

En este capítulo se abordarán diferentes aspectos teóricos que sirven de base para aplicar un conjunto de conocimientos en función de resolver la problemática planteada en la investigación. Se realiza una explicación minuciosa del actual Sistema Electroenergético Nacional, haciendo reseña a sus características más importantes. También se hizo un análisis profundo de los servicios brindados por la UEB del municipio de Calixto García, haciendo énfasis en los dispositivos de protección y medición NU-Lec, que de ahí parten las mediciones extraídas para la realización de este trabajo.

Problema.

Con las actuales condiciones técnicas el circuito de distribución Mir-1 tiene altos niveles de pérdidas y varias zonas de baja tensión.

Hipótesis.

Si se logra una correcta caracterización y modelación de la carga en el circuito de distribución Mir-1, entonces se podrían analizar y proponer variantes para obtener mejoras en la calidad del suministro y reducir las pérdidas de energía.

Objetivo general.

Realizar una correcta modelación de la carga en el circuito de distribución Mir-1, para determinar variantes que mejoren calidad del suministro eléctrico y reduzcan las pérdidas de energía.

Objetivos específicos:

- Caracterización de la carga instalada en cada nodo.
- Estudiar el comportamiento de los parámetros que caracterizan el circuito Mir-1 para diferentes condiciones de explotación, mediante el empleo de los resultados de las mediciones de los NU-Lec y herramientas computacionales. (Excel, etc.)
- Modelación del circuito en la herramienta computacional Radial para la determinación de los flujos de potencia en diferentes regímenes de trabajo (máxima y mínima demanda).
- Proponer y evaluar procedimientos para mejorar la calidad del suministro y reducir las pérdidas en el circuito de distribución Mir-1.
- Valoración económica.

1.2 Análisis bibliográfico.

Para la confección de este trabajo se utilizaron diversos materiales relacionados de con de alguna manera con este estudio, con la intención de enriquecer los conocimientos sobre el tema y de apropiarnos de los nuevos métodos utilizados. En general toda esta información nos da una perspectiva de lo que se hace en la actualidad para mejorar las condiciones técnicas de los circuitos de distribución:

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

- ✓ En el Trabajo de Leyva Elías R., Moa 2009[3] se realiza un estudio minucioso de la red de distribución primaria del circuito 2 de la ciudad de Mayarí, con el objetivo evaluar el impacto de las mejoras eléctricas, auxiliado por el software Radial 7,7 confeccionado con el propósito de establecer una comparación entre las diferentes variantes propuestas. Por último se hizo el análisis técnico-económico de las variantes escogidas.

- ✓ En el trabajo de Lobaina Espinosa D., Moa 2010 [4]. Se realizó un estudio de las condiciones de explotación del circuito N°6 de la OBE de Moa. En este trabajo se caracteriza la carga instalada y se proponen variantes para mejorar las condiciones técnicas del circuito el circuito N°6, para ello se emplean herramientas informáticas para definir los parámetros generales que caracterizan a las redes de distribución. Se

proponen variantes técnico organizativas para reducir los niveles de pérdidas de la red. Y se hace una valoración económica de las variantes propuestas.

- ✓ En el trabajo de Rodríguez Fortunas J., Moa 2009 [5]. Se detallan las características esenciales del actual Sistema Electroenergético Nacional, incluyéndose los servicios ofrecidos por la Organización Básica Eléctrica del municipio de Moa. Se describe las particularidades del circuito # 21 del municipio de Moa, partiendo de las características de las cargas eléctricas, el comportamiento del consumo en edificios multifamiliares y las variables presentes. Se establecieron las curvas características de la demanda por cada uno de los días de la semana, teniendo en cuenta el horario de verano e invierno. Se determinan las pérdidas por desequilibrio hasta los primeros transformadores de cada una de las fases.

- ✓ En la Revista Facultad de Ingeniería, enero-diciembre, vol. 9. Universidad de Tarapacá. Arica. Chile. En este trabajo se propone un modelo matemático para estimar las pérdidas en sistemas eléctricos secundarios de distribución, el cual es concebido gracias a la teoría de programación genética y algoritmos genéticos, considera factores de la red como: la carga transmitida, factor de potencia, longitud total de los conductores, desequilibrio de carga, voltaje en la barra de entrada y grado de enmallamiento de la red. Los resultados obtenidos empleando este modelo resultan bastante satisfactorios al compararlos con los obtenidos de un flujo de carga trifásico.

1.3 Análisis de algunos conceptos importante a tener en cuenta para valorar la importancia de las mejoras eléctricas.

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

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

Pérdidas técnicas: Incluye todo el proceso de transmisión, debido al tipo de conductor, transformador subutilizado, distancias en las líneas, sobrecalentamiento etc.

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

Perdidas de distribución: Nivel de pérdidas a alcanzar en una UEB en un periodo de tiempo determinado optimizando las pérdidas técnicas y comerciales de cada subsistema de distribución, o sea, la meta a alcanzar, el mínimo nivel de pérdidas económicamente justificables.

1.3.1 Calidad de la Energía Eléctrica.

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

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

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

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

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

Debido a estos problemas, algún componente de cualquier equipo puede sufrir un daño considerable al presentarse algún transitorio que rebase su nivel de aislamiento. Otro ejemplo, un rectificador puede llegar a fallar si es expuesto a un voltaje transitorio arriba de cierto nivel.

Podemos decir, que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario, y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de la compañías suministradoras de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

Descripción de disturbios:

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

Pico de voltaje

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

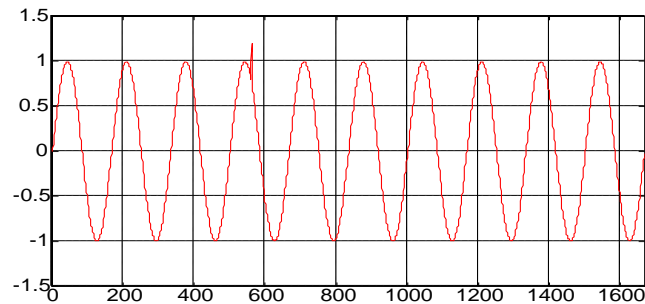


Figura 1.1. Pico de voltaje

Depresión de voltaje (sags)

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

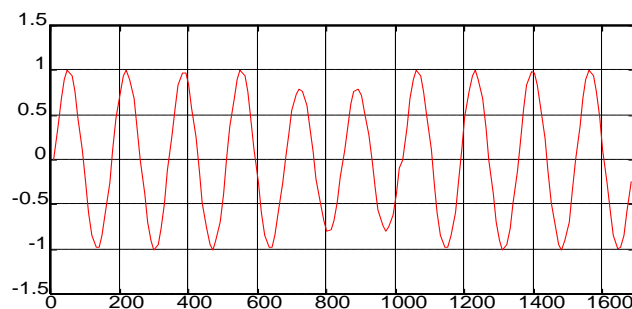


Figura 1.2. Depresión de Voltaje

Dilatación de voltaje (swell)

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

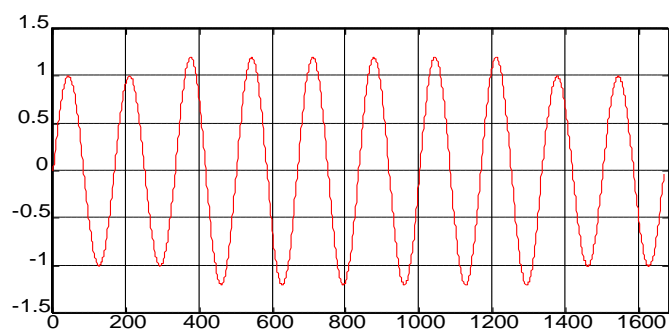


Figura 1.3. Dilatación de Voltaje.

Sobrevoltaje

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

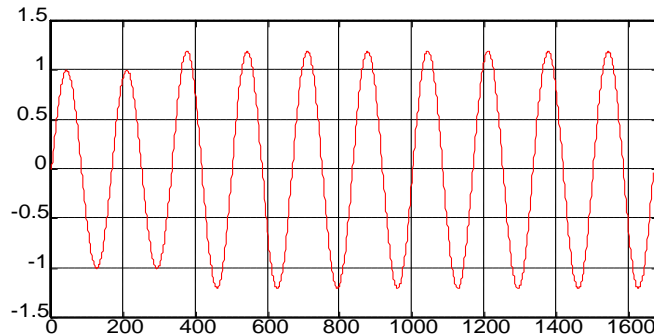


Figura 1.4. Sobrevoltaje.

Parpadeo (flickers)

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

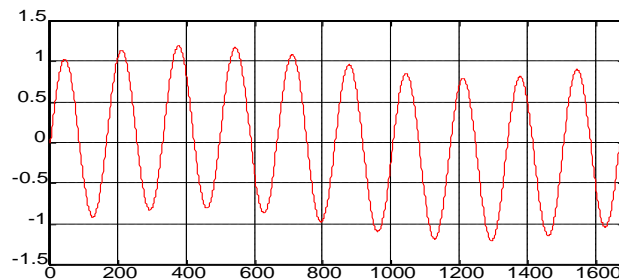


Figura 1.5. Parpadeo.

Interrupciones de energía

Es la pérdida total de potencia. Por lo general se considera interrupción cuando el voltaje ha decrecido a un 15 % del valor nominal o menos. Este es debido a aperturas de líneas, daño de transformadores, operación de fusibles o equipos de protección de la red, entre otras posibilidades. También se consideran interrupciones de energía aquellas que duran milisegundos.

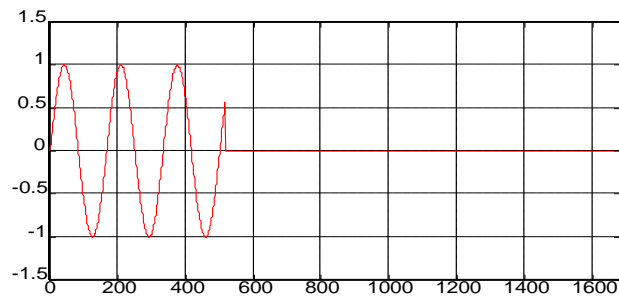


Figura 1.6. Interrupción de energía.

Ruido eléctrico

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

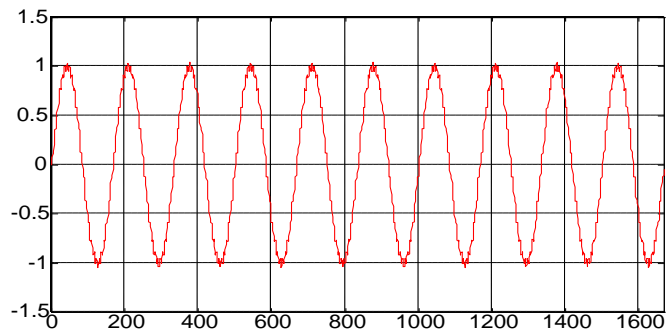


Figura 1.7. Ruido eléctrico.

Distorsión armónica

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

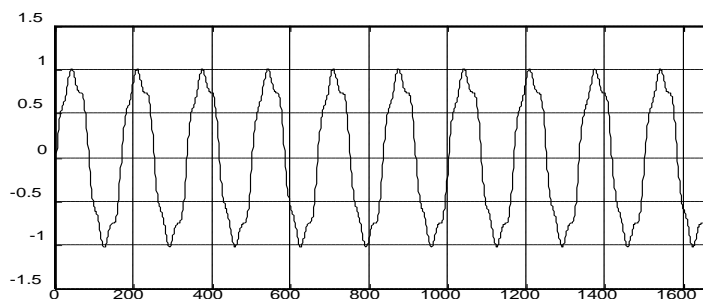


Figura 1.8. Distorsión armónica

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

1.4 Partes fundamentales de un sistema eléctrico. Las redes de distribución.

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

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

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

Clasificación de las redes según su configuración.

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

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

Distribución radial: Red radial es aquella en la que la corriente tiene una sola trayectoria desde la subestación de transmisión o subtransmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta la carga dada. El mismo posee ventajas como bajo costo inicial de inversión relativamente y simplicidad.

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

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

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

1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

El Sistema Electroenergético Nacional (SEN) le brindaba servicio a un total de 11.4 millones de habitantes. La electrificación abarca el 96% del país. Para esto, la Unión Eléctrica dispone de 14 Centrales Eléctricas principales, casi 7 mil kilómetros de Líneas de Transmisión de Alto Voltaje, más de 75 mil kilómetros de Líneas de Distribución, 131 Subestaciones de Alto Voltaje, 2 096 Subestaciones de Distribución y más de 120 000 transformadores de distribución.

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

Estos equipamientos tienen bajos índice de consumo de combustible, así como bajos valores de insumos, están disponibles hasta un 90%, tienen valores de potencia unitaria, cuya capacidad, en caso de avería, no tiene impacto en el SEN, una de las más importantes es su rápida entrada de capacidad de generación que se efectúa en cortos períodos de tiempo, reducción de pérdidas de transmisión y subtransmisión, generación

en subestaciones rurales y en los sistemas aislados, disminuye vulnerabilidad ante contingencias, reducción de emisiones contaminantes.

En Cuba, el sector de más consumo energético es el residencial, con 94.87% del consumo eléctrico nacional. Por ser este un gran consumidor de energía, es también el mayor sector de reserva de ahorro en la actualidad con un 46%. El comercial tiene un consumo de 4.55% y los industriales, agropecuario y servicio de alumbrado público tienen un consumo prácticamente insignificante respecto al residencial, con 0.24, 0.33, y 0.01% respectivamente.

En un día típico, el país tiene una demanda eléctrica total en el horario pico alrededor de los 2617 MW. Para satisfacer esta demanda se requiere mantener conectadas y funcionando permanentemente un grupo de plantas termoeléctricas y en muchas ocasiones los grupos fuel oil y diesel. En el horario pico la mayor demanda es producida por el sector residencial.

Construir una central eléctrica puede tener un costo de hasta 1 millón de dólares por cada MW instalado. Una línea eléctrica de alto voltaje puede costar hasta 100 000 dólares por cada kilómetro de extensión. Por estas razones se dice que las inversiones eléctricas son intensivas en capital. Los plazos de construcción son por lo general largos. Construir una nueva unidad de generación eléctrica puede tomar entre 18 y 48 meses, dependiendo del lugar y la tecnología seleccionada.

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

1.6 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) de Calixto García.

La Unidad Empresarial de Base (UEB) Calixto García está situada en Buenaventura poblado cabecera del municipio, limita al este con los municipios Holguín y Cacocum, al

oeste con la provincia Las Tunas, al norte con el municipio Gibara y al sur con la provincia Granma. Esta UEB atiende una red de 23.016 km de líneas de Subtransmisión, 373.2 km de líneas de distribución y 248.123 km de líneas secundarias, lo que da un total de 644.483 km de líneas. En el municipio se alcanza un poder energético de 8.8 MVA, cuenta con 3 subestaciones a 33 KV, también hay instalado un Grupo Electrónico de 2 módulos de 2.3 MVA cada uno, pero solo alcanza para cubrir la demanda del poblado cabecera y algunos ramales aledaños. Actualmente existen 5 circuitos de distribución y un total de 606 transformadores instalados a lo largo de toda la red de distribución.

La UEB tiene como misión la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica con calidad y eficiencia, de forma tal que satisfaga las exigencias de los clientes. Posee una plantilla con un personal calificado y especializado para solucionar deficiencias e interrupciones y prestar servicios de posventa. Cuenta con 4 carros, 2 de Brigada, 1 servicio y 1 de la Guardia.

En 2011 se les ofrece servicio a un total de 18892 clientes, de ellos 608 son estatales y 18175 clientes en el sector residencial además existen 109 clientes no residencial privado.

1.7 Circuitos de distribución en el Municipio Calixto García.

El municipio Calixto García es alimentado a través del interruptor 6045 desde la subestación Holguín 220/110/34.5 kV mediante la línea Holguín-Mir de 23.016 km de longitud, esta línea que también le sirve a la subestación Cruce el Coco del municipio de Holguín y las subestaciones de distribución Cruce Maceo, La Jíquima y Cruce Mir, el municipio cuenta con un total de 5 circuitos a 13.2 kV, uno de ellos compartido con el municipio de Holguín, estos circuitos son radiales con longitudes muy largas, construidos fundamentalmente con conductor ACSR 35 mm² en su totalidad, lo cual origina pérdidas y caídas de tensión excesivas. En general todos los circuitos son poco fiables, pues cualquier interrupción deja sin servicio a una gran cantidad de consumidores, debido a que no cuentan con una doble alimentación que garantice la transferencia de cargas del circuito interrumpido.

En la actualidad el municipio tiene una demanda máxima de 7.76 MW y una caída de tensión de un 14.5 % en la subestación Mir 33/13.8 kV, la más distante y las pérdidas de 0.782 MW para un 8.3 %. En la tabla 1.1 se muestra la localización, el voltaje primario en kV de cada circuito y su longitud en kilómetros.

Tabla 1.1: Distribución de los circuitos de Calixto García.

Circuitos de Distribución Calixto García	Voltaje Primario (kV)	Longitud del circuito (Km)
MIR-1	13,2	141.314
MIR-2	13,2	76.512
Jiquima-1	13,2	44.117
Jiquima-2	13.2	70.621
M-2	13,2	40.638
TOTAL	13.2	373.2

La UEB Calixto García cuenta con la siguiente plantilla de trabajadores (Ver tabla 1.2).

Tabla 1.2: Plantilla de trabajadores de la OBE Calixto García.

Categoría	Plan	Real
Obreros	22	22
Técnicos	23	23
Dirigentes	3	3
Administrativos	3	3
Servicios	15	15
Total	66	66

Cuenta con una plantilla de 18 linieros, los cuales atienden 644.483 km. de líneas lo que da un total de 35,8 km por Liniero.

Por lo que se puede observar que el índice km/liniero es muy grande lo que trae como consecuencia que el número de linieros existentes sea aún insuficiente para atender todas las líneas del territorio.

El departamento Comercial de la UEB lleva un estricto control de las detecciones por parte de los inspectores eléctricos de los fraudes que en ocasiones son cometidos por los clientes. Podemos decir que las pérdidas por fraude pueden llegar a ser significativas, es por ello que se realizan inspecciones y revisiones, pues un fraude no detectado puede ocasionar grandes pérdidas monetarias a la empresa distribuidora y al país.

1.7.1 Caracterización del Circuito de distribución Mir-1.

Este estudio se centrará en el circuito de distribución Mir-1 del municipio de Calixto García, en este circuito la línea de distribución primaria se identifica con el código H008, tiene como tensión nominal 13.2 kV y una extensión de 141.314 km, además tiene 112.572 km de líneas secundarias. El circuito se alimenta a través de un transformador principal ubicado en la subestación Cruce de Mir de 6.3 MVA, el cual transforma la energía eléctrica de 33 kV a 13.8 kV. El circuito posee un total de 316 transformadores instalados, con una potencia total de 10235.5 kVA. El circuito cuenta con un moderno recerrador de reciente instalación de la Marca NU-Lec de fabricación Australiana. Estos equipos además de cumplir su función como protección traen unido al interruptor, un módulo electrónico que es un analizador de redes, el cual hace un grupo de mediciones automáticas: corrientes, tensiones, y potencia entre otras; y la guarda en memoria, permitiendo el acceso al dispositivo mediante comunicación serie con una computadora.

En las siguientes tablas (1.4, 1.5 y 1.6) se muestran la composición del circuito de distribución Mir-1, la cantidad de transformadores que están instalados con sus fabricantes, el tipo de conexión, el servicio que brinda, su capacidad instalada y tensión nominal.

Tabla 1.4: Existencia de transformadores por fabricantes.

País	Fabricante	Cantidad
Colombia	Colombia	11
	Magne trón	10
	TPL	3
Japon	Aichi Electric	1
	HITACHI	14
	TOSHIBA	3
USA	USA	7
China	China	15
Cuba	Reconstruidos	69
	Latino	153
México	Cooper	7
	Prolec	22
Korea	Korea	1
TOTAL GENERAL		316

Tabla 1.5: Existencia de los transformadores por tipo de servicio que brindan.

Tipo de servicio	Cantidad de transformadores
Alumbrado Público	0
Exclusivo	56
Residencial	251
Mixto	9
TOTAL	316

Como se puede apreciar en la (Tabla 1.5) casi la totalidad de los transformadores instalados en el circuito son para el sector residencial, aproximadamente el 79% del total y en el caso de los transformadores de uso exclusivo y mixto 17.72 y 2.8% respectivamente. Por otra parte en todo el circuito no existe ningún transformador destinado exclusivamente para el alumbrado público.

Tabla 1.6: Existencia de los transformadores por voltaje de trabajo y los kVA instalados.

Capacidad (kVA)	Cantidad de transformadores	Voltaje Primario(kV)	Voltaje Secundario(V)
5	1	7.620	120/240
10	40	7.620	120/240
15	7	7.620	240/480
15	46	7.620	120/240
25	61	7.620	120/240
37,5	72	7.620	120/240
37,5	1	7.620	240/480
50	78	7.620	120/240
50	3	7.620	240/480
63	1	13.20	240/480
100	5	7.620/13.20	120/240/480
160	1	13.20	120/240
Total	10235.5	316	

1.8 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo:

- ✓ Se establecieron las bases teóricas y metodológicas de la investigación, seleccionando como objeto de estudio el circuito de distribución Mir-1, perteneciente al municipio Calixto García.
- ✓ Se realizó una caracterización del circuito donde se puede apreciar que posee un total 316 transformadores, la gran mayoría de servicio monofásico con una capacidad total instalada de 10235.5 kVA. El voltaje (primario) que llega a los transformadores es principalmente de 7.62 kV y estos los transforman (voltaje secundario) a 120/240 V y 240/480 V.

Capítulo II

Modelación del Circuito de distribución MIR-1.

Índice del capítulo.

- 2.1 Introducción.
- 2.2 Dispositivos NU-Lec.
- 2.3 Análisis de las variables eléctricas del circuito Mir-1.
- 2.4 Levantamiento de cargas.
- 2.5 Herramienta para la modelación de los circuitos de distribución Radial.
- 2.6 Esquema monolineal del circuito de distribución Mir-1.
- 2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.
- 2.8 Determinación de las pérdidas.
- 2.9 Pérdidas en los Conductores.
- 2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.
- 2.11 Conclusiones.

2.1 Introducción.

El objetivo básico de este capítulo realizar el análisis y la modelación del circuito objeto de estudio (Circuito de distribución Mir-1 de la OBE del municipio Calixto García), partiendo de las de las mediciones tomadas en el circuito por los dispositivos de protección y muestreo NU-Lec, y la modelación se realizara con la ayuda de la herramienta informática Radial.

2.2 Dispositivos NU-Lec.

Con la instalación de los Dispositivos de Protección y Medición (NU- Lec) en la subestación principal del circuito de distribución Mir-1 se facilitará el análisis y estudio de las principales variables eléctricas, para entonces trabajar en base a mejorar calidad de la energía, reducir perdidas y aumentar la eficiencia del sistema eléctrico, contribuyendo así

con el ahorro energético que se está llevando a cabo en todo el país, dado que facilita la operación y contribuye al ahorro de tiempo y combustible, al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar y ayuda a un rápido aislamiento de las fallas, reduciendo así los daños.



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

Los Recerradores y Seccionalizadores automáticos de industrias NU-Lec son interruptores trifásicos para montar en poste y uso a la intemperie, están equipados con un gabinete de control que garantizan una protección avanzada, registro de eventos y comunicación local y remota.

Las señales de la línea de Alta Tensión (AT) están conectadas dentro del módulo de la electrónica por conexión directa a la entrada analógica. Los transformadores de corriente poseen un rango especial extendido desde 10 A a 12.500 A para medición y protección.

Las pantallas de tensión incorporadas reflejan en forma exacta el valor de la tensión primaria y la relación de las fases, permitiendo la medición de la tensión, la corriente y el ángulo de fase en el módulo electrónico. Cada reconector es provisto con un Panel de Control del Operador, posee una pantalla de cristal líquido de cuatro líneas con iluminación fluorescente para la operación nocturna. Desde aquí, el usuario puede acceder y programar las características de medición y protección disponibles.

2.2.1 Mediciones históricas.

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

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

2.2.2 Interfaz con computadora.

El Sistema Operativo para Windows (WSOS) es un software avanzado para computadoras personales que permite la programación, el monitoreo y el control "en línea" y "fuera de línea" de un reconectador o un seccionalizador a través del puerto RS232. Esto está disponible como una opción al reconectador o al seccionalizador de Industrias NU-Lec.

2.3 Comportamiento de las variables eléctricas del circuito Mir-1.

Como se puede observar en la figura 2.2, se muestran las curvas que pertenecen a la demanda diaria del circuito objeto de estudio durante una semana. Estas fueron obtenidas con las lecturas tomadas por el NU-lec instalado en la subestación principal del circuito Mir-1. Analizando estas curvas, se puede apreciar que el día de menor consumo eléctrico fue el lunes, con un valor de 770 kW alrededor de las 1:57 h de la madrugada. Esto se debe al reducido número de equipos electrodomésticos conectados a la red en este horario.

Por otra parte la demanda eléctrica máxima durante la semana de estudio fue el viernes con un valor de 4335 kW a las 17:57 h, que corresponde al horario de la tarde, coincidiendo con el horario pico de la demanda en todo el país. A esta hora se produce la mayor demanda debido al elevado uso de equipos altos consumidores, utilizados principalmente en la cocción de alimentos.

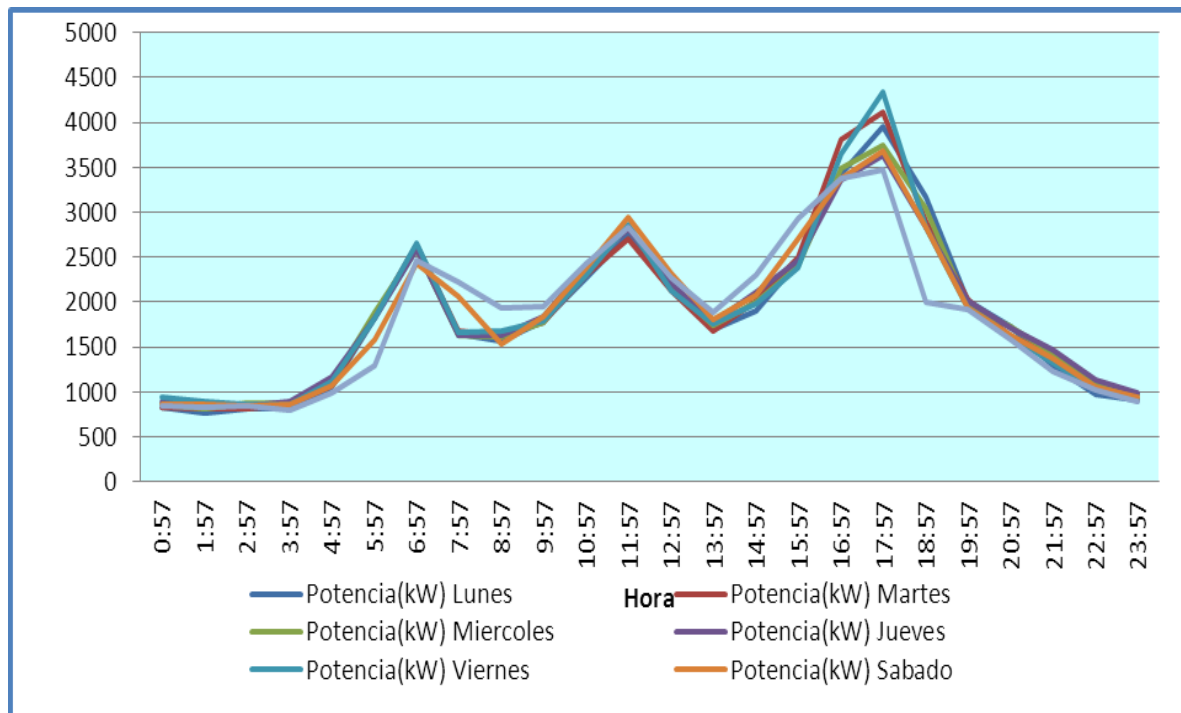


Fig. 2.2 Curvas de demanda durante una semana.

Para el caso de la demanda en los días de fin de semana el mínimo valor de consumo energético ocurre el domingo, disminuyendo hasta alcanzar un valor de 796 kW en el horario de las 3:57 h de la madrugada. El mayor valor de demanda energética el fin de semana se produjo el sábado, con un valor de 3689 kW en el horario de las 17:57 h.

Se puede apreciar una diferencia en la curva de demanda del domingo, en el horario comprendido entre 7:57 h y 10:57 h donde la demanda es mayor que en los demás días de la semana a ese mismo horario. Esto por es una razón obvia, pues en la mayoría de las viviendas de nuestro país se aprovecha el fin de semana para lavar la ropa, y esta tarea se realiza en el horario de 8:00am a 12.00 m, y en el horario después del mediodía se observa como las dos curvas de demanda correspondientes a los días sábado y domingo se mantienen por encima de las restantes. Esto es debido a que en el horario de la tarde se realizan tareas en la casa que de lunes a viernes, no se hacen o se realizan con menor frecuencia, como planchar y ver televisión, además de cocinar más temprano. Los datos del consumo de cada uno de los días de la semana, están expuestos en el Anexo 1.

El comportamiento promedio de la tensión se muestra en la figura 2.3, donde se puede observar que los valores máximos de tensión corresponden al horario de la madrugada

de las 3:57 am, obteniéndose valores de $U_{ab}=14.093$ kV, $U_{bc}=14.014$ kV y $U_{ca}=14.069$ kV.

Los mínimos valores de tensión están presentes en el horario comprendido entre las 17:00 h y las 19:00 h, el mínimo de tensión U_{ab} se presentó con un valor de 12.48kV, la U_{bc} fue de 12.6 kV y el valor mínimo de tensión U_{ca} es de 12.65 kV.

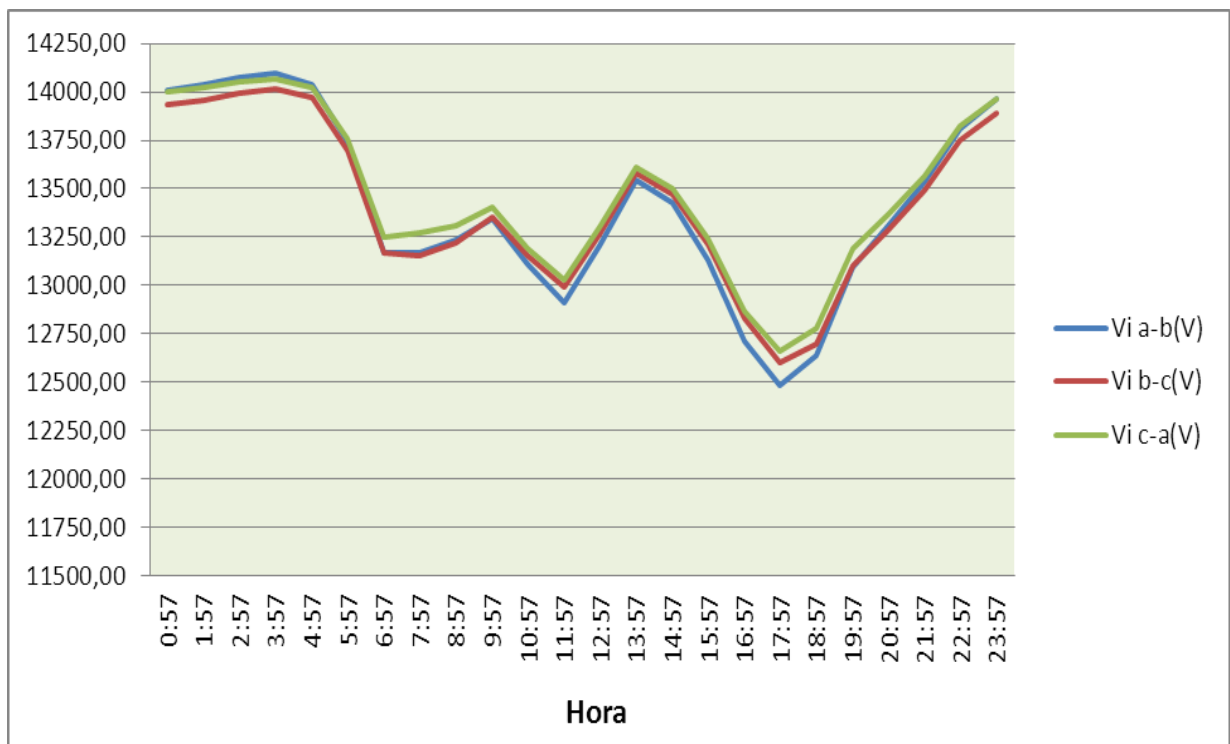


Fig. 2.3. Gráfico de tensión promedio entre fases del circuito Mir-1.

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

En la figura 2.4 se muestran los niveles de tensión en los nodos más alejados de la subestación, como se puede observar la tensión alcanza valores que están por debajo de 6 kV, lo que representa una caída de tensión mayor a un 10% de la tensión nominal, pero además existen varios nodos que están en el límite con 9%. Ver Anexo 4.

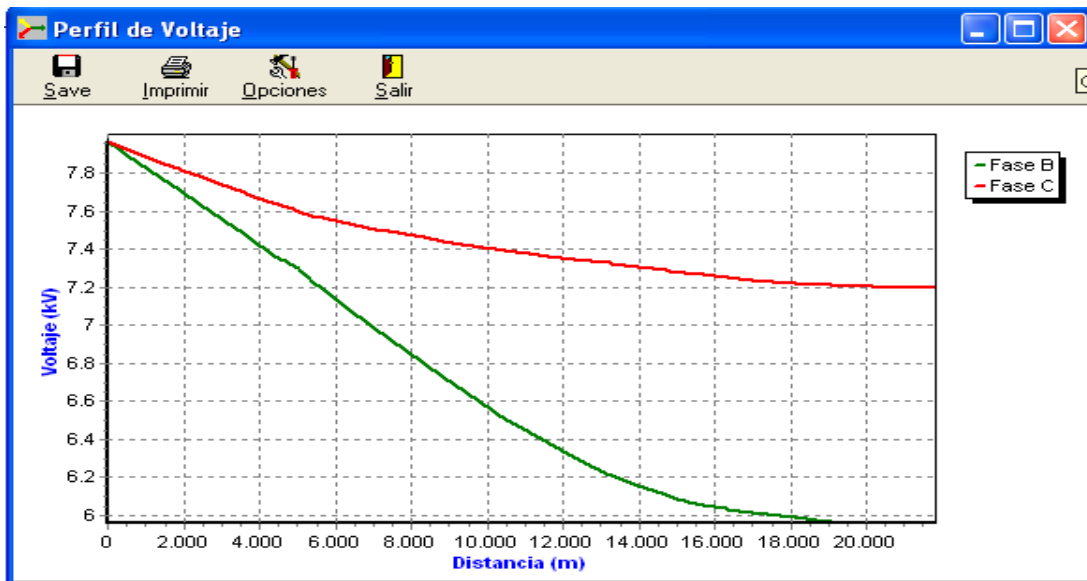


Fig. 2.4. Gráfico de tensión en nodos alejados de la subestación.

Para el caso de las corrientes promedio en el circuito Mir-1, (véase gráfico de la figura 2.5), se puede observar que las cargas están desbalanceadas, estando la fase A más cargada que las fases B y C que se comportan de forma similar durante todo el día. El máximo valor de corriente fue registrado a las 17:57 h para las 3 fases, tomando valores de $I_A=193.1$ A, $I_B=168.34$ A, y $I_C=159.13$ A. Con respecto a los valores reales y promedios no se cumplen las normas para los sistemas de distribución, la cual expresa que el desbalance no debe ser superior a un 5%, pues la fase A tiene un desbalance de un 15% con respecto a la fase B y de un 21.35% con respecto a la fase C.

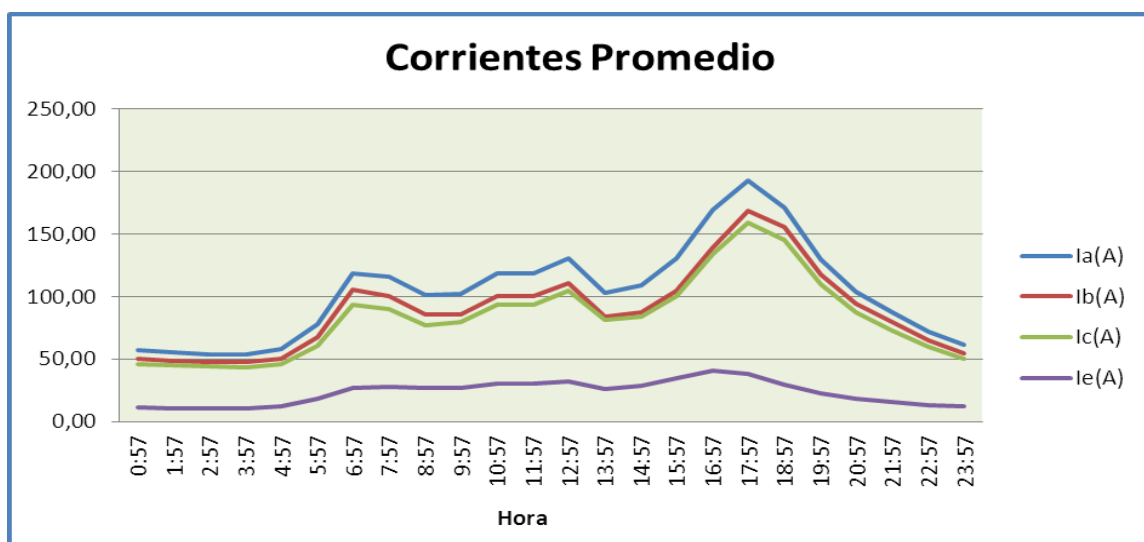


Fig. 2.5 Gráfico de corriente promedio del circuito Mir-1.

En la figura 2.5 podemos apreciar que la curva de corriente está muy relacionada con la curva de demanda en cuanto al crecimiento y decrecimiento de la misma. Los datos de corriente promedio, están en el Anexo 2.

En el caso de los circuitos residenciales debido a que las cargas de mayor potencia son de carácter resistivo, implica que el factor de potencia se eleve y tienda a ser 1.

En la figura 2.6 se muestran los valores promedios del factor de potencia del circuito Mir-1. Los valores mínimos de éste se alcanzan en las primeras horas de la madrugada, entre las 0:57 h y las 3:57 h, tomando un valor promedio de 0.73. Esto es debido a que no hay uso prácticamente de cargas resistivas a esa hora en todo el circuito.

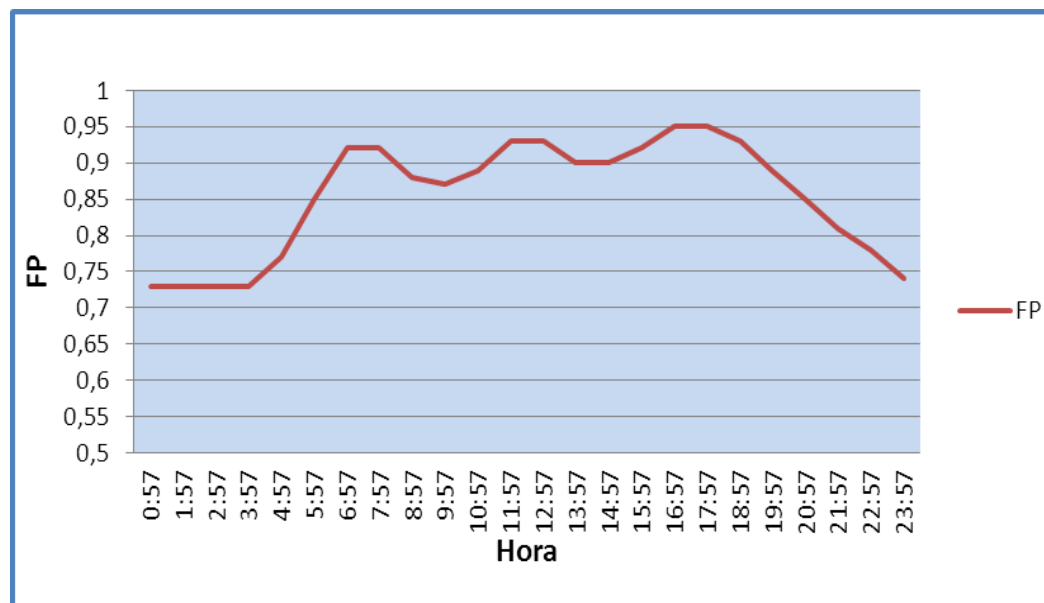


Fig. 2.6 Gráfico del factor de potencia promedio del circuito.

El valor máximo se alcanza en el horario pico, aproximadamente a las 17:57 h, con un valor de 0.95, coincidiendo con el pico de demanda eléctrica. El valor promedio del factor de potencia del día es de 0.85. Este valor no es muy significativo, pero para ser de consumidores en su mayoría monofásicos está bastante aceptable. Véase los datos de factor de potencia promedio en el Anexo 2.

2.4 Levantamiento de cargas.

Para realizar el levantamiento de las cargas del circuito Mir-1, fue necesario recorrer todo el circuito, para así poder actualizarlo, debido a que en los últimos días se le han hecho algunas transformaciones a la red de distribución tanto primaria como secundaria. Para esto se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

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

2.5 Herramienta para la modelación de circuitos de distribución primaria RADIAL.

Para la modelación del circuito se utilizó la herramienta computacional **RADIAL**, este es un sistema amistoso concebido para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con las redes radiales de distribución, forma parte del proyecto SIGEDI de

la Unión Eléctrica de Cuba. Es un software desarrollado por el Centro de Estudios Electroenergéticos (**CEE**) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba, concebido para realizar, de forma amistosa, prácticamente todos los estudios relacionados con las redes eléctricas radiales de distribución. Está programado sobre Delphi 5 usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere para su ejecución configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC.

2.5.1 Principales características del Radial

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

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

Este software brinda múltiples facilidades y realiza los cálculos siguientes:

1. Flujo de carga monofásico (considera las cargas balanceadas y las líneas simétricas)
2. Flujo de carga trifásico (considera las corrientes reales por fase y las líneas asimétricas)
3. Capacitores:
 - Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de potencia
 - Ubicación óptima de un banco dado para máxima reducción de pérdidas de energía
 - Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de potencia
 - Selección óptima de los bancos a instalar para máxima reducción de pérdidas de energía
4. Cálculo de las corrientes de corto circuitos de circuitos radiales
5. Selección y coordinación de protecciones en circuitos radiales

6. Análisis de cogeneración
7. Corridas de flujo monofásico simultánea de varios circuitos
8. Traspaso de cargas de un circuito a otro
9. Reubicación de la subestación

2.5.2 Edición de circuitos en RADIAL.

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

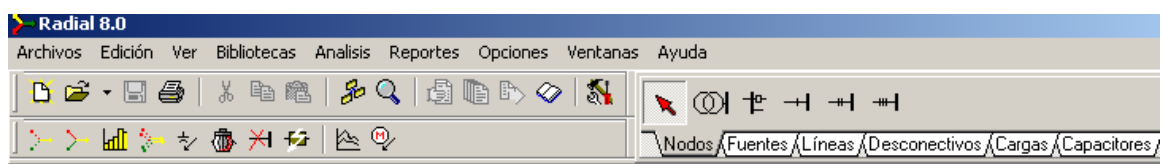


Fig. 2.7 Barras de trabajo del RADIAL.

Barra Estándar, cuyos botones para la edición son:

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

Barra de elementos:

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

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

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

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

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

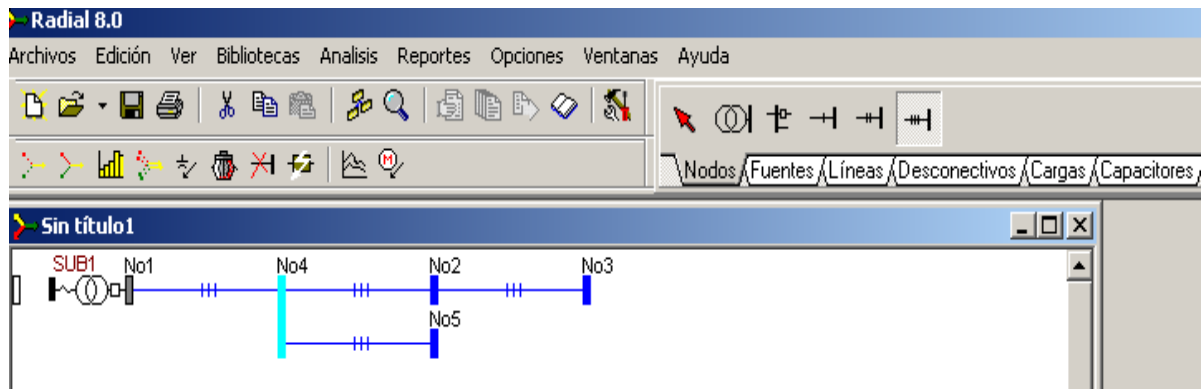


Fig. 2.8 Ventana de Edición de RADIAL.

2.5.3 Otras Facilidades de RADIAL.

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

2.6 Esquema monolineal del circuito de distribución Mir-1.

Para el diseño del esquema monolineal del circuito (ver figura 2.9) se recorrió el terreno donde está ubicado el mismo, con el fin de obtener un esquema lo más actualizado y real

posible. Para la modelación del circuito se utilizó el software Radial. Mediante este estudio se conoció que en el circuito existen un total de 316 transformadores, que en el monolineal están representados con circunferencias. En cada banco existen 1, 2 o 3 circunferencias en dependencia del número de transformadores que existan en el mismo, para todos los casos se especificó la capacidad correspondiente en kVA y la fase o fases a la que están conectados, además se ilustra el código con el que se identifica el banco o transformador y la ubicación exacta de los mismos. También se tuvo en cuenta la distancia de la línea entre los nodos. Se incluyó también el tipo de calibre utilizado en las líneas, tomando los datos facilitados por la OBE municipal, que principalmente son empleados los calibres AC70, AC35 y AC150, en el Anexo 3 se puede ver el calibre existente en cada tramo de línea del circuito.

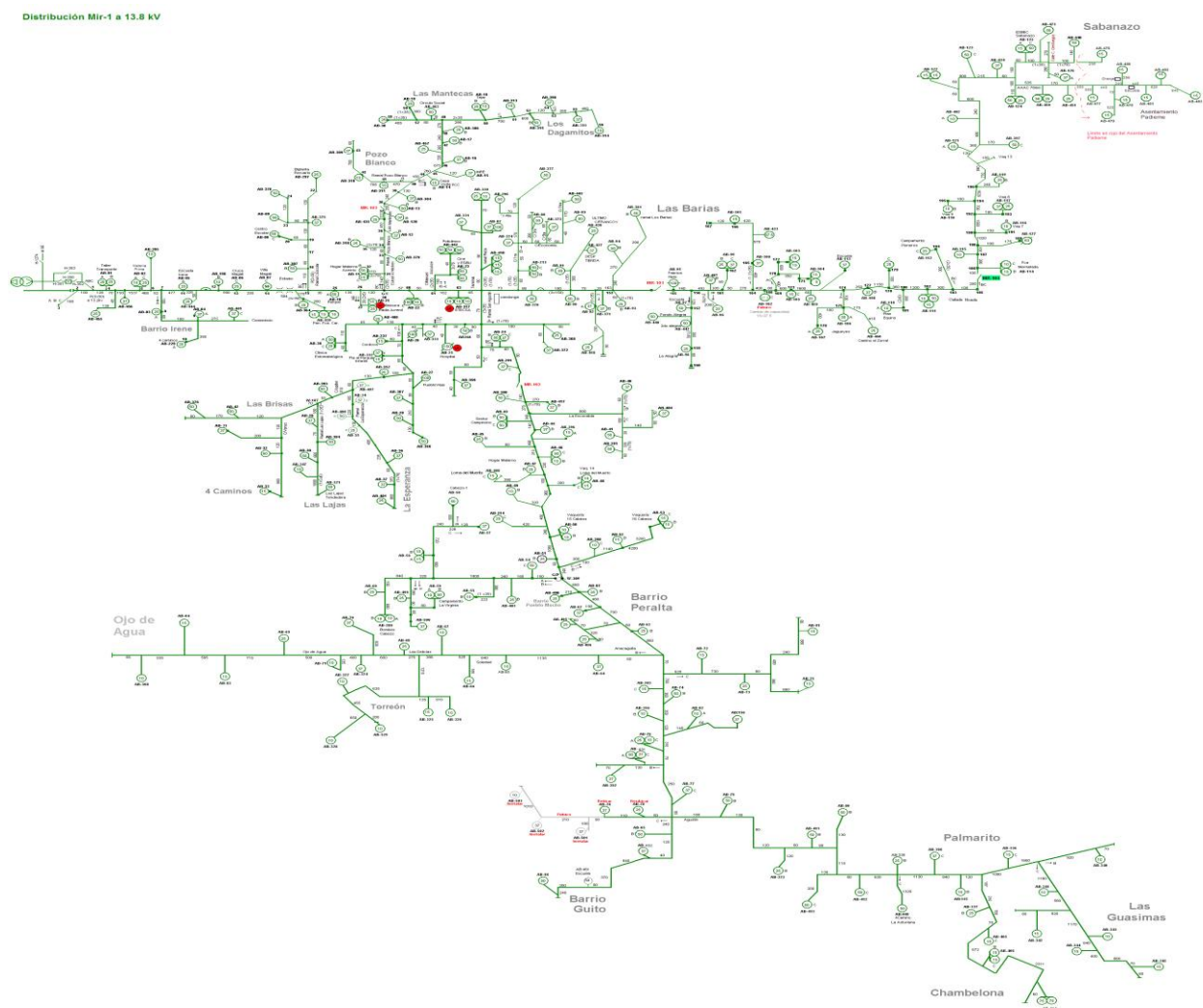


Fig. 2.9 Monolineal del circuito de distribución Mir-1.

2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.

2.7.1 Flujo de potencia para demanda máxima.

En la figura 2.10 se presenta el reporte obtenido por Radial sobre la situación actual del circuito de distribución Mir-1, obteniéndose en horario de máxima demanda una potencia activa de 4305 kW, una potencia reactiva de 1451 kVAr y un factor de potencia de 0.94. La longitud del circuito es de 141.314 Km, para un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV.

Resultados del Flujo de Cargas

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas SIGEDI Salir

Hora de análisis: 18 [Con Ajuste de Cargas]

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Pot. act. de las cargas	4305	kW	Energía activa de las cargas	28	MW.h
Pot. react. de las cargas	1451	kvar	Energía react. de las cargas	4	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores	0	Ckvar	Pérd. energía act. en líneas	577	kW.h
Factor de potencia	0.94		Pérd. de energía Cu en transf.	2132	kW.h
Factor de carga	0.82		Pérd. de energía Fe en transf.	1013	kW.h
Pérdidas activas en líneas	148	kW	Pérdidas totales de energía	3722	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	200	kvar	% de pérdidas de potencia de Distribution	6	%
Pérdidas de cobre en transf.	50	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	12	%
Pérdidas de hierro en transf.	42	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
Pérd. totales de potencia activa	240	kW	Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Generales Nodos Líneas Cargas

Fig. 2.10 Flujo de potencia para demanda máxima.

2.7.2 Flujo de potencia para demanda mínima.

Para el caso del horario de mínima demanda se muestran los resultados en la figura 2.11, donde se representa la situación actual del circuito de distribución objeto de estudio, arrojando los resultados siguientes para la condición de mínima demanda, un consumo de Potencia Activa de 866 kW, una demanda de reactivo de 743 kVAr y un factor de potencia de 0.75.

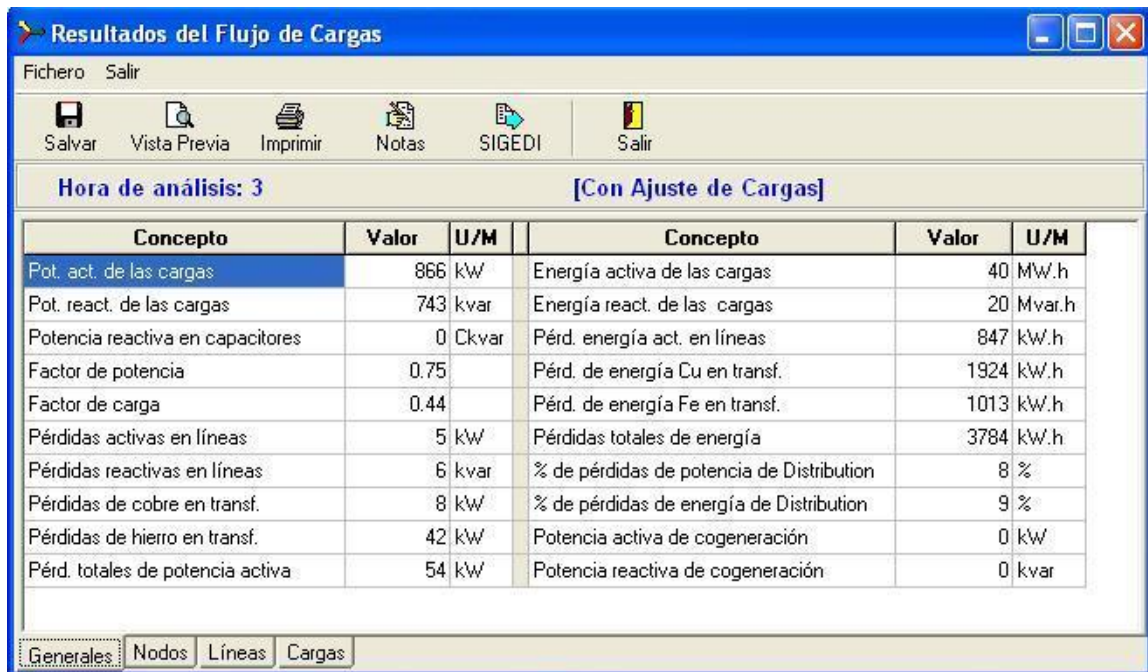


Fig. 2.11 Flujo de potencia para demanda mínima.

2.8 Determinación de las pérdidas:

2.8.1 Teoría de evaluación de pérdidas.

Pérdidas No-Técnicas: En las grandes etapas de gestión de clientes que son: suministrar, identificar, medir, facturar y cobrar; se producen anomalías de diversos tipos y por causas diferentes, las que dan origen a pérdidas comerciales y pérdidas financieras, se agrupan bajo la denominación de pérdidas no técnicas, debido a que su existencia no obedece al normal proceso físico de transporte y suministro de energía, más bien debido a los errores y deficiencias que se producen durante el registro, facturación y recaudo de la energía consumida. Son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Considerando el origen de las pérdidas, como criterio de clasificación, tenemos:

- Por robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa concesionaria.
- Por fraude: realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real.

- c) Por mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa.

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

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

- Facilidad – fraude.
- Desorganización.
- Metrocontador defectuoso.
- Metrocontador inadecuado.
- Metrocontador traficado.
- Error de lectura.
- Error en la toma de datos.
- Determinación del monto facturado.
- Determinación de los consumos estimados.
- Problema de puesta al día del fichero de clientes.
- Problema de puesta al día de las tablas de fijación de tarifas.
- Falta de un calendario de facturación.
- Tratamiento de la facturación (retraso, regularidad).
- Circuitos de distribución defectuosos.
- Cliente desaparecido.
- Cliente insolvente.
- Pérdidas del pago.
- Pago mal orientado.
- Medios de pago inadaptados.
- Notificación de impagado.
- Asistencia inadaptada.

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

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

Las pérdidas de energía, obedecen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, provocados por los parámetros que caracterizan a las redes y subestaciones, por las características de los materiales y equipos empleados y por las condiciones de operación existentes en el entorno (medio ambiente: contaminación, lluvia, etc.). Dentro de éstos fenómenos podemos citar: el efecto Corona, efecto Joule, efecto de proximidad y las corrientes de circulación. Así, también la circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de línea y susceptancias a tierra; que si bien es cierto son pequeñas, pero juntas incrementan los niveles de pérdidas.

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

La magnitud de las pérdidas estará en función de la carga a la que suministren como se conoce, la carga es de magnitud variable, y como las pérdidas están en función de la intensidad de corriente suministrada, entonces los valores de las pérdidas también variarán; siendo mayores en las horas de máxima demanda. También debemos considerar la naturaleza de la carga, que en la mayoría de los casos, es de carácter inductivo, lo que provoca un desfase del vector corriente, respecto al vector tensión. Debido al consumo de potencia reactiva, requerida por los aparatos que contienen elementos inductivos, necesarios para establecer corrientes de magnetización.

Los parámetros eléctricos: resistencia, inductancia y capacitancia; son los que nos permitirán cuantificar las pérdidas de potencia y energía; puesto que la resistencia

oposición al paso de la corriente y la inductancia y capacitancia nos producen efectos reactivos conocidos como la reactancia inductiva y capacitiva respectivamente; y que juntos producen las pérdidas técnicas de energía.

Las pérdidas técnicas a su vez se pueden clasificar:

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

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

Por la causa de las pérdidas: se agrupan de acuerdo a tres causas, que son bien conocidas:

- a) pérdidas por efecto Corona
- b) pérdidas por efecto Joule
- c) pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

2.8.2 Pérdidas técnicas en las líneas aéreas.

Las pérdidas en las líneas aéreas, se producen básicamente debido al efecto Joule, a la reactancia inductiva y al factor de potencia de carácter inductivo de la carga, que hace que circule potencia reactiva por las redes, incrementando de esta manera las pérdidas técnicas. La reactancia capacitiva es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas del recorrido de las líneas, como bien se conoce a menor longitud menor reactancia capacitiva. En nuestro análisis consideramos la resistencia y la reactancia inductiva, como los parámetros que nos ayudan a cuantificar las pérdidas. A continuación detallamos el método directo de evaluación de pérdidas, que está en función de los parámetros ya mencionados y de la corriente máxima, la caída de tensión y la longitud de los tramos.

Método directo:

Consideremos la expresión de la caída de tensión:

$$\Delta V = I * L(R \cos \varphi + X \operatorname{sen} \varphi)$$

Donde:

$$K \rightarrow R \cos \varphi + X \operatorname{sen} \varphi$$

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

$I \rightarrow$ Intensidad de corriente en amperios.

$L \rightarrow$ Longitud en metros.

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea Ohms /Km.

$X \rightarrow$ Reactancia de la línea en Ohms /Km.

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

$\operatorname{sen} \varphi \rightarrow$ Factor de potencia reactiva.

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

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

Donde:

$Xl \rightarrow$ Reactancia Inductiva.

$DMG \rightarrow$ Distancia media geométrica entre conductores m.

$RMG \rightarrow$ Radio medio geométrico.

El valor de la resistencia:

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

Donde:

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

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

$\partial \rightarrow$ Coeficiente térmico, para el cobre duro = $0,00378/ ^{\circ}C$ para aleación de aluminio = $0,00360/ ^{\circ}C$.

Sea la caída porcentual de un tramo:

$$\% \Delta V = \frac{V_1 - V_2}{V_1} * 100$$

Donde:

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

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

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

La pérdida de potencia está dado por:

$$P = R * I^2 * L$$

De la siguiente ecuación tenemos la corriente:

$$I = \frac{\Delta V}{\sqrt{R \cos \varphi + X \sin \varphi}}$$

Sustituyendo en la ecuación:

$$P = \frac{R * \Delta V * I * L}{\sqrt{R \cos \varphi + X \sin \varphi}}$$

$$P = \frac{100 * R * \Delta V * L * V_1 * I}{100 * V_1 * L \sqrt{R \cos \varphi + X \sin \varphi}}$$

$$P = \frac{R * VD * K_w * I}{100 \sqrt{R \cos \varphi + X \sin \varphi}}$$

$P \rightarrow$ Pérdida de potencia en horas pico kW.

$R \rightarrow$ Resistencia eléctrica del conductor Ohms/km.

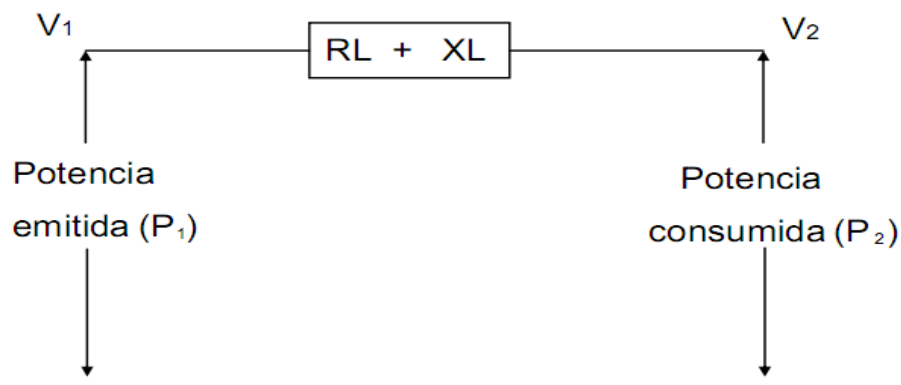
$X \rightarrow$ Reactancia eléctrica del conductor, Ohms/km.

$VD \rightarrow$ Caída de tensión porcentual del tramo.

$K_w \rightarrow$ Carga consumida del alimentador.

$V \rightarrow$ Tensión en el punto inicial de entrega.

Sea el gráfico del balance de energía.



De donde:

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

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

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

$$R_c \gg R_l; R_l = 0$$

Con esta condición tenemos:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{V_2^2} * P_2$$

Finalmente obtenemos:

$$\% P' = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100$$

Donde:

$\% P'$ → Pérdida de potencia porcentual.

P_1 → Potencia emitida al alimentador en kW.

P_2 → Potencia consumida por el alimentador en kW.

2.8.3 Clasificación de las pérdidas según su variación.

Pérdidas fijas: son aquellas cuyas variaciones dependen en un segundo orden de la demanda, a tal punto de considerarles fijas, así tenemos:

- a) Pérdidas por efecto Corona.
- b) Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Pérdidas variables: son aquellas que dependen de la variación de la demanda, así tenemos:

- a) Pérdidas por efecto Joule.

2.8.4 Pérdidas totales en el Circuito de distribución Mir-1 (Radial).

En la figura 2.10 también se muestran las pérdidas totales de Potencia Activa $P=240$ kW y de Potencia Reactiva $Q=200$ kVAr, para el circuito de distribución Mir-1. De forma general el total de pérdidas de energía en el circuito es de 3722 kWh.

2.9 Pérdidas en los conductores.

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

$$P_p = I^2 * R$$

Donde:

P_p → Pérdidas de potencia (W).

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

R → Resistencia efectiva.

Cálculo del efecto superficial:

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

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

Donde:

f → Frecuencia del sistema en Hz.

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

Factores de Kp y Ks	Ks	Ks
Conductor redondo Compacto	1,0	1,0
Conductor redondo	1,0	1,0
Conductor compacto Sectorial	0,435	0,37

En la figura 2.10 se puede ver que existen grandes pérdidas activas en las líneas, en total se pierden 148 kW.

2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.

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

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

Estas pérdidas pueden descomponerse en las siguientes componentes:

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

las láminas de material magnético que lo conforman.

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

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:

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

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.

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

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, $T=7860$).

$$F_{perd} = 0.3 * F_c + 0.7 * F_c^2$$

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

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.

2.10.1 La energía de pérdidas totales en el transformador:

$$\Delta E_a = \Delta P'_{SC} T_0 + \Delta P'_{CC} K_c^2 T_t$$

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.

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

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

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

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

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

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

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

$$T_{\max} = \frac{E}{P_{\max}}$$

$\Delta Q_{SC} = S_{nt} * \frac{I_{SC} \%}{100}$: 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:

$$\Delta E_r = S_{nt} \frac{I_{SC} \%}{100} T_0 + S_{nt} \frac{U_{CC} \%}{100} K_C^2 T_t$$

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

$$\Delta P_t = \Delta P'_{SC} + \Delta P'_{CC1} K_{C1}^2 + \Delta P'_{CC2} K_{C2}^2 + \Delta P'_{CC3} K_{C3}^2$$

Donde:

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

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

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

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

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

Tabla 2.1: Pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad.

Pérdidas promedio de los transformadores según su capacidad.					
Monofásico			Trifásico		
Potencia (KVA)	Pérdidas en el Hierro %	Pérdidas en el cobre %	Potencia (KVA)	Pérdidas en el Hierro %	Pérdidas en el cobre %
5	0,046	0,107	25	0,23	0,553
10	0,065	0,18	37,5	0,259	0,718
15	0,084	0,251	40	0,263	0,86
25	0,115	0,389	50	0,268	1,125
37,5	0,162	0,487	63	0,285	1,17
50	0,199	0,626	75	0,443	1,306
75	0,269	0,882	100	0,468	1,771
100	0,332	1,185	150	0,813	2,218
167	0,482	1,893	200	1,143	2,738
250	0,66	2,802	300	1,349	4,206
333	0,83	3,587	400	1,457	5,803
			500	1,484	6,883
			630	1,531	7,736
			750	2,237	9,925
			800	2,3	10,34
			1000	2,594	11,115
			1250	2,705	15,52
			1600	3,174	16,587
			2000	3,649	23,95
			2500	5,175	23,1
			3200	11,5	77
			10000	14,5	65
			25000	27	20

Queda claro que las pérdidas en el hierro de los transformadores se mantienen constantes para diferentes regímenes de carga y son una función lineal del tiempo de

conexión del transformador, mientras que las pérdidas en el cobre son una función de la carga, o sea dependen del coeficiente de carga del transformador.

2.10.2 Pérdidas en los transformadores del circuito

En la figura 2.10 se muestran de igual forma las pérdidas en el vacío (en el hierro) con un valor de 42 kW, las pérdidas con carga (en el cobre) que fueron de 50 kW, en la figura también se muestran las pérdidas totales de energía en los transformadores y el porcentaje de pérdidas de transformación del circuito de distribución Mir-1.

2.11 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo:

- ❖ En los nodos más alejados de la subestación del circuito Mir-1 la caída de tensión es superior a un 10%.
- ❖ Las pérdidas totales en los transformadores se encuentran alrededor de los 1151,575 MWh /año.
- ❖ Las pérdidas en los circuitos de distribución se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Se obtiene que el total de pérdidas técnicas del circuito es de 1358,53 MWh/año.

Capítulo III

Propuestas de Mejoras para el Circuito de distribución Mir-1.

Índice del Capítulo

- 3.1 Introducción.
- 3.2 Medidas a tomar para disminuir pérdidas.
- 3.3 Optimización del calibre.
- 3.4 Instalación de Bancos de Capacitores.
- 3.5 Valoración económica.
- 3.6 Conclusiones.

3.1 Introducción.

El objetivo de este capítulo es desarrollar las propuestas de mejoras, con el fin de disminuir los niveles de pérdidas del circuito de distribución Mir-1 de la OBE Calixto García y a su vez mejorar la calidad del suministro eléctrico. Además al final se hará la valoración económica del trabajo.

3.2 Medidas a tomar para disminuir pérdidas.

Las medidas que se toman en la actualidad para reducir pérdidas se dividen en dos categorías:

Medidas Organizativas: Dentro de estas medidas está comprendida la reducción de las interrupciones de los consumidores durante las reparaciones planificadas, mejora del voltaje de trabajo con la optimización del régimen estable de la circulación de potencia reactiva y el balanceo del circuito.

Medidas Técnicas: Dentro de ellas se encuentran la instalación de equipos compensadores de potencia reactiva lo que modifica la componente inductiva de la

potencia aparente y por tanto la corriente circulante por los conductores. Al disminuir la corriente por los conductores se disminuye la caída de tensión lo que trae consigo una reducción de las pérdidas.

3.3 Optimización del calibre.

La selección de los conductores del alimentador para todos los tipos de circuitos de tensiones primarias y secundarias debe hacerse sobre la base de una consideración cuidadosa de muchos factores involucrados.

La selección de los conductores se determina de acuerdo ha:

- La corriente de carga aplicada.
- Caída de tensión.
- Elevación de temperatura dentro de los límites del aislamiento.
- Pérdidas de energía razonables.
- Capacidad para soportar el calentamiento de los cortocircuitos.
- Capacidad de reserva para el crecimiento de carga.

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

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

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

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

Donde:

Sc: área seccional del conductor, en mm².

L : longitud del conductor en m.

I_{nom} : corriente nominal en A.

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

V_L : tensión nominal de línea, en V.

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

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

El circuito de distribución Mir-1 posee principalmente conductores del tipo ACSR 35, por lo que se originan pérdidas. Pero en la actualidad se está realizando cambio de calibre en casi todos los circuitos del municipio, sustituyendo estos viejos conductores por conductores AC 70 y AC 150. Al sustituir esos calibres se disminuirán considerablemente las pérdidas de potencia y consigo las pérdidas de energía.

Tabla 3.1: Cambios de conductores del circuito

Nodos	Conductor existente	Conductor Cambiado	Cantidad de Metros
64 - 239	ACSR 35	AC 150	7780

3.3.1 Disminución de las pérdidas por cambios del calibre.

Luego de realizar los cambios de calibre propuestos se procedió a la simulación del circuito en el programa Radial obteniéndose una reducción en las pérdidas de 76 kW y 9 kVAR. Que en total representa un ahorro de energía de 488.8 MWh/año, ahorrándose así 782078 CUC.

3.4 Instalación de Bancos de Capacitores.

El circuito en estudio no tiene instalado ningún banco de capacitores, por lo que es recomendable hacer un estudio para seleccionar la ubicación de los mismos.

Con la instalación de estos se contribuye a mejorar el factor de potencia, además

Eléctricamente hablando, el factor de potencia es la relación entre la potencia activa (que produce trabajo en la carga) y la potencia aparente del circuito:

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

Para calcular el valor del capacitor a instalar en el circuito para la corrección del factor de potencia:

Se determina el factor de potencia promedio existente en la instalación, al que se le denominará $\cos\varphi_1$. La potencia reactiva necesaria de los capacitores, para corregirlo a un nuevo valor de $\cos\varphi_2$, se puede calcular aplicando directamente la siguiente expresión derivada de las relaciones del triángulo representativo de la potencia aparente, activa y reactiva. Ver (Fig. 3.3).

$$kVAR_C = kW(\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2)$$

$$\tan\varphi_1 = \tan(\cos\varphi_1^{-1})$$

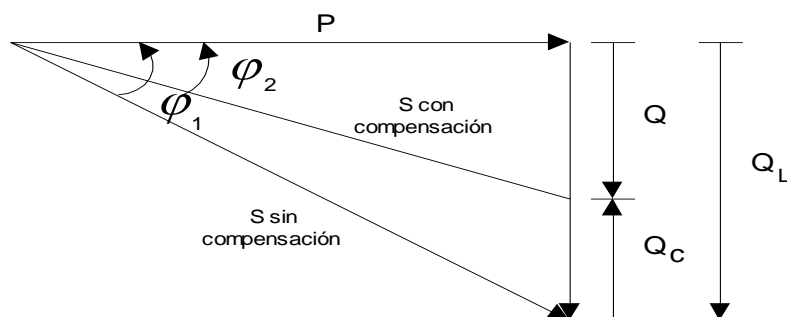


Fig. 3.3 Triángulo de potencias.

Una vez efectuada la compensación en la red la corriente en los conductores se reducir, lo que favorece a la reducción de las pérdidas en el circuito.

3.4.1 Ubicación de los bancos de Capacitores.

Utilizando el programa Radial se seleccionará la ubicación de los bancos de capacitores. Como se puede observar en la figura 3.4, el programa analiza 4 variantes.

En la variante 1 se evalúa la instalación de bancos de 150 kVAr, ubicados en el nodo No4 pero como se puede ver que esta variante no es factible, pues la razón beneficio costo es negativa.

La variante 2 evalúa la instalación de bancos de cuatro bancos de 300 kVAr, ubicados en los nodos No123, No67 y dos en el nodo No64. Esta variante es factible, ya que se ahorrarían un total de 159.2 MWh/año, además de que con 1200 kVAr instalados el factor de potencia aumentaría hasta aproximadamente 0.95 y la razón beneficio costo (RBC) sería muy buena, con un valor de 3.0.

En la variante 3 se analiza la ubicación de 2 bancos de 450 en los nodos No108 y No64, lo que da un total de 900 kVAR. Con esta variante se ahorrarían 131.1 MWh/año, pero el factor de potencia estaría por debajo del que se logra con la variante 2.

La cuarta y última variante analiza la ubicación de 2 bancos de 600 kVAR en los nodos No91 y No64, que también es una buena variante, porque al igual que la 2 llevaría el factor de potencia hasta 0.95.

Finalmente se toma la variante 2 por ser la más factible, pues esta contribuye a elevar el factor de potencia hasta valores cercanos a 0.95 y se logra un ahorro de energía mayor que las restantes variantes, además de un alto valor de RCB.

La compensación puede ser fija o automática. Los valores indicativos para la selección entre estas dos variantes se realizan comparando la capacidad del banco (QC) con la potencia del transformador (SN). Entonces, se recomienda:

- Si $QC/SN = 15 \%$, la compensación es fija.
- Si $QC/SN > 15 \%$, la compensación es automática o mixta.

En el circuito de distribución Mir-1 lo recomendable sería realizar la compensación automática o mixta, debido a que la potencia de los capacitores es de un 19.04 % con respecto a la capacidad del transformador.

Resultados de la Selección de capacitores							
Fichero Salir							
Estudio para mínimas pérdidas de:							
Cant. de Bancos	Ckvar/Banco	Nodo(s)	Inversiones (MP)	Ahorro: DE (MW.h/año)	Dismin. de DP (kW)	Benef./Costo	VAN
BANCOS			DE	150			
1	150	No4	2.0	2.9	0	0.5	-1.1
2	150	No4 No4	4.0	5.5	0	0.3	-2.8
3	150	No4 No4 No4	6.0	8.0	-1	0.2	-4.8
4	150	No4 No4 No4 No4	8.0	10.2	0	0.3	-5.9
5	150	No4 No4 No4 No4 No4	10.0	12.0	0	0.3	-7.2
6	150	No4 No4 No4 No4 No4 No4	12.0	13.8	1	0.3	-8.4
7	150	No4 No4 No4 No4 No4 No4 No4	14.0	16.1	-6	-0.1	-15.1
BANCOS			DE	300			
1	300	No123	3.5	59.5	2	4.3	11.6
2	300	No123 No67	7.0	102.7	-5	2.7	12.0
3	300	No123 No67 No64	10.5	135.6	0	3.0	20.7
4	300	No123 No67 No64 No64	14.0	159.2	6	3.0	27.5
BANCOS			DE	450			
1	450	No108	6.5	77.8	-7	1.8	5.4
2	450	No108 No64	13.0	131.1	1	2.4	17.6
BANCOS			DE	600			
1	600	No91	8.0	95.8	-6	2.0	8.4
2	600	No91 No64	16.0	152.5	6	2.5	23.8

Fig. 3.4 Estudio de las variantes para la ubicación de los capacitores.

3.4.2 Disminución de las pérdidas por optimización del Factor de Potencia en el circuito.

Mediante la ubicación de los bancos de capacitores se logra reducir pérdidas de energía en 159.2 MWh /año, lo que es equivalente a ahorrar 25472 CUC al año, contribuyendo así con el desarrollo de la economía del país.

3.5 Reubicación de la subestación.

Con el fin de eliminar las zonas de baja tensión y reducir las pérdidas en el circuito Mir-1 se realizó un estudio apoyado en el programa Radial, para seleccionar el punto más óptimo para ubicar la subestación. Se analizaron varios puntos y finalmente se seleccionó en nodo No206 para ubicar la subestación, punto en el cual se logran reducir las pérdidas activas en 142 kW y en 251 kVAr las reactivas, además se logra que a todos los nodos del circuito llegue la tensión a más de un 90% de la nominal.

3.6 Valoración Económica.

3.6.1 Valoración económica de los conductores.

Para la evaluación económica se calculó lo que representa el cambio calibre de ACSR 35 por AC 150 en un tramo de 7.780 km para el precio actual del calibre AC 150, que es de 1959.9 CUC el km. A continuación en la tabla 3.3 se muestra el costo total.

Tabla 3.3: Cambios de conductores en el circuito.

Tipo de Calibre	Cantidad de metros	Precio (CUC)	Precio (MN)
AC 150	7780x 2	15248,022	381200,55
Total	15560	15248,022	381200,55

Gastos de Salario del personal del cambio de los conductores.

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y ajuste, se estima un tiempo aproximadamente de 30 días, con la utilización de 9 trabajadores.

Tabla 3.4: Gastos de Salario del personal en el cambio de los conductores.

No.	Descripción.	Cantidad.	Costo diario. (MN).	Costo total. (MN).
1.	Técnico Superior.	1	15.21	456.3
2.	Técnico Medio.	1	11.83	354,9
3.	Electricista (Categoría B).	6	10.80	1944
4	Chofer	1	10.50	315
Costo total de salario				3070,2

3.6.2 Valoración económica de los condensadores.

Para la evaluación económica se calculó lo que representa la instalación de los cuatro bancos de capacitores con una capacidad de 300 kVAR cada uno, que en total serían 1200 kVAR, a continuación se en la tabla 3.2 se muestra el costo total.

Tabla 3.5: Valoración económicas de los bancos de capacitores.

Modelo del banco	Cantidad	Capacidad (kVAR)	Precio (CUC)	Precio (MN)
2RF3000	1	300	2550	63750
2RF3000	1	300	2550	63750
2RF3000	1	300	2550	63750
2RF3000	1	300	2550	63750
Total	3	1200	10200	255000

Gastos de Salario del personal de montaje.

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y ajuste, se estima un tiempo aproximadamente de 10 días, con la utilización de 4 trabajadores.

Tabla 3.6: Gastos de Salario del personal en el montaje de los capacitores.

No.	Descripción	Cantidad	Costo diario (MN)	Costo total (MN)
1.	Técnico Superior.	1	15.21	152,1
2.	Técnico Medio.	1	11.83	118,3
3.	Electricista (Cat. B)	2	10.80	216
4	Chofer	1	10.50	105
Costo total de salario				591,4

3.7 Tiempo de recuperación de la inversión.

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

$$Ta = \frac{\textit{inversión}}{\textit{ahorro}}$$

$$Ta = \frac{25594,486}{103680}$$

$$Ta = 0,25$$

La inversión realizada es totalmente factible pues el capital invertido se recupera en 0,25 años o sea en 4 meses.

3.8 Conclusiones.

- ✓ Al sustituir los conductores con calibre del tipo AC35, por los conductores AC150 en el tramo escogido, se procedió a la simulación del circuito en el programa Radial obteniéndose un ahorro de energía de 523.6 MWh/año.

- ✓ Se hace una comparación de cuatro variantes para la ubicación de los capacitores, siendo la variante 2 la más factible, debido a que se obtiene un Factor de Potencia aceptable. Al hacer los cambios y ubicar los bancos de capacitores en el circuito de distribución, se logra un ahorro de energía de 159.2 MWh /año.

Conclusiones Generales

- ❖ Las pérdidas totales de energía en los transformadores están alrededor de los 1151,575 MWh /año.
- ❖ Las pérdidas totales de energía por distribución son de 210,605 MWh/año.
- ❖ Las pérdida total de energía del circuito es de 1358,53 MWh /año.
- ❖ Al realizar el cambio de calibre de los conductores se logra un ahorro de energía de 488.8 MWh/año.
- ❖ Al ubicar los bancos de capacitores en el circuito de distribución, se logra un ahorro de energía de 159.2 MWh /año.
- ❖ Si se realiza el proyecto, la inversión total se recupera en solo 4 meses.

Recomendaciones

1. Realizar estudios similares a este estudio a los demás circuitos del municipio, aprovechando las mediciones que brindan los dispositivos NU-Lec.
2. Una vez aprobado el financiamiento del proyecto llevar a cabo la realización del mismo para mejorar la calidad del circuito Mir-1.
3. En el municipio existe un alto nivel de dependencias causadas por la excesiva longitud de algunos circuitos, por lo que es recomendable realizar un estudio a los circuitos con menos kilómetros de líneas para ver si admiten más cargas. Para entonces pasar algunos ramales de los circuitos más largos a estos, disminuyendo así las pérdidas por esta causa.
4. Establecer mecanismos que permitan mantener sobre esta base un buen programa sostenible de mejoras.

Bibliografía:

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

Anexos:

Anexo 1: Tabla de demanda diaria durante una semana .

Hora	Potencia(kW)						
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
0:57	831	830	864	899	947	866	851
1:57	770	816	821	856	896	860	822
2:57	809	821	870	844	858	852	843
3:57	817	863	876	900	863	867	796
4:57	1052	1075	1107	1159	1118	1064	993
5:57	1820	1831	1891	1825	1828	1577	1291
6:57	2591	2647	2596	2599	2656	2435	2460
7:57	1652	1671	1624	1629	1657	2066	2228
8:57	1562	1630	1608	1638	1674	1535	1932
9:57	1783	1782	1771	1838	1791	1839	1951
10:57	2277	2301	2386	2394	2311	2387	2424
11:57	2748	2707	2826	2820	2858	2951	2839
12:57	2220	2123	2170	2214	2131	2321	2268
13:57	1693	1686	1750	1775	1766	1803	1895
14:57	1906	2016	1999	2118	1983	2085	2299
15:57	2444	2502	2402	2470	2381	2711	2921
16:57	3427	3814	3482	3366	3651	3383	3385
17:57	3959	4118	3748	3640	4335	3689	3477
18:57	3172	2891	3037	2839	2825	2832	1993
19:57	2010	2033	1947	2011	1942	1943	1927
20:57	1726	1615	1720	1714	1618	1632	1584
21:57	1300	1417	1424	1475	1333	1369	1224
22:57	979	1065	1107	1135	1037	1059	1021
23:57	910	904	973	990	928	940	900

Anexo 2 : Tabla de valores promedio de corriente, tensión y factor de potencia por hora.

Hora	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)	Ie(A)	FP	Va(V)	Vb(V)	Vc(V)
0:57	56,93	50,65	46,23	11,01	0,73	14006,43	13934,01	13998,01
1:57	55,01	48,88	44,74	10,51	0,73	14036,94	13959,29	14021,4
2:57	53,99	47,99	43,86	10,39	0,73	14072,27	13994,06	14052,18
3:57	53,58	47,54	43,24	10,65	0,73	14092,9	14014,34	14069,52
4:57	57,89	50,52	45,53	12,56	0,77	14038,32	13968,47	14025,7
5:57	77,73	67,86	60,23	18,24	0,85	13743,11	13695,35	13758,66
6:57	118,75	105,42	93,84	26,67	0,92	13169,37	13171,97	13252,4
7:57	115,8	99,99	89,74	27,9	0,92	13171,97	13155,72	13269,41
8:57	101,38	85,21	77,16	27,04	0,88	13234,64	13222	13309,23
9:57	101,91	85,96	79,23	26,87	0,87	13342,47	13350,85	13401,52
10:57	118,5	100,29	93,68	30,3	0,89	13109,34	13150,84	13190,04
11:57	118,5	100,29	93,68	30,3	0,93	12913,68	12991,59	13031,59
12:57	130,31	110,59	105	31,7	0,93	13207,61	13264,23	13304,45
13:57	102,81	84,19	81,42	26,24	0,9	13545,79	13581,82	13610,25
14:57	108,64	87,74	84,16	28,77	0,9	13424,3	13472,32	13498,48
15:57	130,68	105,05	100,17	34,9	0,92	13133,77	13214,28	13244,77
16:57	169,63	139,53	133,57	40,72	0,95	12709,83	12830,91	12865,84
17:57	193,1	168,34	159,13	38,04	0,95	12483,83	12601,08	12659,98
18:57	170,82	155,3	145,39	29,47	0,93	12638,45	12700	12780,97
19:57	129,51	118	109,57	22,66	0,89	13091,12	13100,72	13188,29
20:57	104,14	94,47	87,17	18,54	0,85	13305,47	13286,4	13367,31
21:57	87,34	79,17	72,9	15,46	0,81	13534,96	13494,88	13569,61
22:57	71,84	64,59	59,44	13,37	0,78	13808,25	13746,88	13820,4
23:57	61,4	54,79	50,05	11,93	0,74	13960,37	13891,44	13963,7

Anexo 3 Tabla Tipo de conductor y distancia de cada tramo del circuito Mir-1.

Nodo Inicio	Nodo Final	Tipo	Conductor	Longitud(m)
No1	No2	3f	A150	100
No2	No3	3f	A150	100
No3	No4	3f	A150	295
No4	No5	3f	A150	905
No5	No6	3f	A150	468
No6	No7	3f	A150	62
No7	No8	1f	A35	100
No8	No9	1f	A35	210
No9	No10	1f	A35	350
No9	No324	1f	A35	150
No324	No325	1f	A35	60
No7	No11	3f	A150	477
No11	No12	3f	A150	328
No12	No377	3f	A150	600
No377	No376	3f	A150	100
No376	No13	3f	A150	50
No13	No14	3f	A150	250
No14	No15	3f	A150	584
No15	No16	2f	A35	110
No16	No17	1f	A35	65
No17	No18	1f	A35	70
No17	No19	1f	A35	60
No19	No20	1f	A35	65
No19	No21	1f	A35	130
No21	No22	1f	A35	130
No21	No23	1f	A35	80
No23	No24	1f	A35	120
No15	No25	3f	A150	36
No25	No26	3f	A150	135
No26	No27	2f	CN6	20
No26	No30	3f	A150	120
No30	No31	2f	A35	140
No31	No316	2f	A35	110
No31	No33	2f	A35	80
No33	No34	2f	A35	90
No34	No35	1f	A35	120
No34	No36	2f	A35	30
No36	No367	2f	A35	410
No367	No37	2f	A35	410
No37	No38	2f	A35	250
No38	No39	2f	A35	240
No39	No40	2f	A35	130
No40	No41	1f	A35	470

No41	No42	1f	A35	785
No42	No43	1f	A35	780
No40	No44	2f	A35	160
No44	No45	2f	A35	260
No45	No46	2f	A35	740
No46	No330	2f	A35	320
No330	No47	2f	A35	320
No47	No48	2f	A35	240
No48	No49	2f	A35	270
No49	No50	2f	A35	295
No50	No51	1f	A35	700
No51	No52	1f	A35	600
No52	No53	1f	A35	120
No53	No54	1f	A35	170
No53	No55	1f	A35	260
No55	No56	1f	A35	460
No49	No329	1f	A35	50
No329	No57	1f	A35	30
No57	No58	1f	A35	300
No57	No59	1f	A35	405
No45	No32	1f	A35	120
No30	No60	3f	A150	57
No60	No61	3f	A150	50
No61	No331	3f	A150	120
No331	No62	3f	A150	120
No61	No63	3f	A150	162
No63	No64	3f	A150	65
No64	No65	3f	A35	80
No65	No66	3f	A35	90
No66	No379	2f	A35	80
No379	No381	1f	A35	100
No381	No382	1f	A35	80
No381	No383	1f	A35	70
No66	No380	1f	A35	70
No64	No67	3f	A150	73
No67	No68	2f	A35	60
No68	No69	1f	A35	50
No69	No70	1f	A35	170
No70	No71	1f	A35	70
No70	No72	1f	A35	120
No69	No73	1f	A35	60
No73	No74	1f	A35	260
No74	No75	1f	A35	50
No73	No76	1f	A35	60
No76	No77	1f	A35	60
No76	No79	1f	A35	200
No79	No332	1f	A35	170
No332	No78	1f	A35	70

No67	No80	3f	A150	68
No80	No81	3f	A150	169
No81	No82	1f	CN4	300
No82	No28	1f	A70	305
No28	No29	1f	A70	305
No29	No328	1f	A70	60
No81	No83	3f	A150	46
No83	No84	1f	A35	170
No84	No85	1f	A35	230
No83	No86	3f	A150	20
No86	No87	3f	A150	163
No87	No88	1f	A35	270
No88	No89	1f	A35	290
No87	No90	3f	A150	328
No90	No91	3f	A150	269
No91	No92	1f	A35	100
No92	No333	1f	A35	150
No333	No93	1f	A35	400
No333	No312	1f	A35	600
No91	No94	3f	A150	72
No94	No95	1f	A35	20
No94	No334	3f	A150	410
No334	No96	3f	A150	352
No96	No97	2f	A35	60
No96	No98	3f	A70	350
No98	No99	1f	A35	400
No99	No100	1f	A35	650
No100	No101	1f	A35	120
No98	No102	3f	A70	320
No102	No103	1f	A35	70
No102	No104	3f	A70	60
No104	No105	2f	A35	400
No105	No106	2f	A35	600
No105	No313	2f	A35	350
No104	No107	3f	A70	571
No107	No335	3f	A70	1600
No335	No108	3f	A70	477
No108	No109	3f	A70	195
No109	No110	1f	A35	150
No110	No337	1f	A35	940
No110	No336	1f	A70	410
No109	No112	3f	A70	210
No112	No113	3f	A70	985
No113	No114	1f	A35	80
No113	No115	3f	A70	280
No115	No116	2f	A35	500
No115	No117	3f	A70	855
No117	No118	3f	A35	260

No118	No119	2f	A35	700
No118	No120	3f	A35	120
No120	No121	3f	A35	340
No121	No122	3f	A35	300
No122	No123	3f	A35	120
No123	No124	3f	A35	70
No123	No125	2f	A35	1560
No125	No126	2f	A35	150
No125	No127	2f	A35	1680
No127	No128	2f	A35	960
No128	No129	2f	A35	1680
No129	No130	2f	A35	1680
No130	No131	2f	A35	150
No130	No132	2f	A35	360
No132	No133	2f	A35	360
No133	No134	2f	A35	170
No133	No135	2f	A35	480
No135	No136	2f	A35	360
No136	No137	2f	A35	860
No137	No111	2f	A35	215
No111	No138	2f	A35	60
No138	No139	2f	A35	180
No139	No338	2f	A70	535
No338	No339	2f	A70	170
No339	No340	2f	A70	550
No340	No347	2f	A70	440
No347	No341	2f	A70	110
No341	No342	2f	A70	120
No342	No345	2f	A70	448
No345	No346	2f	A70	620
No346	No350	1f	A70	120
No342	No349	2f	A70	288
No341	No343	2f	A70	70
No343	No348	2f	A70	520
No138	No140	2f	A35	200
No140	No351	2f	A35	100
No351	No141	2f	A35	100
No141	No142	2f	A35	100
No142	No352	2f	A35	286
No141	No143	2f	A35	270
No141	No384	1f	A35	270
No128	No315	2f	A35	150
No127	No314	2f	A35	170
No64	No144	3f	A35	70
No144	No145	1f	A35	100
No145	No146	1f	A35	80
No145	No147	1f	A35	60
No144	No148	3f	A35	80

No148	No149	3f	A35	30
No149	No150	3f	A35	40
No150	No386	1f	A70	80
No149	No151	3f	A35	40
No151	No152	2f	A35	40
No152	No153	2f	A35	130
No153	No154	2f	A35	155
No154	No155	2f	A35	60
No152	No156	2f	A35	100
No156	No385	2f	A35	60
No385	No157	2f	A35	130
No157	No158	1f	A35	50
No158	No159	1f	A35	90
No159	No160	1f	A35	210
No160	No161	1f	A35	130
No157	No162	1f	A35	185
No162	No163	1f	A35	210
No163	No353	1f	A35	60
No353	No164	1f	A35	185
No164	No354	1f	A35	220
No354	No165	1f	A35	350
No165	No166	1f	A35	495
No166	No167	1f	A35	430
No167	No168	1f	A35	960
No163	No169	1f	A35	310
No169	No170	1f	A35	55
No170	No171	1f	A35	180
No171	No172	1f	A35	70
No172	No173	1f	A35	660
No173	No355	1f	A35	750
No355	No174	1f	A70	1890
No170	No175	1f	A35	70
No175	No176	1f	A35	120
No176	No177	1f	A35	200
No176	No178	1f	A35	120
No178	No179	1f	A35	900
No175	No180	1f	A35	120
No180	No181	1f	A35	170
No181	No182	1f	A35	60
No156	No317	1f	A35	60
No144	No183	3f	A35	60
No183	No184	3f	A35	50
No184	No185	1f	A35	130
No185	No186	1f	A35	40
No183	No187	2f	A35	70
No187	No188	2f	A35	120
No188	No189	2f	A35	140
No189	No190	1f	A35	300

No189	No191	2f	A35	270
No191	No192	2f	A35	800
No192	No193	1f	A35	60
No192	No194	1f	A35	100
No194	No195	1f	A35	200
No195	No196	1f	A35	50
No194	No197	1f	A35	20
No197	No198	1f	A35	320
No198	No199	1f	A35	50
No191	No200	2f	A35	340
No200	No201	2f	A35	140
No201	No356	2f	A35	210
No356	No202	2f	A35	490
No202	No203	1f	A35	80
No202	No205	2f	A35	210
No205	No206	2f	A35	230
No206	No207	2f	A35	100
No207	No208	2f	A35	200
No207	No209	2f	A35	960
No209	No210	1f	A35	320
No209	No211	2f	A35	480
No211	No212	1f	A35	420
No211	No213	2f	A35	240
No213	No214	2f	A35	1080
No214	No215	2f	A35	60
No215	No216	2f	A35	200
No216	No217	2f	A35	1140
No217	No218	2f	A35	3200
No215	No219	2f	A35	240
No219	No220	2f	A35	150
No220	No221	2f	A35	180
No221	No222	2f	A35	240
No222	No223	1f	A35	380
No222	No224	2f	A35	1800
No224	No225	2f	A35	660
No225	No226	2f	A35	960
No226	No227	1f	A35	120
No226	No228	1f	A35	500
No224	No229	2f	A35	1320
No229	No230	2f	A35	360
No230	No357	2f	A35	110
No357	No232	2f	A35	80
No232	No358	1f	A35	750
No232	No359	2f	A35	60
No229	No233	2f	A35	840
No233	No234	2f	A35	680
No219	No235	2f	A35	660
No235	No236	2f	A35	480

No236	No237	2f	A35	190
No236	No238	2f	A35	700
No238	No239	2f	A35	920
No239	No240	1f	A35	60
No240	No241	1f	A35	1135
No241	No242	1f	A35	640
No242	No243	1f	A35	185
No242	No244	1f	A35	520
No244	No245	1f	A35	395
No245	No246	1f	A35	1210
No246	No247	1f	A35	135
No247	No248	1f	A35	510
No246	No249	1f	A35	635
No249	No250	1f	A35	455
No250	No251	1f	A35	650
No250	No252	1f	A35	280
No245	No253	1f	A35	275
No253	No364	1f	A35	200
No364	No254	1f	A35	600
No254	No255	1f	A35	830
No254	No365	1f	A35	60
No365	No256	1f	A35	400
No256	No257	1f	A35	135
No256	No258	1f	A35	500
No258	No259	1f	A35	715
No259	No260	1f	A35	595
No260	No261	1f	A35	535
No261	No262	1f	A35	65
No239	No263	2f	A35	70
No263	No264	1f	CN4	620
No264	No265	1f	CN4	730
No265	No266	1f	CN4	60
No266	No366	1f	CN4	540
No366	No267	1f	CN4	1560
No267	No268	1f	CN4	80
No267	No344	1f	CN4	750
No263	No270	2f	A35	700
No270	No271	2f	A35	360
No271	No272	2f	A35	350
No272	No273	2f	A35	120
No273	No274	1f	A35	140
No274	No275	1f	A35	360
No273	No276	2f	A35	310
No276	No277	2f	A35	70
No277	No368	2f	A35	120
No368	No278	1f	CN2	130
No278	No279	1f	CN2	70
No277	No280	2f	A35	250

No280	No281	2f	A35	60
No281	No282	1f	CN6	350
No282	No372	1f	CN6	0
No372	No369	1f	A70	80
No369	No370	1f	A70	160
No369	No371	1f	A70	540
No371	No269	1f	A70	1050
No281	No283	2f	A35	180
No283	No284	2f	A35	330
No284	No285	1f	A35	120
No284	No286	2f	A35	60
No286	No287	2f	A35	80
No287	No288	1f	A35	130
No287	No289	2f	A35	115
No289	No290	1f	A35	330
No289	No291	2f	A35	80
No291	No292	2f	A35	630
No292	No293	1f	CN4	1320
No292	No294	2f	A35	1130
No294	No295	2f	A35	840
No295	No296	2f	A35	120
No296	No297	2f	A35	317
No297	No298	2f	A35	778
No298	No299	2f	A35	672
No299	No300	2f	A35	2311
No300	No301	2f	A35	60
No296	No302	2f	A35	1090
No302	No303	2f	A35	1660
No303	No304	1f	A35	1180
No304	No305	1f	A35	560
No305	No306	1f	A35	920
No306	No307	1f	A35	80
No305	No308	1f	A35	1170
No308	No309	1f	A35	640
No309	No310	1f	A35	1060
No310	No311	1f	A35	60
No303	No318	1f	A70	920
No318	No319	1f	A70	70
No281	No320	1f	A35	240
No320	No374	1f	A35	160
No374	No373	1f	A35	530
No373	No321	1f	A35	1790
No321	No375	1f	A35	125
No238	No363	1f	A35	70
No363	No360	1f	A70	70
No360	No361	1f	A70	70
No360	No362	1f	A70	320
No235	No231	1f	A70	210

No206	No204	1f	A70	390
No15	No326	3f	A70	300
No326	No327	3f	A70	150
No377	No378	1f	A70	560
No11	No322	1f	A70	50
No4	No323	1f	A70	220

Anexo4 Caída de tensión en % en los diferentes nodos del circuito Mir-1.

Nodo	Voltaje (kV)	% Caída de tensión
No1	14	0
No2	14	0
No3	14	0
No4	14	0
No5	14	1
No6	14	1
No7	14	1
No8	8	1
No9	8	2
No10	8	2
No324	8	2
No325	8	2
No11	14	2
No12	14	2
No377	13	3
No376	13	3
No13	13	3
No14	13	3
No15	13	3
No16	13	3
No17	8	3
No18	8	3
No19	8	3
No20	8	3
No21	8	3
No22	8	3
No23	8	3
No24	8	3
No25	13	3
No26	13	3
No27	13	3
No30	13	3
No31	13	4

No316	13	4
No33	13	4
No34	13	4
No35	8	4
No36	13	4
No367	13	4
No37	13	4
No38	13	4
No39	13	4
No40	13	4
No41	8	4
No42	8	4
No43	8	4
No44	13	4
No45	13	4
No46	13	4
No330	13	4
No47	13	4
No48	13	4
No49	13	4
No50	13	4
No51	8	4
No52	8	4
No53	8	4
No54	8	4
No55	8	4
No56	8	4
No329	8	4
No57	8	4
No58	8	4
No59	8	4
No32	8	4
No60	13	4
No61	13	4

No331	13	4	No312	8	4
No62	13	4	No94	13	4
No63	13	4	No95	8	4
No64	13	4	No334	13	4
No65	13	4	No96	13	4
No66	13	4	No97	13	4
No379	13	4	No98	13	4
No381	8	4	No99	8	4
No382	8	4	No100	8	4
No383	8	4	No101	8	4
No380	8	4	No102	13	4
No67	13	4	No103	8	4
No68	13	4	No104	13	4
No69	8	4	No105	13	4
No70	8	4	No106	13	4
No71	8	4	No313	13	4
No72	8	4	No107	13	4
No73	8	4	No335	13	4
No74	8	4	No108	13	4
No75	8	4	No109	13	4
No76	8	4	No110	8	4
No77	8	4	No337	8	4
No79	8	4	No336	8	4
No332	8	4	No112	13	4
No78	8	4	No113	13	5
No80	13	4	No114	8	5
No81	13	4	No115	13	5
No82	8	4	No116	13	5
No28	8	4	No117	13	5
No29	8	4	No118	13	5
No328	8	4	No119	13	5
No83	13	4	No120	13	5
No84	8	4	No121	13	5
No85	8	4	No122	13	5
No86	13	4	No123	13	5
No87	13	4	No124	13	5
No88	8	4	No125	13	5
No89	8	4	No126	13	5
No90	13	4	No127	13	5
No91	13	4	No128	13	6
No92	8	4	No129	13	6
No333	8	4	No130	13	6
No93	8	4	No131	13	6

No132	13	6	No156	13	4
No133	13	6	No385	13	4
No134	13	6	No157	13	4
No135	13	6	No158	8	4
No136	13	6	No159	8	4
No137	13	6	No160	8	4
No111	13	6	No161	8	4
No138	13	6	No162	8	4
No139	13	6	No163	8	4
No338	13	7	No353	8	4
No339	13	7	No164	8	4
No340	13	7	No354	8	4
No347	13	7	No165	8	4
No341	13	7	No166	8	4
No342	13	7	No167	8	4
No345	13	7	No168	8	4
No346	13	7	No169	8	4
No350	7	7	No170	8	4
No349	13	7	No171	8	4
No343	13	7	No172	8	4
No348	13	7	No173	8	4
No140	13	6	No355	8	4
No351	13	6	No174	8	4
No141	13	7	No175	8	4
No142	13	7	No176	8	4
No352	13	7	No177	8	4
No143	13	7	No178	8	4
No384	7	7	No179	8	4
No315	13	6	No180	8	4
No314	13	5	No181	8	4
No144	13	4	No182	8	4
No145	8	4	No317	8	4
No146	8	4	No183	13	4
No147	8	4	No184	13	4
No148	13	4	No185	8	4
No149	13	4	No186	8	4
No150	13	4	No187	13	4
No386	8	4	No188	13	4
No151	13	4	No189	13	4
No152	13	4	No190	8	4
No153	13	4	No191	13	4
No154	13	4	No192	13	4
No155	13	4	No193	8	4

No194	8	4	No235	13	8
No195	8	4	No236	13	8
No196	8	4	No237	13	8
No197	8	4	No238	13	8
No198	8	4	No239	13	9
No199	8	4	No240	7	9
No200	13	5	No241	7	9
No201	13	5	No242	7	9
No356	13	5	No243	7	9
No202	13	5	No244	7	9
No203	8	5	No245	7	9
No205	13	5	No246	7	10
No206	13	5	No247	7	10
No207	13	5	No248	7	10
No208	13	5	No249	7	10
No209	13	6	No250	7	10
No210	7	6	No251	7	10
No211	13	6	No252	7	10
No212	7	6	No253	7	10
No213	13	7	No364	7	10
No214	13	7	No254	7	10
No215	13	7	No255	7	10
No216	13	7	No365	7	10
No217	13	7	No256	7	10
No218	13	7	No257	7	10
No219	13	7	No258	7	10
No220	13	7	No259	7	10
No221	13	7	No260	7	10
No222	13	7	No261	7	10
No223	7	7	No262	7	10
No224	13	8	No263	13	9
No225	13	8	No264	7	9
No226	13	8	No265	7	9
No227	7	8	No266	7	9
No228	7	8	No366	7	9
No229	13	8	No267	7	9
No230	13	8	No268	7	9
No357	13	8	No344	7	9
No232	13	8	No270	13	9
No358	7	8	No271	13	9
No359	13	8	No272	13	9
No233	13	8	No273	13	9
No234	13	8	No274	7	9

No275	7	9
No276	12	10
No277	12	10
No368	12	10
No278	7	10
No279	7	10
No280	12	10
No281	12	10
No282	7	10
No372	7	10
No369	7	10
No370	7	10
No371	7	10
No269	7	10
No283	12	10
No284	12	10
No285	7	10
No286	12	10
No287	12	10
No288	7	10
No289	12	10
No290	7	10
No291	12	10
No292	12	10
No293	7	10
No294	12	10
No295	12	10
No296	12	10
No297	12	10
No298	12	10
No299	12	10

No300	12	10
No301	12	10
No302	12	10
No303	12	10
No304	7	10
No305	7	10
No306	7	10
No307	7	10
No308	7	10
No309	7	10
No310	7	10
No311	7	10
No318	7	10
No319	7	10
No320	7	10
No374	7	10
No373	7	10
No321	7	10
No375	7	10
No363	7	8
No360	7	8
No361	7	8
No362	7	8
No231	7	8
No204	8	5
No326	13	3
No327	13	3
No378	8	3
No322	8	2
No323	8	0