



Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa
Dr. Antonio Núñez Jiménez
Facultad Metalurgia-Electromecánica.

Trabajo de diploma en Opción al Título:

Ingeniero Eléctrico

Título: Mejoras en el circuito de distribución N°6 del
municipio de Moa.

Autor: Daisnier Lobaina Espinosa.

Tutores: M.Sc. Iliana González Palau.
Ing. Raudelkis Caraballo Ramos.

Moa 2010



Declaración de Autoridad.

En decisión conjunta, el autor Daisnier Lobaina Espinosa y los tutores M.Sc. Iliana González Palau y el Ing. Raudelkis Caraballo Ramos, certificamos nuestra propiedad intelectual en este Trabajo de Diploma con título: “Mejora en el circuito de distribución N°6 del municipio Moa”. El Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa: “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Daisnier Lobaina Espinosa

M.Sc. Iliana González Palau

Ing. Raudelkis Caraballo Ramos



Pensamiento:

Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber.

Albert Einstein.



Dedicatoria:

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

- A mis padres, Pedro Lobaina Herrera y Caridad Espinosa Cedeño, por ser sostén y guía para realizar mis sueños y por todo lo que han hecho por mí para lograr este propósito de llegar a ser un profesional.
- A mis hermanas Yuraima Espinosa Cedeño y Daisliannis Lobaina Espinosa por darme fuerza y aliento para seguir adelante.
- A toda mi familia en general y las demás personas que se preocupan por mi bienestar.

Agradecimientos:

Autor: Daisnier Lobaina Espinosa

*Tutores: M.Sc. Iliana González Palau
Ing. Raudelkís Caraballo Ramos*



La gratitud es uno de los sentimientos más hermosos, por eso quiero con este reconocimiento corresponder a todas las personas que de una forma u otra me apoyaron y que con su ayuda fue posible la culminación de este trabajo de diploma.

Dentro de ellas:

- Primeramente, a Dios por haberme dado la sabiduría, la fortaleza y el conocimiento en todo el período de mi vida.
- A mi tutora M.Sc. Iliana González Palau por su acertada colaboración y su gran experiencia puesta en función de este trabajo.
- A mi tutor Ing. Raudelkis Caraballo Ramos por su ayuda y colaboración en la realización de este proyecto.
- A mis amigos y compañeros de estudio por la ayuda, armonía y coherencia en las relaciones de equipo.
- A mi compañero y amigo Carlos, y a sus padres por su ayuda incondicional.
- Agradezco especialmente a mis familiares y amigos por su fe, amor, confianza, y apoyo brindado durante estos años de estudiante.
- A los compañeros de la Empresa Eléctrica, por las informaciones ofrecidas que son la base de este resultado.

A todos

Gracias...

Resumen.

Autor: Daisnier Lobaina Espinosa

*Tutores: M.Sc. Iliana González Palau
Ing. Raudelkis Caraballo Ramos*



En este trabajo se muestra la necesidad de implementar un conjunto de medidas para reducir al máximo los niveles de pérdidas que existen actualmente en el circuito de distribución N°6 del municipio de Moa.

Se hace un diagnóstico bien detallado del circuito, definiéndose las pérdidas eléctricas y su clasificación, se actualiza el monolineal del circuito y se determinan los niveles de pérdidas presentes.

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



Abstract.

In this work the necessity is shown of implementing a group of measures to reduce the maximum levels of losses that exist at this present moment in circuit distribution N° 6 of the municipality of Moa.

A very detailed diagnosis of the circuit is made. We define the electrical losses and their classifications, the monolineal of the circuit was modernized and the levels of present losses were determined in the circuit.

Technical variants to reduce the levels of the losses in the network and an economic evaluation of the variants were then proposed.



Índice General:

Carátula	
Declaración de Autoridad.....	I
Pensamiento.....	II
Dedicatoria.....	III
Agradecimiento.....	IV
Resumen.....	IV
Abstract.....	VI
Índice General.....	VII
Introducción General.....	1
Capítulo 1.....	2
Índice del capítulo.....	2
1.1 Introducción.....	3
1.2 Metodología de la investigación.....	3
1.2.1 Situación Problemática.....	3
1.2.2 Hipótesis.....	3
1.2.3 Objetivo general.....	4
1.2.3 Objetivos específicos.....	4
1.3 Métodos a emplear en la metodología de la investigación.....	5
1.4 Análisis bibliográfico.....	6
1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).....	9
1.6 Caracterización de los servicios de la unidad empresarial de base (UEB).....	11
1.6.1 Circuitos en el municipio de Moa.....	11
1.7 Caracterización del circuito N°6.....	13
1.7.1 Circuito N°6 (Rolo Monterrey).....	14
1.8 Conclusiones.....	16
Capítulo 2.....	17
Índice del capítulo.....	17
2.1 Introducción.....	18
2.2 Dispositivos UN-lec.....	18
2.2.1 Mediciones Históricas.....	20
2.2.2 Interfaz por computadoras.....	20
2.3 Comportamiento de las variables eléctricas del circuito N°6.....	20
2.4 Levantamiento de cargas.....	25
2.5 Herramienta para la modelación de los circuitos de distribución EDIS 2.....	26
2.5.1 Principales características del EDIS 2.....	26
2.5.2 Ventana gráfica del EDIS 2.....	27
2.6 Esquema monolineal del circuito de distribución N°6.....	29
2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.....	31
2.8 Determinación de las pérdidas.....	33
2.8.1 Teoría de la evaluación de las pérdidas.....	33
2.8.2 Pérdidas técnicas en las Líneas Aéreas.....	36



2.8.3 Clasificación de las pérdidas según su variación.....	40
2.8.4 Pérdidas totales en el circuito de distribución N°6 (EDIS 2).....	41
2.9 Pérdidas en los conductores.....	41
2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.....	42
2.10.1 Pérdidas totales de energía en el transformador.....	44
2.10.2 Pérdidas en los transformadores del circuito N°6 (EDIS 2).....	48
2.11 Conclusiones.....	49
Capítulo 3.....	50
Índice del capítulo.....	50
3.1 Introducción.....	51
3.2 Medidas a tomar para disminuir las pérdidas.....	51
3.3 Balanceo del circuito.....	51
3.3.1 Disminución de las pérdidas por balanceo del circuito.....	53
3.4 Optimización del calibre.....	53
3.4.1 Disminución de las pérdidas por cambios del calibre.....	55
3.5 Optimización del Factor de Potencia.....	55
3.5.1 Optimización del Factor de Potencia (EDIS 2).....	57
3.5.2 Disminución de las pérdidas por optimización del Factor de Potencia....	58
3.6 Valoración económica.....	60
3.6.1 Valoración económica de los conductores.....	60
3.6.2 Valoración económica de los condensadores.....	61
3.7 Tiempo de recuperación de la inversión.....	62
3.8 Conclusiones.....	63
Conclusiones Generales.....	64
Recomendaciones.....	65
Bibliografía.....	66
Anexos.....	i



INTRODUCCIÓN GENERAL

Como resultado de la Revolución Energética y los grandes esfuerzos de la Revolución Cubana por obtener una sociedad con una mejor calidad de vida se han distribuido varios efectos electrodomésticos entre ellos: Ollas arroceras, cocinas eléctricas, refrigeradores, aires acondicionados, ventiladores, etc.

Con estas mejoras en la calidad de vida los ciudadanos cubanos se produjo una variación del consumo y la demanda de la energía eléctrica, la Organización Básica Eléctrica (OBE) que atiende entre otros el municipio de Moa, y en particular el circuito de distribución N°6 ubicado en el reparto Rolo Monterrey ha sufrido estos cambios, afectando así la evaluación y caracterización de la carga de dicho circuito.

Detectar en este circuito, los principales factores que inciden en la magnitud de las pérdidas y reducirlas lo más posible permitiría absorber los posibles incrementos de energía que se avistan en lo adelante y estimulan el ahorro de la misma.

Desde estos puntos de vista la realización de un estudio con elaboración de un plan de prioridades para disminuir las pérdidas constituye una tarea de primer orden, si se desean obtener los resultados productivos que se planifican.



Capítulo 1

Marco Teórico de la Investigación.

Índice del capítulo.

- 1.1 Introducción.
- 1.2 Metodología de la investigación.
- 1.3 Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación.
- 1.4 Análisis bibliográfico.
- 1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).
- 1.6 Caracterización de los servicios de la Unidad Empresarial de Base (UEB) de Moa.
- 1.7 Caracterización del Circuito N°6.
- 1.8 Conclusiones.



1.1 Introducción.

El propósito de este capítulo es desarrollar las bases teóricas del presente trabajo, para alcanzar su objetivo general, a partir del planteamiento del problema existente y en función de su resolución. En él se mostrarán los principales aspectos metodológicos, así como una panorámica de los trabajos realizados sobre el tema. Además se dará una explicación minuciosa acerca de las características y los servicios brindados por la UEB del municipio de Moa.

1.2 Metodología de la investigación.

1.2.1 Situación Problemática.

A partir de la Revolución Energética y la introducción de nuevos equipos electrodomésticos en el territorio, la demanda eléctrica y el consumo de energía han sufrido cambios, que influyen en la eficiencia del sistema.

Con las actuales condiciones técnicas del circuito de distribución N°6, se desconoce el comportamiento de la carga instalada, además, de tener un alto nivel de pérdidas, desbalance de las fases y corrimiento de neutros, lo que hace necesario la realización de un estudio detallado apoyados en las facilidades que brindan los NU-Lec y la posibilidad de contar con un programa para la modelación de todo el circuito.

1.2.2 Hipótesis.

Si se logra una correcta caracterización y modelación de la carga en el circuito de distribución N°6, entonces se obtendría una mejora en la calidad del suministro y en la reducción de pérdidas de energía.



1.2.3 Objetivo general.

Realizar la modelación de la carga en el circuito de distribución N°6 de Moa, para determinar una mejora en la calidad del suministro eléctrico y reducir las pérdidas de energía.

1.2.4 Objetivos específicos.

- ✓ Caracterización de la carga instalada en cada nodo.
- ✓ Estudiar el comportamiento de los parámetros que caracterizan el circuito N°6 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 EDIS 2 para la determinación de los flujos de potencia en diferentes regímenes de trabajo (mínima y máxima demanda).
- ✓ Proponer y evaluar procedimientos para mejorar la calidad del suministro y reducir las pérdidas en el circuito de distribución N°6.
- ✓ Valoración económica.



1.3 Métodos a emplear en el desarrollo de la investigación.

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

- ✓ **Análisis y Síntesis:** para el análisis del comportamiento del circuito de distribución N°6 en el municipio de Moa, para el estudio de los antecedentes y los trabajos realizados anteriormente en función del mejoramiento en la evaluación de la carga y la reducción de las pérdidas.
- ✓ **Histórico-Lógico:** Para el análisis y la comprensión de las etapas por las cuales ha transitado el circuito de distribución N° 6 y su comportamiento.
- ✓ **Hipotético-Deductivo:** Para la elaboración de la hipótesis, cuya veracidad se intentará materializar en la investigación.
- ✓ **La observación científica:** Para estar al tanto del desarrollo y el comportamiento del objeto de estudio de la investigación, para la validación de los resultados esperados en la investigación.
- ✓ **La entrevista:** Para recopilar informaciones referentes al comportamiento precedente y actual de nuestro objeto de estudio, con el fin de diagnosticar su estado, teniendo en cuenta las necesidades que proporcionarían un camino correcto en la elaboración de un plan de acciones en función de la selección de un método eficaz para lograr los objetivos trazados.
- ✓ **Criterio de expertos:** En la proposición de los métodos a implementar como resultado de la investigación, de acuerdo a los resultados esperados en el proceso investigativo, en el proceso de implementación.



1.4 Análisis bibliográfico.

Con la intención de ensanchar los conocimientos de los estudios realizados sobre el tema y de apropiarnos de los nuevos métodos utilizados actualmente en el mundo se realizó una íntegra revisión de los documentos que se relacionan de alguna manera con este estudio, incluso cuando algunos de estos no estén relacionados específicamente con el tema en cuestión, de alguna manera aportan informaciones meritorias que nos dan una perspectiva de lo que se hace en este momento para hacer mejoras en los circuitos de distribución:

- En el trabajo de de Souza y Alves B., 2004 [4]. Proponen un algoritmo micro-genético conjugado con Lógica Fuzzy donde se propone resolver la colocación de capacitores en sistemas de distribución. La función objetivo incluye la economía obtenida por la reducción de pérdidas de energía con la instalación de capacitores fijos y variables. La tensión se considera como restricción, se usa un método simple y eficaz para la solución del flujo de carga, con un tiempo de procesamiento aceptable, incluso utilizable para sistemas muy grandes, lo que hace efectivo la ubicación del condensador en los alimentadores por esta vía.

- En el trabajo de Miranda Bernal H., 2004 [15]. Se realiza un estudio sobre las pérdidas en la red de distribución del municipio Sagua de Tánamo, se define el circuito 11 de la Subestación de Sagua 1 como el de mayor potencialidad para la ejecución de inversiones con el objetivo de disminuir las pérdidas técnicas. Son analizadas las cuatro variantes de mejoras técnicas en los circuitos 11 y 12 como conclusión que todas son económicamente factibles. El trabajo sirvió de base para la confección del proyecto ejecutivo y la ejecución de las mejoras propuestas.

- En el trabajo de Laurencio Matos C., Moa 2005 [31]. Se definen las pérdidas eléctricas y la forma de expresarlas. Se agrupan las tensiones, longitudes,



materiales empleados y la correspondiente resistencia de los conductores utilizados en las redes de Moa. Se obtiene el gráfico de cargas para el primer trimestre del año 2005, al mismo tiempo quedan establecidos los indicadores que caracterizan los gráficos de carga. Se realiza un breve análisis económico que demuestra la factibilidad de aplicación de las variantes propuestas para la disminución de las pérdidas tanto técnicas como comerciales.

- En el trabajo de Molina J., Moa 2005 [18]. Se realiza un estudio de las condiciones de explotación del circuito 21 de la OBE de Moa lo cual permite implementar los pasos necesarios para enfrentar el incremento de las nuevas cargas en el sector residencial. Aparecen los pasos necesarios para ejecutar estas tareas. Se caracteriza la situación actual del circuito y se proponen variantes para la situación futura del circuitos se emplean aplicaciones informáticas para definir los parámetros generales que caracterizan la distribución.

- En el trabajo de Cisneros Verdecia R., Moa 2007 [15]. Se muestra la necesidad de implementar un conjunto de medidas para reducir al máximo los niveles de pérdidas que existían en el circuito # 1 de Moa. Se hizo un diagnóstico del circuito. Se definieron las pérdidas eléctricas y su clasificación, se actualizó el monolineal del circuito y se determinaron los niveles de pérdidas presentes en el circuito. Se agrupan las tensiones, longitudes, y tipos de conductores empleados en la red de distribución. Se obtiene el gráfico de carga para un día típico y el consumo de energía para 6 meses. 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 Díaz Ríos S., de 2008, [26] se hace un análisis de la estructura y el comportamiento actual del sistema de distribución eléctrico en 4 bancos de transformadores y un transformador trifásico en el municipio Tunas, se hace un



análisis en cuanto a conexiones de transformadores, tanto completa como incompleta profundizando en las conexiones Y/V y Δ/V . Se realiza una comparación entre un transformador trifásico y un grupo de transformador monofásico. También se hace una caracterización de cómo se encuentran los bancos y el transformador de acuerdo a los indicadores eléctricos. Se evaluó el comportamiento de las Potencia, Tensión y Corriente en cada banco y se definieron propuestas exactas para cada banco donde se necesito realizarla.

- En el trabajo de Rodríguez Fortunas J., Moa 2009 [7]. 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 el trabajo de Montañana Romeu J., Martínez L., García G, Cazorla J., Navarro A., Valencia. ESPAÑA. Se describe un sistema de medida de las potencias, eficiencia eléctrica y calidad de suministro que puede ser aplicado a sistemas monofásicos, trifásicos a 3 y 4 hilos con todo tipo de ineficiencias (desfases, asimetrías y deformación armónica) de tensión e intensidad, cuya formulación esta basada en la Teoría Unificadora de la Potencia Eléctrica, que garantiza la máxima eficiencia en todas las situaciones, estando el procedimiento de medida basado en la medida de los valores eficaces de las componentes conocidas de la Teoría de Circuitos. El sistema cuantifica por separado el efecto del desequilibrio en tensiones sobre la eficiencia eléctrica y la calidad en el suministro.



- 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.

1.5 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

El Sistema Electroenergético Nacional (SEN) en el 2009 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 esta empleando mayoritariamente en el horario pico para aportar energía a la red.



Estos equipamientos tienen bajos índices 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.

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

La Unidad Empresarial de Base (UEB) está situada en el municipio de Moa, al noreste de la provincia Holguín, atiende a 550.17 km de líneas en los municipios de Moa, Sagua de Tánamo y Frank País, cuya base económica fundamental es la producción de Níquel, Café y Camaronicultura. Alcanza un alto poder Energético ascendente a 50 MVA de potencia, cuenta con dos sub- centros, tres sucursales, una sub-estación de 110 kV y veintiocho de Subtransmisión, tiene instalado 1134 transformadores de distribución y una red de líneas eléctricas con 57.08 Km. de transmisión, 144.145 de Subtransmisión y 374.875 Km. de distribución, de ellos 21.6 Km. de líneas secundarias soterradas. La UEB Moa 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.

El mercado lo componen 250 clientes autofinanciados con un consumo de 24500.286 MWh, 1069 clientes estatales con un consumo de 544.343 MWh y 37021 clientes privados con un consumo de 4813.780 MWh. En este mercado se pierde más de 18.53 % de la energía entregada, lo cual constituye un elemento de acción hasta lograr una reducción de 3 %. Como nuevo horizonte se prevé el proyecto Ferro Níquel y el riego mecanizado en la agricultura.



1.6.1 Circuitos en el Municipio de Moa.

En Moa existen un total de 11 circuitos de distribución, en la tabla 1.1 se muestran su localización, el voltaje primario en kV de cada circuito y su longitud en kilómetros.

Tabla 1.1: Distribución de los circuito de Moa.

Circuitos de Moa	Voltaje Primario (kV)	Longitud del Cto (Km.)
Circuito - 1 (Moa)	13,2	22,380
Circuito - 2 (Caribe)	13,2	12,555
Circuito - 3 (Vegueta-PG)	13,2	5,441
Circuito - 5 (Cayo Chiquito)	2,4	0,700
Circuito - 6 (Rolo)	13,2	24,750
Circuito - 7 (Centeno)	4,16	34,276
Circuito - 8 (Quemado N.)	13,2	44,154
Circuito - 9 (Viviendas C.)	13,2	7,805
Circuito - 10 (Farallones)	4,16	16,835
Circuito - 21 (Miraflores)	13,2	7,070
TOTAL		175,966

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

Tabla 1.2: Plantilla de trabajadores de la OBE.

Dirigentes	6
Obreros	76
Técnicos	46
Administrativos	12
Servicios	25
Total	165



Cuenta con una plantilla de 40 linieros, los cuales atienden la siguiente cantidad de Km. de líneas (Ver tabla 1.3).

Tabla 1.3: Cantidad de kilómetros de líneas promedio por liniero.

Unidades	Km	Km X Liniero
Moa	234.6	9
Sagua de Tánamo	174.9	19.4
Frank País	102.4	20.48
Total	511.9	48.88

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.

En la UEB, según plantilla, existen 4 brigadas, un carro de prueba y análisis y una pareja de alumbrado que tienen funciones territoriales y atienden los tres municipios, los linieros de guardia son también territoriales. 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 Caracterización del Circuito N° 6.

Este estudio se centrará en el circuito de distribución N° 6 del municipio de Moa, localizado en el reparto Rolo Monterrey. En este circuito la línea de distribución primaria se identifica con el código 5004, tiene como tensión nominal 13.2 kV y una extensión de 24.750 Km., la línea secundaria se identifica con el código M005, con una longitud de 9.017 Km. y sus valores de tensión nominal son 110 y 220 V. El circuito se alimenta a través de un transformador principal de 4MVA, el cual transforma la energía eléctrica de 33 kV a 13.8 kV, el mismo se enlaza con la



subestación de Centeno donde se transforma de 110 kV a 33 kV. El circuito posee un total de 80 transformadores instalados, con una potencia total de 2980 kVA. El circuito cuenta con un moderno recerrador de reciente instalación (Año 2006) de la Marca NU-Lec de fabricación italiana. Estos equipos además de cumplir su función como protección traen unido al interruptor, un módulo electrónico que es un analizador de redes, el cual hace un grupo de mediciones automáticas: corrientes, tensiones, y potencia entre otras; y la guarda en memoria, permitiendo el acceso al dispositivo mediante comunicación serie con una computadora.

1.7.1 Circuito N°6 (Rolo Monterrey).

En las siguientes tablas (1.4, 1.5 y 1.6) se muestran la composición del circuito de distribución N°6, la cantidad de transformadores que están instalados con sus fabricantes, el tipo de conexión, el servicio que brinda, su capacidad instalada y el voltaje en el que trabaja.

Tabla 1.4: Existencia de los transformadores por fabricantes y tipo de conexión.

Fabricantes	Cantidad de transformadores	Tipo de conexión	Cantidad de transformadores
ABB	1	Monofásico	63
Aichi	6	Trifásica	1
Canadá	1		
Chino	2		
Cooper	3	Bifásica	0
Hitachi	5		
Korea	1	Y / Delta	3
Latino	32		
Magnetron	1	Y / Delta Abierta	8
Prolec	13		
Reconstruido	14	Y / Y	5
Toshiba	1		
TOTAL	80	TOTAL	80



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

Tipo de servicio	Cantidad de transformadores
Alumbrado Público	2
Exclusivo	23
Residencial	54
Mixto	1
TOTAL	80

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)
10	2	7,62	120/240
15	15	7,62	120/240
25	14	7,62	120/240
37,5	18	7,62	120/240
50	27	7,62	120/240
50	1	7,62	240/480
75	2	7,62	120/240
160	1	13.2	120/240
Total	2980kVA	80	



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 N°6, perteneciente al reparto Rolo Monterrey del municipio de Moa.
- ✓ Se hizo una caracterización del circuito en la que se pudo apreciar que posee un total 80 transformadores, la gran mayoría de servicio monofásico con una capacidad total instalada de 2980 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.



Capítulo 2

Modelación del Circuito de distribución N^o 6.

Índice del capítulo.

- 2.1 Introducción.
- 2.2 Dispositivos NU-Lec.
- 2.3 Análisis de las variables eléctricas del circuito N^o 6.
- 2.4 Levantamiento de cargas.
- 2.5 Herramienta para la modelación de los circuitos de distribución EDIS 2.
- 2.6 Esquema monolineal del circuito de distribución N^o 6.
- 2.7 Flujo de potencia para diferentes regimenes 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.

Este capítulo tiene como objetivo básico el análisis y la modelación del circuito objeto de estudio (Circuito de distribución N° 6 de la OBE del municipio de Moa). El análisis partirá 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 EDIS 2.

2.2 Dispositivos NU-Lec.

Con la incorporación en los últimos años de un Dispositivos de protección y Medición (NU- Lec) en la salida del Transformador principal del circuito de distribución N°6, se podrá trabajar en la calidad de la energía. Con la información obtenida se logrará un mejor funcionamiento de las redes eléctricas y contribuirá al ahorro energético, 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.

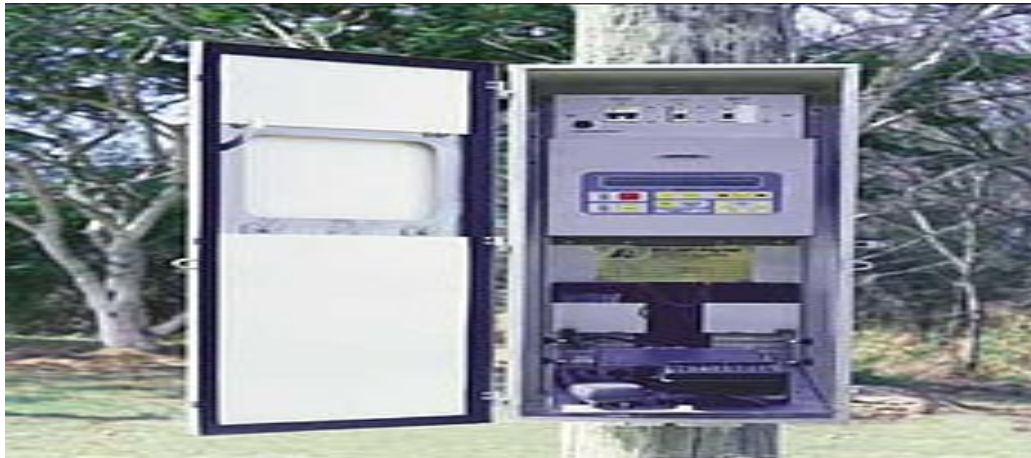


Figura 2.1 Dispositivo de protección y Medición (NU-Lec).



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 reconectador 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.

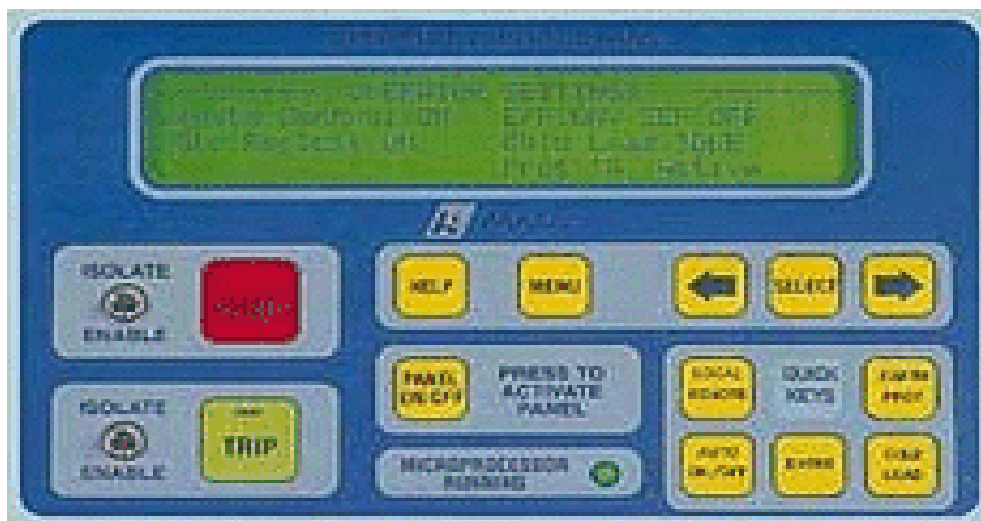


Figura 2.2: Panel de Control del Operador.



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 (ver figura 1.4), 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 N°6.

Con los datos recogidos del NU-lec instalado en el circuito de distribución N°6, se hizo un análisis de los cambios que han sufrido las variables eléctricas, haciendo una comparación de los principales indicadores del circuito (ver los Anexos 1 y 2). En el gráfico de la figura 2.3, se muestra una comparación entre los valores de Potencia Activa a inicios de la Revolución Energética con los de la actualidad, se puede apreciar que el máximo valor de demanda consumido por el circuito para inicios de la Revolución Energética es de 906 kW aproximadamente a las 19:00 h, horario que corresponde a la hora pico en nuestro país y el valor mínimo de consumo esta situado en el horario de la madrugada, alrededor de las 05:00 h con un valor de 230 kW, En los momentos actuales el máximo valor de demanda consumido por el



circuito es de 1150 kW aproximadamente a las 19:00 h y el valor mínimo de consumo esta situado en el horario de la madrugada, alrededor de las 02:00 h con un valor de 503 kW. Como resultado de esta comparación se puede observar un incremento del promedio de la Carga Activa de 165 kW. Esta misma comparación se realizó con la Potencia Aparente (ver Figura 2.4) donde se pudo percibir que a inicios de la Revolución Energética el transformador entregaba su valor máximo de Potencia Aparente, también a las 19:00 h, alcanzando un valor de 964 kVA y su valor mínimo de Potencia Aparente, alcanzaba un valor de 319 kVA a las 05:00 h, en la actualidad el transformador entrega un valor máximo de Potencia Aparente de 1231 kVA a las 19:00 h y su valor mínimo de Potencia Aparente alcanzando un valor de 559 kVA alrededor de las 02:00 h. La comparación demostró que se produjo un aumento de la potencia Activa promedio de 172 kVA. En la figura 2.5 se compara los valores de la Potencia Reactiva para las mismas condiciones anteriores, se pudo percibir que a inicios de la Revolución Energética el valor máximo de reactivos consumidos, se efectúa alrededor de las 20:00 h, alcanzando un valor de 335 kVAr y el valor mínimo de reactivos consumidos, se efectúa alrededor de las 14:00 h, alcanzando un valor de 215 kVAr, en la actualidad el valor máximo de reactivos consumidos, se efectúa alrededor de las 20:00 h, alcanzando un valor de 471 kVAr y el valor mínimo de reactivos consumidos, alcanza un valor de 243 kVAr a las 02:00 h. Esta comparación nos muestra que el consumo promedio de reactivo a aumentado en 67.63 kVAr.

En el gráfico 2.4 se hace una comparación de los valores promedios del Factor de Potencia del circuito N^o6, para valores a inicios de la revolución Energética y para valores en la actualidad. Para inicios de la Revolución Energética el valor máximo del Factor de Potencia se alcanza aproximadamente a las 18:00 h, alcanzando un valor de 0.95, coincidente con el pico de demanda eléctrica, el valor mínimo del Factor de Potencia se alcanza en las horas de la madrugada, aproximadamente de las 03:00 a las 05:00 horas, tomando valores de 0.72, esto es debido a que no hay uso prácticamente de cargas resistivas a esa hora en todo en circuito. Para la actualidad el valor máximo se alcanza aproximadamente a las 19:00 h, alcanzando



un valor de 0.93, coincidente también con el pico de demanda eléctrica y el valor mínimo del Factor de Potencia se alcanza, aproximadamente a las 24:00 horas, tomando valores de 0.86. Esta comparación nos muestra que el Factor de Potencia promedio ha aumentado en 0.04.

De forma general podemos observar que al comparar las variables eléctricas principales del circuito de distribución N°6, a inicios de la Revolución Energética con las actuales, se apreció un aumento en cuanto a los valores de S, P y Q, representando un incremento promedio de la potencia Aparente de 172 KVA, del promedio de la Carga Activa de 165 Kw y del promedio del consumo de reactivo de 67.63 kVAr.



Comparación de la Potencia Activa a inicios de la Revolución Energética con la Potencia Activa en la Actualidad.

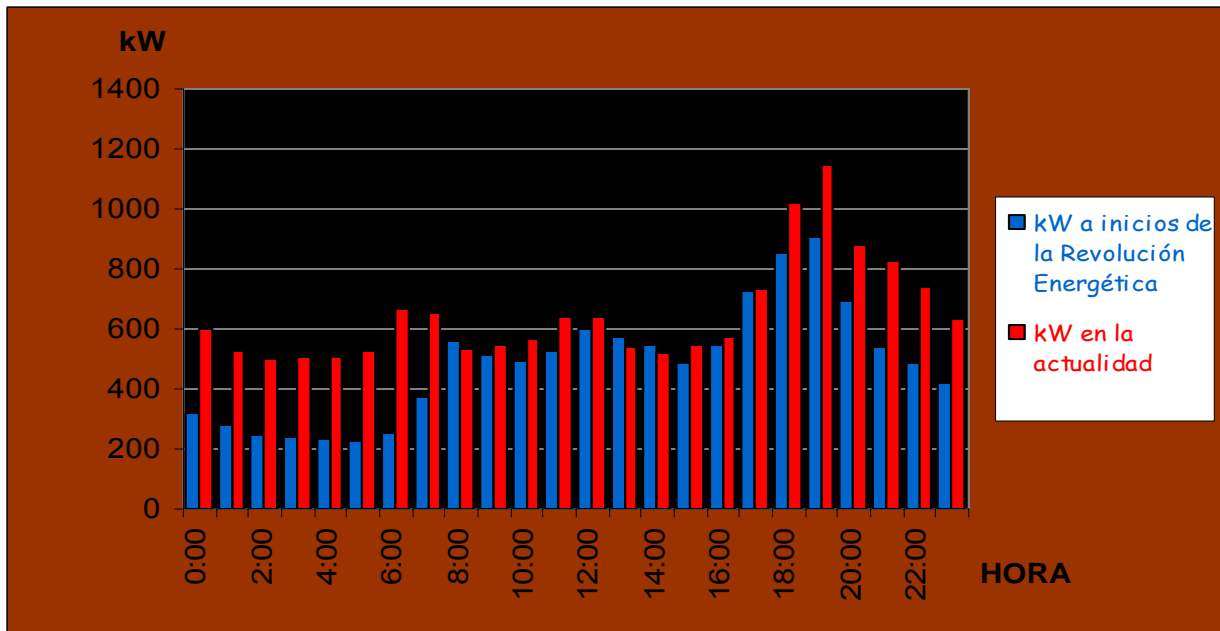


Figura 2.3: Gráfico de Potencia Activa.

Comparación de la Potencia Aparente a inicios de la Revolución Energética con la Potencia Aparente de la Actualidad.

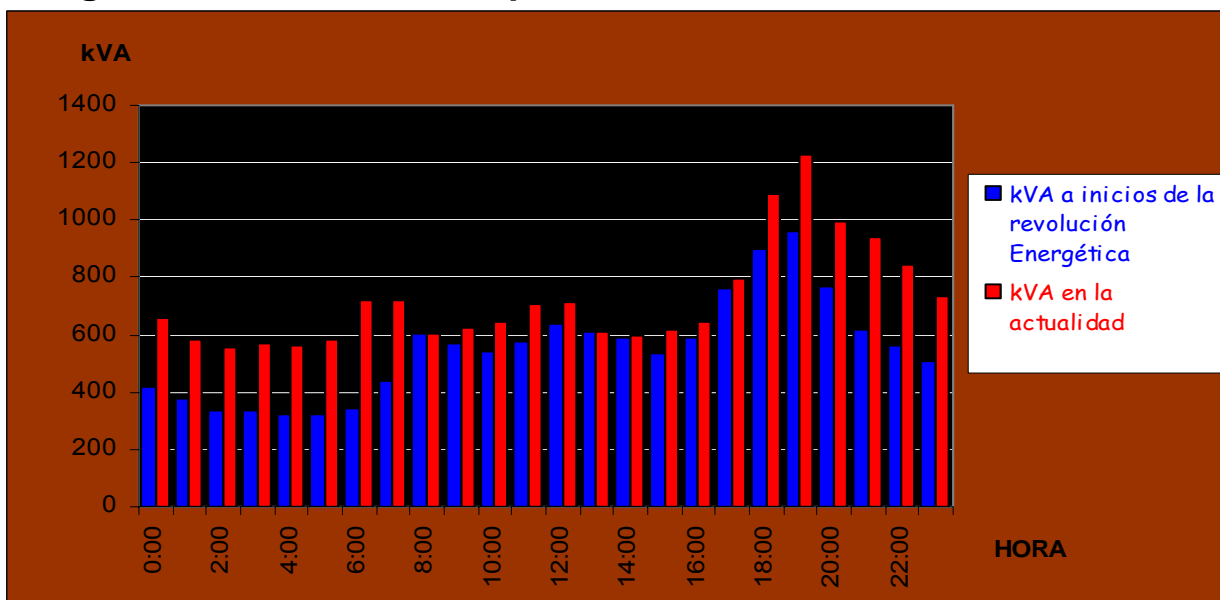


Figura 2.4: Gráfico de Potencia Aparente.



Comparación de la Potencia Reactiva a inicios de la Revolución Energética con la Potencia Reactiva en la Actualidad.

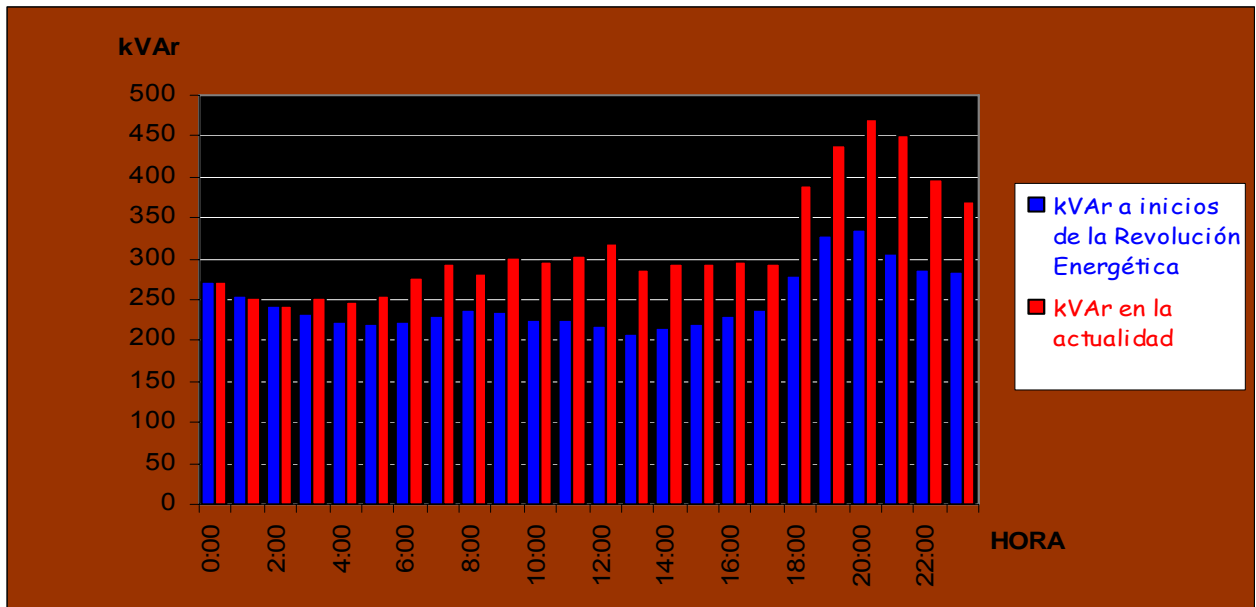


Figura 2.5: Gráfico de Potencia Reactiva.

Comparación del Factor de Potencia a inicios de la Revolución Energética con el Factor de Potencia actual.

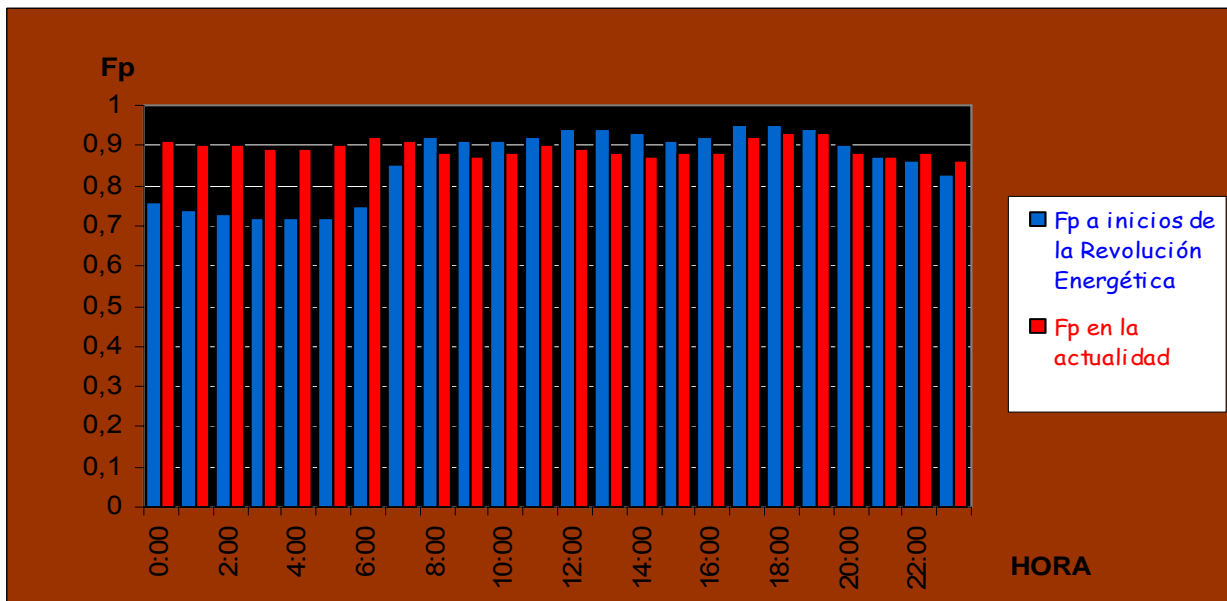


Figura 2.6: Gráfico del factor de potencia promedio.



2.4 Levantamiento de cargas.

Se realizó un detallado levantamiento de las cargas del circuito N°6, debido a que se han realizado varias modificaciones a la red de distribución tanto primaria como secundaria. Teniendo en cuenta que ha surgido un elevado incremento de cargas fundamentalmente en el área residencial para el levantamiento se tomaron entre otros los siguientes aspectos:

- ✓ Distancias entre los postes (Se especificaron las distancias entre los postes).
- ✓ Transformadores (Se tomaron todos los transformadores que están instalados en el circuito).
- ✓ Cantidad de transformadores por banco (Los bancos pueden tener desde 1 hasta 3 transformadores).
- ✓ Un solo transformador monofásico (El banco ofrece servicio monofásico y conexión por el primario puede ser entre líneas o entre fase y neutro).
- ✓ 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).
- ✓ Nombre o ID del Banco de Transformadores (Se tomaron el número o identificador del banco de transformadores. Para todos los bancos del municipio el identificador es: OB-# del banco).
- ✓ Número de Hilos (Se tiene en cuenta el calibre de los conductores por fases y del neutro).



2.5 Herramienta para la modelación de los circuitos de distribución EDIS 2.

Para la modelación del circuito se utilizó el EDIS 2 programa diseñado por especialistas del Centro de Investigaciones de Protecciones Eléctricas (CIPEL), esta herramienta computacional está concebida para realizar prácticamente todos los estudios relacionados con los circuitos de distribución. Está programado sobre el Delphi usando técnicas de programación orientada a objetos y requiere de configuraciones mínimas, prácticamente disponibles en cualquier PC. El software EDIS 2 ha sido diseñado para asistir a los especialistas de distribución eléctrica en el estudio de circuitos a 4.16 kV, 13.8 kV y 34.5 kV. EDIS 2 permite conocer los indicadores principales de un circuito, realizar estudios de caída de tensión y pérdidas, hacer estudios de balanceo de la carga instalada, estudiar mejoras de optimización del calibre de los conductores, optimizar el factor de potencia, ubicar capacitores en los nodos de mayor efecto económico, mejoras combinadas, conocer la evaluación técnica y económica de las mejoras y realizar el trabajo de la evaluación de los recursos materiales y humanos necesarios para realizar las mejoras estudiadas. En este último aspecto, se incluye la evaluación de recursos para dar mantenimiento al circuito.

2.5.1 Principales características del EDIS 2.

Entre las características más apreciables se destacan:

- Entorno de trabajo gráfico y amigable.
- Salida tabulada de resultados con posibilidades de impresión.
- Cantidad libre de líneas.

Como posibilidades adicionales se encuentran las siguientes:

- Facilidades para utilizar los datos de demanda de los usuarios con control de este parámetro.



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

- Estimación de la tensión en cada poste y usuario por fase.
- Estimación de pérdidas y caídas de tensión en tramos y total del circuito.
- Identificación del nodo más afectado por caídas de tensión.
- Proposición de mejoras evaluadas técnica y económicamente.
- Pronóstico de la situación futura durante un horizonte de tiempo teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo y la entrada de nuevas cargas importantes.

Siempre realiza la estimación de los costos y el tiempo de recuperación de la inversión para las mejoras evaluadas según la Razón Beneficio Costo y el Valor Actual Neto.

2.5.2 Ventana gráfica del EDIS 2.

VENTANA PRINCIPAL.

La ventana principal del sistema consta de tres partes fundamentales: las barras de menús y de herramientas, el editor del circuito y la hoja gráfica.

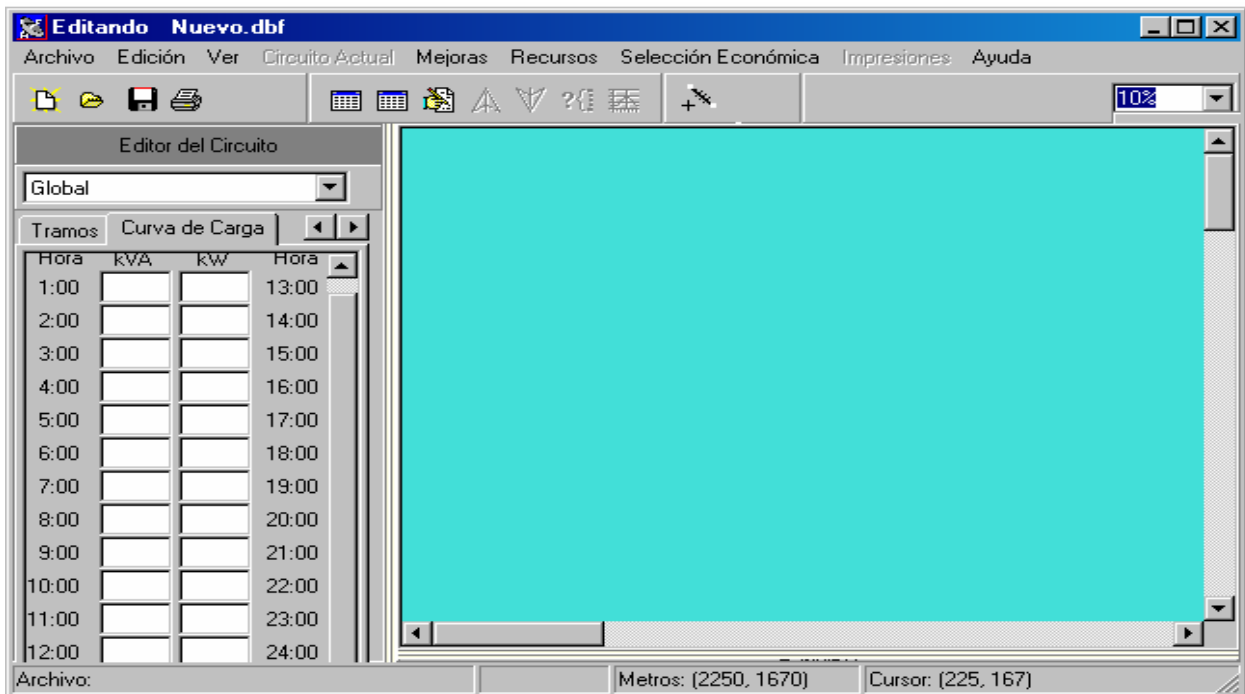


Figura 2.7: Ventana del menú principal.



LAS BARRAS DE MENÚ Y DE HERRAMIENTAS.

La barra de menús y la de herramientas permiten acceder a todas las operaciones necesarias para la configuración y el estudio del circuito. El botón de inserción de tramos representa el inicio de la interacción con cada nuevo circuito y es el elemento más utilizado durante el diseño gráfico. Otros botones de la barra de herramienta representan las operaciones más comunes que ofrece la barra de menús.

EL EDITOR DEL CIRCUITO.

Básicamente existen tres componentes generales en el circuito: El nodo, el tramo y la componente global. El nodo contiene toda la información relativa al nodo, como su ID, ubicación, transformadores, su nivel de demanda si esta es conocida, etc. El tramo contiene la información sobre los calibres, orientación, longitud, tipo de tramo, etc. La componente global abarca el nombre del circuito, su nivel de voltaje nominal y real, la configuración geométrica de la línea, etc.

LA HOJA GRÁFICA.

La hoja gráfica está situada entre la barra de herramientas del sistema y la barra de estado, a la derecha del editor de componentes, y representa el área para trazar el monolineal.



2.6 Esquema monolineal del circuito de distribución N° 6.

Para el diseño del siguiente esquema monolineal (ver figura 2.8) se hizo un recorrido por el terreno donde esta ubicado, con el objetivo de actualizarlo. Se modeló en la herramienta informática EDIS 2 y su orientación se acercó lo más posible a la realidad. La investigación proporcionó un total de 254 postes (hormigón y madera) representados en el esquema por los círculos en blanco pequeños, se tuvo en cuenta las distancias de los tramos entre los postes, que en áreas residenciales oscila en los 50m, y en las áreas menos pobladas aumenta las distancias hasta más de 100m, con una longitud total de líneas primarias de 24.475 km. Se actualizó la cantidad de hilos de la líneas (trifásico, 2f-n (carga3f), 2f-2(carga1f), monofásico-neutro, monofásico-línea y monofásico-tierra). 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 AAAC78. Se adjuntaron también los bancos de transformadores, su ubicación por poste y su capacidad, representados en el esquema por los círculos grandes con la capacidad correspondiente en kVA. (Estos datos se pueden observar por tramos en el Anexo 3).



Esquema monolineal del circuito de distribución N° 6.

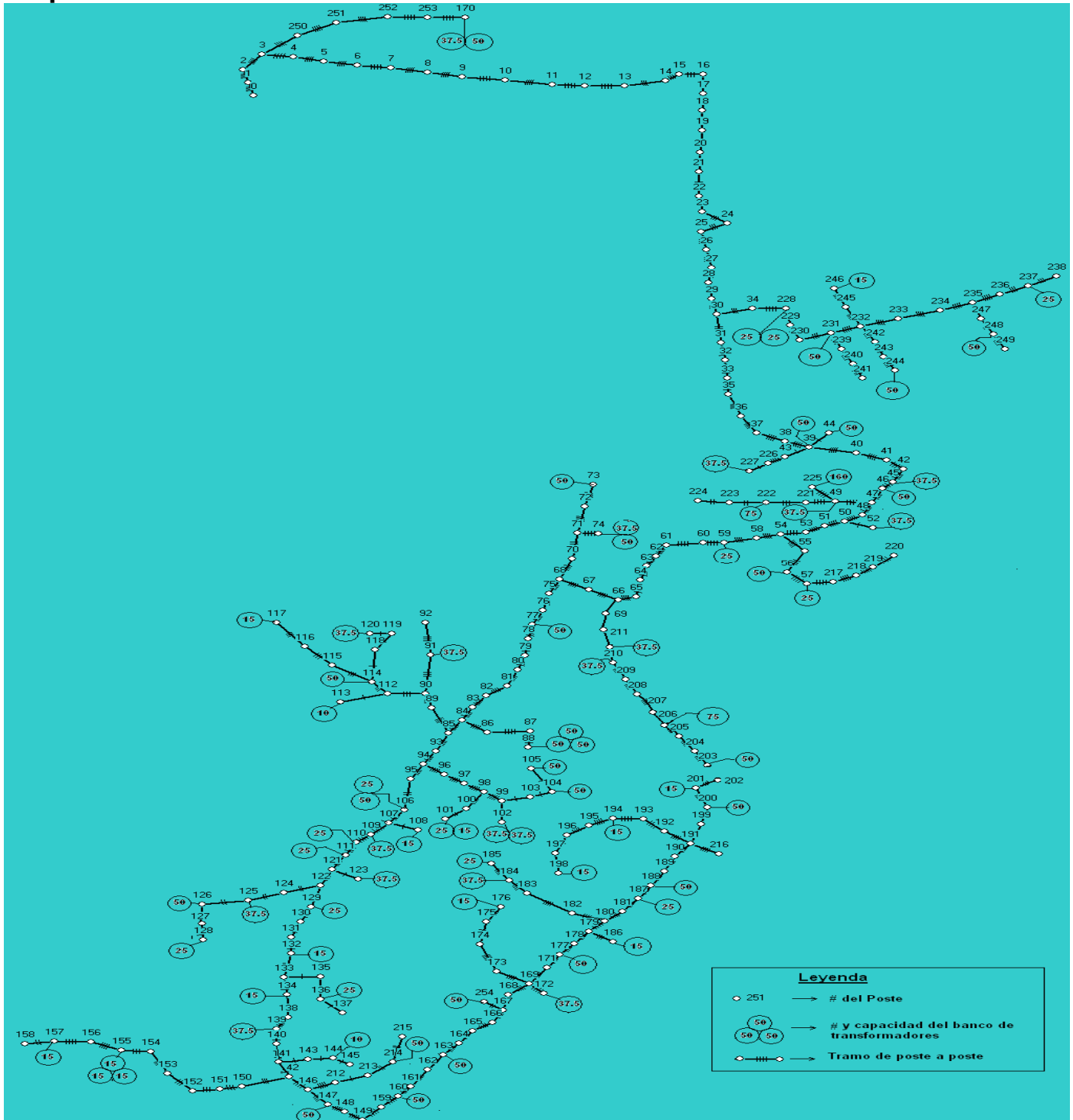


Figura 2.8: Monolineal del circuito N° 6.



2.7 Flujo de potencia para diferentes regímenes de operación.

2.7.1 Flujo de potencia para las condiciones iniciales (demanda máxima).

En la figura 2.9 se representa la situación actual del circuito de distribución N°6, obteniéndose los siguientes resultados para la condición de máxima demanda, una carga conectada $S_{total}=2980$ kVA, distribuida en la Fase A, $S=1167.5$ kVA, en la Fase B, $S=962.5$ kVA, en la Fase C, $S=962.5$ kVA y una carga trifásica de 160 kVA. Un consumo de Potencia Activa de 1150 kW, una Potencia Aparente de 1231 kVA, una demanda de reactivo de 439.16 kVAr y un $F_p=0.93$. La longitud del circuito es de 24.750 Km, para un voltaje nominal de 13.8 kV y un voltaje real de 13.2 kV. Además muestra los tiempos de trabajo útil máximo, que es de 4949,40 horas y el tiempo equivalente de 3227.01 horas.



Figura 2.9: Flujo de potencia (máxima demanda) circuito N° 6.



2.7.2 Flujo de potencia para las condiciones iniciales (demanda mínima).

En la figura 2.10, 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 503 kW, una Potencia Aparente de 559 kVA, una demanda de reactivo de 243.87 kVAr y un $F_p=0.90$.

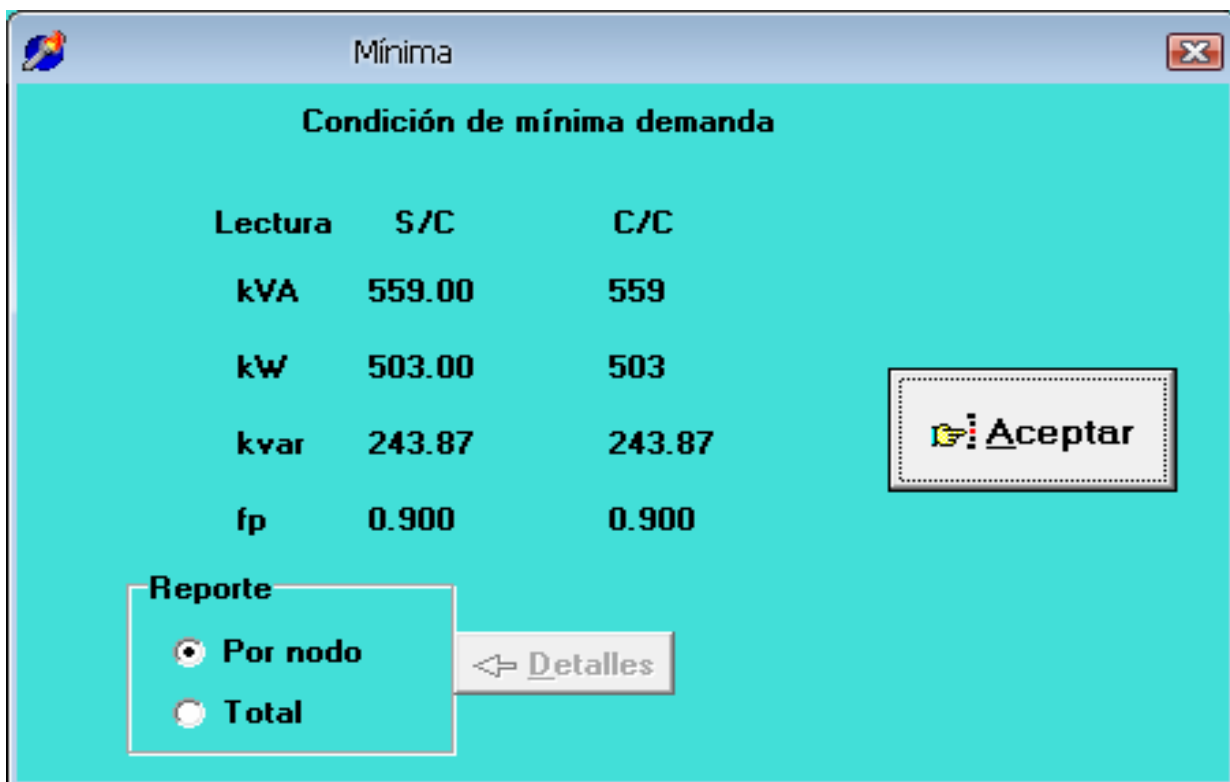


Figura 2.10: Flujo de potencia (mínima demanda) circuito N° 6.



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:

- a) Por robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa concesionaria.
- b) 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:

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

Donde:

$$K \rightarrow R \cos \varphi + X \sin \varphi$$

ΔV → Caída de tensión en voltios.

I → Intensidad de corriente en amperios.

L → Longitud en metros.

R → Resistencia de la línea Ohms /Km.

X → Reactancia de la línea en Ohms /Km.

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

$\varphi \sin$ → Factor de potencia reactiva.

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

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

Donde:

L X → Reactancia Inductiva.

DMG → Distancia media geométrica entre conductores m.

RMG → Radio medio geométrico.

El valor de la resistencia:

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

Donde:

R → Resistencia en corto circuito. a la temperatura de operación Ω/Km

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



$\delta \rightarrow$ 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:

$$\% \Delta V = [(V_1 - V_2) / V_1] * 100$$

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 esta dado por:

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

De la siguiente ecuación tenemos la corriente:

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

Sustituyendo en la ecuación:

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

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

$$P = \frac{[R * VD * K_w * I]}{[100(R \cos \varphi + X \sin \varphi)]}$$

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.

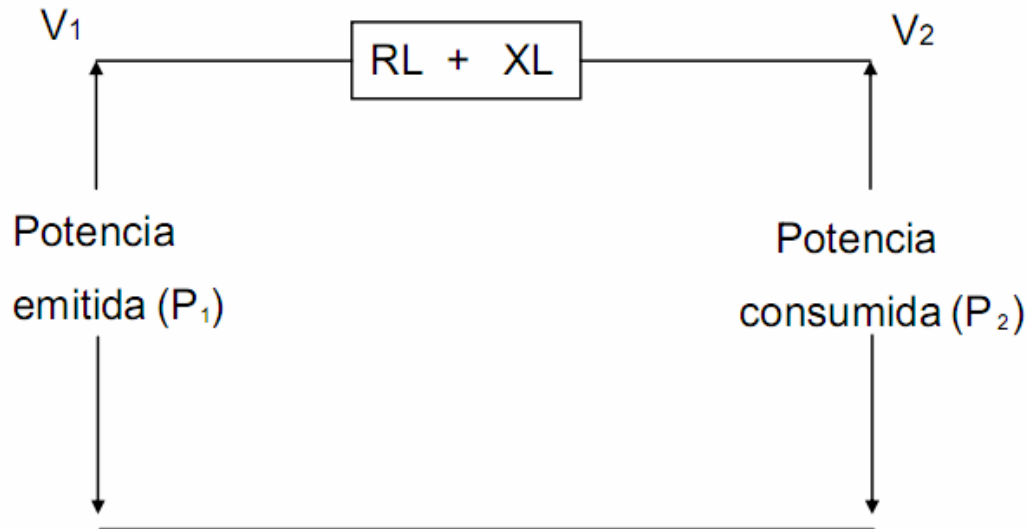
VD \rightarrow Caída de tensión porcentual del tramo.

Kw \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 N°6 (EDIS 2).

En la figura 2.11 se muestran las pérdidas totales de Potencia Activa $P=56.23$ kW y de Potencia Reactiva $Q=38.32$ kVAr, para el circuito de distribución N°6 en la actualidad. Lo que representa una pérdida de energía de 492574.8 kWh /año. (Las pérdidas por tramos se pueden observar en el Anexo 4).



	S/C	C/C
Pérdidas de Potencia Activa Total	56.23 kW	56.23 kW
Pérdidas de Potencia Reactiva Total	38.32 kVAr	38.32 kVAr

Figura 2.11: Pérdidas totales en el Circuito N° 6.

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:

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



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

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

2.10 Pérdidas en los transformadores eléctricos.

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

Las pérdidas en vacío se generan en el núcleo del transformador durante su funcionamiento e independientemente de la carga a que está sometido (es decir 24 h durante 365 días al año). Estas pérdidas son constantes y ocurren aún 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:

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

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

S_n : Potencia nominal del transformador en kVA.

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

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



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

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

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

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 P_{\max} 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 pérdidas de potencia en transformadores de tres devanados se utiliza la siguiente expresión:

$$\Delta P_{tt} = \Delta P'_{sc} + \Delta P'_{cc1} K_{c1}^2 + \Delta P'_{cc2} K_{c2}^2 + \Delta P'_{cc3} K_{c3}^2$$

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 EDIS 2.

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 N° 6 (Edis2).

En la figura 2.12 se representan las pérdidas en el vacío (en el hierro), las pérdidas con carga (en el cobre), las pérdidas totales de los transformadores y el por ciento de pérdidas de transformación del circuito de distribución N°6, teniendo en cuenta su capacidad y número de fases.



Figura 2.12: Pérdidas en los transformadores del Circuito N° 6.



2.11 Conclusiones.

Durante el desarrollo del presente capítulo:

- ✓ En el circuito de distribución N°6, existe un total de 254 postes (hormigón y madera). Las distancias de los tramos entre los postes que en áreas residenciales oscila en los 50m, y en las áreas menos pobladas aumenta las distancias entre estos hasta más de 100m.

- ✓ Las pérdidas en los circuitos de distribución se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Se obtienen las pérdidas totales del circuito correspondiendo a 492574.8 kWh /año.

- ✓ Las pérdidas totales en los transformadores se encuentran alrededor de los 218719.68 kWh /año.



Capítulo 3

Propuesta de Mejoras para el Circuito de Distribución Nº 6.

Índice del capítulo.

- 3.1 Introducción.
- 3.2 Medidas a tomar para disminuir pérdidas.
- 3.3 Balanceo del circuito.
- 3.4 Optimización del calibre.
- 3.5 Valoración económica.
- 3.6 Conclusiones.

Autor: Daisnier Lobaina Espinosa

50
*Tutores: M.Sc. Iliana González Palau
Ing. Raudelkís Caraballo Ramos*



3.1 Introducción.

El capítulo tiene como objetivos desarrollar las propuestas de mejoras para disminuir el por ciento de pérdidas que tiene el circuito de distribución N°6 de la OBE Moa y mejorar la calidad del suministro eléctrico. Además de hacer una valoración económica del trabajo.

3.2 Medidas a tomar para disminuir pérdidas.

Las medidas que se toman al respecto en la actualidad se dividen en organizativas y técnicas.

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 Balanceo del circuito.

Esta mejora es de carácter organizativo, se realiza el balanceo desde el inicio hasta el final del circuito, utilizando la teoría de permutaciones. Se clasifica el circuito por fases para balancear las capacidades instaladas; en la situación actual del circuito ver (Fig. 3.1), se puede observar que existe un desbalance de un 64 % en el cual la fase A es la más cargada, con una carga instalada de 1167.5 kVA, la fase B con una carga instalada de 962.5 kVA y la fase C es la menos cargada con 690 kVA instalados. Para lograr reducir el desbalance se realizan los siguientes pasos:



1. Balance de los ramales monofásicos que parten de nodos en los que existen las tres fases, siempre se trasladan cargas de la fase más cargada a la menos cargada, al hacer estos cambios se disminuye el desbalance hasta 16.8 %.
2. Como se observa, el desbalance de un 16.8 es alto todavía, por lo que es necesario balancear los ramales que contienen dos fases, obteniendo un valor óptimo de 0.8 % de desbalance.

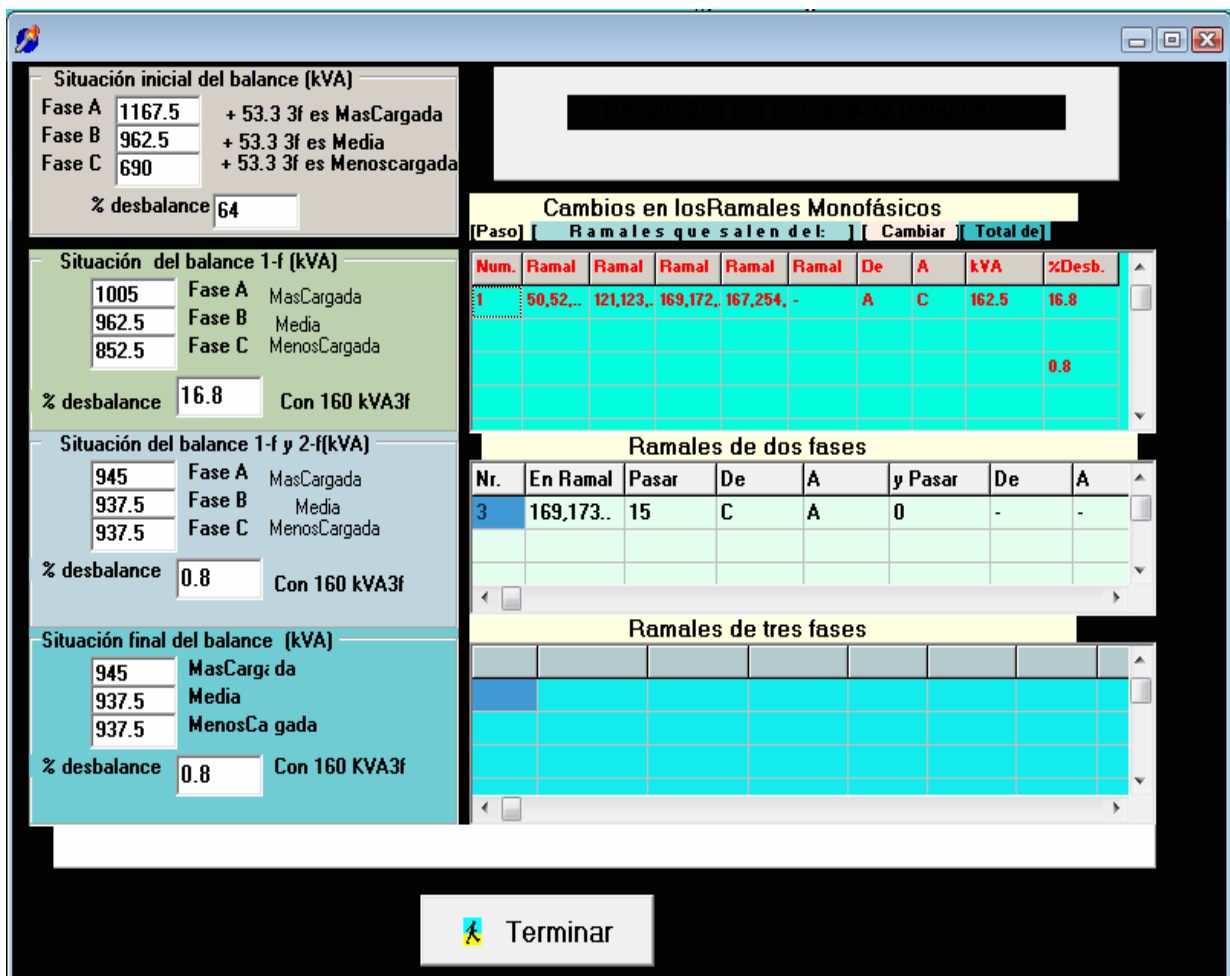
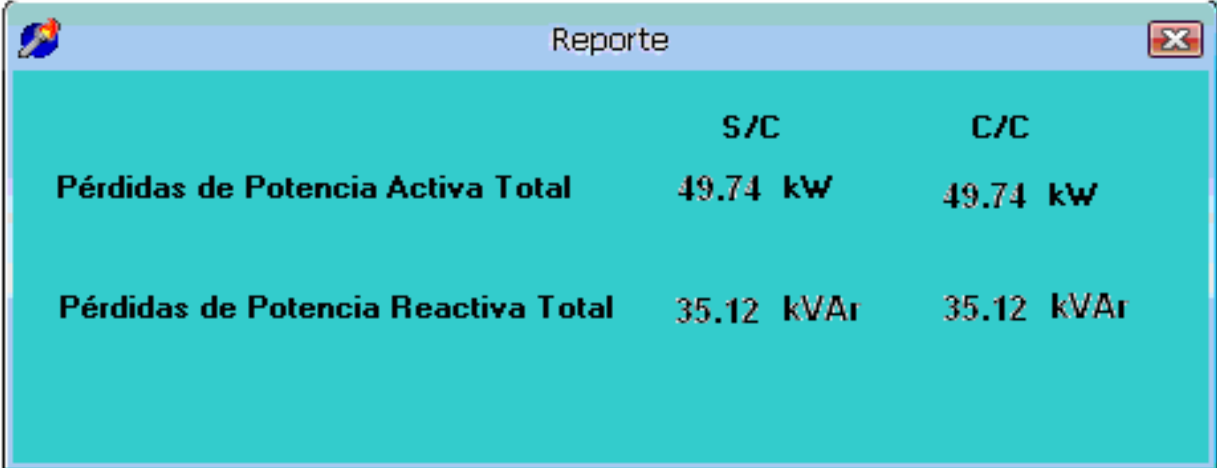


Figura 3.1: Balanceo del circuito.



3.3.1 Disminución de las pérdidas por balanceo del circuito.

Una vez realizados estos cambios en el circuito de distribución (ver figura 3.2) se logra una reducción de las pérdidas de 4.49 kW y de 3.2 kVAr. Lo que representa un ahorro de energía de 39332.4 kWh /año que equivale a 5113.21 CUC.



	S/C	C/C
Pérdidas de Potencia Activa Total	49.74 kW	49.74 kW
Pérdidas de Potencia Reactiva Total	35.12 kVAr	35.12 kVAr

Figura 3.2: Pérdidas del circuito después del balanceo del circuito.

3.4 Optimización del calibre.

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:

S_c : área seccional del conductor, en mm^2 .

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.

$\cos(\Phi)$: factor de potencia.

El circuito de distribución N°6 posee principalmente conductores del tipo AAAC78 y AC150 que son los calibre nuevos que se están instalando para las mejoras que se están haciendo a nivel de país. Aun quedan conductores del tipo AC35 y AC70, que serán sustituidos por los calibre AAAC78 y AC150, disminuyendo considerablemente las pérdidas de potencia y consigo las pérdidas de energía.

Al sustituir esos calibres se eliminan los falsos contactos originados por empalmes entre conductores de diferentes materiales. En Moa al haber un ambiente corrosivo, fundamentalmente lugares cercanos a las plantas procesadoras de mineral, se hace necesario realizar este tipo de cambios de conductores.

Tabla 3.1: Cambios de conductores del circuito

Nodos	Conductor existente	Conductor Cambiado	Cantidad de Metros
54-61	AC70	AC150	800
127-130	AC35	AAAC78	650
232-235	AC35	AAAC78	450
237-243	AC35	AAAC78	700



3.4.1 Disminución de las pérdidas por cambios del calibre.

Después de realizar los cambios de los calibres propuestos, se procedió a la simulación del circuito en el programa EDIS 2 obteniéndose una reducción en las pérdidas (ver figura 3.3) de 3.61 kW y 1.87 kVAr. Lo que representa un ahorro de energía de 31623.6 kWh/año que equivale a 4111.06 CUC.

	S/C	C/C
Pérdidas de Potencia Activa Total	46.13 kW	46.13 kW
Pérdidas de Potencia Reactiva Total	33.25 kVAr	33.25 kVAr

Figura 3.3: Pérdidas en el circuito después del cambio del calibre.

3.5 Optimización del factor de potencia.

El circuito en estudio posee un factor de potencia promedio de 0.93 que está entre los límites permisibles por la empresa eléctrica para no ser penalizado, no es aconsejable compensar a más de 0.96 ya que no representa ganancias económicas por este concepto. Un buen factor de potencia es el que oscila entre 0.92 y 0.96.

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 $\cos\phi_1$. La potencia reactiva necesaria de los capacitores, para corregirlo a un nuevo valor de $\cos\phi_2$, 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).

$$kVAR_C = kW(\tan \phi_1 - \tan \phi_2)$$

$$\tan \phi_1 = \tan(\cos \phi_1^{-1})$$

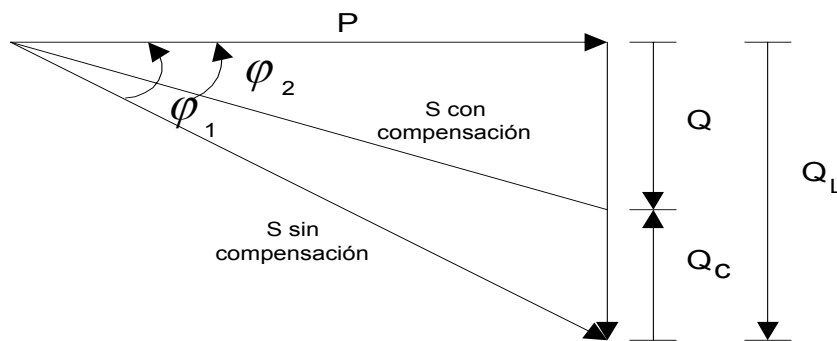


Figura: 3.4: Triángulo de potencias.

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.



3.5.1 Optimización del Factor de Potencia (EDIS 2).

En el presente trabajo para realizar la compensación del reactivo se utilizó el programa EDIS 2 que emplea las técnicas heurísticas, en específico de los algoritmos genéticos.

Como se puede observar en la figura 3.4, el programa analiza dos variantes de la ubicación de los bancos de capacitores.

En la variante 1 se evalúa una capacidad total de 250 kVAr, distribuida en dos bancos: uno de 75 kVAr ubicado en el nodo 13 y otro de 150 kVAr ubicado en el nodo 6, esta variante mejora el Factor de Potencia de 0.93 a 0.98, con un costo total de 5820.39 pesos, un ahorro total de 447.03 pesos y una razón beneficio costo (RBC) de 0.08.

La variante 2 evalúa una capacidad total de 150 kVAr, distribuida en dos bancos de 75 kVAr uno ubicado en el nodo 39 y el otro en el nodo 90, esta variante mejora el Factor de Potencia de 0.93 a 0.96, con un costo total de 3880.39 pesos, un ahorro total de 445.03 pesos y una razón beneficio costo (RBC) de 0.11.

Se toma la variante 2 como más factible, debido a que se obtiene un factor de potencia aceptable para una línea de distribución, con una inversión menor y un mayor 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 N°6 se realiza la compensación fija, debido a que la potencia de los capacitores no excede el 10 % de la capacidad del transformador.

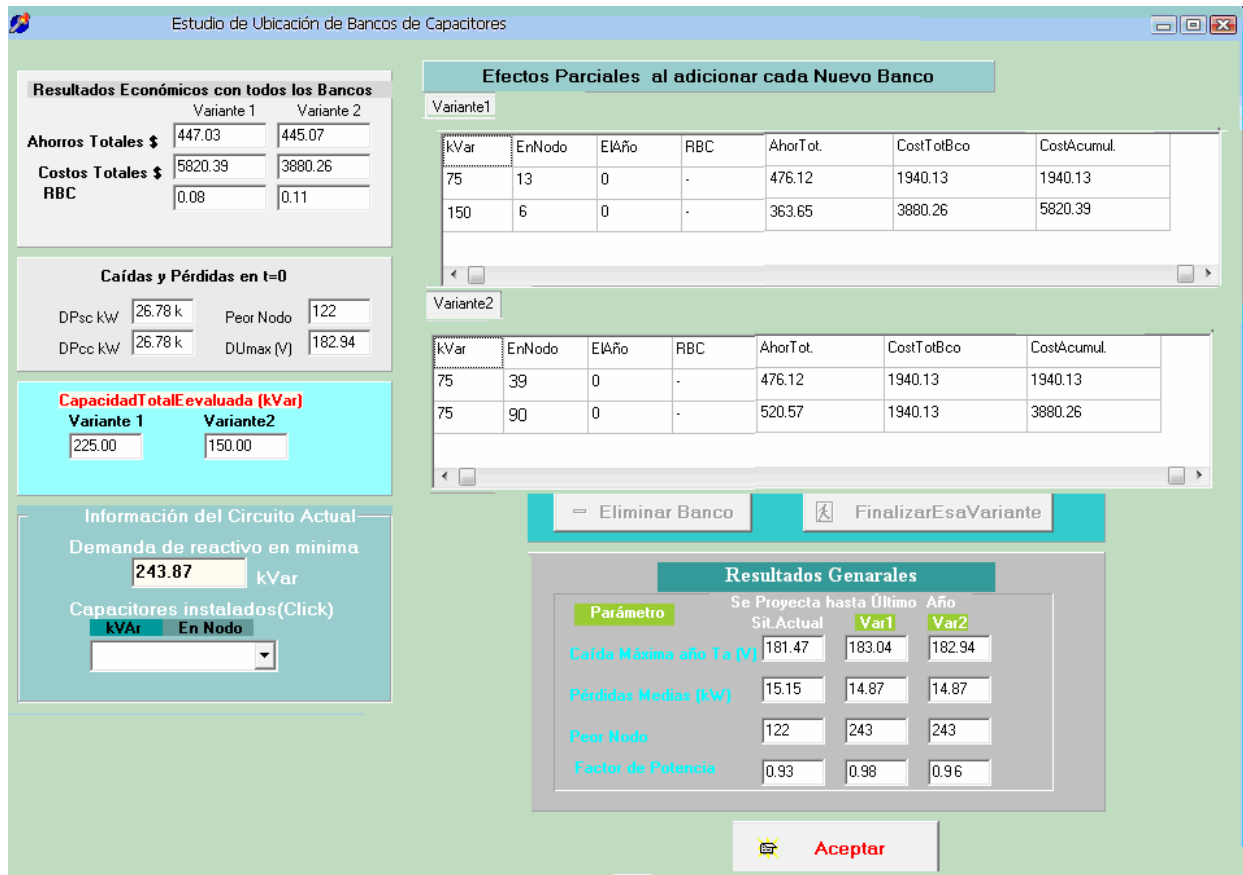


Figura: 3.5: Estudio de las variantes para la ubicación de los capacitores.

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

Al ubicar los bancos de capacitores en el circuito de distribución (ver figura 3.6), se logra una reducción de las pérdidas de 4.45 kW y de 3.29 kVar. Lo que representa un ahorro de energía de 38982.06 kWh /año que equivale a 5067.66 CUC.



	S/C	C/C
Pérdidas de Potencia Activa Total	46.13 kW	41.68 kW
Pérdidas de Potencia Reactiva Total	33.25 kVAr	29.96 kVAr

Figura: 3.6: Pérdidas del circuito luego de la ubicación de los capacitores.

3.6 Valoración Económica.

Gastos de Salario del personal del cambio de fases de los transformadores.

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y ajuste, se estima un tiempo aproximadamente de 8 días, con la utilización de 6 trabajadores.

Tabla 3.2: Gastos de Salario del personal del cambio de fases de los transformadores.

No.	Descripción.	Cantidad.	Costo diario. (MN).	Costo total. (MN).
1.	Técnico Superior.	1	15.21	121.68
2.	Técnico Medio.	1	11.83	94.64
3.	Electricista (Categoría B).	3	10.80	259.2
4.	Chofer	1	10.50	84.00
Costo total de salario				559.34



3.6.1 Valoración económica de los conductores.

Para la evaluación económica se calculó lo que representa el cambio de 7.8 km de conductores, para un precio actual del calibre AC150 de 1433.10 CUC el km y del calibre AAAC78 de 735.84 CUC el km. A continuación en la tabla 3.1 se muestra el costo total.

Tabla 3.3: Cambios de conductores en el circuito.

Tipo de Calibre	Cantidad de metros	Precio (CUC)	Precio (Mn)
AC150	800 x 3	3339.44	85985.00
AAAC78	1800 x 3	3973.54	99338.40
Total	2600	7312.98	185323.40

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 10 días, con la utilización de 7 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	152.10
2.	Técnico Medio.	1	11.83	118.30
3.	Electricista (Categoría B).	4	10.80	432.20
4	Chofer	1	10.50	105.20
Costo total de salario				807.8



3.6.2 Valoración económica de los condensadores.

Para la evaluación económica se calculó lo que representa la instalación de dos bancos de capacitores con una capacidad total de 150 ckVAr, 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 (CKVAR)	PRECIO (CUC)	PRECIO (MN)
075LVA240F2B	1	75	1940	48500
075LVA240F2B	1	75	1940	48500
Total	2	150	3880	97000

Gastos de Salario del personal de montaje.

Para evaluar los gastos relacionados con el montaje y ajuste, se estima un tiempo aproximadamente de 4 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	60.20
2.	Técnico Medio.	1	11.83	47.32
3.	Electricista (Categoría B).	2	10.80	86.4
4	Chofer	1	10.50	42.00
Costo total de salario				233.92



3.7 Tiempo de recuperación de la inversión.

El tiempo de recuperación de la inversión está dado por la relación entre la inversión total de la instalación y el ahorro que esta ocasiona.

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

$$Ta = \frac{11257.02}{14291.93}$$

$$Ta = 0.78 \textit{años}$$

La inversión realizada se considera viable al tener un tiempo de recuperación de 7 meses con 8 días.



3.8 Conclusiones.

- ✓ El desbalance del circuito se mejora desde un 64 % a un valor de 0.8 %, logrando un ahorro de energía de 39332.4 kWh /año por este concepto.
- ✓ Al sustituir los conductores que quedan con calibre del tipo AC35 y AC70, por los conductores de calibre AAAC78 y AC150, se procedió a la simulación del circuito en el programa EDIS2 obteniéndose un ahorro de energía de 31623.6 kWh/año.
- ✓ Se comparan dos variantes para la ubicación de los capacitores, siendo la variante 2 la más factible, debido a que se obtiene un Factor de Potencia aceptable, con una inversión menor. Al hacer los cambios y ubicar los bancos de capacitores en el circuito de distribución, se logra un ahorro de energía de 38982.06 kWh /año.



Conclusiones Generales.

- ✓ Las pérdida de energía en los transformadores se encuentran alrededor de los 218719.68 kWh /año.
- ✓ Las pérdida de energía total del circuito es de 492574.8 kWh /año.
- ✓ El desbalance del circuito se mejora desde un 64 % a un valor de 0.8 %, logrando un ahorro de energía de 39332.4 kWh /año por este concepto.
- ✓ Al sustituir los conductores se logra un ahorro de energía de 31623.6 kWh/año.
- ✓ Al hacer los cambios y ubicar los bancos de capacitores en el circuito de distribución, se logra un ahorro de energía de 38982.06 kWh /año.
- ✓ El tiempo de recuperación de la inversión es de 7 meses y 8 días.



Recomendaciones:

- 1- Extrapolar este estudio a los demás circuitos, aprovechando las mediciones que brindan los dispositivos NU-Lec y las facilidades que brinda e la herramienta informática EDIS 2.

- 2- Existen tramos en el circuito (alrededor de 800 m) sin el adecuado conductor neutro, que no permite el balanceo de las fases y dificulta las mediciones en el mismo.



Bibliografía:

- 1_Casas Fernández, L.; Eficiencia de los nuevos equipos electrodomesticos para diferentes condiciones, 2005[en línea]. [Consultado: 20090312]. Disponible en: <http://www.energia.inf.cu> .
- 2_Cisneros Verdecia, R.; Estudio para la disminución de las perdidas eléctricas en el circuito # 1 de la OBE Moa, 2007.
- 3_Díaz Rios, S.; Análisis sobre el comportamiento de los transformadores en el municipio Tunas, 2008.
- 4_Gallardo, J.; et.al. Estimación de la demanda agregada de electricidad. Perú: Oficina de Estudios Económicos, 2004.
- 5_Laurencio Matos, C.; Estudios de las pérdidas eléctricas de los circuitos de Moa, 2005.
- 6_Miranda Bernal, H.; Estudio para la Disminución de las Pérdidas de energía eléctrica en el municipio de Sagua de Tánamo, 2004.
- 7_Molina Mayo, J.; Estudio del circuito 21 de la OBE Moa para la asimilación del incremento de cargas, 2005.
- 8_Moral, J.; et.al. Un modelo de predicción de la demanda de energía eléctrica: Thor II. Madrid, 2003.



9_Otero Durán, M.E. Telenul, Scada de Supervisión y Telecontrol de redes de distribución para receradores y seccionalizadores NULEC. [En línea]. [Consultado: 20090312]. Disponible en: <http://www.cec.cubaindustria.cu> .

10_Rodríguez Fortúnez, J., Predicción de la demanda y regímenes de explotación del circuito de distribución 21 de Moa, 2009.

11_ <http://www.energuia.com>. Fecha de consulta.20/05/10.

12_ <http://www.elprisma.com> Fecha de consulta. 15/04/10.



Anexos:

Anexo 1: Tabla de las mediciones de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, Corrientes por fase, y factor de potencia para inicios de la Revolución Energética.

fecha Miércoles, 07/11/07									
#	Hora	kW	kVA	kVAr	Fp	I(A) fase-A	I(A) fase-B	I(A) fase-C	I(A) Neutro
1	0:00	318	418	271	0,76	35	25	19	9
2	1:00	281	380	255	0,74	32	22	19	11
3	2:00	244	334	242	0,73	30	21	18	10
4	3:00	242	336	233	0,72	30	21	18	7
5	4:00	231	321	222	0,72	29	20	18	5
6	5:00	230	319	221	0,72	30	22	18	6
7	6:00	255	340	224	0,75	38	30	22	9
8	7:00	374	440	231	0,85	39	29	22	11
9	8:00	558	607	238	0,92	34	24	21	10
10	9:00	516	567	235	0,91	33	26	22	12
11	10:00	496	545	225	0,91	36	27	20	13
12	11:00	528	574	225	0,92	38	29	23	16
13	12:00	601	639	217	0,94	38	30	22	15
14	13:00	573	610	209	0,94	32	23	22	12
15	14:00	548	589	215	0,93	30	24	21	9
16	15:00	485	533	221	0,91	35	25	20	10
17	16:00	544	591	230	0,92	36	27	20	8
18	17:00	726	764	237	0,95	45	33	25	6
19	18:00	854	899	280	0,95	60	44	34	18
20	19:00	906	964	329	0,94	70	50	37	18
21	20:00	693	770	335	0,9	58	42	34	20
22	21:00	540	621	306	0,87	51	37	31	19
23	22:00	484	563	287	0,86	48	34	28	15
24	23:00	423	510	284	0,83	42	28	24	12



Anexo 2: Tabla de las mediciones de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, Corrientes por fase, Tensiones por fase y factor de potencia en la actualidad.

Fecha	Miércoles 10/02/10											
#	Hora	kW	kVA	kVAR	Fp	I(A) A	I(A) B	I(A) C	I (A) Neutro	V(v) A	V(v) B	V(v) C
1	0:00	598	656	272	0,91	60	59	52	14	8154	7761	8036
2	1:00	528	585	253	0,9	55	54	47	13	8130	7757	8003
3	2:00	503	559	243	0,9	49	47	43	12	8070	7652	7682
4	3:00	509	568	252	0,89	49	48	42	12	8098	7906	7939
5	4:00	508	564	247	0,89	47	45	40	11	7897	7924	7895
6	5:00	526	584	255	0,9	47	45	40	12	7960	7981	8116
7	6:00	670	724	278	0,92	51	48	43	16	8672	8606	7916
8	7:00	656	718	293	0,91	66	60	59	12	8070	7492	7944
9	8:00	534	604	282	0,88	86	86	79	14	7593	7303	7514
10	9:00	546	625	302	0,87	85	76	73	12	8079	7767	7957
11	10:00	570	643	297	0,88	86	72	65	12	8111	7921	7994
12	11:00	641	709	303	0,9	85	82	68	16	8126	7875	8019
13	12:00	640	715	318	0,89	94	90	81	18	8182	7959	8071
14	13:00	542	613	287	0,88	82	87	83	12	7989	7812	7897
15	14:00	519	596	294	0,87	82	79	80	9	7981	7803	7939
16	15:00	546	619	294	0,88	76	68	75	10	7852	7658	7772
17	16:00	574	645	296	0,88	87	77	81	14	8176	7929	8090
18	17:03	736	793	294	0,92	115	102	103	16	8086	7818	8006
19	18:00	1018	1089	389	0,93	126	122	122	25	8041	7670	7933
20	19:00	1150	1231	438	0,93	132	131	136	25	8004	7628	7892
21	20:00	878	996	471	0,88	110	98	107	22	7968	7648	7892
22	21:00	828	942	450	0,87	92	84	83	20	7968	7668	7890
23	22:00	742	842	397	0,88	83	76	77	17	8038	7765	7982
24	23:00	632	732	370	0,86	73	70	70	15	8107	7841	8060



Anexo 3: Datos del Circuito de distribución N°6.

Tramos y Nodos												
Nodo E	Nodo #	X [m]	Y [m]	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTramo
-	0	298.3	320	-	-	-	0	-	-	-	-	-
0	1	276.6	286.6	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
1	2	263.3	260	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
2	3	245	233.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
3	4	281.6	208.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
4	5	328.3	228.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
5	6	376.6	215	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
6	7	425	200	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
7	8	483.3	185	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
8	9	531.6	171.6	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
9	10	578.3	155	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
10	11	626.6	140	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
11	12	673.3	121.6	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
12	13	716.6	108.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
13	14	761.6	113.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
14	15	805	101.6	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
15	16	855	93.33	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
16	17	858.3	145	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
17	18	858.3	200	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
18	19	865	248.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
19	20	863.3	293.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
20	21	866.6	350	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
21	22	868.3	395	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
22	23	870	443.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
23	24	905	463.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
24	25	873.3	496.6	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
25	26	875	540	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
26	27	881.6	585	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
27	28	883.3	631.6	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
28	29	888.3	666.6	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
29	30	890	708.3	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	-	Trifásico
30	31	893.3	750	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
31	32	901.6	801.6	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
32	33	906.6	840	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
33	34	913.3	873.3	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
34	35	920	911.6	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
35	36	953.3	938.3	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
36	37	1000	956.6	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
37	38	1015	990	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
38	39	1033.	1028.	-	-	50	50	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
39	40	1101.	1050	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
40	41	1131.	1083.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
41	42	1155	1148.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
42	43	1138.	1175	-	37.5	-	37.5	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
43	44	1100	1196.	50	-	-	50	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
44	45	1068.	1206.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
45	46	1035	1216.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
46	47	978.3	1230	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
47	48	925	1235	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
48	49	873.3	1238.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
49	50	825	1245	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
50	51	771.6	1250	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
51	52	726.6	1251.	-	-	25	25	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
52	53	673.3	1255	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
53	54	626.6	1256.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
54	55	613.3	1293.	-	-	-	0	AC70	AC70	AC70	AC70	Trifásico
55	56	601.6	1336.	-	-	-	0	AC70	AC70	AC70	AC70	Trifásico



Trabajo de Diploma

Tramos y Nodos												
Nodo E	Nodo #	X [m]	Y [m]	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	Tipo Tramo
56	57	588.3	1376.	-	-	-	0	AC70	AC70	AC70	AC70	Trifásico
57	58	570	1415.	-	-	-	0	AC70	AC70	AC70	AC70	Trifásico
58	59	520	1423.	-	-	-	0	AC70	AC70	AC70	AC70	Trifásico
59	60	471.6	1421.	-	-	-	0	AC70	AC70	AC70	AC70	Trifásico
60	61	416.6	1413.	-	-	-	0	AC70	AC70	AC70	AC70	Trifásico
61	62	393.3	1458.	-	-	-	0	AC70	AC70	AC70	AC70	Trifásico
62	63	376.6	1505.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
63	64	360	1551.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
64	65	350	1596.50	-	-	-	50	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
65	66	340	1645.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
66	67	326.6	1685.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
67	68	296.6	1715.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
68	69	276.6	1738.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
69	70	253.3	1783.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
70	71	235	1815.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
71	72	211.6	1848.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
72	73	191.6	1868.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
73	74	173.3	1906.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
74	75	158.3	1938.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
75	76	143.3	1981.50	-	-	25	75	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
76	77	131.6	2045.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
77	78	133.3	2110.	-	-	37.5	37.5	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
78	79	140	2175.25	-	-	-	25	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
79	80	148.3	2225.	-	25	-	25	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
80	81	161.6	2273.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
81	82	180	2323.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
82	83	210	2380.25	-	-	-	25	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
83	84	236.6	2421.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
84	85	251.6	2470.	-	-	15	15	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
85	86	276.6	2513.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
86	87	301.6	2556.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
87	88	341.6	2586.	-	-	15	15	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
88	89	380	2640.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
89	90	378.3	2690.	-	37.5	-	37.5	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
90	91	410	2746.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
91	92	440	2778.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
92	93	480	2808.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
93	94	520	2838.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
94	95	568.3	2875.	-	50	-	50	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
95	96	616.6	2918.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
96	97	685	2948.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
97	98	685	2898.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
98	99	681.6	2851.50	-	-	-	50	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
99	100	678.3	2811.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
100	101	680	2761.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
101	102	686.6	2711.50	-	-	-	50	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
102	103	703.3	2683.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
103	104	730	2641.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
104	105	743.3	2610.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
105	106	758.3	2578.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
106	107	778.3	2545.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
107	108	795	2491.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
108	109	801.6	2458.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
109	110	820	2430.	-	50	-	50	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
110	111	830	2381.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
111	112	836.6	2331.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
112	113	841.6	2288.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
113	114	846.6	2253.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
114	115	850	2201.	-	-	25	25	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
115	116	841.6	2151.	-	50	-	50	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
116	117	835	2106.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
117	118	810	2065.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
118	119	800	2020.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
119	120	785	1971.	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
120	121	766.6	1921.	-	50	-	50	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico



Trabajo de Diploma

Tramos y Nodos												
Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram
121	122	743.3	1878.	15	-	-	15	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
4	123	306.6	165	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	AAAC78	2f-n(carga
123	124	348.3	136.6	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	AAAC78	2f-n(carga
124	125	388.3	106.6	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	AAAC78	Trifásico
125	126	435	88.33	37.5	-	50	87.5	AAAC78	-	AAAC78	AAAC78	2f-n(carga
30	127	938.3	696.6	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
127	128	988.3	691.6	25	-	25	50	AAAC78	-	AAAC78	-	Trifásico
128	129	1010	721.6	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
129	130	1025	765	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
130	131	1070	758.3	50	-	-	50	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
131	132	1115	753.3	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	Trifásico
132	133	1160	745	-	-	-	0	AC35	-	-	-	Monoflíne
133	134	1205	736.6	-	-	-	0	AC35	-	-	-	Monoflíne
134	135	1250	730	-	-	-	0	AC35	-	-	-	Monoflíne
135	136	1288.	721.6	-	-	-	0	AC35	-	-	-	Monoflíne
136	137	1333.	715	25	-	-	25	AC35	-	AC35	-	Monoflíne
137	138	1381.	701.6	-	-	-	0	AC35	-	-	-	Monoflíne
131	139	1075	793.3	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
139	140	1086.	836.6	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
140	141	1103.	878.3	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
132	142	1125	786.6	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
142	143	1138.	830	-	-	-	0	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
143	144	1148.	873.3	50	-	-	50	AAAC78	-	AAAC78	-	2f-n(carga
132	145	1105	710	-	-	-	0	-	-	AAAC78	-	Monoflíne
145	146	1101.	665	-	-	15	15	-	-	AAAC78	-	Monoflíne
135	147	1251.	765	-	-	-	0	AAAC78	-	-	-	Monoflíne
147	148	1265	813.3	50	-	-	50	-	-	AAAC78	-	Monoflíne
148	149	1273.	856.6	-	-	-	0	-	-	AAAC78	-	Monoflíne
39	150	1076.	993.3	-	50	-	50	-	-	AAAC78	-	Monoflíne
39	151	995	1038.	-	-	-	0	AAAC78	-	-	AAAC78	Monofneu
151	152	950	1048.	-	-	-	0	AAAC78	-	-	AAAC78	Monofneu
152	153	913.3	1075	37.5	-	-	37.5	AAAC78	-	-	AAAC78	Monofneu
45	154	1045	1170	-	37.5	-	37.5	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
154	155	1000	1153.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
155	156	960	1143.	-	75	-	75	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
156	157	915	1131.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
157	158	865	1126.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
154	159	1063.	1118.	-	-	-	160	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
47	160	1018.	1255	37.5	-	-	37.5	AAAC78	-	-	-	Monoflíne
50	161	841.6	1286.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
161	162	870	1321.	50	-	-	50	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
162	163	856.6	1365	-	25	-	25	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
163	164	900	1375	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
164	165	945	1383.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
165	166	995	1385	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
166	167	1040	1383.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
61	168	436.6	1373.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
168	169	448.3	1325	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
169	170	451.6	1275	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
170	171	455	1230	50	-	-	50	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
169	172	496.6	1338.	-	50	37.5	87.5	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
71	173	270	1840	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
173	174	320	1838.	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
174	175	313.3	1883.	50	50	50	150	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico



Trabajo de Diploma

Tramos y Nodos												
Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	Tipo Tramo
172	176	198.3	1800	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
176	177	180	1758	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
177	178	163.3	1715	-	37.5	-	37.5	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
178	179	145	1666	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
177	180	133.3	1745	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
180	181	101.6	1706	-	50	-	50	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
181	182	85	1673	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
182	183	66.66	1636	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
183	184	46.66	1596	-	15	-	15	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
180	185	85	1750	-	10	-	10	-	AAAC78	-	-	Monoflínea
181	186	111.6	1656	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
186	187	133.3	1613	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
187	188	101.6	1606	-	37.5	-	37.5	-	AAAC78	AAAC78	AC35	2f-n(carga
74	189	215	1933	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
189	190	255	1953	-	-	-	0	AAAC78	-	-	-	Trifásico
190	191	301.6	1973	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
191	192	350	1983	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
192	193	400	1978	-	-	-	0	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
193	194	448.3	1963	-	50	-	50	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
194	195	436.6	1915	50	-	-	50	AAAC78	AAAC78	AAAC78	AAAC78	Trifásico
191	196	286.6	2018	-	-	-	0	-	AAAC78	AAAC78	AAAC78	2f-n(carga
196	197	275	2058	-	15	25	40	-	AAAC78	AAAC78	AAAC78	2f-n(carga
192	198	361.6	2025	37.5	37.5	-	75	AAAC78	-	AAAC78	AAAC78	2f-n(carga
77	199	180	2053	-	-	15	15	-	-	AAAC78	AAAC78	Monofne
81	200	200	2258	37.5	-	-	37.5	AAAC78	-	-	AAAC78	Monofne
82	201	146.6	2360	-	-	-	0	-	-	AAAC78	AAAC78	Monofne
201	202	121.6	2403	-	-	37.5	37.5	-	-	AAAC78	AAAC78	Monofne
202	203	95	2445	-	-	50	50	-	-	AAAC78	AAAC78	Monofne
203	204	121.6	2481	-	-	-	0	-	-	AAAC78	AAAC78	Monofne
204	205	143.3	2520	-	-	25	25	-	-	AAAC78	AAAC78	Monofne
87	206	338.3	2526	-	-	-	0	-	AAAC78	-	-	Monoflínea
206	207	381.6	2541	-	25	-	25	-	AAAC78	-	-	Monoflínea
207	208	418.3	2526	-	-	-	0	-	AAAC78	-	-	Monoflínea
92	209	451.6	2740	-	-	-	0	-	-	AC35	AC35	Monofne
209	210	485	2703	-	-	10	10	-	-	AC35	AC35	Monofne
210	211	516.6	2686	-	-	-	0	-	-	AC35	AC35	Monofne
93	212	440	2836	-	-	-	0	AC35	AC35	AC35	-	Trifásico
212	213	393.3	2863	-	-	-	0	AC35	AC35	AC35	-	Trifásico
213	214	348.3	2890	-	-	-	0	AC35	AC35	AC35	-	Trifásico
214	215	318.3	2855	-	-	-	0	AC35	AC35	AC35	-	Trifásico
215	216	298.3	2810	-	-	-	0	AC35	AC35	AC35	-	Trifásico
216	217	245	2825	15	15	15	45	AC35	AC35	AC35	-	Trifásico
217	218	186.6	2846	-	-	-	0	AAAC78	-	-	AAAC78	Monofne
218	219	138.3	2863	15	-	-	15	AAAC78	-	-	AAAC78	Monofne
219	220	96.66	2886	-	-	-	0	AAAC7	-	-	AAAC78	Monofne
94	221	540	2806	-	-	-	0	AAAC78	-	-	-	Monoflínea
221	222	558.3	2768	-	-	-	0	AAAC78	-	-	-	Monoflínea
222	223	575	2728	50	-	-	50	AAAC78	-	-	AAAC78	Monoflínea
223	224	595	2688	-	-	-	0	AAAC78	-	-	-	Monoflínea
106	225	711.6	2558	50	-	-	50	AAAC78	-	-	-	Monoflínea
108	226	836.6	2511	37.5	-	-	37.5	AAAC78	-	-	-	Monoflínea
108	227	756.6	2468	-	-	-	0	AC35	-	AC35	AC35	2f-n(carga
227	228	725	2430	-	-	-	0	AC35	-	AC35	AC35	2f-n(carga
228	229	705	2383	-	-	-	0	AC35	-	AC35	AC35	2f-n(carga
229	230	698.3	2338	-	-	15	15	AC35	-	AC35	AC35	2f-n(carga
112	231	876.6	2338	-	15	-	15	-	AAAC78	-	-	Monoflínea
113	232	793.3	2276	-	-	-	0	-	AAAC78	-	AC35	Monofne
232	233	750	2265	-	-	-	0	-	AAAC78	-	AC35	Monofne
233	234	716.6	2253	-	37.5	-	37.5	-	AAAC78	-	AC35	Monofne
234	235	671.6	2260	-	25	-	25	-	AAAC78	-	AC35	Monofne
119	236	845	2015	-	-	-	0	-	AAAC78	-	-	Monoflínea
119	237	750	2025	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
237	238	713.3	2050	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico



Tramos y Nodos												
Nodo E	Nodo #	X (m)	Y (m)	kVAFA	kVAFB	kVAFC	kVATot	Calib A	Calib B	Calib C	Calib N	TipoTram
238	239	681.6	2065	-	-	15	15	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
239	240	656.6	2088	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
240	241	648.3	2133	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
241	242	655	2183	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
242	243	680	2208	-	15	-	15	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
59	244	526.6	1473	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
244	245	528.3	1523	37.5	-	-	37.5	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
245	246	538.3	1566	-	-	37.5	37.5	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
246	247	551.6	1610	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
247	248	573.3	1643	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
248	249	595	1676	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
249	250	631.6	1710	75	-	-	75	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
250	251	663.3	1748	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
251	252	701.6	1778	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
252	253	731.6	1808	50	-	-	50	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico
253	254	765	1851	-	-	-	0	AC150	AC150	AC150	AC150	Trifásico



Anexo 3: Pérdidas por tramos del circuito de distribución N°6.

Reporte									
Nodo Env.	Nodo Rec.	dPsc(W)	dQsc(VAr)	dUsc(V)	dUtsc(V)	dPcc(W)	dQcc(VAr)	dUcc(V)	dUtcc(V)
-	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	1	59.20	0.00	0.66	0.66	59.20	0.00	0.66	0.66
1	2	592.01	0.00	6.64	7.30	592.01	0.00	6.64	7.30
2	3	789.35	0.00	8.85	16.15	789.35	0.00	8.85	16.15
3	4	177.60	0.00	1.99	18.14	177.60	0.00	1.99	18.14
4	5	185.92	0.00	2.15	20.29	185.92	0.00	2.15	20.29
5	6	185.92	0.00	2.15	22.43	185.92	0.00	2.15	22.43
6	7	185.92	0.00	2.15	24.58	185.92	0.00	2.15	24.58
7	8	223.10	0.00	2.58	27.16	223.10	0.00	2.58	27.16
8	9	185.92	0.00	2.15	29.31	185.92	0.00	2.15	29.31
9	10	185.92	0.00	2.15	31.45	185.92	0.00	2.15	31.45
10	11	185.92	0.00	2.15	33.60	185.92	0.00	2.15	33.60
11	12	185.92	0.00	2.15	35.75	185.92	0.00	2.15	35.75
12	13	167.33	0.00	1.93	37.68	167.33	0.00	1.93	37.68
13	14	167.33	0.00	1.93	39.61	167.33	0.00	1.93	39.61
14	15	167.33	0.00	1.93	41.55	167.33	0.00	1.93	41.55
15	16	185.92	0.00	2.15	43.69	185.92	0.00	2.15	43.69
16	17	669.31	0.00	7.73	51.42	669.31	0.00	7.73	51.42
17	18	669.31	0.00	7.73	59.15	669.31	0.00	7.73	59.15
18	19	743.68	0.00	8.59	67.74	743.68	0.00	8.59	67.74
19	20	557.76	0.00	6.44	74.18	557.76	0.00	6.44	74.18
20	21	743.68	0.00	8.59	82.77	743.68	0.00	8.59	82.77
21	22	743.68	0.00	8.59	91.36	743.68	0.00	8.59	91.36
22	23	557.76	0.00	6.44	97.80	557.76	0.00	6.44	97.80
23	24	557.76	0.00	6.44	104.25	557.76	0.00	6.44	104.25
24	25	743.68	0.00	8.59	112.84	743.68	0.00	8.59	112.84
25	26	557.76	0.00	6.44	119.28	557.76	0.00	6.44	119.28
26	27	743.68	0.00	8.59	127.87	743.68	0.00	8.59	127.87
27	28	743.68	0.00	8.59	136.46	743.68	0.00	8.59	136.46
28	29	557.76	0.00	6.44	142.90	557.76	0.00	6.44	142.90
29	30	557.76	0.00	6.44	149.34	557.76	0.00	6.44	149.34
30	31	625.39	0.00	7.88	157.22	625.39	0.00	7.88	157.22
31	32	625.39	0.00	7.88	165.09	625.39	0.00	7.88	165.09
32	33	625.39	0.00	7.88	172.97	625.39	0.00	7.88	172.97
33	34	469.04	0.00	5.91	178.88	469.04	0.00	5.91	178.88
34	35	625.39	0.00	7.88	186.75	625.39	0.00	7.88	186.75



Reporte									
Nodo Env.	Nodo Rec.	dPsc(W)	dQsc(VAr)	dUsc(V)	dUtsc(V)	dPcc(W)	dQcc(VAr)	dUcc(V)	dUtcc(V)
35	36	469.04	0.00	5.91	192.66	469.04	0.00	5.91	192.66
36	37	469.04	0.00	5.91	198.57	469.04	0.00	5.91	198.57
37	38	469.04	0.00	5.91	204.47	469.04	0.00	5.91	204.47
38	39	486.89	0.00	6.02	210.49	486.89	0.00	6.02	210.49
39	40	562.23	0.00	7.47	217.96	562.23	0.00	7.47	217.96
39	40	562.23	0.00	7.47	217.96	562.23	0.00	7.47	217.96
40	41	562.23	0.00	7.47	225.43	562.23	0.00	7.47	225.43
41	42	562.23	0.00	7.47	232.90	562.23	0.00	7.47	232.90
42	43	434.34	0.00	5.68	238.58	434.34	0.00	5.68	238.58
43	44	425.87	0.00	5.63	244.21	425.87	0.00	5.63	244.21
44	45	392.84	0.00	5.41	249.62	392.84	0.00	5.41	249.62
45	46	309.59	0.00	4.80	254.42	309.59	0.00	4.80	254.42
46	47	309.59	0.00	4.80	259.22	309.59	0.00	4.80	259.22
47	48	298.91	0.00	4.72	263.93	298.91	0.00	4.72	263.93
48	49	298.91	0.00	4.72	268.65	298.91	0.00	4.72	268.65
49	50	298.91	0.00	4.72	273.36	298.91	0.00	4.72	273.36
50	51	278.11	0.00	4.55	277.91	278.11	0.00	4.55	277.91
51	52	284.96	0.00	4.60	282.52	284.96	0.00	4.60	282.52
52	53	271.35	0.00	4.49	287.01	271.35	0.00	4.49	287.01
53	54	271.35	0.00	4.49	291.50	271.35	0.00	4.49	291.50
54	55	271.35	0.00	4.49	296.00	271.35	0.00	4.49	296.00
55	56	271.35	0.00	4.49	300.49	271.35	0.00	4.49	300.49
56	57	271.35	0.00	4.49	304.98	271.35	0.00	4.49	304.98
57	58	271.35	0.00	4.49	309.48	271.35	0.00	4.49	309.48
58	59	271.35	0.00	4.49	313.97	271.35	0.00	4.49	313.97
59	60	220.22	0.00	4.05	318.02	220.22	0.00	4.05	318.02
60	61	220.22	0.00	4.05	322.06	220.22	0.00	4.05	322.06
61	62	62.72	0.00	1.25	323.31	62.72	0.00	1.25	323.31
62	63	62.72	0.00	1.25	324.56	62.72	0.00	1.25	324.56
63	64	62.72	0.00	1.25	325.81	62.72	0.00	1.25	325.81
65	66	59.04	0.00	1.21	328.30	59.04	0.00	1.21	328.30
66	67	82.66	0.00	1.69	329.99	82.66	0.00	1.69	329.99
67	68	82.66	0.00	1.69	331.69	82.66	0.00	1.69	331.69
68	69	70.85	0.00	1.45	333.14	70.85	0.00	1.45	333.14
69	70	59.04	0.00	1.21	334.35	59.04	0.00	1.21	334.35
70	71	76.75	0.00	1.57	335.92	76.75	0.00	1.57	335.92
71	72	73.01	0.00	1.65	337.57	73.01	0.00	1.65	337.57
72	73	51.10	0.00	1.28	338.85	51.10	0.00	1.28	338.85
73	74	58.96	0.00	1.48	340.34	58.96	0.00	1.48	340.34



Reporte									
Nodo Env.	Nodo Rec.	dPsc(W)	dQsc(VAr)	dUsc(V)	dUtsc(V)	dPcc(W)	dQcc(VAr)	dUcc(V)	dUtcc(V)
73	74	58.96	0.00	1.48	340.34	58.96	0.00	1.48	340.34
74	75	41.44	0.00	1.24	341.58	41.44	0.00	1.24	341.58
75	76	40.91	0.00	1.15	342.73	40.91	0.00	1.15	342.73
76	77	31.25	0.00	1.00	343.73	31.25	0.00	1.00	343.73
77	78	32.61	0.00	1.03	344.75	32.61	0.00	1.03	344.75
78	79	29.61	0.00	0.98	345.73	29.61	0.00	0.98	345.73
79	80	21.67	0.00	0.73	346.46	21.67	0.00	0.73	346.46
80	81	19.53	0.00	0.70	347.16	19.53	0.00	0.70	347.16
81	82	23.40	0.00	0.87	348.03	23.40	0.00	0.87	348.03
82	83	19.07	0.00	0.78	348.81	19.07	0.00	0.78	348.81
83	84	38.76	0.00	1.70	350.51	38.76	0.00	1.70	350.51
84	85	13.43	0.00	0.58	351.09	13.43	0.00	0.58	351.09
85	86	12.42	0.00	0.55	351.64	12.42	0.00	0.55	351.64
86	87	12.42	0.00	0.55	352.20	12.42	0.00	0.55	352.20
87	88	12.09	0.00	0.55	352.75	12.09	0.00	0.55	352.75
88	89	14.46	0.00	0.68	353.43	14.46	0.00	0.68	353.43
89	90	12.33	0.00	0.55	353.98	12.33	0.00	0.55	353.98
90	91	12.97	0.00	0.65	354.63	12.97	0.00	0.65	354.63
91	92	12.97	0.00	0.65	355.28	12.97	0.00	0.65	355.28
92	93	9.68	0.00	0.49	355.76	9.68	0.00	0.49	355.76
93	94	8.00	0.00	0.45	356.21	8.00	0.00	0.45	356.21
94	95	9.60	0.00	0.53	356.74	9.60	0.00	0.53	356.74
95	96	7.22	0.00	0.48	357.23	7.22	0.00	0.48	357.23
96	97	8.33	0.00	0.56	357.78	8.33	0.00	0.56	357.78
97	98	10.26	5.12	0.77	358.47	10.26	5.12	0.77	358.47
98	99	18.62	9.29	1.26	359.60	18.62	9.29	1.26	359.60
99	100	12.47	6.22	1.03	360.53	12.47	6.22	1.03	360.53
100	101	8.31	4.15	0.69	361.15	8.31	4.15	0.69	361.15
101	102	10.26	5.12	0.77	361.83	10.26	5.12	0.77	361.83
102	103	9.85	4.91	0.92	362.66	9.85	4.91	0.92	362.66
103	104	6.57	3.28	0.61	363.21	6.57	3.28	0.61	363.21
104	105	6.57	3.28	0.61	363.76	6.57	3.28	0.61	363.76
105	106	9.85	4.91	0.92	364.59	9.85	4.91	0.92	364.59
106	107	7.54	3.76	0.80	365.31	7.54	3.76	0.80	365.31
107	108	7.54	3.76	0.80	366.03	7.54	3.76	0.80	366.03
108	109	4.72	2.36	0.59	366.57	4.72	2.36	0.59	366.57
109	110	7.43	3.71	0.80	367.29	7.43	3.71	0.80	367.29
110	111	2.51	1.25	0.38	367.63	2.51	1.25	0.38	367.63
111	112	2.51	1.25	0.38	367.97	2.51	1.25	0.38	367.97
112	113	6.66	3.32	1.07	368.93	6.66	3.32	1.07	368.93



Reporte									
Nodo Env.	Nodo Rec.	dPsc(W)	dQsc(VAr)	dUsc(V)	dUtsc(V)	dPcc(W)	dQcc(VAr)	dUcc(V)	dUtcc(V)
113	114	1.54	0.77	0.34	369.24	1.54	0.77	0.34	369.24
114	115	4.68	2.34	0.90	370.04	4.68	2.34	0.90	370.04
115	116	1.56	0.78	0.30	370.31	1.56	0.78	0.30	370.31
116	117	0.48	0.24	0.19	370.49	0.48	0.24	0.19	370.49
117	118	1.11	0.55	0.44	370.88	1.11	0.55	0.44	370.88
118	119	0.48	0.24	0.19	371.05	0.48	0.24	0.19	371.05
119	120	0.17	0.09	0.10	371.14	0.17	0.09	0.10	371.14
120	121	1.63	0.81	0.53	371.62	1.63	0.81	0.53	371.62
121	122	0.04	0.02	0.05	371.66	0.04	0.02	0.05	371.66
4	123	0.31	0.05	0.13	18.26	0.31	0.05	0.13	18.26
123	124	0.31	0.05	0.13	18.38	0.31	0.05	0.13	18.38
124	125	0.31	0.16	0.13	18.50	0.31	0.16	0.13	18.50
125	126	1.26	0.21	0.27	18.74	1.26	0.21	0.27	18.74
30	127	2.36	0.39	0.37	149.67	2.36	0.39	0.37	149.67
127	128	3.45	1.72	0.44	150.07	3.45	1.72	0.44	150.07
128	129	4.44	0.74	0.87	150.85	4.44	0.74	0.87	150.85
129	130	4.44	0.74	0.87	151.63	4.44	0.74	0.87	151.63
130	131	2.13	0.35	0.33	151.93	2.13	0.35	0.33	151.93
131	132	0.72	0.36	0.19	152.10	0.72	0.36	0.19	152.10
132	133	0.72	0.36	0.19	152.28	0.72	0.36	0.19	152.28
133	134	0.72	0.36	0.19	152.45	0.72	0.36	0.19	152.45
134	135	0.72	0.36	0.19	152.62	0.72	0.36	0.19	152.62
135	136	0.72	0.36	0.19	152.80	0.72	0.36	0.19	152.80
136	137	0.72	0.36	0.19	152.97	0.72	0.36	0.19	152.97
137	138	0.72	0.36	0.19	153.15	0.72	0.36	0.19	153.15
131	139	0.00	0.00	0.00	151.93	0.00	0.00	0.00	151.93
139	140	0.00	0.00	0.00	151.93	0.00	0.00	0.00	151.93
140	141	0.00	0.00	0.00	151.93	0.00	0.00	0.00	151.93
132	142	0.07	0.01	0.05	152.15	0.07	0.01	0.05	152.15
142	143	0.09	0.02	0.07	152.21	0.09	0.02	0.07	152.21
143	144	0.37	0.06	0.14	152.34	0.37	0.06	0.14	152.34
132	145	0.37	0.06	0.14	152.23	0.37	0.06	0.14	152.23
145	146	0.37	0.06	0.14	152.35	0.37	0.06	0.14	152.35
135	147	0.37	0.06	0.14	152.75	0.37	0.06	0.14	152.75
147	148	0.37	0.06	0.14	152.87	0.37	0.06	0.14	152.87
148	149	0.37	0.06	0.14	153.00	0.37	0.06	0.14	153.00
39	150	0.37	0.06	0.14	210.62	0.37	0.06	0.14	210.62
39	151	1.04	0.52	0.30	210.76	1.04	0.52	0.30	210.76
151	152	1.04	0.52	0.30	211.03	1.04	0.52	0.30	211.03



Reporte									
Nodo Env.	Nodo Rec.	dPsc(W)	dQsc(VAr)	dUsc(V)	dUtsc(V)	dPcc(W)	dQcc(VAr)	dUcc(V)	dUtcc(V)
152	153	4.16	2.07	0.60	211.56	4.16	2.07	0.60	211.56
45	154	6.41	0.00	0.69	250.31	6.41	0.00	0.69	250.31
154	155	0.37	0.00	0.17	250.47	0.37	0.00	0.17	250.47
155	156	1.50	0.00	0.33	250.81	1.50	0.00	0.33	250.81
156	157	0.00	0.00	0.00	250.81	0.00	0.00	0.00	250.81
157	158	0.00	0.00	0.00	250.81	0.00	0.00	0.00	250.81
154	159	6.83	0.00	0.71	251.02	6.83	0.00	0.71	251.02
47	160	6.83	0.00	0.71	259.93	6.83	0.00	0.71	259.93
50	161	0.11	0.00	0.05	273.41	0.11	0.00	0.05	273.41
161	162	0.31	0.00	0.08	273.50	0.31	0.00	0.08	273.50
162	163	0.05	0.00	0.03	273.53	0.05	0.00	0.03	273.53
163	164	0.00	0.00	0.00	273.53	0.00	0.00	0.00	273.53
164	165	0.00	0.00	0.00	273.53	0.00	0.00	0.00	273.53
165	166	0.00	0.00	0.00	273.53	0.00	0.00	0.00	273.53
166	167	0.00	0.00	0.00	273.53	0.00	0.00	0.00	273.53
61	168	0.38	0.00	0.09	322.16	0.38	0.00	0.09	322.16
168	169	0.42	0.00	0.10	322.26	0.42	0.00	0.10	322.26
169	170	0.06	0.00	0.04	322.29	0.06	0.00	0.04	322.29
170	171	0.20	0.00	0.07	322.36	0.20	0.00	0.07	322.36
169	172	0.68	0.00	0.13	322.39	0.68	0.00	0.13	322.39
71	173	1.50	0.00	0.33	336.26	1.50	0.00	0.33	336.26
173	174	0.50	0.00	0.11	336.37	0.50	0.00	0.11	336.37
174	175	1.80	0.00	0.20	336.57	1.80	0.00	0.20	336.57
72	176	1.44	0.00	0.17	337.74	1.44	0.00	0.17	337.74
176	177	1.30	0.00	0.15	337.89	1.30	0.00	0.15	337.89
177	178	1.08	0.00	0.25	338.14	1.08	0.00	0.25	338.14
178	179	0.00	0.00	0.00	338.14	0.00	0.00	0.00	338.14
177	180	2.43	0.00	0.38	338.26	2.43	0.00	0.38	338.26
180	181	4.47	0.00	0.51	338.77	4.47	0.00	0.51	338.77
181	182	0.04	0.00	0.05	338.82	0.04	0.00	0.05	338.82
182	183	0.04	0.00	0.05	338.87	0.04	0.00	0.05	338.87
183	184	0.17	0.00	0.10	338.97	0.17	0.00	0.10	338.97
180	185	0.17	0.00	0.10	338.36	0.17	0.00	0.10	338.36
181	186	0.27	0.00	0.13	338.90	0.27	0.00	0.13	338.90
186	187	0.27	0.00	0.13	339.02	0.27	0.00	0.13	339.02
187	188	1.08	0.00	0.25	339.27	1.08	0.00	0.25	339.27
74	189	1.03	0.00	0.16	340.50	1.03	0.00	0.16	340.50
189	190	0.92	0.00	0.14	340.64	0.92	0.00	0.14	340.64
190	191	1.03	0.00	0.16	340.80	1.03	0.00	0.16	340.80
192	193	0.22	0.00	0.07	341.00	0.22	0.00	0.07	341.00



Reporte									
Nodo Env.	Nodo Rec.	dPsc(W)	dQsc(VAr)	dUsc(V)	dUtsc(V)	dPcc(W)	dQcc(VAr)	dUcc(V)	dUtcc(V)
193	194	0.50	0.00	0.11	341.11	0.50	0.00	0.11	341.11
194	195	0.22	0.00	0.07	341.19	0.22	0.00	0.07	341.19
191	196	0.14	0.00	0.09	340.89	0.14	0.00	0.09	340.89
196	197	0.55	0.00	0.18	341.07	0.55	0.00	0.18	341.07
192	198	1.92	0.00	0.33	341.26	1.92	0.00	0.33	341.26
77	199	0.51	0.00	0.12	343.84	0.51	0.00	0.12	343.84
81	200	3.20	0.00	0.29	347.45	3.20	0.00	0.29	347.45
82	201	2.40	0.00	0.14	348.17	2.40	0.00	0.14	348.17
201	202	4.27	0.00	0.19	348.37	4.27	0.00	0.19	348.37
202	203	2.97	0.00	0.16	348.53	2.97	0.00	0.16	348.53
203	204	0.36	0.00	0.10	348.62	0.36	0.00	0.10	348.62
204	205	1.42	0.00	0.19	348.82	1.42	0.00	0.19	348.82
87	206	1.42	0.00	0.19	352.39	1.42	0.00	0.19	352.39
206	207	1.42	0.00	0.19	352.58	1.42	0.00	0.19	352.58
207	208	1.42	0.00	0.19	352.78	1.42	0.00	0.19	352.78
92	209	0.06	0.00	0.04	355.31	0.06	0.00	0.04	355.31
209	210	0.23	0.00	0.08	355.39	0.23	0.00	0.08	355.39
210	211	0.00	0.00	0.00	355.39	0.00	0.00	0.00	355.39
93	212	0.44	0.22	0.28	356.01	0.44	0.22	0.28	356.01
212	213	0.44	0.22	0.28	356.26	0.44	0.22	0.28	356.26
213	214	0.44	0.22	0.28	356.51	0.44	0.22	0.28	356.51
214	215	0.44	0.22	0.28	356.75	0.44	0.22	0.28	356.75
215	216	0.44	0.22	0.28	357.00	0.44	0.22	0.28	357.00
216	217	1.36	0.68	0.48	357.43	1.36	0.68	0.48	357.43
217	218	0.17	0.08	0.12	357.54	0.17	0.08	0.12	357.54
218	219	0.66	0.33	0.24	357.75	0.66	0.33	0.24	357.75
219	220	0.00	0.00	0.00	357.75	0.00	0.00	0.00	357.75
94	221	0.00	0.00	0.00	356.21	0.00	0.00	0.00	356.21
221	222	0.00	0.00	0.00	356.21	0.00	0.00	0.00	356.21
222	223	0.00	0.00	0.00	356.21	0.00	0.00	0.00	356.21
223	224	0.00	0.00	0.00	356.21	0.00	0.00	0.00	356.21
106	225	0.00	0.00	0.00	364.59	0.00	0.00	0.00	364.59
108	226	0.00	0.00	0.00	366.03	0.00	0.00	0.00	366.03
108	227	0.02	0.01	0.03	366.06	0.02	0.01	0.03	366.06
227	228	0.02	0.01	0.03	366.09	0.02	0.01	0.03	366.09
228	229	0.02	0.01	0.03	366.12	0.02	0.01	0.03	366.12
229	230	0.07	0.04	0.06	366.18	0.07	0.04	0.06	366.18
112	231	0.07	0.04	0.06	368.02	0.07	0.04	0.06	368.02
113	232	0.96	0.48	0.17	369.08	0.96	0.48	0.17	369.08
232	233	0.87	0.43	0.15	369.22	0.87	0.43	0.15	369.22
233	234	1.72	0.86	0.19	369.38	1.72	0.86	0.19	369.38



Reporte									
Nodo Env.	Nodo Rec.	dPsc(W)	dQsc(VAr)	dUsc(V)	dUtsc(V)	dPcc(W)	dQcc(VAr)	dUcc(V)	dUtcc(V)
234	235	0.55	0.28	0.12	369.49	0.55	0.28	0.12	369.49
119	236	0.55	0.28	0.12	371.16	0.55	0.28	0.12	371.16
119	237	0.02	0.00	0.02	371.07	0.02	0.00	0.02	371.07
237	238	0.02	0.00	0.02	371.09	0.02	0.00	0.02	371.09
238	239	0.13	0.00	0.10	371.19	0.13	0.00	0.10	371.19
239	240	0.00	0.00	0.01	371.20	0.00	0.00	0.01	371.20
240	241	0.00	0.00	0.01	371.21	0.00	0.00	0.01	371.21
241	242	0.00	0.00	0.01	371.22	0.00	0.00	0.01	371.22
242	243	0.01	0.00	0.02	371.24	0.01	0.00	0.02	371.24
59	244	1.64	0.82	0.31	314.24	1.64	0.82	0.31	314.24
244	245	2.31	1.15	0.36	314.57	2.31	1.15	0.36	314.57
245	246	1.48	0.74	0.28	314.82	1.48	0.74	0.28	314.82
246	247	0.58	0.29	0.17	314.97	0.58	0.29	0.17	314.97
247	248	1.92	0.96	0.57	315.48	1.92	0.96	0.57	315.48
248	249	0.51	0.26	0.15	315.62	0.51	0.26	0.15	315.62
249	250	1.64	0.82	0.31	315.90	1.64	0.82	0.31	315.90
250	251	0.10	0.05	0.08	315.96	0.10	0.05	0.08	315.96
251	252	0.31	0.15	0.23	316.17	0.31	0.15	0.23	316.17
252	253	1.23	0.61	0.46	316.58	1.23	0.61	0.46	316.58
253	254	0.00	0.00	0.00	316.58	0.00	0.00	0.00	316.58

Leyenda

'dPs:Pérdidas de Potencia Activa en el tramo sin capacitores.'

'dQs:Pérdidas de Potencia Reactiva en el tramo sin capacitores.'

'dUs:Caída de Voltaje en el tramo sin capacitores.'

'dUs*:Caída de Voltaje desde el nodo de recibo hasta la Subestación sin capacitores'

'dP:Pérdidas de Potencia Activa en el tramo con capacitores.'

'dQ:Pérdidas de Potencia Reactiva en el tramo con capacitores.'

'dU:Caída de Voltaje en el tramo con capacitores.'

'dU*:Caída de Voltaje desde el nodo de recibo hasta la Subestación con capacitores.'