



Ministerio de Educación Superior
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALURGICO
Dr. Antonio Núñez Jiménez
Facultad Metalurgia y Electromecánica
Moa – Holguín
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE DIPLOMA

EN OPCIÓN AL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO.

Título: Estudio de métodos y modelos para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de distribución secundarias.

Autor: Lázaro Gustavo Almarales Almarales

Tutores: Dra C. Iliana González Palau.

MSc. Igor .R. Pérez Maliuk.

Año 54 de la Revolución

Declaración de Autoridad:

Yo:

Diplomante: Lázaro Gustavo Almarales Almarales

Tutores: MSc. Igor Pérez Maliuk

Dra. C. Iliana González Palau

Autor del Trabajo de Diploma:

Estudio de métodos y modelos para el cálculo de pérdidas en redes de distribución secundarias.

Certificamos su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMM) Dr. Antonio Núñez Jiménez, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime necesaria.

Lázaro G. Almarales Almarales.

(Diplomante)

Dra. C. Iliana González Palau.

(Tutora)

MSc. Igor .R. Pérez Maliuk.

(Tutor)

Dedicatoria:

A todas las personas que me brindaron su apoyo, en especial a mis tutores por su gran dedicación y a mis padres por su infinita comprensión.

“Investigar es ver lo que todo el mundo ha visto, y pensar lo que lo que nadie más ha pensado.”

Albert Szent Gyorgi.

“La formulación de un problema es más importante que su solución.”

Albert Einstein.

Agradecimientos:

En Estas líneas deseo dejar constancias de mi gratitud, a mis tutores el MSc. Igor R. Pérez Maliuk y a la Dra. Iliana González Palau. En especial a mis padres Gustavo Almarales Feria y Marvila Almarales Rivas, a mi otro padre Alexander Aguilera Hernández, a mi hermana Claudia B. Aguilera Almarales, por su apoyo y ánimo en los momentos difíciles.

A mis abuelos, por preocuparse siempre por mis estudios.

A mis tíos Ayan Evangelista Gonzales y Marlenis Almarales Rivas por tratarme como su hijo durante el transcurso de mis estudios.

A mi prima Nuvia y a su familia por dedicar parte de su tiempo al perfeccionamiento de este trabajo.

He de expresar mi más profundo agradecimiento a mi familia por el interés que ha demostrado en el transcurso de mi carrera, a los buenos amigos que me brindaron su apoyo incondicional, de forma general a aquellos que han hecho posible la realización de este trabajo.

A todos muchas gracias.

Resumen:

En el trabajo se hace un análisis de varios métodos, modelos matemáticos y metodologías, con diferente nivel de exigencias en cuanto a la cantidad de datos que se utilizan para el cálculo de pérdidas de potencia y energía en redes de distribución secundarias. Se comparan los resultados con los métodos clásicos detallados a nivel de circuitos y para un conjunto de 192 circuitos de prueba y 8014 circuitos reales de la distribución secundaria de la provincia de Holguín.

Se realiza un análisis de las diversas formas en que se puede resolver el compromiso entre la fiabilidad y la credibilidad de los resultados del cálculo de pérdidas en redes secundarias y las exigencias de tiempo y recursos para la obtención y procesamiento de los datos necesarios para la ejecución de los cálculos.

Se demuestra que en el escenario actual, donde la cantidad de datos con que cuenta la provincia sobre sus circuitos secundarios impide la utilización de herramientas basadas en cálculos clásicos detallados, una alternativa posible para evaluación de las pérdidas es sin duda la aplicación de metodologías simplificadas.

Summary:

In the work it is made an analysis of several methods, mathematical models and methodologies, with different level of demands as for the quantity of data that they are used for the calculation of losses of power and energy in secondary distribution nets. The results are compared with the detailed classic methods at level of circuits and for a group of 192 test circuits and 8014 real circuits of the secondary distribution of the province of Holguín.

They is carried out an analysis in the diverse ways in that it can be solved the commitment between the reliability and the credibility of the results of the calculation of losses in secondary nets and the demands of time and resources for the obtaining and prosecution of the necessary data for the execution of the calculations.

It is demonstrated that in the current scenario, where the quantity of data with which it counts the province on their secondary circuits it impedes the use of tools based on detailed classic calculations, a possible alternative for evaluation of the losses is without a doubt the application of simplified methodologies.

Índice

Resumen:	
Introducción General:	1
Capítulo 1. Marco Teórico Investigativo	4
1.1 Introducción	4
1.2 Análisis Bibliográfico	4
1.3 Fundamentación teórica para el cálculo de las pérdidas	9
Capítulo 2. Descripción de los métodos y modelos para el cálculo de las pérdidas en las redes de distribución secundarias	13
2.1 Introducción	13
2.2 Método detallado convencional (Manual):	13
2.3 Programa computacional Esec:	14
2.4 Programa computacional Rapcal:	16
2.5 Método de Ardvinson:	17
2.6 Metodología UNE:	22
2.7 Método simplificado de carga concentrada (MSCC):	23
2.7.1 Pérdidas eléctricas de una línea de distribución con una carga uniforme distribuida	26
2.7.2 Factor de distribución de pérdidas	27
2.8 Método simplificado USP (MSUSP):	30
2.9 Cálculo de pérdida de Energía	31
2.8.1 Determinación de la potencia máxima	32
2.8.2 Tiempo equivalente de pérdidas	35
2.8.3 Determinación de la potencia de cálculo promedio por cliente:	36
Capítulo 3. Comparación de resultados de cálculo de pérdidas por los diferentes métodos empleados	39
3.1 Introducción:	39
3.2 Generalidades del segmento:	39
3.3 Representación del segmento	42
3.4 Tipologías bases de circuitos modelados	43
3.5 Comparación de los resultados de los métodos identificados con los resultados del cálculo detallado	47
3.6 Cálculo de las pérdidas de las redes secundarias de la provincia	50
3.7 Evaluación crítica de los métodos	52
Conclusiones	57

Recomendaciones.....	58
Bibliografía:.....	59
Anexo 1.....	61

Introducción General:

En el año 2005, el gobierno aprobó la implementación de la Revolución Energética en Cuba. Uno de sus objetivos, era la reducción de las pérdidas de energía eléctrica como fuente de financiamiento de las mejoras en las redes e instalaciones del sistema electroenergético.

Actualmente, a pesar de los esfuerzos realizados en función de cumplir tal objetivo, no se han podido lograr por parte de la UNE, los valores de 10% de pérdidas aceptados por la Unión Eléctrica, estando las pérdidas a nivel nacional, por encima del 17% y especialmente en la distribución, por encima del 14%.

La provincia de Holguín exhibe en estos momentos, el mejor comportamiento de pérdidas técnicas anuales (9.02%) entre las empresas eléctricas nacionales y un 10.98% de pérdidas totales al cierre de marzo de 2012, con una tendencia sostenida a la disminución de las mismas. Esto ha sido posible a partir de un arduo trabajo, primero en la identificación de las pérdidas de los diferentes segmentos y redes, y la ejecución de acciones para evaluar su impacto.

Para la evaluación de las pérdidas técnicas se han utilizado diversos modelos matemáticos, soportados en programas computacionales [Esec, Rapcal, Ardivinson, MSUSP, MSCC y UNE]. De esta forma para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de subtransmisión se usó fundamentalmente el programa PSX. En la provincia se está utilizando el programa Radial, con el objetivo de incrementar la precisión de los resultados para el cálculo de pérdidas técnicas y de pérdidas comerciales. Este programa se utiliza en la distribución primaria y es actualmente el único existente y está aprobado por la UNE para el cálculo de las pérdidas.

La situación más compleja y de mayor incertidumbre en la Empresa Eléctrica Holguín, se presenta en el cálculo de las pérdidas en las redes secundarias, ocupando el 5^{to} lugar por su incidencia en las pérdidas después de los transformadores de distribución, las subestaciones, las redes de subtransmisión y las de distribución.

Para el cálculo de las pérdidas secundarias, está aprobado el programa Esec, este programa es de poco uso, debido a la complejidad y lentitud en la conformación de los

ficheros y la cantidad de datos que solicita para permitir las corridas de flujo de potencias. Por esta razón se han venido analizando otros métodos de cálculo como el programa DISEC 7, el programa Rapcal, tablas de diferentes procedencias soportadas en Excel, y otros métodos con diversos grados de simplificaciones.

Todos estos factores inciden en que los resultados obtenidos hasta la fecha para el segmento de las redes secundarias sean poco confiables, para las personas encargadas de consolidar la información a todos los niveles (municipal, provincial y nacional).

La determinación correcta de las pérdidas secundarias, es necesaria no sólo para la evaluación acertada de las pérdidas técnicas y comerciales de cada territorio sino también para definir la cantidad de tiempo y recurso que ameritan los trabajos de reducción de pérdidas técnicas en función de la influencia en las pérdidas totales del sistema.

Por esta razón, este trabajo se desarrolla con la finalidad de establecer una comparación entre los diferentes modelos utilizados en la Empresa Eléctrica Holguín, en vistas a la unificación de los criterios, la evaluación de la credibilidad de los resultados y sobre todo para definir la necesidad de dedicar o no más tiempo y recursos a la obtención de datos necesarios para lograr el objetivo propuesto.

Situación Problemática.

La provincia de Holguín exhibe actualmente el mejor comportamiento de pérdidas técnicas anuales con respecto a la media a nivel nacional, en ello incide, entre otros factores, la identificación de las pérdidas de los diferentes segmentos y redes, a partir de la utilización de los modelos de cálculo y programas utilizados en la UNE; sin embargo, se observa una discrepancia en los resultados obtenidos, para evaluaciones realizadas en un mismo circuito con condiciones y características similares. Situación que se agudiza al incrementarse el número de circuitos a calcular, que en la provincia supera los 8012 circuitos secundarios.

Problema.

Incompatibilidad de los resultados que se obtienen con la aplicación de diferentes métodos aprobados por la UNE para el cálculo de pérdidas técnicas en las redes secundarias.

Objetivo.

Definir la metodología de cálculo de las pérdidas técnicas en las redes secundarias, que garantice la validación de los resultados para su aplicación a nivel provincial.

Objeto de estudio.

Redes de distribución secundarias de la Empresa Eléctrica Holguín.

Campo de acción.

Pérdidas técnicas de potencia y energía en el segmento de redes secundarias del Sistema Electroenergético de la Provincia de Holguín.

Tareas a desarrollar para dar cumplimiento al objetivo propuesto.

- Modelación de los circuitos secundarios para las cuatro tipologías propuestas para la investigación.
- Evaluación de los resultados del cálculo de las pérdidas técnicas para cada tipología propuesta con la utilización de diferentes modelos y herramientas de cálculo propuesto por la UNE.
- Comparación de los resultados y adopción del modelo propuesto para la evaluación de las pérdidas técnicas a nivel provincial.

Hipótesis.

Es posible la validación de los resultados en el cálculo de pérdidas técnicas en las redes de distribución secundarias, si se utilizan modelos simplificados, para lograr mayor precisión en la metodología utilizada actualmente por la UNE.

Capítulo 1. Marco Teórico Investigativo

1.1 Introducción

En el presente capítulo se realiza un análisis de los diferentes aspectos relacionados con las pérdidas técnicas en los circuitos secundarios y los diferentes enfoques para su cálculo, para disponer de los elementos básicos y de las tendencias actuales que resultan esenciales para el desarrollo del trabajo.

Además, se establece el Marco Teórico-Metodológico de la investigación, a partir del estado del arte del tema, basado en el análisis de los trabajos precedentes, la metodología seguida para su ejecución, y la base teórica que sustenta la investigación con la caracterización integral del estado actual del objeto de estudio. El cálculo de los parámetros de explotación de las redes eléctricas se realiza desde la etapa de planificación, proyección y la explotación de las redes de todos los niveles de voltaje, con el objetivo de garantizar la calidad de la energía, reflejada en el nivel de voltaje de los equipos de los usuarios que garantice el cumplimiento de las normas y la economía del servicio, medida a través de las pérdidas de potencia y energía que ocurren en cada uno de los segmentos de redes.

1.2 Análisis Bibliográfico.

Según Short [2006], plantea que las pérdidas de energía del transformador constituyen un importante criterio para la compra de estos y una porción apreciable de las pérdidas totales del sistema de suministro. Las pérdidas sin carga para los transformadores modernos con núcleo de acero al silicio promedian aproximadamente 0,2% de la potencia del transformador (un transformador típico de 50 kVA tiene pérdidas sin carga de 100 W), y los diseños varían desde 0,15 a 0,4% en dependencia de las necesidades del sistema de alimentación.

Las pérdidas sin carga también se llaman pérdidas del hierro o pérdidas del núcleo porque principalmente son una función de los materiales del núcleo. Los dos componentes fundamentales de las pérdidas sin carga son las corrientes parásitas y la histéresis. La histéresis describe la memoria de un material magnético.

Los metales amorfos del núcleo reducen las pérdidas de núcleo significativamente a valores tan bajos como un cuarto de las pérdidas de núcleo de acero al silicio; en el orden de 0,005 a 0,01% de la potencia del transformador. Los núcleos amorfos no tienen una estructura cristalina como los núcleos de acero al silicio; sus átomos de hierro son distribuidos de manera aleatoria. Los materiales amorfos son fabricados mediante un enfriamiento muy rápido de una aleación fundida, para que los cristales no tengan oportunidad de formarse. Tales materiales del núcleo tienen bajas pérdidas por histéresis.

Los transformadores de núcleo amorfo son más grandes para los mismos kVA de potencia y tienen los costos iniciales mayores. Los intentos para reducir las pérdidas con carga tienden a aumentar las pérdidas sin carga y viceversa. Por ejemplo, una mayor área de la sección transversal del núcleo disminuye las pérdidas sin carga (la densidad del flujo en el núcleo es menor); sin embargo, esto requiere mayores pérdidas de carga R^2 en los conductores del enrollado.

Este estudio es necesario para trazar las políticas de desarrollo futuro de las redes de distribución secundarias y sobre todo de los transformadores de distribución, con el objetivo de reducir al mínimo las pérdidas de distribución, pero no profundiza en el cálculo de las pérdidas en las redes secundarias propiamente dichas.

Según MR Consultores [2008], plantean un estudio cuya finalidad es el conocimiento de los niveles de las pérdidas técnicas de energía, en los transformadores de distribución de 11 de las principales empresas de distribución de energía de la República Argentina. Teniendo en cuenta la antigüedad de los transformadores, se han considerado los siguientes hitos: las normas IRAM (Instituto Argentino de Normalización) se revisaron con profundidad en los años 1977 y 2005, modificando las directivas de diseño con relación a las pérdidas en el cobre.

Un banco de transformadores o un transformador trifásico antiguo, tiene más pérdidas que uno nuevo, debido a las características constructivas: en el cobre se observan aumentos de hasta 10% y en el hierro se observa el mismo aumento,

fundamentalmente por el cambio de tecnología referido al grano orientado en las chapas de hierro al silicio para fabricación de los transformadores.

Se ha previsto que el ahorro que se podría lograr reemplazando los transformadores existentes por transformadores eficientes será de un promedio de 1% del valor de las pérdidas. Aunque toca el tema de las pérdidas en general se concentra en las pérdidas de transformadores sin profundizar en las pérdidas secundarias.

Targosz et. al. [2005], consideran que es posible lograr una apreciable reducción de las pérdidas eléctricas con la utilización de los transformadores de alta eficiencia; pero dicho estudio no hace referencia a la posibilidad de lograr la reducción de las pérdidas en los transformadores de distribución ni profundiza en las pérdidas en las redes.

Por su parte Iglesias y Tanides [2006], consideran que el incremento de la eficiencia energética de un transformador está asociado comúnmente a la reducción de pérdidas. Y desde un punto de vista más amplio no sólo deben reducirse las pérdidas, sino optimizarlas para las características de la demanda a abastecer. Logrando así el diseño técnico y conocimiento más conveniente, que permita mejorar tanto la eficiencia del transformador como la de la red de distribución en su conjunto. Por tanto, las pérdidas pueden ser reducidas mediante: a) las técnicas de fabricación y las tecnologías y materiales empleados; b) la optimización del diseño y c) buenas prácticas vinculadas a la operación y mantenimiento. Este trabajo, aunque en alguna medida aporta información valiosa para el desarrollo del estudio que se propone, no aborda las cuestiones relacionadas el objeto de estudio de esta investigación.

Según Viego et. al. [2007], plantean los siguientes criterios a considerar para la selección de transformadores; de manera que sean mínimas las pérdidas de energía eléctrica.

- La máxima eficiencia de un transformador totalmente cargado se logra sólo cuando las pérdidas a plena carga son iguales a las pérdidas en vacío. Es decir, en función de su diseño y el estado de carga.
- Para seleccionar un transformador que opere eficientemente es necesario estimar o

conocer el comportamiento promedio de la carga en la instalación dada. Un transformador ligeramente cargado debe seleccionarse con una relación de pérdidas elevada.

Koprochev [2009], en un estudio sobre los beneficios de la utilización y operación de transformadores en paralelo de los sistemas de Media Tensión / Baja Tensión en los circuitos de distribución eléctrica, plantea que entre los beneficios se encuentra la reducción de las pérdidas eléctricas de los transformadores, debido a la posibilidad de desconexión de los transformadores subcargados. En estas acciones es necesario la revisión de las transformaciones de las redes secundarias para que el incremento de las pérdidas secundarias no supere lo logrado por la desconexión de los transformadores, de lo contrario el efecto total de la acción sería negativo en cuanto a pérdidas.

En Feodorov [1982], se presenta una metodología para el cálculo de pérdidas de potencia y energía destinadas fundamentalmente a redes de distribución secundaria de empresas industriales, que aunque puede aplicarse a redes de distribución generales presenta peculiaridades que dificulta su aplicación.

En de la Fe [2004], se explica detalladamente la metodología para estudios de flujo de potencia según Ardvinson, esta metodología ha sido muy usada para el cálculo de pérdidas en redes de diversos niveles de voltaje. Tiene como ventaja que al asumir una serie de simplificaciones conlleva al ahorro de tiempo y a la disminución de la laboriosidad del trabajo de cálculo de las pérdidas y caídas de tensión de las redes de distribución, a la vez que garantiza la fiabilidad de los resultados. Esta metodología será abordada detalladamente en el presente trabajo.

En Pérez [2000], se aborda el cálculo de pérdidas en todos los segmentos de un sistema de distribución. Resulta interesante en este trabajo, que se intenta evaluar las pérdidas de distribución en un sistema eléctrico completo, utilizando métodos estadísticos y simplificados, en función de las características de cada segmento para garantizar una evaluación desde el punto de vista de una Comisión Reguladora. En el trabajo se presenta una evaluación del nivel que alcanzan las pérdidas en cada uno de

los sectores de las redes de distribución, especificando que en las redes secundarias estas pueden alcanzar entre el 9 y el 20 % del total de pérdidas del sistema.

En este trabajo, realizado en la Universidad de Sao Paulo (USP), se desarrolla una metodología para el cálculo de las pérdidas de energía, específicamente para las redes de distribución secundaria, a partir de datos generales del segmento evitando particularizar en las características de cada uno de los circuitos secundarios que por el volumen de datos requeridos para el cálculo detallado, sería improcedente para la fiscalización por un órgano regulador. Esta metodología será abordada en el presente trabajo y aplicada al cálculo de nuestras redes.

En Ramírez [2001], se desarrollan tanto los métodos clásicos de cálculo de pérdidas de potencia y energía como una metodología simplificada para la evaluación de estas en redes de distribución primarias y secundarias. Este autor también aborda criterios de evaluación de pérdidas de energía, específicamente en el segmento de redes secundarias, sobre esto plantea que es el nivel de voltaje donde mayores son las pérdidas técnicas de energía colocando en 1.5% los niveles de pérdidas en estas redes como deseables y señalando como tolerables niveles de pérdidas de hasta un 3%, lo que sitúa este segmento en el 18% del total de las pérdidas del sistema de distribución.

Tanto la metodología clásica presentada en esta bibliografía para el cálculo de pérdidas de potencia y energía como el método simplificado de carga concentrada serán abordados en este trabajo y probadas en el cálculo de nuestras redes.

Otros textos como Kozlov [1986] y Voronicov [1968], abordan los métodos de cálculos convencionales de las redes de distribución de diferentes niveles de tensión, tanto para pérdidas de potencia como de energía, que constituyen la base de las metodologías simplificadas y de programas computacionales para el cálculo de parámetros de explotación de redes eléctricas. Las mismas serán abordadas en el presente trabajo y utilizadas para la validación de los resultados obtenidos tanto de los programas utilizados como para las diferentes metodologías de cálculo empleadas.

En Pérez y Reyes [2008], se realiza un análisis de la cargabilidad de los transformadores en la ciudad de Holguín y se establecen los criterios para la selección de la potencia máxima promedio por clientes para definir la carga máxima a que están sometidos los transformadores de distribución. Este trabajo es de suma importancia ya que la potencia máxima del banco de transformadores define la carga de los circuitos secundarios y a su vez las pérdidas que ocurren en las mismas. Aporta elementos para el cálculo de las pérdidas de energía, a través del análisis de las curvas de cargas reales de una gran cantidad de transformadores de distribución.

Metodología UNE: la Unión nacional eléctrica estableció una metodología para el cálculo de las pérdidas de energía en las redes de distribución con el objetivo de establecer criterios uniformes para todas las empresas eléctricas del país. Esta metodología, en particular los modelos y métodos de cálculo de las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución secundarias serán ampliamente abordados y aplicados en el presente trabajo.

La sistematización de las fuentes bibliográficas posibilitó la apropiación de un aparato teórico conceptual necesario para el proceso investigativo, además de constatar que los estudios realizados se limitan a la perdidas en los transformadores, mientras no se profundiza en las pérdidas de distribución secundarias, cuestión de vital importancia para contribuir a la eficiencia energética que demanda el país en las circunstancias actuales.

1.3 Fundamentación teórica para el cálculo de las pérdidas

Para evaluar las pérdidas de energía de un sistema en su conjunto o de un segmento de este se parte del cálculo de las pérdidas de potencia. Estas pérdidas de potencia se calculan en el horario de máxima demanda (Pérdidas Máximas).

El cálculo de pérdidas de una red de distribución utilizando métodos convencionales es extremadamente laborioso, incluso para redes relativamente cortas y se complican considerablemente en la medida que se complejiza la red estudiada, además de requerir un gran número de datos para su aplicación (datos que en la práctica no siempre son factibles de obtener ni se garantizan con la precisión requerida).

El compromiso entre la cantidad de datos que necesita un modelo para realizar el cálculo de las pérdidas, la precisión de los mismos, el tiempo de cálculo y procesamiento de datos necesarios para la realización de las corridas de flujo de un circuito complejos ha sido siempre un tema de actualidad. Por esta razón, con anterioridad a la aparición de la computación, fueron desarrollados métodos simplificados tendientes a la solución de este problema. La tendencia es minimizar el tiempo de procesamiento de los datos y de la propia ejecución de los estudios sin afectar significativamente la fiabilidad y precisión de los resultados.

De esta forma se logró una amplia aplicación el método de Ardvinson para el cálculo de las pérdidas de tensión y de potencia en redes tanto primarias como secundarias. Con la introducción de la computación fueron apareciendo programas de cálculo de flujo de potencia en redes de distribución que si bien resuelven el problema de la laboriosidad de los cálculos, no garantizan de la misma forma la obtención de los datos y su procesamiento.

En Cuba, se crearon programas computacionales como el PSX utilizado actualmente en el cálculo de sistemas de transmisión y subtransmisión. Los programas Radial en su primera versión montada en ambiente MS DOS, el Zonal 2 y la última versión del Radial en ambiente Windows, ampliamente utilizada en el cálculo de redes de distribución primaria y cada vez más usado en la subtransmisión.

Para el cálculo de redes secundarias en los años 90 se introdujo el programa de cálculo Disec en sus versiones 3, 5 y 7 que si bien aprovechaba las ventajas de la computación en la ejecución de las corridas de flujo mantenía como algoritmo el método de Ardvinson, con las consideraciones y simplificaciones inherentes al método. En algunos lugares los técnicos fueron creando sus propias herramientas de cálculo, tablas en Excel para la aplicación más rápida del método de Ardvinson que son actualmente usadas por el departamento de proyecto de la Empresa Eléctrica Holguín y por gran parte de los ingenieros de distribución de las unidades municipales.

El programa Rapcal en su versión 1.2, desarrollada por técnicos de le UEB Moa en el año 96 y que todavía se utiliza por sus creadores. El programa Esec desarrollado por la UCLV y que fue asumido por la UNE como herramienta básica para el cálculo de

pérdidas en redes secundarias. Otros modelos matemáticos computacionales como el General, su nueva versión WinGeneral, el Electro los cuales han encontrado mayor o menor implementación en las diferentes empresas eléctricas del país, sin llegar ninguno a ser completamente aceptado ni introducido definitivamente como herramienta de cálculo unificada para todas las empresas de la UNE.

Entre las causas de esta situación se encuentran: la gran cantidad de errores que ocurren en el proceso de utilización de algunas de estas herramientas que han generado la reacción de los técnicos a su implementación; la gran cantidad de datos que exigen para poder ejecutarse que en ocasiones sobrepasan las capacidades de las empresas para su adquisición de forma fiable y sobre todo la capacidad de los técnicos para el procesamiento de forma manual de un volumen considerable de datos.

En los últimos años se ha realizado un esfuerzo por desarrollar métodos automatizados de gerenciamiento de los sistemas de distribución a partir la utilización de los programas computacionales, con el objetivo de alivianar el peso del procesamiento de la información.

Estos sistemas se encuentran en fase inicial de desarrollo y si bien resuelven el tema de la ejecución de los estudios y el procesamiento de los datos, no garantizan la adquisición automatizada de estos, pues continúa realizándose de forma manual, esporádica, con equipamiento no siempre acorde a las necesidades del modelo implementado y con una gran participación de personal técnico en la adquisición de los mismos. Cuestión que conlleva al incremento de los errores humanos en el procesamiento de grandes volúmenes de información, debido a la utilización de herramientas computacionales no validadas, lo que influye en que se obtengan resultados sobre la base de datos incompletos y no confiables, además de implementar metodologías de cálculo que necesitan un gran número de información que en ocasiones no se poseen.

Las redes secundarias a nivel de país y en específico en la empresa eléctrica de Holguín, presentan la peor situación entre todos los segmentos de sistema de distribución y en su estudio se utilizan a criterio de los técnicos, varias de las

herramientas mencionadas con anterioridad sin que se logre hasta ahora la credibilidad necesaria de los resultados obtenidos.

Por esta razón, en el presente trabajo se analizan las herramientas más usadas por el personal técnico de la empresa, se comparan con los métodos convencionales detallados, así como con métodos generales simplificados, usados o no por la UNE, con el objetivo de evaluar tanto la fiabilidad de los resultados obtenidos por estos métodos como la factibilidad práctica de su aplicación.

Entre las herramientas más usadas para el cálculo de parámetros de explotación de redes secundarias se encuentran:

- Programa computacional Esec.
- Tablas de métodos de Ardivinson.
- Programa computacional Rapcal.

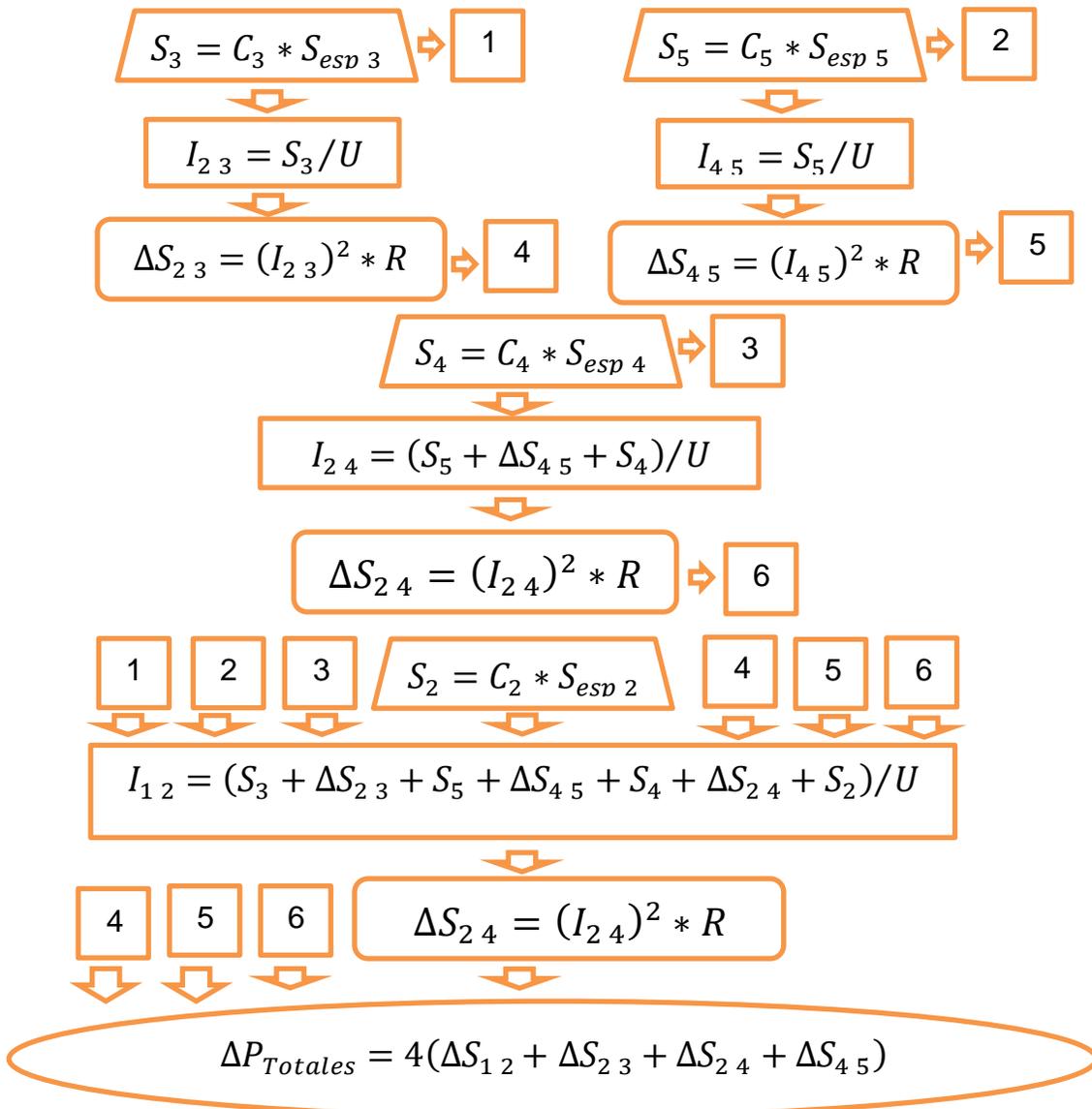
Los resultados obtenidos con la utilización de estos programas serán comparados con los de la aplicación de métodos detallados convencionales así como con métodos simplificados generales. Se analizará también metodología implementada por la UNE.

Capítulo 2. Descripción de los métodos y modelos para el cálculo de las pérdidas en las redes de distribución secundarias.

2.1 Introducción

En este capítulo se describen los métodos y modelos utilizados para el cálculo de las pérdidas en las redes secundarias, comenzando por la metodología clásica manual, posteriormente se procede a la presentación y descripción de otros modelos: Esec, Rapcal, y Ardivinson, la metodología UNE, los métodos simplificados (MSCC) y MSUSP y otros cálculos necesarios para la estimación de las pérdidas de energía: determinación de la potencia máxima; tiempo equivalente de pérdidas y potencias máximas promedio por cliente Pmpc, Smpc.

2.2 Método detallado convencional (Manual):



2.3 Programa computacional Esec:

El Esec es un programa de computación creado para ayudar a los ingenieros de distribución a estimar las caídas de tensión y pérdidas en circuitos de baja tensión. El usuario puede realizar un estudio de la situación actual del circuito, incluyendo la evaluación de posibles cambios en la red y el cálculo automatizado de las mejoras más provechosas al sistema. Una de las características más apreciables del ESEC es su entorno de trabajo, que brinda la posibilidad de confeccionar un circuito rápidamente.

Utiliza la metodología clásica de cálculo de redes tanto monofásicas como trifásicas. Realiza el cálculo de las pérdidas de potencia y posteriormente las de las caídas de tensión en una iteración única.

La ventana principal del ESEC contiene el menú, la barra de herramientas, la barra de estado, el editor del circuito, el área del monolineal y el visor de datos y estimados. En su estado inicial, sólo es visible el editor del circuito; el visor de tramos y estimados permanece inicialmente invisible. Tanto el editor como el visor pueden ser reajustados en tamaño a gusto y según el tamaño del monolineal para aprovechar al máximo el área de esta ventana.

Para el montaje de los circuitos el programa hace solicitud de una gran cantidad de datos lo cual retrasa la confección de los circuitos. A grosso modo, se puede decir que el ESEC necesita datos de dos grupos diferentes. El primer grupo lo forman todos los datos físicos del circuito, tales como la longitud de tramos y acometidas, los calibres de los conductores y sus separaciones, posición y capacidades del banco, etc. El segundo grupo abarca los datos que definen el consumo del circuito.

El usuario puede escoger entre los datos de lectura del banco (variante más fácil) y los datos de lectura de los metros contadores. No se puede prescindir de las dos opciones. Al menos una es necesaria para que el ESEC haga su trabajo. El programa brinda la posibilidad de guardar los circuitos confeccionados y deja abierta la posibilidad de efectuarles modificaciones.

La barra de herramientas contiene botones con accesos directos a las funciones más comunes del programa, así como cuadros de selección, según se muestra a continuación:

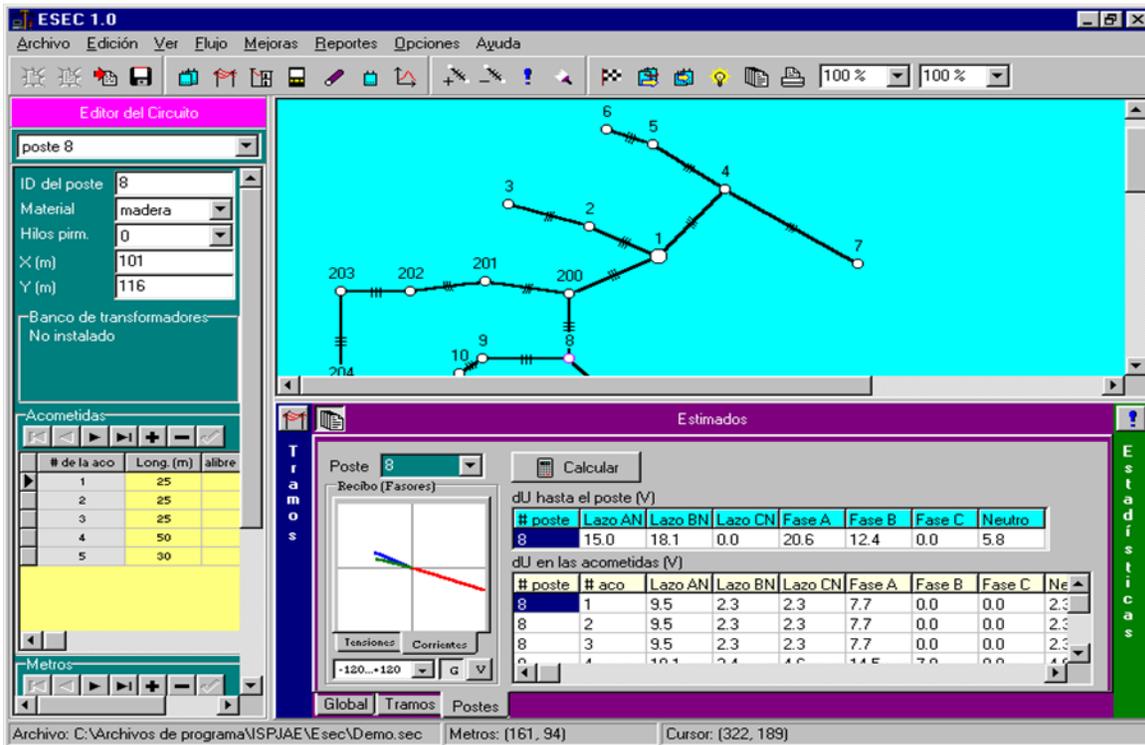


Figura 2.2 Aspecto de la ventana principal del Esec, mostrando el editor del circuito y el visor de datos y estimados

2.4 Programa computacional Rapcal:

El Programa Rapcal es una herramienta creada en el año 1995 por técnicos de la empresa eléctrica de Moa para realizar los cálculos de las pérdidas y caídas de tensión en redes secundarias. Utiliza la metodología clásica de cálculo de redes tanto monofásicas como trifásicas. Realiza el cálculo de las pérdidas de potencia y posteriormente las de las caídas de tensión en una iteración única.

Para el cálculo de las pérdidas de energía asume una curva de carga implícita en el programa que tiene un $T = 5128$ y un $\tau = 3553$.

Da la posibilidad de insertar la curva de carga del circuito estudiado si esta es conocida, utilizando en este caso los valores de T y τ de la curva declarada en lugar de la que tiene implícita el programa.

El Rapcal está concebido en ambiente MS DOS, con una interface con el usuario poco amigable, pero suficiente para garantizar rapidez en los cálculos con los errores de precisión que aporta el cálculo en una iteración única, sobre todo para circuitos largos y

cargados en cuyo caso los resultados obtenidos pueden estar ligeramente por debajo de los reales, aunque esta precisión es suficiente para la toma de decisiones sobre el circuito en cuestión. Hace además un análisis del balanceo actual de la red y el transformador, calcula la carga del transformador en condiciones de desbalance y propone una solución del balanceo óptimo del circuito, calculando el ahorro de energía que se obtiene con la aplicación de este.

El programa está inacabado y tiene una gran deficiencia: no guarda los ficheros de datos ni los resultados, por lo que una vez introducidos los datos del circuito es necesario copiarlos de la pantalla los resultados, si por alguna razón es fuera preciso volver a calcular el circuito los datos deben ser introducidos nuevamente.

Esta desventaja se compensa parcialmente con la cantidad mínima de datos que exige para el cálculo y la sencillez en su introducción, ello posibilita introducir los datos y realizar el cálculo de un circuito en un tiempo muy corto. Admite circuitos de hasta 20 nodos, que en ocasiones puede ser un inconveniente, sin embargo es suficiente para la mayoría de los secundarios.

2.5 Método de Ardivinson:

Para el cálculo de redes radiales es necesario conocer o bien todos los valores de potencia activa (P) y reactiva (Q) en cada nodo, o bien conocer la potencia activa total (P_T) y reactiva total (Q_T), al inicio del circuito, así como el voltaje de alimentación. Este último caso es el de los circuitos primarios de distribución. En las redes primarias de distribución no es posible, por limitaciones económicas, conocer la potencia activa y reactiva de cada carga o transformador de distribución.

El Método de Ardivinson, conocido también como método de los momentos, es muy útil para el cálculo de las pérdidas de potencia y caída de voltaje de en circuitos, donde, por regla general, sólo se conoce la carga total que lleva el circuito y el voltaje de alimentación. La tabulación que realiza el método de Ardivinson es muy sencilla y práctica, y permite, por simple inspección conocer la situación de un circuito en cualquier nodo de su recorrido.

El método bajo estudio hace las siguientes consideraciones, que si bien no son totalmente ciertas si está fehacientemente comprobado que no introducen errores apreciables en los resultados finales.

Consideraciones del método.

- 1) Factor de potencia igual para toda la red.
- 2) Coincidencia de demandas máximas y mínimas en todos los transformadores.
- 3) Circuito balanceado.
- 4) Factor de capacidad (F_{cap}) uniforme en todos los transformadores.

Es decir, se cumple la relación

$$F_{cap} = \frac{kVA_{max}}{\sum kVA_{max}} = \frac{S_{max}}{\sum S_{inst,i}} \quad (2.1)$$

Y como se supone factor de potencia constante en el circuito, en este caso particular se tiene

$$F_{cap} = \frac{P_{max}}{\sum P_{inst,i}} \quad (2.2)$$

El método de Arvinson utiliza 2 constantes:

1. Constante unitaria de caída de voltaje (K1).
2. Constante unitaria de pérdidas de potencia activa (K2)

Nos referimos a las constantes para circuitos trifásicos; en los textos pueden encontrarse las expresiones para calcular las correspondientes a circuitos bifásicas y monofásicas.

Constante unitaria de caída de voltaje. (K1).

La caída de voltaje longitudinal en un tramo de una red radial puede obtenerse por la conocida expresión:

$$\Delta V_n = I_n (R \cos \Phi + X \sin \Phi) \quad (2.3)$$

Donde:

ΔV_n = caída de voltaje por fase para la corriente nominal I_n (se omite el subíndice f).

$$I_n = \frac{kVA}{\sqrt{3kVL}} \quad (2.4)$$

Donde:

kVA. Carga trifásica instalada.

kVL. Voltaje nominal entre líneas.

$$R = r * L \quad (2.5)$$

$$X = x * L \quad (2.6)$$

Donde:

r, x Resistencia y reactancia específica ($\Omega/\text{Km.}$)

L – Longitud del tramo en Km.

Sustituyendo:

$$\Delta V_n = \frac{kVA}{\sqrt{3kVL}} L (r \cos \Phi + x \sin \Phi) \quad (2.7)$$

Expresamos la caída de voltaje en %, tomando como referencia el voltaje nominal por fase:

$$\% \Delta V_n = \frac{\Delta V_n}{V_n} * 100 = \frac{\Delta V_n}{\frac{V_n}{1000}}$$

Donde:

$$\% \Delta V_n = \frac{\Delta V_n}{10kV_n} \quad (2.8)$$

$$kV_n = \frac{kVL}{\sqrt{3}} \quad (2.9)$$

Sustituyendo (9) en (8) obtenemos el % de caída de voltaje de fase en función del voltaje nominal entre líneas.

$$\% \Delta V_n = \frac{\sqrt{3} \Delta V_n}{10kVL} \quad (2.10)$$

Sustituyendo (2.7) en (2.10) se obtiene:

$$\% \Delta V_n = \frac{\sqrt{3}}{10kVL} \frac{kVA}{\sqrt{3kVL}} L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

$$\% \Delta V_n = \frac{kVA * L}{10kVL} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \quad (2.11)$$

Como se puede apreciar de la expresión (2.11) la caída de voltaje depende directamente de la sección del conductor, de la geometría de la línea, de la carga, del factor de potencia e inversamente del cuadrado del voltaje nominal del circuito.

Haciendo $\% \Delta V_n = 1\%$, $L = 1\text{km}$. y sustituyendo (2.11) obtenemos la expresión para la constante K1.

$$K1 = \cup kVA * km = \frac{10kVL^2}{r \cos \varphi + x \sin \varphi} \quad (2.12)$$

El uso que tiene esta constante es el siguiente:

Para una sección, factor de potencia y voltaje nominal de un circuito, dados que se calcula, se calcula la constante K1 del mismo. Entonces conocida la carga que pasa por el tramo en kVA y la distancia que recorre esta carga se determina los kVA – km.

Como la constante K1 expresa la carga que provoca una caída de voltaje de 1% para 1 km; podemos entonces calcular el % de caída de voltaje que crearan los kVA de carga que recorren la distancia dada por la expresión:

$$\% \Delta V_n = \frac{kVA * km}{K1} \quad (2.13)$$

Constante unitaria de pérdidas (K2)

Las pérdidas trifásicas en un tramo de una red, debidas a la circulación de la corriente, están dadas por:

$$\Delta P = \frac{3I_n^2 R}{100} = \frac{3I_n^2 rL}{1000} \quad [kW] \quad (2.14)$$

Sustituyendo (2.4) en (2.14):

$$\Delta P = \frac{3 \left[\frac{kVA}{\sqrt{3}kVL} \right]^2 * r}{1000} * L = \frac{kVA^2}{1000 * kVL^2} r * L \quad (2.15)$$

Haciendo $p = 1 \text{ kW}$ y $L = 1 \text{ km}$, obteniendo la constante unitaria de pérdidas.

$$K2 = kVA^2 * k = \frac{1000 * kVL^2}{r} \quad (2.16)$$

Su uso es el siguiente:

Como $K2$ son los $kVA^2 - km$ que producen una pérdida de 1 kW , para conocer las pérdidas en un tramo, basta con calcular sus $kVA^2 \cdot km$ y dividirlos por $K2$, así;

$$\Delta P_{ij} = \frac{kVA_{ij}^2 * km}{K2} \quad (2.17)$$

Cálculo de Caída de Voltaje y Pérdidas							
Proyecto:							
Transformador:		25					0.49
Ramal:		1					
No	Distancia (m)	No de Viviendas	Potencia (VA)	Corriente (A)	Pérdidas (W)		
1	100	8	6400	26.67	488.53	Voltaje	240
2	100	4	3200	13.33	48.85	VA	800
3			0	0.00	0.00	Factor de Potencia	1
4			0	0.00	0.00	K1	525
5			0	0.00	0.00	K2	363.9
6			0	0.00	0.00	Caída Voltaje	10.16
7			0	0.00	0.00	Pérdidas	5.09
8			0	0.00	0.00		
9			0	0.00	0.00	Caída Voltaje (%)	4.23
10			0	0.00	0.00		
Total	200	12	9600	40	488.53	Pérdidas (MW.h/a)	1.32

Figura 2.3 Hoja de cálculo del método del método de Ardivinson

2.6 Metodología UNE:

En un intento por garantizar la uniformidad de los resultados que presentan las diferentes empresas del país en el cálculo de las pérdidas técnicas, la UNE emitió una metodología donde establece las bases del cálculo de todos los segmentos de las redes. Conociendo las dificultades que existen con la recopilación y procesamiento de los datos, se intentó simplificar los métodos sin que esto afectara significativamente la precisión de los resultados.

Específicamente en el caso de las redes secundarias la metodología identifica correctamente tres momentos claves en la determinación correcta de las pérdidas técnicas de potencia y energía a seguir:

- 1- Determinar la potencia máxima de los bancos de transformadores y en consecuencia de las redes secundarias.
- 2- Calcular las pérdidas de potencia de las redes utilizando el programa de cálculo Esec como fundamental, aunque deja abierta la posibilidad de utilización de otros modelos de cálculo a discreción de los técnicos de las empresas eléctricas.
- 3- Calcular las pérdidas de energía a partir de las pérdidas de potencia utilizando una expresión del factor de pérdidas como:

$$F_p = 0.3 * F_c + 0.7 * F_c^2 \quad (2.18)$$

Donde:

F_p = Factor de pérdida

F_c = Factor de carga

En principio la metodología es aceptable y logra la homogeneidad en la ejecución de los cálculos y los resultados, aunque tiene una serie de detalles que pueden atentar contra su objetivo fundamental que es la precisión y credibilidad de los mismos. Estos detalles los analizaremos a continuación.

Sobre la base de la aplicación de esta metodología la Empresa Eléctrica de Holguín, obtuvo a partir de la aplicación combinada del programa de cálculo Esec y de tablas del método de Ardvinson los resultados que se muestran a continuación:

Tabla 2.1

Valores de pérdidas de potencia establecidos por la UNE para cada tipo de transformador.

Transformadores	DP
(kVA)	(kW)
5	0.221
10	0.221
15	0.221
25	0.377
37.5	0.589
50 y mayores	0.921

2.7 Método simplificado de carga concentrada (MSCC):

La caída de tensión en una línea de distribución de longitud l como la mostrada en la figura 4.5 b está dada por:

$$\Delta V = I_z * L \quad (2.19)$$

La potencia total empleada por la línea vale:

$$S_P = \Delta VI = I_Z LI = I_Z^2 L \quad (2.20)$$

Pero $I = S/V_e$ por lo que

$$S_P = \frac{S^2 ZL}{V_e^2} \quad \text{para una sola fase en VA} \quad (2.21)$$

$$S_P = \frac{S^2}{V_e^2} L(r + jX_l) = P_P + jQ_P \quad \text{por fase en VA} \quad (2.22)$$

Las pérdidas de potencia activa serán:

$$P_P = \frac{S^2}{V_e^2} r l \quad \text{en W} \quad (2.23)$$

El porcentaje de pérdidas se define ahora como:

$$\%Pérdidas = \frac{P_P}{P} * 100 = 100 \frac{\left(\frac{S^2}{V_e^2} \right) r l}{S \cos \varphi_e} \quad (2.24)$$

Lo que da:

$$\%Pérdidas = 100 \frac{S r l}{V_e^2} \quad \text{por fase} \quad (2.25)$$

$$\%Pérdidas = 100 \frac{I r l}{V_{eL} \cos \varphi_e} \quad \text{por fase} \quad (2.26)$$

Para las líneas trifásicas $V_e = V_{eL} / (\sqrt{3})$; al reemplazar V_e en la ecuación 5.8 se tiene:

$$\%Pérdidas \text{ para redes } 3 \Phi = \frac{\sqrt{3} * 100 * I_l}{V_{eL} * \cos \varphi_e} \quad \text{por fase}$$

En algunas ocasiones es deseable hallar la cantidad de potencia que puede ser transmitida sin exceder un porcentaje de pérdidas dado:

$$KW = \frac{V_{eL}^2 \cos^2 \varphi_e (\%P\acute{e}rdidas)}{1000000rl}$$

Esta ecuación muestra que la cantidad de potencia que puede ser transmitida para un porcentaje de pérdidas dado varía inversamente con la longitud de la línea y directamente con las pérdidas.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{eL}} \text{ siendo } V_{eL} \text{ el voltaje línea-línea y } S \text{ la potencia aparente en kVA.}$$

Reemplazando este valor de I en la ecuación 2.26 se encuentra la siguiente expresión para el porcentaje de pérdidas totales en redes trifásicas en función del momento eléctrico SI.

$$\%P\acute{e}rdidas 3\phi = \frac{100r(SI)}{V_{eL}^2 * \cos\varphi_e} \quad (2.27)$$

$$\%P\acute{e}rdidas 3\phi = K_{23\phi} * SI$$

o sea que:

$$K_{23\phi} = \frac{100r}{V_{eL}^2 * \cos\varphi_e} \quad (2.28)$$

Donde $K_{23\phi}$ es llamada constante de pérdidas de sistemas trifásicos.

Para líneas monofásicas trifilares $V_e = V_{eL}/2$; al reemplazar V_e en la ecuación 2.26 se llega a:

$$\%P\acute{e}rdidas 1\phi = \frac{200rI}{V_{eL}^2 * \cos\varphi_e}$$

Pero $I = S/V_{eL}$ y reemplazando esta corriente en la ecuación anterior, se llega a:

$$\%P\acute{e}rdidas 1\phi = K_{21\phi}$$

$$\%P\acute{e}rdidas 1\phi = \frac{200r(SI)}{V_{eL}^2 * \cos\varphi_e} \quad (2.29)$$

o sea que:

$$K_{21\phi} = \frac{200r}{V_{eL}^2 * \cos\phi_e} \quad (2.30)$$

Donde $K_{21\phi}$ es llamada constante de pérdidas para sistemas monofásicos.

2.7.1 Pérdidas eléctricas de una línea de distribución con una carga uniforme distribuida.

Asumiendo que la corriente varía linealmente con la distancia, se puede encontrar que la potencia ocasionada por la transmisión de corriente en un tramo da vale:

$$dS_P = \Delta VI'_a = I_a I'_a (r + jx) da = I_a^2 (r + jx) da \quad (2.31)$$

con:

$$I_a = \frac{S(l-a)}{V_e * l} \quad (2.32)$$

$$dS_P = \frac{S^2}{V_e^2} * \frac{(l-a)^2}{l^2} (r + jx) da \quad (2.33)$$

Tomando únicamente la parte real e integrando desde el envío hasta la distancia l se tiene que las pérdidas por fase valen:

$$dP_P = \frac{S^2}{V_e^2} * \frac{(l-a)^2}{l^2} r da \quad (2.34)$$

$$P_P = \int_0^l \frac{S^2}{V_e^2} * \frac{(l-a)^2}{l^2} r da$$

$$P_P = \frac{S^2}{V_e^2 l^2} * r \int_0^l (l-a)^2 da$$

$$P_P = \frac{S^2}{V_e^2} * \frac{rl}{3} \quad W/fase \quad (2.35)$$

Estas corresponden a las de una carga S concentrada a $1/3$ de la línea a partir del envío como se muestra en la figura 2.4

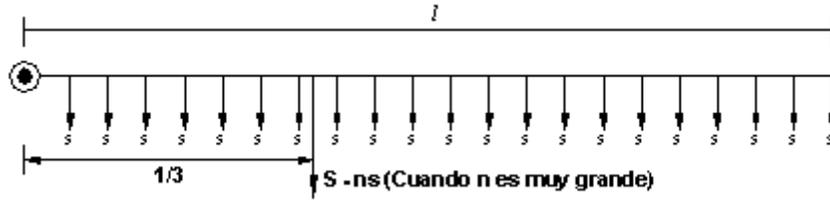


Figura 2.4 Localización de cargas para el cálculo de pérdidas en una línea con carga uniformemente distribuida.

Si se integra por un período o-h se tiene:

$$E_P = \frac{rl}{3V_e^2} * \int_0^h S^2 dh = \frac{rlS_{prom}^2}{3V_e^2} \quad (2.36)$$

$$E_P = \frac{rlS_{prom}^2}{3V_e^2} * \frac{1}{3} \quad (2.37)$$

Llegamos así a la misma conclusión.

2.7.2 Factor de distribución de pérdidas.

El modelo matemático para el cálculo de pérdidas en redes de distribución se ajusta, considerando cargas especiales en cualquier punto de la red. Esta situación se muestra en la figura 2.5

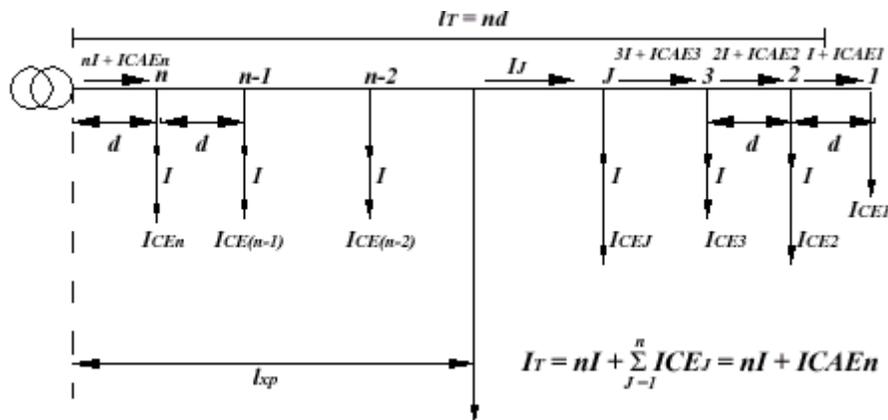


Figura 2.5 red de distribución con carga uniforme distribuida y cargas especiales irregularmente distribuidas.

La evaluación de pérdidas para una red con carga mixta (uniformemente distribuida y no uniformemente repartida) es:

$$P\acute{e}rdidas = nf * \sum_{j=1}^n I_j^2 * Ru d \quad (2.38)$$

Ru = resistencia en Ω/km del conductor.

d = distancia entre cargas en metros.

nf = número de fases.

I_j = corriente por el tramo j del circuito.

n = números de tramos.

La corriente para la carga especial j expresada en función de la corriente de cada carga uniforme es:

$$I_{CEj} = I * CE_j \quad (2.39)$$

donde CE_j expresa el número de veces que la corriente I (de cada uniforme) está contenida en la corriente I_{CEj} de la carga especial J .

se define ahora el siguiente valor acumulativo para cada tramo así:

$$CAE_1 = CE_1$$

$$CAE_2 = CE_1 + CE_2$$

$$CAE_j = \sum_{j=1}^l CE_j$$

$$CAE_n = \sum_{j=1}^n CE_j \quad (2.40)$$

$$P\acute{e}rdidas = nf * Ru * d * I^2 \left[\sum_{j=1}^n j^2 + \sum_{j=1}^n (jCAE_j) + \sum_{j=1}^n (CAE_j)^2 \right]$$

$$P\acute{e}rdidas = nf * Ru * d * I^2 \left[\frac{n(2n^2+3n+1)}{6} + \sum_{j=1}^n CAE_j(2j + CAE_j) \right] \quad (2.41)$$

La corriente y resistencia total del circuito son:

$$I_T = nI + ICAE_n = I(n + CAE_n) \text{ y } R_T = nRud \quad (2.42)$$

Reemplazando en la ecuación 5.47 se obtiene:

$$P\u00e9rdidas = f * \frac{R_T}{nd} d * \frac{I_T^2}{(n+CAE_n)^2} \left[\frac{n(2n^2+3n+1)}{6} + \sum_{j=1}^n CAE_j(2j + CAE_j) \right]$$

$$P\u00e9rdidas = nf * R_T * I_T^2 \left[\frac{2n^2+3n+1}{6(n+CAE_n)^2} + \frac{\sum_{j=1}^n CAE_j(2j+CAE_j)}{n*(n+CAE_n)^2} \right] \quad (2.43)$$

donde se observa que las p\u00e9rdidas est\u00e1n en funci\u00f3n del n\u00famero de cargas.

Las p\u00e9rdidas finalmente se pueden expresar de la siguiente forma:

$$P\u00e9rdidas = nf * Req * I_T^2 \quad (2.44)$$

$$P\u00e9rdidas = nf * I_T^2 * Ru * Ixp = nf * I_T^2 * Ru * I_T * fdp \quad (2.45)$$

con

Req = Resistencia equivalente para el c\u00e1lculo de p\u00e9rdidas

$$Req = Rulxp$$

y as\u00ed, el factor de distribuci\u00f3n de p\u00e9rdidas queda expresado por:

$$Fdp = \frac{(2n^2+3n+1)}{6(n+CAE_n)^2} + \frac{\sum_{j=1}^n CAE_j(2j+CAE_j)}{n*(n+CAE_n)^2} \quad (2.46)$$

En el caso de tener solamente cargas uniformemente distribuidas en el circuito (con cero cargas especiales) se obtiene:

$$Fdp = \frac{2n^2+3n+1}{6n^2} = \frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \quad (2.47)$$

Se concluye que el factor de distribución de pérdidas Fdp es función solo del número de cargas y sirve para obtener la distancia a la cual se puede concentrar la carga total equivalente para estudios de pérdidas

$$I_{xp} = I_T * Fdp \quad (2.48)$$

El factor de distribución de carga tomará un valor de 1/3 cuando n tiende a infinito; es decir, la carga equivalente total solo se concentra en la tercera parte de la línea cuando el número de cargas uniformemente distribuidas es muy grande.

2.8 Método simplificado USP (MSUSP):

En el año 2000 fue desarrollada en la Universidad de Sao Paulo una metodología para la evaluación de pérdidas técnicas de sistemas de distribución de energía eléctrica. Dicha metodología estaba destinada a su utilización por parte de la comisión de energía del estado de Sao Paulo para auditar las pérdidas técnicas de las concesionarias de energía eléctrica privadas, con el objetivo de garantizar que no se le gravara a la población con los costos de las pérdidas no conocidas, mal calculadas o derivadas de una ineficiente explotación de las redes.

Dentro de esta metodología se encuentra un modelo matemático destinado a evaluar las pérdidas del segmento de redes secundarias, utilizando fundamentalmente datos generales del segmento, sin particularizar en los detalles de cada uno de los millones de circuitos con que contaban las 13 concesionarias del estado, lo que resultaría imposible dada la cantidad de circuitos a auditar.

Esta metodología se basa en la obtención de la densidad de carga por unidad de longitud de redes eléctricas de un área determinada, demostrándose que las pérdidas de energía varían cuadráticamente con la densidad de carga de las redes y pueden ser obtenidas como:

$$DP = C_{per} D^2 \quad (2.49)$$

Pérdidas de potencia de una red

C_{per} – Coeficiente de pérdidas de la red.

D – Densidad de carga de la red en su conjunto [kVA/m]

Esta metodología se desarrolló sobre la base de un sistema estadístico optimizado de proyecto de redes en áreas urbanas, y más que ofrecer un cálculo de las pérdidas reales de un segmento de redes secundarias, entrega las pérdidas que debe tener este segmento en las mismas condiciones si fuera explotado de forma óptima, garantizando la disminución de la longitud de las redes con el incremento de la densidad de carga de las mismas.

En el modelo se presentan soluciones que permiten tener en cuenta efectos reales como el desbalance de las cargas entre fase, excentricidad de las cargas con respecto a la posición del banco de transformadores y la variación de la distancia entre postes.

Debe tenerse en cuenta que el método no está destinado al cálculo de uno o pocos circuitos secundarios aislados, sino a la evaluación de las pérdidas óptimas en un segmento completo de redes secundarias de un sistema de distribución.

En esta metodología se obtiene una expresión para las pérdidas totales secundarias de un sistema como:

$$P_{tsec} = k_{DA} * 425 L_m^{2.726} * D^2 R N_s (V_B/V)^2 \quad (2.50)$$

Donde:

P_{tsec} - Pérdidas totales del segmento de redes secundarias de sistema compuesto por:

N_s - Redes secundarias de una longitud promedio igual a L_m , con una densidad de carga promedio igual a D y una tensión de trabajo igual a V , y una resistencia específica promedio de sus conductores igual a R [ohm/km], donde:

k_{DA} - Coeficiente de corrección para tener en cuenta estados diferentes a los óptimos como desbalances, asimetrías etc.

V_B - Tensión fase, base utilizada para la obtención de la expresión igual a

$V_B = 220$ V

2.9 Cálculo de pérdida de Energía.

La precisión del cálculo de las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, que es lo que realmente interesa desde el punto de vista económico, depende de tres pasos cruciales:

- 1- Determinación correcta de la potencia máxima del elemento para el cual se está calculando las pérdidas.

2- Cálculo de las pérdidas de potencia.

3- Cálculo de las pérdidas de energía.

Si bien solamente el segundo aspecto es objetivo de este trabajo, se hace necesario establecer los valores de potencia máxima y el tiempo equivalente de pérdidas para que los análisis se efectúen sobre bases acertadas y permita la comparación de los resultados de este trabajo con los de cálculos reales realizados por la empresa.

2.8.1 Determinación de la potencia máxima.

Para las redes de transmisión, subtransmisión y distribución primaria, se logra establecer la potencia máxima de carga de cada red, a partir de las mediciones con que cuenta cada uno de estos elementos, incluyendo las redes primarias que partir de 2005 fueron equipadas en su mayoría con modernos interruptores que garantizan tanto la protección como la medición de la potencia que estos entregan a la red.

En el caso de las redes secundarias la situación es totalmente distinta, no se cuenta con medición permanente, por lo que se recurre a mediciones y estudios puntuales con la consiguiente pérdida de precisión de los datos de entrada.

En el modelo de cálculo de la UNE, por ejemplo, se permite establecer las pérdidas máximas de las redes de distribución secundarias y bancos de transformadores a partir de tomas de carga instantánea. Esto provoca que se obtenga una precisión de los datos de entrada del cálculo de pérdidas de potencia extremadamente baja, lo que puede considerarse una dificultad.

Este tema es ampliamente abordado en Reyes [2011] que demuestra, sobre la base de la medición de la carga de forma gráfica en un número considerable de bancos de transformadores del municipio Holguín, el peligro de utilizar las tomas de cargas instantáneas. Como ejemplo mostramos a continuación un gráfico de carga obtenido para el circuito HB0900 figura 2.6.

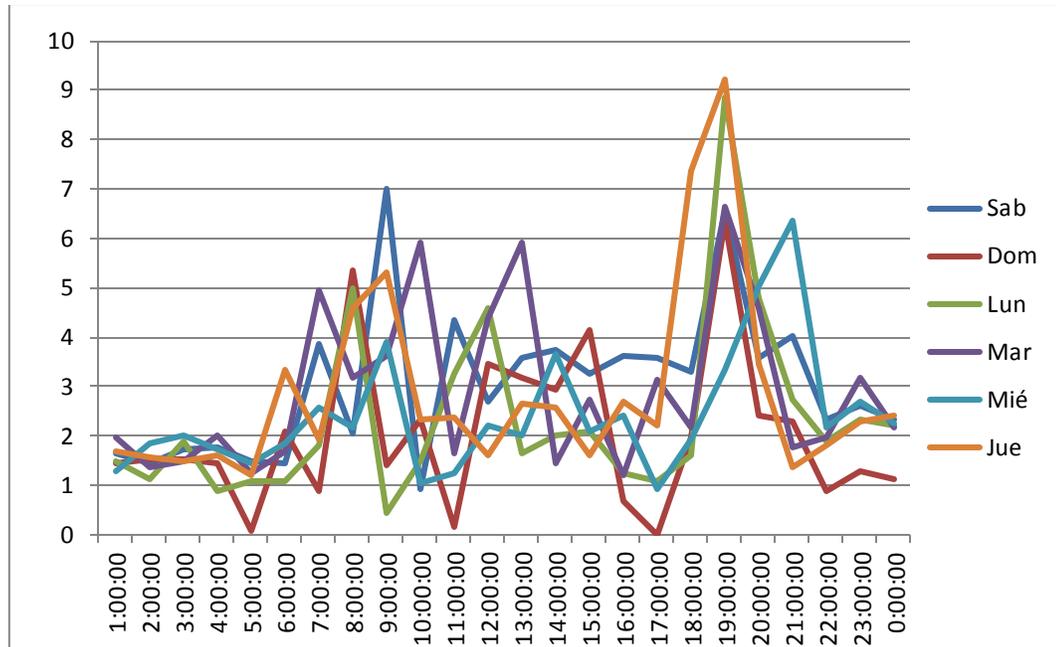


Figura 2.6 Gráfico de carga del circuito HB0900

Podemos observar en la figura que para este transformador y su correspondiente circuito secundario, la máxima demanda absoluta ocurre el jueves, día representado por la serie 6 a las 19:15 horas con 10.409 kVA.

Resulta pertinente señalar que ese máximo ocurre fuera del horario establecido por la empresa eléctrica para la máxima demanda (las 18:00 horas) por tanto se deduce que si ese mismo día se hiciera una medición instantánea en el horario de máxima demanda, el valor de potencia máxima fijado sería de 7,37 kVA.

Peor aún si la toma de carga instantánea se realiza el Domingo, día representado por las serie 2 a las 18:00 horas, el valor establecido sería de 1.984 kVA. Lo que demuestra la gran diferencia que admite esta metodología de obtención de la potencia máxima del elemento.

En el propio trabajo se recomienda la utilización de valores de potencia máxima, obtenidos a través del procesamiento de los gráficos de carga medidos en la investigación, en función del número de clientes del circuito y del nivel de consumo de estos clientes, según se muestra:

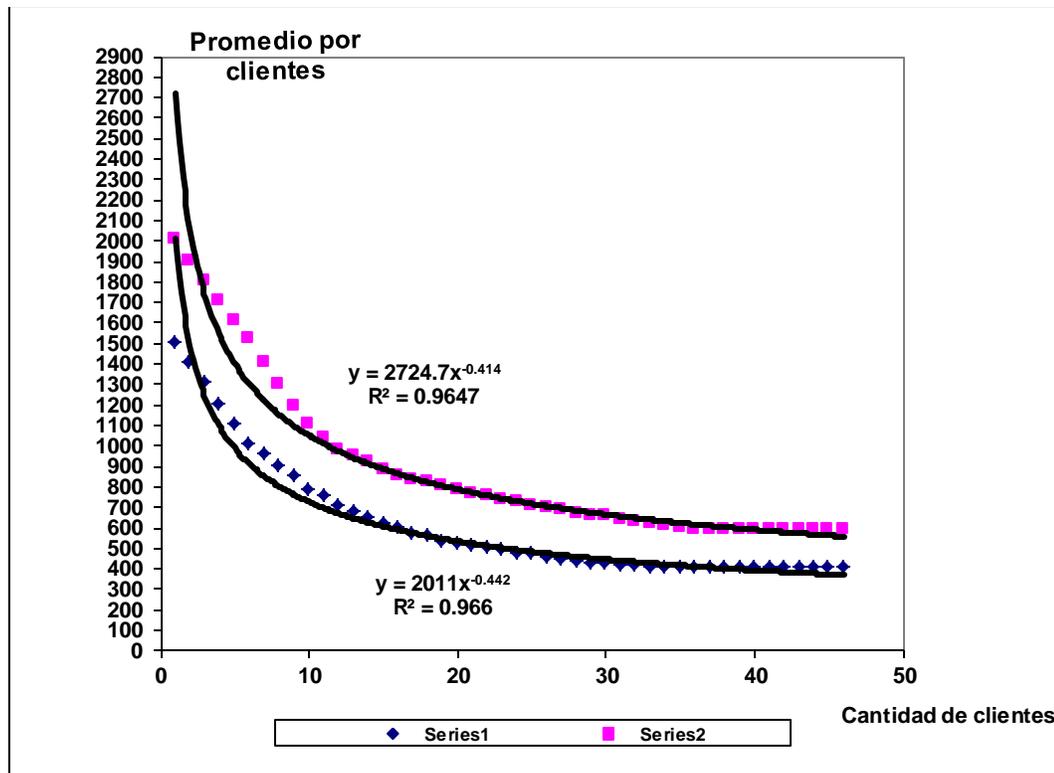


Figura 2.7 Gráfico de carga en función del número de clientes del circuito y del nivel de consumo de estos clientes.

En el gráfico se observa la potencia máxima absoluta de un banco de transformadores o circuito secundario en función de la cantidad de clientes, para clientes consumos promedios mayores de 150 kWh/mes y menores de este valor. Lo que representa clientes que utilizan los módulos de cocción y los que tienen la posibilidad de cocinar con otros medios.

Independientemente de que este método puede tener un nivel de imprecisión, los valores obtenidos van a ser más acertados que los obtenidos a partir de una toma de carga instantánea y mucho más precisos que a partir de la potencia del transformador que asume la metodología de la UNE.

En Pérez [2000] se intenta resolver el problema pero partiendo de la potencia máxima del elemento superior del sistema, o sea, de la red de distribución primaria. En el trabajo se obtiene, a partir del procesamiento de 120 mil curvas de cargas reales de consumidores residenciales, el valor del coeficiente ajuste de las cargas máximas de un

segmento, a partir del conocimiento del factores de coincidencia entre la potencia máxima de un segmento y otro y el factor de carga.

En este trabajo se establece un factor de coincidencia de las cargas de las redes de distribución secundarias con respecto a la potencia máxima de las redes primarias de 0.74. Es decir que conociendo la potencia máxima coincidente que entrega el alimentador primario a las redes secundarias se puede obtener la suma de las potencias máximas de las redes secundarias, como la potencia máxima coincidente dividido entre el factor de coincidencia.

En el presente trabajo utilizamos la variante descrita por Reyes para establecer la potencia máxima de los circuitos secundarios a partir de la cantidad de clientes.

2.8.2 Tiempo equivalente de pérdidas.

El cálculo de las pérdidas de energía DE se realiza a partir de las pérdidas de potencia en el horario de máxima demanda.

En realidad las pérdidas de energía constituyen la integración de las pérdidas de potencia de una red en el tiempo de estudio. No obstante en la práctica estas se obtienen por la siguiente expresión:

$$DE = DP * \tau \quad (2.51)$$

Donde:

DE -Pérdidas de energía calculadas para un espacio de tiempo (usualmente un año)

DP - Pérdidas de potencia obtenida para el momento de máxima demanda dentro del espacio de tiempo estudiado.

τ – Tiempo equivalente de pérdidas máximas.

En este caso τ representa las horas equivalentes que debe trabajar un sistema con una demanda constante igual a la demanda máxima para que sus pérdidas sean iguales a las que se obtienen en el sistema, trabajando el tiempo total con el régimen de carga real del sistema.

La obtención correcta del valor de τ define el cálculo de las pérdidas de energía y puede influir significativamente en la precisión de la metodología de cálculo

independientemente de los modelos utilizados para el cálculo de las pérdidas de potencia.

Es frecuente, como en el caso del Esec, profundizar en exceso en los datos necesarios para el cálculo de las pérdidas de potencia, para luego utilizar un valor de $\tau = 2400$ h/año, valor este que no permite ser variado por el programa independientemente de que se conozcan, con mayor o menor precisión, las características de los gráficos de carga del circuito secundario en cuestión o que cambien las condiciones en las cuales fue desarrollado el programa.

Lo mismo sucede con el Rapcal que estableció un valor de 2440 h/año en el momento que este se escribió, sobre la base de curvas de cargas típicas vigentes en ese momento, aunque en este caso permite introducir curvas de cargas diarias (de 24 horas) conocidas para un circuito en específico, que recalcula el valor de τ , aunque esto tampoco es una solución infalible cuando lo que se trata es establecer las pérdidas de energía eléctrica en un plazo de tiempo que comúnmente es 8760 horas, equivalente a 365 días o un año.

2.8.3 Determinación de la potencia de cálculo promedio por cliente:

La Potencia máxima promedio por cliente, ya sea activa o aparente, (P_{mpc} o S_{mpc}) y la cantidad de clientes. Con estos datos podemos obtener las potencias de cálculo de una instalación determinada P_c o S_c como:

$$P_c = P_{mpc} * C_c \quad (2.52)$$

$$S_c = S_{mpc} * C_c \quad (2.53)$$

Donde

C_c - Cantidad de clientes que alimentara la instalación.

P_{mpc} , S_{mpc} – Potencias, activas y aparente, máximas promedio por cliente para un determinado número de clientes.

P_c, S_c – Potencias, activa y aparente respectivamente, de cálculo de la instalación.

F_p – Factor de pérdidas: Se obtiene a partir del gráfico de carga directamente o por expresiones empíricas a partir del factor de carga y se utiliza para calcular las pérdidas de energía a partir de las pérdidas de potencia en el horario de máxima demanda. Puede ser obtenido de forma simplificada por la siguiente expresión:

$$F_p = (1 - k) * F_c + k * F_c^2 \quad (2.54)$$

Donde

F_c – Factor de carga

k – Constante empírica (entre 0,2 – 0,3) que para redes de distribución puede ser asumida $k=0,3$

Conociendo F_p podemos calcular las pérdidas de energía de una red o transformador a partir de las pérdidas de potencia en el horario de máxima demanda como:

$$\Delta E = \Delta P_M * F_p * t \quad (2.55)$$

Donde

ΔE – Pérdidas de Energía

ΔP_M – Pérdidas de potencia en el horario de máxima demanda

t – Tiempo real de estudio de la instalación (usualmente 8760 horas al año)

T-Tiempo de pérdidas máximo (conocido también en la literatura nacional como horas equivalentes de pérdidas): Se define como un tiempo durante el cual en la instalación funcionando con la potencia máxima ocurren las mismas pérdidas que durante el gráfico real.

De forma simplificada puede obtenerse τ a partir del factor de pérdidas o a partir de T por las siguientes expresiones;

$$T = F_p * t \quad (2.56)$$

$$T = (0.124 - T/10000)^2 t \quad (2.57)$$

Se utiliza al igual que el factor de pérdidas para obtener las pérdidas de energía a partir de las pérdidas de potencia máxima utilizando la siguiente expresión:

$$\Delta E = \Delta P_M * T \quad (2.58)$$

De una forma más estricta tanto el factor de pérdidas F_p como el tiempo de pérdidas máximas τ son funciones de la potencia activa y del factor de potencias o sea de la potencia aparente por lo que deben ser calculadas a partir de los gráficos de las potencias aparentes por las siguientes expresiones:

$$\tau = \frac{\sum(S_i * t_i)^2}{S^2_M} \quad (2.59)$$

Donde

S_i – Potencia aparente S en el momento i

t_i – Duración de la potencia S_i

S_M – Potencia máxima aparente del gráfico de carga

Por su parte el factor de pérdidas puede ser encontrado como:

$$F_p = \frac{T}{t} \quad (2.60)$$

Capítulo 3. Comparación de resultados de cálculo de pérdidas por los diferentes métodos empleados.

3.1 Introducción:

La provincia de Holguín cuenta con 8014 circuitos de distribución secundaria en 14 municipios, si el cálculo de uno de estos circuitos resulta laborioso por métodos convencionales detallados e incluso, con la utilización de herramientas computacionales, fundamentalmente por la gran cantidad de datos necesarios para su aplicación; la situación se torna extremadamente complicada cuando se trata de evaluar por estos métodos todos y cada uno de los circuitos del segmento. Máxime dentro de un escenario de incertidumbres, algunas propias del proceso de distribución de valores cambiantes de los parámetros de la energía eléctrica que se entrega y otros definidos por los sistemas de trabajo y los medios limitados con que cuenta el personal técnico para la obtención y procesamiento de datos.

En este capítulo se hará una comparación de los resultados del cálculo de las pérdidas de potencia obtenidos por los diferentes métodos desarrollados en el capítulo anterior, validando su fiabilidad y la factibilidad práctica de su implementación.

3.2 Generalidades del segmento:

El segmento de distribución secundaria de la provincia de Holguín está alimentado desde 12720 transformadores de distribución agrupados en 10224 bancos, en su gran mayoría monofásicos, aunque con una presencia no despreciable de transformadores trifásicos, fundamentalmente en el servicio a empresas estatales y de bancos trifásicos conectados por baja en delta abierta o delta prestando servicio exclusivo al sector estatal o servicio compartido a con el sector residencial.

La mayoría de los bancos que le prestan servicio al sector estatal están metrados en el propio transformador, por alta para los clientes mayores y por baja antes del secundario

para clientes menores. En ambos casos las pérdidas que ocurren en los secundarios de estos clientes son facturadas a las correspondientes empresas y no representan interés para la Empresa Eléctrica.

Están identificados 8014 bancos monofásicos residenciales y trifásicos mixtos, los primeros, que constituyen el 92% del total, alimentan redes monofásicas trifilares (dos fases y neutro) que prestan un servicio a clientes residenciales y estatales menores monofásicos (110V) y bifásicos (220 V). El 8% restante están constituidos por bancos trifásicos con redes secundarias.

Las conexiones de los bancos por la parte de baja tensión es delta o delta abierta. En este caso los clientes trifásicos toman el servicio de las tres fases mientras los residenciales y estatales monofásicos y bifásicos toman el servicio exclusivamente de las fases A y B del circuito y de estas fases y el neutro en caso de los monofásicos.

Además los bancos de transformadores se sitúan en este tipo de servicio, lo más cerca posible de la carga trifásica del circuito, las pérdidas en la fase C de estos circuitos trifásicos son mucho menores que las de las fases A y B y los circuitos se comportan como circuitos monofásicos bifilares. Los que violan esta regla son contados, mucho menos del 1% del total de los circuitos secundarios existentes y además no se conocen con exactitud, por lo que todos los circuitos se pueden considerar monofásicos bifilares, despreciando o corrigiendo de ser necesario el error introducido por esta simplificación.

De los datos necesarios de las redes de distribución secundaria de la provincia y de cada municipio se conocen, con aceptable exactitud los siguientes:

- Potencia del banco que alimenta el circuito secundario.
- Cantidad de clientes totales del circuito.
- Cantidad total de circuitos.
- Longitud de las redes secundarias existentes por municipio y provincia.

De los datos que se conocen a través de estudios estadísticos generalizados o se tiene una estimación aceptable encontramos:

- Potencia máxima promedio por clientes en función de la cantidad de clientes y del nivel de consumo.
- Distancia entre postes.
- Conductores mayoritariamente utilizados.

No existe información suficiente en cuanto a algunos datos necesarios para el cálculo requerido, por algunas de las metodologías detalladas, estos son:

- Los municipios no cuentan con la totalidad de los esquemas monolineales de sus redes secundarias. Esta es la principal dificultad para la aplicación de métodos detallados exclusivamente para la evaluación de las pérdidas en las redes secundarias.
- Por esa razón no se conoce el calibre del conductor y la longitud de los circuitos tanto total como por tramos.
- Se conoce la cantidad de clientes del circuito pero no se tiene la misma claridad sobre los clientes por poste y por fase para la totalidad de los circuitos.
- A pesar de que la Empresa conoce los niveles de consumo de todos los clientes, estos no están relacionados con el banco de transformadores y mucho menos con un poste de ese banco.

En la situación actual, donde se necesita evaluar las pérdidas en las redes secundarias, con las incertidumbres existentes es imposible la utilización de métodos detallados de forma exclusiva. Aunque estos pueden usarse para el cálculo de circuitos específicos, en cuyo caso se hace necesario ejecutar el levantamiento de dicho circuito antes de proceder a realizar los cálculos.

Los levantamientos se realizan normalmente en redes secundarias, donde se han realizado o se proyectan mejoras, identificadas por quejas de clientes o por necesidades de la rehabilitación de las redes; sin embargo, la mayoría de los municipios no cuenta con todos los monolineales de sus circuitos actualizados, ni siquiera los que han concluido -como en el caso de Antilla- el proceso de rehabilitación para el cual fueron levantados, dibujados, calculados y re proyectados la totalidad de

sus circuitos, información que no se conservó por deficiencias en el sistema de gestión de redes de ese nivel de voltaje.

Estas variantes dan en total 192 circuitos secundarios que aunque fueron seleccionados de forma aleatoria, son representativas de la mayoría de las características generales más importantes de los circuitos reales, aunque no de las tipologías existentes.

3.3 Representación del segmento.

Para representar lo mejor posible el segmento de redes secundarias de la provincia y poder evaluar la precisión de los distintos métodos de cálculo se seleccionaron:

- 1- Cuatro tipologías de circuito.
- 2- En cada tipología se varió la distancia entre los postes 100, 50 y 30 m dando como resultados circuitos de 60, 100, 120, 180, 200, 240, 300, 400, 600 y 800 m
- 3- Se varió la potencia máxima de la carga de los bancos (12, 24, 36 y 48 kW). Esto representa circuitos con 12, 30, 72 y 130 clientes residenciales
- 4- Se utilizaron dos calibres de conductores 35 y 70 mm², los más usados con anterioridad a la rehabilitación de las redes.

En cada tipología se distribuyeron los clientes de forma uniforme y simétrica con respecto al transformador, en una variante y en la otra, de forma simétrica pero con mayor concentración hacia los extremos del circuito y menor hacia el banco.

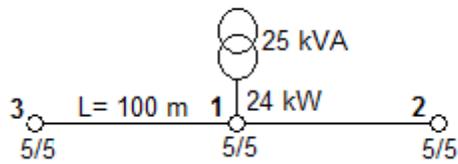
Pasos a seguir para la validación de los resultados:

- 1- Realizar el cálculo manual de las cuatro tipologías de circuitos en la variante de carga simétrica y uniformemente distribuida, con conductor 35 mm², distancia entre postes 100 m, longitud total del circuito 200m, 30 clientes y 24 kW de potencia máxima del banco, una potencia promedio por cliente de 800 kVA y $\cos\phi = 1$.
- 2- Comparar los resultados con los cálculos de los mismos circuitos y en las mismas condiciones utilizando el Esec, el Rapcal y una tabla del método de Ardivinson, Método simplificado de carga concentrada (MSCC), Método simplificado USP (MSUSP) y metodología UNE.

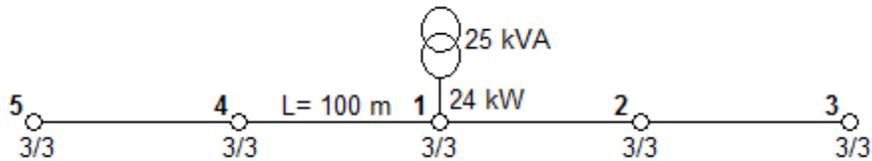
- 3- Calcular la totalidad de los circuitos utilizando todos los métodos anteriormente mencionados, con excepción del manual.
- 4- Comparar los resultados individuales y globales del cálculo para toda la representación del segmento.

3.4 Tipologías bases de circuitos modelados.

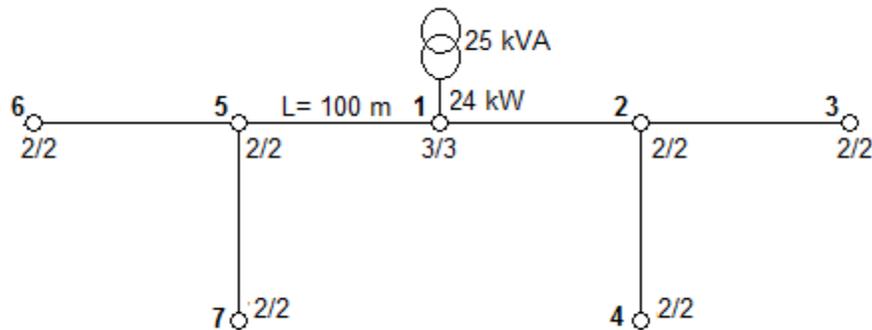
Tipología #1



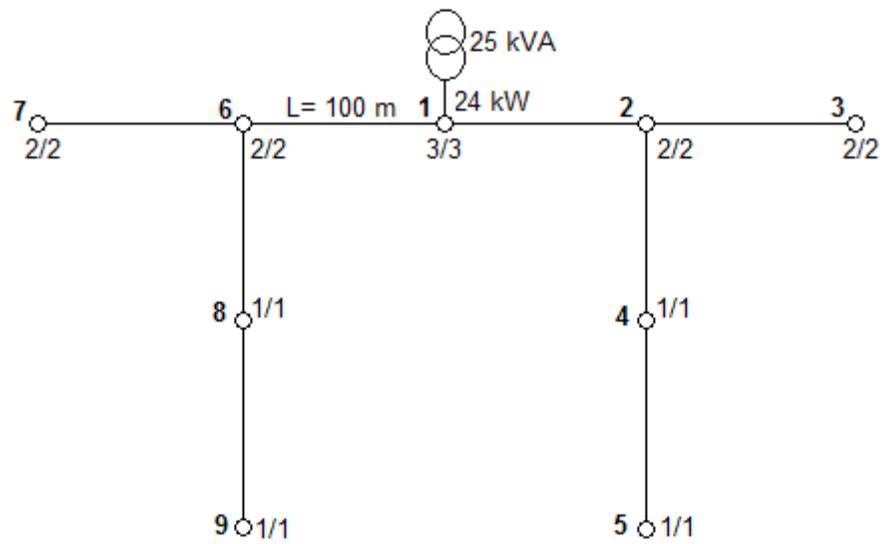
Tipología #2



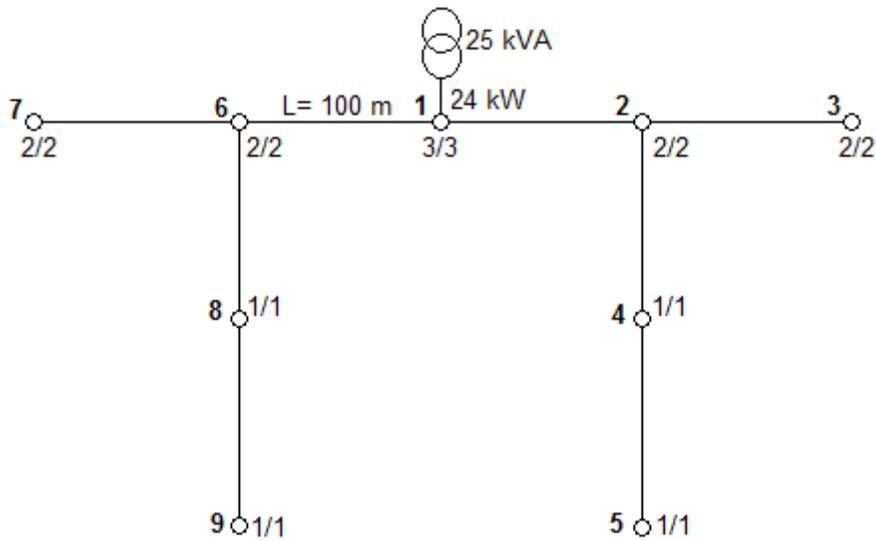
Tipología #3



Tipología #4



Ejemplo de cálculo manual de la tipología 4:



Para el cálculo de las pérdidas de forma manual debe de calcularse del siguiente modo:

Algoritmo de calculo de la perdida en forma manual

Calcular la potencia en el nodo 3 con una potencia espesifica por cliente de 800 W.

$$S_3 = C_3 * S_{esp\ 3} \quad (3.1)$$

$$S_3 = 1600\ W$$

$$I_{2\ 3} = S_3 / U \quad \text{siendo } U = 120\ V \text{ para todo el circuito} \quad (3.2)$$

$$I_{2\ 3} = 13.33\ A$$

$$\Delta S_{2\ 3} = (I_{2\ 3})^2 * R \text{ calculando las pérdidas en el tramo 2-3 con } R = 0.0916\ \Omega/\text{km para todo el circuito} \quad (3.3)$$

$$\Delta S_{2\ 3} = 16.28\ W$$

$$S_5 = C_5 * S_{esp\ 5} \quad (3.4)$$

$$S_5 = 800\ W$$

$$I_{4\ 5} = S_5 / U \quad (3.5)$$

$$I_{4\ 5} = 6.67\ A$$

$$\Delta S_{4\ 5} = (I_{4\ 5})^2 * R \quad (3.6)$$

$$\Delta S_{4\ 5} = 4.08\ A$$

$$S_4 = C_4 * S_{esp\ 4} \quad (3.7)$$

$$S_4 = 1600\ W$$

$$I_{2\ 4} = (S_5 + \Delta S_{4\ 5} + S_4) / U \quad (3.8)$$

$$I_{2\ 4} = 13.33\ A$$

$$\Delta S_{2\ 4} = (I_{2\ 4})^2 * R \quad (3.9)$$

$$\Delta S_{2\ 4} = 16.28\ A$$

$$S_2 = C_2 * S_{esp\ 2} \quad (3.10)$$

$$S_2 = 4800\ W$$

$$I_{1\ 2} = (S_3 + \Delta S_{2\ 3} + S_5 + \Delta S_{4\ 5} + S_4 + \Delta S_{2\ 4} + S_2) / U \quad (3.11)$$

$$I_{1\ 2} = 33.64\ A$$

$$\Delta S_{2\ 4} = (I_{2\ 4})^2 * R \quad (3.12)$$

$$\Delta S_{2\ 4} = 103.66\ W$$

$$\Delta P_{Totales} = 4(\Delta S_{1\ 2} + \Delta S_{2\ 3} + \Delta S_{2\ 4} + \Delta S_{4\ 5}) \quad (3.13)$$

$$\Delta P_{Totales} = 0.74\ kW$$

Si el circuito no fuese simétrico balanceado este cálculo tendría que repetirse 4 veces, una vez para cada fase.

3.5 Comparación de los resultados de los métodos identificados con los resultados del cálculo detallado.

Partiendo del cálculo manual de las cuatro tipologías de circuito y calculando los mismos circuitos por los 6 modelos restantes se obtiene los resultados que se presentan en la *tabla*¹3.1

Tabla¹ 3.1

Comparación de los resultados de los métodos identificados con los resultados del cálculo manual detallado.

Para 24 kW y calibre 35 mm										
Tipologías	Tramo	Calibre	Manual	ESEC	Rapcal	Ardvinson	MSCC	MSUSP	UNE	Long. Total
1	100	35	0.43	0.41	0.41	0.61	0.31	0.28	0.377	200
2	100	35	0.723	0.73	0.74	1.1	0.61	0.46	0.377	400
3	100	35	0.723	0.71	0.74	1.12	0.92	0.62	0.377	600
4	100	35	0.74	0.73	0.74	1.1	1.22	0.76	0.377	800
Totales			2.78	2.58	2.63	3.93	3.06	2.12	1.51	

Podemos observar que los modelos Esec y Rapcal coinciden en cada tipología con los resultados del cálculo manual. Esto nos permite afirmar que el Esec utiliza el mismo modelo matemático que el Rapcal y el método clásico manual ejemplificado en el acápite anterior. Este resultado elimina la necesidad de continuar validando el Esec y el Rapcal mediante el cálculo manual para nuevas tipologías de circuitos. Por lo que en el resto del trabajo los nuevos circuitos serán calculados solamente a través del Esec.

En el caso del método de Ardvinson se evidencia que en las cuatro tipologías el resultado del cálculo es superior a los modelos anteriores en 49.5%, 50.5%, 57.5% y 43.6% respectivamente. El orden constante del error hace pensar que la constante de pérdidas utilizado por la Empresa Eléctrica para el cálculo de redes con conductor 35

¹ Fuente: *Elaboración propia.*

mm², no es correcta. Y para los cuatro circuitos en conjunto introduce un error de 52.3%, no aceptable.

En el caso del MSCC aunque en cada uno de las tipologías el error oscila entre -17.5% y 84.2%, errores no aceptables, para el conjunto de las cuatro tipologías expone un error de 30.6%. Aunque este modelo se intenta aplicar a mucha una gran cantidad de clientes, es necesario continuar el análisis para el resto de las tipologías.

En el caso del MSUSP, los errores dentro de cada tipología oscilan entre -15.7 y 39.5% y de manera general para el grupo se reduce a 10.08%. Al igual que el modelo anterior está concebido para estimar pérdidas en grandes segmentos de redes secundarias, por lo que amerita continuar su análisis.

La metodología UNE muestra los resultados individuales desde -19.4 hasta 44.4% de error. Y en conjunto para las cuatro tipologías de - 23%. El gran absurdo de esta metodología consiste en que basta variar la potencia de los transformadores, sin cambiar nada en las condiciones de las redes para que los valores sean totalmente diferentes. A pesar de ello, por ser esta metodología la que actualmente utiliza la OBE para la obtención de las pérdidas del segmento, es conveniente continuar analizándola igualmente.

Sobre la base de este análisis se realiza el cálculo de los restantes 188 tipologías utilizando los modelos Esec, Ardivinson, MSCC, MSUSP y la metodología UNE.

Los resultados de estos cálculos se presentan en el anexo 1 y los valores totalizados se presentan en la tabla 3.2

Tabla² 3.2

Comparación de los resultados del programa Esec con los resultados de los métodos propuestos.

Valores totalizados para los 192 circuitos de prueba					
Tipologías	ESEC	Ardvinson	MSCC	MSUSP	UNE
Totales	132.91	218.05	133.6	133.16	134.18

Comparando todos los resultados contra el Esec apreciamos que en el caso del método de Ardvinson, el error es del 64.1%, mientras en el MSCC es de 0.5%, para el MSUSP de 0.2% y para UNE 1.4%, resultando los tres últimos completamente aceptables.

En el caso del método de Ardvinson se puede constatar (ver anexo 1) que los errores individuales oscilan entre el 17.6 y 108.3%, resultando para el conductor de 35 mm un promedio de error de un 50.4 % mientras que para el conductor de 75mm es de 90.5 %, lo que nos permite asegurar que los coeficientes utilizados para ambos conductores no fueron correctamente obtenidos. En este caso, si se decidiera continuar usando este modelo, es obligatorio la revisión de estos coeficientes para todos los conductores utilizados en las redes.

El método UNE, a pesar de haber aportado resultados satisfactorios, presenta errores individuales que van desde -80.6 hasta 2117.6 %. Estos valores absurdos de error, de conjunto con el hecho de que los valores para los bancos de transformadores fueron obtenidos parcialmente, con ayuda del método de Ardvinson, y que la sola variación de la potencia de los bancos sin variar las características de los circuitos cambia completamente el resultado, obliga a mirar con recelo la coincidencia de los resultados con los del cálculo detallado realizado por el programa Esec.

En el caso del MSCC los errores máximos oscilan entre – 46.7 y 109.7%, aunque los mayores errores se corresponden con los circuitos de menos clientes y cargas concentradas al final del circuito. Ello amerita un análisis más exhaustivo, en el caso que se intente utilizar el modelo para el cálculo de circuitos individuales; sin embargo exhibe consistencia en su formulación así como en los resultados totalizados.

² Fuente: *Elaboración propia.*

El MSUSP muestra errores entre -36.5 y 120.5%, no está concebido para cálculos individuales, al haber sido desarrollado para el cálculo de redes optimizadas incrementa los errores en cálculos individuales que se salen de los criterios de optimización. No obstante al igual que el modelo anterior muestra consistencia, tanto en su formulación como en los resultados totalizados.

3.6 Cálculo de las pérdidas de las redes secundarias de la provincia.

Aún cuando el cálculo de las pérdidas de potencia y energía de los circuitos reales de la provincia va más allá de los objetivos del presente trabajo, la obtención de estos valores, por los técnicos de la OBE, mediante la utilización de los métodos simplificados puede aportar elementos de juicio para llegar a conclusiones.

Debido a la inexistencia de datos suficientes para realizar la comparación de todos los modelos presentados, nos limitaremos a comparar los resultados de los cálculos obtenidos por la metodología UNE, con los cálculos realizados por los métodos MSCC y MSUSP.

En el cálculo realizado por la empresa eléctrica en el mes de febrero de se obtuvieron los siguientes resultados.

Pérdidas Totales de Potencia – 4996.21 kW

Pérdidas de Energía – 10326.76 MWh/año

Estos resultados equivalen a la utilización de un valor de tiempo de pérdidas máximas de – 2066.92

Realmente no se conocen los detalles de cómo cada una de las UEB municipales llegaron a los valores que en suma aportan los resultados anteriores, pero se cuenta con un listado de los 8014 circuitos secundarios con la potencia del transformador que los alimentan, la cantidad de clientes la longitud promedio de los circuitos por municipio y la resistencia promedio de los conductores de cada municipio, obtenidas a partir de un estimado de la existencia de los conductores de diferentes calibres preponderantes por municipio.

Tabla³ 3.3

Comparación de los resultados del cálculo de pérdidas de potencia y energía por los métodos propuestos.

	UNE	MSCC	MSUSP
DP [kW]	4699.05	4344.50	4072.41
DE [MWH/año]	9713.94	8980.67	8418.20

A pesar que la diferencia entre los valores obtenidos por las UEBs y los valores obtenidos en este cálculo va desde el -5.9 % para la propia metodología UNE, un -13% para el MSCC, hasta el -18.5 % para el MSUSP, los valores obtenidos por la OBE son imposibles de auditar con el objetivo de detectar posibles errores, mientras que en el caso de nuestra hoja de cálculo permite revisar uno a uno cada circuito identificado, corregir los errores y obtener de inmediato los valores rectificadas. Es necesario aclarar que mientras más se precise la información de los circuitos mayor credibilidad tendrán los cálculos realizados.

Aunque el cálculo UNE está viciado por la utilización del método de Ardivinson, y algunos municipios como Freyre, Calixto García, Holguín, entre otros, utilizaron solamente este método para el cálculo de las pérdidas de sus redes, es de esperar que el mismo aporte valores superiores a los reales. La utilización de este método necesita una actualización constante, pues en estos momentos de rehabilitación de las redes, donde se ejecutan de forma masiva readecuaciones de capacidad de los transformadores de distribución y divisiones de circuitos secundarios, los valores obtenidos van a variar significativamente en cortos periodos de tiempo y la no actualización conllevaría inminentemente a errores impredecibles.

Por otra parte, como el MSUSP aporta resultados de pérdidas de redes optimizadas, lo que no ocurre en la realidad, hay que tener en cuenta que los valores obtenidos por este modelo deben ser normalmente inferiores a los reales.

³ Fuente: *Elaboración propia*

En cualquier caso el orden de los resultados obtenidos es similar para los tres métodos y en el escenario de incertidumbre en que se trata de evaluar las pérdidas ofrecen resultados consistentes.

3.7 Evaluación crítica de los métodos.

El análisis crítico de los métodos estudiados aporta valiosos elementos sobre las ventajas y desventajas de cada uno de ellos, la posibilidad práctica de su implementación, la precisión y credibilidad de los resultados que se deben esperar de su aplicación.

La definición del modelo matemático para el cálculo de las pérdidas, es sólo una de las tres fases fundamentales del cálculo y no garantiza la precisión de los resultados si no se corrobora además la correcta evaluación de la potencia máxima del circuito y las características de los gráficos, específicamente el valor de τ para el periodo en que se realicen los cálculos de pérdida de energía.

El cálculo manual por métodos clásicos detallados resulta en extremo laborioso e imposible de aplicar en la práctica, lo que dio origen precisamente a la aparición de métodos con diferentes grados de simplificación.

Las herramientas que utilizan los métodos clásicos detallados vienen a resolver el problema de la laboriosidad de la ejecución de los cálculos pero no resuelven el compromiso entre la fiabilidad de los resultados y cantidad de tiempo y recursos que deben dedicarse a la adquisición y procesamiento de los datos necesarios para la aplicación práctica, incluyendo la posibilidad del incremento de los errores en la adquisición de datos en detrimento de la precisión que se busca.

En caso particular del ESEC, se intenta incrementar el alcance de los cálculos de las redes secundarias hasta el nivel de acometidas y metros contadores, lo que multiplica la cantidad de datos, ya grandes de por sí, y obliga al que lo utiliza a asumir simplificaciones sobre la base de criterios personales ante el desconocimiento de algunos de los datos y la imposibilidad práctica de su obtención. Cuestión que evidentemente atenta contra la fiabilidad y eleva considerablemente el tiempo necesario para la confección de los ficheros que permiten la corrida del programa.

El Rapcal, al igual que el Esec se basa en un algoritmo clásico detallado, con todas las ventajas y desventajas explicadas anteriormente. Tiene a su favor el hecho de que su alcance se reduce a la obtención de las pérdidas y caída de tensión en las redes secundarias, por lo que la cantidad de datos se reduce al mínimo necesario para la implementación de estos métodos detallados. Asume simplificaciones lógicas que el Esec deja a criterio del usuario, por ejemplo: todos los clientes son iguales desde el punto de vista de consumo y potencia máxima coincidente. Esto posibilita, como ventaja adicional, mayor rapidez en la utilización del programa sin atentar significativamente contra la precisión de los resultados, sobre todo cuando los datos necesarios para eliminar estas simplificaciones son prácticamente imposibles de obtener con los sistemas actuales de obtención y procesamiento de información.

Ambos programas tienen como dificultad adicional que aplican una iteración única, suficiente para la mayoría de los casos prácticos, pero en caso de circuitos muy largos y cargados, puede provocar resultados de pérdidas inferiores a los reales.

El método de Ardivinson requiere la misma cantidad de datos que el Rapcal, maximiza las simplificaciones a tal punto que se puede implementar a través de una hoja de cálculo para cada circuito, lo que reduce significativamente el tiempo necesario para la ejecución del cálculo, aunque no la obtención de los datos imprescindibles.

Tiene como dificultad adicional que no permite iteraciones adicionales y en el caso práctico de su implementación por la empresa eléctrica, quedó demostrado que existen errores en el valor de los coeficientes utilizados para circuitos con conductores de 35 y 70 mm² y aporta para estos conductores valores de pérdidas entre un 40 y un 100%, superiores para todos los circuitos a los obtenidos por los métodos clásicos convencionales. Esto define la necesidad de recalcular los coeficientes para todos los conductores y reevaluar los resultados que hasta el momento se han obtenido con la utilización de este método.

Resulta común para los cuatro métodos, que la cantidad de datos con que cuenta la empresa en estos momentos no permite la utilización de ninguno de estos métodos

como única herramienta para la evaluación de las pérdidas a nivel del segmento de redes secundarias de la empresa.

Como posible solución para esta dificultad, común para todas las empresas eléctricas del país, la metodología UNE intenta calcular las pérdidas de las redes secundarias, obteniendo parcialmente los resultados de los circuitos que se conocen en detalle y extrapolando los mismos al resto de los circuitos cuya totalidad de los datos resulta desconocida.

Con la aplicación de la metodología UNE se intenta resolver el problema de la obtención de las pérdidas en el segmento de redes secundarias en su totalidad, pero en su implementación se parte de criterios poco rigurosos, como la utilización de la potencia del banco de transformadores, como caracterizador del circuito secundario, ello puede conllevar a cometer errores considerables en su aplicación.

Por ejemplo, en el caso práctico de la ejecución de una variación masiva de la capacidad de los transformadores de distribución, ya sea por sobrecarga o por adecuación de los subcargados, los valores de las pérdidas en las redes cambiarían drásticamente sin que exista en la práctica ningún cambio en las configuraciones y características de los circuitos.

Tiene como defecto adicional que parte de los resultados se obtuvieron con la aplicación del método de Ardivinson y por lo tanto están viciados por los errores del mismo. Este hecho nos hace estimar que los resultados obtenidos por esta metodología son superiores a los reales para todos los territorios, la provincia en general y en algunos municipios, donde se utilizó exclusivamente el método de Ardivinson, estos resultados deben estar entre el 40 y el 100% por encima de los reales en dependencia de los calibres predominantes.

En caso de los métodos simplificados (MSCC y MSUSP) se maximizan las simplificaciones, hasta el extremo de poder representar un circuito en una fila de una hoja de cálculo y el segmento completo de las redes secundarias de la provincia, en una única hoja de cálculo. Lo que minimiza a su vez el tiempo necesario para la ejecución de dichos cálculos.

A diferencia de la metodología UNE, los caracterizadores de estos métodos son técnicamente rigurosos y sus cambios conllevan inmediatamente a la actualización de los resultados.

El MSCC se basa en una premisa matemáticamente demostrada para circuitos con carga uniformemente distribuida. Como los circuitos reales difieren de esta característica, es evidente que para cada uno de ellos las diferencias de los resultados, comparados con los obtenidos para métodos clásicos detallados pueden resultar excesivas, sobre todo para circuitos muy cortos y aquellos que evidentemente concentren las cargas tanto en el extremo como en la fuente del circuito.

Estos resultados obtenidos para la totalidad del segmento de redes secundarias pueden ser considerados aceptables, si se comparan con la metodología UNE, único método mediante el cual se puede comparar en la práctica, debido a la cantidad de datos existentes. Son igualmente consistentes los resultados si los comparamos con los obtenidos por métodos detallados para la muestra de los 192 circuitos de prueba.

Los resultados globales obtenidos por este método aplicado a los circuitos reales garantiza además, que se cumplan las expectativas de que los valores obtenidos deben ser ligeramente inferiores a los de la metodología UNE, por las causas anteriormente explicadas.

En el caso de la MSUSP se garantizan la mayoría de los argumentos explicados para el método anterior. Tiene la peculiaridad de que en la obtención de la ecuación matemática para la caracterización de las pérdidas, se parte de un sistema con redes optimizadas que excluye muchas de las redes del grupo de prueba y de las redes reales, por lo que los resultados obtenidos por este método, tal como se esperaba, son ligeramente inferiores a los obtenidos tanto por la metodología UNE, para los casos prácticos, como por los métodos detallados para el grupo de circuitos de prueba. Resulta pertinente destacar que a pesar de la diferencia de estos datos, explicada anteriormente, los mismos son suficientemente precisos para la toma de decisiones.

Los métodos simplificados tienen en común que no deben ser usados para el cálculo de circuitos individuales, pero muestran resultados consistentes para el cálculo global de

las pérdidas del segmento de redes secundarias y con el estado actual de precisión de los datos existentes, se presentan como una alternativa práctica viable para la evaluación de las pérdidas.

Conclusiones.

- 1- Los datos con que cuenta la empresa Eléctrica Holguín sobre sus circuitos secundarios son tan incompletos que dificulta el cálculo de las pérdidas de los mismos e imposibilita la utilización de métodos clásicos detallados para completar la evaluación del segmento en su totalidad.
- 2- Los métodos detallados (programas ESEC y Rapcal) garantizan precisión de los resultados, pero exigen una cantidad de datos y de tiempo con los que no se cuenta en la actualidad.
- 3- El método de Ardvinson garantiza mayor rapidez de los cálculos aunque exige la misma cantidad de datos que los métodos anteriores. Además de brindar resultados dudosos por lo que los coeficientes que se están utilizando deben ser revisados.
- 4- La metodología UNE, a pesar de que aporta resultados finales del mismo orden, presenta detalles que carecen de rigor técnico y necesita una continua actualización de los valores promedios por tipo de circuitos.
- 5- Las metodologías simplificadas (MSCC y MSUSP) aportan resultados consistentes, parten de premisas con mayor rigor técnico con la utilización de un mínimo de datos.
- 6- En la situación actual, la utilización de estos métodos simplificados es una solución consistente para la evaluación de pérdidas a nivel de segmento.
- 7- En la medida en que se garantice mayor precisión de los datos se irá obteniendo mayor precisión y credibilidad de los resultados.

Recomendaciones.

- 1- Garantizar un sistema de actualización de los datos de las redes secundarias que le permita a la empresa eléctrica incrementar la credibilidad de los resultados.
- 2- Rectificar los coeficientes que se utilizan para el cálculo de las pérdidas con el método de Ardivinson, si es de interés para la empresa continuar con su utilización.
- 3- Rectificar los valores promedio de las pérdidas utilizados por la metodología UNE, viciados por los errores derivados de la utilización del método de Ardivinson.
- 4- Continuar la obtención de datos referentes a las cargas de los transformadores y redes secundarias que permita una mejor caracterización de las mismas.

Bibliografía:

1. Acosta Montoya, A. *Análisis de sistemas de potencia*. Universidad Tecnológica de Pereira. Disponible en: <http://fieee.zoomblog.com>
2. de la Fé Dotres, S. *Redes de distribución de energía eléctrica*. Santiago de Cuba: Universidad de Oriente, 2004.
3. Feodorov, A. A. y Eduardo Rodríguez. *Suministro eléctrico de empresas industriales*. La Habana: Editorial Pueblo y Educación, 1982.
4. González-cueto cruz, J. A. aplicación y desarrollo de métodos para el análisis de redes eléctricas de potencia. Tesis doctoral, Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas, Santa Clara, 2000.
5. Grainger, J. Y W. Stevenson. *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. México: Programas Educativos S.A, 2001.
6. Iglesias, H.D. y Tanides C.G. Estimación del potencial de ahorro energético en los transformadores de distribución del sistema eléctrico argentino. *Revista Avances en energía Renovables y Medio Ambiente*, 2006, 10(1): 40-47.
7. Kostenco, M; Piotrovsky, L. *Máquinas Eléctricas*. Ciudad de la Habana: Editorial Pueblo y Educación, 1982.
8. Kozlov, V.A. *Manual de Proyecto de Suministro Eléctrico a Ciudades*. Moscú: Mir, 1986.
9. Laboratorio de Electrotecnia y Redes Eléctricas. *Análisis de redes eléctricas*. Universida de Vigo.
10. Lorenzo Mustelier, A. *Mediciones Eléctricas: Mediciones eléctricas de los parámetros eléctricos*. La Habana: ENPES, 1987.
11. MR Consultores. *Estudio de pérdidas técnicas de transformadores de distribución en un rango de potencias comprendidos entre los 5 kVA y los 3 MVA, instalados en compañías de distribución de electricidad de Argentina*. Buenos Aires: Editado por International Copper Association, Ltda., 2008.
12. Pérez Maliuk, I. Y Balbis Reyes Ge. "Modelo para la evaluación del régimen térmico de transformadores de distribución", 2008.

13. Ramírez Fiallo, O. Modelación físico-matemática para el diagnóstico de grandes transformadores en tiempo real. Tesis Doctoral, Universidad de Holguín, Holguín, 2011.
14. Reyes Ge, B. Comportamiento de los gráficos de carga y su influencia en el funcionamiento de los transformadores de distribución del municipio Holguín. Tesis de Maestría. Universidad de Holguín, Holguín, 2011.
15. Saadat, H & Hill Mc Graw. *Power Sistem Analysis*. University of Michigan, 1999. Disponible en <http://www.mhhe.com>
16. Short, Thomas A. *Electric Power Distribution Equipment and Systems*. New York: Editorial Taylor & Francis Group, 2006.
17. Stagg, G. W. & Ahmed H. El-Abiat. *Computer Methods in Power System Analysis*. International Studen Edition, 1968.
18. Targosz; et. al. *The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers*. European Copper Institute, 2005.
19. Viego Felipe, P.; et. al. *Ahorro de Energía en Sistemas de Suministro Eléctrico*. Cienfuegos: Editorial Universidad de Cienfuegos, 2005.
20. Voronicov V., A. *Redes y Sistemas Eléctricos*. Moscú: Mir, 1968.

Anexo 1

Resultados de la aplicación de los métodos para el cálculo de las pérdidas de energía en las redes de distribución secundarias en los circuitos de prueba.

Ctos	Potencia	Transf	Clientes	Lt	Tramo	Calibre	Esec	Ardvinson	DP	UNE	DP	MSUSP	DP	MSCC	DP
#	(kW)	(kVA)	#	(m)	(m)	(mm2)			%		%		%		%
1	12	25	12	200	100	35	0.10	0.15	47.1	0.377	269.6	0.10	-5.4	0.09	-50.2
2	12	25	12	400	100	35	0.184	0.27	46.7	0.377	104.9	0.19	4.9	0.15	-54.9
3	12	25	12	600	100	35	0.184	0.28	52.2	0.377	104.9	0.29	57.3	0.21	-39.0
4	12	25	12	800	100	35	0.184	0.27	46.7	0.377	104.9	0.39	109.7	0.25	-25.2
5	12	25	12	100	50	35	0.051	0.08	56.9	0.377	639.2	0.05	-5.4	0.06	-39.7
6	12	25	12	200	50	35	0.092	0.14	52.2	0.377	309.8	0.10	4.9	0.09	-44.8
7	12	25	12	300	50	35	0.088	0.14	59.1	0.377	328.4	0.14	64.4	0.13	-22.5
8	12	25	12	400	50	35	0.113	0.14	23.9	0.377	233.6	0.19	70.8	0.15	-26.6
9	12	25	12	200	100	35	0.146	0.22	50.7	0.377	158.2	0.10	-33.9	0.09	-65.2
10	12	25	12	400	100	35	0.239	0.36	50.6	0.377	57.7	0.19	-19.3	0.15	-65.3
11	12	25	12	600	100	35	0.252	0.38	50.8	0.377	49.6	0.29	14.9	0.21	-55.4
12	12	25	12	800	100	35	0.296	0.45	52.0	0.377	27.4	0.39	30.4	0.25	-53.5
13	12	25	12	100	50	35	0.073	0.11	50.7	0.377	416.4	0.05	-33.9	0.06	-57.9
14	12	25	12	200	50	35	0.12	0.18	50.0	0.377	214.2	0.10	-19.6	0.09	-57.7
15	12	25	12	300	50	35	0.126	0.19	50.8	0.377	199.2	0.14	14.9	0.13	-45.9
16	12	25	12	400	50	35	0.148	0.22	48.6	0.377	154.7	0.19	30.4	0.15	-44.0
17	12	25	12	60	30	35	0.031	0.05	61.3	0.377	1116.1	0.03	-6.6	0.04	-31.0
18	12	25	12	120	30	35	0.055	0.08	45.5	0.377	585.5	0.06	5.2	0.06	-36.8
19	12	25	12	180	30	35	0.053	0.08	50.9	0.377	611.3	0.09	63.8	0.09	-11.7
20	12	25	12	240	30	35	0.068	0.08	17.6	0.377	454.4	0.12	70.3	0.11	-15.5
21	12	25	12	60	30	35	0.044	0.07	59.1	0.377	756.8	0.03	-34.2	0.04	-51.4
22	12	25	12	120	30	35	0.072	0.11	52.8	0.377	423.6	0.06	-19.6	0.06	-51.7
23	12	25	12	180	30	35	0.076	0.11	44.7	0.377	396.1	0.09	14.2	0.09	-38.4
24	12	25	12	240	30	35	0.089	0.13	46.1	0.377	323.6	0.12	30.1	0.11	-35.4
25	12	25	12	200	100	70	0.055	0.11	100.0	0.377	585.5	0.05	-5.0	0.05	-7.6
26	12	25	12	400	100	70	0.1	0.19	90.0	0.377	277.0	0.10	4.5	0.08	-17.1
27	12	25	12	600	100	70	0.096	0.2	108.3	0.377	292.7	0.16	63.3	0.11	17.0
28	12	25	12	800	100	70	0.1	0.19	90.0	0.377	277.0	0.21	109.0	0.14	37.7

Ctos	Potencia	Transf	Clientes	Lt	Tramo	Calibre	Esec	Ardvinson	DP	UNE	DP	MSUSP	DP	MSCC	DP
#	(kW)	(kVA)	#	(m)	(m)	(mm2)			%		%		%		%
29	12	25	12	100	50	70	0.028	0.05	78.6	0.377	1246.4	0.03	-6.7	0.03	9.8
30	12	25	12	200	50	70	0.05	0.1	100.0	0.377	654.0	0.05	4.5	0.05	1.6
31	12	25	12	300	50	70	0.048	0.1	108.3	0.377	685.4	0.08	63.3	0.07	42.1
32	12	25	12	400	50	70	0.061	0.1	63.9	0.377	518.0	0.10	71.3	0.08	35.9
33	12	25	12	200	100	70	0.079	0.15	89.9	0.377	377.2	0.05	-33.9	0.05	-35.7
34	12	25	12	400	100	70	0.13	0.25	92.3	0.377	190.0	0.10	-19.6	0.08	-36.2
35	12	25	12	600	100	70	0.137	0.26	89.8	0.377	175.2	0.16	14.4	0.11	-18.0
36	12	25	12	800	100	70	0.16	0.31	93.8	0.377	135.6	0.21	30.6	0.14	-13.9
37	12	25	12	100	50	70	0.04	0.08	100.0	0.377	842.5	0.03	-34.7	0.03	-23.1
38	12	25	12	200	50	70	0.065	0.12	84.6	0.377	480.0	0.05	-19.6	0.05	-21.8
39	12	25	12	300	50	70	0.068	0.13	91.2	0.377	454.4	0.08	15.2	0.07	0.3
40	12	25	12	400	50	70	0.08	0.15	87.5	0.377	371.3	0.10	30.6	0.08	3.6
41	12	25	12	60	30	70	0.017	0.03	76.5	0.377	2117.6	0.02	-7.8	0.02	25.8
42	12	25	12	120	30	70	0.03	0.06	100.0	0.377	1156.7	0.03	4.5	0.03	15.9
43	12	25	12	180	30	70	0.029	0.06	106.9	0.377	1200.0	0.05	62.1	0.05	61.4
44	12	25	12	240	30	70	0.037	0.06	62.2	0.377	918.9	0.06	69.4	0.06	55.4
45	12	25	12	60	30	70	0.024	0.05	108.3	0.377	1470.8	0.02	-34.7	0.02	-10.9
46	12	25	12	120	30	70	0.039	0.07	79.5	0.377	866.7	0.03	-19.6	0.03	-10.9
47	12	25	12	180	30	70	0.041	0.08	95.1	0.377	819.5	0.05	14.7	0.05	14.1
48	12	25	12	240	30	70	0.048	0.09	87.5	0.377	685.4	0.06	30.6	0.06	19.8
49	24	37.5	30	200	100	35	0.41	0.61	49.5	0.589	44.4	0.34	-17.5	0.37	-8.2
50	24	37.5	30	400	100	35	0.73	1.1	50.5	0.589	-19.4	0.67	-7.9	0.62	-15.9
51	24	37.5	30	600	100	35	0.71	1.12	57.5	0.589	-17.2	1.01	42.0	0.83	16.6
52	24	37.5	30	800	100	35	0.73	1.05	43.6	0.589	-19.4	1.35	84.2	1.02	39.0
53	24	37.5	30	100	50	35	0.20	0.31	52.7	0.589	190.1	0.17	-17.1	0.23	12.0
54	24	37.5	30	200	50	35	0.37	0.55	50.3	0.589	60.9	0.34	-8.0	0.37	2.3
55	24	37.5	30	300	50	35	0.36	0.56	57.7	0.589	65.9	0.50	42.2	0.50	39.3
56	24	37.5	30	400	50	35	0.45	0.55	22.0	0.589	30.6	0.67	49.2	0.62	36.4

Ctos	Potencia	Transf	Clientes	Lt	Tramo	Calibre	Esec	Ardvinson	DP	UNE	DP	MSUSP	DP	MSCC	DP
#	(kW)	(kVA)	#	(m)	(m)	(mm2)			%		%		%		%
57	24	37.5	30	200	100	35	0.59	0.88	49.9	0.589	0.3	0.34	-42.7	0.37	-36.2
58	24	37.5	30	400	100	35	0.96	1.42	48.2	0.589	-38.5	0.67	-29.7	0.62	-35.8
59	24	37.5	30	600	100	35	1.013	1.51	49.1	0.589	-41.9	1.01	-0.3	0.83	-18.2
60	24	37.5	30	800	100	35	1.189	1.78	49.7	0.589	-50.5	1.35	13.2	1.02	-14.5
61	24	37.5	30	100	50	35	0.293	0.44	50.2	0.589	101.0	0.17	-42.6	0.23	-22.4
62	24	37.5	30	200	50	35	0.481	0.71	47.6	0.589	22.5	0.34	-30.0	0.37	-22.2
63	24	37.5	30	300	50	35	0.505	0.76	50.5	0.589	16.6	0.50	0.0	0.50	-2.0
64	24	37.5	30	400	50	35	0.595	0.89	49.6	0.589	-1.0	0.67	13.1	0.62	3.4
65	24	37.5	30	60	30	35	0.122	0.18	47.5	0.589	382.8	0.10	-17.2	0.16	31.5
66	24	37.5	30	120	30	35	0.219	0.33	50.7	0.589	168.9	0.20	-7.8	0.26	16.0
67	24	37.5	30	180	30	35	0.213	0.34	59.6	0.589	176.5	0.30	42.2	0.35	63.2
68	24	37.5	30	240	30	35	0.271	0.33	21.8	0.589	117.3	0.40	49.0	0.43	57.9
69	24	37.5	30	60	30	35	0.176	0.26	47.7	0.589	234.7	0.10	-42.6	0.16	-8.8
70	24	37.5	30	120	30	35	0.289	0.43	48.8	0.589	103.8	0.20	-30.1	0.26	-12.1
71	24	37.5	30	180	30	35	0.303	0.45	48.5	0.589	94.4	0.30	0.0	0.35	14.7
72	24	37.5	30	240	30	35	0.357	0.53	48.5	0.589	65.0	0.40	13.1	0.43	19.8
73	24	37.5	30	200	100	70	0.22	0.42	90.0	0.589	166.5	0.18	-17.5	0.20	-8.6
74	24	37.5	30	400	100	70	0.40	0.76	91.9	0.589	48.7	0.36	-8.0	0.33	-15.6
75	24	37.5	30	600	100	70	0.39	0.78	102.6	0.589	53.0	0.55	42.0	0.45	16.3
76	24	37.5	30	800	100	70	0.40	0.76	91.9	0.589	48.7	0.73	84.1	0.55	39.4
77	24	37.5	30	100	50	70	0.11	0.21	90.9	0.589	435.5	0.09	-17.2	0.12	10.6
78	24	37.5	30	200	50	70	0.20	0.38	91.9	0.589	197.5	0.18	-8.0	0.20	2.0
79	24	37.5	30	300	50	70	0.19	0.39	103.1	0.589	206.8	0.27	42.4	0.27	41.4
80	24	37.5	30	400	50	70	0.24	0.38	55.7	0.589	141.4	0.36	49.4	0.33	37.0
81	24	37.5	30	200	100	70	0.32	0.61	91.8	0.589	85.2	0.18	-42.7	0.20	-36.5
82	24	37.5	30	400	100	70	0.52	0.99	89.7	0.589	12.8	0.36	-30.2	0.33	-36.0
83	24	37.5	30	600	100	70	0.548	1.05	91.6	0.589	7.5	0.55	-0.2	0.45	-18.3
84	24	37.5	30	800	100	70	0.644	1.24	92.5	0.589	-8.5	0.73	13.2	0.55	-14.3

Ctos	Potencia	Transf	Clientes	Lt	Tramo	Calibre	Esec	Ardvinson	DP	UNE	DP	MSUSP	DP	MSCC	DP
#	(kW)	(kVA)	#	(m)	(m)	(mm2)			%		%		%		%
85	24	37.5	30	100	50	70	0.159	0.31	95.0	0.589	270.4	0.09	-42.7	0.12	-23.5
86	24	37.5	30	200	50	70	0.262	0.49	87.0	0.589	124.8	0.18	-30.4	0.20	-22.9
87	24	37.5	30	300	50	70	0.274	0.53	93.4	0.589	115.0	0.27	-0.2	0.27	-0.9
88	24	37.5	30	400	50	70	0.322	0.62	92.5	0.589	82.9	0.36	13.2	0.33	3.8
89	24	37.5	30	60	30	70	0.066	0.13	97.0	0.589	792.4	0.05	-17.2	0.08	27.6
90	24	37.5	30	120	30	70	0.119	0.23	93.3	0.589	395.0	0.11	-8.1	0.14	16.8
91	24	37.5	30	180	30	70	0.115	0.23	100.0	0.589	412.2	0.16	42.6	0.19	62.8
92	24	37.5	30	240	30	70	0.147	0.23	56.5	0.589	300.7	0.22	48.8	0.23	56.4
93	24	37.5	30	60	30	70	0.095	0.18	89.5	0.589	520.0	0.10	6.3	0.16	-11.3
94	24	37.5	30	120	30	70	0.157	0.3	91.1	0.589	275.2	0.20	28.6	0.26	-11.4
95	24	37.5	30	180	30	70	0.164	0.32	95.1	0.589	259.1	0.30	84.7	0.35	14.1
96	24	37.5	30	240	30	70	0.193	0.37	91.7	0.589	205.2	0.40	109.3	0.43	19.2
97	36	50	72	200	100	35	0.92	1.37	49.6	0.921	0.5	0.72	-21.8	0.84	-8.5
98	36	50	72	400	100	35	1.65	2.47	49.8	0.921	-44.1	1.43	-13.2	1.39	-15.8
99	36	50	72	600	100	35	1.60	2.53	58.5	0.921	-42.3	2.15	34.6	1.86	16.7
100	36	50	72	800	100	35	1.65	2.47	49.8	0.921	-44.1	2.86	73.7	2.29	39.1
101	36	50	72	100	50	35	0.46	0.69	50.7	0.921	101.1	0.36	-21.8	0.51	10.6
102	36	50	72	200	50	35	0.82	1.24	50.5	0.921	11.8	0.72	-13.1	0.84	1.7
103	36	50	72	300	50	35	0.80	1.26	57.9	0.921	15.4	1.07	34.6	1.13	41.1
104	36	50	72	400	50	35	1.02	1.24	21.7	0.921	-9.6	1.43	40.5	1.39	36.2
105	36	50	72	200	100	35	1.32	1.98	50.1	0.921	-30.2	0.72	-45.7	0.84	-36.4
106	36	50	72	400	100	35	2.15	3.2	48.6	0.921	-57.2	1.43	-33.5	1.39	-35.5
107	36	50	72	600	100	35	2.28	3.41	49.8	0.921	-59.5	2.15	-5.6	1.86	-18.2
108	36	50	72	800	100	35	2.27	4.01	76.9	0.921	-59.4	2.86	26.3	2.29	1.2
109	36	50	72	100	50	35	0.66	0.99	50.0	0.921	39.5	0.36	-45.8	0.51	-23.2
110	36	50	72	200	50	35	1.08	1.6	48.0	0.921	-14.8	0.72	-33.8	0.84	-22.5
111	36	50	72	300	50	35	1.14	1.7	49.6	0.921	-18.9	1.07	-5.5	1.13	-0.9
112	36	50	72	400	50	35	1.34	2.01	50.3	0.921	-31.1	1.43	7.1	1.39	3.8

Ctos	Potencia	Transf	Clientes	Lt	Tramo	Calibre	Esec	Ardvinson	DP	UNE	DP	MSUSP	DP	MSCC	DP
#	(kW)	(kVA)	#	(m)	(m)	(mm2)			%		%		%		%
113	36	50	72	60	30	35	0.28	0.41	49.1	0.921	234.9	0.21	-21.9	0.35	27.4
114	36	50	72	120	30	35	0.50	0.74	49.5	0.921	86.1	0.43	-13.2	0.58	17.0
115	36	50	72	180	30	35	0.48	0.76	58.7	0.921	92.3	0.64	34.5	0.78	62.2
116	36	50	72	240	30	35	0.61	0.74	20.9	0.921	50.5	0.86	40.4	0.96	56.4
117	36	50	72	60	30	35	0.40	0.59	49.0	0.921	132.6	0.21	-45.8	0.35	-11.5
118	36	50	72	120	30	35	0.65	0.96	47.9	0.921	41.9	0.43	-33.8	0.58	-10.8
119	36	50	72	180	30	35	0.68	1.02	49.6	0.921	35.0	0.64	-5.5	0.78	13.9
120	36	50	72	240	30	35	0.80	1.2	49.6	0.921	14.8	0.86	7.1	0.96	19.4
121	36	50	72	200	100	70	0.50	0.95	91.5	0.921	85.7	0.39	-21.8	0.45	-8.4
122	36	50	72	400	100	70	0.89	1.72	92.6	0.921	3.1	0.78	-13.2	0.75	-15.9
123	36	50	72	600	100	70	0.86	1.76	103.7	0.921	6.6	1.16	34.6	1.01	171.4
124	36	50	72	800	100	70	0.89	1.72	92.6	0.921	3.1	1.55	73.6	1.24	38.3
125	36	50	72	100	50	70	0.25	0.48	93.5	0.921	271.4	0.19	-21.8	0.27	10.5
126	36	50	72	200	50	70	0.45	0.86	92.8	0.921	106.5	0.39	-13.1	0.45	1.9
127	36	50	72	300	50	70	0.43	0.88	103.7	0.921	113.2	0.58	34.6	0.61	41.1
128	36	50	72	400	50	70	0.55	0.86	55.8	0.921	66.8	0.78	40.5	0.75	36.1
129	36	50	72	200	100	70	0.71	1.37	91.9	0.921	29.0	0.39	-45.7	0.45	-36.3
130	36	50	72	400	100	70	1.18	2.22	88.6	0.921	-21.8	0.78	-34.1	0.75	-36.2
131	36	50	72	600	100	70	1.23	2.37	92.2	0.921	-25.3	1.16	-5.7	1.01	90.2
132	36	50	72	800	100	70	1.45	2.79	92.8	0.921	-36.4	1.55	7.2	1.24	-14.6
133	36	50	72	100	50	70	0.36	0.69	93.3	0.921	158.0	0.19	-45.7	0.27	-23.2
134	36	50	72	200	50	70	0.59	1.11	88.5	0.921	56.4	0.39	-34.2	0.45	-22.8
135	36	50	72	300	50	70	0.62	1.18	91.9	0.921	49.8	0.58	-5.5	0.61	-0.9
136	36	50	72	400	50	70	0.72	1.39	92.0	0.921	27.2	0.78	7.1	0.75	3.8
137	36	50	72	60	30	70	0.15	0.29	94.6	0.921	518.1	0.12	-22.0	0.19	27.4
138	36	50	72	120	30	70	0.27	0.52	94.0	0.921	243.7	0.23	-13.2	0.31	16.7
139	36	50	72	180	30	70	0.26	0.53	104.6	0.921	255.6	0.35	34.7	0.42	62.6
140	36	50	72	240	30	70	0.33	0.52	57.1	0.921	178.2	0.47	40.5	0.52	56.7

Ctos	Potencia	Transf	Clientes	Lt	Tramo	Calibre	Esec	Ardvinson	DP	UNE	DP	MSUSP	DP	MSCC	DP
#	(kW)	(kVA)	#	(m)	(m)	(mm2)			%		%		%		%
141	36	50	72	60	30	70	0.21	0.41	91.6	0.921	330.4	0.12	-45.7	0.19	-11.3
142	36	50	72	120	30	70	0.35	0.67	89.3	0.921	160.2	0.23	-34.3	0.31	-11.6
143	36	50	72	180	30	70	0.37	0.71	92.4	0.921	149.6	0.35	-5.5	0.42	14.1
144	36	50	72	240	30	70	0.43	0.84	93.5	0.921	112.2	0.47	7.2	0.52	19.5
145	48	75	130	200	100	35	1.63	2.44	49.9	0.921	-43.4	1.25	-23.2	1.49	-8.4
146	48	75	130	400	100	35	2.93	4.4	50.0	0.921	-68.6	2.50	-14.8	2.47	-15.9
147	48	75	130	600	100	35	2.84	4.49	57.9	0.921	-67.6	3.75	31.9	3.31	16.4
148	48	75	130	800	100	35	2.93	4.4	50.0	0.921	-68.6	5.00	70.4	4.08	39.0
149	48	75	130	100	50	35	0.82	1.22	49.7	0.921	13.0	0.62	-23.3	0.90	10.6
150	48	75	130	200	50	35	1.47	2.2	50.0	0.921	-37.2	1.25	-14.8	1.49	1.6
151	48	75	130	300	50	35	1.42	2.25	58.2	0.921	-35.2	1.87	31.8	2.00	40.8
152	48	75	130	400	50	35	1.81	2.2	21.5	0.921	-49.1	2.50	38.0	2.47	36.2
153	48	75	130	200	100	35	2.34	3.52	50.2	0.921	-60.7	1.25	-46.7	1.49	-36.4
154	48	75	130	400	100	35	3.83	5.69	48.7	0.921	-75.9	2.50	-34.7	2.47	-35.5
155	48	75	130	600	100	35	4.04	6.06	49.9	0.921	-77.2	3.75	-7.3	3.31	-18.1
156	48	75	130	800	100	35	4.75	7.13	50.2	0.921	-80.6	5.00	5.3	4.08	-14.1
157	48	75	130	100	50	35	1.17	1.76	50.2	0.921	-21.4	0.62	-46.7	0.90	-23.1
158	48	75	130	200	50	35	1.92	2.85	48.4	0.921	-52.1	1.25	-34.9	1.49	-22.4
159	48	75	130	300	50	35	2.02	3.03	50.1	0.921	-54.4	1.87	-7.1	2.00	-0.8
160	48	75	130	400	50	35	2.38	3.57	50.3	0.921	-61.2	2.50	5.2	2.47	3.8
161	48	75	130	60	30	35	0.49	0.73	49.3	0.921	88.3	0.37	-23.3	0.62	27.1
162	48	75	130	120	30	35	0.88	1.32	50.0	0.921	4.7	0.75	-14.8	1.03	17.0
163	48	75	130	180	30	35	0.85	1.35	58.3	0.921	8.0	1.12	31.9	1.38	61.9
164	48	75	130	240	30	35	1.09	1.32	21.5	0.921	-15.2	1.50	38.1	1.70	56.7
165	48	75	130	60	30	35	0.70	1.06	50.8	0.921	31.0	0.37	-46.7	0.62	-11.6
166	48	75	130	120	30	35	1.15	1.71	48.4	0.921	-20.1	0.75	-34.9	1.03	-10.6
167	48	75	130	180	30	35	1.21	1.82	50.3	0.921	-23.9	1.12	-7.1	1.38	14.0
168	48	75	130	240	30	35	1.43	2.14	50.1	0.921	-35.4	1.50	5.2	1.70	19.4

Ctos	Potencia	Transf	Clientes	Lt	Tramo	Calibre	Esec	Ardvinson	DP	UNE	DP	MSUSP	DP	MSCC	DP
#	(kW)	(kVA)	#	(m)	(m)	(mm2)			%		%		%		%
169	48	75	130	200	100	70	0.88	1.7	93.0	0.921	4.5	0.68	-23.2	0.81	-8.3
170	48	75	130	400	100	70	1.59	3.05	91.9	0.921	-42.0	1.35	-14.8	1.34	-15.9
171	48	75	130	600	100	70	1.54	3.12	102.6	0.921	-40.2	2.03	31.8	1.79	16.4
172	48	75	130	800	100	70	1.59	3.05	91.9	0.921	-42.0	2.71	70.3	2.21	39.0
173	48	75	130	100	50	70	0.44	0.85	92.7	0.921	108.8	0.34	-23.3	0.49	10.7
174	48	75	130	200	50	70	0.79	1.53	92.7	0.921	16.0	0.68	-14.8	0.81	1.7
175	48	75	130	300	50	70	0.77	1.56	102.6	0.921	19.6	1.02	31.8	1.08	40.8
176	48	75	130	400	50	70	0.99	1.53	55.3	0.921	-6.5	1.35	37.4	1.34	35.6
177	48	75	130	200	100	70	1.27	2.44	92.3	0.921	-27.4	0.68	-46.7	0.81	-36.4
178	48	75	130	400	100	70	2.09	3.95	88.9	0.921	-56.0	1.35	-35.3	1.34	-36.1
179	48	75	130	600	100	70	2.19	4.21	92.2	0.921	-57.9	2.03	-7.3	1.79	-18.1
180	48	75	130	800	100	70	2.57	4.95	92.5	0.921	-64.2	2.71	5.3	2.21	-14.1
181	48	75	130	100	50	70	0.64	1.22	92.1	0.921	45.0	0.34	-46.7	0.49	-23.1
182	48	75	130	200	50	70	1.05	1.98	89.1	0.921	-12.0	0.68	-35.4	0.81	-22.9
183	48	75	130	300	50	70	1.09	2.1	92.1	0.921	-15.7	1.02	-7.1	1.08	-0.8
184	48	75	130	400	50	70	1.29	2.48	92.7	0.921	-28.4	1.35	5.2	1.34	3.8
185	48	75	130	60	30	70	0.27	0.51	92.5	0.921	247.5	0.20	-23.4	0.34	27.1
186	48	75	130	120	30	70	0.48	0.92	92.9	0.921	93.1	0.41	-14.9	0.56	16.9
187	48	75	130	180	30	70	0.46	0.94	103.5	0.921	99.4	0.61	31.8	0.75	61.8
188	48	75	130	240	30	70	0.59	0.92	56.5	0.921	56.6	0.81	38.1	0.92	56.7
189	48	75	130	60	30	70	0.38	0.73	91.6	0.921	141.7	0.20	-46.7	0.34	-11.6
190	48	75	130	120	30	70	0.63	1.19	89.5	0.921	46.7	0.41	-35.3	0.56	-11.2
191	48	75	130	180	30	70	0.66	1.26	92.1	0.921	40.4	0.61	-7.2	0.75	13.9
192	48	75	130	240	30	70	0.77	1.49	93.0	0.921	19.3	0.81	5.2	0.92	19.3
Suma							25.00	47.68	90.7	22.104	-11.6	24.36	-2.6	24.85	0.8
Máx.									103.5		247.5		70.3		61.8
Mín									55.3		-64.2		-46.7		-36.4