

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A
LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

PROYECTO TÉCNICO

“UBICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSADORES PARA
ALIMENTADORES MEDIANTE EL USO DE MÉTODOS HEURISTICOS
Y CONTRASTADO CON CYMDIST”

Autores:

Cristhian Mauricio Quezada Viñanzaca
Jaime Alexander Torres Arias

Tutor:

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque

Cuenca, Ecuador
2018

Cesión de Derechos del Autor

Nosotros, Cristhian Mauricio Quezada Viñanzaca con C.I:0302555982 y Jaime Alexander Torres Arias con C.I:1716988157 manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud que somos autores del trabajo de titulación “UBICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSADORES PARA ALIMENTADORES MEDIANTE EL USO DE MÉTODOS HEURÍSTICOS Y CONTRASTADO CON CYMDIST”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca Marzo del 2018



Cristhian Mauricio Quezada Viñanzaca
C.I: 0302555982



Jaime Alexander Torres Arias
C.I: 1716988157

Certificación

Yo declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “UBICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSADORES PARA ALIMENTADORES MEDIANTE EL USO DE MÉTODOS HUERÍSTICOS Y CONTRASTADO CON CYMDIST”, realizado por Cristhian Mauricio Quezada Viñanzaca y Jaime Alexander Torres Arias obteniendo el proyecto técnico, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca Marzo del 2018

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized oval shape followed by several overlapping, cursive-like strokes.

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque
TUTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

Declaratoria de Responsabilidad

Nosotros, Cristhian Mauricio Quezada Viñanzaca con C.I:0302555982 y Jaime Alexander Torres Arias con C.I:1716988157 autores del trabajo de titulación “UBICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSADORES PARA ALIMENTADORES MEDIANTE EL USO DE MÉTODOS HEURÍSTICOS Y CONTRASTADO CON CYMDIST” certificamos que el total contenido del proyecto técnico es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca Marzo del 2018



Cristhian Mauricio Quezada Viñanzaca
C.I: 0302555982



Jaime Alexander Torres Arias
C.I: 1716988157

Agradecimientos

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos en primer lugar a Dios, a nuestras familias y amigos por el apoyo que nos han brindado durante todo el tiempo de estudios, a nuestro tutor del proyecto técnico Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque, al Ing. Pablo Robles docente universitario, a los ingenieros; Miguel Arévalo, Ramiro Ávila, Manolo Molina y Felipe Saldaña, funcionarios de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., por brindar todo su conocimiento, experiencia, apoyo y tiempo de una manera desinteresada en su colaboración con nuestra investigación, siendo clave en los resultados obtenidos.

Cristhian, Jaime

Dedicatoria

Dedico este proyecto de titulación a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, también se lo dedico a mis abuelos, mis padres, mis hermanos y amigos por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos y valores, por la motivación constante que me ha permitido llegar a ser una persona de bien.

Cristhian

Quiero dedicar este proyecto de titulación a Dios, a mis padres y mis hermanos por su amor, comprensión, interés y su apoyo incondicional, a mi abuelito por todo lo que ha hecho por mí estos años de universidad, a mis familiares por el apoyo y ese calor de hogar que me han brindado desde que llegue a Cuenca, a mis amigos por todo el ánimo que me han dado a lo largo de estos años y finalmente a todas y cada una de las personas que de una u otra manera han llegado a formar parte de mi día a día durante todo este tiempo de vida universitaria, gracias a todos es que estoy culminando una etapa más de mi vida.

Jaime

Resumen

En el presente trabajo de titulación se desarrolla un programa mediante MATLAB para el cálculo de flujos de potencia y la ubicación óptima de bancos de condensadores en las redes de distribución urbana y rural mediante la implementación de métodos heurísticos y comparación de los resultados con el programa CYMDIST, cuya licencia de utilización posee la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. y la cual nos ha provisto la información necesaria para poder realizar los análisis, cálculos y comparación de resultados. En el presente trabajo se encuentra primero una sustentación teórica de los componentes del CYMDIST y de toda la metodología aplicada en el programa desarrollado, como los métodos de distribución de carga, el método Ardivinson para la resolución de flujos, la estimación de las pérdidas en los transformadores monofásicos y trifásicos según la normativa ecuatoriana, como estimar una curva de perfil de carga diario, el principio de la compensación de reactivos y su efecto en una red de distribución, por lo que una vez fundamentado esto se continúa con la ubicación de bancos de compensación en donde se implementan los métodos heurísticos, se utilizan los de dos fases más específicamente el modelo de asignación elemental y el modelo de búsqueda local, además de las restricciones del sistema para que sea óptima la compensación obtenida al ubicar los bancos, y finalmente los parámetros necesarios para determinar la rentabilidad del proyecto. Una vez que se tiene la sustentación teórica, se procede con el desarrollo de la metodología implementada en el programa, iniciando con la preparación de los reportes generados desde CYMDIST y de cómo se los debe cargar al programa, se continúa con el ingreso de los parámetros del sistema a analizar, el cálculo de los flujos de potencia, la ubicación de los bancos de condensadores, la determinación la rentabilidad, la estimación del error porcentual en los resultados generados en contraste con los obtenidos del CYMDIST y finalmente de cómo se exportan y guardan los reportes con la información generada por el programa. Además, se cuenta con una sección en la que se procede a validar la metodología utilizada en el cálculo de las pérdidas de los transformadores, los flujos de potencia y la ubicación de bancos, utilizando los valores del CYMDIST y adicionalmente un modelo de pruebas y validación IEEE. Con lo que se procede a la implementación del programa donde se realiza el estudio en alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. calculando los flujos de potencia, ubicando los bancos de condensadores y el análisis económico confirmando su rentabilidad para que en la sección de análisis de resultados se pueda verificar mediante contraste de los valores generados por el programa como los obtenidos del CYMDIST y determinar la validez del programa, finalmente en el capítulo 7 se colocan las conclusiones y recomendaciones.

ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos.....	V
Dedicatoria	VI
Resumen.....	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
NOMENCLATURA	XVI
1 Introducción.....	3
2 Marco Teórico	4
2.1 CYMDIST.....	4
2.2 Programa propuesto	5
2.2.1 Resolución de flujos de potencia para Redes de Distribución Urbana y Rural (RDUR)....	6
2.2.2 Estimación de pérdidas en los Transformadores de Distribución	12
2.2.3 Estimación de la curva de carga diaria.....	13
2.2.4 Compensación de Reactivos.	16
2.2.5 Análisis para ubicación óptima de condensadores utilizando métodos heurísticos.	18
2.2.6 Análisis Económico	22
3 Metodología.....	26
3.1 Preparación y Carga de Data.....	29
3.2 Parametrización del Sistema	32
3.3 Flujos de Potencia	36
3.4 Ubicación de Bancos.....	37
3.5 Análisis económico	40
3.6 Calculo de Error	42
3.7 Guardar Reportes	43
4 Validación de la Metodología.....	45
4.1 Pérdidas en transformadores.	45
4.2 Flujos de Potencia	46
4.3 Ubicación de Bancos.....	52
5 Implementación	57
5.1 Flujos de Potencia.	57

5.2	Ubicación de Bancos.....	62
5.2.1	Caso 1: Estudio del Alimentador para demanda máxima mediante programa propuesto y módulo CYME.	65
5.2.2	Caso 2: Estudio del Alimentador para demanda máxima, media y mínima mediante programa propuesto.	69
5.2.3	Caso 3: Estudio del Alimentador para demanda máxima media y mínima mediante programa CYME.	73
5.3	Análisis Económico.	75
6	Análisis de Resultados y Trabajos Futuros.....	81
6.1	Análisis de Resultados.	81
6.2	Trabajos Futuros.	83
7	Conclusiones y Recomendaciones.....	85
7.1	Conclusiones.....	85
7.2	Recomendaciones.	85
8	Bibliografía.....	86
9	Anexos.....	89
9.1	Anexo 1.....	89
9.1.1	Cálculo de las caídas de tensión y las pérdidas.....	89
9.2	Anexo 2.....	96
9.2.1	Modelo de Reporte generado desde CYMDIST.....	96
9.3	Anexo 3.....	100
9.3.1	Plantilla de reporte para la estimación de la curva de perfil de carga diario.....	100
9.4	Anexo 4.....	105
9.4.1	Unidades de Propiedad (UP) de Equipos de Compensación.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 2.1 Factor B [16].....	9
Figura. 2.2 Diagrama de Flujo para la estimación de la curva de demanda diaria [26].....	14
Figura. 2.3 Curva de demanda diaria inicial estimada. [26]	16
Figura. 2.4 Sistema de 6 nodos	17
Figura. 2.5 Matriz de Incidencia Sistema de 6 Nodos con banco de condensadores.....	17
Figura. 2.6 Taxonomía para métodos de resolución heurística.....	18
Figura. 2.7 Representación de la ganancia de voltaje en el nodo i [31].....	20
Figura. 3.1 Diagrama de Flujo (Importación de Datos y Parametrización)	26
Figura. 3.2 Diagrama de Flujos (Flujo de potencia y Ubicación óptima de Compensación)	27
Figura. 3.3 Interfaz Gráfica (ventana Inicial)	28
Figura. 3.4 Botones de acción (ventana Inicial).....	28
Figura. 3.5 Ventana "Menú Principal"	29
Figura. 3.6 Reporte Alimentador 0421 (Visualización parcial del reporte).....	30
Figura. 3.7 Interfaz de Usuario (CARGAR DATA).....	30
Figura. 3.8 Interfaz de Usuario - Carga de Datos y Validación de formato.....	31
Figura. 3.9 Depuración de datos	31
Figura. 3.10 Parametrización del Alimentador	32
Figura. 3.11 Submenú para el ingreso de parámetros.	32
Figura. 3.12 Selección de alimentador para estimación de la curva	33
Figura. 3.13 Formato de la información de perfil de carga diaria.....	33
Figura. 3.14 Formato de la Información de perfil de carga diaria separada por S/E	33
Figura. 3.15 Ingreso de rango de tiempo para la estimación de la curva de perfil de carga	34
Figura. 3.16 Parámetros para la estimación de la curva de perfil de carga.	34
Figura. 3.17 Curva estimada del perfil de carga diario	35
Figura. 3.18 Ingreso de parámetros de cabecera del Alimentador.....	35
Figura. 3.19 Evaluación del Alimentador	36
Figura. 3.20 Submenú "Evaluar Alimentador"	36
Figura. 3.21 Arreglos con datos de flujos con demanda máxima, media y mínima.	37

Figura. 3.22 Ubicación de Bancos	37
Figura. 3.23 Ubicación de Bancos de Condensadores	38
Figura. 3.24 Opciones para ubicación manual de bancos de condensadores	38
Figura. 3.25 Visualización de nodos que necesitan ser compensados en factor de potencia o en nivel de voltaje.....	39
Figura. 3.26 Menú para seleccionar la capacidad del banco.....	39
Figura. 3.27 Menú para seleccionar el tipo de banco.....	40
Figura. 3.28 Ubicación manual de bancos (visualización de todos los nodos del sistema)	40
Figura. 3.29 Análisis Económico.....	41
Figura. 3.30 Análisis Económico; RBC para 15 años.....	41
Figura. 3.31 Cálculo de Error.....	42
Figura. 3.32Calculo de Error.....	43
Figura. 3.33 Guardar Reportes	43
Figura. 3.34 Guardar Archivos	44
Figura. 4.1 Reporte de los Transformadores existentes en la CENTROSUR.....	45
Figura. 4.2 Pérdidas en los transformadores del Alimentador 0421 (obtenidas y estimadas)	46
Figura. 4.3 Pérdidas en los transformadores del Alimentador 0527 (obtenidas y estimadas)	46
Figura. 4.4 Alimentador de 13 nodos para pruebas IEEE.....	47
Figura. 4.5 Comando para MATLAB del alimentador de pruebas IEEE de 13 nodos	48
Figura. 4.6 Bloque de Simulink del IEEE 13 Node Test Feeder	49
Figura. 4.7 Potencia de Cabecera (kW): Metodología Propuesta vs Norma IEEE vs MATLAB.....	50
Figura. 4.8 Potencia Reactiva en Cabecera: Metodología Propuesta vs Norma IEEE vs MATLAB ..	50
Figura. 4.9 Potencias por fase y total: Metodología Propuesta vs Norma IEEE vs MATLAB	51
Figura. 4.10 Voltajes por fase: Metodología Propuesta vs Norma IEEE vs MATLAB	52
Figura. 4.11 Ubicación de Bancos de Condensadores en Alimentador de Pruebas IEEE de 13 nodos	53
Figura. 4.12 Comparación de Voltajes en cada nodo por fase antes y después de la compensación (Programa propuesto vs MATLAB)	55
Figura. 4.13 Potencia Reactiva de Cabecera antes y después de la compensación (Programa propuesto vs MATLAB).....	56
Figura. 4.14 Factor de Potencia en cabecera y por nodos antes y después de la compensación (Programa propuesto vs MATLAB)	56

Figura. 5.1 Alimentador 0421 (fuente: CIMDYST)	57
Figura. 5.2 Comparación de resultados; Potencia Total de paso (kW) ProgP vs CYME	58
Figura. 5.3 Comparación de resultados; Potencia Total de paso (kVA) ProgP vs CYME	58
Figura. 5.4 % de error entre resultados obtenidos (ProgP vs CYME)	58
Figura. 5.5 Alimentador 0527 (fuente: CIMDYST)	59
Figura. 5.6 Comparación de resultados; Potencia Total de Paso (kW) ProgP vs CYME	60
Figura. 5.7 Comparación de resultados; Potencia Total de Paso (kVA) ProgP vs CYME	60
Figura. 5.8 % de Error entre resultados obtenidos (ProgP vs CYME)	60
Figura. 5.9 Alimentador 5012 (fuente: CIMDYST)	61
Figura. 5.10 Comparación de resultados; Potencia Total de Paso (kW) ProgP vs CYME	62
Figura. 5.11 Comparación de resultados; Potencia Total de Paso (kVA) ProgP vs CYME	62
Figura. 5.12 % Error (ProgP vs CYME).....	62
Figura. 5.13 Resultado de análisis para ubicar bancos.....	63
Figura. 5.14 Resultado de análisis: nodos posibles para ubicación de bancos.....	64
Figura. 5.15 Datos de flujo de Carga con demanda máxima del Alimentador 5012	65
Figura. 5.16 Resultado Análisis para ubicar bancos en el alimentador 5012.....	65
Figura. 5.17 Condiciones de carga para ubicar condensadores	66
Figura. 5.18 Resultados CYME para ubicar de condensadores	67
Figura. 5.19 Resultados de cabecera; Factor de potencia y Potencia Reactiva con y sin banco (ProgP vs CYME)	67
Figura. 5.20 Resultados de cabecera; Demanda y Cabecera con y sin banco (ProgP vs CYME)	67
Figura. 5.21 Resultado ProgP de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos)	68
Figura. 5.22 Resultados CYME de ubicación de banco (influencia en nodos cercanos).....	68
Figura. 5.23 Datos de Demanda máxima, media y mínima del alimentador 5012	69
Figura. 5.24 Resultados ubicación de bancos en el alimentador 5012 mediante programa propuesto	69
Figura. 5.25 Resultados de cabecera; Factor de potencia y Potencia Reactiva con y sin bancos (ProgP vs CYME)	70
Figura. 5.26 Resultados de cabecera; Demanda y Cabecera con y sin bancos (ProgP vs CYME).....	71
Figura. 5.27 Resultado ProgP de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos al 607).....	71
Figura. 5.28 Resultados CYME de ubicación de banco (influencia en nodos cercanos al 607).....	72

Figura. 5.29 Resultado ProgP de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos al 1006).....	72
Figura. 5.30 Resultados CYME de ubicación de banco (influencia en nodos cercanos al 1006).....	72
Figura. 5.31 Resultados ubicación de bancos en el alimentador 5012 mediante CYME.....	73
Figura. 5.32 Banco de condensadores para el nodo 237271_L_MTA.....	73
Figura. 5.33 Resultados de cabecera; Demanda y Cabecera con y sin bancos (ProgP vs CYME).....	74
Figura. 5.34 Resultados de cabecera; Factor de potencia y Potencia Reactiva con y sin bancos (ProgP vs CYME)	74
Figura. 5.35 Resultado ProgP de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos al 1001).....	75
Figura. 5.36 Resultado CYME de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos al 1001).....	75
Figura. 5.37 Análisis Económico 1er caso.....	76
Figura. 5.38 Análisis Económico 2do caso.....	77
Figura. 5.39 Análisis Económico 3er caso.....	79
Figura. 9.1 Circuito de Simple Impedancia representando un alimentador o un ramal trifásico de 3 o 4 hilos a un voltaje entre 2,4 y 33kV. [15].....	89
Figura. 9.2 Circuito de ramal monofásico de una red conectada en delta. [15].....	91
Figura. 9.3 Ramal monofásico línea neutro entre la fase "A" y el neutro. [15]	92
Figura. 9.4 Circuito de Dos fases y neutro con carga monofásica balanceada referida al primario. [15]	93
Figura. 9.5 Diagrama Fasorial de las corrientes por las fases A, B y el neutro.[15], [21]	94
Figura. 9.6 Circuito de Dos fases y neutro con carga trifásica balanceada referida al primario.[13] ..	95
Figura. 9.7 Diagrama Fasorial de las corrientes por las fases A, B y el neutro.	95
Figura. 9.8 Hojas del Reporte	96
Figura. 9.9 Hojas de Trabajo de plantilla con información de perfil de carga diario	100
Figura. 9.10 Formato de Plantilla con datos de perfil de carga diario	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Factor A	8
Tabla 2-2 Resumen de expresiones para calcular las caídas de voltaje en los diferentes tipos de ramales de las redes de distribución primaria.	10
Tabla 2-3 Resumen de las expresiones para el cálculo de las pérdidas de potencia activa en los diferentes tipos de ramales de las redes de distribución primaria.....	11
Tabla 2-4 Ecuaciones para estimar Pérdidas.....	12
Tabla 2-5 Ecuaciones para estimar Pérdidas.....	12
Tabla 2-6 Ecuaciones para estimar pérdidas.....	13
Tabla 2-7 Ecuaciones para estimar pérdidas.....	13
Tabla 2-8 Cálculo de potencia horaria.[26]	15
Tabla 2-9 Esquema de Costos Anualizado	23
Tabla 2-10 Tasas De Interés Activas Efectivas Vigentes Para El Sector Financiero Privado, Público Y, Popular Y Solidario.....	23
Tabla 4-1 Datos de la topología del Alimentador de distribución de pruebas IEEE de 13 nodos	47
Tabla 4-2 Potencias en los nodos del sistema	47
Tabla 4-3 Bancos de Condensadores conectados.....	48
Tabla 4-4 Información de Transformador.....	48
Tabla 4-5 Voltajes de cabecera por fase en p.u.....	48
Tabla 4-6 Comparación de resultados (IEEE vs MATLAB vs Metodología Propuesta)	49
Tabla 4-7 Flujos de Potencia sin Banco de Compensación	52
Tabla 4-8 Resultados de Bancos de Condensadores sugeridos para la compensación del Alimentador de pruebas IEEE de 13 nodos	53
Tabla 4-9 Flujos de Potencia con Bancos de Compensación.....	54
Tabla 5-1 Banco a ubicar en el Alimentador 5012	66
Tabla 5-2 Comparación de valores de cabecera del alimentador 5012.....	67
Tabla 5-3 Bancos a ubicar en el Alimentador 5012.....	69
Tabla 5-4 Comparación de Valores de Cabecera del Alimentador 5012 con dos bancos.....	70
Tabla 5-5 Valores de Cabecera	74
Tabla 5-6 Resultado Análisis Económico 1er Caso.....	76
Tabla 5-7 Resultado Análisis Económico 2do caso.....	78

Tabla 5-8 Resultado Análisis Económico 3er caso.....	80
Tabla 6-1 Porcentajes de Error de cálculo de flujos de potencia en los alimentadores	81
Tabla 6-2 Resultados de ubicación de bancos según caso de estudio.....	82
Tabla 6-3 Valores de Cabecera con y sin banco de condensadores caso 1	82
Tabla 6-4 Valores de Cabecera con y sin bancos para caso 2 y 3.....	83
Tabla 6-5 Rentabilidad de los 3 casos de estudio realizados	83
Tabla 9-1 Modelo Reporte hoja "NODOS" 1/5	96
Tabla 9-2 Modelo Reporte hoja "NODOS" 2/5	97
Tabla 9-3 Modelo Reporte hoja "NODOS"3/5	97
Tabla 9-4 Modelo Reporte hoja "NODOS"4/5	97
Tabla 9-5 Modelo Reporte hoja "NODOS" 5/5	98
Tabla 9-6 Modelo Reporte hoja "TRAFO" 1/4.....	98
Tabla 9-7 Modelo Reporte hoja "TRAFO" 2/4.....	98
Tabla 9-8 Modelo Reporte hoja "TRAFO" 3/4.....	99
Tabla 9-9 Modelo Reporte hoja "TRAFO"4/4.....	99
Tabla 9-10 Plantilla de Perfil de Carga diaria correspondiente a 24 horas (1 día).....	101

NOMENCLATURA

EERCS. – Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

SNI.- Sistema Nacional Interconectado

CONELEC. – Consejo Nacional de Electricidad

ARCONEL. – Agencia de Regulación y Control de Electricidad

CYMDIST.- Software de análisis de redes de distribución

CYME.- Módulo del CYMDIST, compuesto por una serie robusta y completa de herramientas para el análisis de redes eléctricas.

MEER . – Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

S/E. – Sub Estación.

Compensadores. – Inyectan potencia reactiva para corregir el factor de potencia.

Sobretensión. – Son picos de tensiones superiores a la tensión nominal.

Subtensión. –Valor de tensión inferior a la tensión nominal.

Sistema de Distribución. –Comprenden sistemas desde 2.4 kV hasta 33kV.

SD. - Sistemas de Distribución.

Alimentadores. – Los alimentadores de la CENTROSUR operan a 6.3 kV, 13.8 kV y 22 kV.

RDUR. - Redes de Distribución Urbana y Rural

SIN. – Sistema Nacional Interconectado

Fp. – Factor de Potencia

P. – Potencia activa

Q. – Potencia reactiva

S. – Potencia aparente

VAN. – Valor Actual Neto

TIR. – Tasa Interna de Rentabilidad

RBC. – Relación Beneficio Costo

BCE. – Banco Central del Ecuador

NTE. – Norma Técnica Ecuatoriana

INEN. – Instituto Ecuatoriano de Normalización

1 Introducción

La Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A., durante los últimos años ha tenido que cubrir penalizaciones adquiridas por la inyección de potencia reactiva al Sistema Nacional Interconectado (SNI) totalizado en el punto de entrega de energía. El factor de potencia se encuentra relacionado con la desviación de la potencia reactiva “Q”, debido a esto si durante uno o más periodos de tiempo se encuentra fuera de los límites establecidos en la regulación No. CONELEC – 004/01, donde se dice que el factor de potencia mínimo debe ser de $Fp_{min} = 0.92$, se ocasiona una baja calidad del suministro de energía.

Con el constante crecimiento del sistema y del consumo de los clientes, sobre todo de los usuarios del tipo industrial, además de que al tener varias cargas distribuidas en el sistema de distribución (SD), se cuenta con clientes que poseen un alto consumo de energía, como también con conglomerados de clientes como los industriales y de cargas especiales, los cuales en ocasiones inyectan potencia reactiva a la red eléctrica, generando así las reducciones del factor de potencia y problemas técnico-económicos. Tener un factor de potencia adecuado optimiza el sistema técnica y económicamente, por lo que determinar los alimentadores y sus cargas que presentan problemas de un bajo “Fp” y nivel de voltaje durante grandes lapsos de tiempo se vuelve muy relevante. Al identificar las zonas para mejorar el Fp se puede determinar los lugares óptimos para realizar esto y mejorar la calidad del SD al instalar equipos que compensen los reactivos generados hacia el sistema.

Una de las maneras más simples y rápidas de corregir estos efectos por la inyección de reactivos a la red y la generación de perdidas, es la instalación de bancos de condensadores, los cuales pueden ser del tipo fijo o conmutables permitiendo, según sea la necesidad del caso, tener una corrección continua del Fp, o una corrección variable según la desviación de Q a lo largo del día. Los beneficios de contar con un Fp óptimo y próximo a 1, es que permite que el SD cuente con; líneas que no estén sobredimensionadas, se tenga reducción de pérdidas de energía y de caídas de tensión además de un incremento en la potencia disponible.

Debido a todo lo que puede llegar a representar un banco de condensadores ubicado en la posición más óptima, se presenta un programa capaz de llegar a esa solución, partiendo desde el análisis y resolución de flujos de potencia solamente con la información de cabecera como también con una estimación de la curva del perfil de carga diario, calculando pérdidas en transformadores e implementando la heurística para así determinar la ubicación más adecuada de uno o varios bancos de condensadores a lo largo de la red que se encuentra aguas abajo de un alimentador, y saber cuál es el beneficio no solo técnico sino también económico, que brindará la ubicación óptima de un banco de compensación

2 Marco Teórico

Esta sección se encuentra dividida en dos subsecciones, en la primera se presenta de manera breve y concreta en que consiste el programa CYMDIST, las herramientas y bloques del programa que se van a utilizar, sin embargo no se profundizará en esto, dado que no es el fin del presente trabajo y a la existencia de material de literatura y trabajos previos en donde se puede encontrar parte por parte cómo funciona el programa CYMDIST, la segunda subsección corresponde al programa desarrollado, en ella se presenta el método a utilizar para la distribución de la carga, el método Ardvinson para el cálculo de los flujos de potencia en redes de distribución urbana y rural, el modelo para la estimación de la curva de carga diaria y el análisis para la ubicación óptima de compensadores.

2.1 CYMDIST

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (EERCS), posee la licencia de utilización del programa CYMDIST, la misma que se utiliza para el análisis de redes de distribución. Este software cuenta con una serie de aplicaciones que constan de módulos de análisis, editores de red y bibliotecas de modelos personalizados, convirtiéndola en una herramienta muy potente para realizar estudios predictivos por simulación, de tal manera que se puede evaluar el impacto de los cambios efectuados en la red, entre sus funciones están: [1][2]

- Flujo de Potencia balanceado y desbalanceado
- Análisis de fallas
- Balance de cargas
- Distribución y evaluación de cargas
- Ubicación de condensadores

Este programa cuenta con diversos módulos especializados en realizar cada una de sus funciones, entre esos está el módulo CYME, que tiene por objetivo analizar el flujo de cargas y su desempeño durante el régimen permanente del sistema de potencia, encontrándose bajo diversas condiciones de funcionamiento, por lo que puede aplicarse en redes de distribución, así como también en redes industriales y de transporte de energía eléctrica.[3] La funcionalidad del módulo CYME y su análisis de flujo de potencia, está en que cuenta con algoritmos de resolución para redes equilibradas y desequilibradas, para lo cual emplea una gama de varios métodos de resolución según la versión del programa, siendo los más comunes[2].

Para redes desequilibradas:

- Técnica de cálculo de la caída de tensión

Para redes equilibradas:

- Caída de tensión equilibrada
- Gauss-Seidel equilibrado
- Newton-Raphson equilibrado.
- Fast-Decoupled equilibrado

Para el análisis y la determinación de una ubicación óptima de los condensadores, se utiliza el módulo de optimización, el cual permite conocer información crucial respecto a la ubicación y conmutación de los condensadores, así se conoce de antemano cuanto se puede mejorar la red teniendo en cuenta las diferentes condiciones de carga[4].

Este módulo proporciona una técnica de optimización por objetivos que permite limitar el perfil de voltaje en un objetivo específico y reducir al mínimo las condiciones anormales, además de reducir las pérdidas de potencia reactiva al mínimo.

Para la ubicación óptima de los condensadores utiliza dos algoritmos[5].

- **Búsqueda secuencial.** - Realiza un análisis uno por uno, encontrando la ubicación óptima uno a la vez.
- **Búsqueda Iterativa.** - Brinda una solución más integral, realizando un análisis exhaustivo que evalúa cada ubicación posible.

Debido a la existencia de trabajos, en los cuales se explica a detalle el funcionamiento del programa CYMDIST como tal, el fin del presente trabajo no es profundizar en la utilización del mismo, toda la información referente a este programa y todos sus elementos se los podrá encontrar en los manuales de usuarios [1], [3]–[5], como también en los trabajos previos. [2], [6]–[11],

2.2 Programa propuesto

El software desarrollado es una propuesta para la resolución de flujos de potencia y la ubicación óptima de los bancos de condensadores mediante métodos heurísticos. Para llegar a que el programa pueda realizar esto, se cuenta con 2 instancias:

1. Resolución de flujos de potencia.
2. Ubicación óptima de condensadores utilizando métodos heurísticos

De esta manera, se pretende comprobar los resultados obtenidos partiendo de la resolución de flujos de potencia aplicando el Método Ardivinson, el cual nos permite resolver flujos en Redes de Distribución Urbana y Rural(RDUR).

Una vez que se obtiene el resultado de los flujos de potencia, y con el fin de solucionar el problema de la ubicación de los bancos de condensadores dentro de un sistema, se utilizarán métodos heurísticos, de tal forma que se llegue a maximizar el beneficio, tanto técnico como económico, además de poder determinar las localizaciones, tipos y tamaño de los bancos que se deben instalar, sin dejar de tener en cuenta que dentro de los sistemas de distribución se pueden encontrar diferentes niveles de operación, así como de carga[12].

2.2.1 Resolución de flujos de potencia para Redes de Distribución Urbana y Rural (RDUR)

En las redes de distribución urbana y rural se cuenta con alimentadores y ramales no transpuestos, cargas desbalanceadas, en las que se mezclan alimentadores y ramales trifásico con monofásicos, etc. Por esto es necesario un modelo trifásico de resolución que sea bastante exacto. Según diferentes autores, se llega a utilizar dos diferentes métodos para la resolución de estos flujos, el método de Newton Raphson y los métodos de Gauss o Gauss-Seidel.[13]

Aunque los resultados de los flujos en redes complejas y en redes de subtransmisión y transmisión radiales, son básicamente lo mismo, las RDUR tienen sus características muy particulares lo que hacen que los métodos de resolución sean muy diferentes como por ejemplo:[13], [14], [15]

- En las RDUR hay alimentadores y ramales trifásicos, pero también hay ramales monofásicos entre una fase cualquiera y el neutro, y ramales de dos fases cualesquiera y el neutro.
- Los nodos de red son puntos donde hay cambio de calibre, una bifurcación del alimentador, donde hay un banco de condensadores o transformadores.
- La diversidad y dispersión de los bancos de transformadores instalados en las RDUR, se resuelve partiendo de una sola medición en el inicio del alimentador seleccionado para su análisis, dado que es difícil conocer la cantidad y diversidad de la demanda.
- Si el nivel de voltaje de las RDUR es hasta los 33kV se pueden despreciar las capacitancias de las líneas, representando los alimentadores y ramales con circuitos de simple impedancia.

Para la resolución de flujos de carga en las RDUR, se debe tener en cuenta los aspectos como las caídas del nivel de voltaje que se producen en los transformadores y ramales, y las pérdidas de potencia activa. Algunas de los métodos de resolución emplean las expresiones obtenidas en los cálculos de las caídas de voltaje y las pérdidas de potencia, sin embargo,

dado que se conoce la carga total que va a abastecer el alimentador, se debe distribuir la carga conectada aguas abajo del alimentador, de tal forma que se pueda implementar el método Ardivinson para la resolución de flujos.

2.2.1.1 Distribución de la carga

La principal razón de distribuir la carga, es para ajustar la carga instalada aguas abajo del alimentador, de tal manera que la carga conectada en cada nodo corresponda a la demanda media[3].

Para poder definir la distribución de la carga, se puede implementar los siguientes métodos:

- Método de kVA conectado
- Método kWh
- Método REA

Estos tres métodos son los mismos que utiliza el CYMDIST para la distribución de la carga, de tal manera que se implementará la misma metodología.

- **Método kVA conectado.** – consiste en determinar el total de la carga en kVA mediante la sumatoria de todas las cargas conectadas por fase y tramo por el factor de carga, como se puede apreciar en la ecuación 2-1[3].

$$TkVA(k) = \sum_s kVA \text{ conectados}(s, k) * FC \quad (21)$$

Donde:

TkVA(k). – Total de la carga por fase

s. – Tramo del sistema

k. – Fase del sistema

FC. – Factor de Carga

Partiendo de la ecuación 2-1, la cual se la utiliza para determinar la potencia real y reactiva conectada en cada tramo y fase empleando las ecuaciones 2-2 y 2-3.

$$kW \text{ conectada}(s, k) = kWdem(k) * \left[\frac{kVA \text{ conectado}(s, k) * FC}{TkVA(k)} \right] \quad (22)$$

$$kVAR \text{ conectado}(s, k) = kWconectado(s, k) * \sqrt{\left(\frac{1}{Fp(k)}\right)^2 - 1} \quad (23)$$

Donde:

kWconectado (s, k). – Es la potencia conectada por tramo y fase.

kWdem(k). – Es la Potencia de la demanda por fase.

kVAR conectado (s, k). – Es la potencia reactiva conectada por tramo y fase.

Fp(k). – Factor de potencia por fase

- **Método kWh.** – “s” y “k” representan el tramo y la fase. Para la estimación de la carga, el método utiliza la energía en kWh del nodo, como se observa en la ecuación 2-4

$$TkWh(k) = \sum_s kWh(s, k) * FC \quad (24)$$

Donde:

TkWh(k). – Energía total por fase

kWh(s, k). – Energía por tramo y fase

De manera similar al método kVA conectado, se obtienen la potencia real y reactiva utilizando las ecuaciones 2-5 y 2-6.

$$kW\ conectado(s, k) = kWdem(k) * \left[\frac{kWh(s, k) * FC}{TkWh(k)} \right] \quad (25)$$

$$kVAR\ conectado(s, k) = kWconectado(s, k) * \sqrt{\left(\frac{1}{FP(k)}\right)^2 - 1} \quad (26)$$

- **Método REA.** – Este método desarrollado por la Administración de Electrificación Rural (REA), tiene una muy alta fiabilidad, el mismo que consiste en la multiplicación de dos factores que corresponden al número de clientes y kWh de consumo por tramo y fase, estos factores se los obtiene por medio de tablas y gráficas (ver Tabla 2-1 y Figura. 2.1) o aplicando las ecuaciones correspondientes a cada factor[16], [17].

$$Factor\ A = N(1 - 0.4N + 0.4N + 0.4(N^2 + 40)^{\frac{1}{2}}) \quad (27)$$

Donde :

N. - Es el número de consumidores

Tabla 2-1 Factor A

No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A
		41	53,40	105	122	310	325	820	832
		42	54,50	110	128	320	335	840	853
		43	55,50	115	133	330	344	860	873
		44	56,70	120	138	340	354	880	891
5	9,49	45	57,90	125	143	350	364	900	911
6	10,80	46	59,00	130	148	360	373	920	931
7	12,10	47	60,20	135	153	370	383	940	951

8	13,50	48	61,40	140	159	380	393	960	972
9	14,80	49	62,40	145	163	390	403	980	992
10	16,10	50	63,50	150	168	400	412	1000	1010
11	17,40	51	64,7	155	173	410	422	1050	1059
12	18,70	52	65,7	160	178	420	432	1100	1108
13	20,10	53	66,7	165	183	430	442	1150	1157
14	21,40	54	68	170	188	440	452	1200	1207
15	22,70	55	69	175	193	450	462	1250	1255
16	24,00	56	70,2	180	198	460	472	1300	1304
17	25,30	57	71,2	185	203	470	481	1350	1353
18	26,60	58	72,3	190	208	480	491	1400	1400
19	27,80	59	73,6	195	213	490	501	1450	1450
20	29,20	60	74,5	200	218	500	512	1500	1500
21	30,40	62	76,7	205	223	510	522	1600	1600
22	31,70	64	78,9	210	228	520	532	2000	2000
23	32,80	66	81,1	215	233	530	542	2400	2400
24	33,90	68	83,2	220	238	540	551	2800	2800
25	34,90	70	85,4	225	243	550	561	3200	3200
26	36,00	72	87,6	230	247	560	571	3600	3600
27	37,20	74	89,7	235	252	570	582	4000	4000
28	38,90	76	91,8	240	257	580	592	4400	4400
29	39,50	78	93,9	245	262	590	601	4800	4800
30	40,70	80	96	250	267	600	612	5200	5200
31	41,90	82	98,3	255	272	620	631	5500	5500
32	43,10	84	100	260	276	640	652	6000	6000
33	44,30	86	102	265	282	660	672	6500	6500
34	45,40	88	104	270	287	680	692	7000	7000
35	46,60	90	107	275	291	700	713	7500	7500
36	47,70	92	109	280	296	720	733	8000	8000
37	48,90	94	111	285	301	740	753	8500	8500
38	50,00	96	113	290	306	760	772	9000	9000
39	51,20	98	115	295	310	780	793	9500	9500
40	52,30	100	117	300	315	800	812	10000	10000

$$\text{Factor } B = 0.005925((\text{kWh}/\text{mes})/\text{consumidor})^{0.885} \quad 28$$

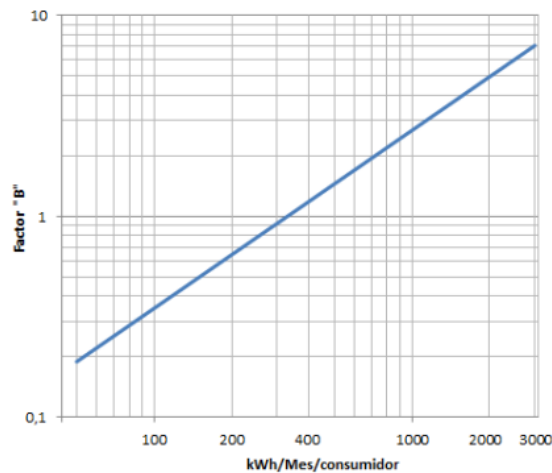


Figura. 2.1 Factor B [16]

Una vez se obtienen los dos factores se los multiplica entre sí y se obtiene la demanda en el tramo.

2.2.1.2 Método de Ardivinson para la resolución de flujos de carga.

Para la implementación de este método es necesario conocer la carga que va a ser abastecida por el alimentador, posteriormente se realiza los cálculos de las caídas de voltaje y las pérdidas de potencia tramo por tramo, partiendo de una medición en la cabecera del alimentador se llega a las siguientes suposiciones:

- El Fp es uniforme en todo el circuito
- El factor de capacidad es uniforme para los transformadores del alimentador a ser analizado.
- Las cargas deben estar balanceadas en todo el circuito

Como se presenta en las referencias [18], [19], [20]. hay métodos de resolución mediante modelos trifásicos y monofásicos para redes de distribución débilmente mallados, y que permiten determinar la caída de voltaje y las pérdidas de potencia solamente si se conoce la demanda de cada tramo, sin embargo para analizar alimentadores como los que posee la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, en la que cada alimentador cuenta con cientos de tramos que los conforman, se utilizarán las expresiones que se encuentran en la Tabla 2-2 y Tabla 2-3 que corresponden a un resumen de las expresiones que se van a implementar, para tener una mejor comprensión de donde se obtienen dichas expresiones revisar el Anexo 1 y las referencias . [13], [14], [18], [17]

Tabla 2-2 Resumen de expresiones para calcular las caídas de voltaje en los diferentes tipos de ramales de las redes de distribución primaria.

Circuito tipo	Expresiones para calcular las caídas de voltaje	
	En Voltaje	En Porcentaje
3F de 3 y 4 hilos	$\Delta U_{ik} = \frac{DM_{ik}}{\sqrt{3} * U_{nom}} * l_{ik} * M_{ik}$	$\% \Delta U_{ik} = \frac{DM_{ik}}{10 * U^2} * l_{ik} * M_{ik}$
1F L-L (Δ)	$\Delta U_{AB-ik} = 2 * \frac{DM_{ik}}{U_{AB-Nom}} * l_{ik} * M_{ik}$	$\% \Delta U_{AB-ik} = 2 * \frac{DM_{ik}}{10 * U_{AB-Nom}^2} * l_{ik} * M_{ik}$
1F L-n (Y)	$\Delta U_{Fn-ik} = \sqrt{3} * \frac{DM_{ik}}{U_{Norm}} * l_{ik} * M_{ik}$	$\% \Delta U_{Fn-ki} = 3 * \frac{DM_{ik}}{10 * U_{Norm}^2} * l_{ik} * M_{ik}$
2F-n (Carga 1F balanceada)	$\Delta U_{Fn-ik} = \frac{\sqrt{3} * DM_{ik}}{2 * U_{Nom}} * l_{ik} * M_{2Fn-ik}$	$\% \Delta U_{Fn-ik} = \frac{3 * DM_{ik}}{2 * 10 * U_{Nom}^2} * l_{ik} * M_{2Fn-ik}$

2F-n (Carga 3F balanceada)	$\Delta U_{Fn-ik} = \frac{DM_{ik}}{\sqrt{3} * U_{nom}} * l_{ik} * M'_{2Fn-ik}$	$\% \Delta U_{Fn-ik} = \frac{DM_{ik}}{10 * U^2_{Nom}} * l_{ik} * M'_{2Fn-n}$
---	--	--

Tabla 2-3 Resumen de las expresiones para el cálculo de las pérdidas de potencia activa en los diferentes tipos de ramales de las redes de distribución primaria

Circuito tipo	Expresiones para calcular las pérdidas en kW
3F de 3 y 4 hilos	$\Delta P_{3F-ik} = \left(\frac{DM_{ik}}{U_{Nom}} \right)^2 * l_{ik} * r_{ik} * 10^{-3}$
1F L-L (Δ)	$\Delta P_{1F-L-L} = 2 * \left(\frac{DM_{1F-ik}}{U_{Nom}} \right)^2 * l_{ik} * r_{ik} * 10^{-3}$
1F L-n (Y)	$\Delta P_{1FLn-ik} = 3 * \left(\frac{DM_{ik}}{U_{Nom}} \right)^2 * r_{Eq} * l * 10^{-3} \text{ kW}$
2F-n (Carga 1F balanceada)	$\Delta P_{2Fn-1F} = 3 * \left(\frac{DM_{ik-Fn}}{U_{nom}} \right)^2 * (r_A + r_B + r_n) * l_{ik} * 10^{-3}$
2F-n (Carga 3F balanceada)	$\Delta P_{2Fn-3F} = \frac{1}{3} * \left(\frac{DM_{ik-3F}}{U_{nom}} \right)^2 * (2r_F + r_n)_{ik} * l_{ik} * 10^{-3}$

El método Ardvinson, es utilizado, para estimar analíticamente las cargas de los transformadores de distribución en un área urbana o rural, por el método de demanda diversificada, dado que tiene en cuenta la diversidad entre cargas similares y la no coincidencia en las cargas y los picos de demanda que pueden producir. [22]

Se debe tener en cuenta la no coincidencia de los picos de los diferentes tipos de carga, esto se logra teniendo un factor de variación horaria, de esta manera se tendrá la demanda máxima y mínima, estas consideraciones son importantes, dado que el método Ardvinson nos permite determinar la demanda máxima diversificada. [23]

De la misma forma se puede resolver los flujos de carga, teniendo el conocimiento de la capacidad total instalada del transformador por fase y de los parámetros de fase de los alimentadores, esto debido a que no todos los tramos son trifásicos o monofásicos, y que las cargas son desbalanceadas, así para tener análisis y resultados por fases se aplican modelos trifásicos, debido a que estos nos proveen dicha información, por lo que sus resultados son por fase y no desprecian el desbalance de las cargas ni las asimetrías de los alimentadores y sus ramales.[18]

2.2.2 Estimación de pérdidas en los Transformadores de Distribución

Las redes de distribución, cuentan con transformadores monofásicos y trifásicos, en los cuales se producen pérdidas, como ya se los clasificó anteriormente para el análisis de los flujos de potencia mediante Ardivinson en la sección 2.2.1.2, de igual manera se tiene que analizar las pérdidas según el tipo de transformador y su capacidad nominal, para lo cual partimos de la norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2114:2004 para monofásicos y la NTE INEN 2115:2004 para trifásicos.

Debido a que en las normas nos indican que las fórmulas deben ser aplicadas cuando el transformador se encuentra en vacío o con una carga del 100%, se tuvo que realizar una validación de la implementación de las mismas para calcular las pérdidas en transformadores que no se encuentran a 100% de carga, esto se lo va a encontrar en la sección 4.1, en donde se detalla la validación

2.2.2.1 Estimación de pérdidas en transformadores Monofásicos.

Con el fin de establecer los valores máximos permisibles de operación de los transformadores monofásicos, la norma NTE INEN 2114 determina que los transformadores monofásicos de distribución de 3 a 333kVA, a frecuencia de 60Hz, clase medio voltaje o menor o igual a 25 kV, clase medio voltaje o mayor a 25kV y menor que 34,5 kV, y clase bajo voltaje o menor que 1.2kV[24]. Tendrán como requisitos para su operación, los valores máximo-permisibles de pérdidas establecidos mediante las ecuaciones que se encuentran en la Tabla 2-4 y Tabla 2-5.

Tabla 2-4 Ecuaciones para estimar Pérdidas

Pérdidas para transformadores monofásicos de 15 a 333kVA, clase medio voltaje ≤ 25 kV, clase bajo voltaje ≤ 1.2 kV	
Pérdidas en Vacío	$P_o = 9.8033(P_n)^{0.7141}$
Pérdidas con Carga	$P_c = 0.000063(P_n)^3 - 0.02695(P_n)^2 + 10.657(P_n) + 38.267$

Tabla 2-5 Ecuaciones para estimar Pérdidas

Pérdidas para transformadores monofásicos de 15 a 333kVA, clase medio voltaje > 25 kV y ≤ 35.5 kV, clase bajo voltaje ≤ 1.2 kV	
Pérdidas en Vacío	$P_o = 33.2967(P_n)^{0.532}$
Pérdidas con Carga	$P_c = 32.2692(P_n)^{0.74967}$

2.2.2.2 Estimación de pérdidas en transformadores Trifásicos.

Al igual que en la sección 2.2.2.1, se parte de la norma NTE INEN 2115:2004, la cual establece los valores máximos permisibles de pérdidas con carga y en vacío para

transformadores de distribución trifásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido refrigerante, sin contenido de PCB. Estos valores se los puede determinar aplicando las ecuaciones de la Tabla 2-6 y Tabla 2-7 dependiendo el rango de potencia del transformador.[25]

Tabla 2-6 Ecuaciones para estimar pérdidas

Pérdidas para transformador trifásico, clase medio voltaje ≤ 25 kV de 15 a 2000 kVA	
Desde 15 kVA hasta 150 kVA	$P_o = 10.514 * P_n^{0.7486}$
Mayores de 150 kVA hasta 800 kVA	$P_o = 13.27 * P_n^{0.7093}$
Mayores de 800 kVA hasta 2000 kVA	$P_o = 1.227 * P_n + 1875.2$
Desde 15 kVA hasta 150 kVA	$P_c = -0.0103 * P_n^2 + 13.892 * P_n + 106.65$
Mayores de 150 kVA hasta 800 kVA	$P_c = 10.465 * P_n + 537$
Mayores de 800 kVA hasta 2000 kVA	$P_c = 9.2632 * P_n + 1875.2$

Tabla 2-7 Ecuaciones para estimar pérdidas

Pérdidas para transformador trifásico, clase medio voltaje >25 kV y ≤ 34.5 kV de 75 a 2000 kVA	
Desde 75 kVA hasta 800 kVA	$P_o = 23.558 * P_n^{0.6487}$
Mayores de 800 kVA hasta 2000 kVA	$P_o = 8.3104 * P_n^{0.7926}$
Desde 75 kVA hasta 800 kVA	$P_c = 41.0332 * P_n^{0.8118}$
Mayores de 800 kVA hasta 2000 kVA	$P_c = -0.0004 * P_n^2 + 9.9981 * P_n + 24475$

2.2.3 Estimación de la curva de carga diaria.

Al disponer de una curva de demanda diaria para un sistema de redes de distribución, que cuenta con circuitos de media y baja tensión, nos permite representar un período en particular, además de conocer de una manera visual el comportamiento de la evolución de la demanda a lo largo del día.

Con el fin de obtener curvas confiables y representativas para el análisis del cálculo de las pérdidas en las RDUR se ha procedido a tomar como base la tesis, “Metodología para la estimación de curva de carga diaria para un circuito de media tensión a partir de técnicas inteligentes”, presentado en la referencia [26], ésta implementa la técnica de agrupación de datos que posee el algoritmo DBSCAN, especializado en la identificación de datos atípicos[27], utilizando el código del algoritmo ya desarrollado en Matlab por Yarpiz Project[28], con permiso de descarga y uso.

El detalle de todo el proceso se muestra en la Figura. 2.2 donde se observan todas las etapas y en detalle los pasos que contiene la metodología utilizada para la estimación de la curva de la demanda diaria.

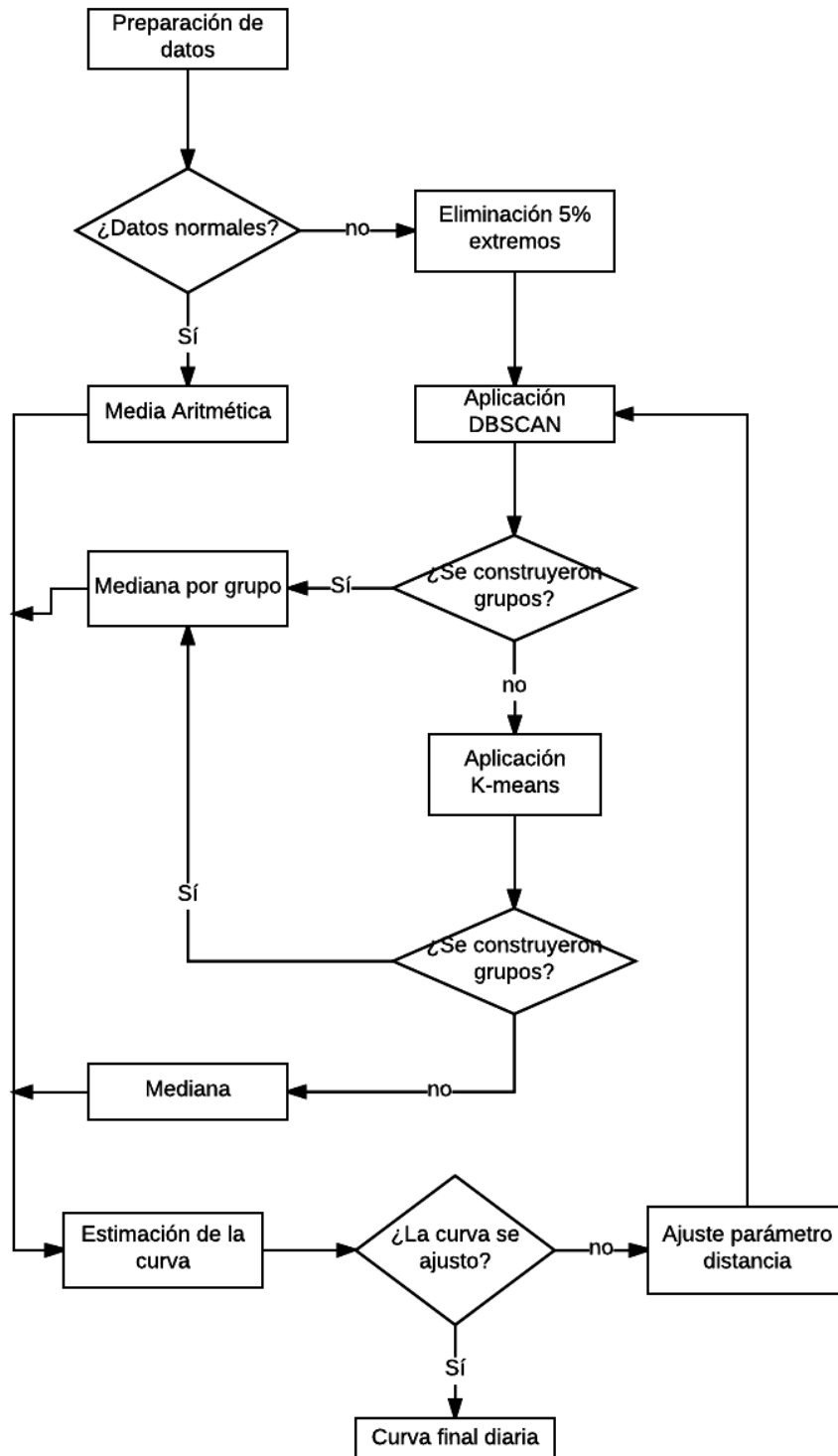


Figura. 2.2 Diagrama de Flujo para la estimación de la curva de demanda diaria [26].

El proceso de estimación de la curva, que se realiza mediante Matlab, requiere que se carguen los datos en un formato específico de manera que se facilite el análisis, el cual se planteó que fuera cada 15 minutos, esto se lo determinó así dado que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., cuenta con una base de datos en la que se toma dicha información en ese lapso de tiempo a lo largo del día.

Para tener un gran nivel de precisión, las potencias se encuentran definidas con un número relevante de decimales, dado que se cuenta con casos que presentan datos de igual valor, se realiza un incremento de estos, para esto, la cantidad mínima de puntos se establece mediante la ecuación 2-9

$$MinPts = \left(\frac{ndatosfinal}{30} \right) * 4 * 0.683 * 0.9 \quad (29)$$

Donde *ndatosfinal* corresponde a la cantidad de datos por columna, estos se los divide para 30 para tener un promedio respecto a un mes a los que corresponderían los datos. Se multiplica por 4, dado el número de semanas correspondientes a un mes. Luego se tiene en cuenta que si los datos tuvieron un comportamiento normal, solo se considera los que están por debajo de la desviación estándar correspondiente al 68.3%, y finalmente se toma solo el 90% de los datos, considerando que se tenga un 10% de datos atípicos.[26], [29]

El algoritmo DBSCAN genera automáticamente un número de grupos acorde a la distribución de los datos, de no ser posible el algoritmo K-means, especialmente aplicado en la división de datos eléctricos, generara los grupos. Luego de esto, se calcula la mediana para cada uno de los grupos, tomando el lugar de valor representativo de cada grupo de acuerdo con el número de elementos que contenga respecto al total de cada hora. Así llegamos al valor de la potencia horaria, que es el producto entre la potencia representativa por grupo y el peso de los datos por grupo definido por el valor representativo, en la Tabla 2-8 se puede observar la descripción del cálculo

Tabla 2-8 Cálculo de potencia horaria.[26]

	Cantidad datos	Peso grupo	Potencia representativa (Mediana grupo)	Ponderación potencia grupo
Grupo 1	g_1	$pg_1=g_1/G$	md_1	$pg_1 * md_1$
Grupo 2	g_2	$pg_2=g_2/G$	md_2	$pg_2 * md_2$
Grupo 3	g_3	$pg_3=g_3/G$	md_3	$pg_3 * md_3$
Grupo 4	g_4	$pg_4=g_4/G$	md_4	$pg_4 * md_4$
Total Grupos	$G = \sum_{i=1}^4 g_i$			

De esta manera podemos observar en la Figura. 2.3, como quedaría representada la distribución de las potencias horarias en grupos, y sobre esta la curva de la demanda diaria estimada que se obtiene de la unión de los puntos de la potencia representativa horaria establecida en el período analizado, según lo obtenido mediante la ecuación 2-10

$$p_j = \sum_{j=1}^4 pg_j * md_j \quad (210)$$

Donde

j . – Horas del día ($j=1,2,3,4,\dots,24$).

P_j . – Potencia correspondiente a la hora j

g . – Cantidad de datos por agrupación

pg_j . – Peso asignado a cada grupo de acuerdo con la cantidad de datos para la hora correspondiente

md_j . – Potencia representativa del grupo (mediana del grupo) para la hora correspondiente

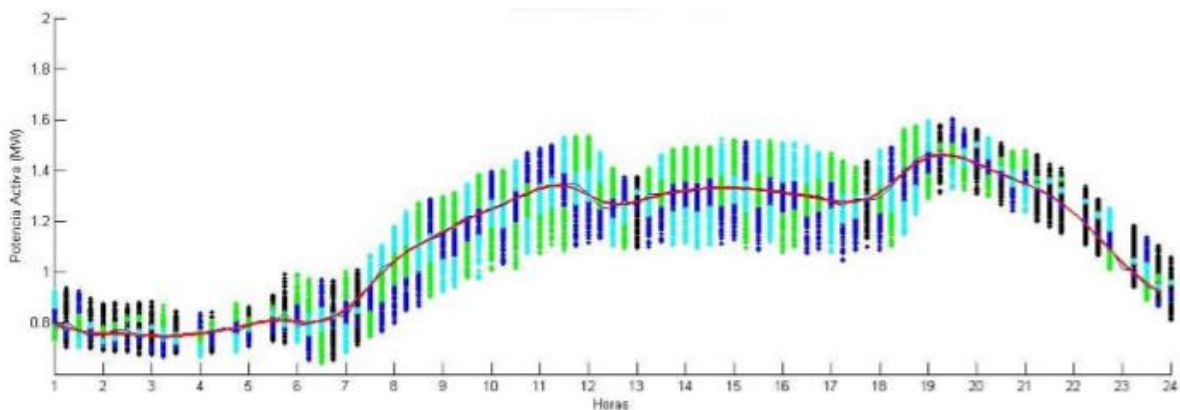


Figura. 2.3 Curva de demanda diaria inicial estimada. [26]

2.2.4 Compensación de Reactivos.

Los sistemas de distribución se encuentran constantemente en expansión, o se los modifica con la finalidad de crear nuevas redes, interconectar unas con otras entre otras cosas, por lo que se realiza un pronóstico por todos los nodos de la red de acuerdo con la carga activa y reactiva que soportan, debido que cada nodo cuenta con una demanda P_i+jQ_i .

Por lo tanto, al momento de realizar una compensación en el sistema, se trata de ubicar en los nodos “ i ” un banco “ Q_{ci} ”, en el punto donde cumpla con las restricciones de la red. Por lo tanto, al momento de realizar la instalación de un banco de condensadores, el nodo en el cual se lo ubica produce una disminución en la necesidad de reactivos en la trayectoria o camino desde el nodo fuente hasta dicho nodo.

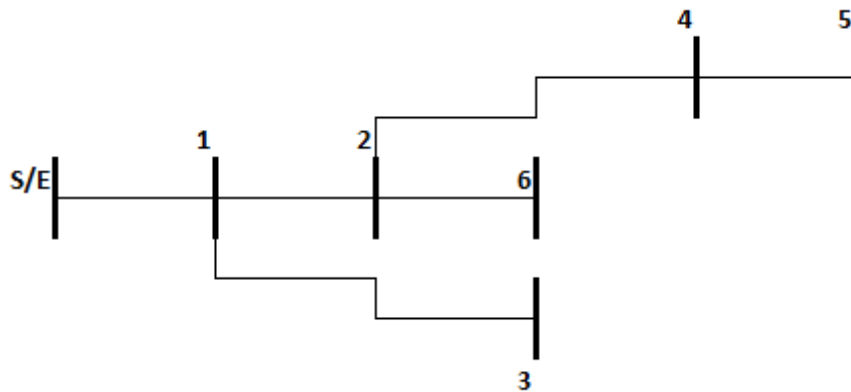


Figura. 2.4 Sistema de 6 nodos

Tomando el sistema de la Figura. 2.4 como ejemplo, al ubicar un banco de condensadores en el nodo 5, el nivel de reactivos en dicho nodo disminuye, por lo tanto disminuye el reactivo enviado desde el nodo 4, y produciéndose un efecto domino, disminuyen de la misma manera los reactivos enviados por el nodo 2 al 4, del nodo 1 al 2, y finalmente desde la S/E, en otras palabras se disminuye el nivel de reactivos por las líneas que van desde la S/E al nodo en el cual se ubicó el banco de condensadores, dejando sin alterar los reactivos de los nodos 3 y 6 y las líneas que conducen a ellos.

Para representar este comportamiento de una manera que sea válida para cualquier red, es necesario realizarlo a través de la matriz de incidencia como se puede apreciar de mejor manera en la Figura. 2.5

Qr1	1	1	1	1	1	1	Q1	
Qr2	0	1	0	1	1	1	Q2	
Qr3	=	0	0	1	0	0	0	Q3
Qr4		0	0	0	1	1	0	Q4
Qr5		0	0	0	0	1	0	Q5-Qc
Qr6		0	0	0	0	0	1	Q6

Figura. 2.5 Matriz de Incidencia Sistema de 6 Nodos con banco de condensadores

Un beneficio que se obtienen de realizar una compensación es una regulación del voltaje, disminuyendo las caídas de voltaje como se aprecia en las ecuaciones 2-11 y 2-12

$$\text{Sin Capacitores; } \Delta V = \frac{(PxR + QxX)}{VI} \quad (211)$$

$$\text{Con Capacitores; } \Delta V = \frac{(PxR + (Q - Qc)xX)}{VI} \quad (212)$$

Donde:

ΔV . – Variación de voltaje.

P . – Potencia Activa.

Q . – Potencia Reactiva.

Q_c . – Potencia del Banco de condensadores

V_l . – Voltaje de línea.

R y X . – Componentes de la impedancia

Otro beneficio es la mejora del Fp debido a la optimización de los reactivos del sistema, por cómo se establece en la regulación No. CONELEC – 004/01, el Fp mínimo debe ser 0.92, esperando que se trabaje normalmente con 0.95, por lo que al ubicar un banco de condensadores se inyectan estos reactivos al sistema mejorando el Fp.

2.2.5 Análisis para ubicación óptima de condensadores utilizando métodos heurísticos.

Al hablar de métodos heurísticos, la definición que más se ajusta la describe como un procedimiento simple y basado en el sentido común, así como en la experiencia, que se supone llegará a ofrecer una buena solución [30], [31]. Las técnicas heurísticas son procedimientos diseñados para proporcionar soluciones de una calidad aceptable realizando una exploración limitada del espacio de búsqueda, Clarke y Wright fueron los primeros en proponer algoritmos efectivos basados en la heurística, dichos métodos parten desde rutas o caminos que contienen un único nodo para encontrar la mejor ruta que representa la mejor intersección[32]. Debido a esto los métodos heurísticos se los puede clasificar como se observa en la Figura. 2.6

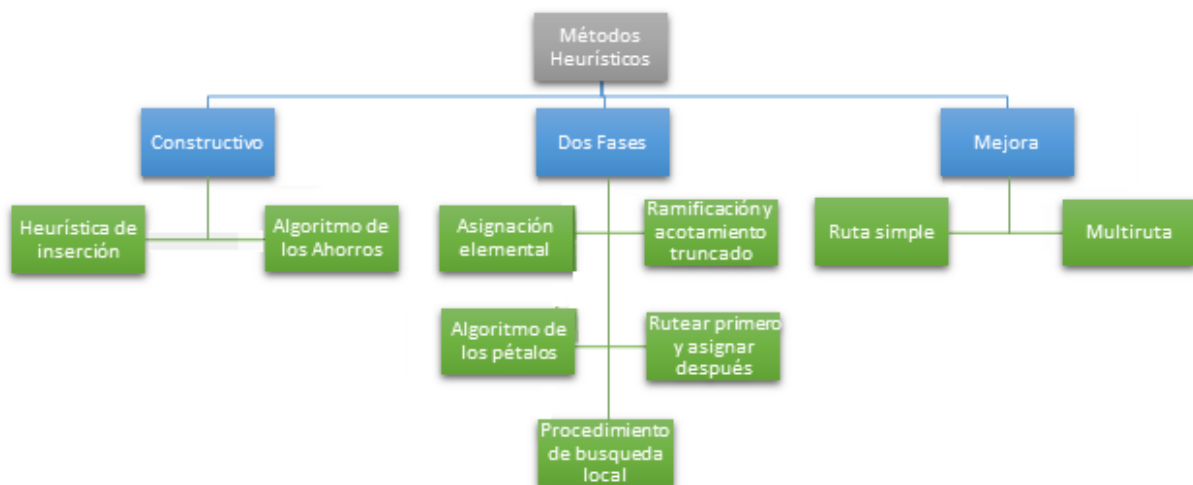


Figura. 2.6 Taxonomía para métodos de resolución heurística

El método que más se ajusta a las necesidades del programa propuesto, corresponde al “Método Heurístico de dos fases”, de esta forma se utiliza en primera instancia el modelo de asignación elemental para finalmente terminar utilizando el modelo de búsqueda local.

Inicialmente es necesario determinar una primera solución, estimar un nodo semilla o base del cual posteriormente se construirá agrupamientos de posibles soluciones. Como segunda etapa se implementa el modelo de búsqueda local, el cual parte de una primera solución obtenida, que en este caso corresponde a la que se llega mediante la asignación elemental, por lo que en este procedimiento se definen un conjunto de soluciones vecinas y parte de una solución primaria, los cuales se las reemplazará por una solución vecina mejor, todo este procedimiento se repite hasta que no se pueda mejorar la solución [32], [33].

Estas dos fases se las denomina: “relocalización de condensadores” a la fase correspondiente al modelo de asignación elemental, y “localización de condensadores” al modelo de búsqueda local.

Para ser implementado en un sistema de redes de distribución urbana y rural, la ubicación de bancos de condensadores se debe determinar el objetivo al que debe llegar la solución del método, en nuestro caso corresponde a una mejora en la ganancia de voltaje, disminución de pérdidas, reducción de reactivos y corrección del Fp [34],[35].

2.2.5.1 Heurística para la primera fase o relocalización de condensadores.

Partiendo de la mejor solución obtenida del cálculo de flujos de potencia, se realizan los siguientes pasos para realizar una relocalización de condensadores [34]:

1. Calcular los flujos de potencia con el nuevo sistema.
2. Determinar las posibles ubicaciones para la relocalización de los condensadores correspondientes a barras específicas que presenten una mayor sensibilidad.
3. Se selecciona un condensador para ser relocalizado, solamente si la sensibilidad de la barra en la que se encuentra es menor a la de la nueva localización. Se comienza por los condensadores más grandes y así sucesivamente hasta que uno o varios de los condensadores son aceptados para ser reemplazados junto con la lista de la localización, sin embargo, si no hay condensadores elegibles, se debe terminar la heurística de relocalización y comenzar con la de la localización.
4. Con el nuevo sistema se vuelve a calcular el flujo de potencia. Si este nuevo flujo de potencia converge, se procede a evaluar las restricciones, sin embargo, si alguna de estas restricciones es violada vamos directamente al paso 6.
5. Se compara los valores de la función, si el nuevo sistema tiene mejores valores, entonces la relocalización es aceptada, solamente se puede mover una vez cada condensador, de lo contrario la relocalización no es aceptada
6. Si la relocalización no es aceptada, se trata con el siguiente condensador más pequeño volviendo al paso 3.

La idea principal de esta primera etapa es que, a partir del banco de prueba conocido, que es utilizado como un medio virtual para medir las repercusiones que le ocurren a la red una vez colocado el banco de compensación en un nodo cualquiera, se cumplan las restricciones establecidas como el nivel de voltaje y de Fp en cada uno de los ramales. De esta manera se puede establecer un conjunto de nodos adecuados para dar cabida temporal al banco de prueba[31]. Una vez que se dispone de estos nodos las simulaciones llevadas a cabo para la resolución de flujos de potencia cuentan con la adición del banco de compensación, de esta forma se puede cuantificar los efectos de la aplicación de los condensadores a fin de determinar su mejor ubicación, comparando los resultados con el caso inicial en el cual no se contaba con ningún tipo de compensación.

De acuerdo con esto podemos seguir un objetivo primario, basado en los beneficios que se obtengan de este nuevo esquema adquirido gracias a la compensación. Se puede definir el objetivo en base a la “Ganancia del nivel Tensión” (ver Figura. 2.7) o en la “Disminución de Perdidas”

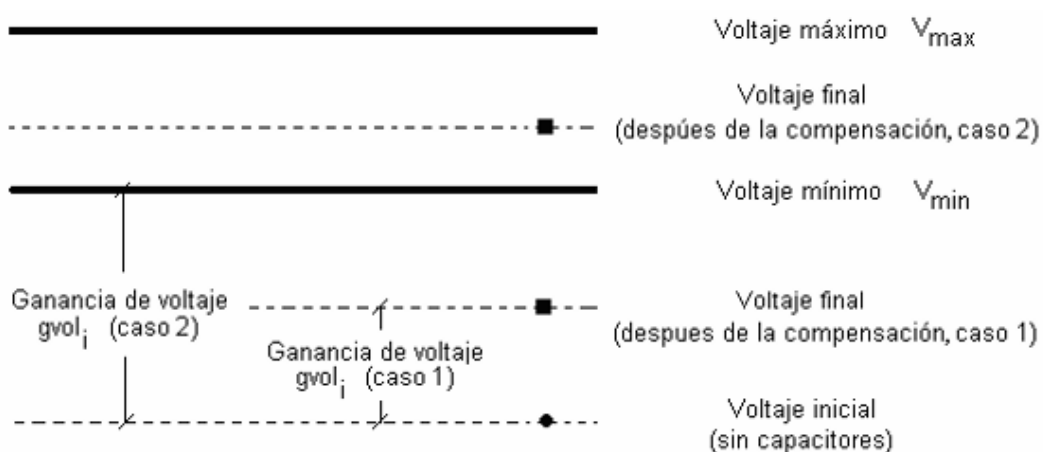


Figura. 2.7 Representación de la ganancia de voltaje en el nodo i [31]

Una vez que se dispone de la ubicación seleccionada bajo la nueva condición del sistema, con los nuevos elementos incorporados a la red, se procede a repetir el proceso, con la diferencia que ahora se registrarán los beneficios técnicos que se consiguen finalmente.

2.2.5.2 Heurística para la segunda fase o localización de condensadores.

Para tener un mejoramiento de la solución entregada durante la primera etapa (relocalización), se da mediante la exploración de las proximidades de aquellos puntos sobre los que se decide realizar una compensación[31], se lo realiza en el o los nodos que presenten una mayor sensibilidad y localizando ahí el condensador más pequeño. Para esto seguimos los siguientes pasos [34]:

1. Calcular los flujos de potencia con el nuevo sistema.

2. Localizar el condensador más pequeño disponible en la barra de mayor sensibilidad, en caso de no encontrarse localizaciones disponibles se debe parar y terminar.
3. Verificar las restricciones, si alguna es violada se debe parar y terminar.
4. Se compara los valores de la función, si el nuevo esquema da un valor mayor, la localización es aceptada temporalmente y se debe probar con el siguiente condensador más grande y repetir el paso 3.
5. Comparar los valores de la función con el nuevo esquema, si con el siguiente tamaño de condensador no se consigue un mejor valor que con el condensador anterior, se acepta y se vuelve al condensador anterior y se vuelve al paso 1.

Siempre que el esquema de compensación se aproxime al óptimo las ventajas como el control de voltaje y la mejora del F_p pueden alcanzar a magnitudes razonables, si un nodo fue seleccionado para que en él sea ubicado un banco de condensadores, el algoritmo heurístico procede a realizar un análisis, para determinar si la red es capaz de recibir la compensación en dicha ubicación los reactivo instalados en los nodos vecinos.

La función de evaluación del método comprende la solución de flujos de potencia de cada uno de los posibles nodos seleccionados para el análisis. Una vez que se determina el nivel de pérdidas del sistema, estas son comparadas con el caso inicial, en el cual no se encuentra ningún tipo de compensación, de esta manera se establece el margen de la reducción de pérdidas y su repercusión en el aspecto técnico de todo el sistema.[31]

2.2.5.3 Restricciones

Para solucionar el problema de la ubicación de condensadores en las redes de distribución, se deben tener varios tipos de restricciones, por ello se ha tenido en cuenta las limitaciones de las cuales se parte para análisis como:

- Pérdidas de potencia
- Niveles de voltaje máximo y mínimo en los nodos del sistema
- Factor de potencia
- Capacidad y tamaño de los bancos de condensadores
- Incremento o paso del tamaño del banco de condensadores

Las tres primeras limitaciones, fueron seleccionadas debido a un concepto de penalización de la función objetivo-expuesta en la sección 2.2.4. En este método es frecuente recurrir a la penalización para poder reconocer los individuos inadecuados, para así poder reevaluar y seguir la función objetivo.

Las dos limitaciones restantes se las consideran, basados en el espacio de búsqueda a través de la selección adecuado, así se garantiza una aproximación válida, que nos garantiza soluciones factibles, en donde ninguna limitación será violada.

2.2.6 Análisis Económico

La aceptación de un esquema de compensación se encuentra sujeta a restricciones tanto técnicas como económicas, y estas restricciones van variando de acuerdo con las diferentes necesidades que poseen cada uno de los sistemas, sin embargo, las restricciones de mayor importancia en las que se basa el programa propuesto son:

- Límites máximo y mínimo de variación de voltaje.
- Límite mínimo de Fp.
- Disminución de pérdidas
- Costo de la aplicación

Se debe considerar los puntos de vista tanto técnicos como económicos, debido a que el uno influye directamente en el otro. Las limitantes técnicas vienen en la línea de disponibilidad de los equipos, capacidad de los bancos de condensadores debido a que estos deben estar normalizados, el MEER cuenta con una lista de todos ellos y se los puede apreciar mejor en el Anexo 4, ahí se encuentran según su nivel de tensión, capacidad, número de fases y el tipo ya sean fijos o conmutables[36]. Por el lado económico se debe considerar la importancia de un estudio de factibilidad para la ubicación de un banco de condensadores, tomando en cuenta factores como el costo que va a tener el equipo, la instalación y mantenimiento, sin olvidar el tiempo de vida que se estima este posee.

2.2.6.1 Costo de los Bancos de Condensadores

Para definir el costo del banco que se propone se lo realiza considerando:

- Banco de Condensadores de “C” kVAR
- Inversión Inicial “I” que incluye costo del equipo e instalación
- Vida útil del equipo en años “ n_c ”
- Gastos de operación y mantenimiento anual “m” (se considera un 2% del costo de inversión)
- Ajustes “r” en los años “ n_1 ” y “ n_2 ”, con un costo del 30% de la inversión
- Costo del retiro del equipo al final de su vida útil “d” de aproximadamente 3% de la inversión inicial.
- Tasa de interés porcentual anual “ri”

De tal manera que el valor anualizado del banco de condensadores viene dado por las ecuaciones 2-13 y 2-14:

$$k_{cap} = I + m \left(\frac{(1+i)^{n_c} - 1}{i(1+i)^{n_c}} \right) + r \left(\frac{1}{(1+i)^{n_1}} \right) + r \left(\frac{1}{(1+i)^{n_2}} \right) + d \left(\frac{1}{(1+i)^{n_c}} \right) \quad (213)$$

$$k_{cap a} = k_{cap} \left(\frac{i(1+i)^{n_c}}{(1+i)^{n_c} - 1} \right) \quad (214)$$

Donde:

kcap. – Es el valor del banco más al valor presente todos los flujos de valor no uniformes.

kcap a. – Es el valor de la anualidad total del banco.

Los gastos derivados totales están representados en el valor anualizado del banco, como la instalación, el mantenimiento y el retiro una vez se haya cumplido su tiempo de vida útil. Para una mejor comprensión se ha elaborado la Tabla 2-9 [36] empleando la información de: $n_c = 15$, $n1 = 5$, $n2 = 10$, $i = 12\%$. De esta forma empleando las ecuaciones 2-13 y 2-14 se puede obtener los valores anualizados para los bancos según su capacidad junto a los costos de inversión indicados.

Tabla 2-9 Esquema de Costos Anualizado

Tensión kV	Capacidad kVAR	Costo de Inversión	Gastos de Operación	Costo de Reposición	Gastos de Retiro	Anualidad
13,8	150	2250	70	125	675	492
	300	2800	70	125	840	594
	450	3200	70	125	960	669
	600	3900	70	125	1170	799
	900	5200	70	125	1560	1041
	1200	6050	70	125	1815	1199
22	150	2500	70	125	750	538
	300	3050	70	125	915	641
	450	3610	70	125	1083	745
	600	4160	70	125	1248	847
	900	5275	70	125	1583	1055
	1200	6390	70	125	1917	1262

La tasa de interés bancario se lo obtiene de la página del Banco Central del Ecuador (BCE), este posee todas las tasas de interés activas efectivas vigentes para el sector financiero privado, público y, popular y solidario como se puede apreciar en la Tabla 2-10 [37]

Tabla 2-10 Tasas De Interés Activas Efectivas Vigentes Para El Sector Financiero Privado, Público Y, Popular Y Solidario

Tasas de Interés			
febrero - 2018			
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	7.76	Productivo Corporativo	9.33
Productivo Empresarial	9.71	Productivo Empresarial	10.21

Productivo PYMES	11.25	Productivo PYMES	11.83
Comercial Ordinario	7.94	Comercial Ordinario	11.83
Comercial Prioritario Corporativo	7.41	Comercial Prioritario Corporativo	9.33
Comercial Prioritario Empresarial	9.62	Comercial Prioritario Empresarial	10.21
Comercial Prioritario PYMES	10.14	Comercial Prioritario PYMES	11.83
Consumo Ordinario	16.81	Consumo Ordinario	17.30
Consumo Prioritario	16.43	Consumo Prioritario	17.30
Educativo	9.48	Educativo	9.50
Inmobiliario	10.48	Inmobiliario	11.33
Vivienda de Interés Público	4.98	Vivienda de Interés Público	4.99
Microcrédito Minorista ^{1.}	28.43	Microcrédito Minorista*	28.50
Microcrédito de Acumulación Simple ^{1.}	25.22	Microcrédito de Acumulación Simple*	25.50
Microcrédito de Acumulación Ampliada ^{1.}	20.17	Microcrédito de Acumulación Ampliada*	23.50
Inversión Pública	8.02	Inversión Pública	9.33

1. Las tasas de interés para los segmentos Microcrédito Minorista, Microcrédito de Acumulación Simple y Microcrédito de Acumulación Ampliada se calculó con información del sector financiero privado y de la economía popular y solidaria (cooperativas de ahorro y crédito del segmento 1 y mutualistas).

De igual manera es necesario la tasa de crecimiento vegetativo para estimar el aumento de la demanda a en el futuro, sin embargo, esta información la posee el departamento “DIPLA” de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., y será provista según la necesidad de manera muy puntual según el alimentador que se analice.

2.2.6.2 Costo de Pérdidas

Considerar solamente el costo de los bancos de condensadores no es suficiente, sin embargo, si es un factor relevante. Se debe tener en cuenta también los costos de las pérdidas de potencia y las pérdidas eléctricas del sistema estimados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., estos costos se los entiende como “c” en (\$ / kWh), un costo “d” en (\$ / kW.año) y el costo por demanda. Todos estos valores son necesarios de ser expresados en términos anualizados para su eventual comparación. Para determinar todos estos costos se emplean las siguientes ecuaciones:

$$k_{pe} = 8760 * F_{per} * \Delta P * c \quad (215)$$

$$k_{pp} = \Delta P * d \quad (216)$$

$$k_p = k_{pe} + k_{pp} \quad (217)$$

Donde:

ΔP . – Variación en las pérdidas de potencia activa.

F_{per} . – Factor de pérdidas.

k_{pe} . – Costo de las pérdidas de energía.

k_{pp} . – Costos por demanda.

k_p . – Costos operativos del sistema.

Mediante estas ecuaciones se considera la variación de la potencia activa producida por la instalación de los bancos, esto nos permitiría estimar la reducción anual de costos de las pérdidas utilizando la ecuación 2-15, para la cual se deben estar utilizando datos correspondientes al nivel de demanda máxima, por lo mismo al incluir los costos por demanda se debe utilizar la ecuación 2-16. Al llegar a determinar estos costos por pérdidas y demanda son los que determinan el total de costos operativos del sistema utilizando la ecuación 2-17, este valor debe ser tomado a lo largo de los años de vida útil del equipo, por lo que se lo debe anualizar para un posterior análisis de la relación Beneficio-Costo.

2.2.6.3 Relación Beneficio-Costo

Cuando un proyecto se presenta, es necesario que cuente con un indicador de la rentabilidad de este, es decir que determinan la viabilidad financiera. Algunos de esos indicadores son el “Valor Actual Neto” (VAN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y la Relación Beneficio Costo (RBC).

La RBC se obtiene de dividir el valor de los beneficios del proyecto para el valor de los costos, en otras palabras, una vez que se obtiene los valores anualizados de los costos correspondientes a la inversión en los bancos de condensadores como de las pérdidas antes y después de haber ubicado la compensación, se realiza esta división de la cual se obtendrá 3 posibilidades.

- $RBC > 1$, Que indica que los beneficios superan a los costos, por lo tanto, se considera viable aplicar la propuesta.
- $RBC = 1$, No existen ganancias pues los costos son iguales a los beneficios.
- $RBC < 1$, No es viable aceptar la propuesta, puesto que los costos son mayores a los beneficios.

3 Metodología

Para determinar la ubicación óptima de los bancos de compensación se ha implementado la lógica presentada en la Figura. 3.1 y Figura. 3.2, sin embargo, se puede observar en el diagrama de flujo que todo comienza con un reporte, el cual se genera en el “CYMDIST”. Este reporte debe contar con la información necesaria, en la sección 3.1 se indica cómo se debe preparar y cargar la información. En la sección 3.2 se presentan dos opciones en las cuales se establecerán los parámetros de análisis del alimentador seleccionado, ya sea mediante la estimación y uso de una curva de perfil de carga o estableciendo parámetros de cabecera. Posterior a eso en la sección 3.3 se realiza la distribución de carga y el cálculo de los flujos de potencia con los cuales se puede dar paso a la sección 3.4 y al análisis para determinar si es necesaria la ubicación de bancos de condensadores en el sistema y como se muestra en la sección 3.5 para determinar si es factible económicamente.

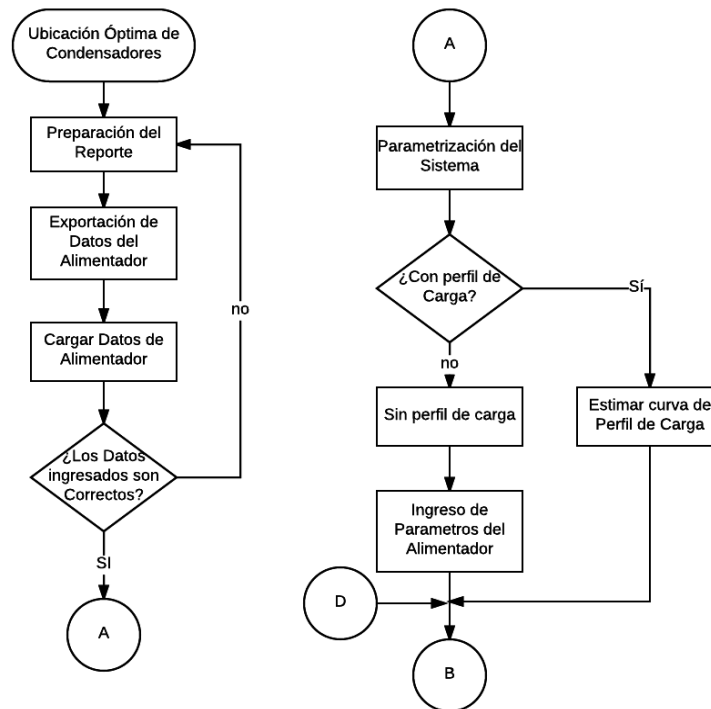


Figura. 3.1 Diagrama de Flujo (Importación de Datos y Parametrización)

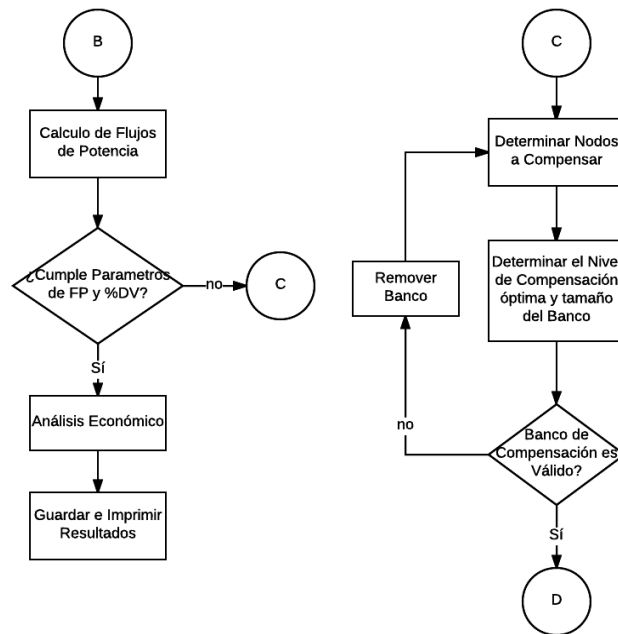


Figura. 3.2 Diagrama de Flujos (Flujo de potencia y Ubicación óptima de Compensación)

Este programa se lo ha desarrollado utilizando la herramienta GUIDE de MATLAB (r2015b), la cual nos permite elaborar una interfaz gráfica y generar un programa final ejecutable, es decir que no necesita que esté instalado previamente MATLAB para su funcionamiento; sin embargo, cuenta con todas las herramientas y características para el procesamiento matemático y de datos.

La interfaz del Software propuesto presenta una pantalla inicial (ver Figura. 3.3), en la que se muestra el título del presente trabajo, el nombre y logo de las dos instituciones que han colaborado con el desarrollo de este y cuatro botones de acción.



Figura. 3.3 Interfaz Gráfica (ventana Inicial)

Los botones que se encuentran en la ventana inicial permiten ejecutar diferentes eventos (ver Figura. 3.4), como el abrir una ventana con información del contacto en caso de necesitar ayuda, salir del programa, abrir la ventana con la biografía de los autores y abrir la ventana con el menú principal del programa.

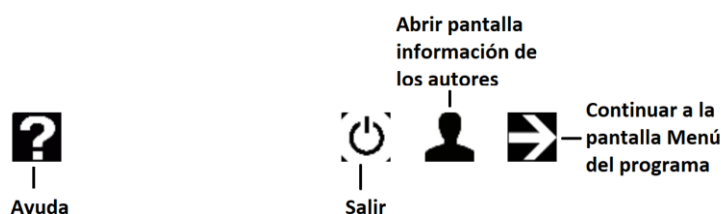


Figura. 3.4 Botones de acción (ventana Inicial)

El menú principal se puede apreciar en la Figura. 3.5, este cuenta con una breve explicación de los pasos a seguir y lo que se encontrará al ejecutar cada uno de los botones de acción.

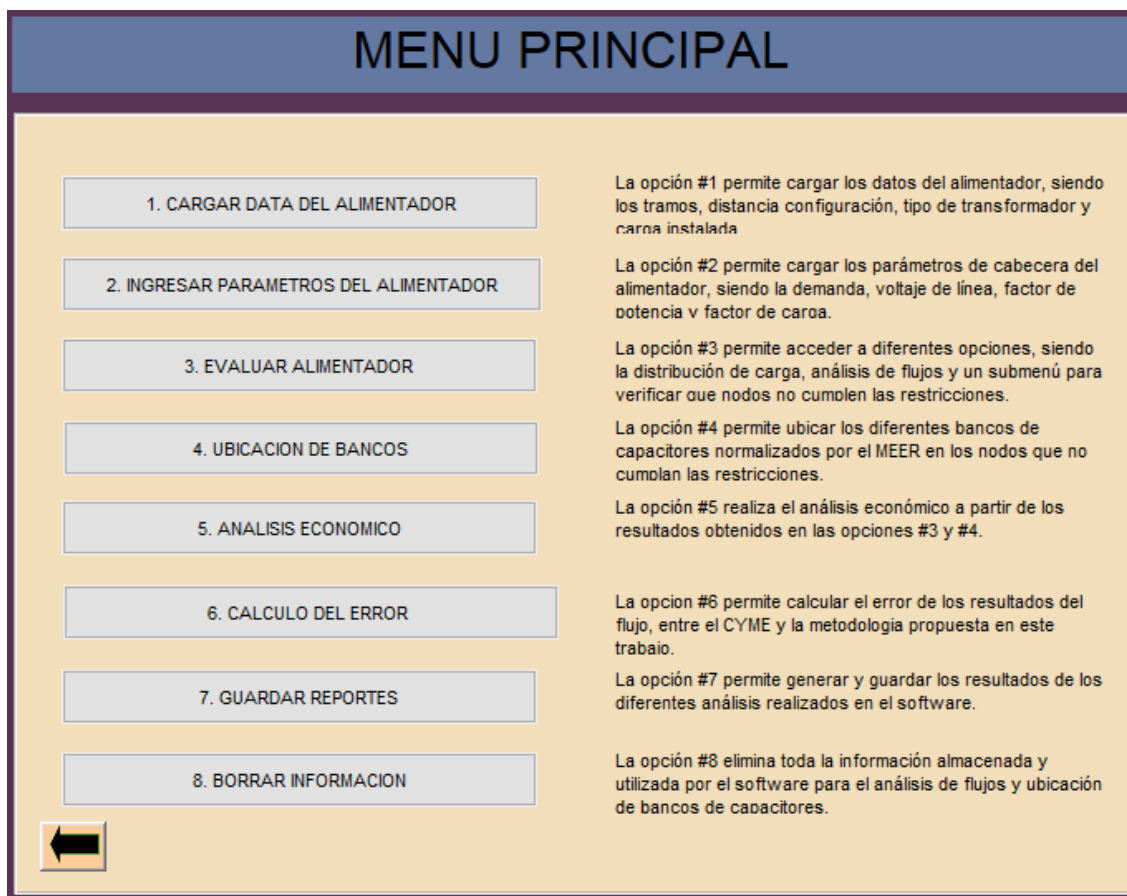


Figura. 3.5 Ventana "Menú Principal"

En cada una de las subsecciones siguientes se presenta, de manera detallada, cuáles son los pasos a seguir para la importación de la información, validación, parametrización del sistema, cálculo de flujos de potencia, ubicación de los condensadores y análisis económico.

3.1 Preparación y Carga de Data

Previo a poder cargar la información necesaria al programa, esta se debe encontrar en un formato establecido.

Los reportes que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. nos provee, son exportados desde el CYMDIST. Estos se deben encontrar en formato “.xlsx” y deben seguir un orden establecido según lo que se muestra en el Anexo 2 de forma detallada. En la Figura. 3.6 se puede apreciar una vista parcial del reporte ya que este es extenso.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	
	Nro. equipo	Nudo origen	Nudo destino	Id equipo	Código	V	Longitud km	Potencia total de paso	Potencia total de paso	Potencia total de paso	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)	Distancia total km	Tipo de cable					
1																				
2	56091_MTA-1	NODOFUENT E-0421	MTS_S_2855		Línea aérea por fase	119,1	0,00222	5929,56	1789,83	6193,81	0	0,1	35,6	0,00222						
3	2855_MTS-1	MTS_S_2855	MTS_L_2855	3P_25KV.CU. 3/0	Cable	119,1	0,04599	5929,53	1789,76	6193,75	0,8	0,6	54,7	0,04821	Unipolar					3P_2 3/0
4	51409_MTA-1	MTS_L_2855	MTA_S_3429		Línea aérea por fase	119,1	0,00053	5928,75	1790,58	6193,24	0	0	35,6	0,04874						
5	34298_MTA-1	MTA_S_3429	MTA_S_31001		Línea aérea por fase	119	0,07005	5928,74	1790,57	6193,23	1,6	2,7	45,9	0,11879						
6	31001_MTA-1	MTA_S_31001	MTA_L_31001		Línea aérea por fase	119	0,00049	20,9	5,47	216	0	0	0,3	0,11929						
7	8526_MTS-1	MTA_L_31001	MTS_L_8526	2	3P_25KV.CU. Cable	119	0,01703	20,9	5,47	216	0	0	0,2	0,13631	Unipolar					3P_2 2
8	8527_MTS-1	MTS_L_8526	MTS_L_8527	2	3P_25KV.CU. Cable	119	0,0005	20,89	5,92	217,2	0	0	0,2	0,13681	Unipolar					3P_2 2
9	8528_MTS-1	MTS_L_8527	MTS_L_8528	2	3P_25KV.CU. Cable	119	0,0005	20,89	5,93	217,2	0	0	0,2	0,13731	Unipolar					3P_2 2
10	18528_MTS-1	MTS_L_8528	MTS_L_8528	2	3P_25KV.CU. Cable	118,7	0	20,32	5,81	213	0	0	24,4	0,13731	Unipolar					3P_2 2
11	31003_MTA-1	MTA_S_31001	MTA_S_3429		Línea aérea por fase	119	0,08315	5906,29	1782,51	6169,41	1,8	3,2	45,8	0,20194						
12	34296_MTA-1	MTA_S_3429	MTA_L_3429		Línea aérea por fase	119	0,02714	5152,76	1550,8	5391,08	0,5	0,8	39,9	0,22908						
13	229787_MTA-1	MTA_L_3429	MTA_L_2297	87	Línea aérea por fase	119	0,01735	2952,56	891,92	3084,34	0,1	0,2	22,9	0,24644						
13	229788_MTA-1	MTA_L_2297	MTA_L_2297		Línea aérea															

Figura. 3.6 Reporte Alimentador 0421 (Visualización parcial del reporte)

Una vez que se tiene la información, mediante la interfaz del programa, seleccionamos “CARGAR DATA DEL ALIMENTADOR” (ver Figura. 3.7).

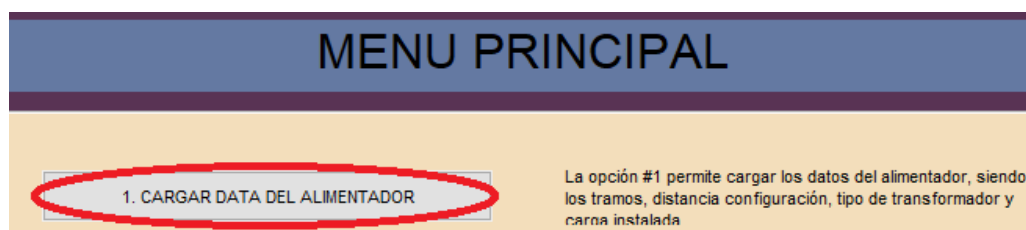


Figura. 3.7 Interfaz de Usuario (CARGAR DATA)

Al seleccionar el botón de acción se abre una interfaz (ver Figura. 3.8), la cual nos permite cargar la información y posteriormente evaluar que cumpla las siguientes condiciones:

- Información en formato establecido
- Nombre de las hojas del reporte: “NODOS” y “TRAFO”

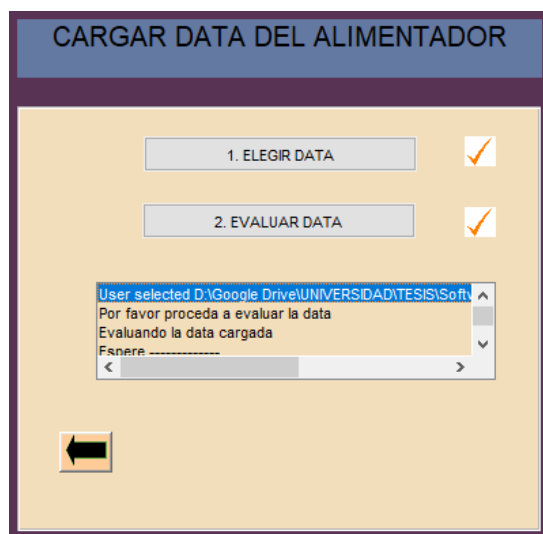


Figura. 3.8 Interfaz de Usuario - Carga de Datos y Validación de formato

Cuando los datos se han cargado el programa agrupa la información en vectores de dimensión $[n, 1]$, donde “n” corresponde al número de filas que depende del tamaño del alimentador. Al evaluar el formato, el programa identifica los nodos aguas abajo de los transformadores, comparando los vectores “Nudodestino” de las hojas NODOS y TRAF0. Se han identificado los que comienzan con la letra “I”, como se observa en la Figura. 3.9, en el nodo “IMTS_L_8528” de la hoja NODOS, una vez que ha identifica todos estos casos, los suprime completamente, debido a que contienen valores de distancia “0”, lo que nos da como resultado un nodo superpuesto con el anterior.

	Nodo origen	Nodo destino	Id equipo	Código	Texto	kWh total conc. ag. abaj (kWh)
1					192.5KVA 30152 PARTICULAR	
2	MTS_L_8527	MTS_L_8528	30192.5V	Transformador	DISTRIBUCIÓN	5125
3	MTA_S_19806	MTA_L_19806	3C50V	Transformador	50K.VA 25965 PARTICULAR	970
4	MTA_L_32867	MTA_L_36104	3C75V	Transformador	75K.VA 2757 EERCS	1996

Figura. 3.9 Depuración de datos

Una vez que se ha depurado la información es guardada en un arreglo determinado como “variables.mat”, que contiene todo lo correspondiente a los tramos de la red de distribución.

3.2 Parametrización del Sistema

Como segundo paso, se tiene el ingreso de los parámetros del alimentador o también conocidos como los datos de cabecera del alimentador. En la Figura. 3.10 observamos el botón de selección del menú principal.

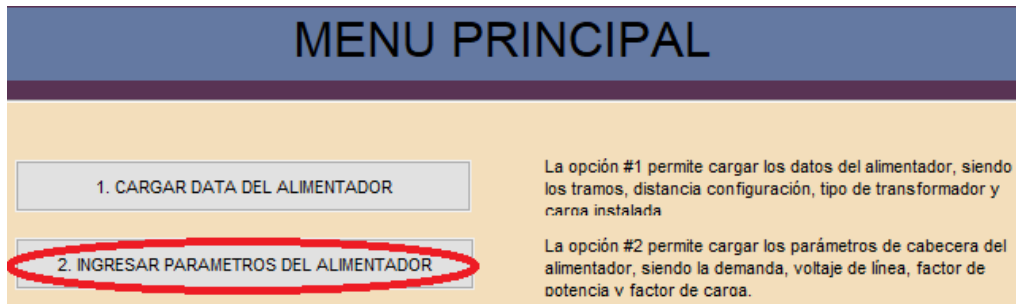


Figura. 3.10 Parametrización del Alimentador

Una vez seleccionado, se despliega el submenú de la Figura. 3.11, el cual nos permite ingresar los parámetros de cabecera del alimentador de dos formas: mediante la estimación de la curva de carga diaria (ver Figura. 3.17), o estableciendo los datos de cabecera como demanda ($S(t)$), nivel de voltaje fase-fase (V-L-L), factor de potencia (Fp) y factor de carga (fc) (ver Figura. 3.18).

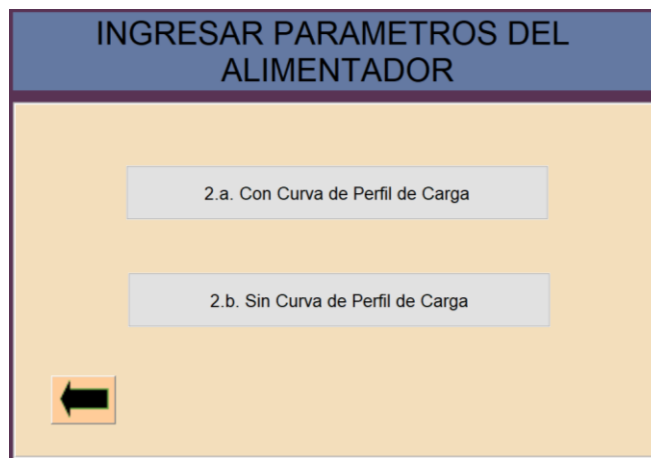


Figura. 3.11 Submenú para el ingreso de parámetros.

Para el ingreso de los parámetros con perfil de carga, es necesario seleccionar el alimentador del cual se va a realizar la estimación como se muestra en la Figura. 3.12.

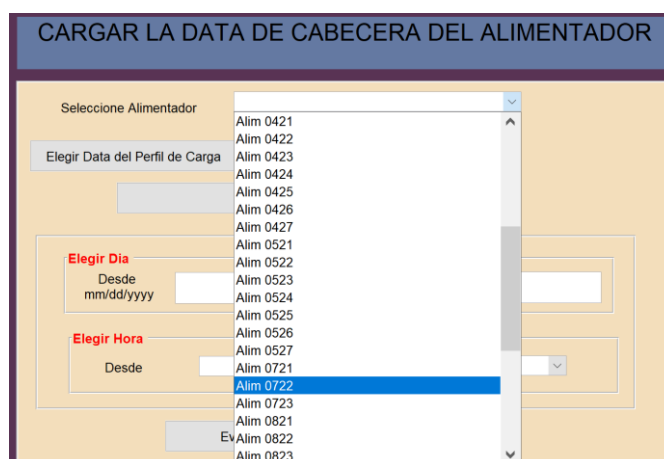


Figura. 3.12 Selección de alimentador para estimación de la curva

Una vez seleccionado el alimentador, se debe subir al programa el perfil de carga diario, el cual debe encontrarse en el formato presentado en la Figura. 3.13, que cuenta con la información del día, la hora, la medición de voltaje, la medición de P y de Q en kW.

	A	B	C	D	E
1				421	
2	Dia	Fecha	Voltaje	P(KW)	Q(KW)
3					
4	1/4/2017	0:00	22,611	1961	86
5	1/4/2017	0:15	22,615	2365	234
6	1/4/2017	0:30	22,615	2065	144
7	1/4/2017	0:45	22,61	2013	118
8	1/4/2017	1:00	22,625	2051	144
9	1/4/2017	1:15	22,641	2240	175

Figura. 3.13 Formato de la información de perfil de carga diaria

Esta información del perfil de carga se la encuentra separada por S/E como se muestra en la Figura. 3.14. Para visualizar la plantilla del formato; dirigirse al Anexo 3.

SE-01	SE-02	SE-03	SE-04	SE-05	SE-07	SE-08	SE-09	SE-12	SE-14	SE-15	OTRO
-------	-------	-------	--------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------

Figura. 3.14 Formato de la Información de perfil de carga diaria separada por S/E

Una vez que se tiene la información del perfil de carga diario, subido en el programa, se puede elegir el rango en el que se va a realizar la estimación de la curva del perfil de carga (ver Figura. 3.15).

The screenshot shows a form with two main sections. The first section, titled "Elegir Dia" in red, contains two input fields: "Desde mm/dd/yyyy" with the value "04/01/17" and "Hasta mm/dd/yyyy" with the value "04/30/17". The second section, titled "Elegir Hora" in red, contains two input fields: "Desde" with the value "00:00" and "Hasta" with the value "23:45". All input fields have a small downward arrow icon on the right side, indicating they are dropdown menus.

Figura. 3.15 Ingreso de rango de tiempo para la estimación de la curva de perfil de carga

Con todos los parámetros establecidos, según se muestra en la Figura. 3.16, se procede a estimar la curva de perfil de carga.

The screenshot shows a software window titled "CARGAR LA DATA DE CABECERA DEL ALIMENTADOR". At the top, there is a dropdown menu for "Seleccione Alimentador" with the value "Alim 0421". Below this is a button "Elegir Data del Perfil de Carga" and a file path "D:\Google Drive\UNIVERSIDAD\TESIS\Software". A "Calcular" button with a checkmark icon is present. The "Elegir Dia" section has "Desde mm/dd/yyyy" set to "04/01/17" and "Hasta mm/dd/yyyy" set to "04/30/17". The "Elegir Hora" section has "Desde" set to "00:00" and "Hasta" set to "23:45". Below these are two buttons: "Evaluar Información Ingresada" and "Graficar valores Evaluados del Perfil de carga", both with checkmark icons. At the bottom, there is a status bar with the text "Espere.....", "Por favor proceda a continuar a evaluar la data", "Por favor proceda a continuar a evaluar la data", and "Datos actualizados". A left-pointing arrow button is located at the bottom left.

Figura. 3.16 Parámetros para la estimación de la curva de perfil de carga.

Al seleccionar el botón de acción “Evaluar información Ingresada” (ver Figura. 3.16), el programa aplica el método para la estimación de la curva de perfil de carga diaria mencionado en la sección 2.2.2.1 Una vez ejecutado el método, se guarda los resultados en dos arreglos denominados “PerfilFinal.mat” e “Iparametro.mat”, los cuales corresponden a los datos necesarios para generar la curva, y los parámetros de cabecera del alimentador.

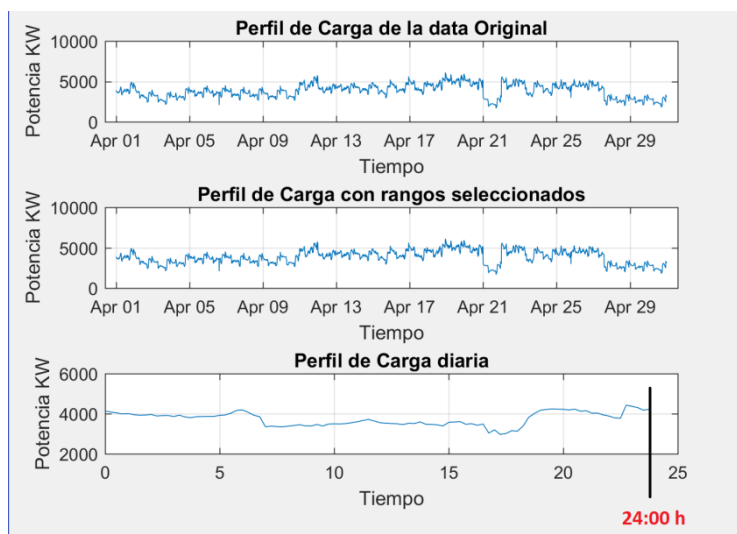


Figura. 3.17 Curva estimada del perfil de carga diario

La curva del perfil de carga generado se puede observar en la Figura. 3.17, que muestra 3 curvas diferentes, corresponden a la curva de perfil de carga de los datos originales, a la curva dentro del rango seleccionado (ver Figura. 3.15), y la última es la correspondiente al perfil de carga diario. Esto nos permite tener la información correspondiente a la demanda máxima, media y mínima utilizado en el cálculo de flujos de potencia.

Sin embargo, cuando no se dispone de los datos del perfil de carga para realizar la estimación de la curva, se puede seleccionar la opción “2.b. Sin Curva de Perfil de Carga” (ver Figura. 3.11), la cual abre una ventana para ingresar los parámetros de cabecera del alimentador como se observa en la Figura. 3.18, aquí se puede seleccionar solo si se trabaja con la demanda máxima o con los datos de demanda máxima, media y mínima

DATOS DE CABECERA DEL ALIMENTADOR

Ingresar Parámetros

Demanda Máxima				
St (kVA)	VLL (kV)	FP	FC	Horario
6193.81	21.84	0.95	0.83	18h a 22h

Demanda Media				
St (kVA)	VLL (kV)	FP	FC	Horario
4335.7	21.84	0.95	0.56	06h a 18h

Demanda Mínima				
St (kVA)	VLL (kV)	FP	FC	Horario
1858.1	21.84	0.95	0.24	22h a 06h

Datos actualizados

Figura. 3.18 Ingreso de parámetros de cabecera del Alimentador

Estos datos se los guarda en el arreglo “Iparametros.mat”, que corresponde a los valores de demanda máximos, medio y mínimos, además de establecer el rango horario para dichos valores de demanda, de esta manera se puede ingresar alimentadores con carga industrial, residencial o comercial solamente conociendo los datos de cabecera.

3.3 Flujos de Potencia

Una vez que se valida la información cargada, y que se han establecido los parámetros del alimentador para el cálculo de los flujos de potencia, mediante el botón de acción “3. Evaluar Alimentador” (ver Figura. 3.19)

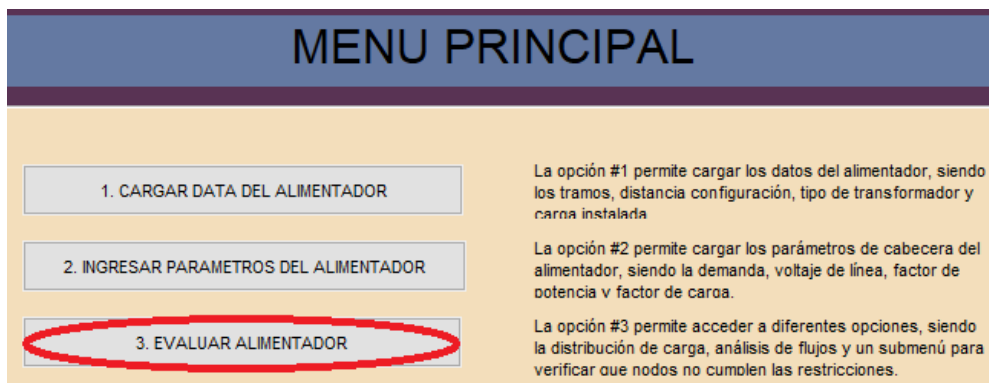


Figura. 3.19 Evaluación del Alimentador

La opción despliega un submenú como se muestra en la Figura. 3.20, que contiene la opción de “3.a. Cálculo de matriz de incidencia y transpuesta”, “3.b. Distribuir carga”, “3.c. Calcular Flujo” en el cual se puede establecer el número de iteraciones que realizará el programa.

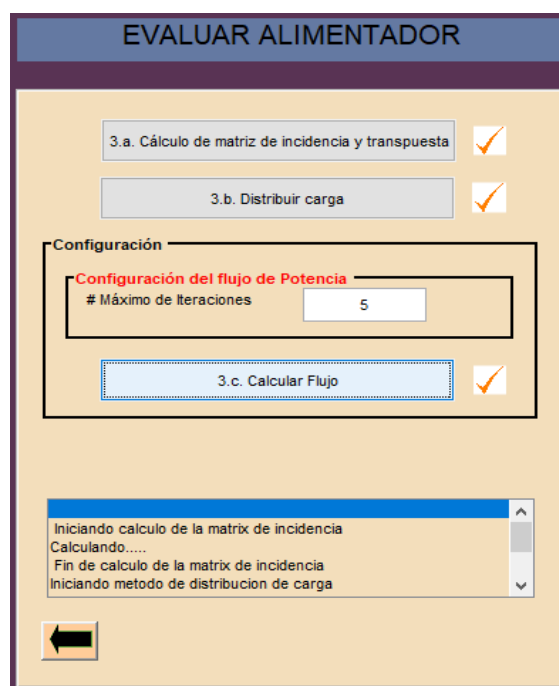


Figura. 3.20 Submenú "Evaluar Alimentador"

Al seleccionar el botón de acción “3.a. Cálculo de matriz de incidencia y transpuesta”, el programa arma las matrices asignando a los nodos de partida “i” y a los nodos de llegada “j”, seguido a esto, asigna los valores de “R” y “jX” importados del CYMDIST, además de identificar si el tramo es aéreo, subterráneo o combinado. Siguiendo el proceso, se arma la matriz de incidencia, una vez que se llega a este punto es necesario distribuir la carga aguas abajo del alimentador, como se explica en la sección 2.2.1.1, por lo que el botón “3.b. Distribuir carga” distribuye la carga aplicando la misma metodología que el CYMDIST. Una vez que se tiene todo lo anterior verificado, su correcta ejecución con el “check” junto a cada botón, se procede a correr flujos de potencia utilizando el método de Ardivinson explicado en la sección 2.2.1.2. Para esto debemos establecer la cantidad máxima de iteraciones a realizar. El cálculo de los flujos de potencia se los realiza con 20 iteraciones, sin embargo, se ha observado que a partir de la quinta iteración la solución ya converge.

Este proceso de obtener los flujos de potencia se lo realiza con demanda máxima solamente o con demanda máxima, media y mínima según lo seleccionado. Estos datos se los guarda en los arreglos denominados “datosParte5sb.mat”, “datosParte5sb1.mat” y “datosParte5sb2.mat” como se presenta en la Figura. 3.21, adicionalmente es necesario calcular las pérdidas en las líneas y en los transformadores, para estos últimos se utilizan las normas NTE INEN 2114 y 2115, como se describe en la sección 2.2.2, con el fin proveer la información necesaria al momento de determinar si se necesitarán bancos condensadores fijos o conmutados.

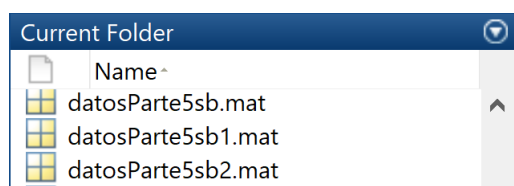


Figura. 3.21 Arreglos con datos de flujos con demanda máxima, media y mínima.

3.4 Ubicación de Bancos

Una vez que se ha realizado el cálculo de los flujos de potencia, para continuar se selecciona la opción de ubicación de bancos como se muestra en la Figura. 3.22.

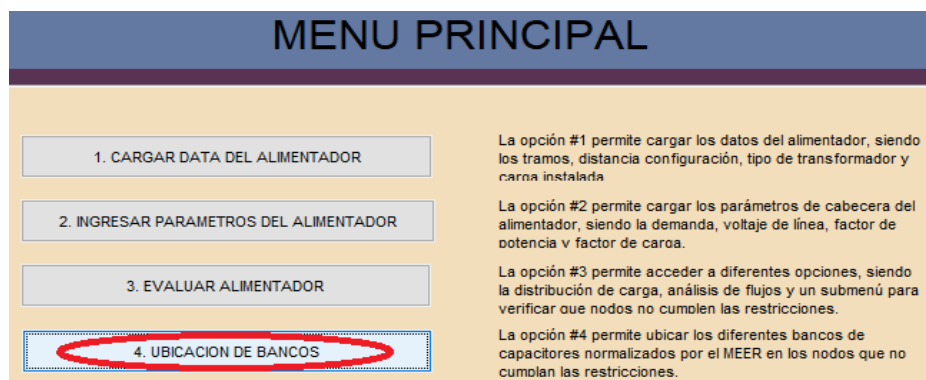


Figura. 3.22 Ubicación de Bancos

Este botón nos despliega una ventana en la que se establece el Fp deseado (ver Figura. 3.23), una vez que se lo define se debe presionar el botón “Ubicar Bancos”, el cual da paso a la ejecución del método heurístico. El mismo al que se le establecen restricciones desde la programación, como utilizar solamente los valores de los bancos normalizados y disponibles según el MEER (Ver Anexo 4), también se define un rango de consideración para ser compensado, utilizando el valor de los bancos más pequeños y la proyección de incremento de demanda que se utilizará en el análisis económico posteriormente, de esta forma se define un valor mínimo desde el cual se comienza a compensar. Con las restricciones propias del programa y las definidas por el usuario, la heurística nos da como resultado el nodo en el cual la compensación es óptima, el valor del banco, el tipo del banco ya sea fijo o variable, monofásico o trifásico, y de ser un banco variable nos indica el rango horario y si es monofásico nos indica la fase en la que se lo debe conectar.

Figura. 3.23 Ubicación de Bancos de Condensadores

Una vez determinado el nodo, el valor y tipo del banco de condensadores, se puede realizar un ajuste manual, el programa permite realizar dos tipos de ajustes como se puede observar en la Figura. 3.24

Figura. 3.24 Opciones para ubicación manual de bancos de condensadores

La primera consiste en una revisión de todos los nodos en los cuales existe una descompensación y se puede agregar manualmente el tipo de banco que uno desee como se puede observar en la Figura. 3.25.

Figura. 3.25 Visualización de nodos que necesitan ser compensados en factor de potencia o en nivel de voltaje

En esta sección se puede agregar el banco que se desee de forma manual, teniendo en cuenta que solo se tendrán como opción los bancos normalizados por el MEER, la Figura. 3.26 muestra cómo se despliega el menú de opción para elegir la capacidad del banco ya sea monofásico o trifásico. En la Figura. 3.27 podemos observar el menú para seleccionar el tipo, debido que puede ser fijo o variable

Figura. 3.26 Menú para seleccionar la capacidad del banco

Resultados							
	Nodo	Capacidad del Banco	Tipo de Banco	FP_A	FP_B	FP_C	Pj_A (kW)
1	3	Capacitor 22kV 10c	Fijo	0.94193	0.94202	0.94199	1963.5278
2	9			0.92561	0.92572	0.92568	1956.5119
3	13		Fijo	0.96229	0.9623	0.80304	942.2348

Figura. 3.27 Menú para seleccionar el tipo de banco

El segundo tipo de ajuste manual consiste en desplegar una ventana con todos los nodos del sistema, con y sin descompensación, en el cual uno elige el nodo en que se desea ubicar el banco de condensadores, el valor y el tipo (ver Figura. 3.28).

VISUALIZA LOS NODOS POSIBLES PARA COLOCAR BANCOS DE CAPACITORES

Todo

Revisar

Resultados							
	Nodo	Capacidad del Banco	Tipo de Banco	FP_A	FP_B	FP_C	Pj_A (I)
1	1			0.91615	0.90786	0.91232	1104.3263
2	2			0.91615	0.90786	0.91229	1104.2319
3	3			0.91615	0.90786	0.91229	1104.2172
4	4			0.24611	0.24829	0.24829	4.4688e-08
5	5			0.91615	0.90786	0.91229	1103.9269
6	6			0.24975	0.24979	0.24979	3.1996e-06
7	7			0.24975	0.24979	0.24979	3.1996e-06
8	8			0.92658	0.92411	0.9194	48.0894
9	9			0.24975	0.24979	0.92948	3.2276e-06

Colocar Bancos Seleccionados

Por favor ejecute para poder verificar que todo los nodos cumple con los parametros establecidos

Ejecutando...

Nodos del alimentador

Figura. 3.28 Ubicación manual de bancos (visualización de todos los nodos del sistema)

Con los ajustes manuales realizados se debe pulsar el botón de acción “Colocar Bancos Seleccionados” para realizar los cambios en la red con lo que se regresa a la ventana “Ubicar Bancos de Capacitores” de la Figura. 3.23 para volver a calcular los flujos de potencia con los bancos ubicados, ya sean estos determinados por el método heurístico o de forma manual utilizando el botón “Calcular Flujo” (ver Figura. 3.23). Con la nueva información de los flujos de potencia se procede a realizar el análisis económico de la sección 3.5

3.5 Análisis económico

Una vez que se ha realizada la compensación del sistema, se procede a realizar un análisis para ver la factibilidad económica y obtener la relación beneficio-costo. Seleccionamos el botón de acción “Análisis Económico” como se puede apreciar en la Figura. 3.29.

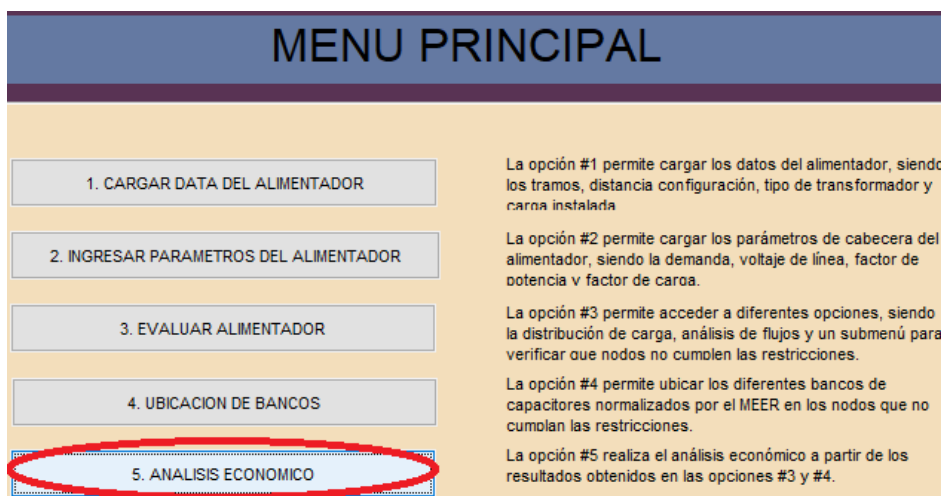


Figura. 3.29 Análisis Económico

Una nueva ventana se despliega (ver Figura. 3.30), ahí se debe llenar con la información correspondiente al tiempo de vida útil del equipo “ T_a ”. Generalmente los equipos eléctricos poseen un tiempo de funcionamiento de 15 años, la tasa de crecimiento vegetativo propio de cada alimentador “ r_v ”, la tasa de interés anual del costo de la inversión “ r_i ” y el costo por las pérdidas en el sistema “ c_p ”.

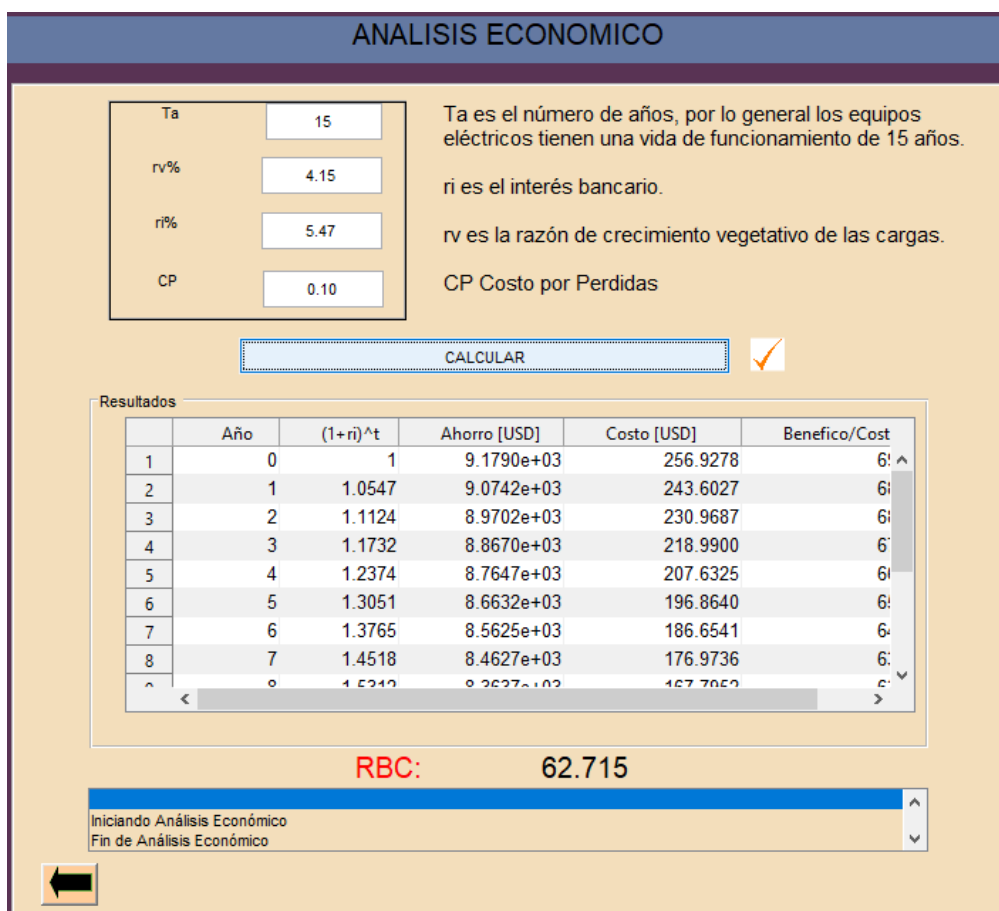


Figura. 3.30 Análisis Económico; RBC para 15 años

Una vez que se han ingresado los parámetros indicados se oprime el botón “Calcular”, este realiza los cálculos correspondientes a la sección 2.2.6, obteniendo los valores anualizados tanto del beneficio o ahorro por pérdidas y los costos para así obtener un RBC en cada año. Obteniendo finalmente un RBC total, con el cual se puede decir si ubicar el banco será rentable o no económicamente hablando.

3.6 Calculo de Error

En esta sección lo que se pretende es tener un botón directo (ver Figura. 3.31) que permita calcular el error entre el cálculo de flujos mediante el método utilizado por el CYMDIST con el módulo CYME, y el método propuesto para resolución de flujos para Redes de Distribución Urbana y Rural (RDUR) “Ardvinson”.

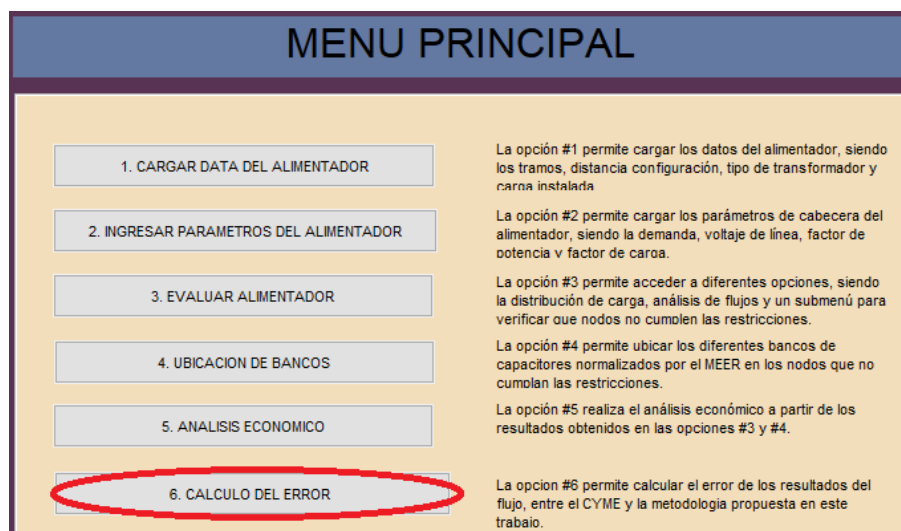


Figura. 3.31 Cálculo de Error

Utilizando la ecuación 3-1 se estima el error porcentual en el cálculo de las potencias y los voltajes por fase.

$$Error\% = \frac{Valor\ real - Valor\ Aproximado}{Valor\ Real} * 100\% \quad (31)$$

En donde:

Error%. – Error porcentual

Valor Real. – Valor tomado del reporte del CYMDIST

Valor Aproximado. – Valor estimado por la metodología propuesta

Con el error calculado, el programa nos indica mediante un “check”, como se puede apreciar en la Figura. 3.32, al mismo tiempo se genera un reporte el cual posteriormente se lo puede guardar como un archivo tipo “EXCEL” con extensión “csv”.



Figura. 3.32 Calculo de Error

Este botón estima el error de los flujos de potencia del sistema, sin bancos de condensadores, debido a que determina la fiabilidad del método propuesto para resolución de flujos.

3.7 Guardar Reportes

Al finalizar los cálculos y estudios realizados en un alimentador es necesario extraer toda la información generada para su posterior análisis, para ellos se utiliza la opción “Guardar Reportes” del menú principal como se ve en la Figura. 3.33. y éste despliega una nueva ventana.



Figura. 3.33 Guardar Reportes

En la Figura. 3.34 se observa la ventana en la que se tiene que elegir la carpeta destino en donde se van a exportar los reportes que se deseen; en un listado se encuentran todos los reportes generados y disponibles para ser exportados, de los cuales se debe seleccionar con un “SI” o un “NO” los que se desea guardar. Finalmente, se le da clic al botón “Guardar Archivos” y la información será exportada a la carpeta destino definida en “EXCEL” con extensión “.csv” por cada uno de los reportes seleccionados.

GUARDAR REPORTES

Elegir Carpeta

NOMBRE DEL ARCHIVO	ELEGIR QUE ARCHIVOS GUARDAR
Resultados del flujo mediante rdu con fc max	SI ▼
Resultados del flujo implementando los bancos para un fc ...	SI ▼
Resultados del cyme (solo para calculo de error)	SI ▼
Calculo del error entre Flujo sin banco y resultados cyme	SI ▼
Resultados de la Ubicacion de bancos de condensadores	SI ▼
Resultados de Análisis Económico	SI ▼

GUARDAR ARCHIVOS

←

Figura. 3.34 Guardar Archivos

El programa, conforme se van cumpliendo las diferentes etapas de análisis, va generando los arreglos, que posteriormente se utilizan para elaborar los reportes a ser exportados. Un ejemplo es el arreglo “datosParte7sb”, en el que se encuentra en el vector “D3” correspondiente al reporte con la información de los flujos de potencia del alimentador antes de considerar cualquier compensación o en el arreglo “datosParte7cb” en el vector “D3e” que corresponde al reporte con la información de los flujos de potencia una vez que se ha realizado la ubicación de uno o varios bancos de condensadores.

4 Validación de la Metodología

La validación de la metodología propuesta se realiza con el fin de verificar que las soluciones obtenidas son correctas y que el programa presentado tiene un alto nivel de confiabilidad, en las siguientes subsecciones se lo desarrolla.

4.1 Pérdidas en transformadores.

Para calcular las pérdidas en transformadores se utiliza las fórmulas detalladas en las secciones 2.2.2.1 y 2.2.2.2, de acuerdo con las normas. Estas fórmulas se las utiliza para transformadores en vacío o con carga completa del 100%; sin embargo, al realizar pruebas se llegó a determinar que pueden ser aplicadas a los transformadores con carga diferente al 100%.

El módulo CYME del CYMDIST, contiene la información de los parámetros de cada uno de los transformadores pertenecientes a la Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A., para su respectivo modelamiento como se puede apreciar en la Figura. 4.1 que corresponde a un reporte generado por dicho programa.

	ID de equipo	Nro. de fases	Capacidad nominal (kVA)	Verano Capacidad (kVA)	Invierno Capacidad (kVA)	Tensión primaria (kVLL)	Tensión secundaria (kVLL)	Z1 (%)	Z0 (%)	X1/R1	X0/R0	Pérdidas en vacío (kW)
1												
2	3C60T	3	60	60	60	13,8	0,22	4,5	4,5	4	4	0,225
3	3I100T	3	100	100	100	13,8	0,22	4,5	4,5	4	4	0,36
4	3P100S	3	100	100	100	6,3	0,22	4,5	4,5	4	4	0,33
5	1A10T	1	10	10	10	7,96	0,24	4,5	4,5	4	4	0,052
6	1CSV	1	5	5	5	12,7	0,24	4,5	4,5	4	4	0,031
7	1C25V	1	25	25	25	12,7	0,24	4,5	4,5	4	4	0,098
8	3C400S	3	400	400	400	6,3	0,22	5,75	5,75	4	4	0,93
9	3C60S	3	60	60	60	6,3	0,22	4,5	4,5	4	4	0,225
10	1C25T	1	25	25	25	7,96	0,24	4,5	4,5	4	4	0,098
11	1O37.5V	1	37,5	37,5	37,5	12,7	0,24	4,5	4,5	4	4	0,13
12	3O600V	3	600	600	600	22	0,22	5,75	5,75	6	6	1,209
13	1O50V	1	50	50	50	12,7	0,24	4,5	4,5	4	4	0,16
14	1O37.5T	1	37,5	37,5	37,5	7,96	0,24	4,5	4,5	4	4	0,13
15	1A3S	1	3	3	3	3,63	0,24	4,5	4,5	4	4	0,02
16	3O112.5S	3	112,5	112,5	112,5	6,3	0,22	5	5	4	4	0,361
17	1O50T	1	50	50	50	7,96	0,24	4,5	4,5	4	4	0,16
18	3O192.5S	3	192,5	192,5	192,5	6,3	0,22	5,75	5,75	4	4	0,553

Figura. 4.1 Reporte de los Transformadores existentes en la CENTROSUR.

Para validar los resultados obtenidos del cálculo de las pérdidas en los transformadores y determinar si estos valores son aceptables se realiza una comparación con los del reporte generado en el CYMDIST.

A continuación, en la Figura. 4.2, se presentan los resultados de las pérdidas en los 96 transformadores del alimentador 0421; las barras de color azul son las pérdidas obtenidas del programa CYMDIST, mientras que las de color anaranjado corresponden a las pérdidas estimadas.

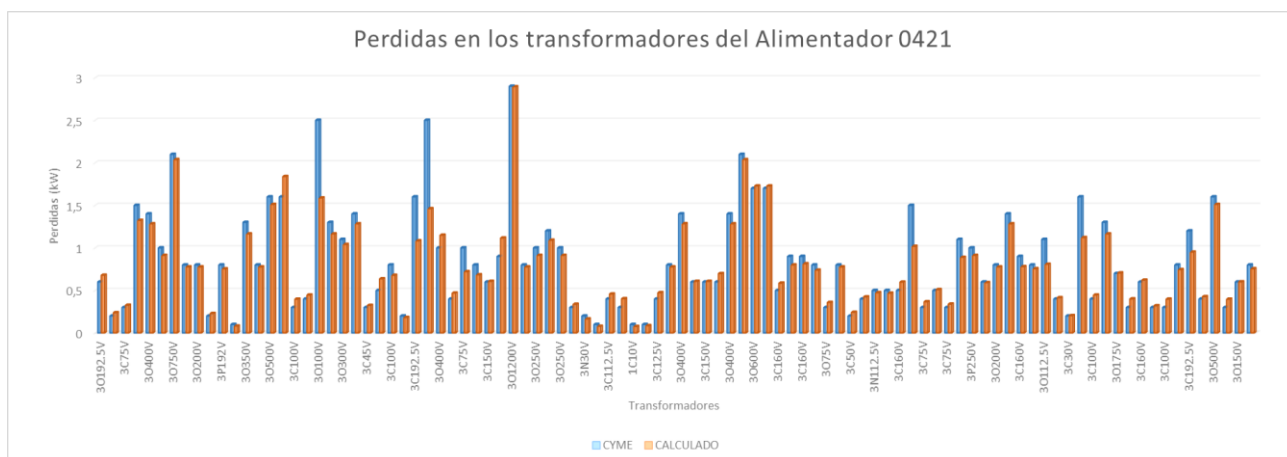


Figura. 4.2 Pérdidas en los transformadores del Alimentador 0421 (obtenidas y estimadas)

De la misma manera, se toma el Alimentador 0527 que cuenta con 724 transformadores, de los que se toman los 50 primeros para la representación gráfica como se aprecia en la Figura. 4.3.

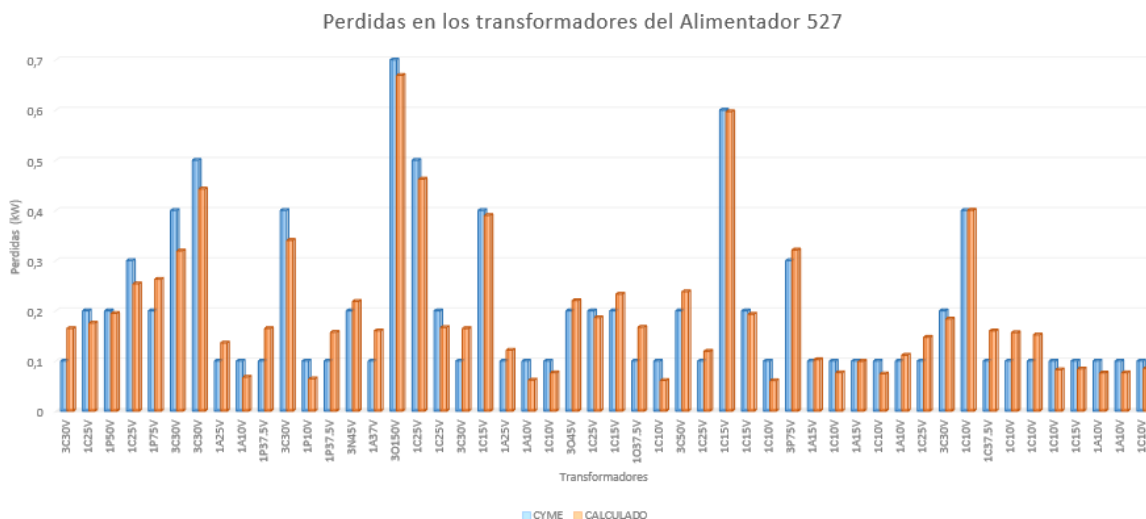


Figura. 4.3 Pérdidas en los transformadores del Alimentador 0527 (obtenidas y estimadas)

Una vez se tienen estas comparaciones se determina que el margen de error se encuentra dentro del 5.1%, teniendo en cuenta que la tasa de error se ha calculado bajo la suposición de que los resultados del obtenidos del CYMDIST son correctos

4.2 Flujos de Potencia

Para validar la metodología utilizada en el desarrollo del programa se utiliza un alimentador de distribución de pruebas (Distribution Test Feeder) disponible en la página virtual de PES-IEEE (Power Energy Society-Insitute of Electrical an Electronics Engineers), este sistema se encuentra conformado de 13 nodos como se puede observar en la Figura. 4.4.

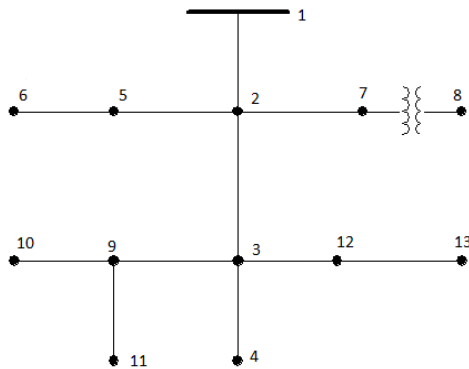


Figura. 4.4 Alimentador de 13 nodos para pruebas IEEE

Este modelo de Alimentador de pruebas, en específico, cuenta con una versión alterna en la que incluye un regulador conectado entre los nodos 1 y 2; sin embargo, para el estudio actual se utiliza el modelo que no cuenta con el regulador. En la Tabla 4-1 se presentan los valores de resistencia y reactancia de acuerdo con el tipo de configuración establecidos por el modelo, también cuenta con las distancias entre nodos. En la Tabla 4-2 se muestran las potencias conectadas en el alimentador.

Tabla 4-1 Datos de la topología del Alimentador de distribución de pruebas IEEE de 13 nodos

i	J	L(km)	Config.	R	jX
1	2	0.6096	601	0.3375	1.0478
2	3	0.6096	601	0.3375	1.0478
3	4	0.3048	601	0.3375	1.0478
2	5	0.1524	603	1.3294	1.3471
5	6	0.09144	603	1.3294	1.3471
2	7	0.1524	602	0.7475	1.1983
7	8	0	XMF-1		
3	9	0.09144	604	1.3294	1.3471
9	10	0.09144	605	1.3292	1.3475
9	11	0.24384	607	1.3425	0.5124
3	12	0	0	0	0
12	13	0.1524	606	0.7891	0.4041

Tabla 4-2 Potencias en los nodos del sistema

Nodo	Carga	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
8	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
5	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
6	D-Z	0	0	230	132	0	0
11	Y-Z	128	86	0	0	0	0
3	D-PQ	385	220	385	220	385	220
13	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
12	D-I	0	0	0	0	170	151
10	Y-I	0	0	0	0	170	80
2	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

El sistema cuenta con bancos de condensadores. El detalle de cómo se encuentran conectados al alimentador se lo puede apreciar en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3 Bancos de Condensadores conectados

Nodo	Ph-1	Ph-2	Ph-3
	kVAr	kVAr	kVAr
10	0	0	100
13	200	200	200

También se cuenta con un transformador conectado entre los nodos 7 y 8, la información correspondiente a él se encuentra en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4 Información de Transformador

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
XFM-1	500	4.16 - Gr W	0.48 - Gr W	1.1	2

El modelo cuenta con los valores en p.u. de los voltajes de cabecera por fase, ver Tabla 4-5

Tabla 4-5 Voltajes de cabecera por fase en p.u.

Ph-1	Ph-2	Ph-3
p.u.	p.u.	p.u.
1.021	1.042	1.0174

El voltaje base línea-línea en el que el sistema opera es de 4180 V. Para poder verificar los resultados, MATLAB cuenta con el modelo del sistema “IEEE 13 Node Test Feeder”, mediante la herramienta de simulación powerGUI, se puede comprobar ejecutando el comando “**power_13NodeTestFeeder**” como se aprecia en la Figura. 4.5.

MATLAB Command ×

You clicked a link that corresponds to this MATLAB command:

```
power_13NodeTestFeeder
```

Run the command by entering it in the MATLAB Command Window. Web browsers do not support MATLAB commands.

Figura. 4.5 Comando para MATLAB del alimentador de pruebas IEEE de 13 nodos

Una vez que se ejecuta el comando, se despliega el bloque de la Figura. 4.6, correspondiente al modelo de la Figura. 4.4, lista para ejecutarse y obtener los resultados para la validación.

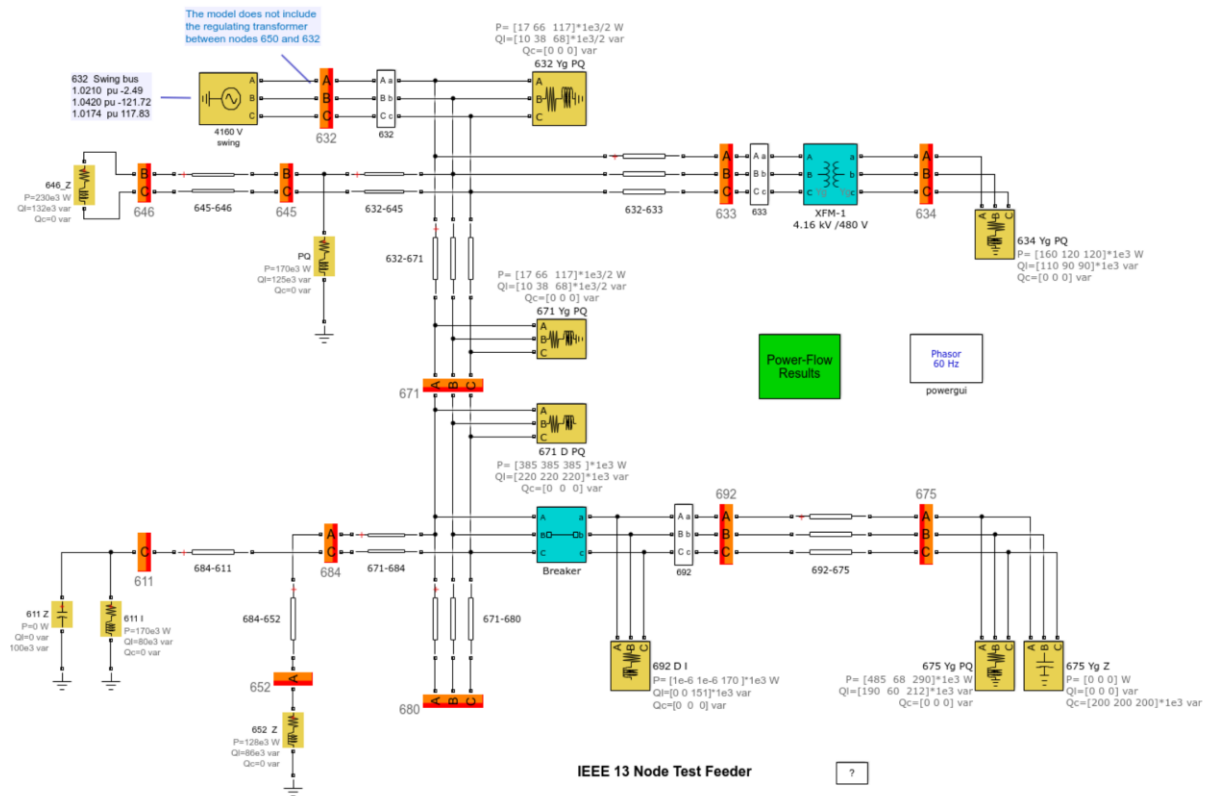


Figura. 4.6 Bloque de Simulink del IEEE 13 Node Test Feeder

De esta manera, al implementar la metodología presentada en la sección 3.3 se obtienen valores para validar y contrastar con la información del modelo IEEE del alimentador de pruebas de 13 nodos como con los resultados obtenidos al ejecutar el bloque de simulink, para una mejor apreciación observar la Tabla 4-6.

Tabla 4-6 Comparación de resultados (IEEE vs MATLAB vs Metodología Propuesta)

ITEM	UNIDADES	A	B	C	TOTAL
METODOLO GIA PROPUESTA	P (kW)	1232,981	982,8403	1289,4	3505,220835
	Q (kVAR)	516,0859	442,0064	759,6492	1717,7415
	S (kVA)	1336,632207	1077,657048	1496,535755	3903,48677
	Fp	0,922453109	0,912015842	0,861589839	0,897971747
IEEE	P (kW)	1251,398	977,332	1348,461	3577,191
	Q (kVAR)	681,57	373,418	669,784	1724,772
	S (kVA)	1424,968287	1046,240336	1505,641948	3971,288695
	Fp	0,878193579	0,934137183	0,895605361	0,900763272
MATLAB	P (kW)	1230,42	981,18	1307,14	3518,74
	Q (kVAR)	607	343,04	590,11	1540,15
	S (kVA)	1371,999408	1039,418411	1434,170419	3841,040642
	Fp	0,896807967	0,943970195	0,911425855	0,916090281

Los resultados de cabecera que se han presentado en la Tabla 4-6, se los puede apreciar de una forma visual en la Figura. 4.7 y en la Figura. 4.8

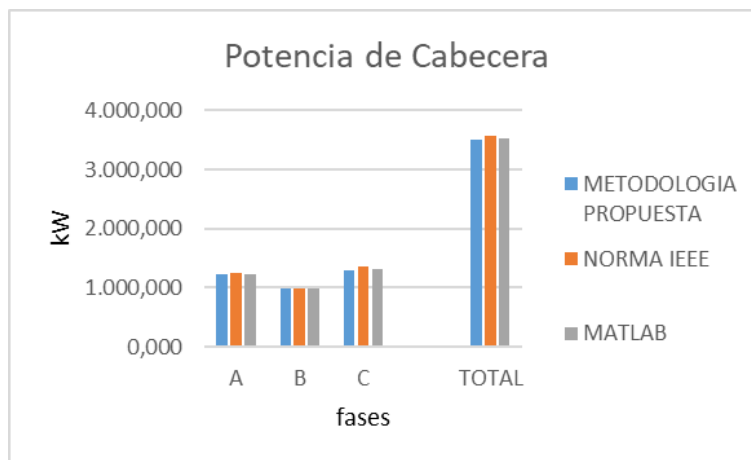


Figura. 4.7 Potencia de Cabecera (kW): Metodología Propuesta vs Norma IEEE vs MATLAB

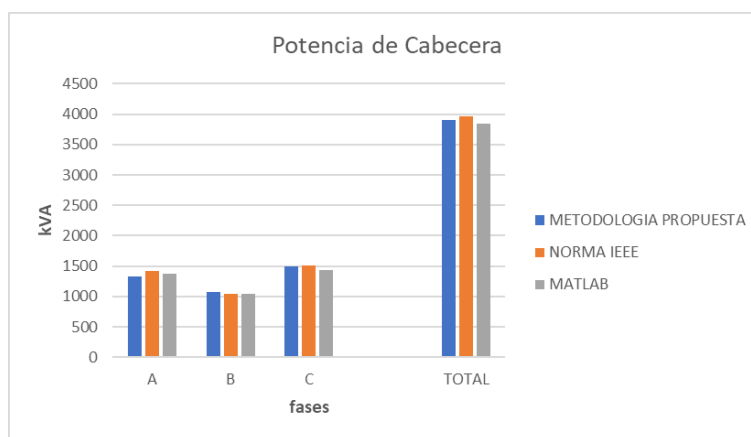


Figura. 4.8 Potencia Reactiva en Cabecera: Metodología Propuesta vs Norma IEEE vs MATLAB

Después de observar cómo se encuentran los datos de cabecera, se puede visualizar el nivel de potencia (ver Figura. 4.9) en cada uno de los nodos una vez que se corren flujos.

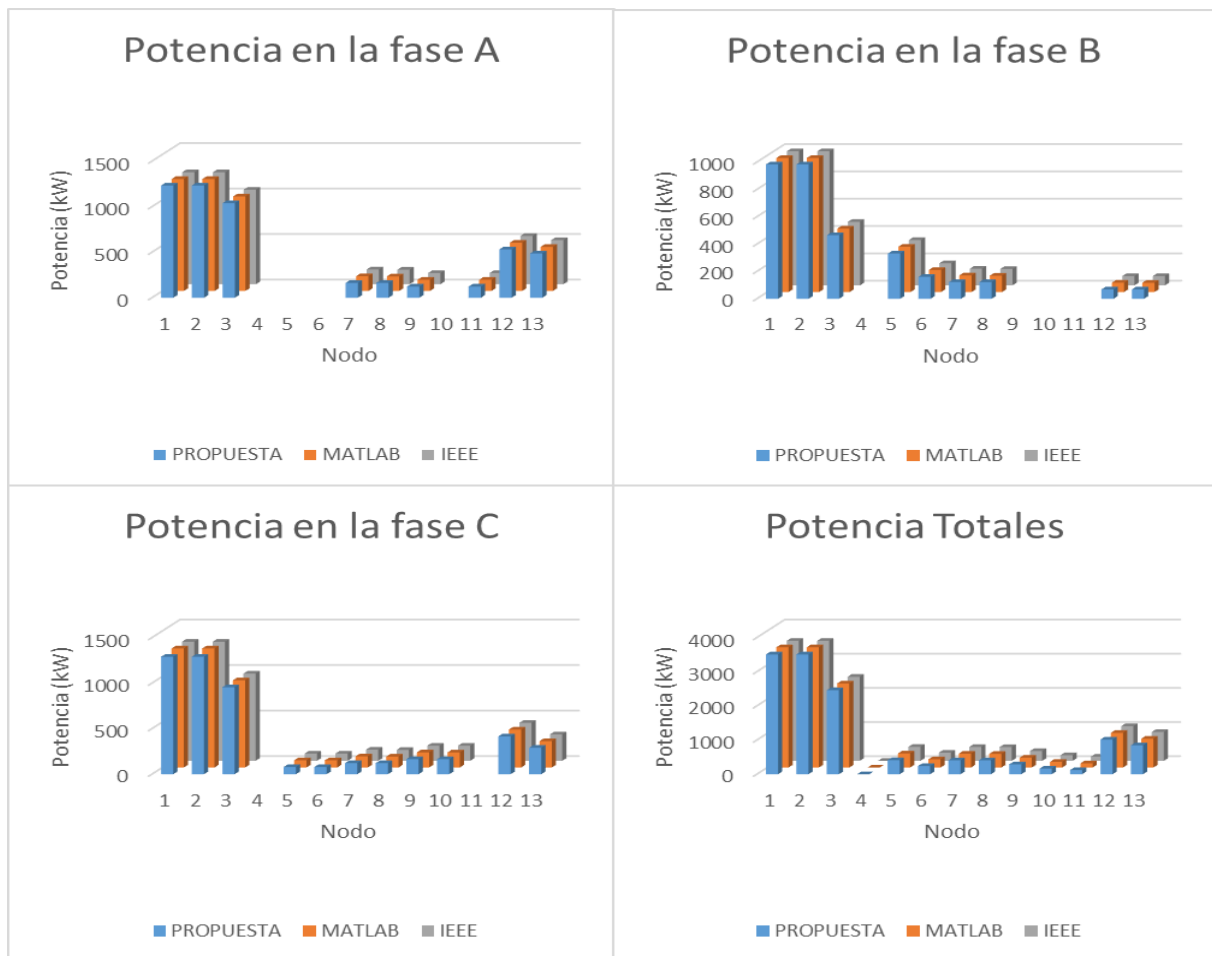


Figura. 4.9 Potencias por fase y total: Metodología Propuesta vs Norma IEEE vs MATLAB

De la misma forma se puede apreciar el nivel de voltaje (ver Figura. 4.10), en cada uno de los nodos del pequeño sistema una vez que se tienen los flujos de potencia.



Figura. 4.10 Voltajes por fase: Metodología Propuesta vs Norma IEEE vs MATLAB

4.3 Ubicación de Bancos.

En esta sección, se utiliza el mismo alimentador de pruebas IEEE de 13 nodos que se puede apreciar en la Figura. 4.4; sin embargo, el modelo de pruebas IEEE no cuenta con los datos de compensación, por lo cual se utiliza el bloque de simulink presentado en la Figura. 4.6. Una vez que se tiene la información de los flujos de potencia (ver Tabla 4-7), se procede a ejecutar la sección para ubicar los bancos de compensación del programa propuesto.

Tabla 4-7 Flujos de Potencia sin Banco de Compensación

Sin Compensación	ITEM UNIDADES A B C TOTAL					
	METODOLOGIA PROPUESTA SIN BANCO	P (kW)	1.232,981	982,8403	1289,4	3505,22084
Q (kVAR)		516,0859	442,0064	759,6492	1717,7415	
S (kVA)		1336,63221	1077,65705	1496,53576	3903,48677	
Fp		0,92245311	0,91201584	0,86158984	0,89797175	
MATLAB SIN BANCO	P (kW)	1230,42	981,18	1307,14	3518,74	
	Q (kVAR)	607	343,04	590,11	1540,15	
	S (kVA)	1371,99941	1039,41841	1434,17042	3841,04064	
	Fp	0,89680797	0,94397019	0,91142585	0,91609028	

El Fp del alimentador de pruebas es de 0.91 según el bloque de simulink y de 0.89 según el programa propuesto. Para lograr obtener un Fp de 0.95 mínimo, el programa localiza diferentes bancos de condensadores tanto monofásicos como trifásicos, como se lo puede visualizar en la Figura. 4.11.

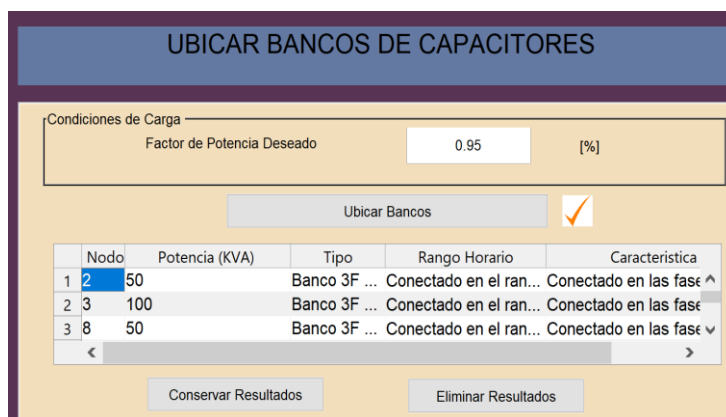


Figura. 4.11 Ubicación de Bancos de Condensadores en Alimentador de Pruebas IEEE de 13 nodos

Para una mejor apreciación de la información generada de los bancos de condensadores sugeridos observar la Tabla 4-8

Tabla 4-8 Resultados de Bancos de Condensadores sugeridos para la compensación del Alimentador de pruebas IEEE de 13 nodos

Nodo	Potencia	Tipo	Fase de Conexión	Rango Horario de Conexión
'2'	'50'	'Banco 3F Fijo'	'Conectado en las fases ABC'	'Conectado en el rango horario máximo'
'3'	'100'	'Banco 3F Fijo'	'Conectado en las fases ABC'	'Conectado en el rango horario máximo'
'8'	'50'	'Banco 3F Fijo'	'Conectado en las fases ABC'	'Conectado en el rango horario máximo'
'11'	'50'	'Banco 1F Fijo'	'Conectado en la fase A'	'Conectado en el rango horario máximo'
'12'	'100'	'Banco 1F Fijo'	'Conectado en la fase A'	'Conectado en el rango horario máximo'
'5'	'50'	'Banco 1F Fijo'	'Conectado en la fase B'	'Conectado en el rango horario máximo'
'6'	'100'	'Banco 1F Fijo'	'Conectado en la fase C'	'Conectado en el rango horario máximo'

Con la información de los bancos necesarios para compensar el sistema se procede a ubicarlos en el bloque de simulink para volver a correr los flujos de potencia. Estos nuevos resultados obtenidos del programa propuesto como del bloque de simulink se los puede apreciar en la Tabla 4-9. Para observar como varían los niveles de voltaje, la potencia reactiva, demanda y el Fp observar la Figura. 4.11, Figura. 4.12 y Figura. 4.13 respectivamente.

Tabla 4-9 Flujos de Potencia con Bancos de Compensación

Con Compensación	ITEM UNIDADES A B C TOTAL					
	METODOLOGIA PROPUESTA CON BANCO	P (kW)	1.241,213	1058,60548	1320,29572	3620,11381
Q (kVAR)		260,913877	70,8437258	289,200641	620,958244	
S (kVA)		1268,33938	1060,97332	1351,59824	3672,98423	
Fp		0,97861237	0,99776823	0,97684037	0,9856056	
MATLAB CON BANCO	P (kW)	1261,195	984,857	1317,751	3563,803	
	Q (kVAR)	261,195	71,613	291,407	624,215	
	S (kVA)	1287,95794	987,457205	1349,58725	3618,05696	
	Fp	0,97922064	0,99736677	0,97641038	0,98500467	

Se observa que los resultados son muy similares, con un bajo margen de error debido a lo validado en la sección 4.2. Al comparar los valores correspondientes al sistema sin bancos contra los que se obtuvieron una vez que se ubicaron los bancos se vuelve notable la mejora principalmente en el Fp y la disminución de reactivos, de la misma forma se puede apreciar que las variaciones de los niveles de voltaje, dependiendo de la fase del nodo, pueden ser poco considerables, pero en su mayoría se mantienen con una variación mínima; sin embargo al tener en cuenta la topología del sistema se puede concluir que en el nodo 3 y los nodos adjuntos aguas abajo son los que poseen una mayor variación en el nivel de voltaje como lo son los nodos 4, 9, 10, 12 y 13.

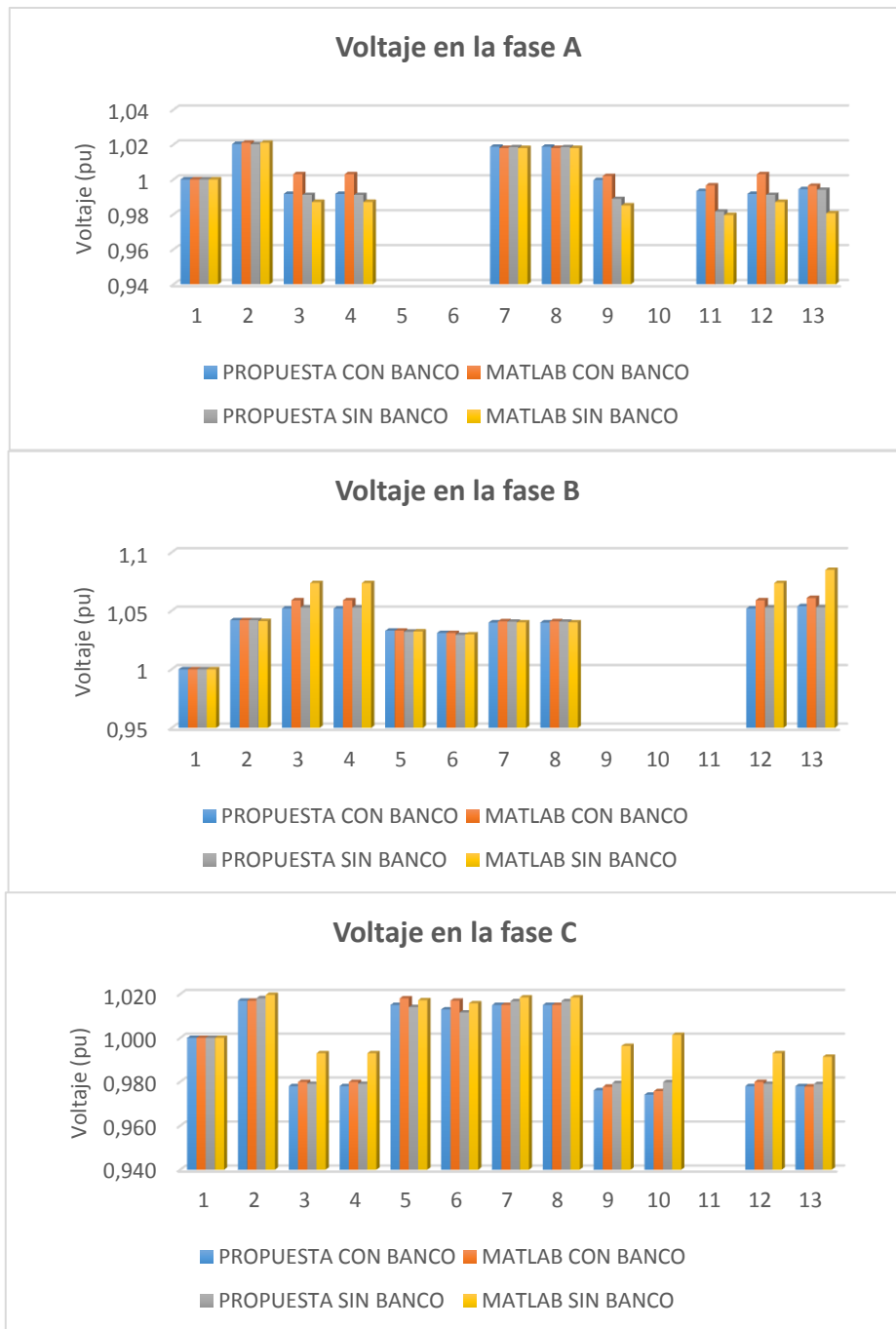


Figura. 4.12 Comparación de Voltajes en cada nodo por fase antes y después de la compensación (Programa propuesto vs MATLAB)

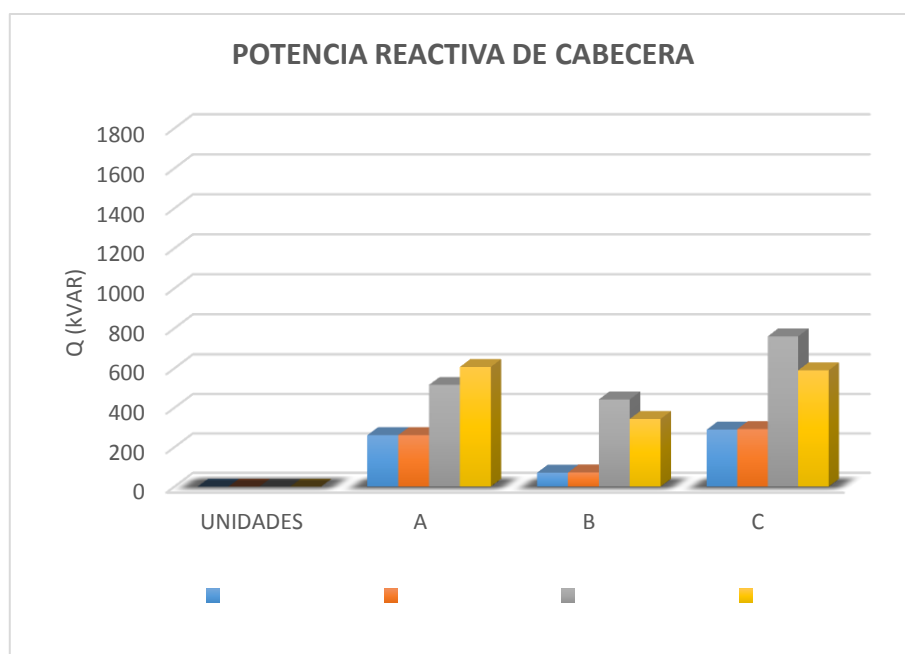


Figura. 4.13 Potencia Reactiva de Cabecera antes y después de la compensación (Programa propuesto vs MATLAB)

Como es de esperar, al momento de colocar los bancos el nivel de reactivos disminuye considerablemente en la cabecera del alimentador (ver Figura. 4.14).

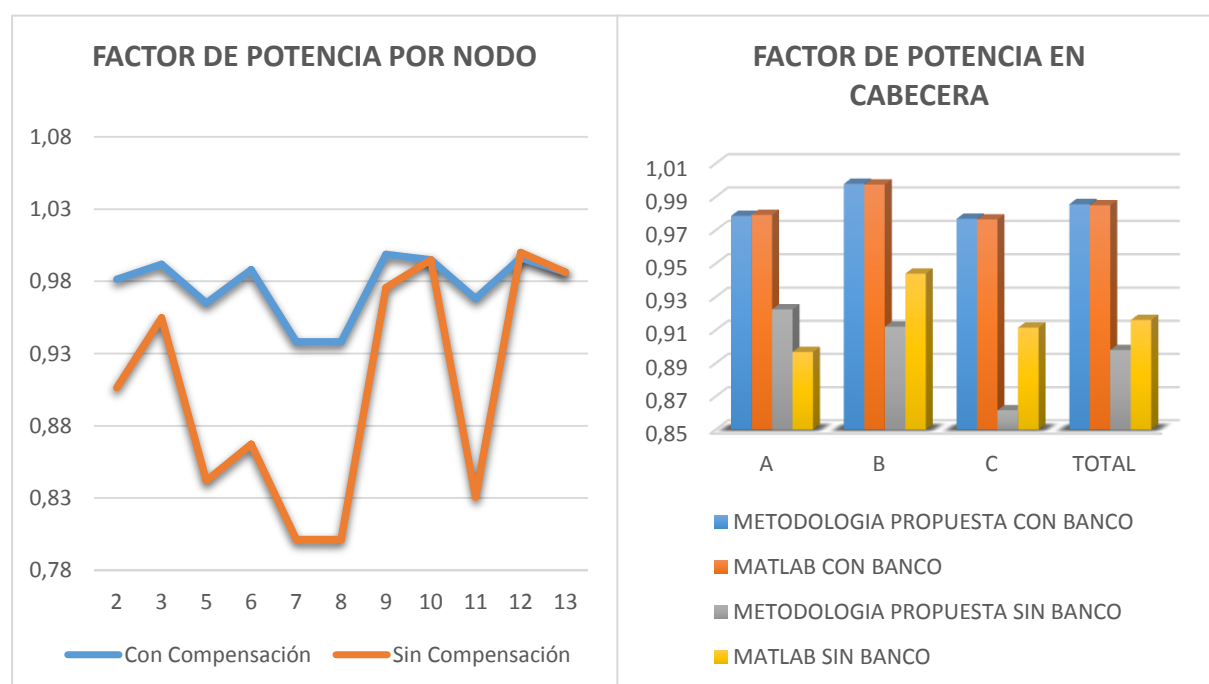


Figura. 4.14 Factor de Potencia en cabecera y por nodos antes y después de la compensación (Programa propuesto vs MATLAB)

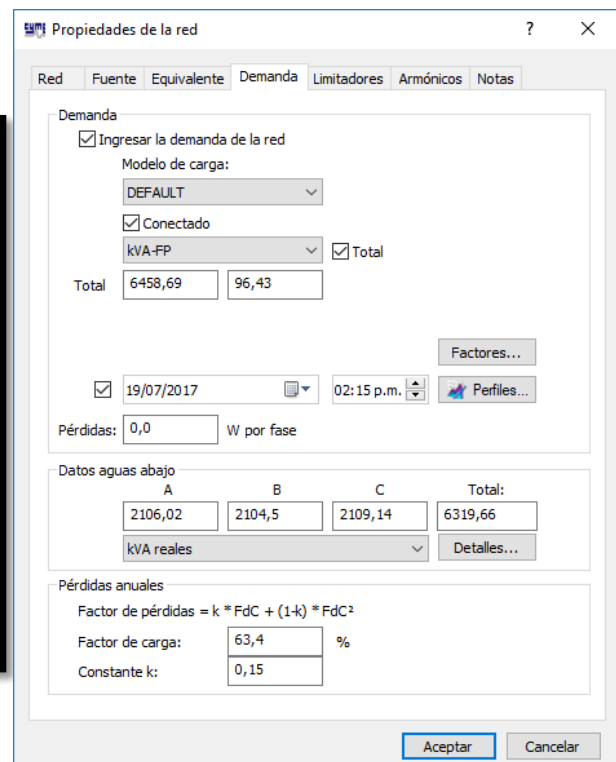
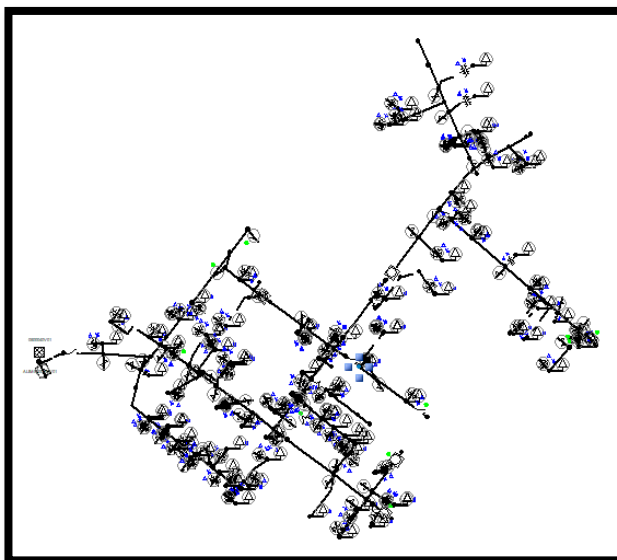
Igualmente, el Fp en sus ramales ha sido compensado al ubicar los bancos normalizados según el MEER como se explica en la sección 3.4, llegando a tener en el alimentador un Fp de 0.98 en cabecera y en cada nodo de manera similar un Fp superior a 0.95 o dentro del rango permitido que es un Fp superior a 0.92.

5 Implementación

5.1 Flujos de Potencia.

Una vez que se ha validado la metodología para el cálculo de los flujos de potencia en la sección 4.2, se puede comparar los resultados obtenidos al momento de calcular flujos en cualquiera de los alimentadores de las redes de distribución provistos por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., para el caso de estudio se utiliza los alimentadores 0421, 0527, 5012.

La Figura. 5.1 representa al alimentador 0421, cuenta con 449 nodos, opera a un voltaje de 22.09 kVLL, con una demanda máxima de 6458.69 kVA, Fp de 0.96 y un factor de carga de 63.4%.



Propiedades de la red

Red Fuente Equivalente Demanda Limitadores Armónicos Notas

Demanda

Ingresar la demanda de la red

Modelo de carga: DEFAULT

Conectado

kVA-FP Total

Total 6458,69 96,43

Factores...

19/07/2017 02:15 p.m. Perfiles...

Pérdidas: 0,0 W por fase

Datos aguas abajo			
A	B	C	Total:
2106,02	2104,5	2109,14	6319,66
kVA reales			

Detalles...

Pérdidas anuales

Factor de pérdidas = $k * FdC + (1-k) * FdC^2$

Factor de carga: 63,4 %

Constante k: 0,15

Aceptar Cancelar

Figura. 5.1 Alimentador 0421 (fuente: CIMDYST)

Una vez que se ha ejecutado el programa y estimado los flujos de potencia, es pertinente comparar los resultados entre los que se han obtenido mediante la metodología propuesta y los estimados por el módulo “CYME”. En la Figura. 5.2 se puede apreciar los resultados de la potencia total de paso en kW y en la Figura. 5.3 de la potencia total de paso en kVA, de ambos métodos en los primeros 90 nodos, y el porcentaje de error entre ellos en la Figura. 5.4, al mismo tiempo podemos visualizar la potencia total de paso en kVA.

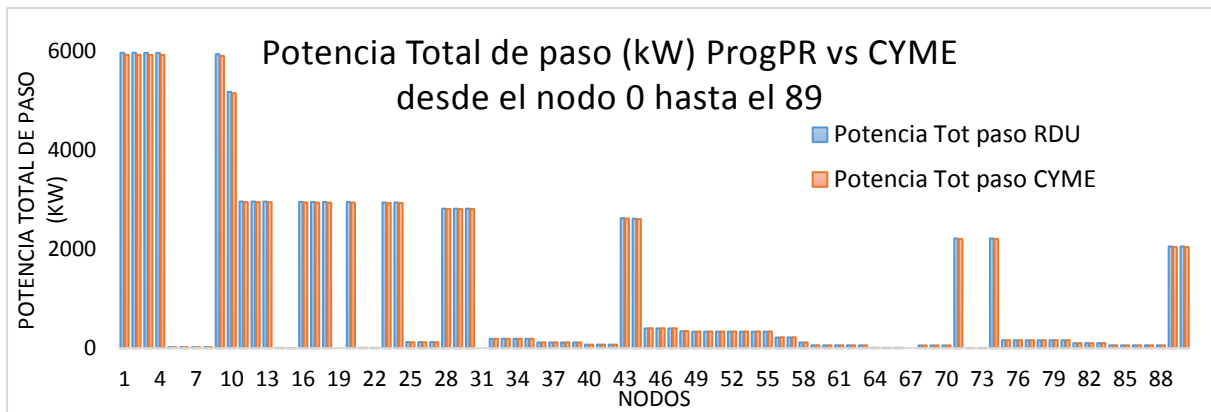


Figura. 5.2 Comparación de resultados; Potencia Total de paso (kW) ProgP vs CYME

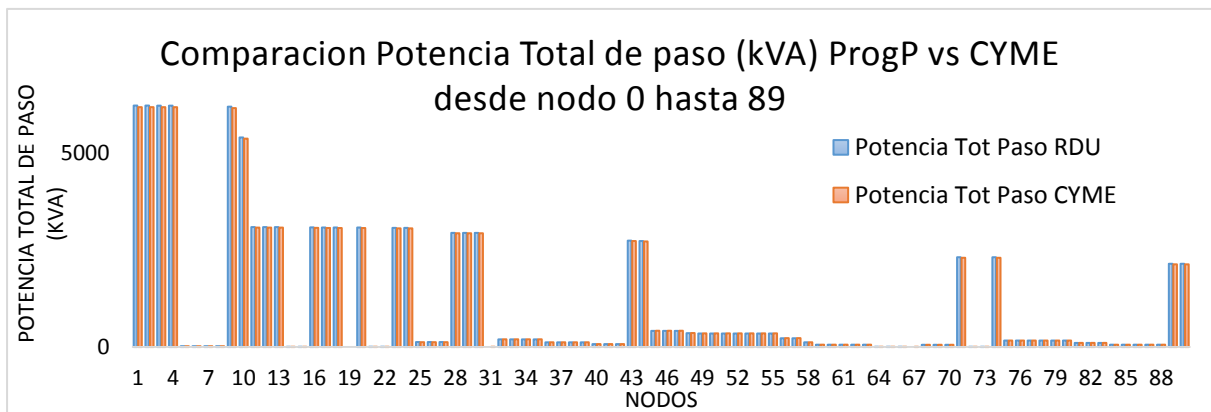


Figura. 5.3 Comparación de resultados; Potencia Total de paso (kVA) ProgP vs CYME

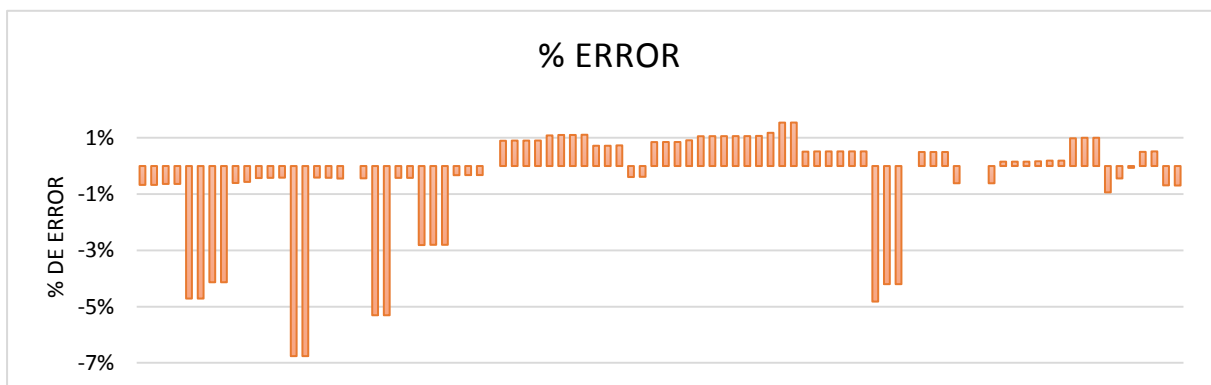


Figura. 5.4 % de error entre resultados obtenidos (ProgP vs CYME)

Se puede observar en la Figura. 5.2 y en la Figura. 5.3 que los resultados son similares entre los determinados por el programa propuesto y los que genera el CIMDYST. Al fijar el porcentaje de error que existe entre los resultados, (ver Figura. 5.4), la diferencia entre el método propuesto y los datos del CYME no supera el 7% y cuenta con un promedio de 1.74% de error tomando en cuenta todo el alimentador.

El programa está diseñado para trabajar con valores por encima de los 1000 W, y con valores inferiores; el 1 % de error para los valores estimados aumenta, esto se vuelve notorio en al

contrastar la gráfica del error con la de los flujos de potencia. En los nodos en que el nivel de potencia se encuentra por debajo de 1.0 kW el error aumenta.

En la Figura. 5.5 se tiene al alimentador 0527, cuenta con 2986 nodos, opera a un voltaje de 22.48 kVLL, con una demanda máxima de 4144.78 kVA, con Fp de 0.99 y un factor de carga de 60%.

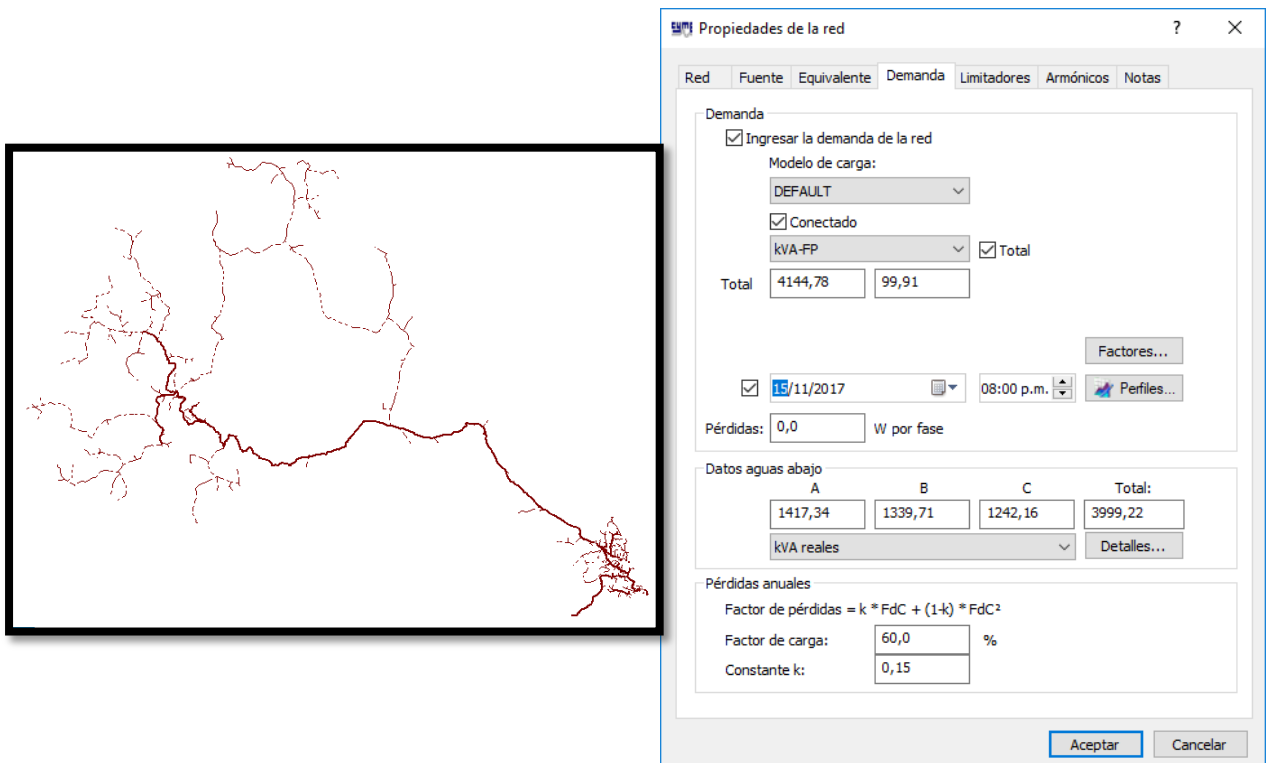


Figura. 5.5 Alimentador 0527 (fuente: CIMDYST)

De la misma manera que con el alimentador 0421, los resultados obtenidos al estimar los flujos de potencia se pueden apreciar en la Figura. 5.6. Los resultados de la potencia total de paso en kW y en la Figura. 5.7 la potencia total de paso en kVA, el error porcentual entre resultados se lo muestra en la Figura. 5.8, en esta ocasión se ha tomado una muestra de 90 nodos partiendo desde el nodo 600.

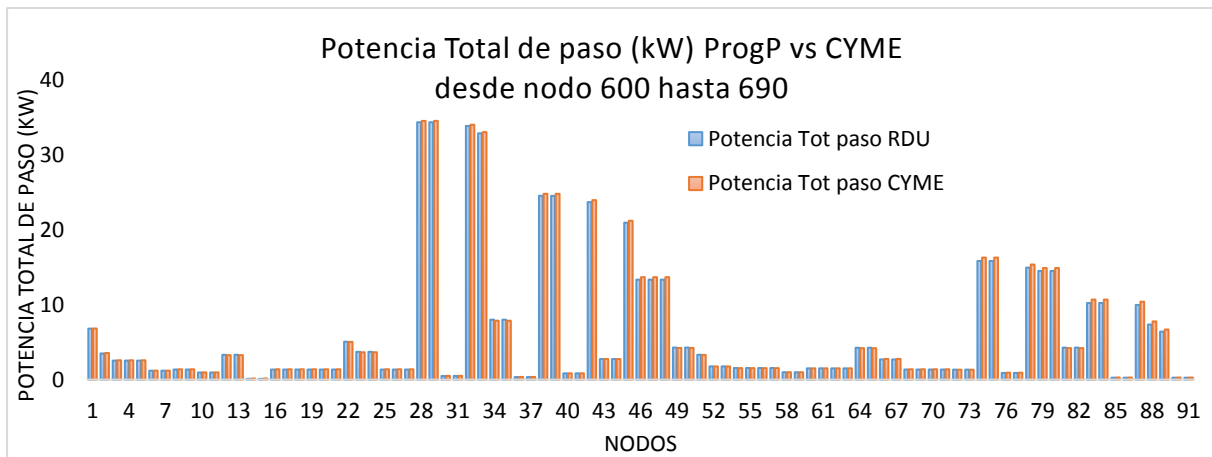


Figura. 5.6 Comparación de resultados; Potencia Total de Paso (kW) ProgP vs CYME

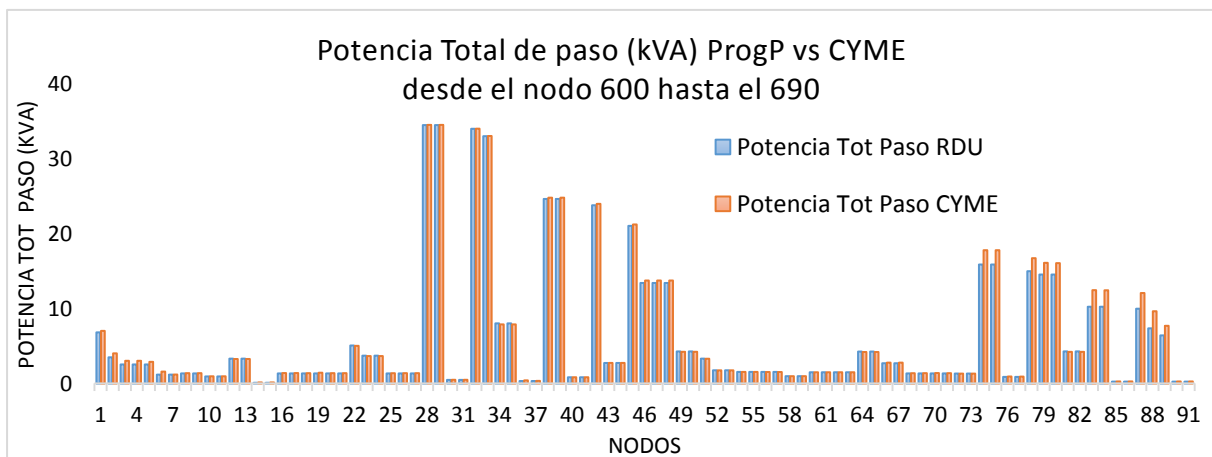


Figura. 5.7 Comparación de resultados; Potencia Total de Paso (kVA) ProgP vs CYME

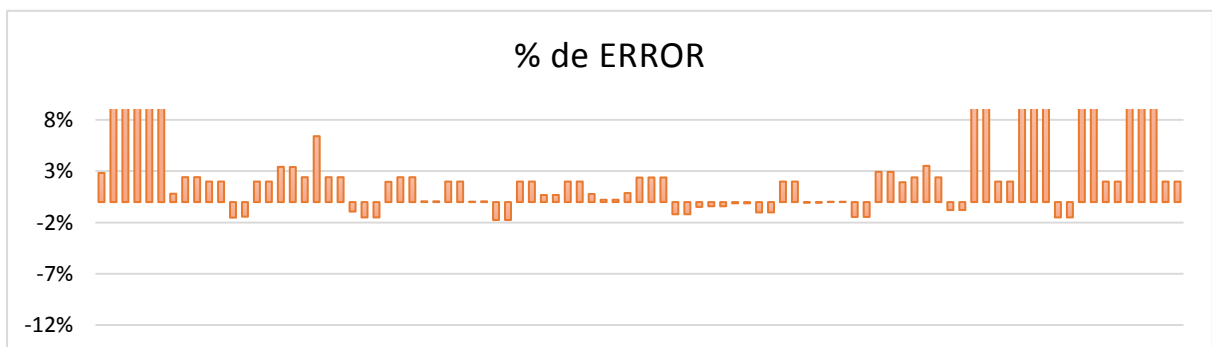


Figura. 5.8 % de Error entre resultados obtenidos (ProgP vs CYME)

Para el Alimentador 0527, el error puede llegar a superar por poco el 8%, sin embargo, tiene un promedio de 2.88% tomando la muestra de todo el alimentador.

En la Figura. 5.9 se puede observar el alimentador 5012 que cuenta con 1250 nodos, opera a un voltaje de 13.4 kVLL, con una demanda máxima de 3289.38 kVA, con un Fp de 0.94 y un factor de carga de 67%.

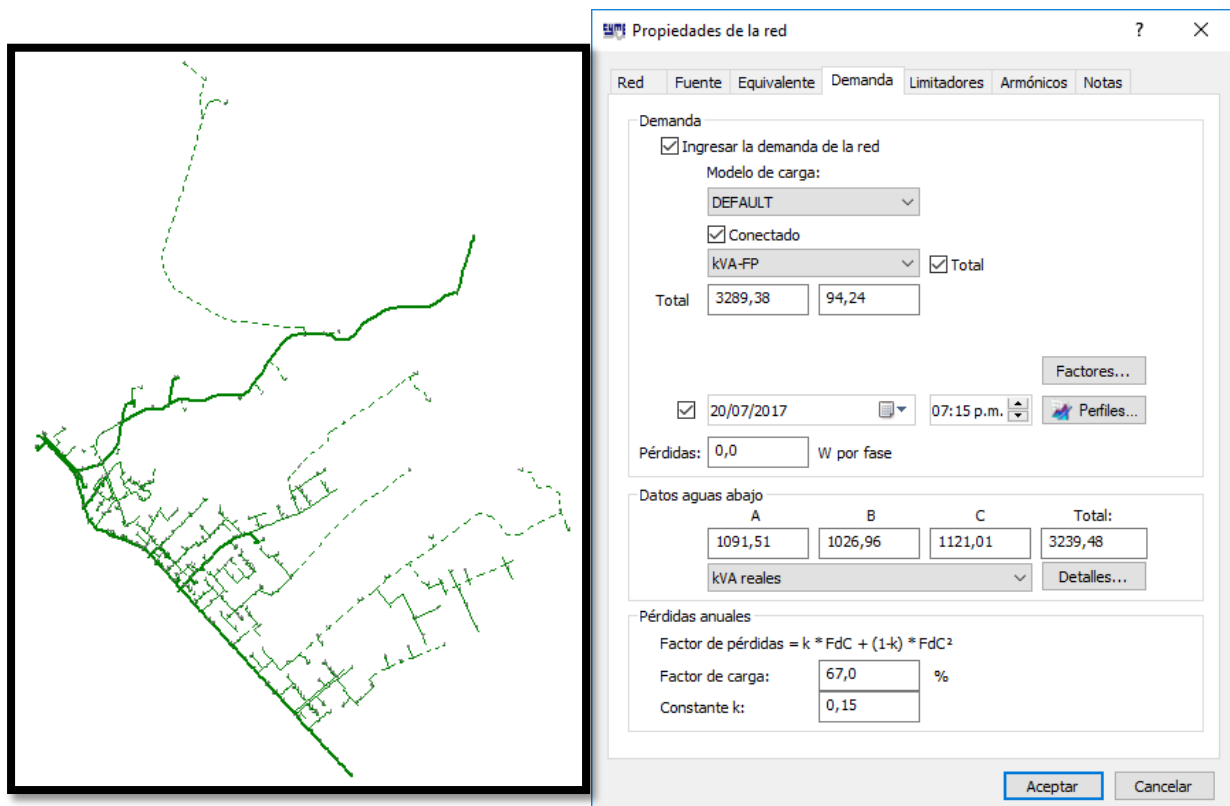


Figura. 5.9 Alimentador 5012 (fuente: CIMDYST)

Sin embargo, persistía un error inicial correspondiente a 100kVA; esto se debía a que a pesar de que la información del alimentador indica que tiene una demanda de 3289.38 kVA, en el reporte generado en el CYMDIST consta como demanda de cabecera el valor de 3389.58, lo que producía un desfase en los valores y un incremento en el error por lo que la demanda ingresada al programa propuesto para estimar los flujos de carga es de 3389.38 kVA según los datos del reporte

Los resultados de los flujos de potencia del alimentador 5012 se pueden visualizar tanto en la Figura. 5.10 como en la Figura. 5.11, y el error porcentual entre los resultados se encuentran en la Figura. 5.12, en este caso se ha tomado una muestra de 90 nodos partiendo desde el nodo 1000 en adelante.

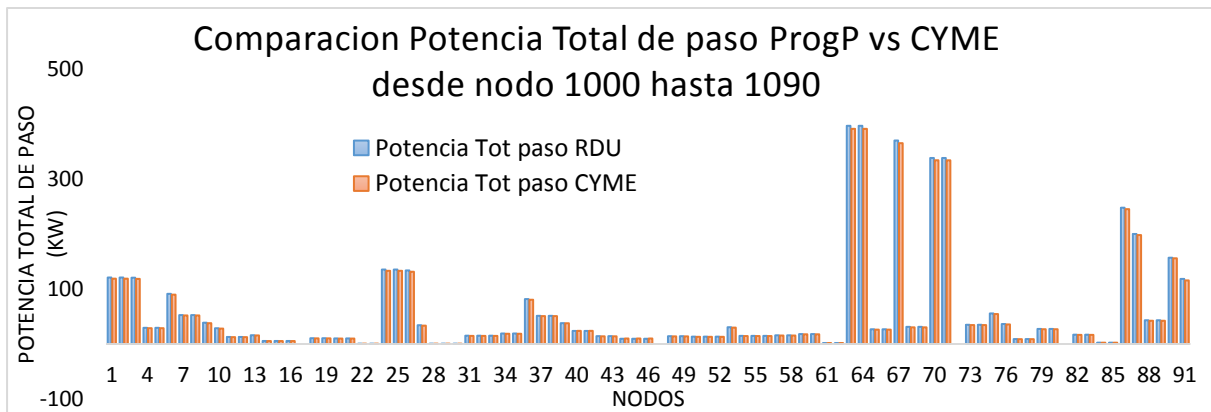


Figura. 5.10 Comparación de resultados; Potencia Total de Paso (kW) ProgP vs CYME

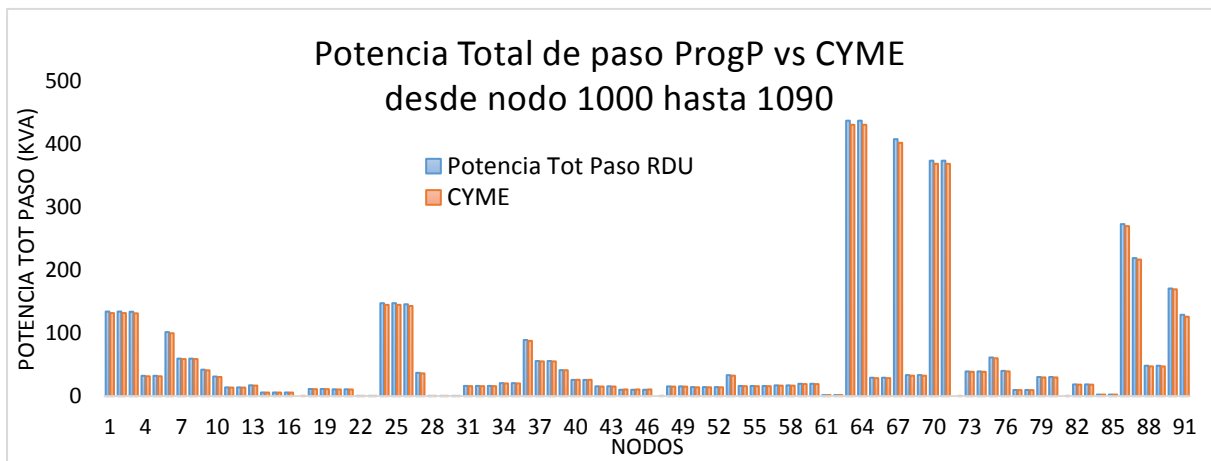


Figura. 5.11 Comparación de resultados; Potencia Total de Paso (kVA) ProgP vs CYME

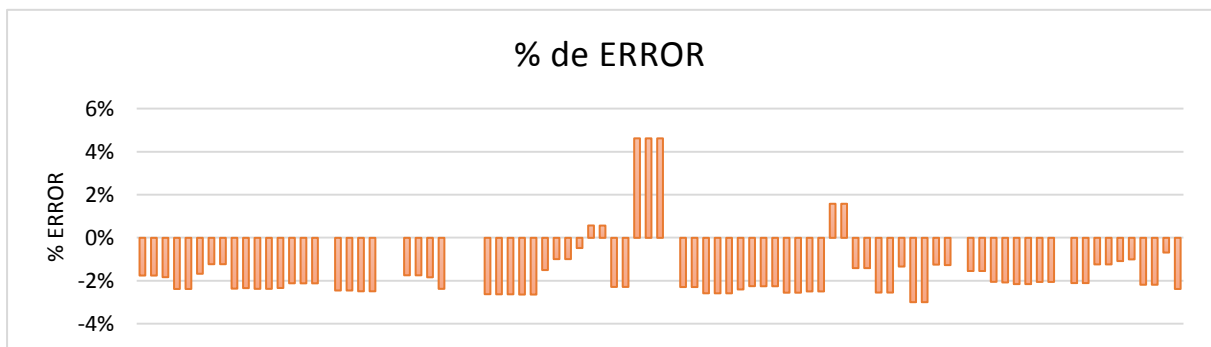


Figura. 5.12 % Error (ProgP vs CYME)

En la muestra tomada se puede apreciar que el error de cálculo no es mayor al 5%, y de entre los datos obtenidos de todo el alimentador se tiene un promedio de 0.53 % en el error.

5.2 Ubicación de Bancos.

Ubicar los bancos de condensadores depende del resultado obtenido en los flujos de potencia de cada uno de los alimentadores, al igual que en la sección 5.1, los alimentadores a los que

se les realiza el estudio son: el Alimentador 0421, el Alimentador 0527, y el Alimentador 5012.

De los 3 Alimentadores solamente en uno de ellos fue necesaria la compensación del sistema, en la Figura. 5.13 y la Figura. 5.14 se puede observar el resultado que se obtuvo tanto en el alimentador 0421 como en el 0527; al ejecutar la sección 3.4 se indica que no presenta la necesidad de colocar bancos

Condiciones de Carga

Factor de Potencia Deseado [%]

Nodo	Potencia (KVA)	Tipo	Rango Horario	Cara
------	----------------	------	---------------	------

Iniciando calculo para la ubicacion de los bancos
Se realizara el analisis con los resultados iniciales (sin bancos)
Fin del analisis (Ubicacion de bancos)
No es necesario volver a recalculer el flujo

Figura. 5.13 Resultado de análisis para ubicar bancos

En la Figura. 5.14 se encuentra la ventana en la que se puede visualizar todos los nodos en donde se requeriría compensación, lo cual nos indican que estos alimentadores no necesitan la ubicación de bancos de condensadores de ningún tipo y que ninguno de los nodos presenta una descompensación ya sea por variación de voltaje o Fp en ninguna de las posibles demandas ya sea esta máxima, media o mínima

VISUALIZA LOS NODOS POSIBLES PARA COLOCAR BANCOS DE CAPACITORES

Análisis con restricciones

Ingrese Parametros a Verificar

DV (%)

FP

El límite de DV% para la parte urbana es del 5% y para la parte rural 7%.

Los valores de Factor de Potencia debe ser superior a 0.95 v permisibles hasta 0.92.

Revisar

Resultados

Nodo	Capacidad del Banco	Tipo de Banco	FP_A	FP_B	FP_C	Pj_A (kW)
[Empty Table]						

Colocar Bancos Seleccionados

Por favor ejecute para poder verificar que todo los nodos cumple con los parametros establecidos

Datos DV y FP actualizados

Click en Ok del Mensaje

No requiere compensacion

Figura. 5.14 Resultado de análisis: nodos posibles para ubicación de bancos

Con el alimentador 5012 no se obtiene la misma respuesta que con los alimentadores mencionados; para tener una mejor comprensión se lo desarrollará presentando 3 diferentes casos:

1. Caso 1: Estudio del Alimentador solo con demanda máxima y comparación de resultados ubicando el banco en el nodo determinado por el programa propuesto y el módulo CYME.
2. Caso 2: Estudio del alimentador para ubicación de bancos utilizando demanda máxima, media y mínima y comparación de resultados ubicando los bancos designados por el programa propuesto
3. Caso 3: Estudio del alimentador para ubicación de bancos utilizando demanda máxima, media y mínima y comparación de resultados ubicando los bancos propuestos por el CYME.
4. Comparación de resultados entre los resultados del programa propuesto y el CYME

5.2.1 Caso 1: Estudio del Alimentador para demanda máxima mediante programa propuesto y módulo CYME.

Utilizando los datos de demanda máxima de la Figura. 5.15, una vez que se tienen calculados los flujos de potencia, ejecutamos la sección 3.4.

Cuadro de flujo de carga - Bloqueado

Fuente - NODOFUENTE-5012

Vp.u.	kVLL	kVLN	i [A]	KVA	kW	kVAR	fp
0,971	13,4	7,7	146,0	3388,58	3095	1380,68	91,20

F C Cg
 





 .00 +.0
 .00 .00

Figura. 5.15 Datos de flujo de Carga con demanda máxima del Alimentador 5012

Al ejecutar la ubicación de bancos con un Fp deseado de 0.95 nos da como resultado que se necesita compensación en el nodo 607 correspondiente al nodo 297642_MTA según la nomenclatura del CYME (ver Figura. 5.16).

UBICAR BANCOS DE CAPACITORES

Condiciones de Carga
 Factor de Potencia Deseado: [%]

	Nodo	Potencia (KVA)	Tipo	Rango Horario	Cara
1	607	50	Banco 1F ...	Conectado en el ra...	Conectado e

Ubicar bancos manualmente

Calcular flujos

Iniciando calculo para la ubicacion de los bancos
 Se realizara el analisis con los resultados iniciales (sin bancos)
 Fin del analisis (Ubicacion de bancos)
 Es necesario volver a recalculer el flujo




Figura. 5.16 Resultado Análisis para ubicar bancos en el alimentador 5012

Una vez que el programa define un nodo para ubicar el banco de condensadores; crea un reporte de los resultados, este cuenta con el nodo en donde se lo va a ubicar, la potencia y el tipo de banco, como se ve en la Tabla 5-1 que corresponde a un condensador monofásico de 50kVA/fase conectado en la fase B

Tabla 5-1 Banco a ubicar en el Alimentador 5012

Nodo	Potencia (kVA/Fase)	Tipo	Fase de Conexión	Rango Horario de Conexión
'297642_MTA'	'50'	'Banco 1F Fijo'	'Conectado a la fase B'	'Conectado en el rango horario máximo'

Para contrastar el resultado obtenido en el CYME se procede a ejecutar la función para la ubicación de condensadores, empleando solamente la carga máxima con un Fp deseado igual al que se colocó en el programa propuesto como se puede observar en la Figura. 5.17

	Factor de potencia		
	Carga [%]	Deseado [%]	Duración de la carga [% del año]
Carga ligera:	0	0	33
Carga normal:	0	0	42
Carga pico:	100	95	25

Notas
 La duración de carga determina el nivel de carga a optimizar primero.
 Para ignorar un nivel de carga, reinicialice.

Figura. 5.17 Condiciones de carga para ubicar condensadores

Una vez que se ha ejecutado el análisis mediante el CYME para la ubicación de condensadores en el alimentador 5012, los resultados fueron muy similares, dado que en la lista de posibles nodos en los que se puede colocar el banco la primera y mejor opción corresponde al nodo 297642_MTA (ver Figura. 5.18).

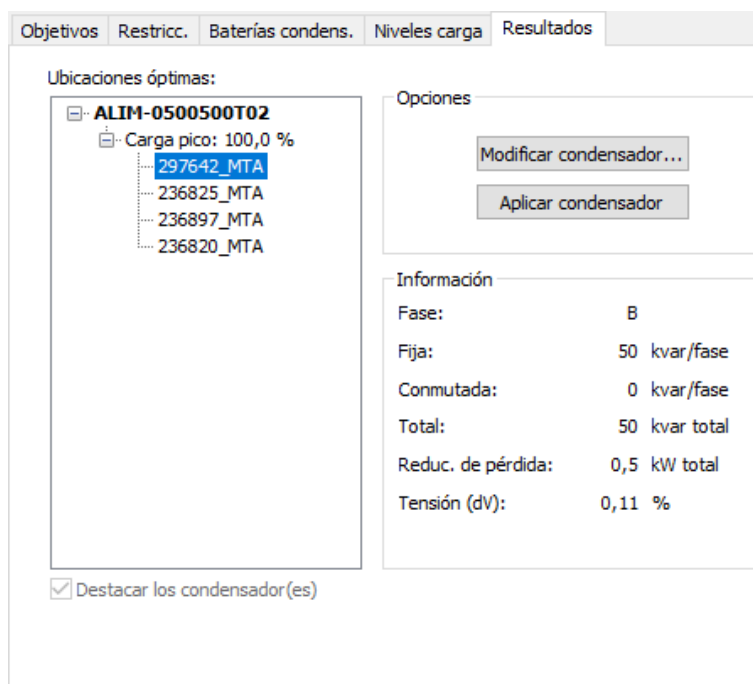


Figura. 5.18 Resultados CYME para ubicar de condensadores

Con los nuevos resultados de los flujos de potencia se procede a comparar los valores del “CYME” y del programa propuesto, en la Figura. 5.19 y Figura. 5.20; se pueden observar la comparación y en la Tabla 5-2 los datos de cabecera obtenidos.

Tabla 5-2 Comparación de valores de cabecera del alimentador 5012

	ProgP		CYME	
	CON BANCO	SIN BANCO	CON BANCO	SIN BANCO
P (kW)	3093,5117	3091,4117	3094,6039	3094,5448
Q (kVAR)	1338,144	1388,144	1327,59	1380,6814
S (kVA)	3370,5258	3388,7712	3367,61	3388,5821
Fp%	91,7813	91,2252	91,89	91,32

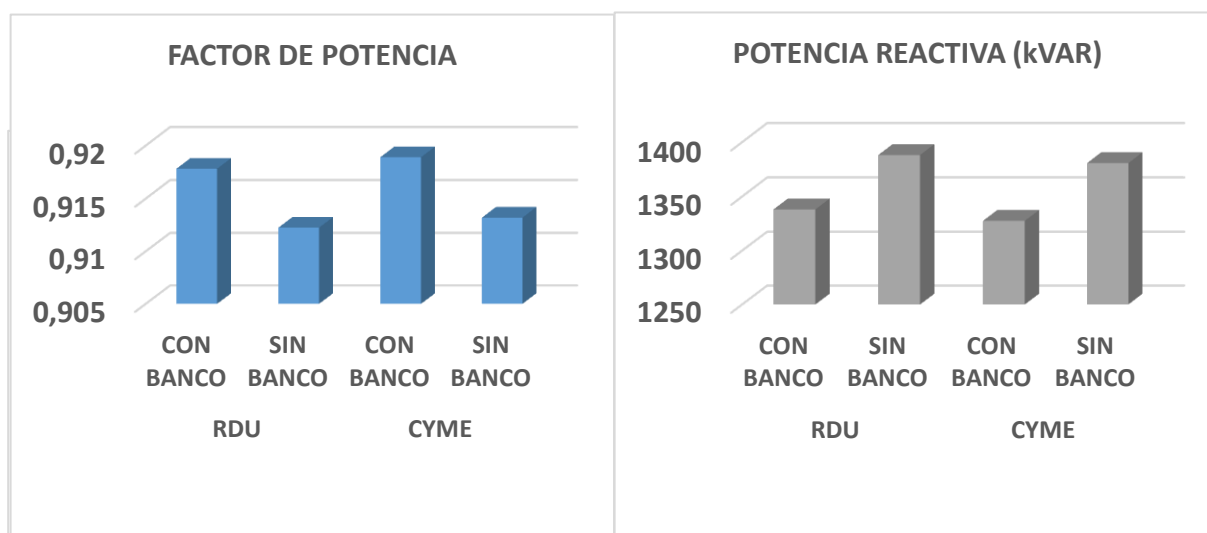


Figura. 5.19 Resultados de cabecera; Factor de potencia y Potencia Reactiva con y sin banco (ProgP vs CYME)

Figura. 5.20 Resultados de cabecera; Demanda y Cabecera con y sin banco (ProgP vs CYME)

Con estos datos de cabecera se aprecia como varía el sistema una vez que se ubica el condensador en el nodo 607 que corresponde al “297642_MTA”, según la nomenclatura de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Además, en los nodos aledaños al 607 se puede observar mejor el efecto que tiene la ubicación del banco, en la Figura. 5.21, se presentan los resultados del programa propuesto mientras que en la Figura. 5.22 se presenta el resultado del módulo CYME del CYMDIST, al correr flujos con un banco ubicado en el nodo propuesto.

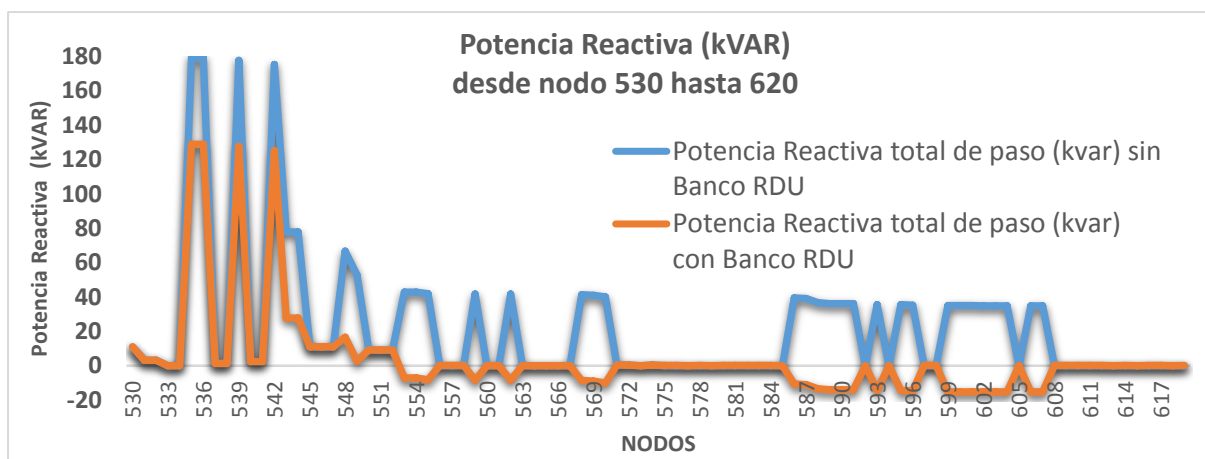


Figura. 5.21 Resultado ProgP de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos)

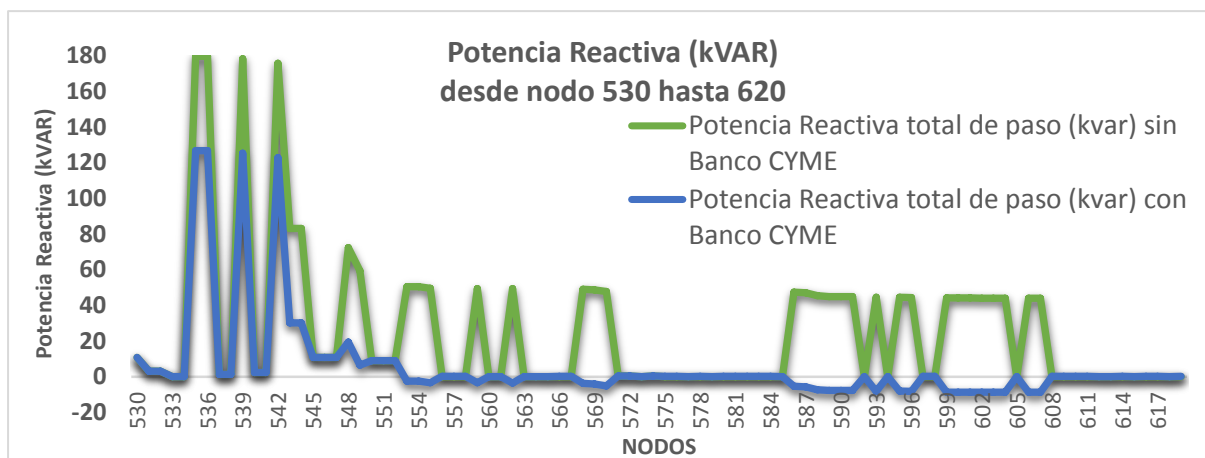


Figura. 5.22 Resultados CYME de ubicación de banco (influencia en nodos cercanos)

En las dos gráficas es fácil comparar cómo reacciona todo el sistema después de ubicar el condensador de 50kVA en el nodo 607 o 26942_MTA. Se produce una reducción de la presencia de reactivos desde el nodo 607 hacia atrás hasta llegar a cabecera, eso se puede constatar en los valores que se presenta en la Tabla 5-2, en donde se define además una reducción en la demanda de 18 a 21 kVA

5.2.2 Caso 2: Estudio del Alimentador para demanda máxima, media y mínima mediante programa propuesto.

Para realizar un análisis más extenso para la ubicación de bancos de condensadores se procede a calcular los flujos de potencia con la demanda máxima, media y mínima, que en el caso del alimentador 5012 corresponde a un 100%, 70% y 40% (ver Figura. 5.23).

Ingresar Parámetros					
Demanda Máxima					
St (kVA)	VLL (kV)	FP	FC	Horario	
3389.38	13.4	0.94	0.67	18h a 22h	▼
Demanda Media					
St (kVA)	VLL (kV)	FP	FC	Horario	
2344.17	13.4	0.94	0.67	06h a 18h	▼
Demanda Mínima					
St (kVA)	VLL (kV)	FP	FC	Horario	
1340.44	13.4	0.94	0.67	22h a 06h	▼

Figura. 5.23 Datos de Demanda máxima, media y mínima del alimentador 5012

Una vez que se han calculado los flujos de potencia, se ejecuta la sección para ubicar los bancos lo que da como resultado el asignar los condensadores como se indica en la Figura. 5.24, se puede visualizar mejor el resultado en la Tabla 5-3.

UBICAR BANCOS DE CAPACITORES					
Condiciones de Carga					
Factor de Potencia Deseado		0.97	[%]		
Ubicar Bancos					✓
	Nodo	Potencia (KVA)	Tipo	Rango Horario	C
1	607	50	Banco 1F ...	Conectado en el ra...	Conectad ^
2	607	50	Banco 1F ...	Conectado en el ra...	Conectad
3	1006	50	Banco 1F	Conectado en el ra	Conectad v
Eliminar Resultados					

Figura. 5.24 Resultados ubicación de bancos en el alimentador 5012 mediante programa propuesto

Tabla 5-3 Bancos a ubicar en el Alimentador 5012

Nodo	Potencia	Tipo	Fase de Conexión	Rango Horario de Conexión
------	----------	------	------------------	---------------------------

		(kVA/Fase)				
'297642_MTA'	607	'50'	'Banco 1F variable'	'Conectado a la fase B'	'Conectado en el rango horario máximo'	'18h a 22h'
'297642_MTA'	607	'50'	'Banco 1F variable'	'Conectado a la fase B'	'Conectado en el rango horario medio'	'06h a 18h'
'236997_MTA'	1006	50	'Banco 1F Fijo'	'Conectado a la fase C'	'Conectado en el rango horario máximo'	

Se ubica bancos de condensadores de esas características en los nodos indicados y se realiza un cálculo de flujos en el CYME, lo cual nos permite comparar los resultados obtenidos mediante la Tabla 5-4, que contiene la información de cabecera al igual que la Figura. 5.25 y Figura. 5.26.

Tabla 5-4 Comparación de Valores de Cabecera del Alimentador 5012 con dos bancos

	ProgP		CYME	
	CON BANCO	SIN BANCO	CON BANCO	SIN BANCO
P (kW)	3095,6108	3091,4117	3094,5068	3094,5448
Q (kVAR)	1288,1481	1388,144	1273,4019	1380,6814
S (kVA)	3352,9383	3388,7712	3346,2703	3388,5821
Fp%	92,3256	91,2252	92,46	91,32

De manera similar al análisis que se realizó utilizando la demanda máxima. Los valores que se obtiene y como quedan los valores de cabecera ubicando los dos bancos de condensadores

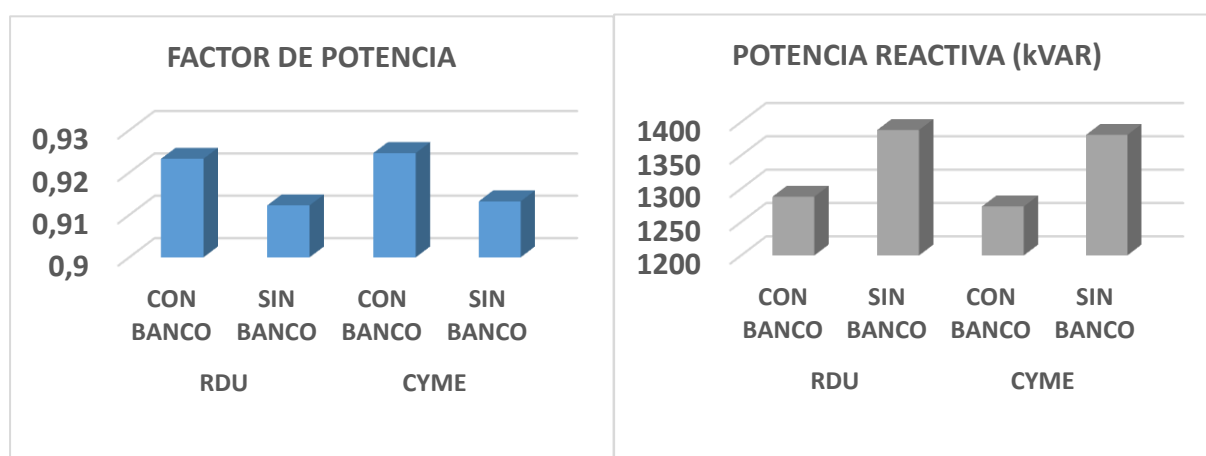


Figura. 5.25 Resultados de cabecera; Factor de potencia y Potencia Reactiva con y sin bancos (ProgP vs CYME)

determinados.

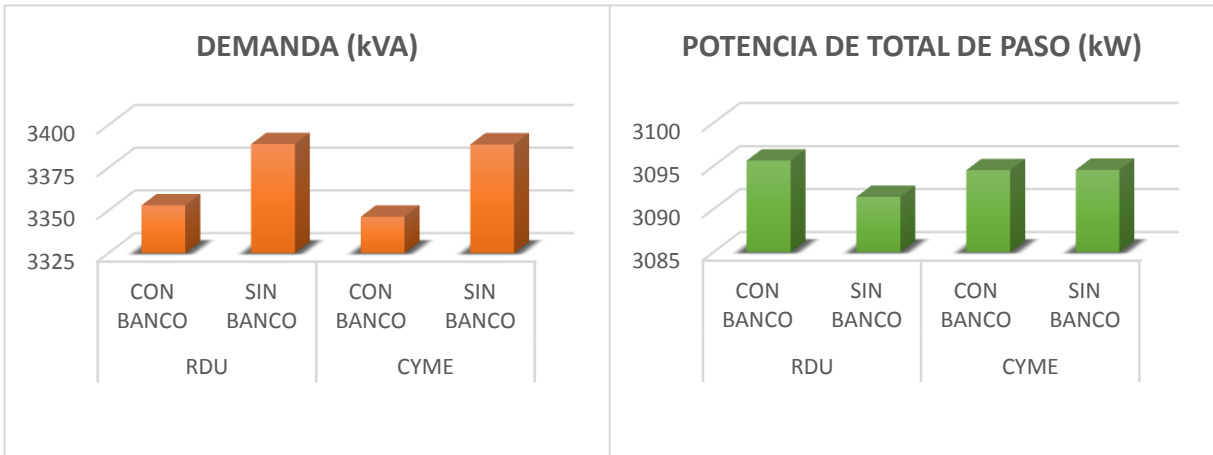


Figura. 5.26 Resultados de cabecera; Demanda y Cabecera con y sin bancos (ProgP vs CYME)

Como se observa, la variación en los datos de cabecera, una vez ubicados los dos bancos, en el nodo “297642_MTA” y en el “236997_MTA” respectivamente. Al momento de la demanda máxima se tiene una compensación de aproximadamente 100kVAR, una mejora en el Fp y una disminución en la demanda de 44 a 50 kVA, para visualizar de mejor manera el efecto de los bancos ubicados y cómo se encuentran los nodos se debe observar la Figura. 5.27 y Figura. 5.28

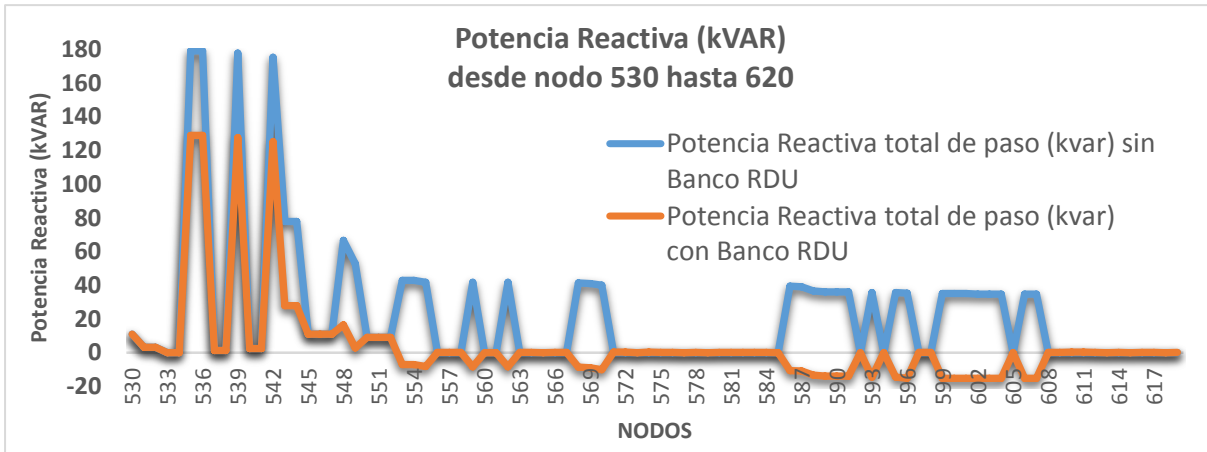


Figura. 5.27 Resultado ProgP de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos al 607)

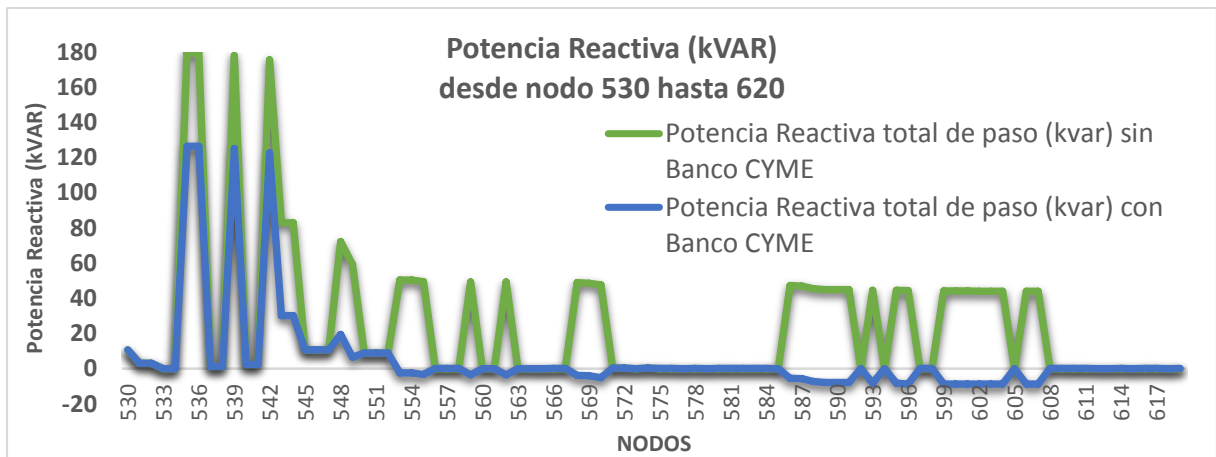


Figura. 5.28 Resultados CYME de ubicación de banco (influencia en nodos cercanos al 607)

También se pueden observar a los nodos cercanos al segundo banco ubicado en el nodo 1006 correspondiente al “236997_MTA” en la Figura. 5.29 y Figura. 5.30.

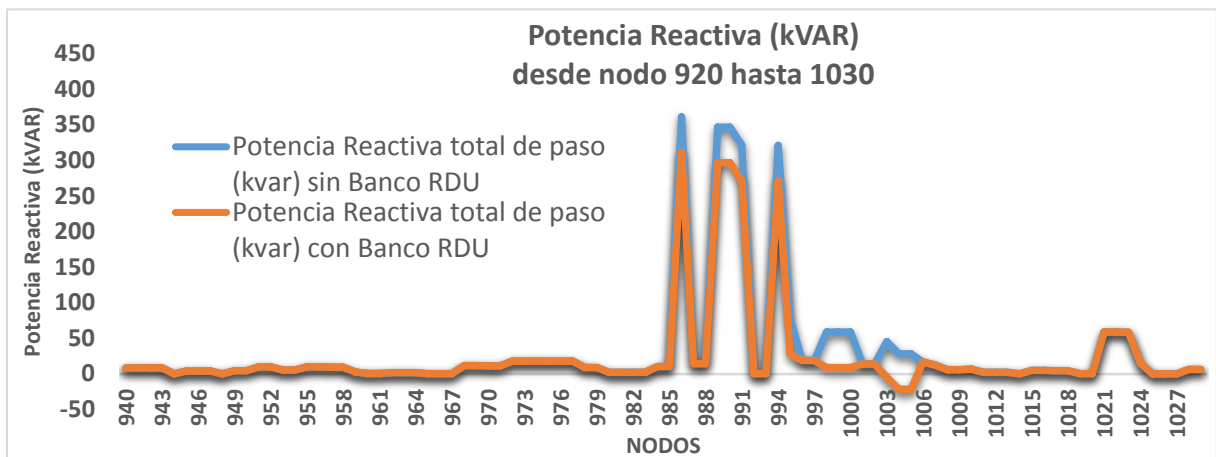


Figura. 5.29 Resultado ProgP de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos al 1006)

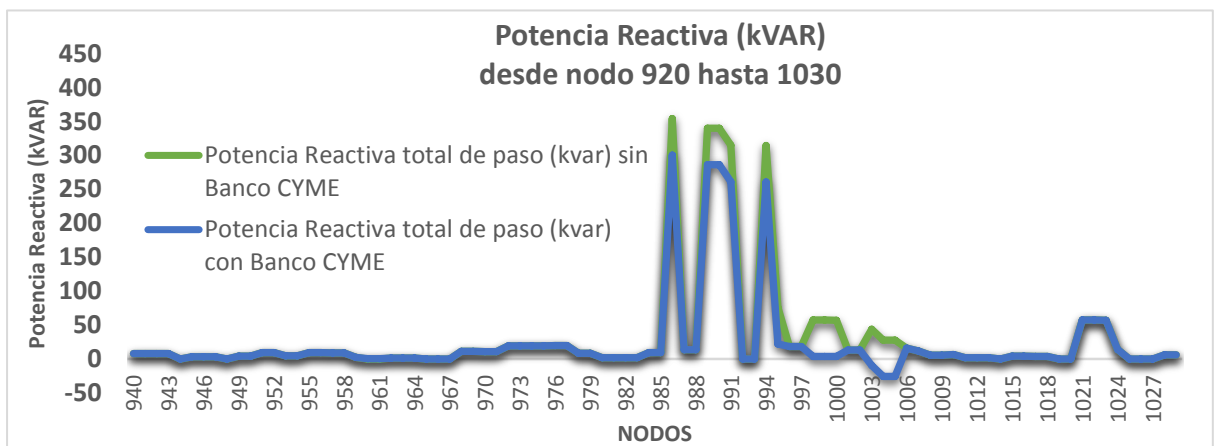


Figura. 5.30 Resultados CYME de ubicación de banco (influencia en nodos cercanos al 1006)

5.2.3 Caso 3: Estudio del Alimentador para demanda máxima media y mínima mediante programa CYME.

Igual a la sección 5.2.2, realizamos un análisis más extenso para colocar bancos en el alimentador 5012 utilizando el CYME ingresando los mismos parámetros que en el programa propuesto, de esta manera se obtienen los resultados de la Figura. 5.31.

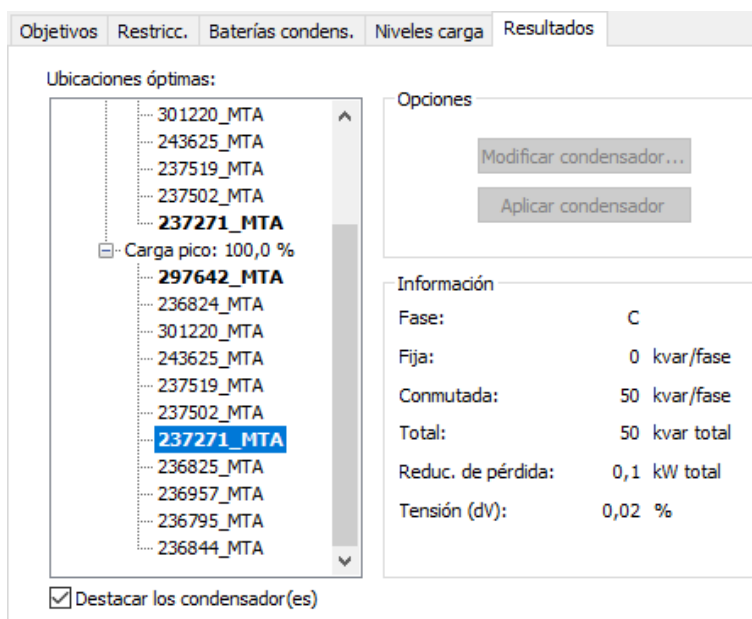


Figura. 5.31 Resultados ubicación de bancos en el alimentador 5012 mediante CYME

Al igual que en el estudio realizado en el CYME, como resultado nos da una lista con los posibles nodos donde se podrían ubicar los bancos, tal como se observa, coincide en poner como primera opción al nodo “297642_L_MTA” o 607, además se ha seleccionado de la lista al nodo “237271_L_MTA” o 1001, dado que es el único nodo sugerido para compensar la fase C de manera similar a lo sugerido por el programa propuesto; coincidentalmente se encuentran en el mismo ramal.

Resultados							
	Nodo	Capacidad del Banco	Tipo de Banco	FP_A	FP_B	FP_C	
889	999			0	0	0.89931	0
890	1000			0	0	0.89931	0
891	1001	Capacitor 13kV 1F 50KVAR Fase C	Variable	0	0	0.89912	0
892	1002			0	0	0.9082	0
893	1003			0	0	0.9082	0
894	1004			0	0	0.89626	0
895	1005			0	0	0.8803	0
896	1006			0	0	0.8803	0
897	1007			0	0	0.91914	0

Figura. 5.32 Banco de condensadores para el nodo 237271_L_MTA

En el programa propuesto, en la lista de nodos que necesitan compensación, se encuentra el nodo 1001 o “237271_L_MTA” como se aprecia en la Figura. 5.32.

De manera similar se puede observar en la Tabla 5-5 los valores de cabecera

Tabla 5-5 Valores de Cabecera

	ProgP		CYME	
	CON BANCO	SIN BANCO	CON BANCO	SIN BANCO
P (kW)	3096,1	3091,4117	3094,5068	3094,5448
Q (kVAR)	1288,2713	1388,144	1273,4019	1380,6814
S (kVA)	3353,4277	3388,7712	3346,2703	3388,5821
Fp%	92,3264	91,2252	92,46	91,32

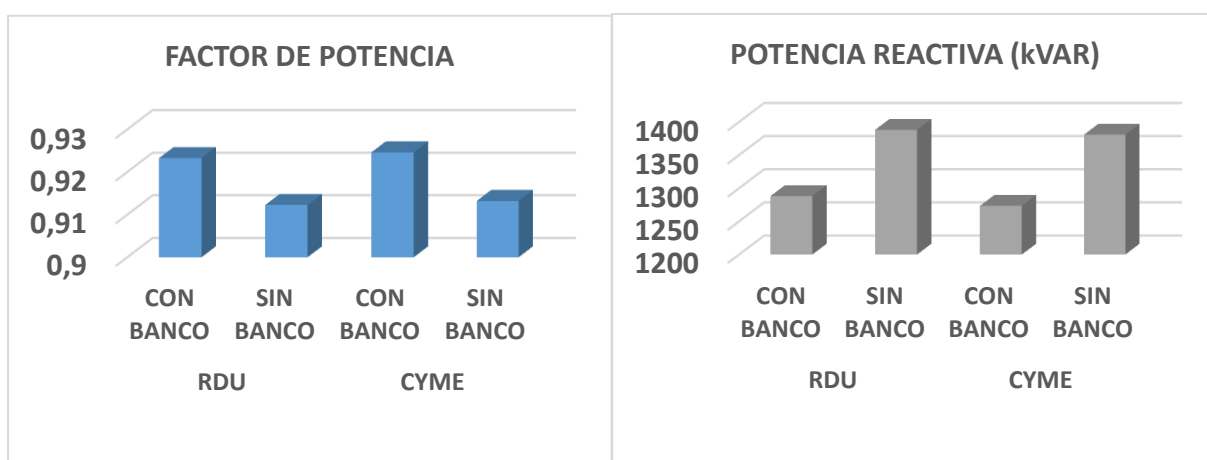


Figura. 5.34 Resultados de cabecera; Factor de potencia y Potencia Reactiva con y sin bancos (ProgP vs CYME)

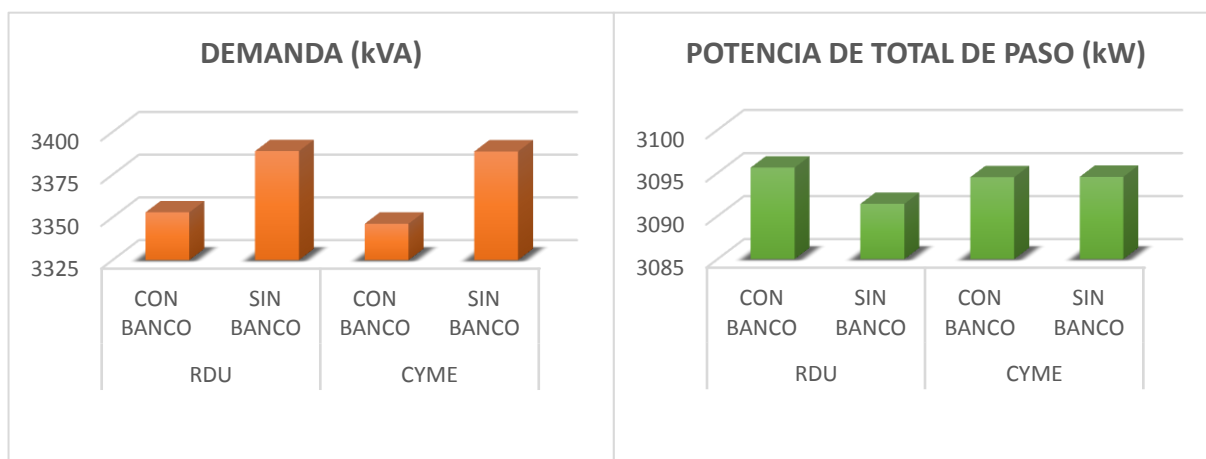


Figura. 5.33 Resultados de cabecera; Demanda y Cabecera con y sin bancos (ProgP vs CYME)

Finalmente se observa cómo se encuentran los tramos cercanos al nodo 1001 o “237271_L_MTA” en la Figura. 5.35 y Figura. 5.36.

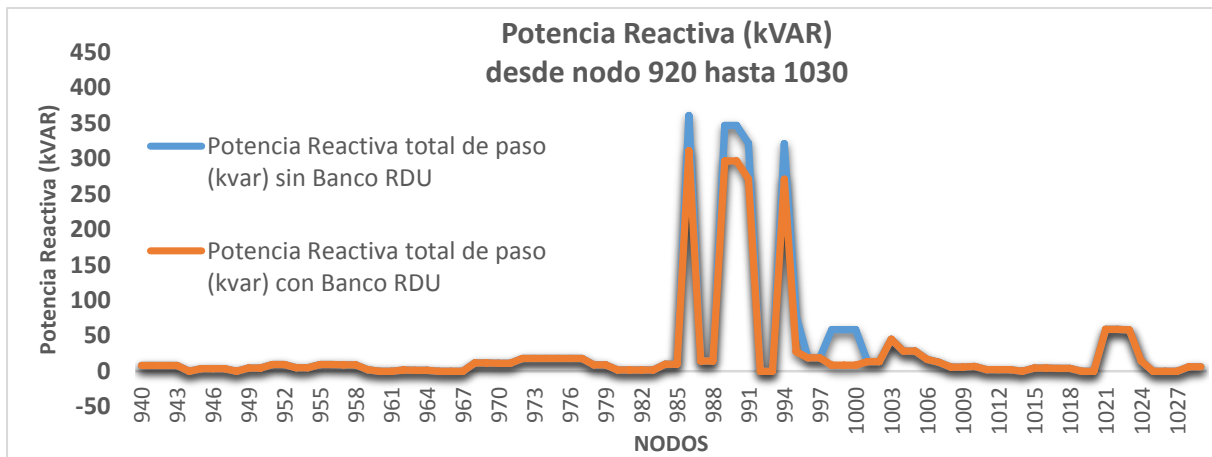


Figura. 5.35 Resultado ProgP de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos al 1001)

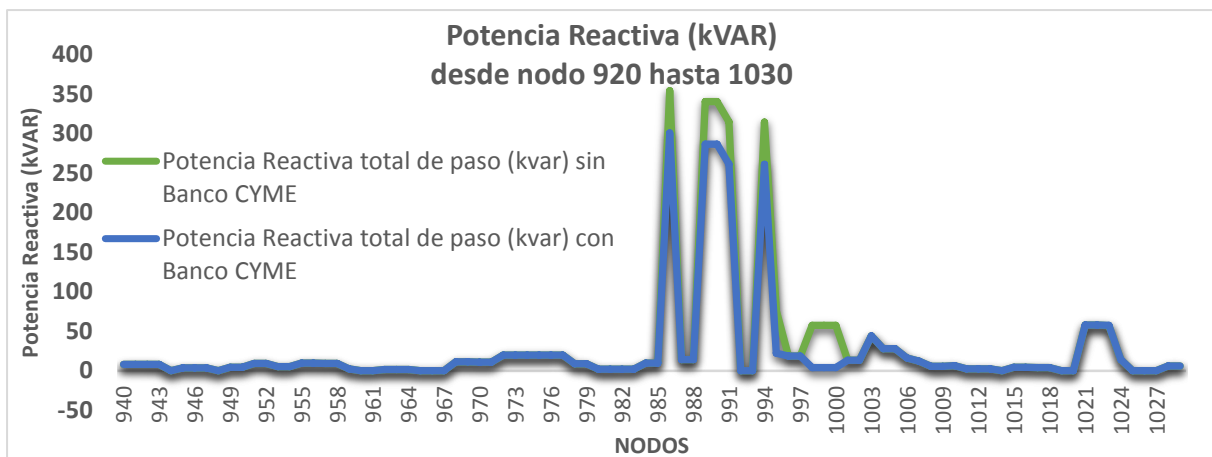


Figura. 5.36 Resultado CYME de ubicación de Banco (influencia en nodos cercanos al 1001)

5.3 Análisis Económico.

Una vez que se ha conseguido que el programa ubique los bancos de condensadores y realice nuevamente el cálculo de los flujos de potencia, se procede a determinar la rentabilidad de lo propuesto para eso se utiliza la “Relación Beneficio-Costo” mejor conocida como RBC. Dado que se tiene 3 propuestas o casos de estudio según lo desarrollado en la sección 5.2, se procede a estimar el RBC correspondiente a cada caso. Para esto es necesario establecer algunos parámetros como el tiempo de vida útil del equipo, la tasa de crecimiento vegetativo, la tasa de interés bancario y el costo por pérdidas eléctricas a los cuales se les asignará los siguientes valores:

- **Ta** = 15 años
- **rv%** = 7.34 % de razón de crecimiento vegetativo.
- **ri%** = 8.02% tasa de interés bancario.
- **CP** = 0.0945 \$ de Costo por pérdidas eléctricas.

Una vez definidos los parámetros a utilizar en los 3 caso se estima el RBC. Para el primer caso correspondiente a ubicar un solo banco de condensadores de 50kVA monofásico en la fase “B” en el nodo 607 o “297642_L_MTA” se obtiene una RBC de “65.50” (ver Figura. 5.37)

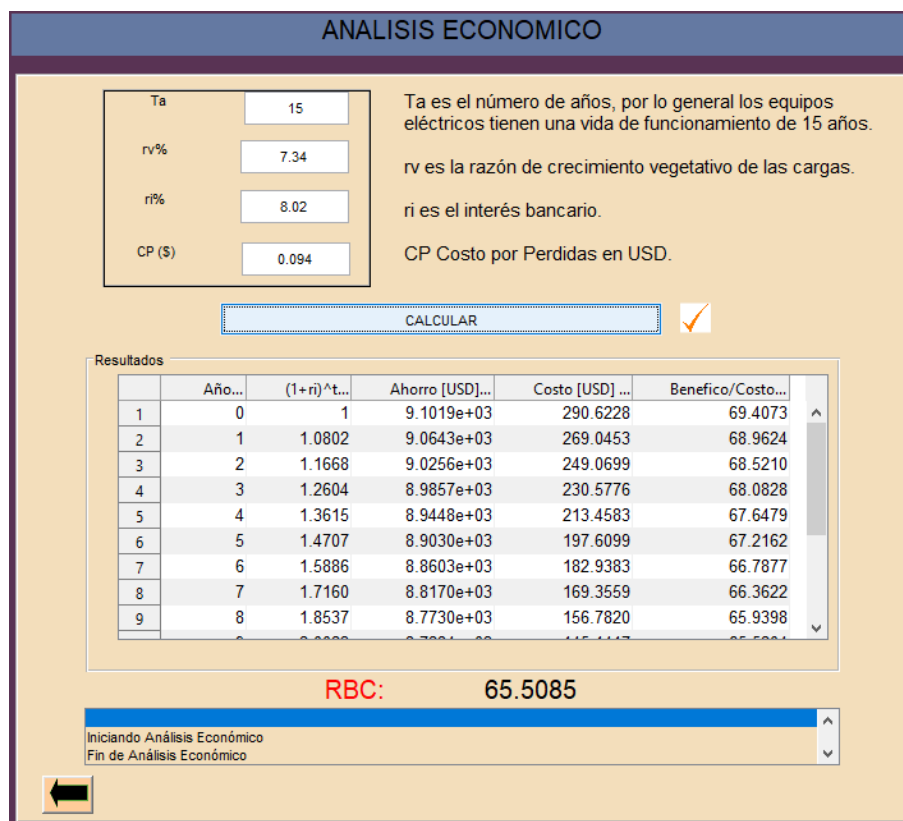


Figura. 5.37 Análisis Económico 1er caso

Se puede apreciar los resultados de mejor manera en la Tabla 5-6, correspondiente al reporte generado del resultado del análisis económico anualizado.

Tabla 5-6 Resultado Análisis Económico 1er Caso

Año	(1+ri)^ta	S(t) SIN BANCO [KUA]	Dp SIN BANCO [KW]	kDP SIN BANCO [USD]	S(t) CON BANCO [KUA]	Dp CON BANCO [KW]	kDP CON BANCO [USD]	AHORRO [USD]	COSTO [USD]	BENEFICIO / COSTO
0	1	3389,27	919,04	181547,45	3371,02	914,09	172445,56	9101,89	290,62	69,41
1	1,0802	3638,04	986,50	194873,04	3618,46	981,19	185081,74	9064,34	269,05	68,96
2	1,1668	3905,07	1058,90	209176,72	3884,05	1053,20	198645,41	9025,56	249,07	68,52
3	1,2604	4191,71	1136,63	224530,29	4169,14	1130,51	213204,65	8985,67	230,58	68,08
4	1,3615	4499,38	1220,06	241010,81	4475,16	1213,49	228832,54	8944,77	213,46	67,65
5	1,4707	4829,63	1309,61	258701,00	4803,63	1302,56	245607,51	8902,96	197,61	67,22
6	1,5886	5184,13	1405,73	277689,66	5156,22	1398,17	263613,77	8860,35	182,94	66,79
7	1,716	5564,64	1508,91	298072,08	5534,69	1500,79	282941,69	8817,00	169,36	66,36
8	1,8537	5973,09	1619,67	319950,57	5940,93	1610,95	303688,28	8773,00	156,78	65,94

9	2,0023	6411,51	1738,55	343434,94	6377,00	1729,19	325957,67	8728,43	145,14	65,52
10	2,1629	6882,11	1866,16	368643,07	6845,07	1856,12	349861,63	8683,35	134,37	65,10
11	2,3364	7387,26	2003,14	395701,47	7347,50	1992,36	375520,14	8637,81	124,39	64,69
12	2,5238	7929,49	2150,17	424745,95	7886,80	2138,60	403061,99	8591,89	115,15	64,28
13	2,7262	8511,51	2307,99	455922,31	8465,69	2295,57	432625,41	8545,63	106,60	63,87
14	2,9448	9136,26	2477,40	489387,01	9087,08	2464,06	464358,78	8499,08	98,69	63,47
15	3,181	9806,86	2659,24	525308,01	9754,07	2644,93	498421,38	8452,28	91,36	63,06

Estos resultados nos muestran un bajo costo de inversión al instalar un banco de 50 kVA monofásico en relación con el beneficio o ahorro que se generaría. Su rentabilidad es muy alta.

Para el segundo caso se tiene la ubicación de un banco variable de 50 kVA en el nodo 607 o “297642_L_MTA” y de un banco fijo de 50 kVA en el nodo 1006 o “236997_L_MTA” el cual genera un RBC de “21.85” (ver Figura. 5.38)

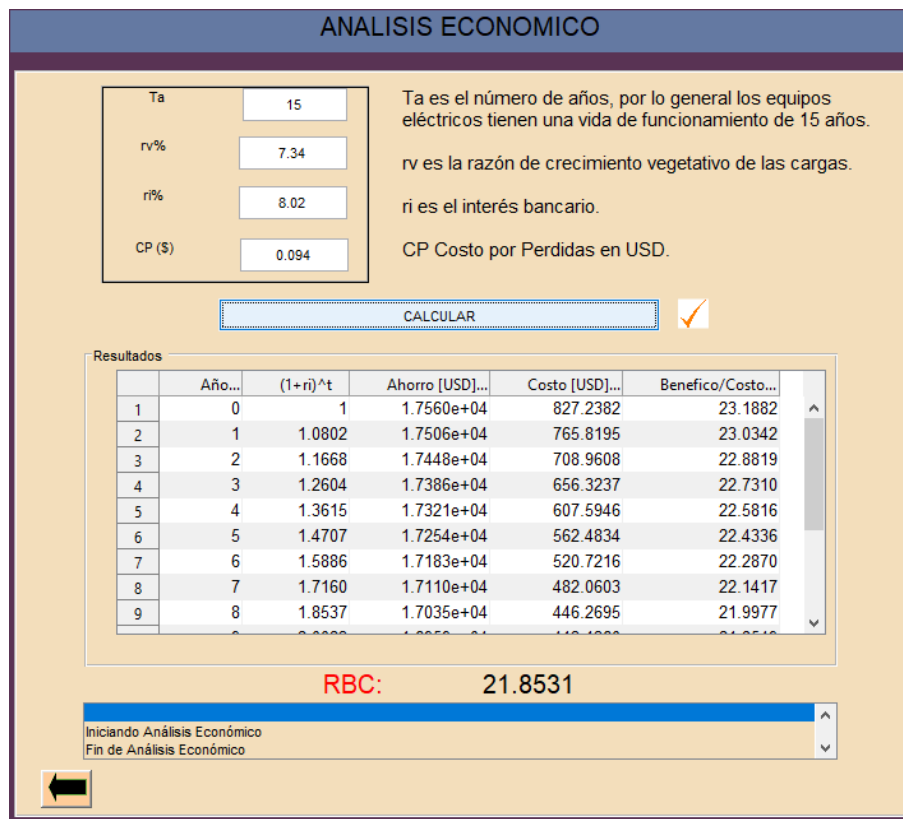


Figura. 5.38 Análisis Económico 2do caso

En la Tabla 5-7 se puede visualizar de mejor manera el resultado del análisis económico anualizado.

Tabla 5-7 Resultado Análisis Económico 2do caso

Año	$(1+ri)^t$	S(t) {SIN BANCO}	Dp {SIN BANCO}	kDP {SIN BANCO}	S(t) {CON BANCO}	Dp {CON BANCO}	kDP {CON BANCO}	AHORRO	COSTO	BENEFICIO / COSTO
		[KUA]	[KW]	[USD]	[KUA]	[KW]	[USD]	[USD]	[USD]	
0	1	3389,27	919,04	181549,01	3353,43	909,32	163988,67	17560,34	827,24	23,19
1	1,080	3638,04	986,50	194874,71	3599,57	976,06	175964,72	17506,00	765,82	23,03
2	1,1668	3905,07	1058,90	209178,51	3863,78	1047,71	188819,81	17447,84	708,96	22,88
3	1,260	4191,71	1136,63	224532,21	4147,38	1124,61	202618,47	17386,17	656,32	22,73
4	1,3615	4499,38	1220,06	241012,88	4451,80	1207,15	217429,95	17321,32	607,59	22,58
5	1,471	4829,63	1309,61	258703,22	4778,56	1295,76	233328,58	17253,57	562,48	22,43
6	1,5886	5184,13	1405,73	277692,04	5129,30	1390,87	250394,18	17183,18	520,72	22,29
7	1,716	5564,64	1508,91	298074,63	5505,80	1492,96	268712,40	17110,39	482,06	22,14
8	1,8537	5973,09	1619,67	319953,31	5909,92	1602,54	288375,17	17035,43	446,27	22,00
9	2,002	6411,51	1738,55	343437,88	6343,71	1720,17	309481,19	16958,52	413,14	21,85
10	2,1629	6882,11	1866,16	368646,23	6809,34	1846,43	332136,39	16879,84	382,46	21,71
11	2,336	7387,26	2003,14	395704,86	7309,14	1981,96	356454,48	16799,56	354,07	21,57
12	2,5238	7929,49	2150,17	424749,60	7845,63	2127,43	382557,52	16717,87	327,78	21,43
13	2,726	8511,51	2307,99	455926,22	8421,50	2283,59	410576,52	16634,90	303,44	21,30
14	2,9448	9136,26	2477,40	489391,20	9039,64	2451,20	440652,12	16550,80	280,91	21,16
15	3,181	9806,86	2659,24	525312,51	9703,15	2631,12	472935,26	16465,70	260,06	21,02

En este caso, también es rentable instalar los dos bancos de compensación, uno fijo en el nodo 1006 y uno variable en el nodo 607 para compensar durante el periodo de tiempo de demanda media y máxima, sin embargo, la rentabilidad a pesar de ser alta es inferior a la del primer caso.

Por último, para el tercer caso, utilizando la sugerencia del módulo CYME del CYMDIST se ubican bancos variables de 50kVA en los nodos 607 o “297642_L_MTA” y 1001 o “237271_L_MTA” y se obtiene como resultado un RBC de “16.85” (ver Figura. 5.39)

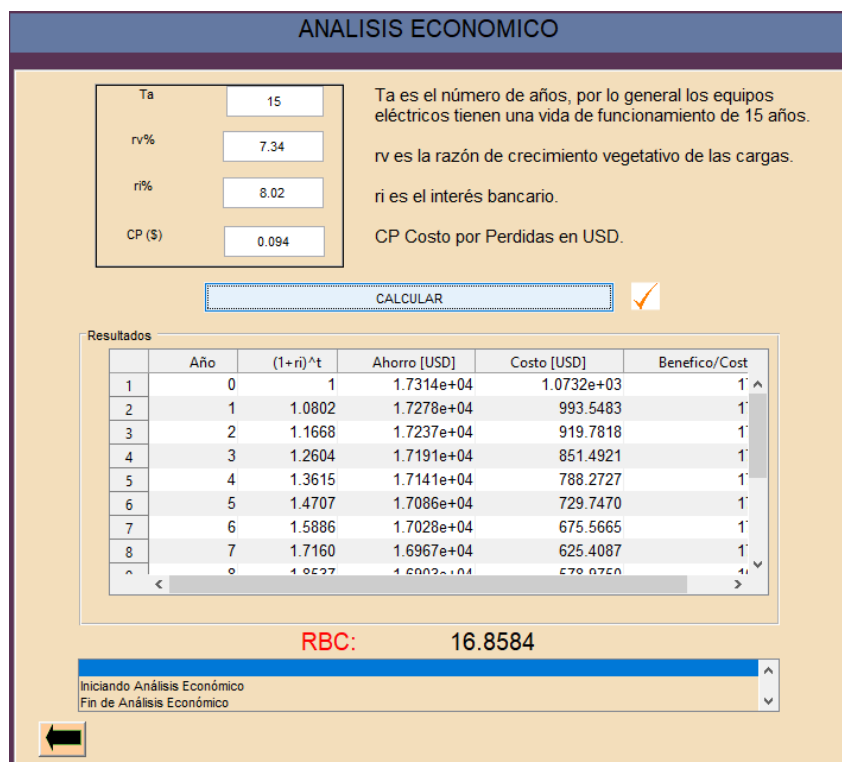


Figura. 5.39 Análisis Económico 3er CASO

Para visualizar de mejor forma los resultados del análisis económico anualizado ir a la Tabla 5-8

Tabla 5-8 Resultado Análisis Económico 3er caso

Año	$(1+ri)^{ta}$	S(t) SIN BANCO [KUA]	Dp SIN BANCO [KW]	kDP SIN BANCO [USD]	S(t) CON BANCO [KUA]	Dp CON BANCO [KW]	kDP CON BANCO [USD]	AHORRO [USD]	COSTO [USD]	BENEFICIO / COSTO
0	1	3389,28	919,04	181549,54	3353,44	909,32	164235,20	17314,34	1073,23	17,90
1	1,080	3638,05	986,50	194875,28	3599,58	976,07	176211,29	17278,28	993,55	17,78
2	1,160	3886,82	1053,96	208201,02	3845,72	1042,81	188187,38	17242,21	913,87	17,66
3	1,241	4135,60	1121,41	221526,75	4091,86	1109,55	200163,46	17206,14	834,18	17,54
4	1,321	4384,37	1188,87	234852,49	4338,01	1176,30	212139,55	17170,07	754,50	17,42
5	1,401	4633,14	1256,33	248178,23	4584,15	1243,04	224115,64	17134,00	674,82	17,30
6	1,481	4881,92	1323,79	261503,96	4830,29	1309,79	236091,73	17097,93	595,14	17,18
7	1,561	5130,69	1391,24	274829,70	5076,43	1376,53	248067,82	17061,86	515,45	17,06
8	1,642	5379,46	1458,70	288155,44	5322,58	1443,28	260043,91	17025,79	435,77	16,94
9	1,722	5628,24	1526,16	301481,17	5568,72	1510,02	272019,99	16989,72	356,09	16,81
10	1,802	5877,01	1593,62	314806,91	5814,86	1576,76	283996,08	16953,65	276,40	16,69
11	1,882	6125,78	1661,07	328132,65	6061,00	1643,51	295972,17	16917,58	196,72	16,57
12	1,962	6374,55	1728,53	341458,38	6307,15	1710,25	307948,26	16881,51	117,04	16,45
13	2,043	6623,33	1795,99	354784,12	6553,29	1777,00	319924,35	16845,44	37,36	16,33
14	2,123	6872,10	1863,45	368109,86	6799,43	1843,74	331900,44	16809,37	-42,33	16,21
15	2,203	7120,87	1930,91	381435,59	7045,57	1910,49	343876,53	16773,30	-122,01	16,09

De manera similar a los casos anteriores, la propuesta de ubicar dos bancos variables de 50kVA en el nodo 607 y 1001 resulta económicamente viable.

6 Análisis de Resultados y Trabajos Futuros.

6.1 Análisis de Resultados.

Al finalizar todo el estudio para la ubicación óptima de los bancos de condensadores se establecen las diferencias y puntos de interés que se han registrado y visualizado. Empezando por el cálculo de flujos de potencia, posterior a eso la ubicación de los bancos como tal y por último la rentabilidad de ubicar los bancos propuestos.

El cálculo de flujos de potencia se realizó para 3 alimentadores pertenecientes a la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., correspondientes al Alimentador 0421 (ver Figura. 5.1), Alimentador 0527 (ver Figura. 5.5) y Alimentador 5012 (ver Figura. 5.9), de los cuales se obtuvo resultados muy favorables, dado que al compararlos con los valores generados en el CYMDIST se tenía un margen de error bajo (ver Tabla 6-1). Dependiendo principalmente de la topología del alimentador y de la potencia entregada en cada nodo, pues el nivel de error aumenta conforme la potencia del nodo sea menor a 1kW.

Tabla 6-1 Porcentajes de Error de cálculo de flujos de potencia en los alimentadores

% ERROR PROMEDIO DE CÁLCULO ALIMENTADORES		
0421	0527	5012
1,74%	2,88%	0,53%

Como en la sección 4.2 se valida y establece la confiabilidad de los resultados obtenidos por el programa propuesto en lo que respecta a los flujos de potencia, al proceder y estimar la ubicación óptima de los bancos de condensadores, al igual que en el CYMDIST, se determinó que en los alimentadores 0421 y 0527 no se necesita la ubicación de bancos de compensación; sin embargo, en el alimentador 5012 sí es necesario. Esto se da por el tipo de configuración y topología. Este alimentador se encuentra en la zona de “La Troncal”, es una zona bastante conflictiva en lo que respecta al servicio eléctrico, por lo que se han repotenciado las redes de distribución, pero aún es posible mejorarlas. Muestra de ello es el análisis realizado para la ubicación de bancos de condensadores, el cual dio como resultado tanto en el programa propuesto como en el CYMDIST que en el alimentador 5012 es necesario ubicar un banco de compensación para el momento de demanda media y máxima como se muestra en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2 Resultados de ubicación de bancos según caso de estudio

CYME					
Caso de estudio	Tipo de demanda	Tipo de banco	Potencia del banco	Nodo según Prog Prop	Nodo según CYMDIST
Caso 1	Máxima	Fijo	50kVA	607	MTA_L_297642
Caso 3	Media y Máxima	variable	50kVA	607	MTA_L_297642
Caso 3	Media y Máxima	variable	50kVA	1001	MTA_L_237271
PROGRAMA PROPUESTO					
Caso de estudio	Tipo de demanda	Tipo de banco	Potencia del banco	Nodo según Prog Prop	Nodo según CYMDIST
Caso 1	Máxima	Fijo	50kVA	607	MTA_L_297642
Caso 2	Media y Máxima	variable	50kVA	607	MTA_L_297642
Caso 2	Máxima	Fijo	50kVA	1006	MTA_L_236997

Según como se describieron los casos en las subsecciones 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.3, en la Tabla 6-2 se pueden apreciar los bancos resultantes en cada uno de dichos casos de estudio, por lo que se vuelve tangible que, el programa propuesto, funciona según lo proyectado. Esto se debe a que en el módulo CYME del CYMDIST se obtuvieron bancos en los mismos nodos como en el caso 1, en el que, según un estudio rápido con la demanda máxima, se determinó un banco fijo de 50 kVA en el nodo 607 o nodo “MTA_L_297642” según la nomenclatura del CYMDIST, a pesar de que en el CYMDIST se obtuvo una lista con 4 posibles ubicaciones, la mejor opción correspondía al nodo seleccionado para la ubicación del banco. Por lo cual, el efecto sobre los valores de Potencia, Demanda, Reactivos y Factor de Potencia en la cabecera del alimentador son los mismos como se puede apreciar en la Tabla 6-3

Tabla 6-3 Valores de Cabecera con y sin banco de condensadores caso 1

	CYME		Programa Propuesto
	SIN BANCO	CON BANCO	CON BANCO
P (kW)	3094,5448	3094,6039	3093,5117
Q (kVAR)	1380,6814	1327,59	1338,144
S (kVA)	3388,5821	3367,61	3370,5258
Fp%	91,32	91,89	91,7813

Al comparar los casos 2 y 3 se puede observar que los nodos sugeridos por el programa propuesto coinciden parcialmente, pues el primer banco sugerido es un banco variable de 50kVA para funcionar en los periodos de demanda media y máxima en el nodo 607 al igual que la mejor opción presentada por el CYME; sin embargo, en el segundo banco sugerido difieren parcialmente puesto que el programa propuesto ubica un banco fijo de 50kVA a

utilizar en el nodo 1006 o “MTA_L_236997” y el módulo CYME sugiere un banco variable de 50kVA a funcionar en el periodo de demanda media y máxima en el nodo “MTA_L_237271” o 1001. Al comparar las dos ubicaciones propuestas se puede apreciar según la topología, que el nodo 1006 está en el mismo ramal que el nodo 1001, más alejado de cabecera, y al comparar el efecto que tienen con los valores de Potencia, Demanda, Reactivos y Factor de Potencia en la cabecera del alimentador se puede concluir que tienen un efecto muy similar, casi idéntico como se puede apreciar en la Tabla 6-4

Tabla 6-4 Valores de Cabecera con y sin bancos para caso 2 y 3

		Caso 2	Caso 3
	SIN BANCO	CON BANCOS	CON BANCOS
P (kW)	3094,5448	3095,6108	3096,1
Q (kVAR)	1380,6814	1288,1481	1288,2713
S (kVA)	3388,5821	3352,9383	3353,4277
Fp%	91,32	92,3256	92,3264

A pesar de la similitud en los resultados, el caso 2 se puede decir que supera de manera mínima al 3. En otras palabras, la sugerencia del programa propuesto es mejor que la del módulo CYME.

En el aspecto técnico se puede apreciar una mejor compensación con las sugerencias del caso 2 y 3 en relación al caso 1, pero al considerar el aspecto económico la ventaja la tiene el caso 1 por su altísima rentabilidad y su bajo costo de inversión comparado con los casos 2 y 3; resultan rentables, no obstante, al tener que ubicar más bancos de condensadores, ya sean estos fijos o variables, el costo de inversión aumenta como se puede apreciar en la Tabla 6-5

Tabla 6-5 Rentabilidad de los 3 casos de estudio realizados

	RBC total	Costo USD	Ahorro USD
Caso 1	65,5	290,62	9101,89
Caso 2	21,8531	827,24	17560,34
Caso 3	16,8584	1073,23	17314,34

Si bien la rentabilidad del primer caso es mucho mayor, se debe tener en cuenta que el estudio fue realizado solo para la demanda máxima, pero al comparar por separado el caso 2 y 3 el caso 2 posee una mejor rentabilidad.

6.2 Trabajos Futuros.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos se puede establecer un camino a seguir para mejorar el programa, por ello se ha considera que en el futuro se puede realizar lo siguiente:

1. Realizar una reconfiguración del programa para utilizar con información exportada directamente del ARCGIS.

2. Trabajar con valores y puntos geográficos mediante GPS en conjunto con varios alimentadores en busca de un punto óptimo para reconexión en base a parámetros técnicos eléctricos y geográficos.
3. Implementar la estimación del VAN y el TIR para un análisis económico más exhaustivo.
4. Complementar los resultados obtenidos de la ubicación óptima de compensadores, con un estudio de cargabilidad de los transformadores de acuerdo con la tasa de crecimiento vegetativo propia del alimentador

7 Conclusiones y Recomendaciones.

7.1 Conclusiones.

- La ubicación de bancos de condensadores sugerida por el programa propuesto se lo puede considerar como óptima de acuerdo con la comparación realizada entre los resultados obtenidos por el programa y los generados en el CYMDIST
- Si la información que provee la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, no se encuentra completamente verificada, es decir, si no se cumplen con los formatos establecidos tanto para exportación de reportes generados en CYMDIST como para la información de los valores de perfil de carga diaria de los alimentadores, se pueden llegar a producir errores de ejecución o, en el peor de los casos, como se está ingresando valores erróneos los resultados serán distantes de lo real y el error de cálculo se volverá indeseable
- El método Ardivinson se lo utiliza para sistemas radiales, por lo que es necesario cerciorarse de que los alimentadores que se tomen para su estudio sean de este tipo; la presencia de puntos de reconexión o interconexión pueden alterar el normal funcionamiento del programa, de forma que puede generar nodos fantasma, lo que repercute en la construcción de la matriz de incidencia y todo lo que viene después, produciendo una falla en efecto domino que nos da como resultado la estimación de un sistema completamente distinto al ingresado.
- Realizar estudios con la demanda máxima, media y mínima como en el caso 2 y 3, permite tener un entendimiento total de la necesidad de ubicar bancos en un alimentador, sin embargo, un estudio rápido utilizando solo la demanda máxima como en el caso 1 puede proporcionar una idea de cuan urgente es un banco de compensación en él alimentador analizado.
- El tiempo que puede tomar el realizar un estudio completo depende principalmente de 2 factores: de la cantidad de nodos o tramos que posea el alimentador aguas abajo, pues el tiempo de análisis es directamente proporcional a la cantidad de nodos o tramos que lo conforman; y si se realiza un estudio únicamente con demanda máxima el tiempo empleado para terminarlo será un tercio del que se emplea haciendo un estudio con las 3 demandas (máxima, media y mínima) simultáneamente.

7.2 Recomendaciones.

Una vez que se ha desarrollado completamente el programa para la ubicación optima de condensadores en una red de distribución urbana y rural, es necesario tener en consideración ciertas recomendaciones y/o criterios para un correcto funcionamiento de este.

1. Al recibir información por parte de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, es necesario comprobar que se encuentre en el formato establecido en los anexos 2 y 3, pero además es necesario verificar la cantidad de cifras significativas que se consideran en los números con decimales, pues mucha de la información tiene valores a partir del cuarto decimal de lo contrario a esa falta de cifras significativas el

- programa les asigna un valor de cero, generando errores o conflictos en el correcto funcionamiento del programa
2. Para que el programa propuesto funcione de la mejor manera, se debe seguir la secuencia establecida en el menú principal dado que muchas de las funciones están concatenadas, lo cual no permitirá su correcto funcionamiento y se generarían conflictos en los comandos al momento de su ejecución
 3. Es recomendable utilizar el botón de “Borrar Información” que se encuentra en el menú principal no solo al finalizar un estudio, sino antes de iniciar uno nuevo pues el último usuario puede olvidarse de ejecutar esta función. De esta manera se está previniendo que se sobreponga información no deseada en los nuevos estudios
 4. El ordenador en el que se realizó el programa cuenta con un procesador Intel Core i7 de tercera generación de 2.5GHz y una memoria RAM de 8GB DDR3, se recomienda que el programa sea instalado en ordenadores de características similares para que tenga un buen funcionamiento, puesto que la velocidad de procesamiento y ejecución vienen de la mano con estas características

8 Bibliografía

- [1] CYME, “Análisis de redes de distribución. ‘Herramientas de análisis y planificación confiables para mejorar el desempeño de la red.’”
- [2] Chumbi R. Verdugo T., “Integración Con Cymdist De Las Redes De Media Tensión Y Subtransmisión Del Sistema De La Centro Sur,” 2013.
- [3] CYME, “Análisis básicos de redes de distribución - Guía del Usuario.”
- [4] CYME, “Optimización Volt-VAR. ‘Optimice sus redes de distribución con la gestión Volt-VAR.’”
- [5] CYME, “Ubicación óptima de reguladores de tensión. ‘Coloque los reguladores de tensión en las ubicaciones óptimas de su alimentador de distribución.’”
- [6] A. M. Jara., “Estudio De Flujos De Potencia Y De Cortocircuito En Sistemas De Distribución De Media Tensión Incorporando Generación Distribuida,” 2011.
- [7] R. Escobar Corona, “Metodología para la Solución del Problema de Flujos de Potencia Convencional Mediante el Método Desacoplado Rápido Incluyendo el Compensador Avanzado Serie Para el Control de Flujos de Potencia,” Instituto Tecnológico de Morelia, 2004.
- [8] F. Teng, “Implementation of a Voltage Sweep Power Flow Method and Comparison with Other Power Flow Techniques,” 2014.
- [9] G. Caicedo, C. A. Lozano, A. M. Bahamón, and L. A. Ochoa, “Modelos Para Estimar la Demanda en Sistemas de Distribución,” *Energía y Computacion*, vol. XI. pp. 35–44, 2002.
- [10] B. Stott and O. Alsac, “Fast Decoupled Load Flow,” *Power Appar. Syst. IEEE Trans.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859–869, 1974.
- [11] A. O. Zhungur Procel and E. R. Calva Riofrio, “Diseño de Esquemas de Control Integrado de Tensión y Potencia Reactiva del sistema de Distribucion de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.,” Universidad de Cuenca, 2014.
- [12] H. Enrique, A. Soto, R. Alberto, H. Isaza, R. Alfonso, and G. Rendón, “Ubicación óptima de

- condensadores en sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda,” vol. 20, no. 4, pp. 306–314, 2015.
- [13] J. A. Aspirilla Ramirez and M. Andrés Mejía Alzate, “Flujo de Potencia para Sistemas de distribución considerando diversidad en la demanda y el efecto entre neutro y tierra,” Universidad Tecnológica de Pereira, 2014.
- [14] E. Parra *et al.*, “Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas,” Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 1990.
- [15] S. Ramírez, *Redes de distribución de energía*. 2009.
- [16] D. Campoverde and J. Sánchez, “Determinación De La Demanda En Transformadores, Para Los Servicios De La Comercialización En Base a Los Usos De Energía, En La Empresa Electrica Regional Centro Sur Para La Ciudad De Cuenca,” pp. 1–211, 2012.
- [17] S. J. Vest, “Estimating kW Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems,” *Trans. Am. Inst. Electr. Eng. Part III Power Appar. Syst.*, vol. 76, no. 3, pp. 652–655, 1957.
- [18] A. V Garcia and M. G. Zago, “Three-phase fast decoupled power flow for distribution networks,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 143, no. 2, pp. 188–192, 1996.
- [19] W. M. Lin and J. H. Teng, “Phase-decoupled load flow method for radial and weakly-meshed distribution networks,” *Iee Proceedings-Generation Transm. Distrib.*, vol. 143, no. 1, pp. 39–42, 1996.
- [20] M. H. Haque, “Efficient load flow method for distribution systems with radial or mesh configuration,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 143, no. 1, pp. 33–38, 1996.
- [21] A. Blanco, “SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN,” Universidad Técnica de Oruro Facultad Nacional de Ingeniería, 2008.
- [22] ABB, “Electrical Transmission and Distribution Reference Book.” 1997.
- [23] L. Fernanda and G. Gómez, “Diseño E Implementacion De Una Técnica Para La Construcción De Las Curvas De Demanda Máxima Diversificada Para Empresas Del Sector Eléctrico Colombiano,” 2011.
- [24] INEN, *NTE INEN 2114:2004 “Transformadores de Distribución nuevos Monofásicos. Valores de Corriente sin Carga, Pérdidas y Voltaje de Corto Circuito,”* vol. 2111. 2004.
- [25] INEN, *NTE INEN 2115:2004 “Transformadores de Distribución nuevos Trifásicos. Valores de Corriente sin Carga, Pérdidas y Voltaje de Corto Circuito,”* vol. 2111. 2004.
- [26] J. C. Álvarez B, “Metodología para la estimación de curva de carga diaria para un circuito de media tensión (13.2 kV) a partir de técnicas inteligentes,” Universidad Nacional de Colombia, 2017.
- [27] V. Pasupathi Nath, R/Nishanth Balaji, “Artificial Intelligence in Power System,” *Int. J. Innov. Res. Electr. Electron. Instrum. Control Eng.*, vol. 3, no. 7, pp. 86–87, 2015.
- [28] M. A. Laughton, “Artificial intelligence techniques in power systems,” *IEE Colloq. Artif. Intell. Tech. Power Syst.*, vol. 1997, pp. 1–1, 1997.
- [29] K. Walpole, Ronald/Myers, Raymond /Myers, Sharon/ Ye, *Probabilidad y estadística para ingenierías y ciencias*, Novena Edi. San Antonio, 2012.
- [30] H. Enrique and A. Soto, “Análisis para ubicación de capacitores en sistemas de distribución poco enmallados utilizando un flujo de carga probabilístico,” 2013.
- [31] G. E. Marco and R. R. Carlos, “Localización óptima de Capacitores en Redes Primarias de

Distribución Mediante Técnicas Heurísticas,” Escuela Politécnica Nacional.

- [32] L. B. Rocha Medina, E. C. González La Rota, and J. A. Orjuela Castro, “Una Revisión al Estado del Arte del Problema de Ruteo de Vehículos: Evolución Histórica Y Métodos De Solución,” *Ingeniería*, vol. 16, no. 2, pp. 35–55, 2011.
- [33] R. C. International Association of Science and Technology for Development., T. S. BHATTI, and D. P. KOTHARI, *International journal of power & energy systems : a journal of the International Association of Science and Technology for Development-IASTED.*, vol. 23, no. 2. IASTED.
- [34] M. Ángel and L. Gómez, “Localización óptima de condensadores en un sistema de distribución eléctrico via algoritmos genéticos,” 2001.
- [35] G. E. Soria, “Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución,” pp. 1–6, 2004.
- [36] M. V. Galarza Espín, “Localización Óptima de Capacitores en Redes Primarias de Distribución via Algoritmos Genéticos,” Escuela Politécnica NAcional, 2012.
- [37] BCE, “Tasas de Interés,” 2018. [Online]. Available: <https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>.

9 Anexos

9.1 Anexo 1

9.1.1 Cálculo de las caídas de tensión y las pérdidas.

9.1.1.1 Alimentadores y ramales trifásicos de 3 y 4 hilos.

Un alimentador o un ramal trifásico de 3 o 4 hilos balanceado, se analiza mediante el circuito monofásico entre la fase “a” y un neutro ficticio, en el cual no circula corriente, para esto se considera una longitud de hasta de 15 km y de un nivel de voltaje entre 2,4 y 33 kV. [15], [21], para su representación circuital mirar la Figura. 9.1.

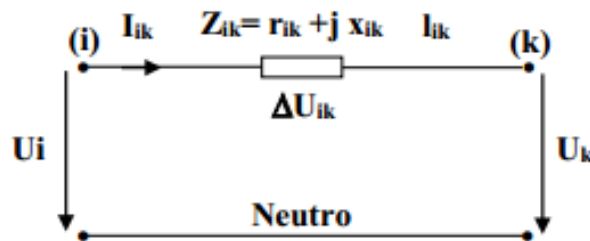


Figura. 9.1 Circuito de Simple Impedancia representando un alimentador o un ramal trifásico de 3 o 4 hilos a un voltaje entre 2,4 y 33kV. [15]

En donde:

Z_{ik} Es la impedancia de secuencia positiva del alimentador o ramal en Ω/km

$I_{ik} = I_{ik} \angle -\varphi$ Corriente por el alimentador para una carga con factor de potencia inductivo.

l_{ik} Longitud del alimentador o ramal kilómetros.

U_i, U_k Voltajes en los postes “i” y “k”.

φ Ángulo del factor de potencia de la carga que circula por el alimentador.

Para calcular la caída de tensión, la expresión que se va a utilizar es:

$$\Delta U_{ik} = l_{ik} Z_{ik} I_{ik} = l_{ik} (r_{ik} + j x_{ik}) I (\cos \varphi - j \sin \varphi) \quad (91)$$

Al separar las partes real e imaginaria de la caída de tensión queda la expresión (9-1):

$$\Delta U_{ik} = l_{ik} [(r_{ik} \cos \varphi + x_{ik} \sin \varphi) + j(x_{ik} \cos \varphi - r_{ik} \sin \varphi)] \quad (92)$$

Cuando se tiene un circuito a un nivel de voltaje de hasta 33kV, es posible despreciar la parte imaginaria de la caída de tensión, debido a que el ángulo entre la de envío y de llegada tiene

un valor de máximo 1 grado, así se obtiene una expresión aproximada para la caída de tensión conformada solo por una parte real (ver ecuación 9-3).

$$\Delta U_{ik} = l_{ik}(r_{ik} \cos \varphi + x_{ik} \sin \varphi) \quad (93)$$

La ecuación (9-3), es una expresión general, la cual permite calcular la caída de tensión en cualquiera de los ramales trifásicos de 3 o 4 hilos del cual se conozca su longitud, impedancia y la corriente que circula por el alimentador, para obtener la corriente en función de la demanda se utiliza la siguiente ecuación:[21]

$$I_{ik} = \frac{\text{Demanda en kVA trifásicos}}{\sqrt{3} * U \text{ en kV de la línea}} \text{ Amperios} = \frac{DM}{\sqrt{3} * U_{nom}} A \quad (94)$$

Donde:

DM Demanda Máxima que circula por el alimentador “ik” en kVA trifásicos.

U_{nom} Voltaje nominal del circuito de la línea.

De esta manera sustituimos la ecuación (9-4) en (9-3).

$$\Delta U_{ik} = \frac{DM_{ik}}{\sqrt{3} * U_{nom}} * l_{ik} * M_{ik} \quad (95)$$

De esta manera se obtiene el voltaje al neutro y se lo puede definir el parámetro M_{ik} :

$$M_{ik} = (r \cos \varphi + x \sin \varphi)_{ik} \quad (96)$$

Con la ecuación (9-5), se tiene una forma de obtener la caída de tensión, pero debido a las características de las RDUR y la importancia de cumplir con el servicio eléctrico con calidad, es necesario presentar los resultados de flujos de carga haciendo énfasis en el cálculo de las caídas de tensión en porcentaje, para así lograr tener una visión clara y rápida de si dichas caídas de tensión se encuentran dentro de los límites de operación establecidos, por lo que mediante la expresión (9-7) se utiliza para obtener las caídas de tensión en porcentaje.[21]

$$\% \Delta U_{ik} = \frac{\frac{DM_{ik}}{\sqrt{3} * U_{Norm}} * l_{ik} * M_{ik}}{\frac{U_{Norm} * 10^3}{\sqrt{3}}}} * 100 = \frac{DM_{ik}}{10 * U^2} * l_{ik} * M_{ik} \quad (97)$$

Sin embargo, para trabajar de forma compleja exacta, la ecuación (9-6) ya no será utilizada para el cálculo del parámetro M, se utilizará la siguiente expresión, en la que ya se encuentran definidos los términos al igual en la caída de tensión, y pasan a ser números complejos.

$$M_{ik} = (r_{ik} \cos \varphi + x_{ik} \sin \varphi) + j(x_{ik} \cos \varphi - r_{ik} \sin \varphi) \quad (98)$$

9.1.1.2 Ramales monofásicos entre dos fases de un circuito conectado en Δ .

Cuando un transformador se encuentra conectado en delta, los ramales monofásicos son formados por dos fases, como se puede apreciar en la Figura. 9.2, formado por la fase “A” y “B”

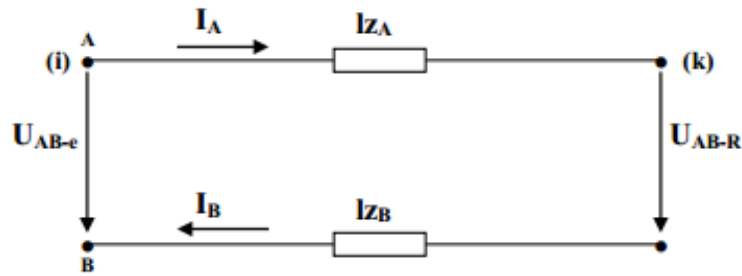


Figura. 9.2 Circuito de ramal monofásico de una red conectada en delta. [15]

En donde:

$Z_A = Z_B = Z$ Impedancia de cada fase.

l Longitud del ramal en kilómetros.

$I_A = -I_B = I$ Corriente que circula por el ramal monofásico.

U_{AB-e} ; U_{AB-R} Voltajes en el envío “i” y en el recibo “k” del ramal en kilovoltios.

Por lo que, para obtener la caída de tensión línea a línea, se utiliza la segunda ley de Kirchhoff como se lo observa en la siguiente expresión:

$$\Delta U_{AB} = U_{AB-e} - U_{AB-R} = 2 * l_{ik} * M_{ik} * I \quad (99)$$

Así se expresa la corriente en función del voltaje nominal y la demanda máxima que se encuentra en el alimentador monofásico con la expresión:

$$I = \frac{DM_{ik}}{U_{AB-Nom}} \text{ Amperios} \quad (910)$$

Una vez que se tiene la corriente de ecuación (9-10), se procede a reemplazarla en la ecuación (9-9) para así obtener la expresión (9-11) correspondiente a la caída de tensión línea a línea.

$$\Delta U_{AB} = 2 * \frac{DM_{ik}}{U_{AB-Nom}} l_{ik} * M_{ik} \quad (911)$$

Al igual que en la sección 9.1.1.1 con la expresión de la caída de tensión porcentual, también la definimos en la expresión (9-12):

$$\% \Delta U_{ik} = \frac{2 * \frac{DM_{ik}}{U_{AB-Nom}} l_{ik} * M_{ik}}{U_{AB-Nom} * 10^3} * 100 = 2 * \frac{DM_{ik}}{10 * U_{AB-Nom}^2} * l_{ik} * M_{ik} \quad (912)$$

9.1.1.3 Ramales monofásicos entre fase y neutro de un circuito conectado en Y con neutro a tierra.

En la Figura. 9.3, donde se muestra el circuito equivalente de un ramal monofásico entre la fase "A" y el neutro, se lo utiliza con el fin de comprender mejor, la manera de obtener las caídas de tensión cuando en una RDUR se encuentra alimentando un transformador conectado en estrella con el neutro a tierra, por lo que estos ramales tienen una baja inversión inicial, debido a que los postes no necesitan crucetas y el neutro no utiliza aisladores.

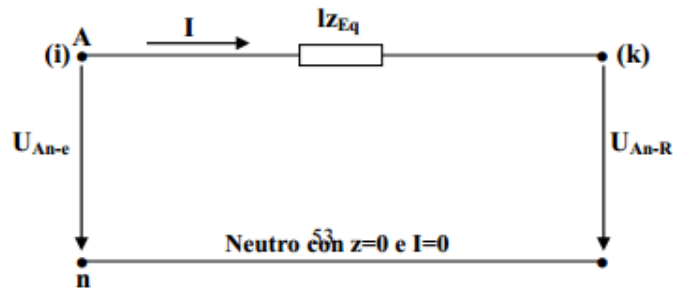


Figura. 9.3 Ramal monofásico línea neutro entre la fase "A" y el neutro. [15]

Donde la caída de tensión del circuito, sin tener en cuenta la componente transversal, queda como se expresa en la ecuación (9-13):

$$\Delta U_{A-n} = l_{ik} * M_{ik} * I_{ik} \quad (913)$$

Dado que la impedancia del circuito de la figura 9.3 es una impedancia equivalente del ramal que se calcula en base al tipo de conductor, incluyendo el efecto del neutro y suponiendo que la resistencia de puesta a tierra es cero, se tiene que:

$$M_{ik} = (r_{Eq} \cos \varphi + X_{Eq} \sin \varphi)_{ik} \quad [\Omega/km] \quad (914)$$

La corriente puede ser expresada en función de la demanda máxima monofásica y la tensión nominal de línea a línea del circuito:

$$I = \frac{DM_{ik}(kVA)}{\frac{U_{Norm}(kV)}{\sqrt{3}}} \text{ Amperios} \quad (915)$$

De esta manera al sustituir la ecuación (9-15) en la ecuación (9-13), se obtiene una nueva expresión para obtener la caída de tensión con respecto al neutro:

$$\Delta U_{A-n} = \frac{DM_{ik}}{\frac{U_{Norm}}{\sqrt{3}}} * l_{ik} * M_{ik} = \sqrt{3} * \frac{DM_{ik}}{U_{Norm}} * l_{ik} * M_{ik} \quad (916)$$

Al igual que en las secciones anteriores, la expresión que se utiliza para el cálculo de la caída de tensión porcentual en función del voltaje nominal al neutro es la ecuación (9-17)

$$\% \Delta U_{ki} = \frac{\sqrt{3} * \frac{DM_{ik}}{U_{Norm}} * l_{ik} * M_{ik}}{\frac{U_{Norm} * 10^3}{\sqrt{3}}} * 100 = 3 * \frac{DM_{ik}}{10 * U_{Norm}^2} * l_{ik} * M_{ik} \quad (917)$$

9.1.1.4 Ramales con dos fases y el neutro en circuitos conectados en estrella.

Este tipo de ramales, que cuentan con dos de las tres fases, pueden solventar cargas monofásicas como trifásicas, y es por esta razón que las expresiones utilizadas para el cálculo de las caídas de tensión, debe tener en cuenta si la carga que predomina es monofásica o si es trifásica.

Cuando se tiene un circuito con carga monofásica predominante, el circuito equivalente es como el de la Figura. 9.4 que muestra la carga referida al primario.

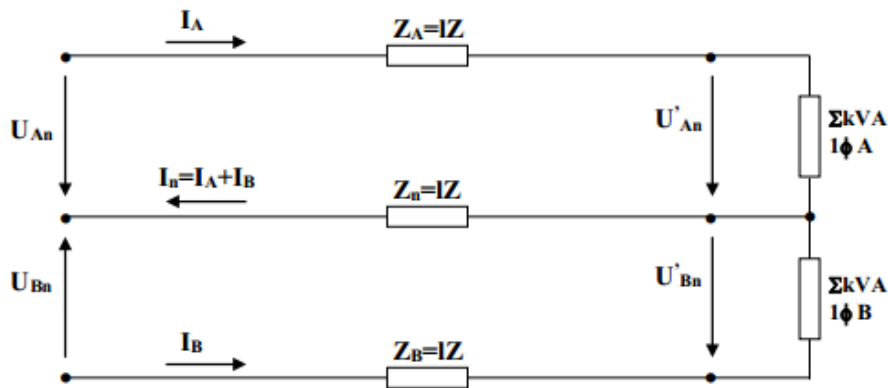


Figura. 9.4 Circuito de Dos fases y neutro con carga monofásica balanceada referida al primario. [15]

Como se explica en la referencia [13] y [14], en los casos reales se calcula la impedancia equivalente por fase a la secuencia positiva del circuito, aplicando la segunda ley de Kirchhoff se obtiene:

$$\Delta U_{An} = l * z * I_A + l * z * I_n \quad (918)$$

De esta manera basándose en el diagrama fasorial de la Figura. 9.5 se puede obtener las componentes real e imaginaria de la corriente.

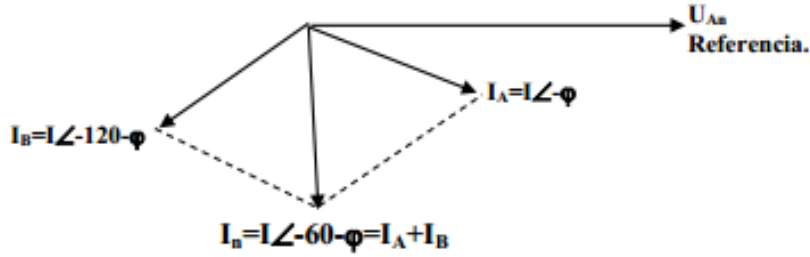


Figura. 9.5 Diagrama Fasorial de las corrientes por las fases A, B y el neutro.[15], [21]

Para simplificar las expresiones definimos $\beta = 60 + \varphi$, y se tiene:

$$I_A = I(\cos \varphi - j \sin \varphi) \quad (919)$$

$$I_n = I(\cos(-\beta) + j \sin(-\beta)) = I(\cos(\beta) - j \sin(\beta)) \quad (920)$$

De esta manera se reemplaza la ecuación (9-20) en la ecuación (9-18), también la impedancia “z”, y separando su componente real e imaginaria se obtiene:

$$\Delta U_{An} = l * I \{ r[\cos \varphi + \cos \beta] + x[\sin \varphi + \sin \beta] + j[x(\cos \varphi + \cos \beta) - r(\sin \varphi + \sin \beta)] \} \quad (921)$$

Al despreciar la parte imaginaria de la expresión (9-21), se llega a la ecuación que nos ayuda a obtener un valor aproximado real de la caída de tensión.

$$\Delta U_{An} = l * I \{ r[\cos \varphi + \cos \beta] + x[\sin \varphi + \sin \beta] \} \quad (922)$$

Ahora se puede definir la expresión para la carga monofásica balanceada en un circuito de dos fases y el neutro:

$$M_{2F-n} = \{ r[\cos \varphi + \cos \beta] + x[\sin \varphi + \sin \beta] \} \frac{\Omega}{km} \quad (923)$$

Para de esta manera expresar la corriente en función de la demanda máxima monofásica y del voltaje nominal de línea a neutro:

$$I_A = I_B = \frac{\sqrt{3}DM_{ik}}{2 * U_{Nom}} \text{ amperios} \quad (924)$$

Se reemplaza en la expresión de la corriente en la de la caída de tensión y se obtiene la caída de tensión en relación con el neutro:

$$\Delta U_{An-ik} = \frac{\sqrt{3} * DM_{ik}}{2 * U_{Nom}} * l_{ik} * M_{2Fn-ik} \quad (925)$$

La caída tensión porcentual queda expresada en la ecuación (9-26)

$$\% \Delta U_{Fn-ik} = \frac{\frac{\sqrt{3} * DM_{ik}}{2 * U_{Nom}}}{\frac{U_{Nom} * 10^3}{\sqrt{3}}} * 100 * l_{ik} * M_{2Fn-ik} = \frac{3 * DM_{ik}}{2 * 10 * U_{Nom}^2} * l_{ik} * M_{2Fn-ik} \quad (926)$$

Cuando se tiene un circuito con la carga trifásica balanceada predominante (ver Figura. 9.6), se debe considerar re-hacer el diagrama fasorial como el que se aprecia en la Figura. 9.7

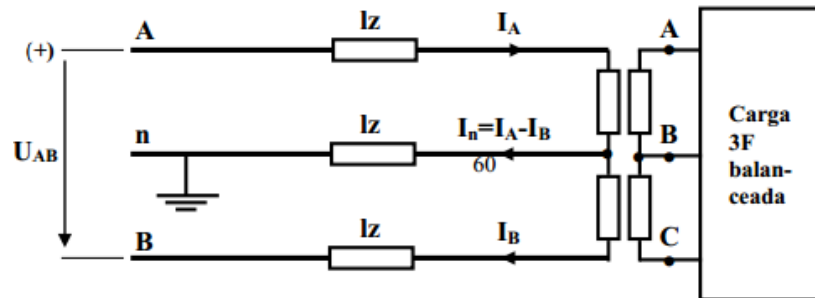


Figura. 9.6 Circuito de Dos fases y neutro con carga trifásica balanceada referida al primario.[13]

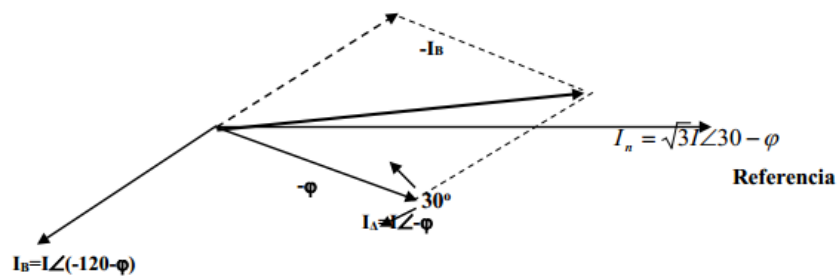


Figura. 9.7 Diagrama Fasorial de las corrientes por las fases A, B y el neutro.

9.2 Anexo 2

9.2.1 Modelo de Reporte generado desde CYMDIST

El reporte generado en CYMDIST consta de dos partes, la primera correspondiente a la información por nodos y la segunda cuenta con la información de los transformadores que se encuentran aguas abajo del alimentador por lo que el reporte se debe encontrar como se muestra en la Figura. 9.8, la primera hoja con el nombre de “NODOS” y la segunda con el nombre “TRAFO”, esto se lo configura al momento de elaborar el reporte en el CYMDIST en donde se les asigna esos nombres.

	A	B	C	D	E	F	G	H	
	Nombre red	Nro. equipo	Nudo origen	Nudo destino	Id equipo	Código	V	Longitud km	Potencia (kW)
1	ALIM-0500040V01	56091_MTA	NODOFUENTE-0421	MTS_S_2855		Línea aérea por fase	120,46251	0,00222	6186,6
2	ALIM-0500040V01	2855_MTS	MTS_S_2855	MTS_L_2855	3P_25KV.CU.3/0	Cable	120,44484	0,04599	6186,6
3	ALIM-0500040V01	51409_MTA	MTS_L_2855	MTA_L_51409		Línea aérea por fase	120,44457	0,00053	6185,7
4	ALIM-0500040V01	34298_MTA	MTA_L_51409	MTA_L_34298		Línea aérea por fase	120,40069	0,07005	6185,7
5	ALIM-0500040V01	31001_MTA	MTA_L_34298	MTS_S_8526					58,608
6	ALIM-0500040V01	8526_MTS	MTS_S_8526	MTS_S_8527					58,608
7	ALIM-0500040V01	8527_MTS	MTS_S_8527	MTS_S_8528					58,608
8	ALIM-0500040V01	8528_MTS	MTS_S_8528	MTS_L_8528					58,608
9	ALIM-0500040V01	18528_MTS	MTS_L_8528	IMTS_L_8528					57,792
10	ALIM-0500040V01	31003_MTA	MTA_L_34298	MTA_S_34297		Línea aérea por fase	120,34912	0,08315	6125,5
11	ALIM-0500040V01	34296_MTA	MTA_S_34297	MTA_S_34295		Línea aérea por fase	120,3346	0,02714	5284,5
12	ALIM-0500040V01	229787_MTA	MTA_S_34295	MTA_L_229787		Línea aérea por fase	120,32912	0,01735	3116,7
13	ALIM-0500040V01	229787_MTA	MTA_L_229787	MTA_L_229788		Línea aérea por fase	120,32906	0,00019	3116,6

Figura. 9.8 Hojas del Reporte

La hoja “NODOS” está conformada por 56 columnas, es decir desde la columna “A” hasta la columna “BE”, debido a la extensión se los va a ir desglosando parcialmente en 5 tablas.

Tabla 9-1 Modelo Reporte hoja "NODOS" 1/5

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Nombre red	Nro. equipo	Nudo origen	Nudo destino	Id equipo	Código	V	Longitud km	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
ALIM-0500040V01	56091_MTA	NODOFUENTE-0421	MTS_S_2855		Línea aérea por fase	120,46251	0,00222	6186,64194	1713,50155	6419,5503	96,37
ALIM-0500040V01	2855_MTS	MTS_S_2855	MTS_L_2855	3P_25KV.CU.3/0	Cable	120,44484	0,04599	6186,60108	1713,42938	6419,49166	96,37
ALIM-0500040V01	51409_MTA	MTS_L_2855	MTA_L_51409		Línea aérea por fase	120,44457	0,00053	6185,78456	1714,25576	6418,92541	96,37
ALIM-0500040V01	34298_MTA	MTA_L_51409	MTA_L_34298		Línea aérea por fase	120,40069	0,07005	6185,77487	1714,23866	6418,91151	96,37

Tabla 9-2 Modelo Reporte hoja "NODOS" 2/5

M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)	Distancia total km	Tipo de cable	Id línea	Fp vec (%)	FpA (%)	FpB (%)	PfC (%)
167,8211	- 101,01413	0,04086	0,07657	36,52851	0,00222			96,37	96,37	96,37	96,37
167,82114	- 101,01416	0,81652	0,58133	56,01039	0,04821	Unipolar	3P_25KV.CU.3/0	96,37	96,37	96,37	96,37
167,83096	- 101,02627	0,00968	0,01815	36,53065	0,04874			96,37	96,37	96,37	96,37
167,83097	- 101,02628	1,63702	2,85083	47,07031	0,11879			96,37	96,37	96,37	96,37

Tabla 9-3 Modelo Reporte hoja "NODOS"3/5

Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ
Estado	VA (kVLN)	VB (kVLN)	VC (kVLN)	IA (A)	IB (A)	IC (A)	IA (A)	IB (A)	IC (A)	IN (A)	Cond A
	12,75078	12,75078	12,75078	167,77879	167,65338	168,03114	460	460	460	460	ACSR.266.8
	12,75066	12,75066	12,75066	167,77882	167,65341	168,03117	300	300	300	0	
	12,74879	12,7488	12,74878	167,78865	167,66323	168,041	460	460	460	242	ACSR.266.8
	12,74877	12,74877	12,74875	167,78866	167,66324	168,04101	357	357	357	242	ACSR.4/0

Tabla 9-4 Modelo Reporte hoja "NODOS"4/5

AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV
Cond B	Cond C	Espaciamiento	Línea XA Ohmios	Línea XB Ohmios	Línea XC Ohmios	X0 Línea Ohmios	X1 Línea Ohmios	X línea AB Ohmios	X línea BC Ohmios	X línea CA Ohmios	Línea RA Ohmios
ACSR.266.8	ACSR.266.8	3CP	0,00143	0,00141	0,00139	0,00241	0,00091	0,0005	0,0005	0,0005	0,00064
			0,01528	0,01528	0,01528	0,03208	0,00688	0,0084	0,0084	0,0084	0,02559
ACSR.266.8	ACSR.266.8	3CP	0,00037	0,00037	0,00036	0,00067	0,00021	0,00015	0,00015	0,00015	0,00018
ACSR.4/0	ACSR.4/0	3CP	0,05433	0,05389	0,05347	0,09421	0,03374	0,02016	0,02016	0,02016	0,02749

Tabla 9-5 Modelo Reporte hoja "NODOS" 5/5

AW	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD	BE
Línea RB Ohmios	Línea RC Ohmios	R0 Línea Ohmios	R1 Línea Ohmios	R línea AB Ohmios	R línea BC Ohmios	R línea CA Ohmios	Tensión nominal (kV)	Pérdidas totales (kVA)
0,00065	0,00065	0,00098	0,00048	0,00016	0,00016	0,00016		0,08679
0,02559	0,02559	0,05743	0,00966	0,01592	0,01592	0,01592	25	1,00232
0,00018	0,00018	0,0003	0,00011	0,00006	0,00006	0,00006		0,02057
0,02769	0,02788	0,04433	0,01937	0,00832	0,00832	0,00832		3,28741

La hoja "TRAFO" de manera similar a la de "NODOS" será desglosada de manera ordenada en 4 tablas debido a que cuenta con 28 columnas que van desde la columna "A" hasta "AB"

Tabla 9-6 Modelo Reporte hoja "TRAFO" 1/4

A	B	C	D	E	F	G
Nombre red	Nro. equipo	Nudo origen	Nudo destino	Id equipo	Código	Tipo de equipo
ALIM-0500040V01	21909	MTS_S_8528	MTS_L_8528	30192.5V	Transformador	
ALIM-0500040V01	20072	MTA_S_19806	MTA_L_19806	3C50V	Transformador	
ALIM-0500040V01	2467	MTA_S_36104	MTA_L_36104	3C75V	Transformador	
ALIM-0500040V01	9991	MTA_L_31063	MTS_L_3407	30400V	Transformador	

Tabla 9-7 Modelo Reporte hoja "TRAFO" 2/4

H	I	J	K	L	M	N
Cap Nom (kVA)	Tens prim (kVLL)	Tens sec (kVLL)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
192,5	22	0,22	58,6084	16,63131	60,92245	96,2
50	22	0,22	15,29464	4,26989	15,87948	96,32
75	22	0,22	22,913	6,40517	23,79142	96,31
400	22	0,22	121,5005	34,54446	126,31584	96,19

Tabla 9-8 Modelo Reporte hoja "TRAFO" 3/4

O	P	Q	R	S	T	U
IEquil (A)	Desfase I (°)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Reducción de tensión (%)	Sobretensión (%)	Vset
1,59348	-101,39983	0,81613	1,0498	0	0	0
0,41563	-101,19542	0,25109	0,21379	0	0	0
0,62306	-101,24591	0,34768	0,32104	0	0	0
3,30834	-101,50387	1,47994	2,18491	0	0	0

Tabla 9-9 Modelo Reporte hoja "TRAFO"4/4

V	W	X	Y	Z	AA	AB
Id. tramo reg.	Carga (%)	Abon. totales ag. abajo (cust)	Texto	Número de fases	kWH total conc. ag. abaj (kWh)	Fase
	31,09402	1	192.5kVA 30152 PARTICULAR DISTRIBUCIÓN	3	5080	ABC
	31,16154	1	50kVA 25965 PARTICULAR DISTRIBUCIÓN	3	698	ABC
	31,16153	1	75kVA 2757 EERCS DISTRIBUCIÓN	3	1990	ABC
	31,07676	1	400kVA 2816 PARTICULAR DISTRIBUCIÓN	3	33908	ABC

9.3 Anexo 3

9.3.1 Plantilla de reporte para la estimación de la curva de perfil de carga diario

Esta plantilla contiene la información correspondiente a los datos de perfil de carga diario, que se lo utiliza para la estimación de curva de perfil de carga diario, se encuentra en un archivo tipo “EXCEL”, y contiene 13 hojas de trabajo como se puede apreciar en la Figura. 9.9

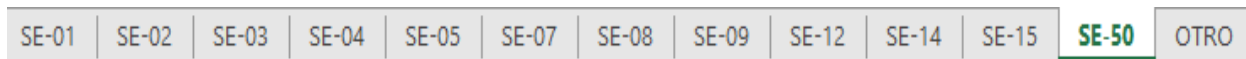


Figura. 9.9 Hojas de Trabajo de plantilla con información de perfil de carga diario

Dentro de cada hoja se encuentra la información correspondiente a los alimentadores según la nomenclatura que maneja la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., en la Figura. 9.10 se observa cómo se encuentra la plantilla correspondiente los alimentadores 0101, 0102, 0103 y 0104, de la misma manera se encuentran la información correspondiente para los demás alimentadores como los mas utilizados en este trabajo que son el 0421, el 0527 y el 5012.

	A	B	C	D		E		F		G		H		I		J		K		L	
				101		102		103		104										Dias	
1	Dia	Fecha	Voltaje	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	Dias	
3																					
4	3/4/2017	0:00	6526	608	0	539	-110	333	-217	919	264	Lunes									
5	3/4/2017	0:15	6532	583	-26	542	-109	339	-218	867	271	Lunes									
6	3/4/2017	0:30	6536	571	-25	529	-96	332	-223	833	273	Lunes									
7	3/4/2017	0:45	6515	557	-31	524	-117	324	-220	803	250	Lunes									
8	3/4/2017	1:00	6515	554	-26	529	-112	321	-220	793	265	Lunes									
9	3/4/2017	1:15	6518	528	-25	502	-100	311	-217	782	263	Lunes									
10	3/4/2017	1:30	6519	526	-26	507	-120	303	-223	748	245	Lunes									
11	3/4/2017	1:45	6525	522	-24	504	-116	307	-218	732	252	Lunes									
12	3/4/2017	2:00	6526	522	-22	500	-119	303	-221	724	256	Lunes									
13	3/4/2017	2:15	6507	514	-23	490	-110	309	-215	730	261	Lunes									
14	3/4/2017	2:30	6508	504	-27	500	-108	311	-215	704	246	Lunes									
15	3/4/2017	2:45	6519	499	-27	504	-116	291	-223	708	245	Lunes									
16	3/4/2017	3:00	6513	501	-30	490	-120	301	-216	705	246	Lunes									
17	3/4/2017	3:15	6518	507	-22	484	-117	296	-223	705	250	Lunes									
18	3/4/2017	3:30	6516	506	-25	485	-100	288	-224	693	257	Lunes									
19	3/4/2017	3:45	6523	496	-28	495	-115	302	-222	694	242	Lunes									
20	3/4/2017	4:00	6522	488	-28	493	-102	290	-222	694	228	Lunes									
21	3/4/2017	4:15	6518	492	-25	492	-120	298	-212	695	234	Lunes									
22	3/4/2017	4:30	6518	495	-29	498	-103	301	-218	698	230	Lunes									
23	3/4/2017	4:45	6515	506	-28	496	-113	306	-226	699	239	Lunes									
24	3/4/2017	5:00	6515	524	-28	501	-122	307	-231	723	240	Lunes									

Figura. 9.10 Formato de Plantilla con datos de perfil de carga diario

Como se puede apreciar en la Figura. 9.10, en la primera fila se deben encontrar identificados según la numeración del alimentador, que en este caso corresponde a los alimentadores 101, 102, 103 y 104, de esta forma cuando el programa puede identificar el alimentador con el cual se pretende trabajar, la segunda fila cuenta con la información correspondiente al tipo de datos que va a contener cada columna, y a partir de la cuarta fila debe comenzar la información de perfil de carga, en la tabla x se presentara la información correspondiente a un día.

Tabla 9-10 Plantilla de Perfil de Carga diaria correspondiente a 24 horas (1 día)

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
			101		102		103		104		
Dia	Fecha	Voltaje	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	P(KW)	Q(KW)	Dias
3/4/20 17	0:00	6526	608	0	539	-110	333	-217	919	264	Lunes
3/4/20 17	0:15	6532	583	-26	542	-109	339	-218	867	271	Lunes
3/4/20 17	0:30	6536	571	-25	529	-96	332	-223	833	273	Lunes
3/4/20 17	0:45	6515	557	-31	524	-117	324	-220	803	250	Lunes
3/4/20 17	1:00	6515	554	-26	529	-112	321	-220	793	265	Lunes
3/4/20 17	1:15	6518	528	-25	502	-100	311	-217	782	263	Lunes
3/4/20 17	1:30	6519	526	-26	507	-120	303	-223	748	245	Lunes
3/4/20 17	1:45	6525	522	-24	504	-116	307	-218	732	252	Lunes
3/4/20 17	2:00	6526	522	-22	500	-119	303	-221	724	256	Lunes
3/4/20 17	2:15	6507	514	-23	490	-110	309	-215	730	261	Lunes
3/4/20 17	2:30	6508	504	-27	500	-108	311	-215	704	246	Lunes
3/4/20 17	2:45	6519	499	-27	504	-116	291	-223	708	245	Lunes
3/4/20 17	3:00	6513	501	-30	490	-120	301	-216	705	246	Lunes
3/4/20 17	3:15	6518	507	-22	484	-117	296	-223	705	250	Lunes
3/4/20 17	3:30	6516	506	-25	485	-100	288	-224	693	257	Lunes
3/4/20 17	3:45	6523	496	-28	495	-115	302	-222	694	242	Lunes
3/4/20 17	4:00	6522	488	-28	493	-102	290	-222	694	228	Lunes
3/4/20 17	4:15	6518	492	-25	492	-120	298	-212	695	234	Lunes
3/4/20 17	4:30	6518	495	-29	498	-103	301	-218	698	230	Lunes
3/4/20 17	4:45	6515	506	-28	496	-113	306	-226	699	239	Lunes
3/4/20 17	5:00	6515	524	-28	501	-122	307	-231	723	240	Lunes
3/4/20 17	5:15	6510	511	-34	518	-111	315	-229	758	234	Lunes
3/4/20 17	5:30	6507	558	-24	558	-113	319	-227	811	237	Lunes
3/4/20	5:45	6506	556	-27	548	-115	335	-230	838	229	Lunes

17											
3/4/20 17	6:00	6486	618	-28	543	-132	357	-230	962	233	Lunes
3/4/20 17	6:15	6481	653	-37	572	-116	400	-228	1047	233	Lunes
3/4/20 17	6:30	6492	647	-26	591	-126	428	-224	1073	248	Lunes
3/4/20 17	6:45	6488	605	-33	590	-122	378	-223	1010	251	Lunes
3/4/20 17	7:00	6474	667	-29	654	-70	408	-219	1069	230	Lunes
3/4/20 17	7:15	6448	716	-30	674	-96	438	-214	1172	254	Lunes
3/4/20 17	7:30	6433	773	-29	725	-99	458	-216	1147	232	Lunes
3/4/20 17	7:45	6420	767	-53	796	-54	469	-220	1147	243	Lunes
3/4/20 17	8:00	6411	910	-37	848	-102	540	-197	1162	241	Lunes
3/4/20 17	8:15	6375	955	-34	954	-73	557	-200	1240	301	Lunes
3/4/20 17	8:30	6404	1030	0	1052	-73	594	-190	1272	320	Lunes
3/4/20 17	8:45	6443	1133	0	1168	0	671	-176	1350	369	Lunes
3/4/20 17	9:00	6421	1133	25	1257	-28	670	-176	1276	369	Lunes
3/4/20 17	9:15	6403	1205	53	1387	0	687	-181	1325	374	Lunes
3/4/20 17	9:30	6398	1256	55	1455	0	775	-157	1406	401	Lunes
3/4/20 17	9:45	6409	1300	82	1504	0	835	-135	1318	379	Lunes
3/4/20 17	10:00	6390	1354	91	1578	0	863	-137	1400	399	Lunes
3/4/20 17	10:15	6376	1375	93	1590	0	859	-134	1454	453	Lunes
3/4/20 17	10:30	6368	1365	83	1666	0	905	-125	1414	410	Lunes
3/4/20 17	10:45	6364	1391	99	1639	28	950	-114	1416	412	Lunes
3/4/20 17	11:00	6350	1364	101	1621	0	957	-117	1458	431	Lunes
3/4/20 17	11:15	6336	1410	81	1646	22	974	-118	1592	470	Lunes
3/4/20 17	11:30	6369	1401	109	1665	22	992	-97	1626	456	Lunes
3/4/20 17	11:45	6393	1474	142	1703	27	1012	-70	1616	505	Lunes
3/4/20 17	12:00	6409	1451	144	1650	25	993	-77	1543	472	Lunes
3/4/20 17	12:15	6428	1408	150	1650	26	1031	-82	1446	442	Lunes
3/4/20 17	12:30	6441	1372	136	1630	0	969	-96	1491	448	Lunes
3/4/20	12:45	6443	1355	97	1657	23	958	-92	1325	420	Lunes

17											
3/4/20 17	13:00	6453	1313	122	1624	25	923	-109	1377	461	Lunes
3/4/20 17	13:15	6449	1209	74	1487	0	855	-119	1429	454	Lunes
3/4/20 17	13:30	6454	1197	93	1466	0	793	-132	1306	424	Lunes
3/4/20 17	13:45	6454	1194	91	1478	0	811	-136	1423	442	Lunes
3/4/20 17	14:00	6437	1197	85	1444	0	789	-140	1352	457	Lunes
3/4/20 17	14:15	6431	1191	100	1488	25	823	-129	1394	436	Lunes
3/4/20 17	14:30	6429	1244	107	1498	32	808	-129	1345	441	Lunes
3/4/20 17	14:45	6411	1296	126	1532	24	841	-123	1432	474	Lunes
3/4/20 17	15:00	6409	1349	158	1534	0	861	-113	1366	435	Lunes
3/4/20 17	15:15	6396	1352	147	1596	0	901	-76	1421	472	Lunes
3/4/20 17	15:30	6415	1337	126	1620	22	908	-109	1381	429	Lunes
3/4/20 17	15:45	6406	1382	155	1649	0	935	-101	1439	457	Lunes
3/4/20 17	16:00	6410	1413	153	1643	22	954	-65	1346	464	Lunes
3/4/20 17	16:15	6420	1374	139	1624	0	979	-91	1369	449	Lunes
3/4/20 17	16:30	6428	1453	182	1646	24	956	-97	1404	460	Lunes
3/4/20 17	16:45	6398	1379	141	1639	0	953	-73	1341	434	Lunes
3/4/20 17	17:00	6409	1374	124	1630	29	952	-98	1354	431	Lunes
3/4/20 17	17:15	6378	1316	109	1583	28	935	-109	1288	392	Lunes
3/4/20 17	17:30	6390	1319	116	1578	0	953	-100	1321	402	Lunes
3/4/20 17	17:45	6374	1323	83	1571	0	987	-95	1347	404	Lunes
3/4/20 17	18:00	6382	1378	83	1565	25	1008	-100	1338	401	Lunes
3/4/20 17	18:15	6374	1344	24	1551	24	1040	-100	1378	341	Lunes
3/4/20 17	18:30	6377	1446	38	1530	-23	1090	-110	1521	344	Lunes
3/4/20 17	18:45	6367	1472	29	1507	-29	1113	-125	1595	286	Lunes
3/4/20 17	19:00	6381	1393	30	1385	-23	1064	-122	1688	303	Lunes
3/4/20 17	19:15	6401	1327	24	1206	-32	1001	-142	1705	297	Lunes
3/4/20 17	19:30	6402	1272	0	1076	-32	922	-150	1659	294	Lunes
3/4/20	19:45	6415	1199	0	971	-39	877	-161	1733	294	Lunes



17												
3/4/20 17	20:00	6427	1166	0	924	-40	821	-157	1677	278	Lunes	
3/4/20 17	20:15	6435	1144	0	909	-43	758	-163	1698	302	Lunes	
3/4/20 17	20:30	6442	1128	0	869	-41	714	-175	1742	320	Lunes	
3/4/20 17	20:45	6473	1100	0	854	-67	702	-180	1686	305	Lunes	
3/4/20 17	21:00	6479	1070	0	820	-66	691	-185	1705	309	Lunes	
3/4/20 17	21:15	6479	1063	0	820	-37	647	-179	1734	323	Lunes	
3/4/20 17	21:30	6503	1062	0	781	-45	627	-197	1679	299	Lunes	
3/4/20 17	21:45	6518	978	0	770	-29	577	-197	1610	304	Lunes	
3/4/20 17	22:00	6521	926	0	748	-31	563	-202	1541	315	Lunes	
3/4/20 17	22:15	6515	872	0	691	-60	541	-206	1350	265	Lunes	
3/4/20 17	22:30	6488	835	0	691	-67	487	-208	1330	259	Lunes	
3/4/20 17	22:45	6467	821	0	657	-76	463	-214	1262	250	Lunes	
3/4/20 17	23:00	6477	788	0	655	-76	435	-202	1150	246	Lunes	
3/4/20 17	23:15	6499	720	-22	645	-41	429	-207	1083	237	Lunes	
3/4/20 17	23:30	6489	682	-24	582	-103	394	-212	1033	241	Lunes	
3/4/20 17	23:45	6506	666	0	586	-87	380	-214	974	253	Lunes	
3/4/20 17	ENER G_DIA		23945	802	25204	-1102	15708	-4002	29530	7959	Lunes	

Esta plantilla en la columna “A” contiene la fecha en el formato dd/mm/aaaa, dado que la información es de todo el mes, en la columna “B” se tiene los intervalos de tiempo en los que se registra la información, estos intervalos son de 15 minutos y comienza a partir de la hora 00:00 hasta las 23:45, La columna 6 contiene los valores de nivel de voltaje en los alimentadores, las columnas “D” y “E” contiene la información correspondiente a P y Q del alimentador 101 y así sucesivamente las columnas “F, G, H, I, J y K” para los alimentadores 102, 103 y 104, y finalmente en la columna “L” se ubica la información del día de la semana al que corresponde.

Esta información viene dada desde el día 1 del mes hasta el día 28, 30 o 31 dependiendo del mes del año, por esto es necesario identificar los días entre semana y separarlos de los días sábado y domingo correspondientes al fin de semana para una correcta estimación de la curva de perfil de carga.

9.4 Anexo 4

9.4.1 Unidades de Propiedad (UP) de Equipos de Compensación

				Ministerio de Electricidad y Energía Renovable		José Tamayo E10-25 y Lizardo García Telf.: + (593 2) 3976000 www.energia.gob.ec	
REVISIÓN:	02	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)					
FECHA:	10/03/2016						
HOJA	1 de 2	SECCIÓN 5: CÓDIGO DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD PARA LOS SISTEMAS					
GRUPO	VOLTAJE						
EC	22 kV	EQUIPOS DE COMPENSACIÓN					
ITEM	CÓDIGO	VOLTAJE	ID. UP-UC	ID. UP-UCa			
1	ECV0001	ECV-1C50	C1C50V	Capacitor fijo 22kV 1F 50kVAR			
2	ECV0002	ECV-1C100	C1C100V	Capacitor fijo 22kV 1F 100kVAR			
3	ECV0003	ECV-1C200	C1C200V	Capacitor fijo 22kV 1F 200kVAR			
4	ECV0004	ECV-1C300	C1C300V	Capacitor fijo 22kV 1F 300kVAR			
5	ECV0005	ECV-3C50	C3C50V	Capacitor fijo 22kV 3F 50kVAR			
6	ECV0006	ECV-3C100	C3C100V	Capacitor fijo 22kV 3F 100kVAR			
7	ECV0007	ECV-3C200	C3C200V	Capacitor fijo 22kV 3F 200kVAR			
8	ECV0008	ECV-3C300	C3C300V	Capacitor fijo 22kV 3F 300kVAR			
9	ECV0009	ECV-1A200	C1A200V	Capacitor automático 22kV 1F 200kVAR			
10	ECV0010	ECV-1A300	C1A300V	Capacitor automático 22kV 1F 300kVAR			
11	ECV0011	ECV-3A200	C3A200V	Capacitor automático 22kV 3F 200kVAR			
12	ECV0012	ECV-3A300	C3A300V	Capacitor automático 22kV 3F 300kVAR			
13	ECV0013	ECV-1RM50	C1RM50V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 50 kVA ctrl manual			
14	ECV0014	ECV-1RM100	C1RM100V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 100 kVA ctrl manual			
15	ECV0015	ECV-1RM200	C1RM200V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 200 kVA ctrl manual			
16	ECV0016	ECV-1RM300	C1RM300V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 300 kVA ctrl manual			
17	ECV0017	ECV-1RE50	C1RE50V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 50 kVA ctrl electrónico			
18	ECV0018	ECV-1RE100	C1RE100V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 100 kVA ctrl electrónico			
19	ECV0019	ECV-1RE200	C1RE200V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 200 kVA ctrl electrónico			
20	ECV0020	ECV-1RE300	C1RE300V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 300 kVA ctrl electrónico			
21	ECV0021	ECV-3RM50	C3RM50V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 50 kVA ctrl manual			
22	ECV0022	ECV-3RM100	C3RM100V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 100 kVA ctrl manual			
23	ECV0023	ECV-3RM200	C3RM200V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 200 kVA ctrl manual			
24	ECV0024	ECV-3RM300	C3RM300V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 300 kVA ctrl manual			
25	ECV0025	ECV-3RE50	C3RE50V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 50 kVA ctrl electrónico			
26	ECV0026	ECV-3RE100	C3RE100V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 100 kVA ctrl electrónico			
27	ECV0027	ECV-3RE200	C3RE200V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 200 kVA ctrl electrónico			
28	ECV0028	ECV-3RE300	C3RE300V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 300 kVA ctrl electrónico			
29	ECV0029	ECV-1EM50	C1EM50V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 1F 50 kVA ctrl manual			
30	ECV0030	ECV-1EM100	C1EM100V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 1F 100 kVA ctrl manual			
31	ECV0031	ECV-1EM200	C1EM200V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 1F 200 kVA ctrl manual			
32	ECV0032	ECV-1EM300	C1EM300V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 1F 300 kVA ctrl manual			
33	ECV0033	ECV-1EE50	C1EE50V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 1F 50 kVA ctrl electrónico			
34	ECV0034	ECV-1EE100	C1EE100V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 1F 100 kVA ctrl electrónico			

35	ECV0035	ECV-1EE200	C1EE200V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 1F 200 kVA ctrl electrónico
36	ECV0036	ECV-1EE300	C1EE300V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 1F 300 kVA ctrl electrónico
37	ECV0037	ECV-3EE50	C3EE50V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 3F 50 kVA ctrl electrónico
38	ECV0038	ECV-3EE100	C3EE100V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 3F 100 kVA ctrl electrónico
39	ECV0039	ECV-3EE200	C3EE200V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 3F 200 kVA ctrl electrónico
40	ECV0040	ECV-3EE300	C3EE300V	Regulador de voltaje bobina múltiple 22kV 3F 300 kVA ctrl electrónico

REVISIÓN:	02	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)		
FECHA:	10/03/2016	SECCIÓN 5:		
HOJA	2 de 2	CÓDIGO DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD PARA LOS SISTEMAS		
GRUPO	VOLTAJE	EQUIPOS DE COMPENSACIÓN		
EC	22 kV			
ITEM	CÓDIGO	VOLTAJE	ID. UP-UC	ID. UP-UCa
41	ECV0041	ECV-3C150	C3C150V	Capacitor fijo 22kV 3F 150kVAR
42	ECV0042	ECV-1RM127	C1RM127V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 127 kVA ctrl manual
43	ECV0043	ECV-1RM144	C1RM144V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 144 kVA ctrl manual
44	ECV0044	ECV-1RM167	C1RM167V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 167 kVA ctrl manual
45	ECV0045	ECV-1RM288	C1RM288V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 1F 288 kVA ctrl manual
46	ECV0046	ECV-3RM381	C3RM381V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 381 kVA ctrl manual
47	ECV0047	ECV-3RM432	C3RM432V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 432 kVA ctrl manual
48	ECV0048	ECV-3RM501	C3RM501V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 501 kVA ctrl manual
49	ECV0049	ECV-3RM864	C3RM864V	Regulador de voltaje bobina fija 22kV 3F 864 kVA ctrl manual
50	ECV0050	ECV-3A400	C3A400V	Capacitor automático 22kV 3F 400kVAR
51	ECV0051	ECV-3C250	C3C250V	Capacitor fijo 22kV 3F 250kVAR
52	ECV0052	ECV-3C400	C3C400V	Capacitor fijo 22kV 3F 400kVAR
53	ECV0053	ECV-3C450	C3C450V	Capacitor fijo 22kV 3F 450kVAR
54	ECV0054	ECV-3C600	C3C600V	Capacitor fijo 22kV 3F 600kVAR
55	ECV0055	ECV-3C900	C3C900V	Capacitor fijo 22kV 3F 900kVAR
56	ECV0056	ECV-3C1200	C3C1200V	Capacitor fijo 22kV 3F 1200kVAR
57	ECV0057	ECV-3C1800	C3C1800V	Capacitor fijo 22kV 3F 1800kVAR
58	ECV0058	ECV-1C150	C1C150V	Capacitor fijo 22kV 1F 150kVAR
59	ECV0059	ECV-1C400	C1C400V	Capacitor fijo 22kV 1F 400kVAR
60	ECV0060	ECV-1C600	C1C600V	Capacitor fijo 22kV 1F 600kVAR
61	ECV0061	ECV-3A150	C3A150V	Capacitor automático 22kV 3F 150kVAR
62	ECV0062	ECV-3A250	C3A250V	Capacitor automático 22kV 3F 250kVAR
63	ECV0063	ECV-3A450	C3A450V	Capacitor automático 22kV 3F 450kVAR
64	ECV0064	ECV-3A600	C3A600V	Capacitor automático 22kV 3F 600kVAR
65	ECV0065	ECV-3A900	C3A900V	Capacitor automático 22kV 3F 900kVAR
66	ECV0066	ECV-3A1200	C3A1200V	Capacitor automático 22kV 3F 1200kVAR
67	ECV0067	ECV-3A1800	C3A1800V	Capacitor automático 22kV 3F 1800kVAR
68	ECV0068	ECV-1A50	C1A50V	Capacitor automático 22kV 1F 50kVAR
69	ECV0069	ECV-1A100	C1A100V	Capacitor automático 22kV 1F 100kVAR
70	ECV0070	ECV-1A150	C1A150V	Capacitor automático 22kV 1F 150kVAR
71	ECV0071	ECV-1A400	C1A400V	Capacitor automático 22kV 1F 400kVAR
72	ECV0072	ECV-1A600	C1A600V	Capacitor automático 22kV 1F 600kVAR



**Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable**

José Tamayo E10-25 y Lizardo García
Telf.: + (593 2) 3976000
www.energia.gob.ec

REVISIÓN:	02	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE		
FECHA:	10/03/2016	PROPIEDAD (UP)		
HOJA	1 de 2	SECCIÓN 5:		
GRUPO EC	VOLTAJE 13 kV	CÓDIGO DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD PARA LOS SISTEMAS		
EQUIPOS DE COMPENSACIÓN				
ITEM	CÓDIGO	VOLTAJE	ID. UP- UC	ID. UP-UCa
1	ECT0001	ECT-1C50	C1C50T	Capacitor fijo 13kV 1F 50kVAR
2	ECT0002	ECT-1C100	C1C100T	Capacitor fijo 13kV 1F 100kVAR
3	ECT0003	ECT-1C200	C1C200T	Capacitor fijo 13kV 1F 200kVAR
4	ECT0004	ECT-1C300	C1C300T	Capacitor fijo 13kV 1F 300kVAR
5	ECT0005	ECT-3C50	C3C50T	Capacitor fijo 13kV 3F 50kVAR
6	ECT0006	ECT-3C100	C3C100T	Capacitor fijo 13kV 3F 100kVAR
7	ECT0007	ECT-3C200	C3C200T	Capacitor fijo 13kV 3F 200kVAR
8	ECT0008	ECT-3C300	C3C300T	Capacitor fijo 13kV 3F 300kVAR
9	ECT0009	ECT-1A200	C1A200T	Capacitor automático 13kV 1F 200kVAR
10	ECT0010	ECT-1A300	C1A300T	Capacitor automático 13kV 1F 300kVAR
11	ECT0011	ECT-3A200	C3A200T	Capacitor automático 13kV 3F 200kVAR
12	ECT0012	ECT-3A300	C3A300T	Capacitor automático 13kV 3F 300kVAR
13	ECT0013	ECT-1RM50	C1RM50T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 50 kVA ctrl manual
14	ECT0014	ECT-1RM100	C1RM100T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 100 kVA ctrl manual
15	ECT0015	ECT-1RM200	C1RM200T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 200 kVA ctrl manual
16	ECT0016	ECT-1RM300	C1RM300T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 300 kVA ctrl manual
17	ECT0017	ECT-1RE50	C1RE50T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 50 kVA ctrl electrónico
18	ECT0018	ECT-1RE100	C1RE100T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 100 kVA ctrl electrónico
19	ECT0019	ECT-1RE200	C1RE200T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 200 kVA ctrl electrónico
20	ECT0020	ECT-1RE300	C1RE300T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 300 kVA ctrl electrónico
21	ECT0021	ECT-3RM50	C3RM50T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 50 kVA ctrl manual
22	ECT0022	ECT-3RM100	C3RM100T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 100 kVA ctrl manual
23	ECT0023	ECT-3RM200	C3RM200T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 200 kVA ctrl manual
24	ECT0024	ECT-3RM300	C3RM300T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 300 kVA ctrl manual
25	ECT0025	ECT-3RE50	C3RE50T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 50 kVA ctrl electrónico
26	ECT0026	ECT-3RE100	C3RE100T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 100 kVA ctrl electrónico
27	ECT0027	ECT-3RE200	C3RE200T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 200 kVA ctrl electrónico
28	ECT0028	ECT-3RE300	C3RE300T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 300 kVA ctrl electrónico
29	ECT0029	ECT-1EM50	C1EM50T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 50 kVA ctrl manual
30	ECT0030	ECT-1EM100	C1EM100T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 100 kVA ctrl manual
31	ECT0031	ECT-1EM200	C1EM200T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 200 kVA ctrl manual
32	ECT0032	ECT-1EM300	C1EM300T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 300 kVA ctrl manual
33	ECT0033	ECT-1EE50	C1EE50T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 50 kVA ctrl electrónico
34	ECT0034	ECT-1EE100	C1EE100T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 100 kVA ctrl electrónico
35	ECT0035	ECT-1EE200	C1EE200T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 200 kVA ctrl electrónico
36	ECT0036	ECT-1EE300	C1EE300T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 300 kVA ctrl electrónico
37	ECT0037	ECT-3EE50	C3EE50T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 3F 50 kVA ctrl electrónico
38	ECT0038	ECT-3EE100	C3EE100T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 3F 100 kVA ctrl electrónico
39	ECT0039	ECT-3EE200	C3EE200T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 3F 200 kVA ctrl electrónico
40	ECT0040	ECT-3EE300	C3EE300T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 3F 300 kVA ctrl electrónico



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

José Tamayo E10-25 y Lizardo García
Telf.: + (593 2) 3976000
www.energia.gob.ec

REVISIÓN:	02	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)		
FECHA:	10/03/2016	SECCIÓN 5:		
HOJA	1 de 2	CÓDIGO DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD PARA LOS SISTEMAS		
GRUPO EC	VOLTAJE 13 kV	EQUIPOS DE COMPENSACIÓN		
ITEM	CÓDIGO	VOLTAJE	ID. UP-UC	ID. UP-UCa
1	ECT0001	ECT-1C50	C1C50T	Capacitor fijo 13kV 1F 50kVAR
2	ECT0002	ECT-1C100	C1C100T	Capacitor fijo 13kV 1F 100kVAR
3	ECT0003	ECT-1C200	C1C200T	Capacitor fijo 13kV 1F 200kVAR
4	ECT0004	ECT-1C300	C1C300T	Capacitor fijo 13kV 1F 300kVAR
5	ECT0005	ECT-3C50	C3C50T	Capacitor fijo 13kV 3F 50kVAR
6	ECT0006	ECT-3C100	C3C100T	Capacitor fijo 13kV 3F 100kVAR
7	ECT0007	ECT-3C200	C3C200T	Capacitor fijo 13kV 3F 200kVAR
8	ECT0008	ECT-3C300	C3C300T	Capacitor fijo 13kV 3F 300kVAR
9	ECT0009	ECT-1A200	C1A200T	Capacitor automático 13kV 1F 200kVAR
10	ECT0010	ECT-1A300	C1A300T	Capacitor automático 13kV 1F 300kVAR
11	ECT0011	ECT-3A200	C3A200T	Capacitor automático 13kV 3F 200kVAR
12	ECT0012	ECT-3A300	C3A300T	Capacitor automático 13kV 3F 300kVAR
13	ECT0013	ECT-1RM50	C1RM50T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 50 kVA ctrl manual
14	ECT0014	ECT-1RM100	C1RM100T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 100 kVA ctrl manual
15	ECT0015	ECT-1RM200	C1RM200T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 200 kVA ctrl manual
16	ECT0016	ECT-1RM300	C1RM300T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 300 kVA ctrl manual
17	ECT0017	ECT-1RE50	C1RE50T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 50 kVA ctrl electrónico
18	ECT0018	ECT-1RE100	C1RE100T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 100 kVA ctrl electrónico
19	ECT0019	ECT-1RE200	C1RE200T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 200 kVA ctrl electrónico
20	ECT0020	ECT-1RE300	C1RE300T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 300 kVA ctrl electrónico
21	ECT0021	ECT-3RM50	C3RM50T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 50 kVA ctrl manual
22	ECT0022	ECT-3RM100	C3RM100T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 100 kVA ctrl manual
23	ECT0023	ECT-3RM200	C3RM200T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 200 kVA ctrl manual
24	ECT0024	ECT-3RM300	C3RM300T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 300 kVA ctrl manual
25	ECT0025	ECT-3RE50	C3RE50T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 50 kVA ctrl electrónico
26	ECT0026	ECT-3RE100	C3RE100T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 100 kVA ctrl electrónico
27	ECT0027	ECT-3RE200	C3RE200T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 200 kVA ctrl electrónico
28	ECT0028	ECT-3RE300	C3RE300T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 300 kVA ctrl electrónico
29	ECT0029	ECT-1EM50	C1EM50T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 50 kVA ctrl manual
30	ECT0030	ECT-1EM100	C1EM100T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 100 kVA ctrl manual
31	ECT0031	ECT-1EM200	C1EM200T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 200 kVA ctrl manual
32	ECT0032	ECT-1EM300	C1EM300T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 300 kVA ctrl manual
33	ECT0033	ECT-1EE50	C1EE50T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 50 kVA ctrl electrónico
34	ECT0034	ECT-1EE100	C1EE100T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 100 kVA ctrl electrónico
35	ECT0035	ECT-1EE200	C1EE200T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 200 kVA ctrl electrónico
36	ECT0036	ECT-1EE300	C1EE300T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 1F 300 kVA ctrl electrónico
37	ECT0037	ECT-3EE50	C3EE50T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 3F 50 kVA ctrl electrónico
38	ECT0038	ECT-3EE100	C3EE100T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 3F 100 kVA ctrl electrónico
39	ECT0039	ECT-3EE200	C3EE200T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 3F 200 kVA ctrl electrónico
40	ECT0040	ECT-3EE300	C3EE300T	Regulador de voltaje bobina múltiple 13kV 3F 300 kVA ctrl electrónico

REVISIÓN:	02	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)		
FECHA:	10/03/2016			
HOJA	2 de 2	SECCIÓN 5:		
GRUPO EC	VOLTAJE 13 kV	CÓDIGO DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD PARA LOS SISTEMAS		
EQUIPOS DE COMPENSACIÓN				
ITEM	CÓDIGO	ID. UP-UC	ID. UP-UCa	DESCRIPCIÓN ABREVIADA
41	ECT0041	ECT-3C600	C3C600T	Capacitor fijo 13 kV 3F 600kVAR
42	ECT0042	ECT-3C400	C3C400T	Capacitor fijo 13 kV 3F 400kVAR
43	ECT0043	ECT-3C1200	C3C1200T	Capacitor fijo 13 kV 3F 1200kVAR
44	ECT0044	ECT-1C400	C1C400T	Capacitor fijo 13 kV 1F 400kVAR
45	ECT0045	ECT-1C600	C1C600T	Capacitor fijo 13 kV 1F 600kVAR
46	ECT0046	ECT-1RE76.2	C1RE76.2T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 76.2 kVA ctrl electrónico
47	ECT0047	ECT-1RM127	C1RM127T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 127 kVA ctrl manual
48	ECT0048	ECT-1RM144	C1RM144T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 144 kVA ctrl manual
49	ECT0049	ECT-1RM167	C1RM167T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 167 kVA ctrl manual
50	ECT0050	ECT-1RM288	C1RM288T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 1F 288 kVA ctrl manual
51	ECT0051	ECT-3RM381	C3RM381T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 381 kVA ctrl manual
52	ECT0052	ECT-3RM432	C3RM432T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 432 kVA ctrl manual
53	ECT0053	ECT-3RM501	C3RM501T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 501 kVA ctrl manual
54	ECT0054	ECT-3RM864	C3RM864T	Regulador de voltaje bobina fija 13kV 3F 864 kVA ctrl manual
55	ECT0055	ECT-3A400	C3A400T	Capacitor automático 13kV 3F 400kVAR
56	ECT0056	ECT-3C150	C3C150T	Capacitor fijo 13kV 3F 150kVAR
57	ECT0057	ECT-3C250	C3C250T	Capacitor fijo 13kV 3F 250kVAR
58	ECT0058	ECT-3C450	C3C450T	Capacitor fijo 13kV 3F 450kVAR
59	ECT0059	ECT-3C900	C3C900T	Capacitor fijo 13kV 3F 900kVAR
60	ECT0060	ECT-3C1800	C3C1800T	Capacitor fijo 13kV 3F 1800kVAR
61	ECT0061	ECT-1C150	C1C150T	Capacitor fijo 13kV 1F 150kVAR
62	ECT0062	ECT-3A150	C3A150T	Capacitor automático 13kV 3F 150kVAR
63	ECT0063	ECT-3A250	C3A250T	Capacitor automático 13kV 3F 250kVAR
64	ECT0064	ECT-3A450	C3A450T	Capacitor automático 13kV 3F 450kVAR
65	ECT0065	ECT-3A600	C3A600T	Capacitor automático 13kV 3F 600kVAR
66	ECT0066	ECT-3A900	C3A900T	Capacitor automático 13kV 3F 900kVAR
67	ECT0067	ECT-3A1200	C3A1200T	Capacitor automático 13kV 3F 1200kVAR
68	ECT0068	ECT-3A1800	C3A1800T	Capacitor automático 13kV 3F 1800kVAR
69	ECT0069	ECT-1A50	C1A50T	Capacitor automático 13kV 1F 50kVAR
70	ECT0070	ECT-1A100	C1A100T	Capacitor automático 13kV 1F 100kVAR
71	ECT0071	ECT-1A150	C1A150T	Capacitor automático 13kV 1F 150kVAR
72	ECT0072	ECT-1A400	C1A400T	Capacitor automático 13kV 1F 400kVAR
73	ECT0073	ECT-1A600	C1A600T	Capacitor automático 13kV 1F 600kVAR

9.5 Anexo 5

9.5.1 Formulación del Objetivo para aplicar los Métodos Heurísticos

El objetivo de la colocación de los condensadores en los sistemas de distribución es maximizar la reducción de pérdidas de potencia activa, reducción de costos del condensador y mejorar la estabilidad estática del sistema, sujeto a las restricciones del mismo, la función bi-objetivo se encuentra formulado en la ecuación 9-27.

$$\text{Maximizar} \left\{ \mu * \left(\sum_{i=1}^h C_e * (P_{Lb-i} - P_{La-i}) * T_i - \gamma * \left[C_{Ci} * N_B + C_C * \sum_{i=1}^{N_B} Q_C(i) \right] \right) + (1 - \mu) * \sum_{j=2}^N VSI(j) \right\} \quad (927)$$

Para las restricciones de balance de la potencia activa y reactiva, se utilizan restricciones de igualdad que incluyen dos ecuaciones de flujos de potencia recursivas no lineales que se las formula de la siguiente manera:

$$\left. \begin{aligned} P_{stack} &= \sum_{i=1}^{n_l} P_D(i) + \sum_{j=i}^n P_L(j) \\ Q_{stack} + \sum_{i=1}^{N_B} Q_C(i) &= \sum_{i=1}^{n_j} Q_D(i) + \sum_{j=1}^n Q_L(j) \end{aligned} \right\} \quad (928)$$

Las restricciones de límites de voltaje en cada nodo deben mantenerse dentro de los límites como se expresa a continuación:

$$V_{i,min} \leq |V_i| \leq V_{i,max} \quad (929)$$

El límite de compensación reactiva tiene una restricción en la que la potencia reactiva inyectada es cada nodo candidato debe estar dentro de los rangos permisibles.

$$Q_{Ci,min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci,max} ; i = 1, 2, \dots, n \quad (930)$$

La compensación total máxima, viene de la limitación práctica, la compensación máxima mediante el uso de bancos de condensadores está limitada por la potencia reactiva de la carga total de la demanda.

$$\sum_{i=1}^{N_B} Q_C(i) \leq \sum_{j=1}^{n_l} Q_D(i) \quad (931)$$

El factor de potencia del sistema debe mantenerse dentro de los límites inferior y superior deseados.

$$Fp_{min} \leq Fp \leq Fp_{max}$$

Se agrega un factor de penalización asociado con cada restricción violada a la función objetivo para forzar a la solución a mantenerse alejada del espacio no factible, además de respetar las restricciones de desigualdad. Por lo tanto, la solución óptima se establece cuando no se viola ninguna de las restricciones o incluso con una tolerancia aceptable mientras se maximiza la función objetivo, el diagrama de flujo de la Figura. 9.11. se muestra cómo funciona.

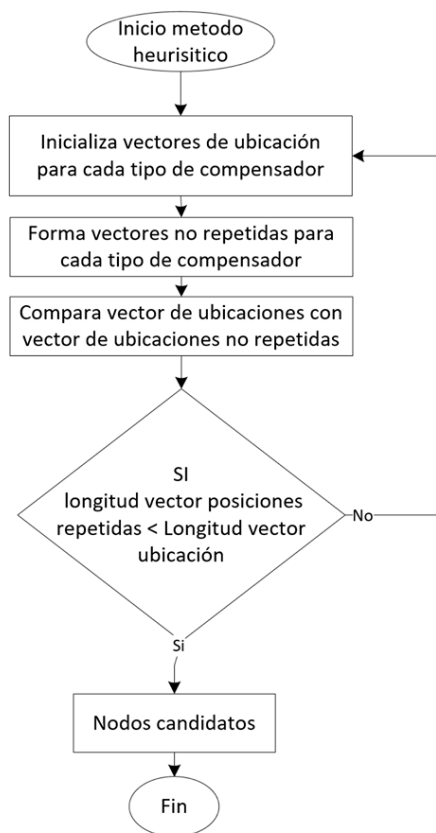


Figura. 9.11 Diagrama de Flujo