

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética



Trabajo de Diploma

*Título: Balanceo de los circuitos de distribución primaria 28, 132
y 169 de Santa Clara*

Autor: Rafael Daniel Pérez Santos

Tutor: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Cotutor: Ing. Reinier Herrera Casanova

Santa Clara

2017

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas
Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética



Trabajo de Diploma

*Título: Balanceo de los circuitos de distribución primaria 28, 132
y 169 de Santa Clara*

Autor: Rafael Daniel Pérez Santos

Email: rpsantos@uclv.cu

Tutor: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Profesor Titular, Centro de Estudios Electroenergéticos

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Email: iperez@uclv.edu.cu

Cotutor: Ing. Reinier Herrera Casanova

Email: rhcasanova@uclv.cu

Santa Clara

2017



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

Firma del Autor

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

Firma del Autor

Firma del Jefe de
Departamento donde se
defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

Todo debe hacerse lo más sencillo posible, pero no más simple.

Albert Einstein

DEDICATORIA

Este trabajo lo quiero dedicar a toda mi familia y a mis amigos, en especial a mi padre por todo el apoyo que me brindó durante los cinco años.

AGRADACEMIENTOS

A todos los que de una forma u otra apoyaron la realización de este trabajo.

A todos los que creyeron en mí, y a los que no también, porque gracias a ellos pude lograrlo solo.

A todos los profesores que contribuyeron a mi superación académica y hacer de este simple estudiante un profesional.

A Betty y a todos los vendedores que contribuyeron con la alimentación.

A todos los amigos del zoológico del U2, que en cinco años con ellos nunca pude aprender sus costumbres, pero fueron buenos amigos.

A mis amigos del cuarto por estar ahí cuando los necesitaba y a los demás por la ayuda logística que me brindaron.

A todos aquellos que se merezcan mis agradecimientos y no los tenga presente, que sepan que los recuerdos perduran.

A todos los que pasaron por este período de mi vida y no tuve la oportunidad de agradecerles, sepan que fueron muy importantes para mí.

En fin, a todos y a todos les deseo el doble de lo que me desean a mí.

TAREA TÉCNICA

1. Realización del celaje de los circuitos.
2. Recopilación de las mediciones de los Interruptores principales de cada circuito.
3. Actualización de las bases de datos de los circuitos.
4. Estimación de las cargas a partir de las mediciones disponibles.
5. Modelación de los circuitos en el Radial.
6. Determinación de las variantes óptimas de balanceo.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

Los circuitos de distribución primaria se encuentran entre las redes trifásicas más desbalanceadas, esto se debe fundamentalmente a la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red y al uso de ramales de una o dos fases y neutro. Cuando el circuito opera en condiciones de desbalance, se incrementan las pérdidas de energía en los alimentadores primarios y se produce la circulación de elevadas corrientes por el conductor neutro en condiciones normales de operación, lo que dificulta la detección de las fallas a tierra por los dispositivos de protección. El objetivo del presente trabajo, consiste en utilizar el programa para el balance de fases basado en el algoritmo genético NSGA-II, para reducir la circulación de corriente por el conductor neutro y minimizar las pérdidas de energía a lo largo del circuito de distribución primaria, realizando las reconexiones mínimas necesarias de los ramales de una o dos fases y neutro y de los transformadores de distribución monofásicos. Para esto se trabaja con tres circuitos de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	3
1.1 Definiciones de desbalance.....	3
1.1.1 Definición de la IEEE.....	3
1.1.2 Definición de la NEMA.....	4
1.1.3 Definición de la IEC	4
1.2 Causas del desbalance	5
1.3 Desbalance y sus efectos.....	5
1.3.1 Efectos del desbalance en las máquinas eléctricas	5
1.3.2 Efectos del desbalance en los convertidores y accionamientos de la electrónica de potencia 6	
1.3.3 Efectos del desbalance en líneas y transformadores.....	6
1.4 Valores permisibles de desbalance	7
1.5 Características de las redes de distribución primaria.....	7
1.5.1Características de los circuitos radiales.....	8
1.5.2 Características de los circuitos en lazo	9
1.5.3 Características de los circuitos en malla.....	10
1.6 Características de las redes de distribución primaria en Cuba	10
1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara.....	14
CAPÍTULO II. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	17
2.1 Introducción	17
2.2 Formulación del problema	19
2.2.1 Variables independientes	19
2.2.2 Funciones objetivos.....	23
2.3 Implementación del NSGA-II	25
2.3.1 Representación de las variables (cromosoma)	26
2.3.2 Cálculo de las funciones objetivos.....	26
2.4 Procedimiento de estimación de cargas	26

2.4.1 Ajuste de las cargas	28
2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas.....	32
2.4.3 Algoritmo de estimación	33
CAPÍTULO III. RESULTADOS TEÓRICOS DEL BALANCEO EN LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS.....	35
3.1 Introducción.....	35
3.2 Análisis del circuito 28.....	36
3.3 Análisis del circuito 132	42
3.4 Análisis del circuito 169.	48
CONCLUSIONES	52
RECOMENDACIONES	53
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	54
ANEXOS.....	60

INTRODUCCIÓN

El balanceo de los circuitos eléctricos es un tema de total actualidad, el mismo se relaciona con la necesidad del ahorro de energía y una mayor calidad y continuidad del servicio eléctrico que se brinda. En el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) los circuitos primarios ocupan el primer lugar en cuanto a nivel de desbalance se refiere. Para lograr un adecuado funcionamiento de estas redes, se deben tener en cuenta algunas cuestiones fundamentales, como son: el estado en que se encuentran los conductores y demás elementos asociados a ellos, el grado de cargabilidad de los transformadores y el nivel de desbalance que puede existir debido a la presencia de cargas desequilibradas a lo largo del circuito, y que puede provocar alteraciones en la operación de las mismas.

Para una adecuada explotación de los circuitos primarios se llevan a cabo labores de mejoras y mantenimiento, que asociado al incremento de la carga, provocan la modificación de los bancos de transformadores ya existentes o la adición de nuevos bancos, lo que se hace sin tener en cuenta el balance del circuito. Sin embargo, el uso de transformadores monofásicos, si bien tiene ciertas ventajas desde el punto de vista de la explotación de las redes en cuanto a inversiones y flexibilidad, al poder conformar bancos de diferentes características, contribuye de forma importante a acentuar el fenómeno del desbalance de carga entre las fases del circuito.

La existencia de desbalance entre las corrientes de fase provoca un incremento de las pérdidas de potencia y energía en toda la longitud del circuito primario, al mismo tiempo que empobrece la calidad de la energía servida al contribuir al desbalance de los voltajes en los distintos nodos del sistema. Además, el desbalance puede provocar que en condiciones normales de operación circule una elevada corriente por el conductor neutro, lo que conlleva a una operación incorrecta de los dispositivos de protección [1].

La operación más eficiente de un circuito trifásico de distribución primaria se logra cuando la carga se encuentra igualmente balanceada entre las tres fases, a lo largo de todo el circuito y durante las 24 horas del día, esto desde el punto de vista operativo se puede considerar como prácticamente imposible de lograr [2].

Con la ayuda de las mediciones tomadas por los interruptores principales de los circuitos 28, 132 y 169 del municipio Santa Clara, se pudo conocer la situación real en que se encuentra el desbalance en los mismos. Para dar solución a este problema se deben seleccionar de manera óptima las fases del circuito primario a que se deben conectar los

distintos bancos de transformadores de distribución, así, como los ramales bifásicos y monofásicos, de manera que se minimicen las pérdidas de energía y se logre un mejor balance de las fases en toda la longitud del circuito. Por lo que nos planteamos como problema de investigación: ¿Cómo lograr el balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria en Santa Clara?

De acuerdo al problema de investigación, se establece como objetivo general:

- Proponer variantes de balanceo de los circuitos 28, 132 y 169 de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara.

Para dar cumplimiento al mismo se trazan como objetivos específicos:

- Obtener los datos necesarios a partir del celaje de los circuitos y actualizar sus bases de datos.
- Elaborar un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.
- Aplicar el programa de balanceo a varios circuitos y seleccionar las variantes más adecuadas.

El informe de la investigación se estructura de la siguiente manera:

En la introducción se dejará definida la necesidad, importancia y actualidad del tema que se aborda y se dejarán explícitos los elementos del diseño teórico. En el primer capítulo se realiza un acercamiento al problema del desbalance y sus efectos negativos, las características de los circuitos de distribución primaria y se describe la situación real en que se encuentra el desbalance en los circuitos analizados. En el segundo capítulo se describen las principales características del programa de balanceo mediante NSGA-II y se aborda lo referente al programa de estimación de cargas y en el tercer capítulo se describe brevemente cada uno de los circuitos, se le aplica el balanceo a cada uno de ellos y posteriormente se muestran los resultados obtenidos. Finalmente, se presentan las conclusiones de la investigación desarrollada y las recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO I. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

En el presente trabajo solo se abordará lo relacionado con la distribución primaria, aunque los sistemas electroenergéticos se componen generalmente de cuatro subsistemas o partes fundamentales: generación, transmisión, subtransmisión y distribución, que a su vez se divide en distribución primaria y distribución secundaria; en particular, lo referente a sus características fundamentales y al fenómeno del desbalance que se presenta con mucha frecuencia en este tipo de redes, y provoca serios problemas que dificultan la operación adecuada de las mismas.

1.1 Definiciones de desbalance

El desbalance de una variable trifásica es una condición en la que las tres fases presentan diferencias en el módulo y/o desplazamientos angulares entre fases distintas de 120 grados eléctricos. La variable trifásica indicada de manera genérica puede ser indistintamente, la tensión fase-neutro, la tensión de línea o la corriente de un sistema trifásico. El método que computa correctamente el grado de desbalance de una variable trifásica es el que emplea las componentes de secuencia de esa variable, y por lo tanto requiere una medición trifásica, tanto del módulo como de la fase de la variable [3].

A continuación, se exponen algunas de las definiciones aportadas por estas instituciones para determinar el desbalance en los sistemas eléctricos, se debe precisar que en algunas de ellas para evitar el uso del álgebra compleja, se trabaja solo con los módulos de los voltajes, lo cual es una aproximación que permite obtener resultados aceptables en la práctica.

1.1.1 Definición de la IEEE

La definición de la IEEE (Institute of Eléctrica and Electronics Engineers) [4] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de fase (PVUR), es dada por:

$$\%LVUR = \frac{\text{desviación máxima del voltaje de fase promedio}}{\text{voltaje de línea promedio}} * 100 \quad (1.1)$$

La IEEE usa la misma definición que la NEMA, diferenciándose en que la IEEE usa voltajes de fase en lugar de voltajes de línea a línea. Los ángulos de fase son despreciados y se consideran solamente las magnitudes.

1.1.2 Definición de la NEMA

La definición de la NEMA (National Electric Manufacturing Association) [5] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de línea (LVUR), es dada por:

$$\%LVUR = \frac{\text{desviación máxima del voltaje en línea promedio}}{\text{voltaje de línea promedio}} * 100 \quad (1.2)$$

Donde la desviación máxima del voltaje de línea promedio se determina mediante la siguiente expresión:

$$\text{desv máx } V_{\text{línea prom}} = \text{Máx } [|V_{ab} - V_{\text{prom}}|, |V_{bc} - V_{\text{prom}}|, |V_{ca} - V_{\text{prom}}|] \quad (1.3)$$

El voltaje de línea promedio se determina como:

$$V_{\text{línea promedio}} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3} \quad (1.4)$$

Esta definición aportada por la NEMA solo trabaja con magnitudes, los ángulos de fase no se toman en cuenta.

1.1.3 Definición de la IEC

La IEC (International Electrotechnical Commission) de acuerdo a lo expresado en su norma 61000-4-30 [6], define el desbalance de tensión utilizando el método de las componentes simétricas, como la magnitud de la relación entre la componente de secuencia negativa con respecto a la componente de secuencia positiva expresado en por ciento.

$$VUF = \frac{V_2}{V_1} * 100 \quad (1.5)$$

Donde:

V₂- voltaje de secuencia negativa.

V₁- voltaje de secuencia positiva.

El voltaje V₂ se determina mediante la siguiente expresión:

$$V_2 = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (1.6)$$

β se calcula como:

$$\beta = \frac{V_{abfund}^4 + V_{bcfund}^4 + V_{cafund}^4}{(V_{abfund}^2 + V_{bcfund}^2 + V_{cafund}^2)^2} \quad (1.7)$$

Donde las tensiones; V_{ij fund} corresponden a la componente fundamental de la tensión entre la fase i y la fase j.

1.2 Causas del desbalance

El principal motivo para la existencia de redes trifásicas desbalanceadas lo constituye la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red, debido a que estas cargas varían su comportamiento dependiendo de la hora del día [7].

Existen otras causas que provocan desbalances en estas redes y deben ser consideradas, entre estas se encuentran: la transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta-abierta o estrella-abierta, impedancias asimétricas en las redes de alimentación, fallas monofásicas, desperfectos en empalmes, uniones o contactos y asimetrías propias de las fuentes de suministro eléctrico [2].

Además, pueden existir otros elementos, como son: hornos monofásicos, hornos de inducción y hornos trifásicos de arco eléctrico, máquinas de soldadura eléctrica, aparatos de rayos x, anomalías en el sistema eléctrico tales como: apertura de un conductor, falla en el aislamiento de los equipos, corrientes de magnetización de transformadores trifásicos debido a las características magnéticas propias de su construcción y banco trifásico de capacitores con una fase fuera de servicio [8].

1.3 Desbalance y sus efectos

Los voltajes desbalanceados pueden dar lugar a efectos nocivos sobre los equipos y sobre el sistema de energía, que es intensificado por el hecho de que un desbalance pequeño en los voltajes de fase puede causar un desbalance desproporcionado más grande en las corrientes de fase [9]. El efecto del desbalance de voltaje puede también ser severo en equipos tales como motores de inducción, convertidores electrónicos de potencia y accionamientos de velocidad variable (ASD) [10].

1.3.1 Efectos del desbalance en las máquinas eléctricas

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento, así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos, tan frecuentemente utilizados en la industria. Según se establece en la norma IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) 1159 [11], un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores. Los bobinados del estator tanto en conexión delta como estrella, carecen de neutro, por lo que un sistema desbalanceado provocará corrientes de secuencia negativa. El torque total transmitido quedará compuesto por un torque positivo (directo) más un torque de

menor intensidad en sentido contrario equivalente a un freno eléctrico. El flujo magnético con sentido rotacional inverso provoca: [12]

- Calentamiento adicional en el bobinado del estator.
- Pérdidas adicionales de potencia activa en el estator.
- Torque adicional en dirección opuesta al producido por el flujo magnético en sentido positivo (frecuencia de red).
- Aumento de corrientes inducidas en los arrollamientos y rotor, provocando aumento de pérdidas también en rotor.
- Vibraciones mecánicas.
- Los análisis de laboratorio indican que hasta un 2% de desbalance, los motores no se ven muy afectados. Por encima del 2%, la eficiencia se verá reducida [3].

1.3.2 Efectos del desbalance en los convertidores y accionamientos de la electrónica de potencia

Para condiciones de desbalance de voltaje, las corrientes armónicas de entrada del convertidor no se restringen a los armónicos característicos de este, y los armónicos no característicos múltiplos de tres pueden aparecer. El desbalance de voltaje puede provocar que circule una corriente excesiva en una o dos fases del convertidor, lo que puede ocasionar el disparo de los circuitos de protección de sobrecarga. El incremento de la corriente puede causar también un calentamiento excesivo de los diodos y disminuir la vida útil del condensador o requerir el uso de un condensador más grande [13].

1.3.3 Efectos del desbalance en líneas y transformadores

Los sistemas de distribución primaria debido a diversas causas operan con cierto grado de desbalance en sus tres fases, pero en la medida que este se haga más pronunciado, se produce una disminución de la calidad de las tensiones de suministro, aumentan las pérdidas de potencia y energía en líneas y transformadores del sistema, limitando la capacidad de transferencia de carga y sobreestimando las capacidades en el diseño y producto del desbalance, que se produce entre las corrientes de fase, para sistemas con neutro puesto a tierra se genera una corriente de secuencia cero que circulará por tierra, dicha corriente es de un valor tal que puede accionar las protecciones contra cortocircuitos, el sistema pierde así confiabilidad, puesto que las protecciones interpretan el fuerte desbalance como una señal de cortocircuito, interrumpiendo el servicio [14].

1.4 Valores permisibles de desbalance

Internacionalmente varias instituciones han emitido y propuesto niveles permisibles de desbalance de tensión para los sistemas eléctricos. Los valores establecidos por estas normas internacionales, se adoptan en la mayoría de los países. En nuestro país existe la norma cubana NC 365: 2011 [15], dicha norma se rige por la norma IEC 60038: 2009 y de forma general plantea que: los sistemas de suministro eléctrico deberán ser diseñados y operados para limitar el desbalance de tensión (fase con mayor desviación con respecto a la tensión promedio/tensión promedio de las fases) al 2% medido en los terminales de entrega del suministro en régimen de vacío.

La norma europea EN 50160 [16] establece que, tanto para baja tensión como para media tensión, en condiciones normales de explotación, para cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 minutos de la componente inversa de la tensión de alimentación, debe situarse entre el 0 y el 2% de la componente directa. Se establece la salvedad, en baja tensión, que, para algunas regiones equipadas con líneas parcialmente monofásicas o bifásicas, los desequilibrios pueden alcanzar el 3% en los puntos de suministros trifásicos.

La norma IEC 61000-2-2 [17], al igual que la norma IEEE 1159, recomiendan que el índice de desbalance en un sistema de suministro eléctrico no debe superar el 2%. La NEMA en su norma MG1-1993 "motores y generadores" recomienda que para desbalances de voltaje mayores al 1% del voltaje, los motores de inducción deberían ser redimensionados [5]. La ANSI (American National Standards Institute) en su norma C84.1-1995 [18] recomienda que los sistemas de suministro eléctrico deben ser diseñados y operados para limitar el desbalance máximo de voltaje al 3%.

1.5 Características de las redes de distribución primaria

El sistema de distribución primaria recibe la energía de los sistemas de transporte o subtransporte en las subestaciones de distribución donde se produce una nueva reducción del valor de tensión. De dichas subestaciones parten líneas o alimentadores a media tensión que llevan la energía un paso más cerca de los centros de consumo. Al igual que en el sistema de subtransporte pueden existir clientes que estén conectados directamente al sistema de distribución primaria [19].

Las redes de distribución ocupan un lugar importante en el sistema electroenergético, siendo su función tomar la energía eléctrica de la fuente y distribuirlas o entregarlas a los consumidores. La efectividad con que las redes de distribución realizan esta función se mide en términos de regulación de voltaje, continuidad del servicio, flexibilidad, eficiencia y costo. El costo de las redes de distribución representa aproximadamente el 50% del costo del sistema eléctrico en su conjunto. Las tareas de la distribución son el diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema para poder brindar, al menor costo posible, un servicio eléctrico adecuado al área bajo consideración. Estas toman diferentes formas dependiendo de las características de la carga a servir brindando un servicio de calidad con un mínimo de variaciones del voltaje y de interrupciones. Además, que deben ser flexibles para permitir exposiciones pequeñas y cambios en las condiciones de carga con un mínimo de modificaciones y gastos [20] que garantice de forma eficiente y continua toda la energía eléctrica que se demanda. Las redes de distribución primaria pueden tomar diferentes formas dependiendo de las características de la carga a servir, existiendo, sin embargo, varios principios comunes que deben cumplir y que las diferencian de otros tipos de redes. A continuación, se exponen algunos de ellos:

- Topologías radiales
- Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, etc.)
- Cargas de distinta naturaleza
- Alta razón R/X (líneas de resistencias comparables a las reactancias)
- Líneas sin transposiciones [21].

1.5.1 Características de los circuitos radiales

Un circuito primario radial (red radial) es aquel que partiendo de un punto de alimentación (planta, subestación, etc.), recorre una determinada región; cubriendo la demanda eléctrica de esta. La red radial está constituida por la línea propiamente dicha, los ramales y subramales. En distribución a la línea o circuito principal se le llama tronco. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de sólo un punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados [20].

Ventajas:

- Simplicidad.
- Bajo costo inicial; de inversiones (relativamente).

Desventajas:

- Falta de continuidad de los servicios antes perturbaciones y fallas (se puede minimizar esta situación instalando recierre, con lo que si la falla es temporal puede resolverse la situación). Debe saberse que más del 80% en las fallas en las líneas aéreas son temporales y pueden desaparecer. [20]
- Mala regulación de voltaje.

La configuración de un circuito radial puede presentar diversas variantes, entre las cuales se encuentran:

- Alimentador único: En esta configuración, tal como su nombre lo indica, toda la energía requerida por los circuitos laterales y secundarios es suministrada por un único alimentador que parte desde la subestación. Si por alguna razón, dicho alimentador quedara fuera de servicio (falla, mantenimiento, etc.), todas las cargas alimentadas por este se verían afectadas. Aunque solo exista un alimentador que parte de la subestación, este puede ramificarse para cubrir una mayor área; estas ramificaciones no deben ser confundidas con los circuitos laterales, ya que los circuitos laterales poseen una capacidad inferior a la del alimentador principal, mientras que las ramificaciones poseen la misma capacidad [19].

- Lazo abierto: En la configuración de lazo abierto existen dos alimentadores que parten de la misma subestación y que están unidos en sus extremos por un seccionador que se encuentra normalmente abierto. Cada alimentador posee un cierto número de circuitos a los cuales suministra energía en condiciones normales, pero tiene la capacidad de suministrar la potencia requerida por los circuitos asignados al otro alimentador. En caso de que uno de los alimentadores salga de servicio el seccionador será operado, ya sea vía manual o automática, y las cargas suministradas por el alimentador fuera de servicio serán transferidas al alimentador activo [19].

1.5.2 Características de los circuitos en lazo

Este tipo de circuito de distribución, tiene la característica de que se cierra sobre sí mismo, poseyendo sólo un punto de alimentación; pero estableciendo 2 caminos para la alimentación de las cargas, lo que permite menores caídas de voltaje, pérdidas de potencia que en la red radial, además, ante un fallo en una de las ramas, es posible

alimentar a las cargas como si fuesen dos redes radiales; es por eso que su sistema de protecciones debe reaccionar no sólo a la magnitud de la corriente de falla, sino también a la dirección de la misma con respecto a la barra para poder eliminar las fallas desconectando el menor número de consumidores [19].

Desventajas:

- Mayores inversiones iniciales.
- Mayor complejidad de su sistema de protecciones.

1.5.3 Características de los circuitos en malla

En estos circuitos, como su nombre lo indica, se forma una malla o red altamente interconectada. Su mayor aplicación es en las zonas densamente pobladas de las grandes ciudades y su carácter de malla se manifiesta mayormente en las interconexiones por secundario. La red o malla secundaria se forma interconectando todos los transformadores usados en la distribución de forma tal que prácticamente cada transformador contribuye a todas las cargas en alguna medida; en este caso, los transformadores son trifásicos conectados en estrella sólidamente aterrada con voltajes de 120/208 V [19].

Ventajas:

- Mejor distribución de las cargas en los alimentadores secundarios.
- Mejor balance de las cargas en los transformadores.
- Elimina prácticamente el parpadeo de las luces.
- Mejor regulación y fácil balanceo de las cargas.
- Facilidad para asimilar el incremento de las cargas.
- Eliminación de las fallas de servicio por fallas en transformadores.
- Menor cantidad de transformadores.

Desventajas:

- Alto costo de instalación, que limita su uso a zonas densamente pobladas (consumidores que requieren un alto grado de fiabilidad del suministro).

1.6 Características de las redes de distribución primaria en Cuba

El sistema eléctrico cubano está compuesto por las instalaciones y equipos de potencia que transportan la energía desde los puntos de generación de la red hasta los

consumidores finales. Atendiendo un nivel de jerarquía y como primera instalación tenemos a las subestaciones de distribución las cuales transforman los voltajes de subtransmisión a voltajes operativos en distribución. De éstas salen los circuitos primarios de distribución. Los circuitos primarios constituyen el segundo nivel de jerarquía, el sistema de distribución se considera como la “columna vertebral” de este. Los mismos se encargan de distribuir la energía eléctrica hacia todos los consumidores dentro de un área geográfica determinada. Por lo general, los circuitos primarios tienen topología radial a cuatro hilos (tres conductores para las fases y un conductor neutro), operan a media tensión y constan de un tramo principal (tronco) con muchas ramificaciones que pueden ser bifásicas (dos fases y neutro) o monofásicas (una fase y neutro) [1].

La distribución primaria se realiza mediante circuitos radiales trifásicos a voltajes de 13,8 kV (preferible por el nivel bajo de caídas de voltajes en los nodos del sistema) o 4,16 kV en los circuitos más antiguos. Estos circuitos parten de los transformadores de potencia Δ -Yg (delta-estrella _ aterrada) de las subestaciones, con una configuración trifásica, en la medida de las necesidades, pueden poseer ramales bifásicos o monofásicos.

El tipo de banco de transformador a utilizar, depende de las proporciones de cargas monofásicas y trifásicas que se deben servir, por lo que pueden presentarse los siguientes casos:

- Bancos de un transformador: Se emplean para dar servicio a cargas monofásicas (conexión de fase a neutro o entre fases).
 - Bancos de dos transformadores: Se usan para servir cargas mixtas con las monofásicas mayoritarias (conexión estrella abierta-delta abierta, o delta abierta-delta abierta).
 - Bancos de tres transformadores: se utilizan para alimentar cargas mixtas con cargas trifásicas predominantes (conexión estrella-delta, delta-delta o estrella-estrella).
- En todos los casos se producen desbalances de corriente en las fases. Por otro lado, como los transformadores de distribución no pueden cambiar el tap bajo carga, el voltaje

por secundario varía según lo hace el del primario, y la demanda del banco dependerá de las características de voltaje de las cargas asociadas al mismo [12].

A pesar de que los sistemas eléctricos trifásicos se diseñan sobre bases balanceadas, existen asimetrías intrínsecas en la configuración de las componentes del sistema de potencia, tales como transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta abierta o estrella incompleta, cargas monofásicas mal distribuidas, impedancias asimétricas en las redes de alimentación, además, se presentan: fallas monofásicas, desperfectos en empalmes, uniones o contactos y asimetrías de las propias fuentes de suministro eléctrico [2].

En nuestro país el sector eléctrico ha sufrido restricciones de recursos financieros que no han permitido el adecuado desarrollo en la ampliación y el mantenimiento a la red de distribución eléctrica lo que ha provocado altas pérdidas de energía. En términos generales las pérdidas de distribución se producen por desbalances y sobrecargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Por estas razones, una de las condiciones más generalizadas en los sistemas de suministro eléctrico lo constituye, en mayor o menor grado, el desbalance de tensión. Por su parte, la distribución secundaria emplea fundamentalmente un sistema en delta con voltaje 240/120 V que se obtiene a partir de bancos trifásicos de tres o dos transformadores monofásicos, o de simples transformadores monofásicos con conexión de fase a neutro. Aun, cuando la operación más eficiente de un circuito trifásico, se obtiene cuando la carga está totalmente balanceada entre las fases, desde el punto de vista operativo, es prácticamente imposible mantener dicho balance las 24 horas del día y en todos los nodos del circuito de distribución.

El uso de transformadores monofásicos, si bien tiene ciertas ventajas desde el punto de vista de la explotación de las redes en cuanto a inversiones y flexibilidad al poder conformar bancos de diferentes características, contribuye de forma importante acentuar el fenómeno del desbalance de carga entre las fases del circuito. Por otra parte, la práctica de explotación de estos circuitos y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores y la modificación de los ya existentes, lo que se hace sin atender a consideraciones de balance. De hecho, se

considera que estos circuitos son los que exhiben mayor desbalance en todo el Sistema Electroenergético Nacional.

El desequilibrio de corrientes no debe exceder del 5% de la carga del factor de servicio o de 10% a plena carga. Si el desequilibrio no puede ser corregido al voltear las líneas, el origen del desequilibrio debe ser localizado y corregido. Si, en las tres posibles conexiones, el circuito derivado más alejado del promedio permanece en la misma línea de energía, la mayor parte del desequilibrio proviene de la fuente de energía. Sin embargo, si la lectura más alejada del promedio cambia con la misma línea del motor, el origen principal de desequilibrio está “del lado del motor” del arrancador. En este caso se debe considerar algún cable dañado, unión con fuga, conexión deficiente o falla en el devanado del motor [22].

Para calcular el porcentaje del desequilibrio de corriente:

- A. Sumar los valores del amperaje de las tres líneas.
- B. Dividir la suma entre tres, dando como resultado la corriente promedio.
- C. Tomar el valor de amperaje que esté más alejado de la corriente promedio (alto o bajo).
- D. Determinar la diferencia entre este valor de amperaje (el más alejado del promedio) y el promedio.
- E. Dividir la diferencia entre el promedio. Multiplicar el resultado por 100 para determinar el porcentaje de desequilibrio.

Desbalance de corriente: se producen cuando por las tres fases de un sistema trifásico no circulan las mismas intensidades, este tipo de desequilibrio provoca: sobrecalentamiento de los receptores, en cables de alimentación y protecciones que incluso podrían llegar a disparar, circulación de corriente por el conductor neutro [22].

La fórmula planteada para saber si el sistema está desequilibrado es la siguiente:

$$D(\%) = \frac{I_m - I_{ed}}{I_{ed}} * 100$$

$D = \text{desequilibrio}$

$I_m = \text{Corriente máxima de las tres fases } L1, L2, L3$

$I_{ed} = \text{Intensidad media de las tres fases.}$

(1.8)

El desequilibrio de corriente no debe pasar del 10%.

1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara

Los datos registrados por los interruptores principales de los circuitos 28, 132 y 169 del municipio de Santa Clara, muestran la existencia del desbalance por lo que es necesario realizar los cambios que proponemos en este trabajo para disminuir o eliminar estos niveles, dado que dificultan la operación adecuada de los circuitos como se explicó anteriormente.

Con los datos obtenidos a partir de los relés GIF SF6, se puede determinar el desbalance definido por la NEMA, o %NEMA y el porcentaje de corriente por el conductor neutro %In que presentan los circuitos analizados.

$$Desbalance\ NEMA = \frac{Máx[|Ia - I_{prom}|, |Ib - I_{prom}|, |Ic - I_{prom}|]}{I_{prom}} * 100 \quad (1.9)$$

$$I_{prom} = \frac{Ia + Ib + Ic}{3} \quad (1.10)$$

$$\%In = \frac{In}{I_{prom}} * 100 \quad (1.11)$$

Donde:

Máx [|Ia - I_{prom}|, |Ib - I_{prom}|, |Ic - I_{prom}|] es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase y la corriente promedio.

In- corriente por el conductor neutro.

Con el uso de las expresiones anteriores y los datos obtenidos a partir de los interruptores

principales, se puede determinar el desbalance definido por la NEMA y el porcentaje de corriente por el conductor neutro, para diferentes estados de operación de los circuitos.

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Valores para el desbalance definido por la NEMA y el %In.

Circuito	Estado	Ia(A)	Ib(A)	Ic(A)	In(A)	%NEMA	%In
28	Medio	45,69	42,52	46,28	13,19	44,83	3,80
	Máximo	61	62	58	23	21,05	51,88
132	Medio	91,49	80,84	56,18	34,10	26,74	45,01
	Máximo	178	165	113	64	32,26	54,44

169	Medio	154,46	165,38	146,54	-	7,33	-
	Máximo	314	333	301	-	10,20	-

A continuación, en las figuras de la 1.1 a la 1.3 se puede apreciar el comportamiento que presentan en un día promedio el desbalance definido por la NEMA (%NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (%In) en los circuitos de distribución primaria analizados.

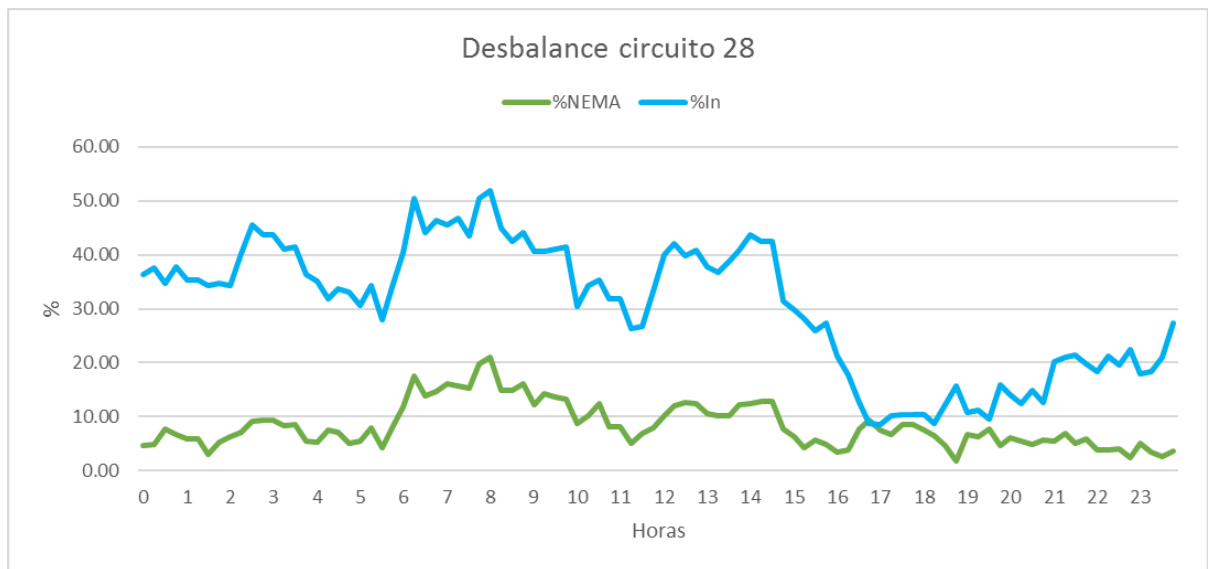


Figura 1.1: Comportamiento del %In y %NEMA para el circuito 28.

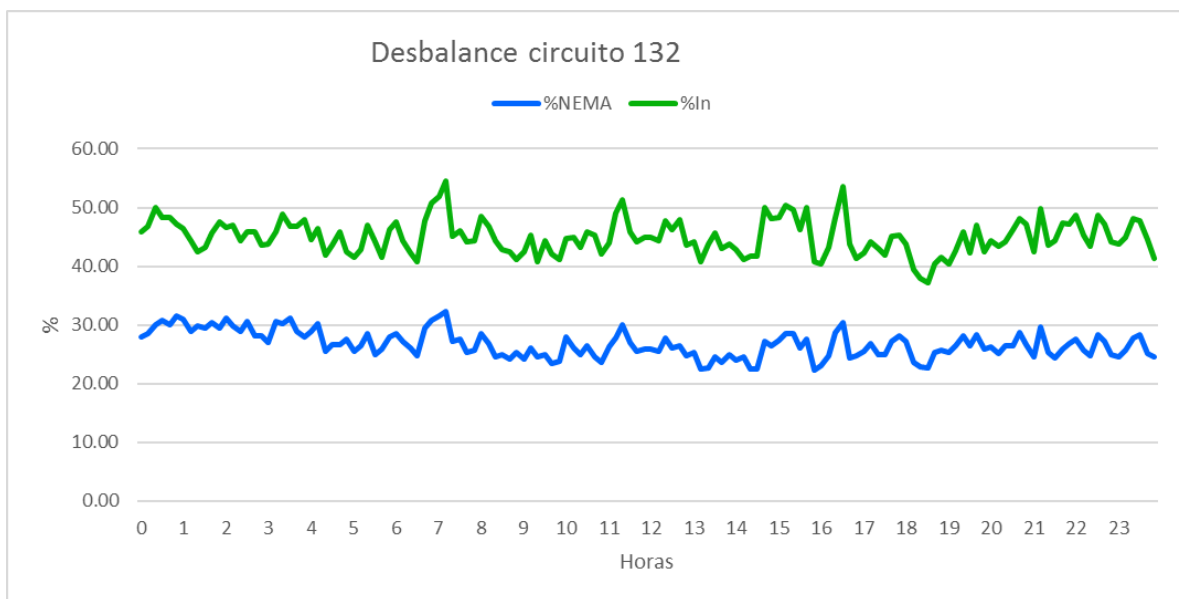


Figura 1.2: Comportamiento del %In y %NEMA para el circuito 132.

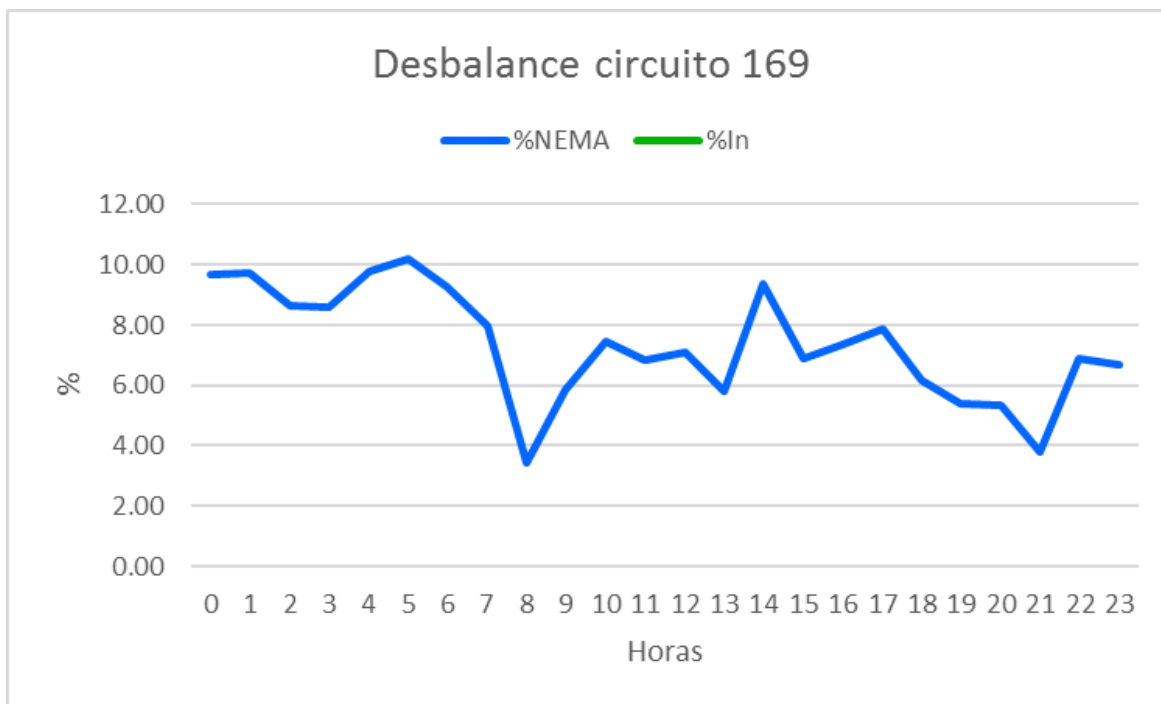


Figura 1.3: Comportamiento del %In y %NEMA para el circuito 169.

En las figuras anteriores se puede observar que en todos los circuitos de distribución primaria analizados los niveles de desbalance se encuentran por encima de los niveles recomendados por las diferentes instituciones internacionales.

CAPÍTULO II. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

En este capítulo se exponen las principales características del programa de balanceo de circuitos de distribución primaria mediante el algoritmo genético NSGA-II, y debido a su gran importancia, se describe el procedimiento utilizado para realizar la estimación de las cargas eléctricas suministradas por los distintos transformadores del circuito.

2.1 Introducción

En los circuitos de distribución primaria pueden aplicarse dos estrategias relacionadas, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía y la circulación de corriente por el conductor neutro, estas son: la reconfiguración y el balance de fases. La reconfiguración consiste en el cambio de la topología del circuito mediante la apertura o cierre de desconectivos, mientras que el balance de fases se refiere a la redistribución de las cargas entre las fases del circuito para mejorar el equilibrio entre estas [23].

Los circuitos de distribución primaria se encuentran entre las redes trifásicas más desbalanceadas, el desbalance entre las corrientes de fase provoca dos problemas fundamentales: el incremento de las pérdidas en los conductores primarios y la presencia de una alta corriente de neutro en operación normal que dificulta la detección de las fallas a tierra por los dispositivos de protección. Debe tenerse en cuenta que la corriente de desbalance no se manifiesta de igual forma en toda la extensión del circuito. Un circuito puede tener un balance perfecto en su extremo de la fuente y estar muy desbalanceado en otras secciones o ramales, de esta forma, las pérdidas debidas al desbalance pueden ser altas en un circuito aparentemente balanceado [23].

Los circuitos de distribución siempre están protegidos en la subestación, no obstante, otras protecciones pueden ubicarse aguas abajo en algunas secciones o ramales del circuito. Adicionalmente, un circuito, o algunas secciones del mismo, pueden ser suministrados desde otro circuito adyacente en condiciones de emergencia. En todos los puntos donde exista una protección de falla a tierra, se debe reducir al mínimo la corriente de desbalance considerando todas las condiciones de operación posibles

que pueden cambiar la topología del circuito. Normalmente, la reconexión de un reducido número de ramales o de transformadores de distribución puede mejorar grandemente el balance de fases en los puntos de interés y reducir las pérdidas de energía en los conductores primarios [23].

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales [24, 25], lógica difusa [26], evolución diferencial [27], colonia de hormigas [28], etc. se han utilizado para la reconfiguración de la distribución mediante la operación de los desconectivos. También, el balance de fases se ha resuelto mediante diferentes métodos como: programación entera mixta [29], simulación del recocido [30, 31], algoritmo genético (AG) [32], algoritmos heurísticos [33, 34], algoritmo inmune [35, 36], etc.

El AG de la referencia [32] busca el balance de fases y la reducción de las pérdidas mediante la optimización de las conexiones de los transformadores de distribución. Sin embargo, el número de reconexiones necesarias resulta muy alto para ser práctico.

La referencia [33] presenta un algoritmo heurístico para la reconexión de los ramales de dos fases y neutro o de una fase y neutro con el objetivo de reducir las pérdidas y mejorar el balance en varios puntos del circuito. Además, otra heurística de búsqueda hacia atrás se propone en [34] para ajustar las conexiones de los ramales, pero solo se considera la minimización de un índice de desbalance en cada segmento de línea. En las referencias [35, 36] se propone un algoritmo inmune para reconectar los ramales y transformadores de distribución. La función multiobjetivo considera el desbalance de las corrientes, el costo de las interrupciones del servicio y el costo de la mano de obra para implementar las soluciones.

Un sistema experto para obtener la estrategia de balance de fases se propone en [37]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra. Las referencias [38-41] proponen una herramienta de optimización combinatoria basada en lógica difusa, redes neuronales y un método heurístico rápido para balancear las corrientes. La aproximación propuesta en [42] efectúa el balance de fases mediante la introducción de nuevas conexiones en los devanados de los transformadores de distribución.

El balance de fases se realiza en [43, 44] por: optimización por enjambre de partículas, forraje de bacterias y técnicas difusas. La función multiobjetivo considera: la corriente de neutro, el costo de reconexión, las caídas de tensión y las pérdidas. En la referencia [45] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [46] y [47] se emplea una técnica auto-adaptativa de evolución diferencial y un algoritmo heurístico híbrido respectivamente. Seis algoritmos para el balance de fases se estudian en [48], donde se sugiere a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema.

En [49] se propone el uso de un transformador balanceador que reduce el desbalance y mitiga las corrientes de armónicos en el neutro de los sistemas de distribución secundaria.

Como se ha explicado, varios métodos han sido aplicados para resolver el balance de fases. Sin embargo, no todos los trabajos referidos consideran todas las condiciones pertinentes, ni emplean un método eficiente de optimización multiobjetivo que permita obtener la frontera de Pareto del problema [23].

A partir de un trabajo previo sobre este problema [50] se desarrolló una aplicación computacional basada en el algoritmo genético por ordenamiento no-dominado (NSGA-II) que ahora se extiende para minimizar el desbalance en múltiples puntos y para todas las posibles condiciones de operación de la red eléctrica. Este trabajo formula el problema de balance de fases como la minimización de:

- ✓ La corriente de desbalance en los puntos deseados del circuito.
- ✓ Las pérdidas de energía en los conductores primarios.
- ✓ El número de elementos que tienen que reconectarse para lograr estos objetivos [23].

2.2 Formulación del problema

Para formular el problema de optimización del balance de fases, deben definirse las variables independientes y las funciones objetivo del problema.

2.2.1 Variables independientes

Las variables independientes de este problema son las conexiones a las fases del circuito primario de: los ramales de dos fases y neutro, los ramales de una fase y

neutro, los bancos trifásicos de dos o tres transformadores monofásicos y los transformadores monofásicos de distribución. La determinación de las corrientes en los terminales primarios de los distintos bancos de transformadores o transformadores de distribución se desarrolla seguidamente.

Los bancos de tres transformadores (3T) generalmente utilizan la conexión (Y-Δ) como se muestra en la figura 2.1.

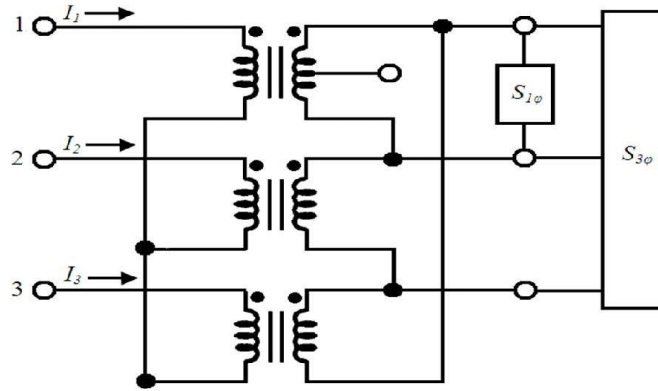


Figura 2.1: Banco de transformadores con conexión Y-Δ.

La carga monofásica de 120/240V ($S_{1\phi}$) se alimenta por el transformador de alumbrado mientras que dos transformadores de fuerza iguales completan el banco para suministrar la carga trifásica de 240 V ($S_{3\phi}$). Para simplificar el análisis, la carga monofásica se considera distribuida entre los dos secundarios del transformador de alumbrado.

De la figura 2.1, las tensiones de línea en el secundario están en fase con las tensiones de fase en el primario (V_{1n} , V_{2n} y V_{3n}). Entonces, aplicando el principio de superposición, las corrientes primarias (I_1 , I_2 , I_3) se obtienen mediante:

$$\begin{aligned} I_1 &= +\frac{2}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{1n})^* \\ I_2 &= -\frac{1}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{2n})^* \\ I_3 &= -\frac{1}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{3n})^* \end{aligned} \quad (2.1)$$

Los bancos de dos transformadores (2T) utilizan la conexión (Y abierta - Δ abierta) como se muestra en la figura 2.2.

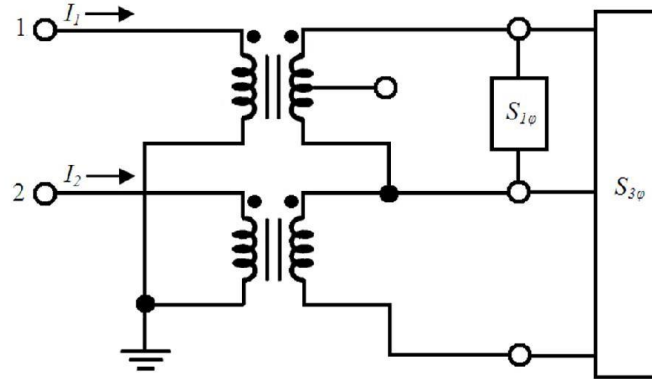


Figura 2.2: Banco de transformadores con conexión Y abierta - Δ abierta.

La carga monofásica de 120/240 V se alimenta del transformador de alumbrado mientras que un solo transformador de fuerza completa el banco para suministrar la carga trifásica de 240 V.

Las corrientes del primario (I_1 , I_2 , I_3) se obtienen de:

$$\begin{aligned} I_1 &= \frac{1}{3} \left(S_{3\phi} / V_{1n} - S_{3\phi} / V_{3n} \right)^* + \left(S_{1\phi} / V_{1n} \right)^* \\ I_2 &= \frac{1}{3} \left(S_{3\phi} / V_{2n} - S_{3\phi} / V_{3n} \right)^* \\ I_3 &= 0 \end{aligned} \quad (2.2)$$

Los transformadores monofásicos de distribución (1T) suministran solo carga monofásica de 120/240 V. En este caso solo existe el terminal 1 y:

$$\begin{aligned} I_1 &= \left(S_{1\phi} / V_{1n} \right)^* \\ I_2 &= 0 \\ I_3 &= 0 \end{aligned} \quad (2.3)$$

En la tabla 2.1 se muestra un resumen para el cálculo de las corrientes en los terminales primarios de los distintos bancos de transformadores.

Tabla 2.1 Corrientes en el primario de los transformadores.

Corrientes	Banco de tres transformadores	Banco de dos transformadores	Transformador monofásico
I_1	$+ \frac{2}{3} \left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^* + \frac{1}{3} \left(\frac{S_{3\phi}}{V_{1n}} \right)^*$	$\frac{1}{3} \left(\frac{S_{3\phi}}{V_{1n}} - \frac{S_{3\phi}}{V_{3n}} \right)^* + \left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^*$	$\left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^*$

I_2	$-\frac{1}{3}\left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}}\right)^* + \frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{2n}}\right)^*$	$\frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{2n}} - \frac{S_{3\phi}}{V_{3n}}\right)^*$	
I_3	$-\frac{1}{3}\left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}}\right)^* + \frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{3n}}\right)^*$		

En forma general, el circuito de distribución contiene N_{lat} ramales de dos fases y neutro y de una fase y neutro, así como N_{trf} bancos trifásicos de transformadores monofásicos y transformadores monofásicos de distribución cuyos terminales 1, 2, 3 pueden conectarse según resume la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Posibles conexiones de ramales y transformadores.

Elemento	Fases disponibles en el circuito			
	ABC	AB	BC	CA
Ramales de dos fases y neutro	AB, BC, CA			
Ramales de una fase y neutro	A, B, C	A, B	B, C	C, A
Bancos de tres transformadores	ABC, BCA, CAB			
Bancos de dos transformadores	AB, BA, BC, CB, CA, AC	AB, BA	BC, CB	CA, AC
Transformadores monofásicos	A, B, C	A, B	B, C	C, A

La posición de cada fase se corresponde con los terminales 1, 2 y 3 en cada caso. Se debe tener cuidado al reconectar los bancos de dos transformadores para no modificar la secuencia de fases en el secundario. Además, si un transformador monofásico está conectado a una sección de fase y neutro no hay que considerar su posible reconexión. Para representar las conexiones de los ramales y los transformadores de distribución, se define el arreglo (x_{con}) de $(N_{lat}+N_{trf})$ elementos que está formado por los subvectores (x_{lat}) y (x_{trf}).

$$x_{con} = [x_{lat} \quad x_{trf}] \quad (2.4)$$

Los elementos de (x_{con}) son enteros restringidos a los valores mostrados en la tabla 2.2. Desde el punto de vista práctico, se requiere que el número de reconexiones sea limitado a un porcentaje reducido de los ramales y transformadores. Sin embargo, todos los ($N_{lat}+N_{trf}$) elementos pueden modificarse en el proceso de optimización, lo cual debe evitarse de alguna manera.

Para reducir el número de reconexiones, se utiliza el arreglo adicional (x_{var}) formado por (N_{var}) enteros acotados entre 1 y la dimensión del arreglo (x_{con}). La función del arreglo (x_{var}) es determinar el subconjunto de los elementos del arreglo (x_{con}) que pueden variar su valor original. Es decir, solo los elementos de (x_{con}) seleccionados en el arreglo (x_{var}) pueden variar su conexión original. El número máximo de reconexiones (N_{var}) se escoge por el usuario.

Añadiendo los elementos de (x_{var}), las variables independientes del problema se representan por el arreglo (x) de ($N_{lat}+N_{trf}+N_{var}$) elementos formado por los subvectores (x_{con}) y (x_{var}).

$$x = \begin{bmatrix} x_{con} & x_{var} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

2.2.2 Funciones objetivos

Diversos objetivos pueden lograrse mediante la reconexión de los ramales y transformadores de distribución. En este trabajo se van a considerar tres objetivos fundamentales para la optimización:

- Mínimas corrientes de neutro en los puntos deseados.
- Mínimas pérdidas de energía.
- Mínimo número de reconexiones.

Para calcular las funciones objetivo de este problema, se considera que la red eléctrica radial (que puede estar formada por varios circuitos interconectados), tiene un estado de operación normal ($t=0$) y varios estados posibles de contingencia ($t=1...S$).

Las corrientes de neutro deben reducirse al mínimo en todos los estados de operación de la red, para posibilitar la correcta operación de las protecciones de fallas a tierra en todas las condiciones. Sin embargo, las pérdidas de energía se van a determinar solo

en el estado de operación normal, ya que las contingencias son de corta duración y ocurren esporádicamente.

Para un cierto vector solución (x) (conexión de los elementos) y para el estado de operación (t), las corrientes primarias de todos los ramales, bancos de transformadores y transformadores de distribución se calculan por las expresiones de la tabla 2.1. Además, las corrientes primarias de otros elementos como transformadores trifásicos o bancos de capacitores trifásicos se calculan y se añaden a los resultados de las corrientes por las fases determinados anteriormente.

A la hora (h), la corriente ($J_{i,k,h}$) en la fase (i) de la sección (k) del circuito se calcula como la suma de las corrientes primarias ($I_{i,n,h}$) del conjunto (C_k) de todas las cargas suministradas desde esta sección del circuito.

$$J_{i,k,h}(x,t) = \sum_{n \in C_k} I_{i,n,h}(x,t) \quad (2.6)$$

La corriente de neutro ($J_{Nk,h}$) es la suma de las corrientes de las (M_k) fases de la sección (k).

$$J_{Nk,h}(x,t) = \sum_{i=1}^{M_k} J_{i,k,h}(x,t) \quad (2.7)$$

Mientras que el máximo de la corriente de neutro en dicha sección (k) se define como:

$$J_{Nmax_k}(x,t) = \max_h \{J_{Nk,h}(x,t)\} \text{ where } h = 1 \dots 24 \quad (2.8)$$

Las pérdidas de potencia a la hora (h) en la sección (k) se calculan mediante:

$$\Delta P_{k,h}(x,t) = R_k \sum_{i=1}^{M_k} |J_{i,k,h}(x,t)|^2 + R_{Nk} |J_{Nk,h}(x,t)|^2 \quad (2.9)$$

Donde (R_k) y (R_{Nk}) son las resistencias de los conductores de fase y de neutro respectivamente.

Como se considera la minimización de la corriente de neutro en varios puntos y para varios estados de operación de la red, se ha diseñado una arquitectura abierta para el problema formulado que permite la declaración de varias funciones objetivo ($1 \dots W$) para minimizar las corrientes de neutro. Cada función determina el máximo de un conjunto de corrientes de neutro en diferentes puntos y diferentes condiciones de operación. Cada función objetivo se define como:

$$J_{Nfun_i}(x) = \max_{k,t} \{J_{Nmax_k}(x,t)\} \text{ where } k \in Ki, t \in Ti \quad (2.10)$$

Donde los conjuntos: (Ki) y (Ti) representan las localizaciones y estados de operación que se consideran para evaluar la función.

El segundo objetivo a minimizar son las pérdidas de energía en el estado normal ($t = 0$), o sea, la suma de las pérdidas en las N secciones del circuito para las 24 horas del ciclo de carga diario:

$$\Delta E(x) = \sum_{k=1}^N \sum_{h=1}^{24} \Delta P_{k,h}(x,0) \quad (2.11)$$

Finalmente, el tercer objetivo a minimizar es el número $(NR(x))$ de elementos a reconectar. De esta forma, el problema de optimización se expresa por $(W+2)$ funciones objetivo como sigue:

$$\min \begin{cases} f_1(x) = J_{Nfun_1}(x) \\ \vdots \\ f_W(x) = J_{Nfun_W}(x) \\ f_{W+1}(x) = \Delta E(x) \\ f_{W+2}(x) = N_R(x) \end{cases} \quad (2.12)$$

Los elementos del vector (x) , son enteros acotados por las posibles conexiones de los elementos (x_{con}) (como se establece en la tabla 2.2), así como acotados por los límites para el arreglo auxiliar (x_{var}) .

2.3 Implementación del NSGA-II

El problema presentado es un problema de optimización combinatoria que requiere un algoritmo especial de optimización multiobjetivo como el NSGA-II. Este es un algoritmo muy efectivo que puede optimizar simultáneamente varias funciones de tipo conflictivo para obtener el conjunto de soluciones óptimas del problema llamado frontera de Pareto. Una descripción simplificada de este método se reproduce seguidamente.

- Se genera una población inicial aleatoria de tamaño N .
- La población se ordena mediante un procedimiento de ordenamiento no-dominado.
- Se repiten los siguientes pasos hasta obtener un número de generaciones deseado.
- Se seleccionan por torneo los padres de la nueva generación.

- Se obtienen los descendientes por cruzamiento y mutación de los padres.
- Se forma una generación intermedia de tamaño $2N$ que incluye los padres y los descendientes.
- La nueva generación de tamaño N se obtiene por ordenamiento y selección de la generación intermedia.

Como todo algoritmo genético, la solución de un problema por medio del NSGA-II implica algunas adaptaciones y la programación de ciertas partes del algoritmo. En este caso, se ha adaptado una versión del NSGA-II en Matlab codificado en números reales [51] para resolver el problema presentado. Además, se han modificado los operadores genéticos para incluir el cruzamiento y mutación de variables de tipo entero.

2.3.1 Representación de las variables (cromosoma)

Debido a que la versión del NSGA-II utilizada emplea un cromosoma codificado en números reales; no hay necesidad de codificar las variables. De esta forma, el cromosoma definido para este problema contiene un arreglo de enteros capaz de representar el vector x de las variables que se define en la ecuación (2.5).

2.3.2 Cálculo de las funciones objetivos

Una parte especial del NSGA-II que debe programarse para resolver el problema presentado es el procedimiento que calcula todas las funciones objetivo. Este procedimiento se invoca por el NSGA-II cada vez que se genera un nuevo individuo (solución) por medio de cruzamiento o mutación.

En esta implementación, el procedimiento referido considera tensión nominal (módulo) en todos los nodos. Las corrientes primarias de todos los bancos de transformadores y transformadores de distribución se calculan mediante las expresiones de la tabla 2.1. Con estas corrientes se determinan las corrientes de fase y de neutro en todas las secciones del circuito y se evalúan las pérdidas. Este procedimiento reduce el esfuerzo de cálculo para evaluar las soluciones y si se realiza una buena caracterización de las cargas, se obtienen resultados suficientemente precisos.

2.4 Procedimiento de estimación de cargas

La base para cualquier tipo de estudio a realizar en un circuito de distribución primaria, es el conocimiento con la mayor precisión posible de las cargas eléctricas

suministradas por los distintos bancos de transformadores o transformadores monofásicos del circuito. La carga se caracteriza normalmente por su magnitud pico (kW y kVAr) y por su comportamiento horario (gráfico de carga). Además, debido a las características de los bancos de transformadores que se emplean en estos circuitos, para determinar su corriente de carga en cada fase del circuito primario, es preciso conocer en todo momento la magnitud de la carga monofásica y trifásica del banco [52].

La única forma de conocer la magnitud de las cargas es medirlas, e incluso las mediciones solo serán válidas para el momento en que estas se realizan. Sin embargo, los circuitos de distribución en Cuba carecen de instrumentación para monitorear la carga en los bancos de transformadores de distribución y la experiencia dice que normalmente no se dispone de tomas de carga de los mismos [52].

De esta manera, se puede concluir que comúnmente no existen mediciones actualizadas de las cargas y se hace casi imposible realizarlas antes de hacer cualquier tipo estudio que se requiera. Esto lleva muchas veces a los especialistas a estimar las cargas en los diferentes bancos de transformadores (potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga). Esta estimación se realiza mediante diferentes criterios que pueden ser más o menos exactos y que muchas veces introducen errores apreciables. Además, en el caso de estudios en que es importante la caracterización de la carga por fase, como es el caso de los análisis para el balance de fases, se complica más aún esta estimación [52].

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

Por lo tanto, aunque no se dispone de mediciones en los bancos de transformadores, sí se conocen los valores de los parámetros totales del circuito y su comportamiento horario. Estas mediciones totales pueden emplearse como base de comparación para

determinar si una estimación dada de las cargas puede estar cerca o lejos de la realidad [52].

A partir de esta consideración, se desarrolla una herramienta computacional que dadas las mediciones totales del circuito en un día característico y contando con una base de datos actualizada de la estructura del mismo y las potencias de los distintos bancos de transformadores, pueda determinar una estimación de las cargas que produzca resultados compatibles con las mediciones disponibles. Evidentemente, esta estimación solo puede considerarse como una aproximación posible a la realidad y puede estar más o menos distante de los datos reales del circuito [52].

2.4.1 Ajuste de las cargas

A partir de las expresiones de la tabla 2.1, las cuales se utilizan para el cálculo de las corrientes en los terminales primarios de los distintos bancos de transformadores, pueden determinarse las potencias aparentes por fase multiplicando estas corrientes por las tensiones correspondientes. En la tabla 2.3 se muestran las expresiones para el cálculo de dichas potencias.

Tabla 2.3 Potencias en el primario de los transformadores.

Potencias	Banco de tres transformadores	Banco de dos transformadores	Transformador monofásico
$S_1 = V_{1n} \cdot I_1^*$	$+\frac{2}{3} S_{1\phi} + \frac{1}{3} S_{3\phi}$	$\frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}}\right) + S_{1\phi}$	$S_{1\phi}$
$S_2 = V_{2n} \cdot I_2^*$	$-\frac{1}{3} S_{1\phi} \left(\frac{V_{2n}}{V_{1n}}\right) + \frac{1}{3} S_{3\phi}$	$\frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}}\right)$	0
$S_3 = V_{3n} \cdot I_3^*$	$-\frac{1}{3} S_{1\phi} \left(\frac{V_{3n}}{V_{1n}}\right) + \frac{1}{3} S_{3\phi}$	0	0

En un circuito que suministra un conjunto de bancos de transformadores o transformadores monofásicos de distribución, la suma de todas las potencias por fase de dichas cargas debe igualar a la potencia total en cada fase del circuito ($Stot$) si se desprecian las pérdidas.

De esta manera, para un tiempo (t), en cada fase (k), debe cumplirse que:

$$Stot_{k,t} \approx \sum_{i=1}^N S_{i,k,t} \quad (2.13)$$

Donde N es el número de cargas del circuito.

Si no se tiene ninguna indicación sobre la potencia que puede estar llevando cada transformador, es razonable suponer que esta sea proporcional a dichas potencias, con lo cual se puede obtener una primera aproximación de la potencia de carga de cada transformador, de acuerdo a la fase primaria a que está conectado, es decir:

$$S_{i,k,t} \approx Stot_{k,t} \cdot \left(Strf_{i,k} / \sum_{i=1}^N Strf_{i,k} \right) \quad (2.14)$$

Esta expresión permite determinar un conjunto de potencias que sumadas igualan a la potencia medida en cada fase en el tiempo (t).

Sin embargo, cada tipo de banco de transformadores tiene cierta distribución de la carga entre las fases, que es propia de las conexiones de dicho banco de transformadores según se determina en la tabla 2.3. Por lo tanto, es necesario desarrollar un procedimiento para que dadas las potencias estimadas en los distintos transformadores del banco ($S1$, $S2$ y $S3$), pueda determinar unos valores de la carga monofásica ($S1\phi$) y trifásica ($S3\phi$) del banco, tales que las potencias por fase en el primario se acerquen a los valores estimados, pero siempre cumpliendo las relaciones propias de cada tipo de carga.

En el desarrollo de las expresiones de estimación se va a considerar igual factor de potencia para la carga trifásica y la monofásica. Además, para evitar la sobrecarga de las expresiones, en el análisis siguiente se van a obviar los subíndices (i,t) que representan la carga y el tiempo para los que se hace el ajuste.

2.4.1.1 Transformadores trifásicos

En este caso están tanto los transformadores trifásicos como los bancos de transformadores con conexión (Y-Y) que se emplean para suministrar carga balanceada. Para el caso de estos transformadores, solo existe carga trifásica que se calcula como la suma de las cargas de cada fase:

$$S_{1\phi} = 0$$

$$S_{3\phi} = \sum_{k=1}^3 S_k \quad (2.15)$$

Obtenida la carga trifásica, la nueva estimación de carga en cada fase es:

$$S_1 = S_2 = S_3 = \frac{1}{3} S_{3\phi} \quad (2.16)$$

2.4.1.2 Bancos de transformadores Y-Δ

Este banco tiene tanto carga monofásica como trifásica y si no hay una indicación de la carga de cada transformador, se puede considerar que la carga se reparta proporcional a la potencia de los transformadores, es decir, que operen a igual coeficiente de carga. A partir de la tabla 2.3 y suponiendo que los tres transformadores tienen una carga igual a su potencia nominal, las potencias por fase tienen que cumplir:

$$Strf_1 = +\frac{2}{3} S_{1\phi} + \frac{1}{3} S_{3\phi}$$

$$Strf_2 = -\frac{1}{3} S_{1\phi} \left(\frac{V_{2n}}{V_{1n}} \right) + \frac{1}{3} S_{3\phi} \quad (2.17)$$

$$Strf_3 = -\frac{1}{3} S_{1\phi} \left(\frac{V_{3n}}{V_{1n}} \right) + \frac{1}{3} S_{3\phi}$$

Además, la suma de las potencias de los tres transformadores tiene que igualar a la suma de las cargas trifásicas y monofásicas, por lo que puede llegarse a:

$$S_A = +\frac{2}{3} S_{1\phi} + \frac{1}{3} S_{3\phi} \quad (2.18)$$

$$S_A + 2S_F = S_{1\phi} + S_{3\phi}$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene que:

$$S_{1\phi} = 2(S_A - S_F)$$

$$S_{3\phi} = 4S_F - S_A \quad (2.19)$$

La relación entre la carga monofásica y la trifásica para que el banco esté plenamente cargado o que el coeficiente de carga sea igual para los tres transformadores es:

$$\alpha = S_{1\phi} / S_{3\phi} = 2(S_A - S_F) / (4S_F - S_A) \quad (2.20)$$

Obtenida esta relación, puede efectuarse la estimación de la siguiente manera:

$$S_{1\phi} = 3S_1 / (2 + 1/\alpha)$$

$$S_{3\phi} = S_{1\phi} / \alpha \quad (2.21)$$

Esta forma de estimación da iguales coeficientes de carga, pero solo respeta la carga

en el transformador de alumbrado. Otra forma que pudiera usarse para estimar la carga que no conduce a igual coeficiente de carga de los tres transformadores, pero respeta ambas cargas en alumbrado y fuerza sería tomar como potencia en los transformadores de fuerza al promedio de la carga en las fases 2 y 3 y calcular:

$$\alpha = S_{1\phi} / S_{3\phi} = (2S_1 - (S_2 + S_3)) / (2(S_2 + S_3) - S_1) \quad (2.22)$$

2.4.1.3 Banco de dos transformadores

A partir de la tabla 2.3 y suponiendo que los dos transformadores tienen una carga igual a su potencia nominal, las potencias por fase tienen que cumplir:

$$\begin{aligned} Strf_1 &= \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + S_{1\phi} \\ Strf_2 &= \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \end{aligned} \quad (2.23)$$

Como se quiere igualar el coeficiente de carga de ambos transformadores se tiene que cumplir la igualdad

$$\frac{\left| \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + S_{1\phi} \right|}{S_A} = \frac{\left| \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right|}{S_F} \quad (2.24)$$

Si se sustituye $S_{1\phi} = \alpha S_{3\phi}$ se obtiene:

$$\frac{\left| \frac{1}{3} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + \alpha \right|}{S_A} = \frac{\left| \frac{1}{3} \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right|}{S_F} \quad (2.25)$$

Cuya solución para alfa es:

$$\alpha = \frac{1}{3} \left(\sqrt{\left(\frac{S_A}{S_F} \right)^2 \left| 1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right|^2 - \text{imag} \left\{ 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right\}^2 - \text{real} \left\{ 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right\}} \right) \quad (2.26)$$

Una vez obtenida la relación entre la carga monofásica y trifásica correspondiente a las potencias nominales de ambos transformadores, se determinan las cargas como:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= S_1 / ((1 - V_{1n} / V_{3n}) / (3\alpha) + 1) \\ S_{3\phi} &= S_{1\phi} / \alpha \end{aligned} \quad (2.27)$$

Esta forma de estimación da iguales coeficientes de carga, pero solo respeta la carga

en el transformador de alumbrado. La otra forma posible de hacer esta estimación es calcular las cargas a partir de las cargas estimadas para ambos transformadores:

$$\begin{aligned} S_{3\phi} &= 3 \cdot S_2 \left/ \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right. \\ S_{1\phi} &= S_1 - \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) \end{aligned} \quad (2.28)$$

2.4.1.4 Transformadores monofásicos

En este caso, la carga monofásica es igual a la carga del transformador directamente:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= S_1 \\ S_{3\phi} &= 0 \end{aligned} \quad (2.29)$$

Es necesario destacar, que el factor de potencia de todas las cargas monofásicas y trifásicas se considera igual al de la carga total medida para el circuito, por lo cual este factor de potencia se impone a todas las cargas calculadas.

2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas

Para realizar el ajuste de las cargas a las mediciones totales del circuito para un tiempo t que corrientemente puede ser el horario pico, es preciso considerar que no todas las cargas tienen igual comportamiento horario, por lo que pueden existir bancos de transformadores que tienen una carga reducida en dicho tiempo.

Para resolver este problema se parte de considerar el gráfico de carga que se estima represente cada carga del circuito. Si Pg_t es la potencia en por unidad del gráfico en el tiempo t , las potencias nominales de los transformadores del banco se afectarán por dicho coeficiente:

$$Strf_{k,t} = Strf_k \cdot Pg_t \quad (2.30)$$

De esta forma se obtienen los valores de potencia nominal referidas al tiempo t , que son las que se emplearán para distribuir la carga en dicho tiempo. Así, si un transformador no tiene carga en este tiempo o es muy baja, recibirá cero o un valor reducido de la carga medida que se repartirá principalmente entre los bancos cuya carga tiene el pico en un tiempo cercano o igual a t . Utilizando estos valores como una

aproximación inicial de las potencias aparentes por fase en cada carga se realiza el siguiente algoritmo hasta lograr la convergencia.

$$\begin{aligned}
& n = 0 \\
& S_{i,k,t}^n = Strf_{i,k,t} \\
& \text{while } \max \left| Stot_{k,t} - \sum_{i=1}^N S_{i,k,t}^n \right| > error \\
& \quad n = n + 1 \\
& \quad S_{i,k,t}^n = \left| Stot_{k,t} \right| \cdot \left(S_{i,k,t}^{n-1} / \left| \sum_{i=1}^N S_{i,k,t}^{n-1} \right| \right) \\
& \quad \text{se obtienen } S_{1\phi}, S_{3\phi} \text{ utilizando (2.15- 2.29)} \\
& \quad \text{se obtienen nuevas } S_{i,k,j}^n \text{ por tabla 2.2} \\
& \text{end}
\end{aligned} \tag{2.31}$$

Una vez terminado el algoritmo de ajuste, se determinan los valores máximos de las cargas monofásicas y trifásicas por el proceso inverso al utilizado para adaptar las potencias nominales al tiempo t , es decir:

$$\begin{aligned}
S_{1\phi-\max} &= S_{1\phi-t} / Pg_t \\
S_{3\phi-\max} &= S_{3\phi-t} / Pg_t
\end{aligned} \tag{2.32}$$

2.4.3 Algoritmo de estimación

Para realizar la estimación de las cargas en un circuito cuya carga es homogénea (todas las cargas tienen igual gráfico horario), normalmente basta con ajustar la carga en el horario pico para obtener buenos resultados.

Sin embargo, la mayoría de los circuitos están compuestos por cargas heterogéneas y si se ajusta para el horario pico de un tipo de carga por ejemplo residencial, el ajuste para las cargas no residenciales no es bueno.

Para intentar resolver este problema, el algoritmo de estimación realiza el ajuste de la carga a dos horas diferentes t_1 y t_2 que se corresponden con el horario pico nocturno y el horario pico del circuito y se determina t_1 como el horario pico entre las 6:00 pm y las 12:00 pm y t_2 el pico en el resto del día.

Escogidos los gráficos de carga que se van a emplear en los diferentes bancos de transformadores, se realiza un ajuste de la carga para las mediciones de t_1 , de donde se obtienen las cargas monofásicas y trifásicas para este horario $S_{1\phi}(t_1)$, $S_{3\phi}(t_1)$, así como otro ajuste en el horario t_2 para obtener $S_{1\phi}(t_2)$, $S_{3\phi}(t_2)$.

Se supone que el mejor ajuste integral en todo el horario del día se obtiene por unos valores de carga monofásica y trifásica que están dados por una combinación lineal de los valores de carga obtenidos por el ajuste en ambos horarios, es decir:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= \lambda \cdot S_{1\phi}(t_1) + (1 - \lambda) \cdot S_{1\phi}(t_2) \\ S_{3\phi} &= \lambda \cdot S_{3\phi}(t_1) + (1 - \lambda) \cdot S_{3\phi}(t_2) \end{aligned} \quad (2.33)$$

Donde λ es una constante entre 0 y 1 que puede determinarse sencillamente por búsqueda directa.

Hasta este momento se ha realizado la determinación de las cargas con dos objetivos fundamentales:

- Mejor ajuste a la corriente de neutro.
- Mejor ajuste a las corrientes de fase.

Esta metodología permite automatizar la estimación de las cargas en los circuitos de distribución asegurando un buen ajuste a las mediciones registradas. Sin embargo, no hay que olvidar que esta estimación puede estar lejos de las cargas reales si no se cumplen los presupuestos considerados. Si se cuenta con tomas de carga en los bancos de transformadores, mediciones de energía en los transformadores monofásicos o los registros actualizados de facturación a los consumidores de cada banco o transformador, pueden reducirse los posibles errores. Por otra parte, la selección correcta de los gráficos de carga para los diferentes bancos de transformadores o transformadores monofásicos es fundamental [52].

CAPÍTULO III. RESULTADOS TEÓRICOS DEL BALANCEO EN LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

En este capítulo se abordarán las principales características de los circuitos estudiados, así como los principales resultados del programa empleado para el balanceo. Aunque aún no se han llevado estos resultados a la práctica se espera una reducción considerable de las pérdidas y de la corriente que circula por el conductor neutro una vez que estos sean aplicados.

3.1 Introducción

Un balanceo efectivo requiere de algunas cuestiones fundamentales, tales como son: Realizar un celaje del circuito que permita conocer y actualizar todos los datos del mismo, luego se introduce toda esta información en el programa Radial y se confecciona una base de datos, posteriormente se procede a realizar un proceso de estimación y ajuste de las cargas del circuito. Después de obtenidos todos estos datos se corre el programa de balanceo y se selecciona la variante más adecuada para cada circuito, por último, deben aplicarse estos resultados en la práctica.

Sin duda alguna, el celaje es una tarea de mucha importante a la hora de ajustar o balancear; para su correcta realización deben tenerse en cuenta los pasos siguientes:

- Identificar la disposición de las fases a la salida de la subestación con la ayuda de los datos que se visualizan en el interruptor principal de cada circuito. Se debe tener presente esta disposición durante todo el recorrido e identificar a que fase(s) del tronco del circuito se conectan cada uno de los ramales.
- Identificar el calibre de los conductores de fase y del conductor neutro, así como la distancia aproximada de nodo a nodo.
- Verificar la potencia de cada transformador e identificar el tipo de conexión, la fase a la que se conecta, identificar los transformadores de fuerza y de alumbrado (en el caso de bancos de dos o tres transformadores), el tipo de carga que alimenta cada banco y por ende el gráfico de carga característico que le corresponde.
- Caracterizar los bancos de capacitores, de los cuales se debe verificar su potencia y el estado en que se encuentran.

3.2 Análisis del circuito 28

El circuito 28 tiene su origen en la subestación (Monumento del Che) en la Plaza de la Revolución Ernesto Guevara de Santa Clara, se alimenta a través de un transformador con relación de voltaje 34,5 / 13 KV. Su línea principal o tronco abarca una longitud aproximada de 1305 m, con 6 ramales trifásicos que a su vez se dividen en bifásicos y monofásicos, 4 bifásicos y 3 monofásicos. El circuito presenta un buen número de cargas residenciales, pero además lo conforman varias cargas no residenciales o estatales de gran importancia como son: Monumento Plaza de la Revolución, DAT INSAD, el Joven Club, Panque VC, La Imprenta, La Concha, La Recapadora, Universal Tienda SC, Hidroeconomía, TRD La Terminal, FINCIMEX, Laboratorio de Ortopedia Técnica. Cuenta con 1 transformador trifásico de 40 KVA; 5 bancos de 3 transformadores monofásicos en conexión trifásica (Y-Y) y (Y- Δ), 13 bancos de 2 transformadores monofásicos en conexión trifásica (Y-abierta) y 26 transformadores monofásicos en conexión fase-neutro, para un total de 45 bancos de transformadores en el circuito.

En la tabla 3.1 se muestra la cantidad de transformadores que se encuentran conectados en cada fase, las potencias instaladas por fase y la potencia total instalada en el circuito.

Tabla 3.1 Potencias instaladas en el circuito 28.

Fases	Transformadores por fases	Potencia instalada por fases (KVA)	Potencia total instalada en el circuito (KVA)
A	14	739,5	1896
B	10	542	
C	12	614,5	

Para el estudio del balanceo de este circuito fue necesario realizar una estimación de las cargas, con las lecturas registradas por los interruptores principales de este. A continuación, las figuras 3.1 y 3.2 muestran el comportamiento de las corrientes y las potencias del circuito en un día promedio.

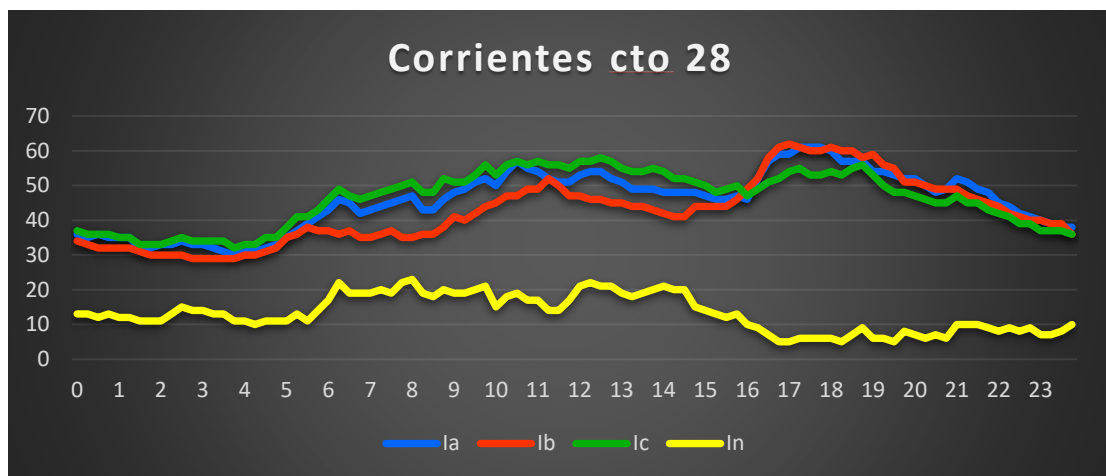


Figura 3.1: Comportamiento de las corrientes en el circuito 28.

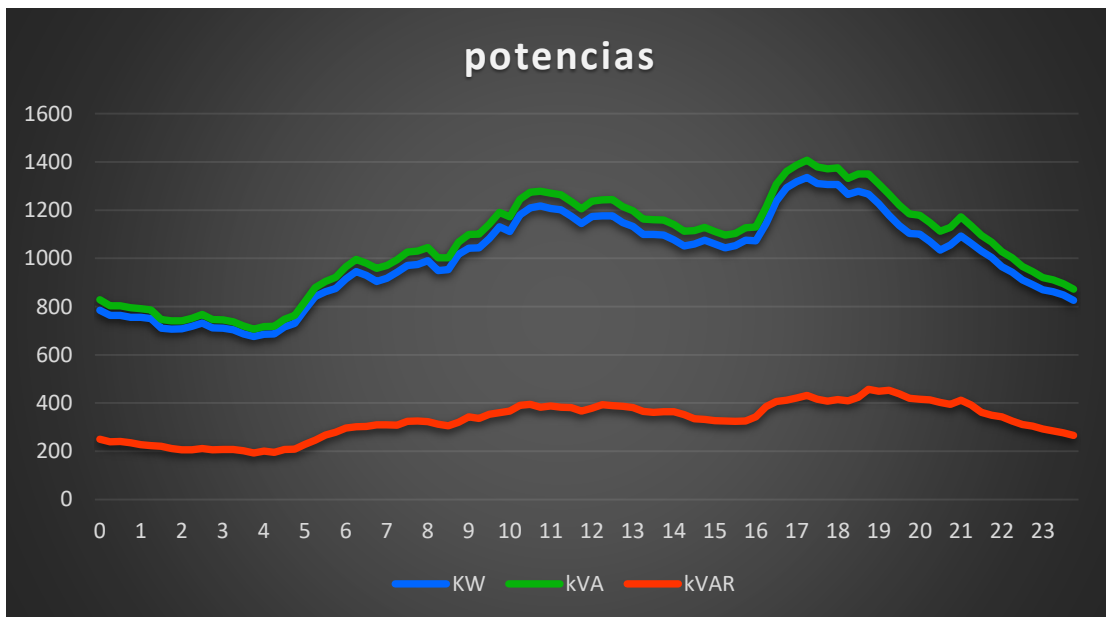


Figura 3.2: Comportamiento de las potencias en el circuito 28.

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico es una mezcla de mixto-residencial-servicio, también podemos constatar que en el horario de la mañana la fase más cargada es la C y la de menos carga la B y en el horario pico, la más cargada es la fase B y la de menor carga la fase C, todo esto se debe a la distribución de los transformadores por fase, a la carga asociada a cada transformador y al comportamiento diario que experimentan dichas cargas. Además, podemos comprobar que debido al desequilibrio que existe entre las corrientes de fase, se produce durante todo el día la circulación de una elevada corriente por el conductor

neutro, que supera los 20 A y cuyo pico ocurre en el horario de la mañana, es decir no coincide con el horario pico del circuito, o sea, que es un circuito dominado principalmente por las cargas estatales existentes en él.

Con los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor principal del circuito, se realiza la estimación de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores. Para esto se utiliza un programa de estimación elaborado en el software MATLAB, este programa trabaja con las mediciones aportadas por el interruptor principal para un día promedio (se escogió como día promedio el miércoles 5 de abril del 2017), con una base de datos confeccionada a partir del celaje realizado y con una base de datos que contiene los posibles gráficos de carga en función de la carga servida.

A continuación, se ejecuta el programa de estimación y se selecciona el tipo de ajuste deseado, es decir: mejor ajuste a las corrientes de fase o mejor ajuste a la corriente de neutro. Una vez seleccionado el tipo de ajuste, el programa calcula las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) de los distintos bancos de transformadores (Anexo I) y estima un gráfico para cada corriente de fase y para la corriente que circula por el conductor neutro.

En la figura 3.3 se muestra la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corrientes de neutro. Las líneas de trazo continuo corresponden a los gráficos reales del circuito contruidos a partir de las mediciones del interruptor principal y las líneas de trazo discontinuo corresponden a los gráficos estimados. Puede verse que existe una buena similitud entre los gráficos reales y los gráficos estimados, además se logra que las corrientes estimadas de fase y de neutro tengan un comportamiento similar al de las corrientes reales durante todo el día. Sin embargo, esto no quiere decir que las potencias que se obtienen para los diferentes bancos de transformadores sean las que suministran en realidad, pues para eso sería necesario disponer de tomas de carga de cada uno de los transformadores del circuito.

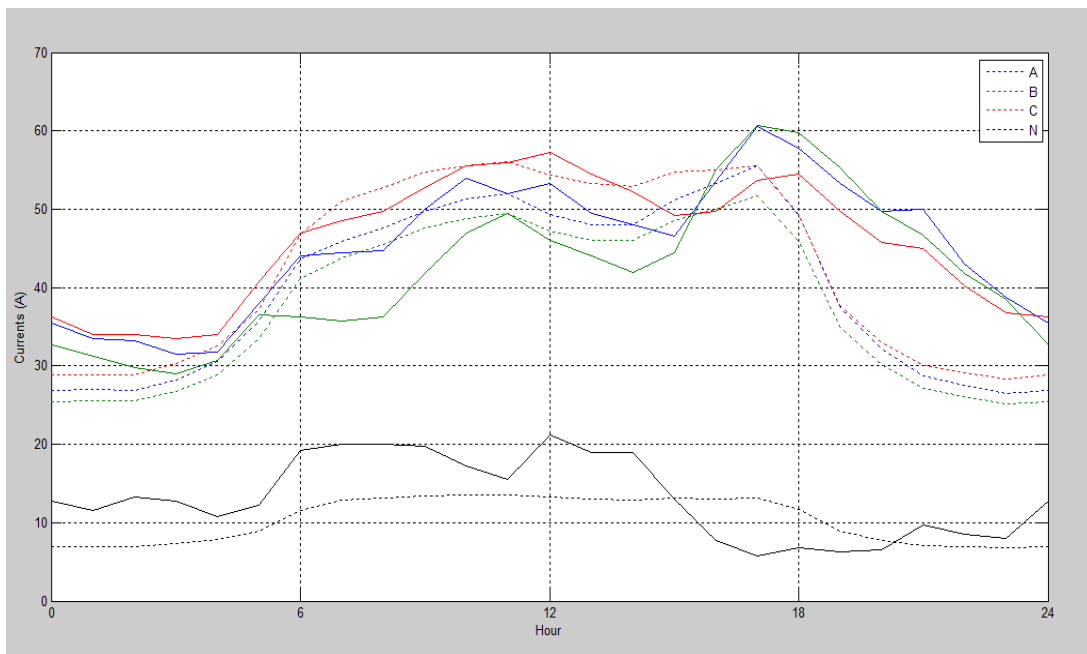


Figura 3.3: Estimación realizada para el circuito 28.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo I). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan los datos referentes a la tensión nominal del circuito, los máximos cambios permitidos y se seleccionan los elementos que se desean variar (ramales bifásicos, ramales monofásicos, bancos de tres transformadores, bancos de dos transformadores y transformadores monofásicos), se ajustan los puntos donde se desea minimizar la corriente de neutro y por último se selecciona el tamaño de la población y la cantidad de generaciones deseadas. Luego se procede a realizar varias corridas del programa de balanceo mediante el algoritmo genético NSGA-II, (figura 3.4). En el caso de este circuito se decidió variar solamente los ramales de una y dos fases y los transformadores monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 8 cambios como máximo.

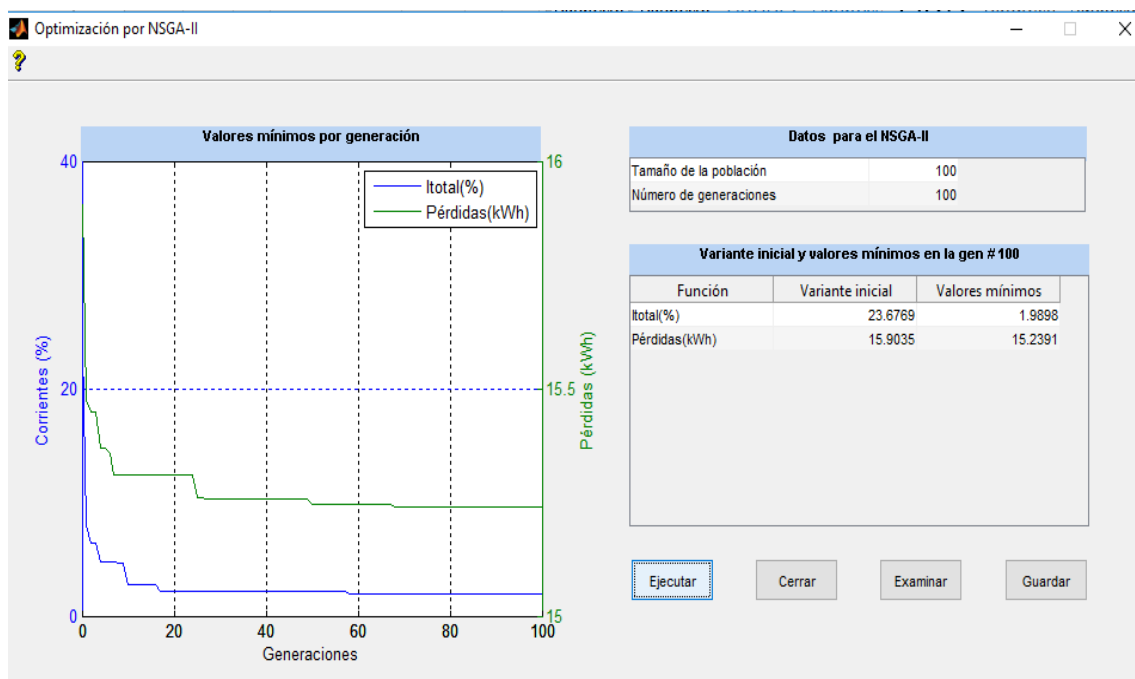


Figura 3.4: Optimización para el circuito 28.

Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 15,90 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 23,67 A. Las variantes de balanceo que se obtienen se encuentran ordenadas por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Se debe escoger una variante en la cual, con un pequeño número de reconexiones, se pueda lograr una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía, atendiendo a esto se seleccionó la variante # 1. En la figura 3.5 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

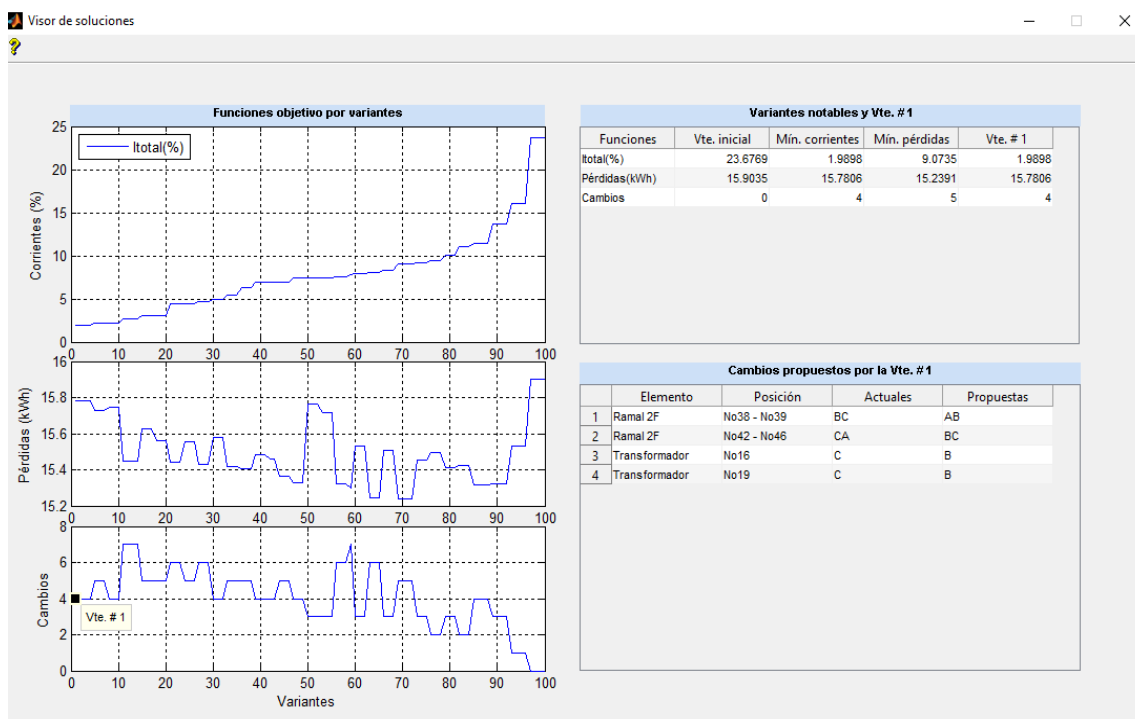


Figura 3.5: Variante para el balanceo del circuito 28.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 21,68 A, las pérdidas de energía deben reducirse en 0,12 kWh/día y aunque no se minimizan mucho las pérdidas, solo deben efectuarse cuatro cambios y se nota la reducción de la corriente por el conductor neutro. En la figura 3.6 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

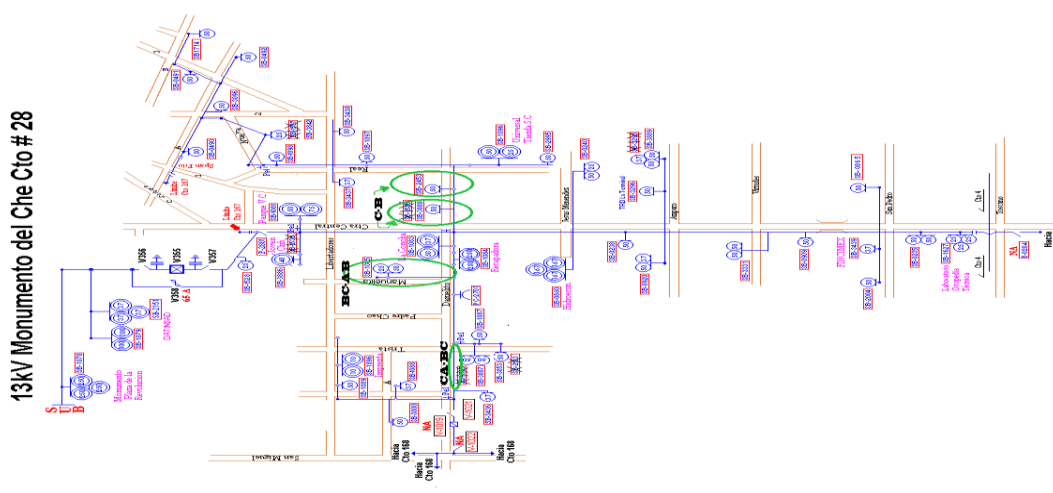


Figura 3.6: Cambios para el circuito 28.

En la figura 3.7 se observan los gráficos estimados por el programa de balanceo para las corrientes de fases y de neutro, antes y después de que se ejecuten los cambios.

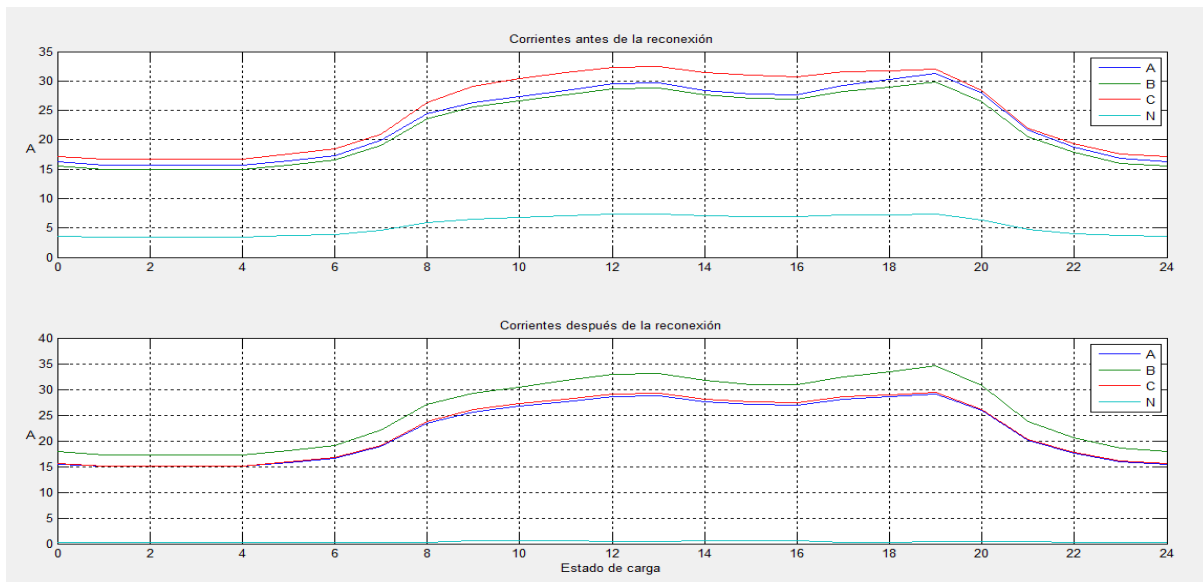


Figura 3.7: Corrientes estimadas antes y después de la reconexión.

En la figura anterior se observa que la corriente de neutro debe reducirse notablemente al realizar las reconexiones. Con respecto a las corrientes de fase puede decirse que, aunque no se logra un equilibrio total entre ellas, si es evidente que después del cambio propuesto estas se encuentran más equilibradas. Debe señalarse que en estos resultados influyen de forma negativa algunas cuestiones, sobre todo lo relacionado con la estimación de las cargas eléctricas, pues en este circuito existen algunas cargas que al no ser muy comunes se hace muy difícil asignarles un gráfico de carga característico.

3.3 Análisis del circuito 132

El circuito 132 tiene su origen en la subestación (Santa Clara Industrial) en el reparto Vigía de Santa Clara, se alimenta a través de un transformador de 25MVA con una relación de voltaje 34,5 / 13,8 KV. Su línea principal o tronco abarca una longitud aproximada de 2885 m con 8 ramales trifásicos, 10 bifásicos que a su vez se dividen en ramales monofásicos. El circuito presenta mayormente cargas residenciales, pero además lo conforman varias cargas no residenciales o estatales como son, por citar ejemplos: La tienda Escambray, la panadería Vigía Sur, BICSA, el Cabaret El Bosque,

la Piscina, SEPSA y el Estadio Augusto César Sandino. Cuenta con 6 bancos de 3 transformadores monofásicos en conexión trifásica (Y-Y), 14 bancos de 2 transformadores monofásicos en conexión trifásica (Y-abierta) y (Δ -abierta) y 90 bancos de transformadores monofásicos en conexión fase-neutro, para un total de 110 bancos de transformadores en el circuito. Además, cuenta con un banco de capacitores de 150 CkVAr.

En la tabla 3.2 se muestra la cantidad de transformadores que se encuentran conectados en cada fase, las potencias instaladas por fase y la potencia total instalada en el circuito.

Tabla 3.2 Potencias instaladas en el circuito 132.

Fases	Transformadores por fases	Potencia instalada por fases (kVA)	Potencia total instalada en el circuito (kVA)
A	55	1952,5	5740
B	48	2440	
C	34	1347,5	

Para el estudio del balanceo de este circuito fue necesario realizar una estimación de las cargas, con las lecturas registradas por los interruptores principales de este. Las figuras 3.8 y 3.9 muestran el comportamiento de las corrientes y la potencias del circuito respectivamente.

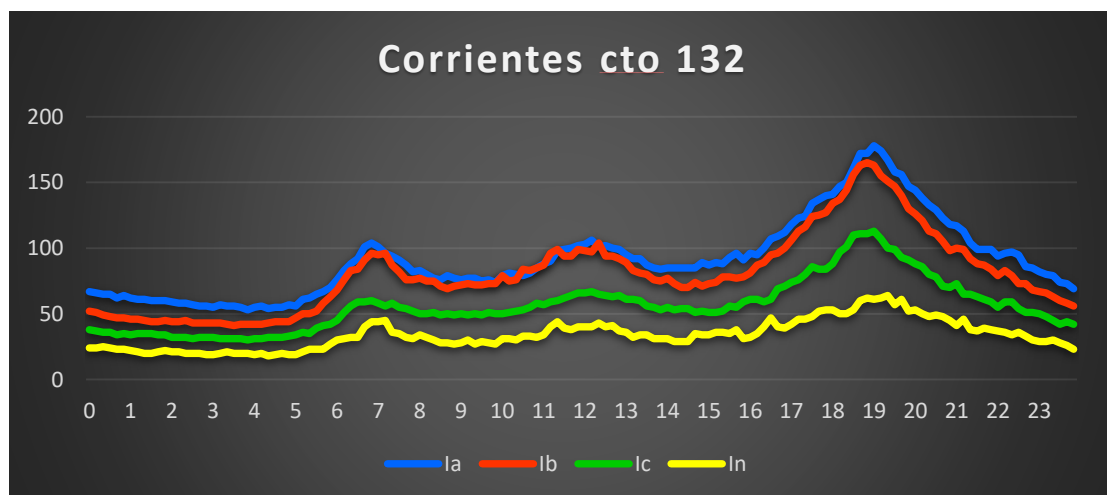


Figura 3.8: Comportamiento de las corrientes en el circuito 132.

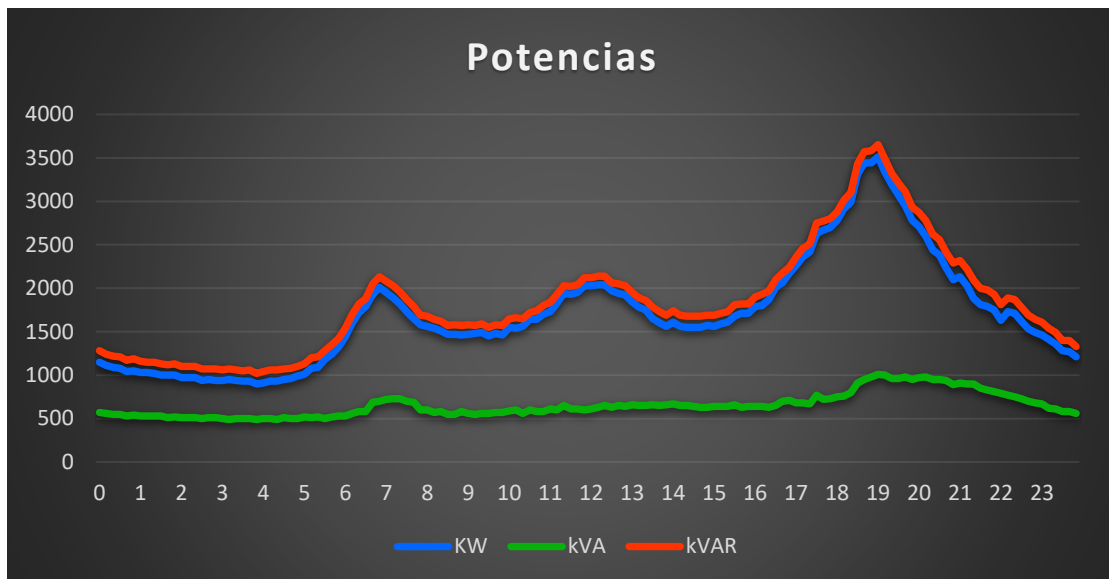


Figura 3.9: Comportamiento de las potencias en el circuito 132.

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico es residencial mixto, también podemos constatar que las fases más cargadas son la (A) y la (B) y la menos cargada la fase (C), todo esto se debe a la distribución de los transformadores por fase, a la carga asociada a cada transformador y al comportamiento diario que experimentan dichas cargas. Además, podemos comprobar que debido al desequilibrio que existe entre las corrientes de fase, se produce durante todo el día la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro, que supera los 50A.

Con los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor principal del circuito, se realiza la estimación de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores, para esto se seleccionó como día promedio el martes 7 de marzo del 2017.

En la figura 3.10 se muestra la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corriente de neutro. Las líneas de trazo continuo corresponden a los gráficos reales del circuito construidos a partir de las mediciones del interruptor principal y las líneas de trazo discontinuo corresponden a los gráficos estimados. Puede verse que existe una buena similitud entre los gráficos reales y los gráficos estimados, además se logra que las corrientes estimadas de fase y de neutro tengan un comportamiento similar al de las corrientes reales durante todo el día.

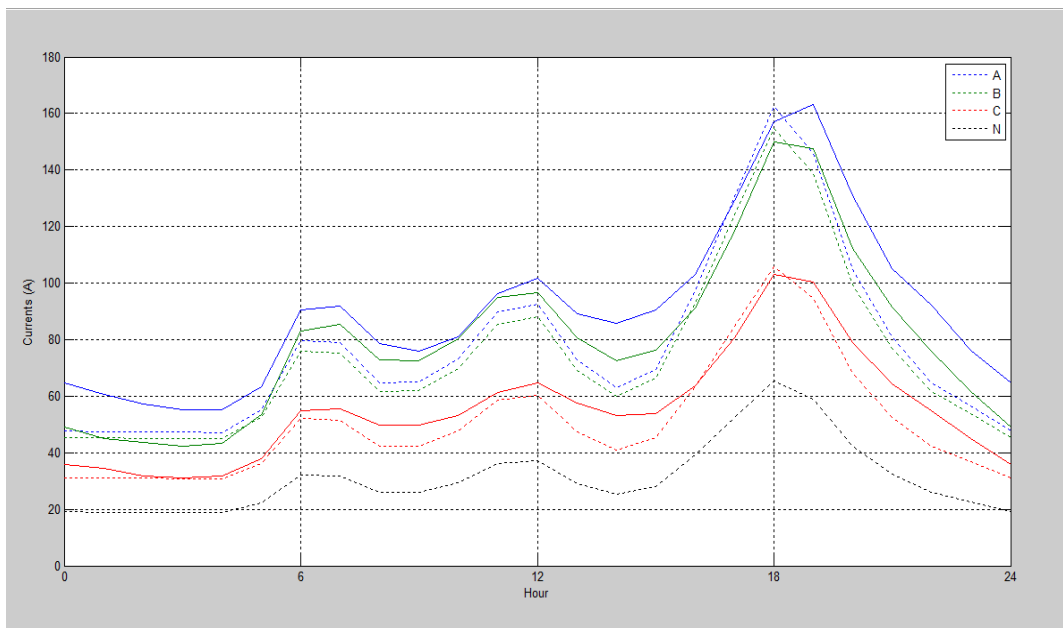


Figura 3.10: Estimación realizada para el circuito 132.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo II). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan los datos referentes a la tensión nominal del circuito, los máximos cambios permitidos y se seleccionan los elementos que se desean variar (ramales bifásicos, ramales monofásicos, bancos de tres transformadores, bancos de dos transformadores y transformadores monofásicos), se ajustan los puntos donde se desea minimizar la corriente de neutro y por último se selecciona el tamaño de la población y la cantidad de generaciones deseadas. Luego se procede a realizar varias corridas del programa de balanceo mediante el algoritmo genético NSGA-II, (figura 3.11). En el caso de este circuito se decidió variar solamente los ramales de una y dos fases y los transformadores monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 6 cambios como máximo.

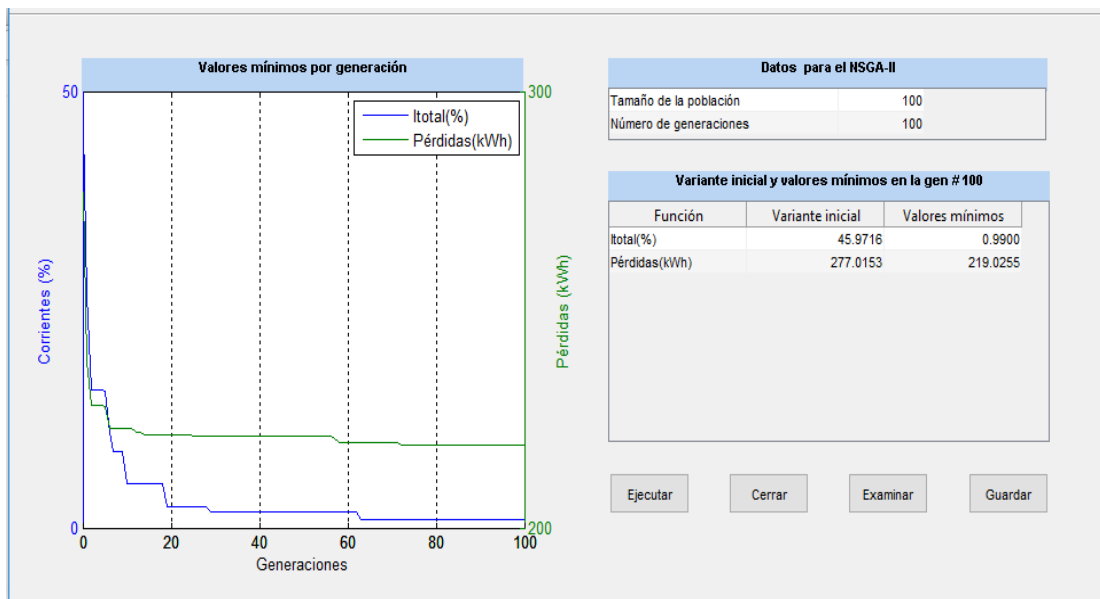


Figura 3.11: Optimización para el circuito 132.

Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 277,01 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 45,97 A. Las variantes de balanceo que se obtienen se encuentran ordenadas por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Se debe escoger una variante en la cual, con un pequeño número de reconexiones, se pueda lograr una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía, atendiendo a esto se seleccionó la variante # 1. En la figura 3.12 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 44.98 A, las pérdidas de energía deben reducirse en 57.98 kWh/día y deben efectuarse seis cambios y se nota la reducción de la corriente por el conductor neutro. En la figura 3.13 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

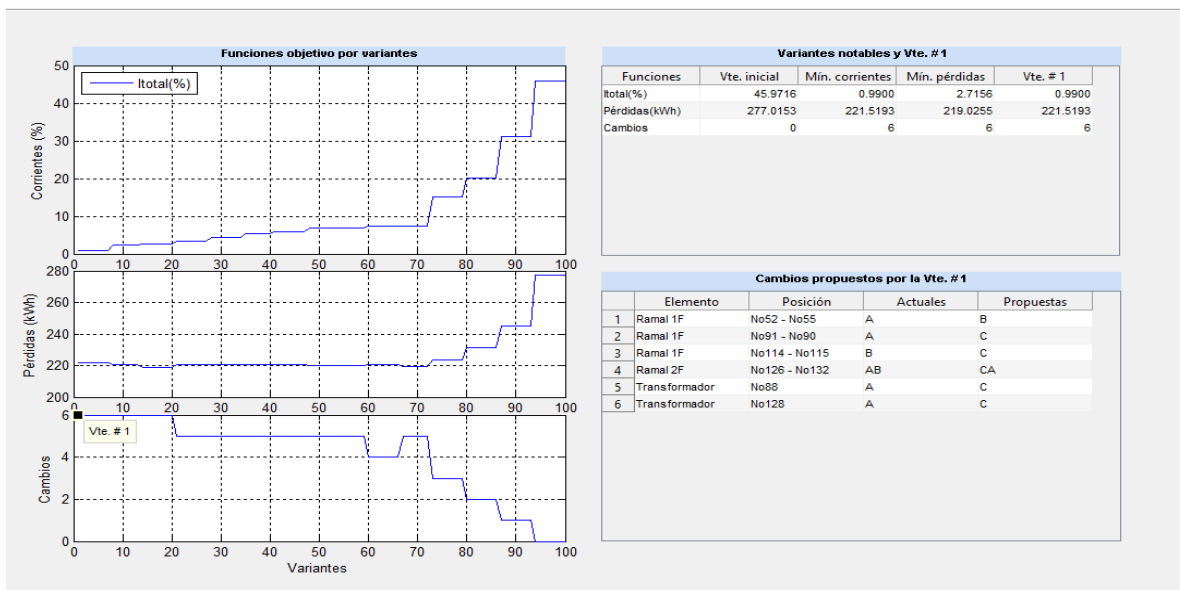


Figura 3.12: Variante para el balanceo del circuito 28.

13kV Santa Clara Industrial (Vigia) Cto # 132

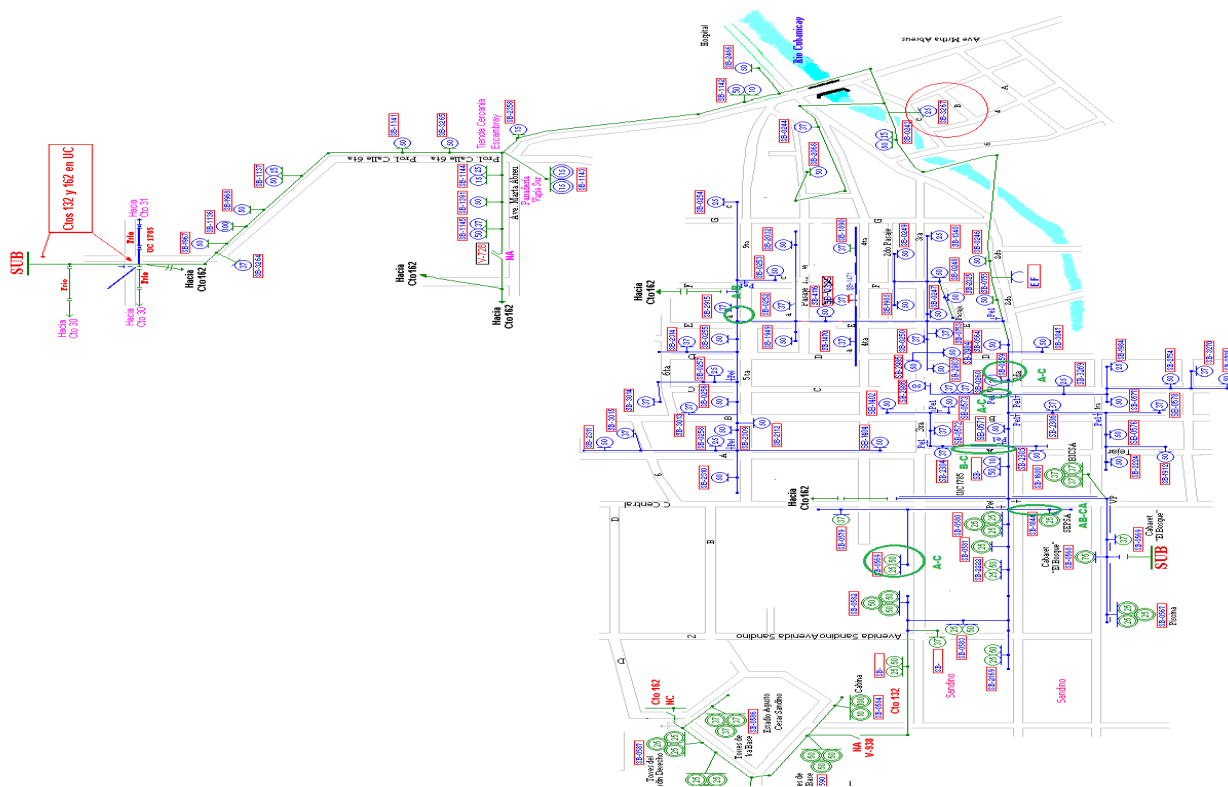


Figura 3.13: Cambios para el circuito 132.

En la figura 3.14 se observan los gráficos estimados por el programa de balanceo para las corrientes de fases y de neutro, antes y después de que se ejecuten los cambios.

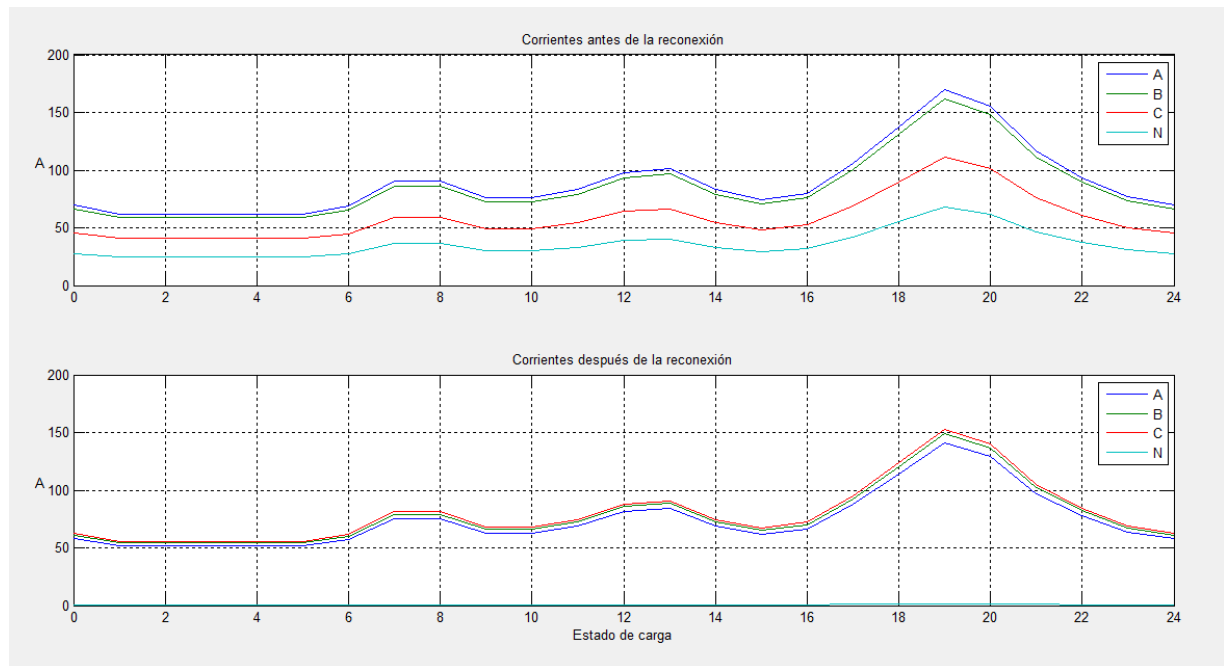


Figura 3.14: Corrientes estimadas antes y después de la reconexión.

En el caso de este circuito, se logra balancear mucho mejor las corrientes de fases y disminuir la corriente por el conductor neutro ya que este circuito es prácticamente residencial, y no presentó ninguna complicación a la hora de asignar los gráficos de carga correspondientes a cada banco.

3.4 Análisis del circuito 169.

El circuito 169 tiene su origen en la subestación (Gran Panel) ubicada en la circunvalación a 400 m de la rotonda de la autopista nacional, se alimenta a través de un transformador de 25 MVA que presenta una conexión (Yaterrada-Yaterrada) con un devanado terciario en delta de 8 MVA y relación de voltajes de 110/13,8 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 5,2 km aproximadamente. El circuito cuenta con 154 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 18 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta y un banco de tres transformadores con conexión estrella-delta, para un total de 173 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 10 ramales bifásicos, 36 ramales monofásicos y un banco de capacitores de

150 CkVAr. La mayor parte de las cargas alimentadas por este circuito son monofásicas y su gráfico de carga es residencial. Entre las cargas estatales más importantes se encuentran: el cardiocentro “Ernesto Guevara”, el taller de la ECOI-9, la Agrupación No.9 del MICONS, un taller de maquinado y una panadería. En la tabla 3.3 se muestra la cantidad de transformadores que se encuentran conectados en cada fase, las potencias instaladas por fase y la potencia total instalada en este circuito.

Tabla 3.3 Potencias instaladas en el circuito 169.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	67	60	66
Potencia instalada por fase (kVA)	3124,5	2589,5	3097
Potencia total instalada en el circuito	8811		

La operación del circuito 169 es controlada por el interruptor GIE SF6 (V-790), los registros históricos obtenidos a partir de dicho interruptor permiten conocer el comportamiento de los parámetros fundamentales del circuito en un período de tiempo determinado. En las figuras 3.15 y 3.16 se muestra el comportamiento de las corrientes y las potencias respectivamente el día 07/02/2017.

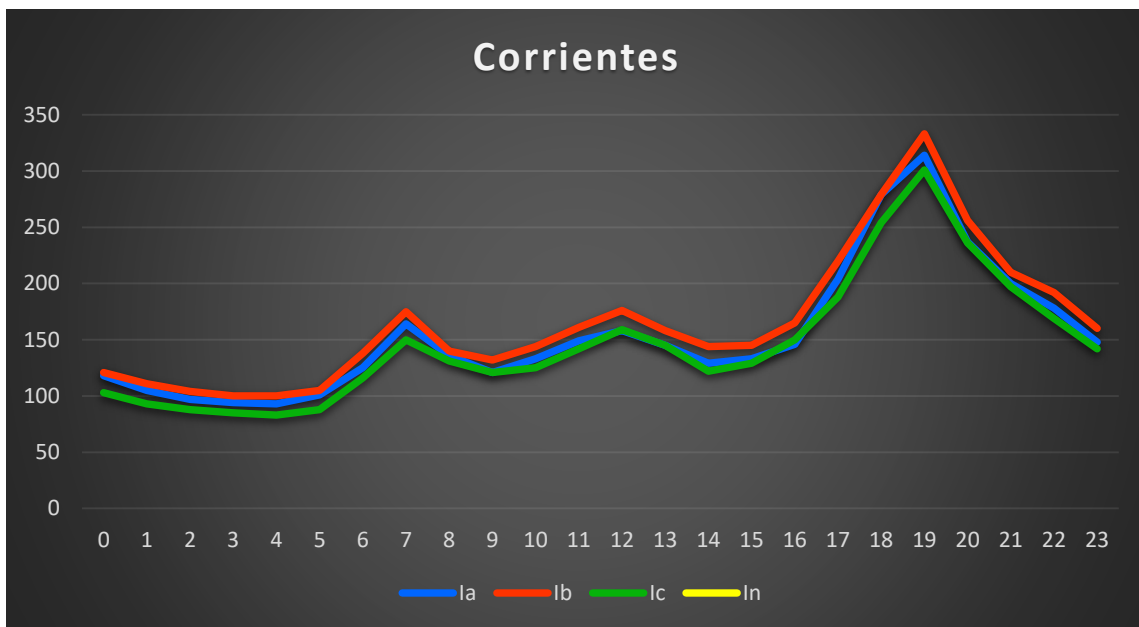


Figura 3.15: Comportamiento de las corrientes circuito 169.



Figura 3.16: Comportamiento de las potencias circuito 169.

Este circuito tiene la característica que ya ha sido balanceado en trabajos anteriores, por lo que proponemos en este que se mantenga tal y como esta, en caso de algún cambio, recomendamos actualizar la base de dato del mismo y volver a correr el programa de balanceo, evitando así que se desbalancee y se pierda todo lo que se ha logrado hasta ahora. A continuación, se muestra en la figura 3.17 la estimación realizada demostrando lo antes mencionado, hay que tener en cuenta que esta estimación es un cálculo aproximado que se asemeja bastante a la característica original del circuito.

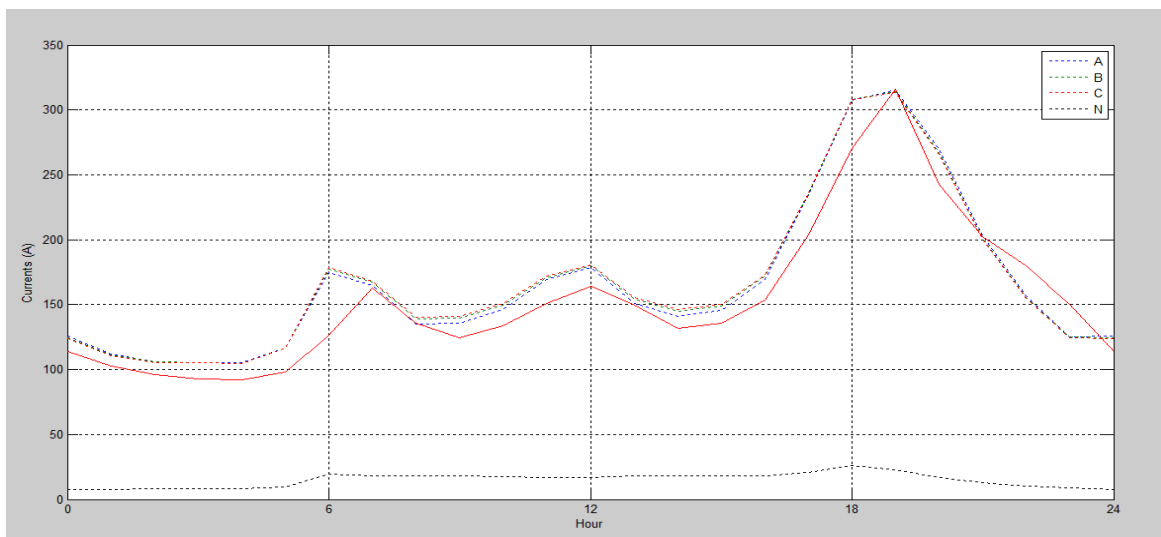


Figura 3.17: Estimación para el circuito 169.

La figura 3.18 muestra las corrientes antes y después de la reconexión para una variante que se toma como ejemplo para la comparación, mostrando una disminución de la corriente por el conductor neutro, pero desbalanceando las corrientes por las fases. Esta variante propone cambio de un ramal monofásico, cambio de un ramal bifásico y cambio de cuatro transformadores monofásicos.

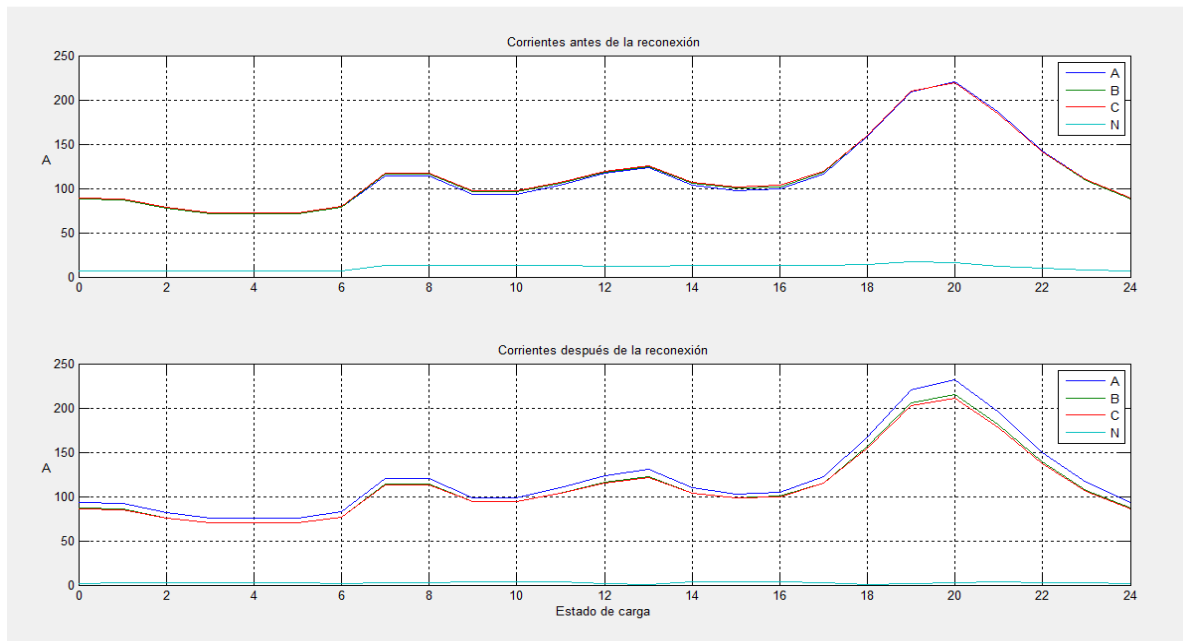


Figura 3.18: Corrientes antes y después de la reconexión.

CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos en el presente trabajo, puede llegarse a las siguientes conclusiones:

- Al realizar el celaje de los circuitos se pudo comprobar que los datos de los mismos se encontraban desactualizados.
- En los circuitos analizados solo se tuvo acceso a mediciones de los interruptores principales, por lo tanto, fue necesario realizar una estimación de las cargas utilizando un programa de estimación.
- Se logró realizar una estimación en la cual se obtienen gráficos de carga muy semejantes a los medidos por los interruptores principales de los diferentes circuitos, y aunque esta estimación puede tener cierto error con respecto a los valores reales, los resultados obtenidos en la práctica muestran que es bastante buena.
- El programa de balanceo brinda múltiples soluciones para balancear la red, lo que permite escoger la variante más adecuada para cada circuito, estas deben consultarse primeramente con la dirección técnica de la Empresa Eléctrica para lograr mejores resultados.
- Los resultados obtenidos desde el punto de vista teórico se pueden considerar como satisfactorios, pues, se nota la reducción de la corriente que circula por el conductor neutro y mejora el equilibrio entre las corrientes de fase.

RECOMENDACIONES

- Extender el estudio a otros circuitos de la red nacional en aras de poder balancear la mayor parte de los circuitos primarios, y de esta forma reducir al máximo las pérdidas y lograr un servicio más eficiente.
- Actualizar las bases de datos de los diferentes circuitos de distribución primaria con vistas a realizar este u otros tipos de estudios.
- Aplicar los cambios propuestos por el programa de balanceo para los circuitos estudiados.
- Continuar perfeccionando los métodos computacionales de estimación y ajuste de cargas en los circuitos de distribución primaria.
- Realizar una evaluación previa de las variantes de balanceo en cuanto a posibilidades técnicas de ejecución y de esta forma evitar que una variante quede inconclusa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. A. Lichtman, et al., Lichtman's Atlas of Eematology. New York: McGraw-Hill, 2007.
- [2] M. A. Cuellar, "Metodología para el Balanceo de Circuitos de Distribución Primaria," Tesis para la opción al título académico de Master en Ingeniería Eléctrica, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, 2014.
- [3] P.E. Issouribehere, J. C. Barbero, y G. A. Barbera, "Estudio Comparativo de las diferentes definiciones de los Factores de Desbalance de Tensiones y Corrientes en los Sistemas Trifásicos," Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, Puerto Iguazú, Argentina, mayo de 2009.
- [4] *IEEE Standard Test Procedure for Polyphasers Induction Motors and Generators*, IEEE Standard 112, 1991.
- [5] *Motors and Generators*, ANSI/NEMA Standard MG1, 1993.
- [6] *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques- Power quality measurement methods*, IEC 61000-4-30, 2003.
- [7] G. Casaravilla y V. Echinope, "Desbalances-Estudio de alternativas para su estimación," Instituto de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República, 2009.
- [8] "Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos," ECAMEC Tecnología, septiembre de 2009.
- [9] C. Y. Lee, "Effects of unbalanced voltage on the operation performance of a three-phase induction motor," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 14, no. 2, pp. 202-208, June 1999.
- [10] R. P. Broadwater, A. H. Khan, H. E. Shaalan, and R. E. Lee, "Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 8, no. 1, pp. 294-300, January 1993.
- [11] *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE std 1159, 1995.
- [12] L. C. Fernández y J. L. Jassa, "La Representación de las Cargas y el Análisis de los Circuitos de Distribución Primaria," *Revista Energética*, vol. 23, no.3, 2002.

- [13] EPRI Power Electronics Applications Center, "Input performance of ASDs during supply voltage unbalance," *Power quality testing network PQTN Brief*, no. 28, 1996.
- [14] G. A. Schweickardt y G. Wiman, "Metaheurística FEPSO Multiobjetivo. Una aplicación para el análisis del balance de cargas en redes de distribución de baja tensión," Universidad Nacional de Colombia, Medellín, julio de 2009.
- [15] *Tensiones Normalizadas*, Norma Cubana NC: 365, Oficina Nacional de Normalización, Ciudad de la Habana, 2011.
- [16] *European standard for voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*, CENELEC, EN 50160, ed: CENELEC TCX, 2006.
- [17] *Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 2-2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*, IEC 61000-2-2, 1990.
- [18] *Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings (60 Hertz)*, ANSI Standard Publication no. ANSI C84-1, 1995.
- [19] L. G. G. Sánchez, "Localización Óptima de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Trifásicos con Carga Variable en el Tiempo utilizando el Método de Monte Carlo," Memoria, Universidad de Barcelona, 2012.
- [20] S. D. F. Dotres, "Ajuste de las derivaciones de los transformadores," Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [21] R. C. V. Sanabria, "Análisis Interactivo Gráfico de Sistemas Eléctricos de Distribución Primaria," Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1993.
- [22] "*Electricidad_Electricitat Desequilibrios de tensión e intensidad*" available in (<https://electricidad-viatger.blogspot.com/2009/05/desequilibrios-de-tension-e-intensidad.html>).
- [23] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.

- [24] A. Auguglio, L. Dusonchet, and M. Giuseppe, "Minimum losses reconfiguration of MV distribution networks through local control of tie-switches," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 762-771, 2003.
- [25] H. Salazar, R. Gallego, and R. Romero, "Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1735-1742, 2006.
- [26] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," *Electric Power and Energy Systems*, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [27] J.-P. Chiou, C.-F. Chang, and C.-T. Su, "Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 668-674, 2005.
- [28] C.-T. Su, C.-F. Chang, and J.-P. Chiou, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm," *EPRI*, vol. 75, no. 2-3, pp. 190-199, 2005.
- [29] Z. Jinxiang, MY. Chow, and Z. Chang, "Phase Balancing using Mixed Integer Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1487-1492, 1998.
- [30] Z. Jinxiang, B. Griff, and MY. Chow, "Phase Balancing using Simulated Annealing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1508-1513, 1999.
- [30] Z. Jinxiang, B. Griff, and MY. Chow, "Phase Balancing using Simulated Annealing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1508-1513, 1999.
- [31] A. Ruiz, J. C. Galviz, and R. Gallego, "Solution to the phase balancing problem and the primary feeder's reconfiguration by three phase modeling using simulated annealing," *Scientia et Technica*, vol. 12, no. 30, pp. 1-6, 2006.
- [32] T.-H. Chen and J.-T. Cherng, "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 3, pp. 994-1000, 2000.

- [33] M. Dilek, R. P. Broadwater, J. C. Thompson, and R. Sequin, "Simultaneous phase balancing at substations and switches with time-varying load patterns," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 922 – 928, 2001.
- [34] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H.-J. Chuang, and C.-Y. Ho, "Heuristic Rule-Based Phase Balancing of Distribution Systems by Considering Customer Load Patterns," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 709-716, 2005.
- [35] C.-H. Lin, C.-S. Chen, M.-Y. Huang, H.-J. Chuang, M. S. Kang, C.-Y. Ho, and C.W. Huang, "Optimal Phase Arrangement of Distribution Feeders Using Immune Algorithm," 14th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP 2007, Kaohsiung, Taiwan, November 4 - 8, 2007.
- [36] M.-Y. Huang, C.-S. Chen, C.-H. Lin, M. S. Kang, H.-J. Chuang, and C.-W. Huang, "Three-Phase Balancing of Distribution Feeders using Immune Algorithm," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 2, no. 3, pp. 383-392, 2008.
- [37] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H. J. Chuang, M.-Y. Huang, and C.-W. Huang, "An Expert System for Three-Phase Balancing of Distribution Feeders," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1488-1496, 2008.
- [38] A. Ukil, M. W. Siti, and J. Jordaan, "Feeder Load Balancing using Neural Network," *Lecture Notes in Computer Science, Springer*, vol. 39, no.72, pp. 1311-1316, 2006.
- [39] M. W. Siti, D. V. Nicolae, A. A. Jimoh, and A. Ukil, "Reconfiguration and Load Balancing in the LV and MV Distribution Networks for Optimal Performance," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, pp. 2534-2540, 2007.
- [40] A. Ukil, M. W. Siti, and J. Jordaan, "Feeder load balancing using combinatorial optimization-based heuristic method," 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, IEEE, 2008, pp. 1-6.
- [41] A. Ukil and M. W. Siti, "Feeder Load Balancing using Fuzzy Logic and Combinatorial Optimization-based Implementation," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, issue 11, pp. 1922-1932, 2008.
- [42] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. R. Niazi, "A novel strategy for phase balancing in three- phase four-wire distribution systems," IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego (CA), 2011, pp. 1-7.

- [43] R. A. Hooshmad and S. H. Soltani, "Fuzzy Optimal Phase Balancing of Radial and Meshed Distribution Networks Using BF-PSO Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 47-57, 2012.
- [44] R. A. Hooshmand, and S. H. Soltani, "Simultaneous optimization of phase balancing and reconfiguration in distribution networks using BF–NM algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 41, no. 1, pp. 76-86, 2012.
- [45] F. C. Guo, "Solving Load Phase Balancing Problem in LV Distribution Networks by Chaotic Simulated Annealing," *Advanced Materials Research*, vol. 463, pp. 689-693, 2012.
- [46] M. Sathiskumar, L. Lakshminarasimman, and S. Thiruvankadam, "A self-adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, no. 1, pp. 91- 97, 2012.
- [46] M. Sathiskumar, L. Lakshminarasimman, and S. Thiruvankadam, "A self-adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, no. 1, pp. 91- 97, 2012.
- [47] G. Mahendran, M. Sathiskumar, S. Thiruvankadam, and L. Lakshminarasimman, "Multi-objective Unbalanced Distribution Network Reconfiguration through Hybrid Heuristic Algorithm," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 8, no. 2, pp. 215-222, 2013.
- [48] K. Wang, S. Skiena, and T. G. Robertazzi, "Phase balancing algorithms," *Electric Power Systems Research*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.
- [49] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. R. Niazi, "A novel method for simultaneous phase balancing and mitigation of neutral current harmonics in secondary distribution systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 55, pp. 645-656, 2014.
- [50] I. P. Abril, "NSGA-II phase balancing of primary distribution circuits by the reconnection of their circuit laterals and distribution transformers," *Electric Power Systems Research*, vol. 109, pp. 1–7, 2014.

- [51] A. Seshadri. NSGAII source code. available in: «<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimization-algorithm/content/NSGA-II/>»
- [52] I. P. Abril, “Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Cargas,” Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.

ANEXOS

Anexo I: Base de dato circuito 28.

N1	N2	Fases	C Fase	C Neutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Gráfico
No1	No2	ABC	CN4	CN6	5	YY		0	0	139.73	44.85	Servicio3
No2	No3	ABC	CN4	CN6	170			0	0	0	0	
No3	No4	ABC	CN4	CN6	30			0	0	0	0	
No3	No5	ABC	CN4	CN6	100			0	0	0	0	
No5	No6	ABC	CN4	CN6	20	YY		0	0	20.96	6.73	Servicio3
No6	No8	ABC	CN4	CN6	3	2T	AC	0.51	0.16	31.34	10.06	Residencial Invierno
No5	NULEC	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0	
NULEC	No7	ABC	CN4	CN6	70			0	0	0	0	
No7	No9	A	CN4	CN6	50	1T	A	4.63	1.49	0	0	Residencial Invierno
No7	No10	ABC	CN4	CN6	70			0	0	0	0	
No10	No11	ABC	CN4	CN6	15	TT		0	0	7.45	2.39	Servicio3
No11	No14	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0	
No14	No13	ABC	CN4	CN6	0	2T	AC	5.31	1.7	15.67	5.03	Servicio3
No13	No15	B	A70	CN6	110	1T	B	4.82	1.55	0	0	Residencial Invierno
No14	No12	ABC	A150	CN6	170			0	0	0	0	
No12	No16	BC	CN6	CN6	40	1T	C	9.05	2.9	0	0	Servicio3
No16	No19	BC	CN6	CN6	100	1T	C	9.05	2.9	0	0	Servicio3
No19	No20	BC	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No20	No21	BC	CN6	CN6	50	2T	BC	5.45	1.75	7.83	2.51	Servicio3
No21	No23	C	A70	CN6	20	1T	C	9.05	2.9	0	0	Servicio3
No20	No22	BC	CN6	CN6	50	1T	C	9.05	2.9	0	0	Servicio3
No22	No24	B	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No24	No25	B	A50	CN6	40	1T	B	7.23	2.32	0	0	Servicio3
No24	No26	B	A50	CN6	60	1T	B	9.63	3.09	0	0	Residencial Invierno
No24	No27	B	CN6	CN6	60	1T	B	7.23	2.32	0	0	Residencial Invierno
No27	No28	B	CN6	CN6	70	1T	B	9.63	3.09	0	0	Residencial Invierno

No28	No30	B	A70	CN6	30			0	0	0	0	
No30	No29	B	CN6	CN6	50	1T	B	7.23	2.32	0	0	Residencial Invierno
No30	No31	B	A70	CN6	20	1T	B	9.63	3.09	0	0	Residencial Invierno
No30	No32	B	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No32	No33	B	CN6	CN6	50	1T	B	9.63	3.09	0	0	Residencial Invierno
No32	No34	B	CN6	CN6	100	1T	B	9.63	3.09	0	0	Servicio3
No34	No35	B	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No35	No36	B	A70	CN6	90	1T	B	9.63	3.09	0	0	Servicio3
No12	No37	ABC	A95	CN6	20	2T	BC	3.14	1.01	11.75	3.77	Residencial Invierno
No37	No17	ABC	A95	CN6	8	2T	AC	1.27	0.41	78.34	25.15	Servicio3
No17	No38	ABC	A95	CN6	50			0	0	0	0	
No38	No39	BC	CN6	CN6	70	2T	CB	4.55	1.46	8.34	2.68	Servicio3
No38	No40	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No40	No41	ABC	A70	CN6	50	1T	A	9.27	2.97	0	0	Residencial Invierno
No41	No42	ABC	A95	CN6	50			0	0	0	0	
No42	No43	BC	CN6	CN6	20	2T	BC	0.67	0.22	15.67	5.03	Servicio3
No43	No44	C	A70	CN6	70	1T	C	9.05	2.9	0	0	Residencial Invierno
No44	No45	C	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No42	No46	CA	A95	CN6	170	1T	C	6.78	2.18	0	0	Residencial Invierno
No46	No47	CA	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No47	No48	A	A70	CN6	50	1T	A	9.27	2.97	0	0	Residencial Invierno
No47	No49	A	A70	CN6	40	1T	A	9.27	2.97	0	0	Residencial Invierno
No47	No50	CA	CN6	CN6	100	2T	AC	0.05	0.02	3.13	1.01	Residencial Invierno
No50	No51	C	CN6	CN6	10	1T	C	9.05	2.9	0	0	Residencial Invierno
No12	No18	ABC	A150	CN6	110			0	0	0	0	
No18	No52	BC	A70	CN6	100	2T	CB	4.55	1.46	8.34	2.68	Servicio3
No18	No53	ABC	CN4	CN6	50	YY		0	0	93.34	29.96	Servicio3

No18	No54	ABC	CN6	CN6	35	2T	AC	2.75	0.88	11.75	3.77	Residencial Invierno
No54	No55	ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No55	No56	AB	A70	CN6	70	2T	BA	2.97	0.95	12.04	3.86	Servicio3
No55	No57	ABC	A70	CN6	140	1T	A	9.27	2.97	0	0	Residencial Invierno
No57	No61	ABC	A70	CN6	20	3T	ABC	4.8	1.54	18.2	5.84	Residencial Invierno
No55	No58	ABC	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No58	No59	AB	A70	CN6	60	2T	AB	0	0	16.05	5.15	Servicio3
No58	No60	ABC	CN6	CN6	100	1T	B	9.63	3.09	0	0	Residencial Invierno
No60	No62	ABC	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No62	No63	C	A70	CN6	100	1T	C	9.05	2.9	0	0	Residencial Invierno
No62	No64	A	CN4	CN6	10	1T	A	9.27	2.97	0	0	Residencial Invierno
No64	No65	A	CN4	CN6	30	1T	A	9.27	2.97	0	0	Residencial Invierno
No62	No66	ABC	CN6	CN6	50	2T	AB	0	0	16.05	5.15	Servicio3
No66	No67	ABC	CN6	CN6	50	3T	ABC	0.03	0.01	13.83	4.44	Servicio3

Anexo II: Base de dato para el circuito 132.

N1	N2	Fases	C Fase	C Neutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Gráfico
No1	No2	ABC	A150	CN6	200	1T	C	24.28	6.92	0	0	Residencial Invierno
No2	No3	ABC	A150	CN6	20	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No3	No4	ABC	A150	CN6	20	1T	C	64.76	18.45	0	0	Residencial Invierno
No4	No5	ABC	A150	CN6	30	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No5	No6	ABC	A150	CN6	20	2T	AB	44.7	12.75	17.32	4.94	Residencial Invierno
No6	No7	ABC	A150	CN6	80	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno

No7	No8	ABC	A150	CN6	50	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No8	No9	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No9	No10	CA	A70	CN6	65	2T	AC	0	0	13.92	3.97	Residencial Invierno
No9	No11	ABC	A70	CN6	50	2T	AC	4.07	1.17	16.82	4.79	Residencial Invierno
No11	No12	ABC	A70	CN6	50	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No12	No13	ABC	A70	CN6	100	2T	BA	14.38	4.1	34.81	9.93	Residencial Invierno
No13	V-728	ABC	A70	CN6	10			0	0	0	0	
No9	No14	ABC	A70	CN6	10	1T	C	9.71	2.77	0	0	Residencial Invierno
No14	No15	ABC	A70	CN6	80	2T	CB	26.43	7.53	11.55	3.29	Residencial Invierno
No15	No16	ABC	A70	CN6	30			0	0	0	0	
No16	No17	B	A70	CN6	30	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No16	No18	ABC	A70	CN6	140			0	0	0	0	
No18	No19	C	A70	CN6	10	1T	C	16.19	4.61	0	0	Residencial Invierno
No18	No20	A	CN6	CN6	150	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No20	No22	A	A70	CN6	150	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No18	No21	ABC	A70	CN6	50	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No21	No23	ABC	A70	CN6	180	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No23	No24	ABC	A70	CN6	70			0	0	0	0	
No24	No25	ABC	A70	CN6	25	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No25	No26	ABC	A70	CN6	25			0	0	0	0	
No26	No27	AB	CN6	CN6	120	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No27	No28	AB	CN6	CN6	20			0	0	0	0	
No28	No30	B	CN6	CN6	50	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No30	No33	B	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No33	No34	B	CN6	CN6	30	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno

No33	No35	B	CN6	CN6	30	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No33	No36	B	CN6	CN6	50	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No28	No31	B	CN6	CN6	100	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No31	No37	B	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No37	No38	B	CN6	CN6	50	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No37	No39	B	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No39	No41	B	A70	CN6	50	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No39	No42	B	CN6	CN6	50	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No37	No40	B	A70	CN6	50	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No40	No43	B	A70	CN6	50	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No28	No32	AB	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No32	No45	B	CN6	CN6	30	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No32	No46	B	CN6	CN6	50	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No46	No48	B	CN6	CN6	90	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No32	No47	AB	CN6	CN6	30	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No47	No49	AB	CN6	CN6	20			0	0	0	0	
No49	No50	A	A70	CN6	40	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No50	No53	A	A70	CN6	90	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No49	No51	B	A70	CN6	50	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No51	No54	B	A70	CN6	100	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No49	No52	AB	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No52	No55	A	CN6	CN6	70			0	0	0	0	
No55	No57	A	CN6	CN6	50	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No57	No59	A	CN6	CN6	150	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No55	No58	A	CN6	CN6	20	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno

No52	No56	A	CN6	CN6	40	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No56	No61	A	CN6	CN6	40			0	0	0	0	
No61	No62	A	CN6	CN6	20	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No61	No63	A	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No63	No65	A	A70	CN6	20	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No65	No68	A	A70	CN6	80	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No63	No66	A	A70	CN6	60	1T	A	13.4	3.82	0	0	Residencial Invierno
No66	No69	A	A70	CN6	40	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No63	No67	A	CN6	CN6	50	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No67	No70	A	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No70	No71	A	A70	CN6	30	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No70	No72	A	A70	CN6	100	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No70	No73	A	CN6	CN6	70	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No73	No74	A	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No74	No75	A	A70	CN6	50	1T	A	13.4	3.82	0	0	Residencial Invierno
No75	No77	A	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No77	No78	A	A70	CN6	20	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No77	No79	A	A70	CN6	50	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No74	No76	A	A70	CN6	40	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No74	No82	A	A70	CN6	40	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No82	No84	A	A70	CN6	70			0	0	0	0	
No84	No85	A	A70	CN6	50	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No84	No44	A	A70	CN6	20	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No26	No29	ABC	CN4	CN6	50	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No29	No86	ABC	CN4	CN6	30			0	0	0	0	

No86	No87	C	CN4	CN6	25	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No86	No88	ABC	CN4	CN6	75	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No88	No91	ABC	CN4	CN6	40			0	0	0	0	
No91	No90	A	CN4	CN6	50	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No90	No93	A	A70	CN6	30	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No93	No95	A	A70	CN6	50	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No91	No92	C	A70	CN6	50	1T	C	16.19	4.61	0	0	Residencial Invierno
No92	No96	C	A70	CN6	100			0	0	0	0	
No96	No97	C	A70	CN6	50	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No96	No98	C	A70	CN6	30	1T	C	24.28	6.92	0	0	Residencial Invierno
No98	No100	C	A70	CN6	30			0	0	0	0	
No96	No99	C	A70	CN6	50	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No99	No101	C	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No101	No102	C	A70	CN6	30	1T	C	24.28	6.92	0	0	Residencial Invierno
No101	No103	C	A70	CN6	35	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No91	No94	ABC	CN4	CN6	30	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No94	No104	ABC	CN4	CN6	55			0	0	0	0	
No104	No105	C	CN4	CN6	100	1T	C	24.28	6.92	0	0	Residencial Invierno
No105	No107	C	CN4	CN6	100			0	0	0	0	
No107	No108	C	A70	CN6	35	1T	C	24.28	6.92	0	0	Residencial Invierno
No108	No110	C	A70	CN6	35	1T	C	24.28	6.92	0	0	Residencial Invierno
No107	No109	C	A70	CN6	35	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No109	No111	C	A70	CN6	20			0	0	0	0	
No111	No112	C	A70	CN6	50	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No111	No113	C	A70	CN6	50	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno

No104	No106	ABC	CN4	CN6	50	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No106	No114	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0	
No114	No115	B	A70	CN6	100	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No115	No118	B	A70	CN6	40			0	0	0	0	
No118	No120	B	CN4	CN6	50	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No120	No122	B	CN4	CN6	50			0	0	0	0	
No122	No119	B	CN4	CN6	50	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No122	No121	B	CN4	CN6	25	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No122	No123	B	A70	CN6	30	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No114	No116	B	A70	CN6	70	1T	B	33.33	9.51	0	0	Residencial Invierno
No114	No117	ABC	A70	CN6	50	2T	AB	17.67	5.04	17.32	4.94	Residencial Invierno
No117	No124	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No124	No125	ABC	A70	CN6	100			0	0	0	0	
No125	No127	ABC	A70	CN6	50	YY		0	0	69.31	19.76	Residencial Invierno
No125	No128	ABC	A70	CN6	100	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No128	No129	ABC	CN4	CN6	60	2T	AB	0	0	23.21	6.62	Residencial Invierno
No129	No130	A	CN4	CN6	50	1T	A	20.1	5.73	0	0	Residencial Invierno
No124	No126	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No126	No131	B	CN4	CN6	50	1T	B	16.67	4.75	0	0	Residencial Invierno
No126	No132	AB	CN4	CN6	70			0	0	0	0	
No132	No134	AB	CN4	CN6	50	1T	A	26.8	7.64	0	0	Residencial Invierno
No132	No135	AB	CN4	CN6	60	2T	AB	0	0	34.81	9.93	Residencial Invierno
No126	No133	ABC	A70	CN6	20	YY		0	0	69.31	19.76	Residencial Invierno
No133	No136	ABC	CN4	CN6	20	1T	A	13.4	3.82	0	0	Residencial Invierno
No136	No138	ABC	CN4	CN6	17	2T	AB	11.03	3.15	28.87	8.23	Residencial Invierno

No138	No137	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0	
No137	No139	ABC	CN4	CN6	15			0	0	0	0	
No139	No141	C	A70	CN6	20	1T	C	24.28	6.92	0	0	Residencial Invierno
No139	No142	ABC	A70	CN6	35	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No142	No143	ABC	A70	CN6	65	2T	AB	0	0	34.81	9.93	Residencial Invierno
No137	No140	ABC	CN4	CN6	50	2T	AC	11.52	3.29	28.04	7.99	Residencial Invierno
No140	No144	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0	
No144	No145	ABC	CN4	CN6	15	YY		0	0	92.41	26.35	Residencial Invierno
No144	No146	ABC	CN4	CN6	10			0	0	0	0	
No146	No147	ABC	CN4	CN6	20	1T	C	32.38	9.23	0	0	Residencial Invierno
No146	No148	ABC	CN4	CN6	50	2T	AB	2.05	0.59	43.3	12.35	Residencial Invierno
No148	No149	ABC	CN4	CN6	20	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No149	No150	ABC	CN4	CN6	30			0	0	0	0	
No150	No151	ABC	CN4	CN6	20			0	0	0	0	
No151	No152	CA	A70	CN6	100	2T	AC	44.96	12.83	16.82	4.79	Residencial Invierno
No151	No153	ABC	A70	CN6	5	YY		0	0	69.31	19.76	Residencial Invierno
No151	No155	ABC	A70	CN6	100	1T	B	25	7.13	0	0	Residencial Invierno
No155	No156	ABC	CN4	CN6	50	YY		0	0	46.2	13.17	Residencial Invierno
No156	No154	ABC	CN4	CN6	200	YY		0	0	46.2	13.17	Residencial Invierno
No154	No157	ABC	CN4	CN6	70			0	0	0	0	
No157	No158	ABC	CN4	CN6	50	YY		0	0	69.31	19.76	Residencial Invierno
No157	No159	ABC	CN4	CN6	3			0	0	0	0	
No159	Cto-162	ABC	CN4	CN6	0			0	0	0	0	

Anexo III: Base de dato para el circuito 169.

N1	N2	Fases	C Fase	C Neutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Gráfico
----	----	-------	--------	----------	------	-------	-------	----	----	----	----	---------

No0	No1	ABC	A150	CN6	60			0	0	0	0	
No1	No2	ABC	A150	CN6	30			0	0	0	0	
No2	No3	ABC	A150	CN6	380			0	0	0	0	
No3	No4	ABC	A150	CN6	500			0	0	0	0	
No4	No5	ABC	A150	CN6	20			0	0	0	0	
No5	No34	ABC	A150	CN6	30	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No34	No36	ABC	A150	CN6	100			0	0	0	0	
No36	No40	ABC	A150	CN6	150			0	0	0	0	
No40	No37	ABC	A150	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No37	No38	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No38	No39	ABC	A150	CN6	50	2T	CA	14.4	5.09	23.24	8.23	Residencial nuevo
No39	No48	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No48	No54	ABC	A150	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No54	No49	ABC	A150	CN6	100	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No49	No55	ABC	A150	CN6	30			0	0	0	0	
No55	No56	ABC	A150	CN6	0			0	0	0	0	
No55	No58	A	A70	CN6	70	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No58	No57	A	A70	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No48	No50	A	A70	CN6	40	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No50	No51	A	A70	CN6	40			0	0	0	0	
No51	No52	A	A70	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No51	No53	A	A70	CN6	100	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No38	No47	C	A70	CN6	100	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No40	No44	C	A70	CN6	120	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No44	No45	C	A70	CN6	150	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No45	No46	C	A70	CN6	130	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No36	No41	A	A70	CN6	90	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo

No41	No42	A	A70	CN6	80	1T	A	13.41	4.75	0	0	Residencial nuevo
No42	No43	A	A70	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No5	No35	ABC	A150	CN6	100			0	0	0	0	
No35	No59	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No59	No60	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No60	No62	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No62	No63	ABC	A150	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No63	No64	ABC	A150	CN6	40			0	0	0	0	
No64	No65	ABC	A150	CN6	100			0	0	0	0	
No65	No69	AB	CN4	CN6	50	2T	BA	19.9	7.04	9.29	3.29	Residencial nuevo
No69	No71	B	CN4	CN6	200	1T	B	16.46	5.83	0	0	Residencial nuevo
No65	No66	ABC	A150	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No66	No84	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No84	No85	ABC	A150	CN6	50	2T	AC	0.1	0.04	34.7	12.28	Mixto_nuevo
No85	No86	ABC	A150	CN6	120	2T	CB	14.18	5.02	11.41	4.04	Residencial nuevo
No86	No87	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No87	No90	ABC	A150	CN6	40	2T	CA	7.48	2.64	34.85	12.34	Residencial nuevo
No90	No129	ABC	A150	CN6	40			0	0	0	0	
No129	No130	ABC	A150	CN6	100			0	0	0	0	
No130	No132	ABC	A150	CN6	45	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No132	No133	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No133	No139	ABC	A150	CN6	30	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No139	No140	ABC	A150	CN6	120			0	0	0	0	
No140	No147	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0	
No147	No171	ABC	A70	CN6	20	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No171	No172	ABC	A70	CN6	40			0	0	0	0	
No172	No173	ABC	A70	CN6	40	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No173	No186	ABC	A70	CN6	130			0	0	0	0	

No186	No174	ABC	A70	CN6	40	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No174	No191	ABC	A70	CN6	100			0	0	0	0	
No191	No185	ABC	A70	CN6	10	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No185	No188	ABC	A70	CN6	90			0	0	0	0	
No188	No189	ABC	A70	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No189	No190	ABC	A70	CN6	20			0	0	0	0	
No190	No194	ABC	A70	CN6	30			0	0	0	0	
No194	No195	ABC	A70	CN6	150	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No195	No196	ABC	A70	CN6	100	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No196	No197	ABC	A70	CN6	80			0	0	0	0	
No197	No200	BC	A35	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No200	No201	BC	A35	CN6	45			0	0	0	0	
No201	No205	BC	A35	CN6	40	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No205	No206	BC	A35	CN6	25			0	0	0	0	
No206	No229	BC	A35	CN6	100	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No229	No230	BC	A35	CN6	50	1T	C	40.3	14.26	0	0	Residencial nuevo
No230	No231	BC	A35	CN6	100			0	0	0	0	
No231	No233	BC	A35	CN6	7			0	0	0	0	
No233	No234	BC	A35	CN6	80	2T	CB	1.65	0.58	11.41	4.04	Residencial nuevo
No233	No235	B	A35	CN6	50	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No235	No237	B	A35	CN6	40			0	0	0	0	
No237	No238	B	A35	CN6	10			0	0	0	0	
No238	No240	B	A35	CN6	40	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No240	No241	B	A35	CN6	50			0	0	0	0	
No241	No242	B	A35	CN6	20	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No242	No246	B	A35	CN6	20			0	0	0	0	
No246	No247	B	A70	CN6	100			0	0	0	0	
No247	No254	B	A70	CN6	50	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo

No254	No249	B	A70	CN6	80	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No249	No255	B	A70	CN6	15			0	0	0	0	
No255	No256	B	A70	CN6	30	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No255	No257	B	A70	CN6	150	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No247	No250	B	A70	CN6	15	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No250	No252	B	A70	CN6	15			0	0	0	0	
No252	No251	B	A70	CN6	100	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No252	No253	B	A70	CN6	50	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No246	No248	B	A35	CN6	15	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No241	No243	B	CN6	CN6	80	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No243	No244	B	CN6	CN6	100	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No244	No245	B	CN6	CN6	150	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No237	No239	B	CN6	CN6	40	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No231	No236	C	A35	CN6	100	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No206	No232	BC	A70	CN6	30	2T	CB	4.14	1.46	28.51	10.09	Residencial nuevo
No201	No207	BC	A35	CN6	100			0	0	0	0	
No207	No208	BC	A35	CN6	50	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No208	No226	BC	A35	CN6	50			0	0	0	0	
No226	No224	BC	A35	CN6	50	1T	B	49.39	17.48	0	0	Residencial nuevo
No224	No225	B	A70	CN6	170	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No226	No227	C	CN6	CN6	25	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No227	No228	C	CN6	CN6	200	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No207	No209	C	A70	CN6	100	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No207	No210	C	A35	CN6	25	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo

No210	No211	C	A35	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No211	No212	C	A35	CN6	30			0	0	0	0	
No212	No214	C	A35	CN6	100	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No214	No213	C	A35	CN6	100	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No212	No215	C	A35	CN6	40	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No215	No216	C	A35	CN6	30			0	0	0	0	
No216	No217	C	A35	CN6	100			0	0	0	0	
No217	No220	C	A70	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No220	No221	C	A70	CN6	100	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No221	No222	C	A70	CN6	150	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No222	No223	C	A70	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No216	No218	C	A35	CN6	7	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No216	No219	C	A70	CN6	120	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No197	No202	ABC	A70	CN6	50	2T	BC	3.4	1.2	23.27	8.23	Mixto_nuevo
No202	No204	ABC	A70	CN6	150	3T	ABC	0	0	268.83	95.2	Mixto_nuevo
No197	No203	A	A70	CN6	100	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No194	No198	C	A50	CN6	40	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No198	No199	C	A50	CN6	20	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No188	No193	A	CN4	CN6	50	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No191	No192	C	A50	CN6	40	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No186	No187	ABC	A70	CN6	80	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No172	No175	BC	CN6	CN6	50	2T	CB	30.91	10.94	42.77	15.14	Residencial nuevo
No175	No176	BC	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No176	No179	C	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No179	No181	C	CN6	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo

No181	No184	C	A70	CN6	60	1T	C	8.06	2.85	0	0	Residencial nuevo
No179	No182	C	A70	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No179	No183	C	A70	CN6	50	1T	C	13.43	4.75	0	0	Residencial nuevo
No176	No180	B	A70	CN6	40	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No172	No177	A	CN4	CN6	110	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No177	No178	A	CN4	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No140	No148	A	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No148	No150	A	CN6	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No150	No151	A	CN6	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No148	No152	A	A70	CN6	80	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No148	No153	A	A70	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No140	No149	A	CN6	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No149	No154	A	CN6	CN6	150			0	0	0	0	
No154	No155	A	CN6	CN6	120			0	0	0	0	
No155	No162	A	CN6	CN6	50			0	0	0	0	
No162	No157	A	CN6	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No157	No158	A	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No158	No167	A	A70	CN6	80	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No167	No170	A	A70	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No157	No168	A	A35	CN6	50	1T	A	13.41	4.75	0	0	Residencial nuevo
No168	No169	A	A35	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No162	No163	A	CN6	CN6	40	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No163	No164	A	A70	CN6	30			0	0	0	0	
No164	No165	A	A70	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No164	No166	A	A70	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo

No155	No159	A	CN4	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No159	No160	A	CN4	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No155	No161	A	CN4	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No154	No156	A	CN6	CN6	50	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No133	No141	ABC	CN6	CN6	50	2T	CB	8.27	2.92	57.03	20.18	Mixto_nuevo
No133	No142	A	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No142	No143	A	CN6	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No142	No144	A	A70	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No144	No145	A	A70	CN6	20	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No142	No146	A	A70	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No130	No134	ABC	A70	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No134	No135	ABC	A70	CN6	50	2T	AB	0	0	23.24	8.23	Mixto_nuevo
No135	No136	B	A70	CN6	10			0	0	0	0	
No136	No137	B	A70	CN6	40	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No136	No138	B	A70	CN6	30	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No129	No131	C	A70	CN6	20	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No87	No91	BC	A50	CN6	30	2T	BC	6.79	2.41	46.53	16.47	Residencial nuevo
No91	No94	BC	A50	CN6	20			0	0	0	0	
No94	No93	BC	A50	CN6	20	2T	BC	5.09	1.8	34.9	12.35	Residencial nuevo
No93	No95	BC	A50	CN6	25			0	0	0	0	
No95	No99	BC	A50	CN6	50			0	0	0	0	
No99	No97	C	A70	CN6	40	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No95	No98	C	A70	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No94	No96	BC	A70	CN6	20	2T	BC	5.09	1.8	34.9	12.35	Residencial nuevo
No87	No92	A	A50	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo

No92	No100	A	A50	CN6	30			0	0	0	0	
No100	No101	A	A50	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No101	No111	A	A50	CN6	20			0	0	0	0	
No111	No102	A	A50	CN6	100			0	0	0	0	
No102	No110	A	CN6	CN6	40	1T	A	13.41	4.75	0	0	Residencial nuevo
No110	No117	A	CN6	CN6	20			0	0	0	0	
No117	No114	A	CN6	CN6	80			0	0	0	0	
No114	No116	A	CN6	CN6	40	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No114	No122	A	CN4	CN6	50	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No122	No124	A	CN4	CN6	40			0	0	0	0	
No124	No125	A	CN6	CN6	30	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No124	No126	A	CN6	CN6	15	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No114	No123	A	CN4	CN6	100			0	0	0	0	
No123	No127	A	A70	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No123	No128	A	CN4	CN6	50	1T	A	53.66	19	0	0	Residencial nuevo
No117	No118	A	A70	CN6	40	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No118	No120	A	A70	CN6	20	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No117	No119	A	CN6	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No119	No121	A	A50	CN6	100	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No102	No113	A	A50	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No113	No115	A	A50	CN6	10	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No111	No112	A	A50	CN6	90	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No100	No103	A	A50	CN6	30	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No103	No106	A	A50	CN6	25			0	0	0	0	
No106	No104	A	A70	CN6	40	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No104	No105	A	A70	CN6	50			0	0	0	0	

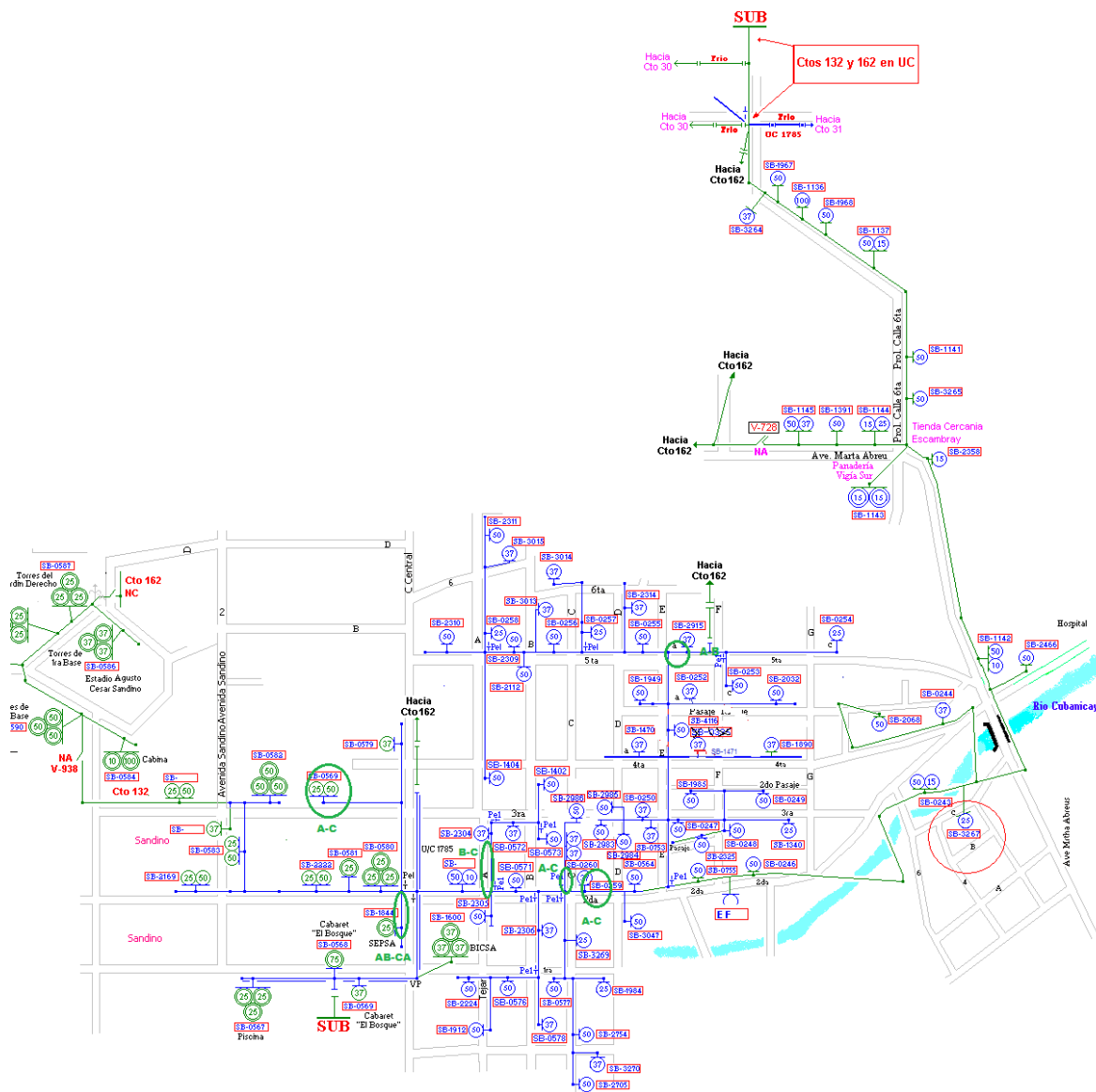
No105	No108	A	A70	CN6	30	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No105	No109	A	A70	CN6	40	1T	A	20.12	7.13	0	0	Residencial nuevo
No106	No107	A	A70	CN6	90	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No84	No88	AB	A35	CN6	35	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No88	No89	AB	A35	CN6	40	2T	BA	11.59	4.1	9.29	3.29	Residencial nuevo
No65	No70	B	CN4	CN6	100			0	0	0	0	
No70	No72	B	CN4	CN6	40	1T	B	16.46	5.83	0	0	Residencial nuevo
No72	No75	B	CN4	CN6	15			0	0	0	0	
No75	No76	B	CN6	CN6	30			0	0	0	0	
No76	No79	B	CN6	CN6	20			0	0	0	0	
No79	No81	B	CN6	CN6	30	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No81	No83	B	A70	CN6	100	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No79	No82	B	A70	CN6	80	1T	B	16.46	5.83	0	0	Residencial nuevo
No76	No80	B	CN6	CN6	20	1T	B	16.46	5.83	0	0	Residencial nuevo
No75	No77	B	CN4	CN6	70	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No75	No78	B	CN4	CN6	100	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No70	No73	B	CN6	CN6	100	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No70	No74	B	A35	CN6	40	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No64	No68	C	A50	CN6	50	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No62	No67	C	A50	CN6	40	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No35	No61	A	A35	CN6	30	1T	A	26.83	9.5	0	0	Residencial nuevo
No4	No7	ABC	A50	CN6	90	2T	BA	13.92	4.92	34.85	12.34	Residencial nuevo
No7	No8	ABC	A50	CN6	80	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No8	No9	ABC	A50	CN6	120	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo

No9	No6	ABC	A50	CN6	250			0	0	0	0	
No6	No11	ABC	A50	CN6	50			0	0	0	0	
No11	No13	ABC	A50	CN6	400			0	0	0	0	
No13	No15	B	A35	CN6	50	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No11	No14	C	A35	CN6	200	1T	C	20.15	7.13	0	0	Mixto_nuevo
No6	No12	BC	A35	CN6	200	2T	CB	3.94	1.39	17.11	6.06	Mixto_nuevo
No9	No10	BC	A35	CN6	60	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No10	No16	BC	A35	CN6	70			0	0	0	0	
No16	No17	BC	A50	CN6	50	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No17	No19	BC	A50	CN6	40	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No19	No20	BC	A50	CN6	100			0	0	0	0	
No20	No21	BC	A50	CN6	50	1T	B	16.46	5.83	0	0	Residencial nuevo
No21	No25	BC	A50	CN6	30			0	0	0	0	
No25	No23	BC	A50	CN6	50	1T	B	24.69	8.74	0	0	Residencial nuevo
No23	No24	BC	A35	CN6	200			0	0	0	0	
No24	No28	BC	A35	CN6	40	2T	BC	6.79	2.41	46.53	16.47	Mixto_nuevo
No24	No29	C	CN4	CN6	120			0	0	0	0	
No29	No30	C	A70	CN6	100			0	0	0	0	
No30	No32	C	A70	CN6	100	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No30	No33	C	A70	CN6	100	1T	C	20.15	7.13	0	0	Residencial nuevo
No29	No31	C	A70	CN6	200	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No25	No26	BC	A50	CN6	50			0	0	0	0	
No26	No27	B	A35	CN6	25	1T	B	32.92	11.65	0	0	Residencial nuevo
No20	No22	C	A70	CN6	100	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo
No16	No18	C	A35	CN6	40	1T	C	26.87	9.51	0	0	Residencial nuevo

Anexo IV: Planos de los circuitos.

[illegible]

13kV Santa Clara Industrial (Vigia) Cto # 132



Actualizado en febrero de 2016

13kV Gran Panel Cto # 169

