

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Propuesta de balanceo de los circuitos de distribución primaria 3, 5 y 80 de Cienfuegos

Autor: Luis Orlando Verges Muñiz

Tutores: Dr. C. Ignacio Pérez Abril
Ing. Reinier Herrera Casanova

Santa Clara, Junio del 2018
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

DEDICATORIA

A mis padres por ser los mejores del mundo.

A mi novia.

A toda mi familia.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por todo el apoyo, sacrificio y confianza para realizar mi sueño.

A mi novia por todo su amor y por ser un ejemplo de constancia y sacrificio.

A mis tutores por la ayuda brindada en el desarrollo de mi tesis.

A mi compañero Arnaldo por estar ahí cuando lo necesitaba.

A mis compañeros Alejandro, Alfredo, Roberto, Nelson, Marcos, Bryan y Arnaldo por los inolvidables momentos de estos cinco años.

RESUMEN

En los circuitos de distribución primaria de nuestro país se pueden apreciar bancos de transformadores asimétricos y transformadores de distribución monofásicos, así como ramales de dos fases y neutro, o de una fase 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 reducir la circulación de corriente por el conductor neutro y minimizar las pérdidas de energía en los circuitos de distribución primaria 3, 5, y 80 de Cienfuegos, aplicando el Radial y el programa para el balance de fases basado en el algoritmo genético por ordenamiento no dominado NSGA-II. Luego se propondrán las reconexiones mínimas necesarias de los ramales de una o dos fases y neutro y de los transformadores de distribución monofásicos para lograr el balance de dichos circuitos.

ÍNDICE

RESUMEN.....	iii
ÍNDICE	iv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....	4
1.1 Definiciones de desbalance	4
1.1.1 Definición de la NEMA.....	4
1.1.2 Definición de la IEC.....	5
1.1.3 Definición de la IEEE	5
1.2 Características fundamentales de las redes de distribución primaria	5
1.2.1 Características de los circuitos radiales.....	6
1.2.2 Características de los circuitos lazo	8
1.2.3 Características de los circuitos en malla.....	9
1.3 Características de las redes de distribución primaria en Cuba	9
1.4 Causas del desbalance.....	11
1.5 Efectos del desbalance.....	12
1.5.1 Efectos en las máquinas eléctricas	12
1.5.3 Efectos en líneas y transformadores	13
1.6 Valores permisibles de desbalance	14
1.7 Situación actual del desbalance en Cienfuegos	14
CAPÍTULO II: PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	18
2.1 Introducción	18
2.2 Formulación del problema	20
2.2.1 Variables independientes	20
2.2.2 Funciones objetivo.....	23
2.3 Implementación del NSGA-II.....	25
2.3.1 Representación de las variables (cromosoma)	26
2.3.2 Cálculo de las funciones objetivo.....	26
2.4 Procedimiento de estimación de cargas	27
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 DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS	35
3.1 Introducción	35
3.2 Análisis del Circuito 3.....	36

3.3 Análisis del Circuito 5.....	41
3.4 Análisis del Circuito 80.....	47
CONCLUSIONES.....	54
RECOMENDACIONES.....	55
ANEXOS.....	61
Anexo I: Base de datos del circuito 3.....	61
Anexo II: Base de datos del circuito 5.....	63
Anexo III: Base de datos del circuito 80.....	64

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución primaria poseen dentro del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) una elevada importancia, pues se encargan de entregar a los usuarios la energía eléctrica con la calidad y continuidad requeridas. 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 [54].

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].

En el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) los circuitos de distribución primaria ocupan el primer lugar en cuanto a nivel de desbalance, lo cual fue comprobado en tres circuitos de distribución primaria del municipio Cienfuegos

(circuitos 3, 5 y 80), con ayuda de las mediciones realizadas por los interruptores principales (NULEC) de cada uno de ellos.

En años anteriores se han realizado trabajos investigativos por parte de profesores y estudiantes sobre este tema, entre ellos varios trabajos de diploma. Sin embargo, aún no se ha logrado una adecuada aplicación en la práctica de los resultados obtenidos en estos trabajos.

El balance de las redes de distribución primaria se puede considerar como un problema muy actual y se relaciona fundamentalmente con la necesidad del ahorro de energía y la mejora de la calidad del servicio eléctrico. Pero, actualmente no se dispone de una prueba conclusiva sobre la efectividad del programa de balanceo en un número considerable de circuitos. En este sentido se plantea como problema de investigación: ¿Cómo lograr el balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria en Cienfuegos?

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

- ✓ Proponer acciones para balancear los circuitos de distribución primaria del municipio Cienfuegos, mediante el empleo de un programa computacional probado que permite realizar el balanceo por el algoritmo NSGA-II.

Para dar cumplimiento al mismo, se declaran como objetivos específicos:

1. Establecer los referentes teóricos del balanceo de los circuitos de distribución primaria.
2. Obtener los datos necesarios mediante el celaje de los circuitos de estudio.
3. Elaborar un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.
4. Aplicar el programa de balanceo a varios circuitos y seleccionar las variantes más adecuadas.

Las tareas científicas que contribuyen al cumplimiento de los objetivos específicos son:

1. Realización de una búsqueda bibliográfica sobre el tema.
2. Obtención de datos mediante el celaje de varios circuitos de distribución primaria.
3. Recopilación de las mediciones de los NULEC
4. Simulación de los circuitos en el Radial.
5. Elaboración de un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.

6. Aplicación del programa de balanceo a los circuitos y selección de las variantes más adecuadas.

El informe de la investigación se estructura en introducción, capitulario, conclusiones, bibliografía y anexos.

En la introducción se dejará definida la importancia, actualidad y necesidad del tema que se aborda y se dejarán explícitos los elementos del diseño teórico.

En el primer capítulo se realiza un acercamiento a las características de los circuitos de distribución primaria, al problema del desbalance y sus efectos negativos 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

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. De estas partes, solo se abordará en el presente trabajo lo relacionado con la distribución primaria, 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 lo largo de los años, varias instituciones internacionales han propuesto diferentes métodos y simplificaciones para determinar el desbalance en los sistemas eléctricos. A continuación, se exponen algunas de las definiciones aportadas por estas instituciones, 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 NEMA

La definición de la NEMA (*National Electric Manufacturing Association*) [4] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de línea (LVUR), es dada por:

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

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

$$desv\ máx\ V_{lin\ prom} = \text{Máx}[|V_{ab} - V_{prom}|, |V_{bc} - V_{prom}|, |V_{ca} - V_{prom}|] \quad (1.2)$$

El voltaje de línea promedio se determina como:

$$V_{línea\ promedio} = \frac{V_{ab}+V_{bc}+V_{ca}}{3} \quad (1.3)$$

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

1.1.2 Definición de la IEC

La IEC (*International Electrotechnical Commission*) de acuerdo a lo expresado en su norma 61000-4-30 [5], 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:

V_2 - voltaje de secuencia negativa

V_1 - voltaje de secuencia positiva

El voltaje V_2 se determina mediante la siguiente expresión:

$$V_2 = 100 * \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \quad (1.6)$$

β se calcula como:

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

Donde las tensiones U_{ijfund} corresponden a la componente fundamental de la tensión entre la fase i y la fase j .

1.1.3 Definición de la IEEE

La definición de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) [6] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de fase (PVUR), es dada por:

$$\%PVUR = \frac{\text{desviación máxima del voltaje de fase promedio}}{\text{voltaje de fase promedio}} * 100 \quad (1.4)$$

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.

1.2 Características fundamentales de las redes de distribución primaria

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

subtransmisión, su importancia es tal que en algunos países se estudia una especialidad en sistemas de distribución, debe de destacarse que el número de km de líneas de distribución es varias veces superior al resto de las líneas de transmisión y subtransmisión. Todas las partes antes mencionadas conforman el sistema eléctrico cuya función fundamental es servir la energía que demandan los consumidores. La operación propiamente dicha de un sistema eléctrico está vinculada muy estrechamente a las características de sus consumidores, la operación del sistema eléctrico debe ser tal que garantice en forma continua toda la energía eléctrica que se demanda. Debe destacarse que la energía eléctrica no se almacena, por tanto, siempre debe haber un equilibrio entre generación y carga [7].

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 [8].

Las redes de distribución primaria se pueden clasificar atendiendo a varios criterios, como se muestra a continuación:

- ✓ Por su ubicación o tipo de construcción: aéreas, soterradas o mixtas.
- ✓ Por el servicio que prestan: residenciales, industriales, comerciales, alumbrado o mixtas.
- ✓ Por la densidad de carga o tipo de área servida: rurales, urbanas o mixtas.
- ✓ Por su configuración: radiales, lazo o en malla [9].

1.2.1 Características de los circuitos radiales

La configuración más habitual para un circuito de distribución primaria es la radial. 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 y a las líneas que se derivan de este se le llaman

ramales. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de un solo punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados. En ocasiones, cuando el circuito radial sirve a una zona densamente poblada, con varios alimentadores vecinos que parten de la misma subestación u otra cercana, es posible prever ramales de interconexión para en caso de avería transferir carga de un circuito a otro. El cálculo eléctrico de estos circuitos es sencillo; sus inversiones capitales son menores que en otras redes; pero presentan mayores pérdidas de potencia y caídas de voltajes; así como menor fiabilidad en comparación con los circuitos en lazo [9].

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

- ✓ Alimentador único.
- ✓ Lazo abierto.

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 [10]. La figura 1.1 muestra la configuración de alimentador único simple y ramificado.

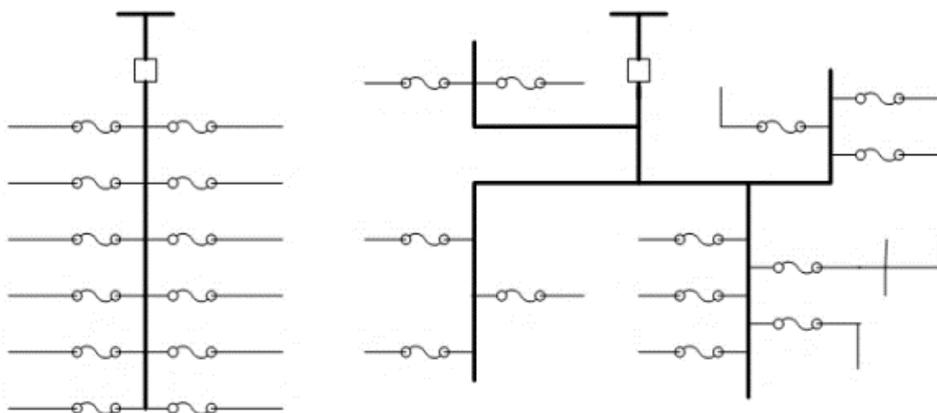


Figura 1.1: Configuración alimentador único (simple y ramificado).

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 [10]. En la figura 1.2 se muestra esta configuración.

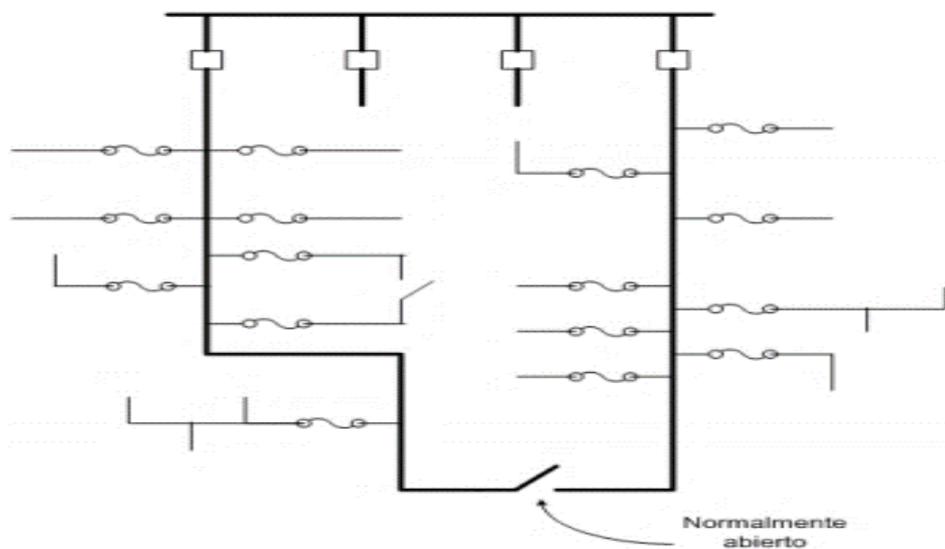


Figura 1.2: Configuración lazo abierto.

1.2.2 Características de los circuitos lazo

Los circuitos en lazo tienen la característica de que se cierran sobre sí mismos, poseen sólo un punto de alimentación, pero establecen 2 caminos para la alimentación de las cargas, lo que permite que tengan menores caídas de voltaje y pérdidas de potencia que las redes radiales, 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. Las principales desventajas de las redes en lazo con respecto a las radiales radican en sus mayores inversiones iniciales y en la mayor complejidad de su sistema de protecciones [9].

1.2.3 Características de los circuitos en malla

El uso de los circuitos en malla se limita a zonas densamente pobladas, donde los consumidores requieren un alto grado de fiabilidad en el suministro de energía eléctrica. En estos circuitos, como su nombre lo indica, se forma una malla o red altamente interconectada. Su mayor aplicación se centra en la distribución y más particularmente en la distribución secundaria. La red o malla secundaria se forma interconectando todos los transformadores usados en la distribución, de forma que prácticamente cada transformador contribuya 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. Esta red ofrece una alta confiabilidad en el servicio [11].

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).

1.3 Características de las redes de distribución primaria en Cuba

Los sistemas de distribución han evolucionado en diferentes formas alrededor de todo el mundo. Las dos variantes principales son la norteamericana y la europea. Para ambos sistemas, la implementación es la misma: conductores, cables, los aisladores, los reguladores, y los transformadores son muy similares. Ambos sistemas son radiales, los voltajes y las capacidades de transportación de potencia son similares. Las diferencias principales están en los diseños, las configuraciones, y aplicaciones. En la figura 1.3 se muestran estas dos configuraciones [12].

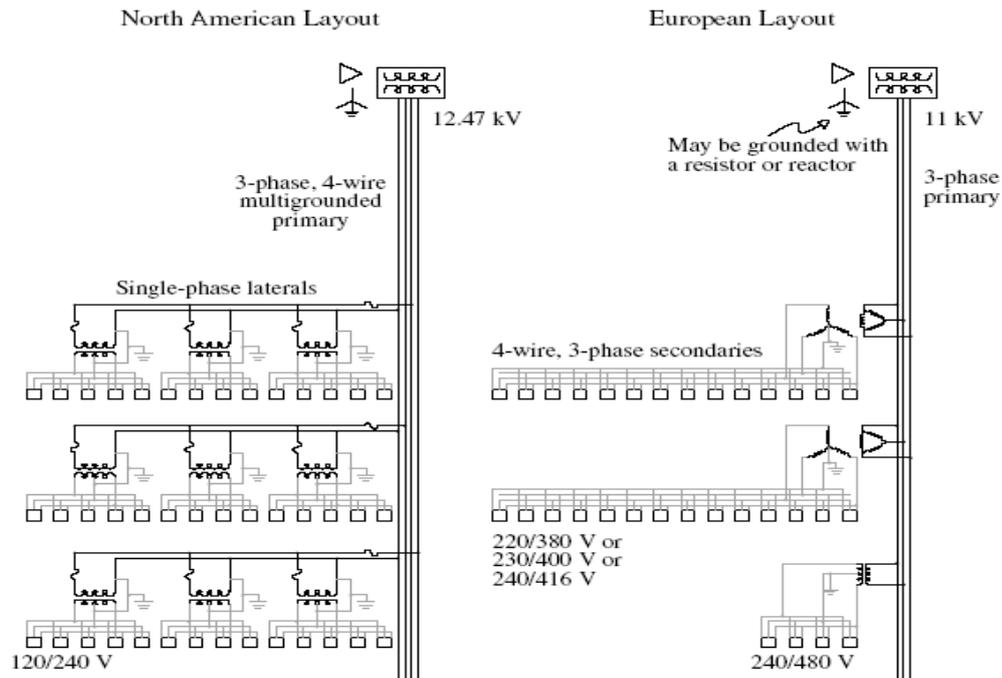


Figura 1.3: Diseño de distribución norteamericano contra el europeo.

El diseño del sistema de distribución cubano es muy similar al norteamericano. Este está conformado por los elementos de potencia que transportan la energía eléctrica desde los puntos de entrega del sistema de subtransmisión hasta los usuarios finales. Está constituido por las subestaciones de distribución, de las cuales salen los circuitos primarios de distribución. Los circuitos primarios constituyen el segundo nivel de jerarquía del sistema de distribución luego de las subestaciones de distribución. Son la “espina dorsal” del sistema de distribución pues son los componentes que realmente distribuyen la energía eléctrica en una zona geográfica dada. 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 con muchas ramificaciones que pueden ser bifásicas (dos fases y neutro) o monofásicas (una fase y neutro). En el país los circuitos de distribución son circuitos radiales trifásicos de 13.8 kV ó 4.16 kV (este último está casi en extinción). Estos circuitos parten de los transformadores de las subestaciones con una configuración trifásica, que en su curso pueden convertirse en ramales monofásicos o bifásicos según la necesidad [1].

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 abierta, cargas monofásicas mal distribuidas e 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 [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. Esto ha provocado altas pérdidas de energía (del orden del 16%), principalmente por causas técnicas en la red de distribución primaria. 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 [13].

1.4 Causas del desbalance

El balance perfecto de tensiones y corrientes en las redes de distribución primaria es técnicamente inalcanzable, debido a que existen una serie de factores que inciden de forma negativa en este aspecto. 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 [14]. 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 [13].

1.5 Efectos del desbalance

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 [15]. Bajo condiciones de desbalance, el sistema de energía incurrirá en mayores pérdidas y efectos térmicos y será menos estable, porque cuando las fases son equilibradas, el sistema está en una posición mejor para responder a las transferencias de la carga de emergencia. 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) [16].

En general, los efectos se resumen en la aparición de componentes de corriente de secuencia inversa y homopolar que dan como resultado:

- ✓ Pérdidas adicionales de potencia y energía.
- ✓ Calentamiento adicional de las máquinas eléctricas, limitándose la capacidad de carga nominal.
- ✓ Reducción de la capacidad de transferencia de los sistemas de distribución.
- ✓ Propagación del desbalance a otros nodos de conexión de la red [13].

1.5.1 Efectos en las máquinas eléctricas

Los voltajes desbalanceados en los motores de inducción se analizan en dos componentes en oposición que se pueden describir utilizando el método de las componentes simétricas. En el caso de las máquinas eléctricas, los voltajes desbalanceados contienen solo componentes de secuencia positiva y negativa, las cuales tienen secuencias de fases opuestas, es decir “abc” y “acb” respectivamente. Las componentes de secuencia cero se anulan, debido a que los motores son conectados típicamente en delta o estrella sin aterrizar y no hay trayectoria por la cual fluyan las componentes de secuencia cero. El voltaje de secuencia positiva produce un esfuerzo de torsión positivo deseado, mientras que el voltaje de secuencia negativa produce un flujo en el entrehierro que gira en contra del movimiento del rotor, generando así un esfuerzo de torsión negativo perjudicial para el motor. El resultado es una reducción neta en el esfuerzo de torsión y en la velocidad, y la posibilidad de pulsaciones de velocidad y de ruido creciente del motor. Además, la componente de secuencia negativa en los

voltajes desbalanceados genera corrientes de secuencia negativa de valores grandes debido a la impedancia de secuencia negativa baja, esto provoca que aumenten las pérdidas, las vibraciones mecánicas y el calentamiento de la máquina. En general, el efecto neto del desbalance de voltaje es una reducción de la eficiencia y una disminución de la vida del motor [17]. Según se establece en la norma IEEE 1159 [18], un desbalance de 3,5 % en las tensiones puede resultar en un 25 % de aumento del calentamiento en algunos motores. En la figura 1.4 [13] se puede apreciar el efecto que provoca el desbalance de tensión sobre las pérdidas adicionales que tienen lugar en los motores.

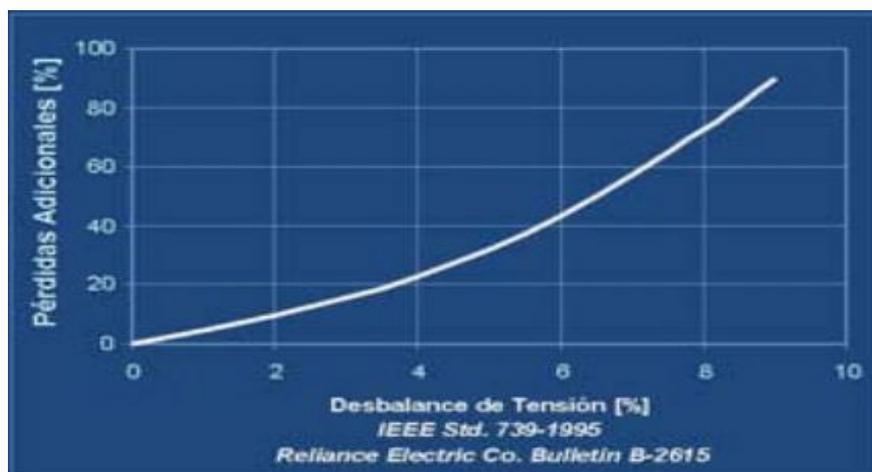


Figura 1.4: Efecto del desbalance de tensión sobre las pérdidas adicionales.

1.5.3 Efectos en líneas y transformadores

Los sistemas de distribución primaria debido a diversas causas operan con cierto grado de desbalance en sus tres fases. Sin embargo, en la medida que tal desbalance exhiba un grado más pronunciado, se presentan, al menos, tres problemas relacionados con las pérdidas, la calidad del suministro eléctrico y la confiabilidad del sistema. En primer lugar, el desbalance provoca un aumento de 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. En segundo lugar, se produce una disminución de la calidad de las tensiones de suministro y en tercer lugar se tiene que, 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 [19].

1.6 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 [20], 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 [21] 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 [22], 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 [4]. La ANSI (*American National Standards Institute*) en su norma C84.1-1995 [23] recomienda que los sistemas de suministro eléctrico deben ser diseñados y operados para limitar el desbalance máximo de voltaje al 3%.

1.7 Situación actual del desbalance en Cienfuegos

Los registros históricos obtenidos a partir de los interruptores principales de tres circuitos de distribución primaria del municipio de Cienfuegos (circuitos 3, 5 y 80), muestran la existencia de elevados niveles de desbalance en los mismos. Esto, como se explicó anteriormente, dificulta la operación adecuada de los circuitos, por lo tanto, se hace necesario reducir estos niveles de desbalance.

Con los datos obtenidos a partir de los recerradores NULEC se puede determinar el desbalance definido por la NEMA (Desbalance NEMA o %NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (%In) que presentan los circuitos analizados:

$$Desbalance\ NEMA = \frac{Máx[|Ia-Iprom|, |Ib-Iprom|, |Ic-Iprom|]}{Iprom} * 100 \quad (1.8)$$

$$I_{prom} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (1.9)$$

$$\% I_n = \frac{I_n}{I_{prom}} * 100 \quad (1.10)$$

Donde:

Máx[|Ia – Iprom|, |Ib – Iprom|, |Ic – Iprom|] es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase y la corriente promedio.

I_n- 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
3	Medio	60.26	129.16	128.87	64.42	21.46	58.83
	Máximo	85.61	199.35	209.37	112.39	26.06	68.21
5	Medio	106,498	128,080	111,377	26,477	11.06	22.95
	Máximo	155.52	189,609	161,652	37.56	14.04	22.6
80	Medio	164.97	181.36	163.49	17.77	6.72	10.45
	Máximo	261.04	276.61	261.43	24,39	3.84	9.15

En las figuras 1.5, 1.6 y 1.7 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.

Como se puede observar en estas figuras, en todos los circuitos de distribución primaria analizados los niveles de desbalance son bastante elevados y se encuentran muy por encima de los niveles recomendados por las diferentes instituciones internacionales.

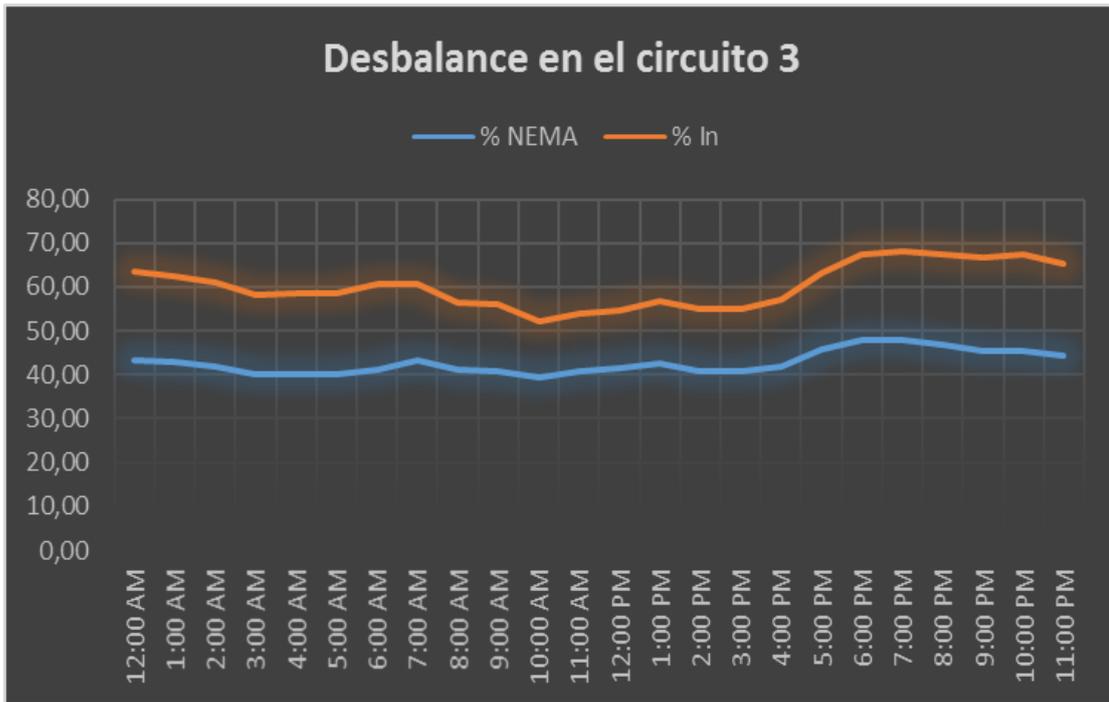


Figura 1.5: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 3.

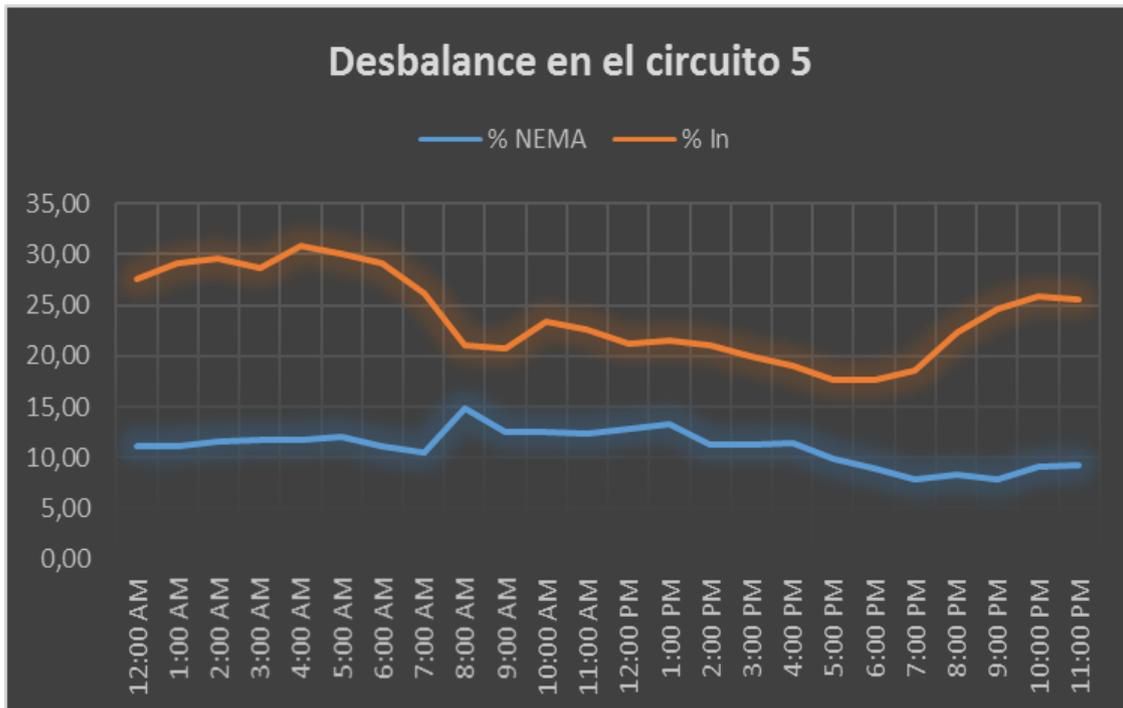


Figura 1.6: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 5.

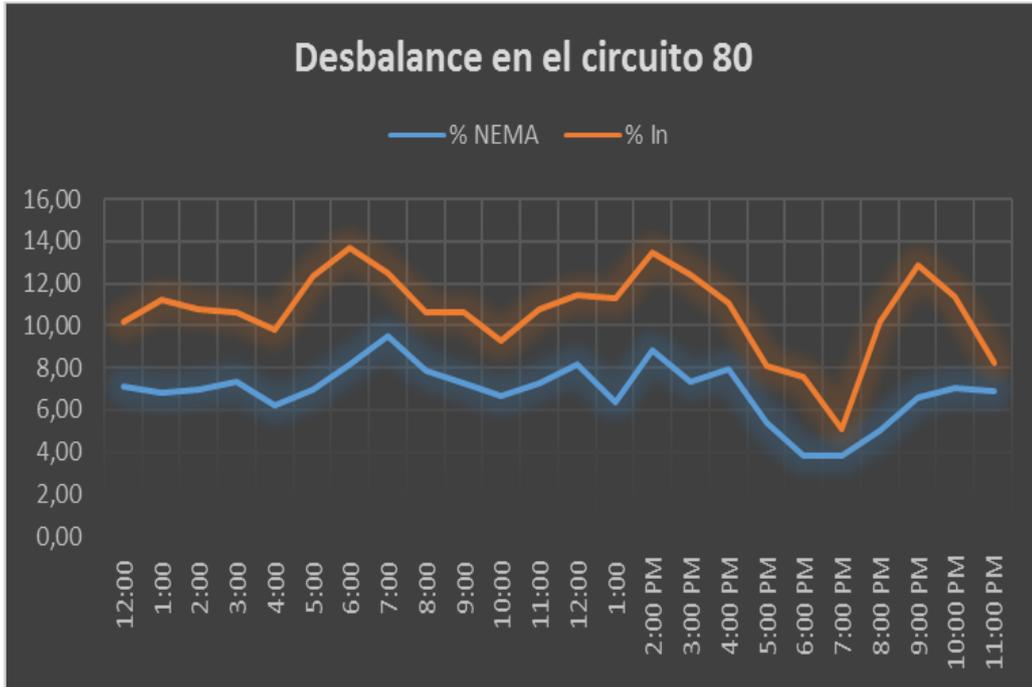


Figura 1.6: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 80.

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

En el presente capítulo, se realiza un acercamiento a 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 [24].

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 [24].

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 [24].

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales [25, 26], lógica difusa [27], evolución diferencial [28], colonia de hormigas [29], 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 [30], simulación del recocido [31, 32], algoritmo genético (AG) [33], algoritmos heurísticos [34, 35], algoritmo inmune [36, 37], etc.

El AG de la referencia [33] 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 [34] 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 [35] 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 [36, 37] 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 [38]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra. Las referencias [39-42] 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 [43] 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 [44, 45] 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 [46] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [47] y [48] 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 [49], donde se sugiere a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema.

En [50] 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 [24].

A partir de un trabajo previo sobre este problema [51] 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: 1) la corriente de desbalance en los puntos deseados del circuito; 2) las pérdidas de energía en los conductores primarios; y 3) el número de elementos que tienen que reconectarse para lograr estos objetivos [24].

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.

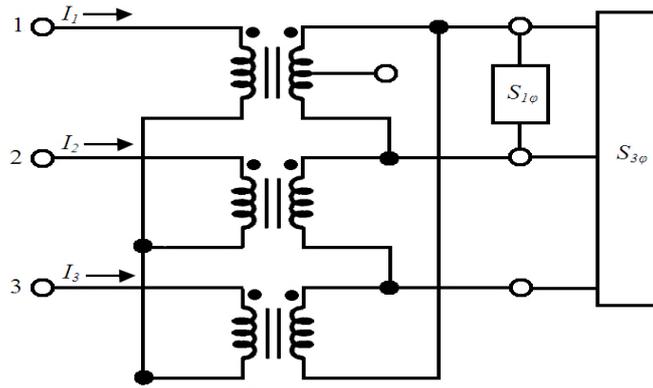


Figura 2.1: Banco de transformadores con conexión Y-Δ.

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.

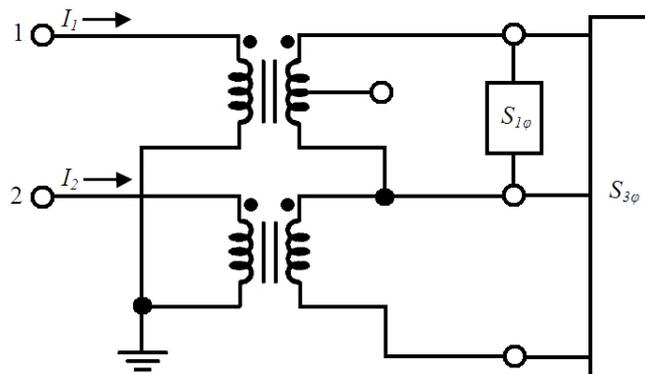


Figura 2.2: Banco de transformadores con conexión Y abierta - Δ abierta.

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	$-\frac{1}{3} \left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^* + \frac{1}{3} \left(\frac{S_{3\phi}}{V_{2n}} \right)^*$	$\frac{1}{3} \left(\frac{S_{3\phi}}{V_{2n}} - \frac{S_{3\phi}}{V_{3n}} \right)^*$	0
I_3	$-\frac{1}{3} \left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^* + \frac{1}{3} \left(\frac{S_{3\phi}}{V_{3n}} \right)^*$	0	0

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.

Elementos	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}).

$$x = [x_{con} \quad x_{var}] \quad (2.5)$$

2.2.2 Funciones objetivo

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:

- 1) Mínimas corrientes de neutro en los puntos deseados.
- 2) Mínimas pérdidas de energía.
- 3) 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 ($t=1\dots S$).

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 ($JN_{k,h}$) es la suma de las corrientes de las (M_k) fases de la sección (k).

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

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

$$JN_{k,max}(x,t) = \max_h \left\{ |JN_{k,h}(x,t)| \right\} \text{ where } h = 1 \dots 24 \quad (2.8)$$

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

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

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: (K_i) y (T_i) 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 ($N_R(x)$) 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.

- 1) Se genera una población inicial aleatoria de tamaño N.

- 2) La población se ordena mediante un procedimiento de ordenamiento no-dominado.
- 3) Se repiten los siguientes pasos hasta obtener un número de generaciones deseado.
 - a. Se seleccionan por torneo los padres de la nueva generación.
 - b. Se obtienen los descendientes por cruzamiento y mutación de los padres.
 - c. Se forma una generación intermedia de tamaño $2N$ que incluye los padres y los descendientes.
 - d. 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 [52] 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 objetivo

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 [53].

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 [53].

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 [53].

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 [53].

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 [53].

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:

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

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 (S_1 , S_2 y S_3), pueda determinar unos valores de la carga monofásica ($S_{1\phi}$) y trifásica ($S_{3\phi}$) 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:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= 0 \\ S_{3\phi} &= \sum_{k=1}^3 S_k \end{aligned} \quad (2.15)$$

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 tres 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:

$$\begin{aligned} Strf_1 &= +\frac{2}{3} S_{1\phi} + \frac{1}{3} S_{3\phi} \\ Strf_2 &= -\frac{1}{3} S_{1\phi} \left(\frac{V_{2n}}{V_{1n}} \right) + \frac{1}{3} S_{3\phi} \\ Strf_3 &= -\frac{1}{3} S_{1\phi} \left(\frac{V_{3n}}{V_{1n}} \right) + \frac{1}{3} S_{3\phi} \end{aligned} \quad (2.17)$$

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:

$$\begin{aligned} S_A &= +\frac{2}{3} S_{1\phi} + \frac{1}{3} S_{3\phi} \\ S_A + 2S_F &= S_{1\phi} + S_{3\phi} \end{aligned} \quad (2.18)$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene que:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= 2(S_A - S_F) \\ S_{3\phi} &= 4S_F - S_A \end{aligned} \quad (2.19)$$

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:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= 3S_{3\phi} / (2 + 1/\alpha) \\ S_{3\phi} &= S_{1\phi} / \alpha \end{aligned} \quad (2.21)$$

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 Bancos 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:

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

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:

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

2.4.1.4 Transformadores monofásicos

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

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

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 que 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:

$$Strf_{k,t} = Strf_k \cdot Pg_t \tag{2.30}$$

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.

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

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:

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

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:

- 1) Mejor ajuste a la corriente de neutro.
- 2) 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. [54]

CAPÍTULO III: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

El presente capítulo muestra un análisis de los circuitos en cuestión y una breve explicación en lo referente a la estimación de cargas de cada uno de ellos; y posteriormente los resultados del balanceo con las variantes seleccionadas respectivamente.

Los circuitos a balancear fueron seleccionados por la dirección de la OBE del municipio de Cienfuegos, los cuales presentan un voltaje nominal de 4,16 kV y serán modificados a 13,8 kV. Fueron elegidos los circuitos 3, 5 y 80.

3.1 Introducción

Lograr un balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria es una tarea muy minuciosa y dedicada, para la cual se deben considerar las siguientes cuestiones fundamentales:

- ✓ Realizar un celaje del circuito que permita conocer y actualizar todos los datos del mismo.
- ✓ Introducir toda esta información en el programa Radial y confeccionar una base de datos.
- ✓ Realizar un proceso de estimación y ajuste de las cargas del circuito.
- ✓ Correr el programa de balanceo (con los datos obtenidos anteriormente).
- ✓ Seleccionar la variante más adecuada para cada circuito.
- ✓ Aplicar estos resultados en la práctica.

Para obtener resultados satisfactorios se deben llevar a cabo dichas cuestiones correctamente, por lo que el celaje del circuito juega un papel muy importante.

Para su correcta realización deben tenerse en cuenta los siguientes pasos:

- 1) 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.
- 2) Identificar el calibre de los conductores de fase y del conductor neutro, así como la distancia aproximada de nodo a nodo.
- 3) 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.

- 4) 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 3

El circuito 3 tiene su origen en la subestación (La Loma) ubicada a pocos metros de la OBE municipal de Cienfuegos, se alimenta a través de un transformador de 4000 kVA que presenta una conexión (Δ -Y aterrada) con relación de voltajes de 34,5 / 4,33 kV. El circuito cuenta con 30 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 6 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, 5 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta y 2 transformadores trifásicos, para un total de 43 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 7 ramales bifásicos y 10 ramales monofásicos. La carga predominante en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales de importancia, entre estas se encuentran: el Frontón (establecimiento deportivo), el PCC Provincial, el Cine Prado, restaurante El Pollito, el Guiñol y la emisora Radio Ciudad del Mar.

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 3.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	16	17	29
Potencia instalada por fase (kVA)	838	925	1213
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	2976		

En el inicio de este circuito se encuentra ubicado un interruptor NULEC, los registros históricos obtenidos a partir de dicho interruptor muestran la existencia de un desbalance considerable entre las corrientes de fase y la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro. Las figuras 3.1 y 3.2 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 1 y 7 de enero del 2018.

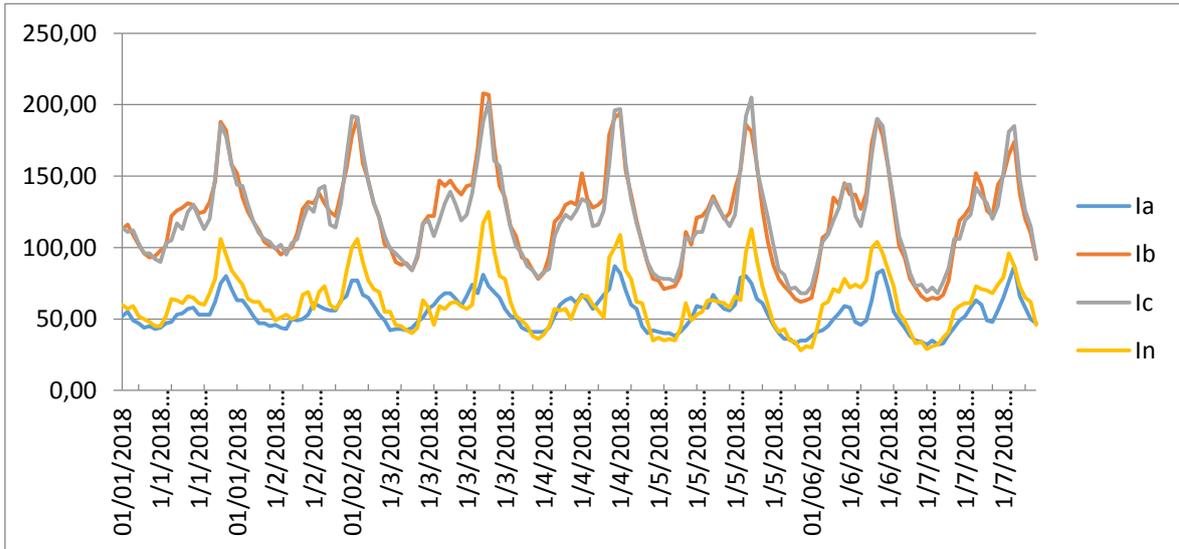


Figura 3.1: Comportamiento de las corrientes del circuito 3.

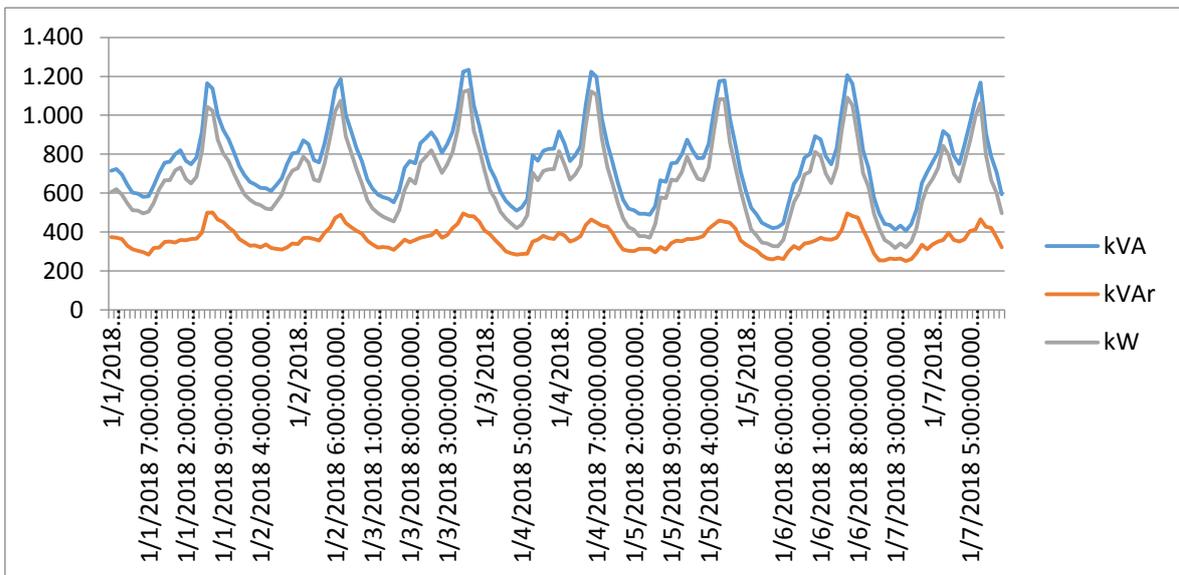


Figura 3.2: Comportamiento de las potencias del circuito 3.

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es un gráfico mixto-residencial. Además, puede verse que de forma general la fase más cargada es la (b) y la menos cargada es la (a), 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. 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, esta generalmente alcanza sus mayores valores en horas de tarde.

Para proceder con la estimación de las cargas eléctricas suministradas por los

distintos bancos de transformadores, se toman los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor NULEC. Dicha estimación se realiza mediante un programa de estimación elaborado en el software MATLAB, el cual trabaja con las mediciones aportadas por el interruptor para un día promedio (se analizó el comportamiento del circuito en el período de tiempo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de enero de 2018), con una base de datos confeccionada a partir del celaje realizado y con una base de datos que contiene los posibles gráficos de carga para cada uno de los bancos de transformadores en función de la carga servida.

A disposición de todos estos elementos, se corre 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. 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 1) y estima un gráfico para cada corriente de fase y para la corriente de neutro.

En la figura 3.3 se muestra la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corrientes de fase. Las líneas de trazo fino 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.

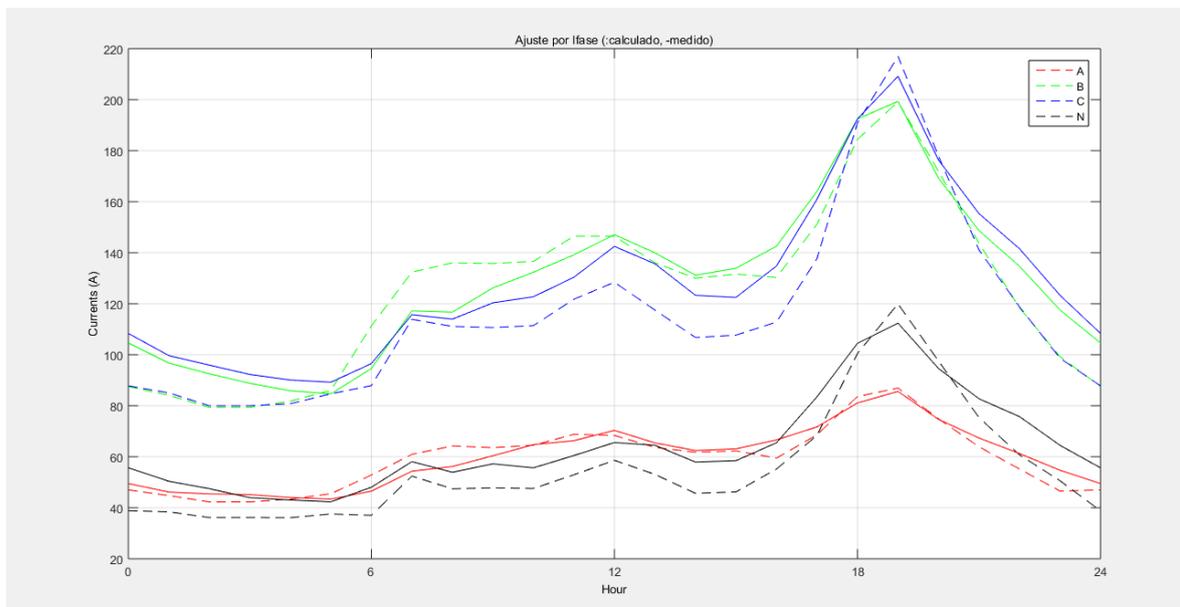


Figura3.3: Gráfico de carga estimado para el circuito 3.

Al concluir 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

1). Luego 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. 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 7 cambios como máximo.

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 218,41 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 124,42 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 # 44. En la figura 3.4 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

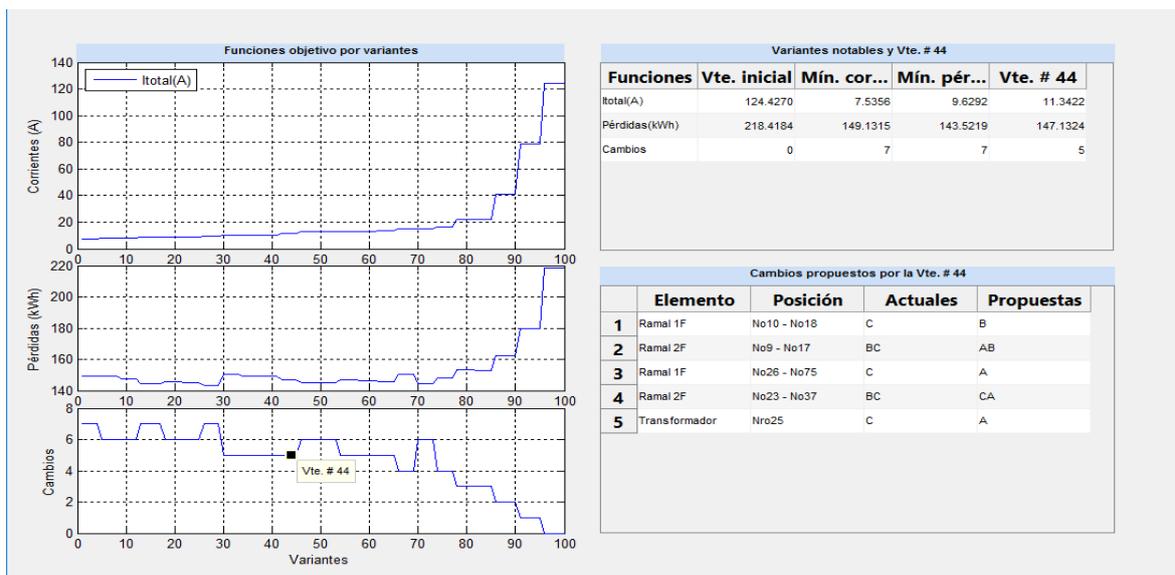


Figura 3.4: Variantes de balanceo para el circuito 3.

Al analizar los resultados obtenidos para la variante seleccionada, se observa que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 113,08 A, las pérdidas de energía deben reducirse 71,29 kWh/día y solo deben efectuarse 5 cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

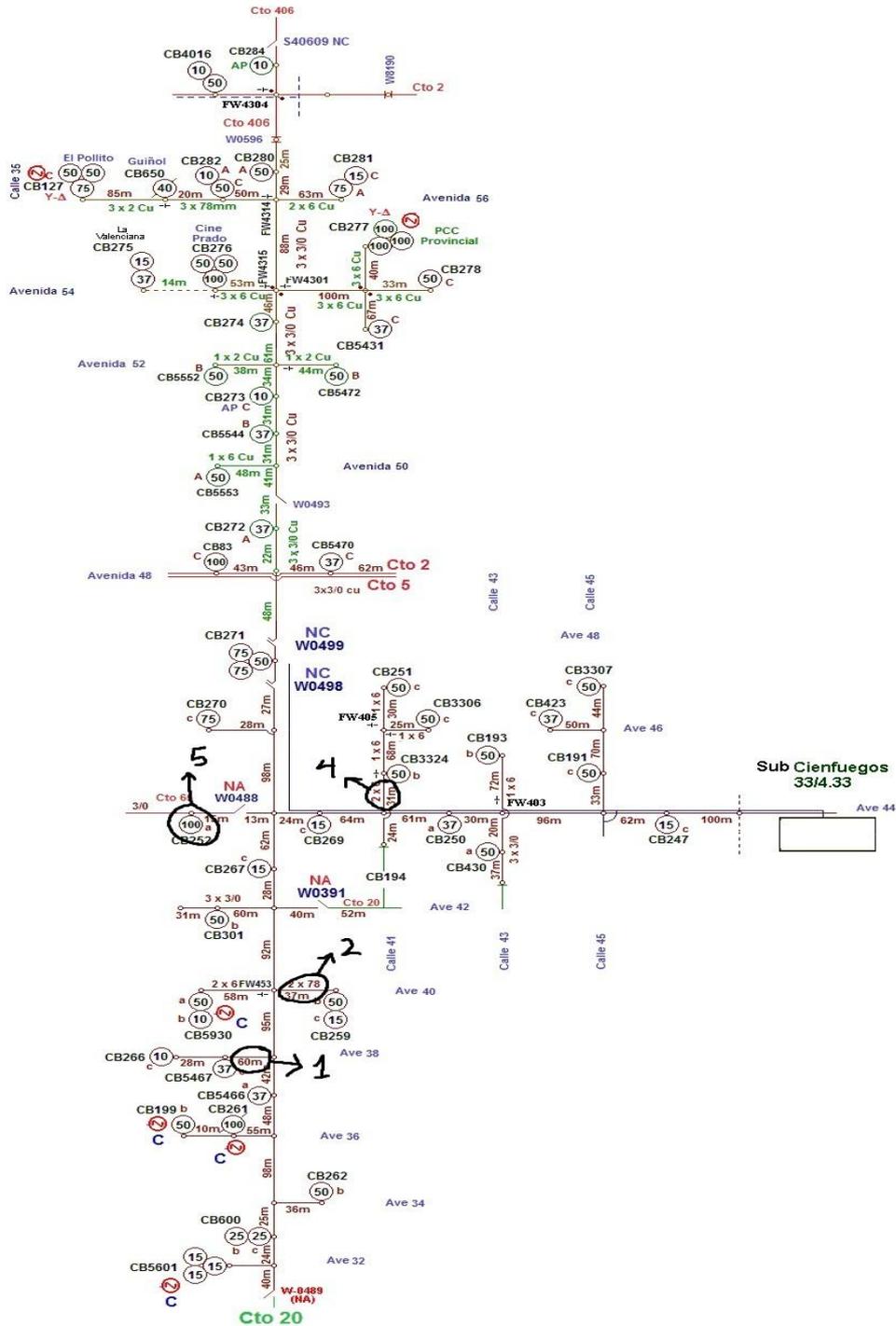


Figura 3.5: Cambios propuestos para el circuito 3.

En la figura 3.6 se observan los gráficos estimados por el programa de balanceo para las corrientes de fase y de neutro, antes y después de que se ejecuten las reconexiones.

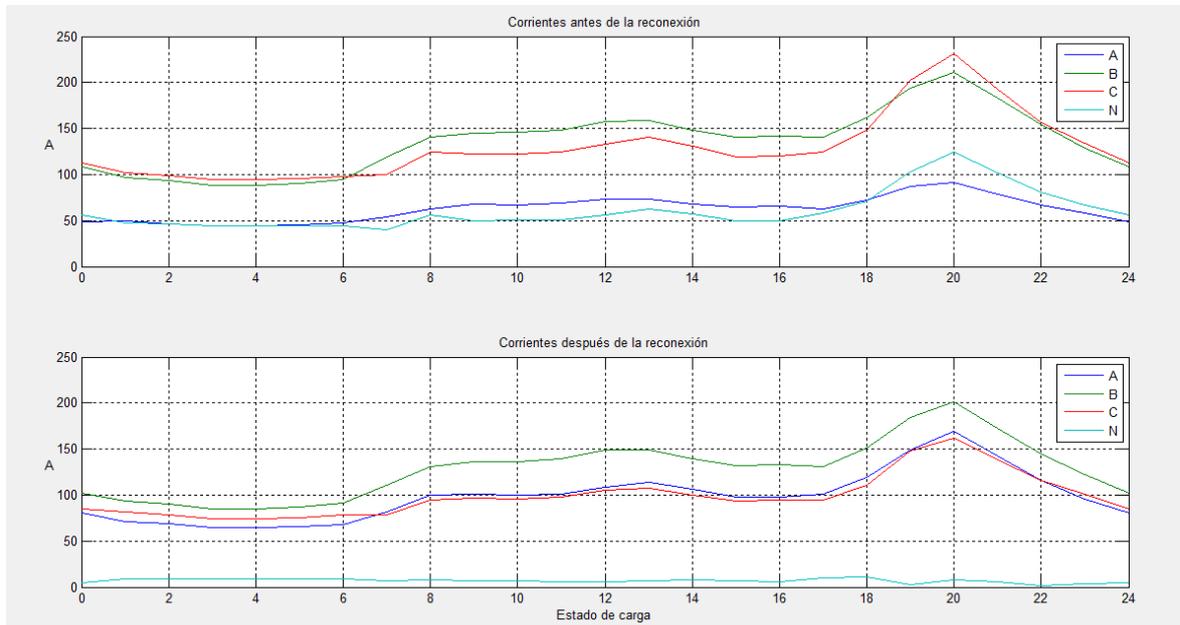


Figura 3.6: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

En la figura anterior puede verse como debe mejorar el equilibrio entre las corrientes de fase y la reducción que debe experimentar la corriente por el conductor neutro al aplicar los cambios propuestos por el programa, lo cual resulta muy beneficioso para el circuito.

3.3 Análisis del Circuito 5

El circuito 5 tiene su origen en la subestación (La Loma) ubicada a pocos metros de la OBE municipal de Cienfuegos, se alimenta a través de un transformador de 4000 kVA que presenta una conexión (Δ -Y aterrada) con relación de voltajes de 34,5 / 4,33 kV. El circuito cuenta con 7 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 10 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta y 12 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta, para un total de 30 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 7 ramales bifásicos y 10 ramales monofásicos. La carga predominante en este circuito es la estatal, en el que se encuentran cargas importantes como la OEB Provincial, el Centro de Negocios, el Cine Luisa, Coppelia, Editora 5 de Septiembre, Oficina de Correos, Hotel Unión, el

Banco(BPA), el Gobierno Provincial, cafetería Venecia y varias tiendas y almacenes.

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 5.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	22	22	22
Potencia instalada por fase (kVA)	1692.5	2061.5	1725
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	5479		

Un interruptor NULEC controla en su totalidad la operación del circuito 5. Dicho interruptor permite conocer el comportamiento de los parámetros fundamentales del circuito en un período de tiempo determinado a partir de los registros históricos obtenidos. Las figuras 3.7 y 3.8 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 1 y 7 de enero de 2018.

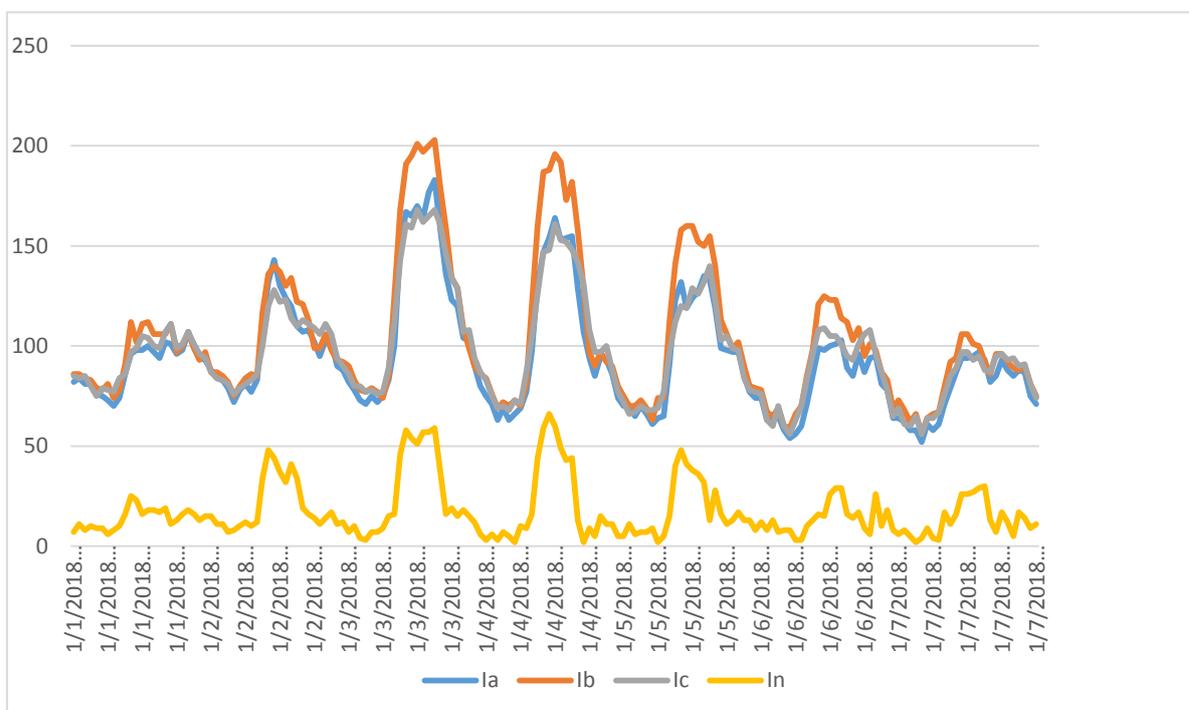


Figura 3.7: Comportamiento de las corrientes del circuito 5.

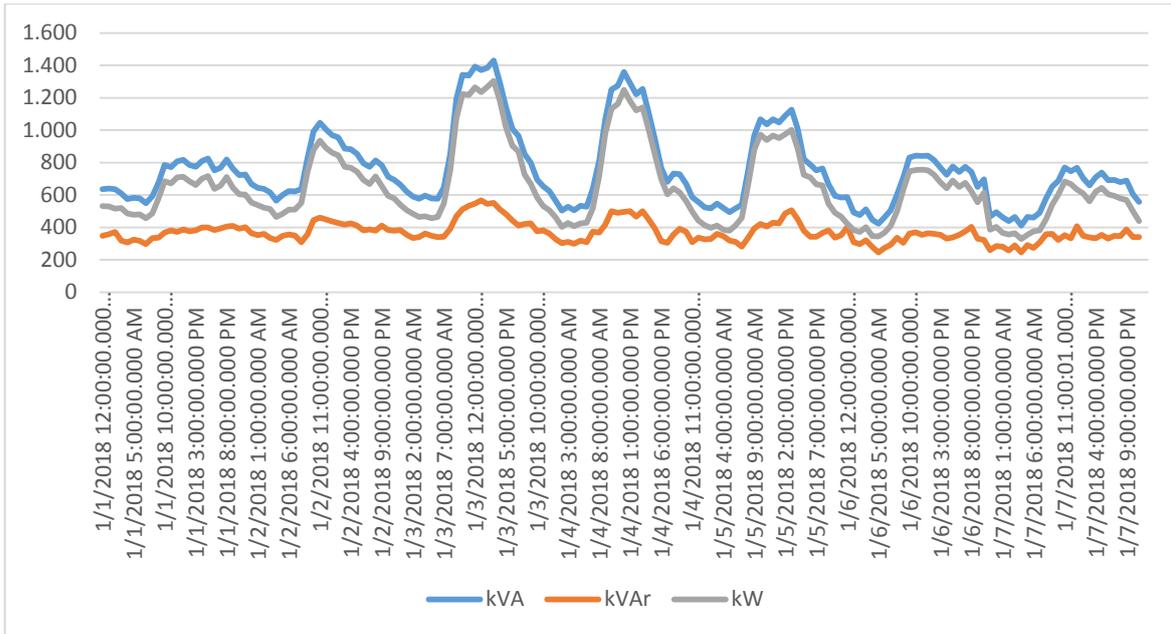


Figura 3.8: Comportamiento de las potencias del circuito 5.

En estas figuras se observa que el circuito analizado presenta un gráfico mixto-estatal, hay evidencias de que la fase más cargada es la (b), y se aprecia un aumento de la carga los días 3, 4 y 5 (miércoles, jueves y viernes) puesto que dicha carga se debe en su gran mayoría a centros laborales (los días 1 y 2 de enero fueron feriados). Los picos máximos ocurren entre las 12:00 del mediodía y las 3:00 de la tarde.

Con los registros históricos descargados del interruptor NULEC y los datos obtenidos en el celaje realizado se procede a efectuar la estimación de las cargas del circuito. Para realizar esta estimación se dispone de las lecturas del interruptor en un período de tiempo determinado para entonces seleccionar un día promedio, para este circuito se analizó su comportamiento en el período de tiempo comprendido entre el 1 y el 31 de enero de 2018. Las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) que se obtienen en este proceso se muestran en el Anexo 2.

La figura 3.9 muestra la estimación realizada para este circuito, utilizando un ajuste por corriente de fase, puede verse que el ajuste de las cargas es muy bueno respecto a los gráficos medidos en un día característico por el NULEC.

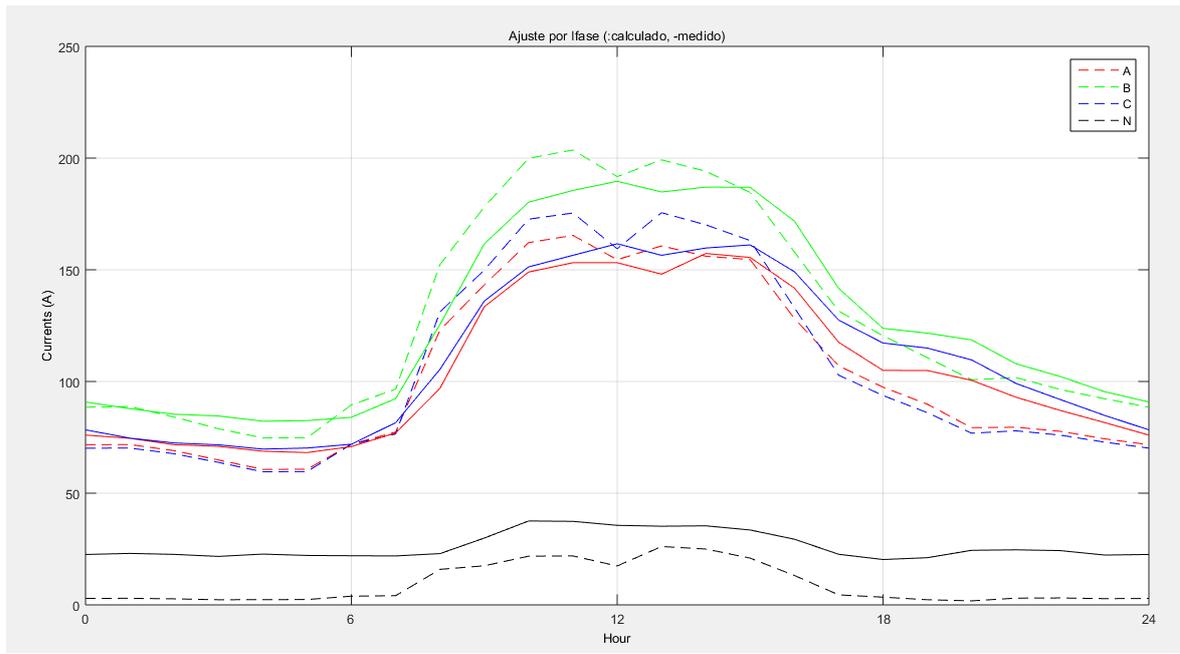


Figura 3.9: Gráfico de carga estimada para el circuito 5.

Con los elementos obtenidos al concluir el proceso de estimación y ajuste de las cargas, y con los datos recopilados en el celaje se conforma una base de datos. (Anexo 2). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan todos los elementos necesarios y se procede a realizar varias corridas del programa. Para este circuito, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 3 cambios como máximo.

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 392,49 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza los 24,73 A. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Debe seleccionarse una variante que con pocas reconexiones garantice una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía. Teniendo en cuenta esto, se seleccionó la variante # 9. En la figura 3.10 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

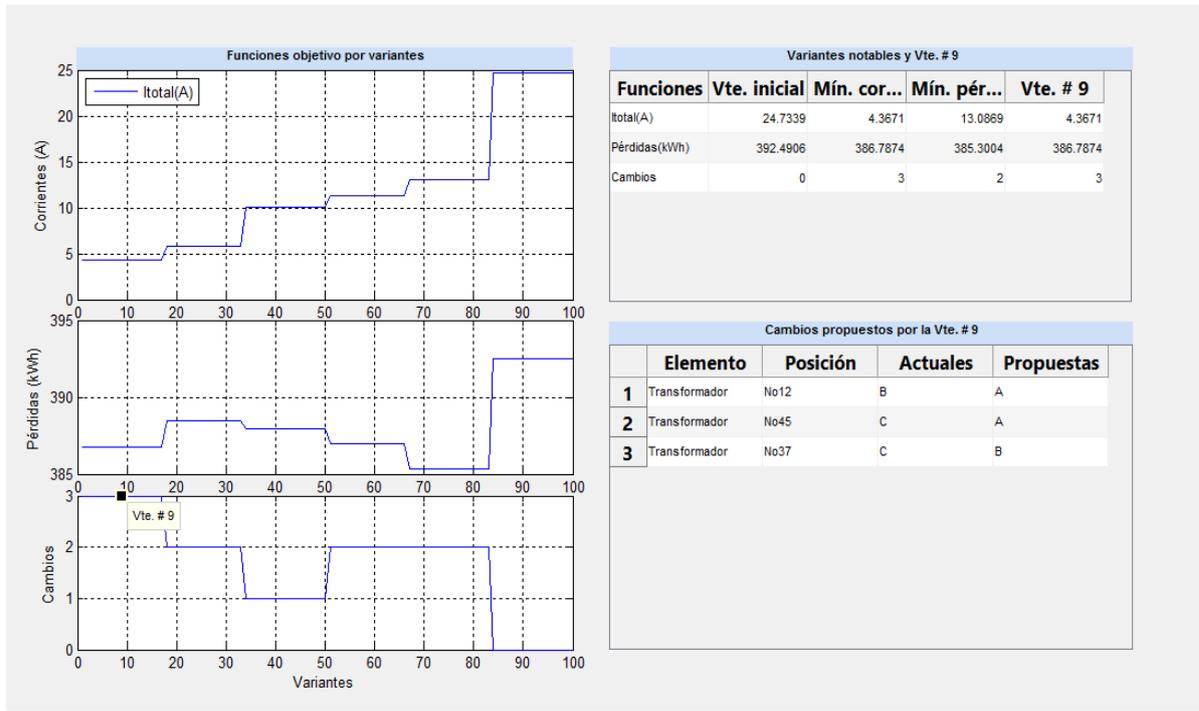


Figura 3.10: Variantes de balanceo para el circuito 5.

Analizando los resultados obtenidos para la variante # 9, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 20,36 A, las pérdidas de energía deben reducirse en 5,71 kWh/día y deben efectuar tres reconexiones. En la figura 3.11 se señalan los puntos del circuito donde deben efectuarse los cambios propuestos por el programa.

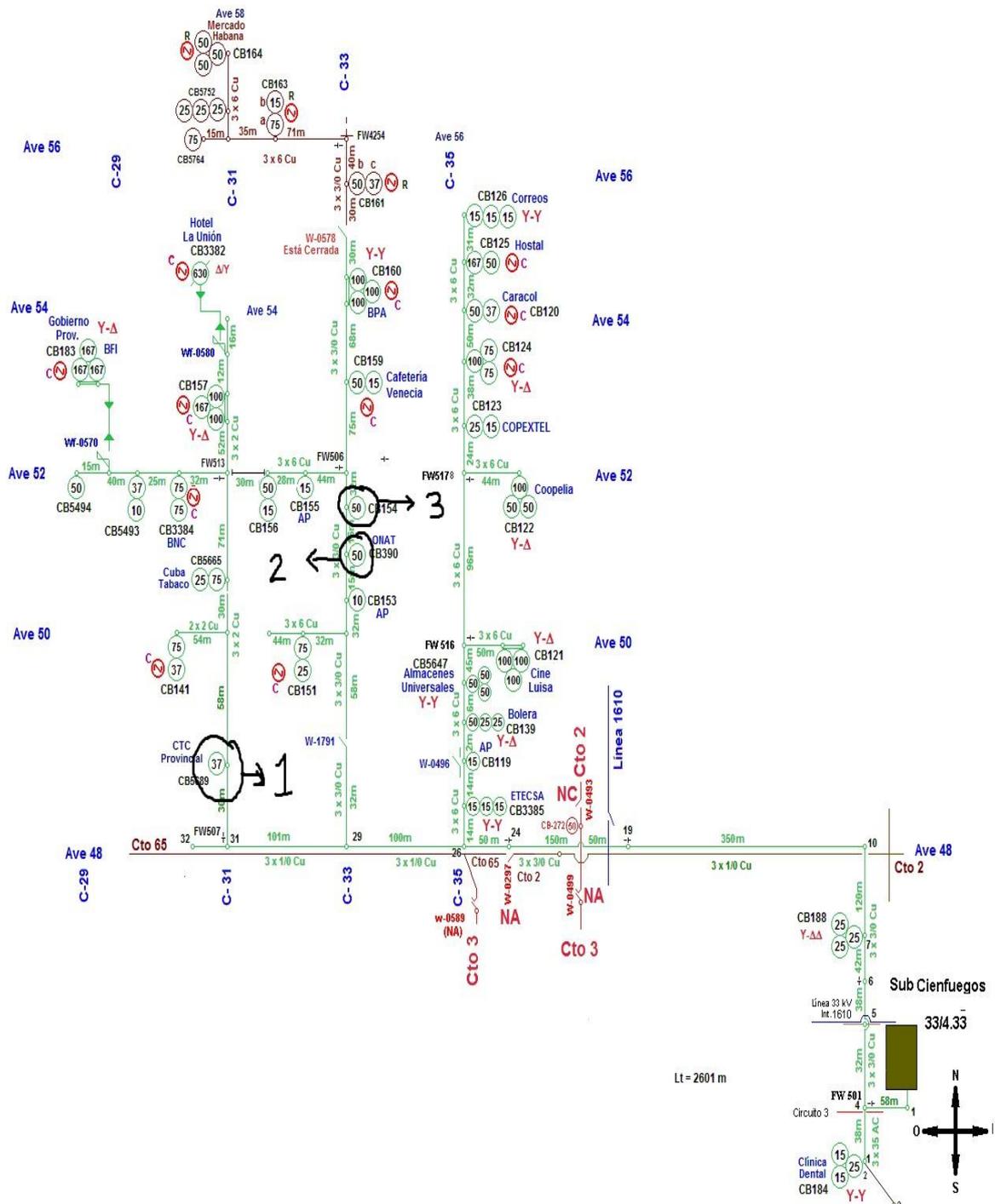


Figura 3.11: Cambios propuestos para el circuito 5

La figura 3.12 muestra los gráficos estimados por el programa de balanceo para las corrientes de fase y de neutro, antes y después de que se ejecuten las reconexiones.

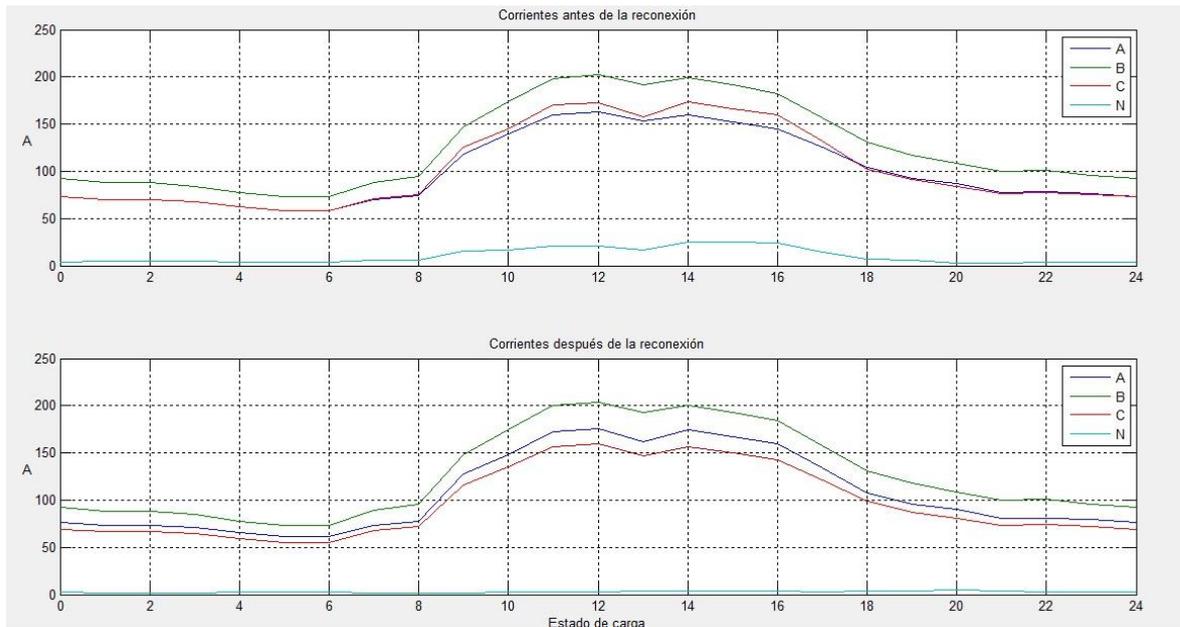


Figura 3.12: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

En la figura anterior se muestra una estimación de cómo se comportan las corrientes de fase y neutro antes y después de la reconexión, siempre teniendo en cuenta que son valores estimados por el programa. Esta mejoría en el comportamiento de las corrientes de fase y neutro, conlleva también a una reducción de las pérdidas de potencia y energía a lo largo del circuito de distribución primaria, lo cual resulta muy beneficioso.

3.4 Análisis del Circuito 80

El circuito 80 tiene su origen en la subestación (San Lázaro) ubicada en un reparto cienfueguero del mismo nombre, se alimenta a través de un transformador de 6300 kVA que presenta una conexión (Δ -Y aterrada) con relación de voltajes de 33/4,16 kV. El circuito cuenta con 52 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 14 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, 5 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta y 1 transformador trifásico, para un total de 72 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 7 ramales bifásicos y 13 ramales monofásicos. La carga predominante en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales de importancia, entre las que se encuentran: la fábrica de pastas, tienda CIMEX, el museo naval, el teatro Tomás Terry, la ESBU 5 de Septiembre, la imprenta, el banco y varias tiendas TRD, panaderías, talleres y empresas.

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 el circuito.

Tabla 3.3 Potencias instaladas en el circuito 80.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	34	34	31
Potencia instalada por fase (kVA)	1505	1490	1427.5
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	4422.5		

La operación del circuito 80 es controlada por un interruptor NULEC, 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. Las figuras 3.13 y 3.14 muestran, en el período de tiempo comprendido entre el 9 y el 15 de enero de 2018, cómo se comportaron las corrientes y las potencias de este circuito.

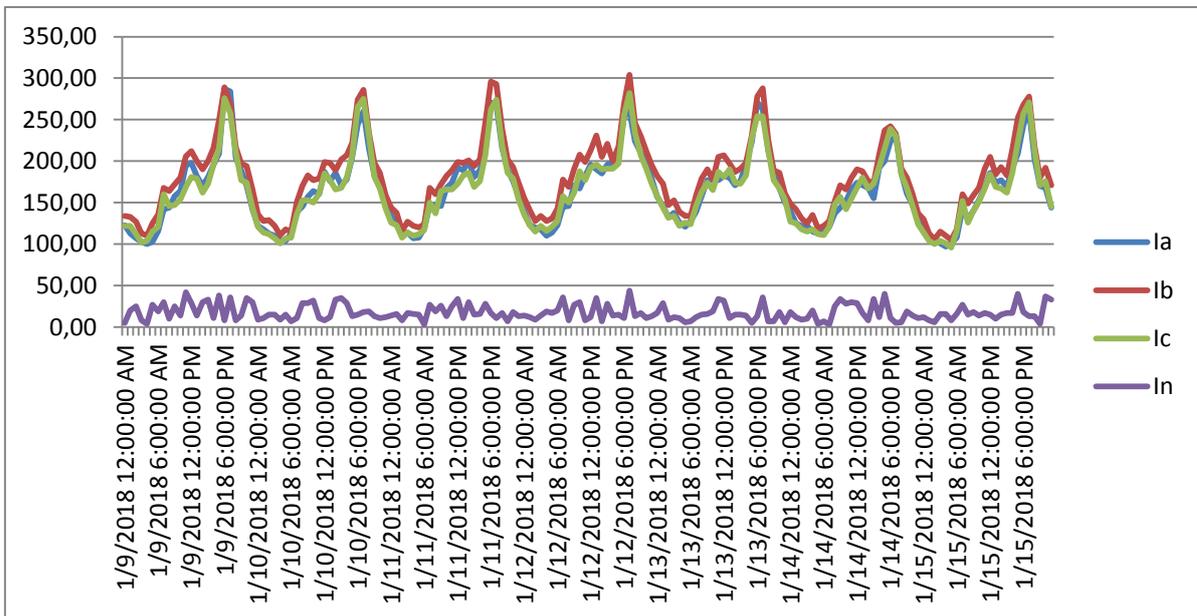


Figura 3.13: Comportamiento de las corrientes en el circuito 80.

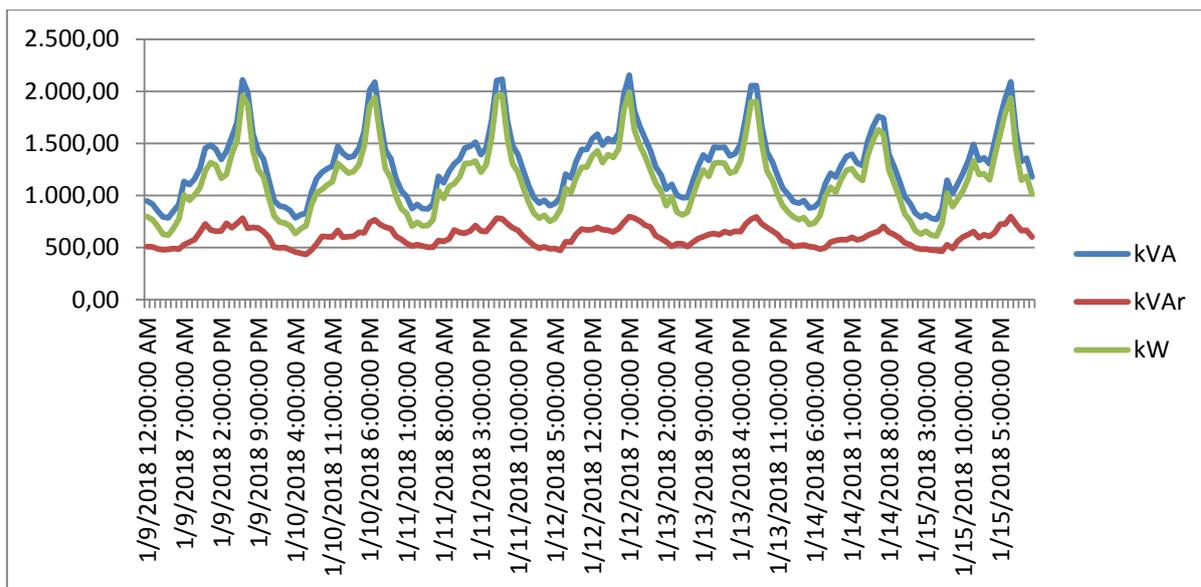


Figura 3.14: Comportamiento de las corrientes en el circuito 80.

En estas figuras se observa que el circuito analizado presenta un gráfico de carga mixto- residencial. Se aprecia ligeramente que la fase más cargada es la b. Debido a los desequilibrios que existen entre las corrientes de fase, se produce la circulación de corriente por el conductor neutro, esta alcanza sus mayores valores en el horario de máxima demanda del circuito.

Como se explicó en casos anteriores, para realizar la estimación de las cargas del circuito, se debe disponer de las lecturas del interruptor NULEC en un período de tiempo determinado, para entonces seleccionar un día promedio. Para este circuito se analizó su comportamiento en el período de tiempo comprendido entre el 1 y el 31 de enero de 2018 y se seleccionó un día promedio. En el Anexo 3 se muestran las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) obtenidas en este proceso. En la figura 3.15 se puede apreciar la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corriente de fase, obteniéndose un ajuste de las cargas muy bueno respecto a los gráficos medidos en un día característico por el interruptor principal.

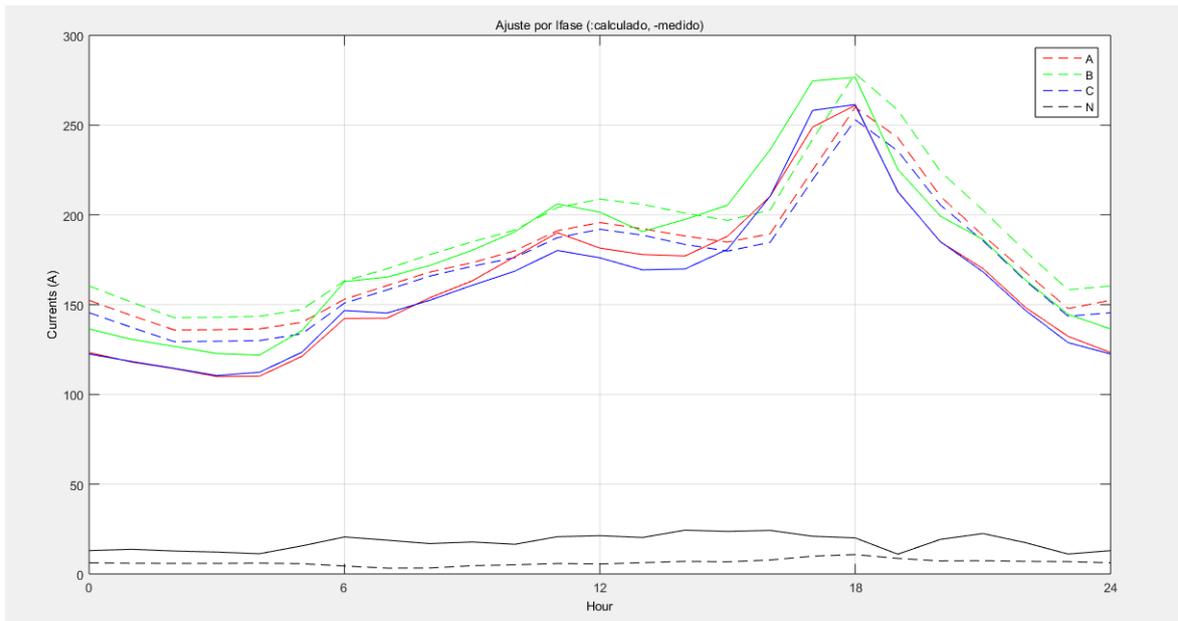


Figura 3.15: Gráfico de carga estimada para el circuito 80

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 3). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan todos los elementos necesarios y se procede a realizar varias corridas del programa. Para esto se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 8 cambios como máximo.

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 578,03 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza los 9,82 A. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Como se explicó para los circuitos anteriores, debe seleccionarse una variante que con pocas reconexiones garantice una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía. Debido a esto se seleccionó la variante # 36. En la figura 3.16 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada, observándose que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 5,05 A, las pérdidas de energía se deben reducir en 18,68kWh/día y solo se deben efectuar tres reconexiones, de ellas dos ramales y un transformador monofásico. Aunque los ahorros de energía que se consiguen en este caso no

son muy significativos, se puede lograr una buena reducción de la corriente de desbalance con un pequeño número de reconexiones.

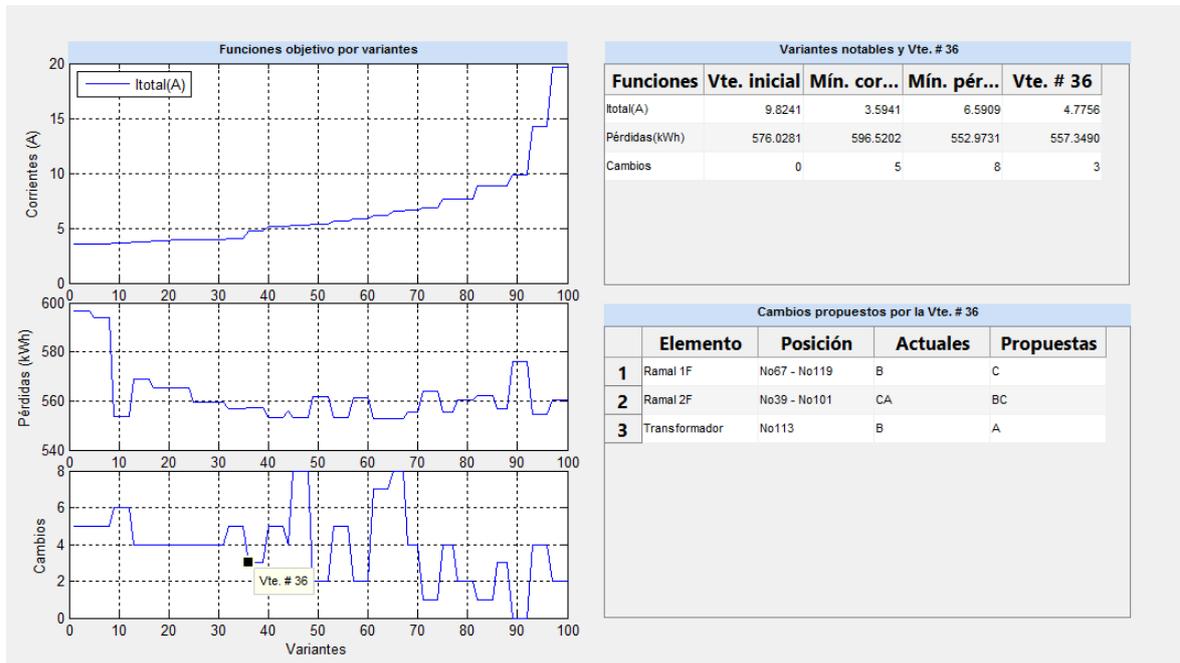


Figura 3.16: Variantes de balanceo para el circuito 80.

En la figura 3.17 se indican los puntos del circuito donde deben efectuarse las reconexiones.

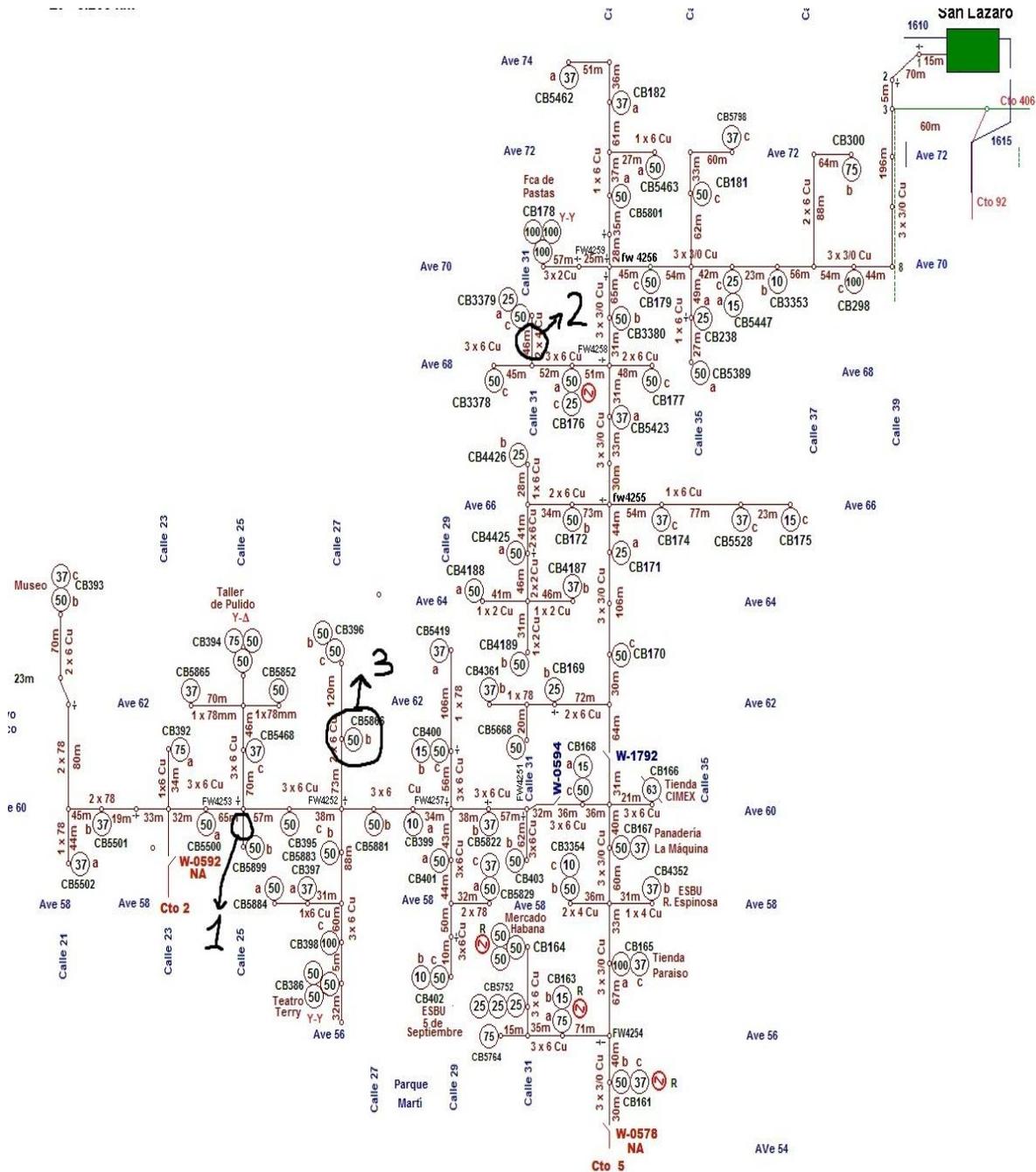


Figura 3.17: Cambios propuestos para el circuito 80

La figura 3.18 muestra los gráficos estimados por el programa de balanceo para las corrientes de fase y de neutro, antes y después de que se ejecuten las reconexiones.

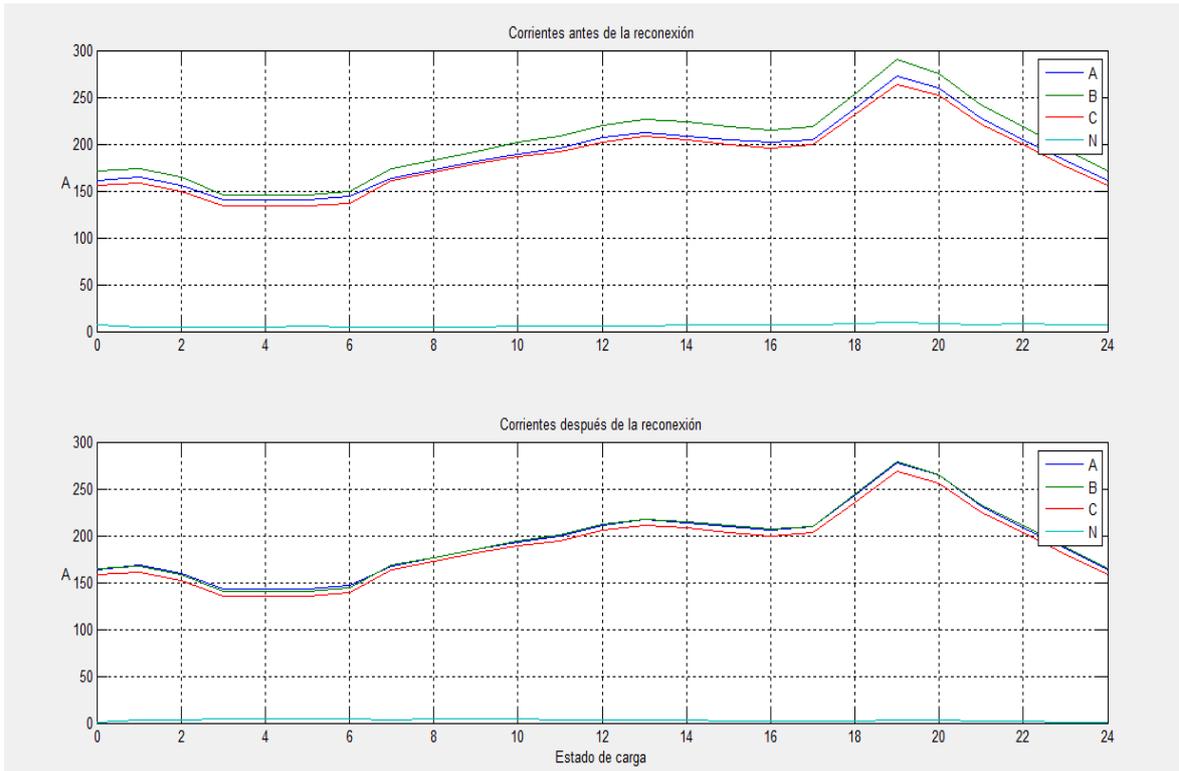


Figura 3.18: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

CONCLUSIONES

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

- ✓ Al realizar el celaje de los circuitos en estudio se pudo comprobar que se encontraban totalmente desactualizados.
- ✓ En los circuitos analizados fue necesario estimar las cargas mediante el programa de estimación debido a que solo se contaba con las lecturas de los interruptores NULEC.
- ✓ 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.
- ✓ El programa de balanceo, basado en el algoritmo NSGA-II, ha tenido un comportamiento favorable en todas las corridas en cuanto a tiempo de ejecución y convergencia, brindando 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.
- ✓ Las soluciones obtenidas en los diferentes circuitos permiten estimar un buen comportamiento en cuanto a balance y pérdidas de los mismos cuando estas se logren aplicar.

RECOMENDACIONES

- ✓ 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 3, 5 y 80.
- ✓ Continuar perfeccionando los métodos computacionales de estimación y ajuste de cargas en los circuitos de distribución primaria.
- ✓ Realizar tomas de cargas en los transformadores para facilitar el proceso de estimación y balanceo, dando resultados más cercanos a los reales.
- ✓ Utilizar al máximo las potencialidades del programa de balanceo y realizar el balance de los circuitos en diferentes puntos cuando sea pertinente.
- ✓ Realizar una evaluación previa de las variantes de balanceo a aplicar en cuanto a posibilidades técnicas de ejecutarlas y de esta forma evitar que una variante quede inconclusa.
- ✓ Extender el estudio a otros circuitos de la provincia en aras de poder balancear la mayor parte de los circuitos primarios, y lograr una mayor eficiencia del servicio prestado.

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] *Motors and Generators*, ANSI/NEMA Standard MG1, 1993.
- [5] *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*, IEC 61000-4-30, 2003.
- [6] *IEEE Standard Test Procedure for Polyphasers Induction Motors and Generators*, IEEE Standard 112, 1991.
- [7] Ramírez, C. H. (1984). Redes y Sistemas Eléctricos La Habana, pp.14
- [8] 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.
- [9] S. D. F. Dotres, "Ajuste de las derivaciones de los transformadores," Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [10] 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.
- [11] L. C. Fernández, *Sistemas Electroenergéticos*, Parte I, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, 1977.
- [12] Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. B. Raton. New York, pp.27.
- [13]"Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos," ECAMEC Tecnología, septiembre de 2009.

- [14] G. Casaravilla y V. Echinope, "Desbalances-Estudio de alternativas para su estimación," Instituto de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República, 2009.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] J. L. G. Cruz y P. J. D. U. Pérez, "Elaboración de una metodología para la normalización de los estudios de calidad de la potencia eléctrica," Trabajo de Graduación, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de el Salvador, diciembre de 2003.
- [18] *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE std 1159, 1995.
- [19] 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.
- [20] *Tensiones Normalizadas*, Norma Cubana NC: 365, Oficina Nacional de Normalización, Ciudad de la Habana, 2011.
- [21] *European standard for voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*, CENELEC, EN 50160, ed: CENELEC TCX, 2006.
- [22] *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.
- [23] *Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings (60 Hertz)*, ANSI Standard Publication no. ANSI C84-1, 1995.
- [24] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.
- [25] 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.

- [26] 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.
- [27] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," *Electric Power and Energy Systems*, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] A. Ruiz, J. C. Galviz, and R. Gallego, "Solution to the phase balancing problem and the primary feeders reconfiguration by three phase modeling using simulated annealing," *Scientia et Technica*, vol. 12, no. 30, pp. 1-6, 2006.
- [33] 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.
- [34] 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.
- [35] 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.
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] 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.
- [39] 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.
- [40] 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.
- [41] 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.
- [42] 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.
- [43] 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.
- [44] 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.
- [45] 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.
- [46] 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.
- [47] 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.

[48] 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.

[49] K. Wang, S. Skiena, and T. G. Robertazzi, “Phase balancing algorithms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.

[50] 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.

[51] 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.

[52] A. Seshadri. NSGA-II source code. available in: «<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimization-algorithm/content/NSGA-II/>»

[53] 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 datos del circuito 3

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Grafico	Qc
No1	No2	ABC	CN2/0	CN6	100	1T	C	8,39	3,63	0	0	Alumbrado	0
No2	No3	ABC	CN2/0	CN6	62			0	0	0	0		0
No3	C-43	ABC	CN2/0	CN6	96			0	0	0	0		0
C-43	No4	ABC	CN2/0	CN6	28	1T	A	4,71	2,04	0	0	Alumbrado	0
No4	No23	ABC	CN2/0	CN6	60			0	0	0	0		0
No23	No5	ABC	CN2/0	CN6	60	1T	C	8,39	3,63	0	0	Alumbrado	0
No5	No6	ABC	CN2/0	CN6	34			0	0	0	0		0
No6	No7	ABC	CN3/0	CN6	66	1T	C	8,39	3,63	0	0	Alumbrado	0
No7	No8	ABC	CN3/0	CN6	30			0	0	0	0		0
No8	No9	ABC	CN0	CN6	92			0	0	0	0		0
No9	No10	ABC	CN0	CN6	96			0	0	0	0		0
No10	No19	ABC	CN0	CN6	42	1T	A	4,76	2,12	0	0	Cto-3	0
No19	No11	ABC	CN0	CN6	48			0	0	0	0		0
No11	No32	ABC	CN0	CN6	98			0	0	0	0		0
No32	No12	ABC	CN0	CN6	25	2T	BC	2,45	1,06	25,25	11,31	Residencial-1	0
No12	No35	ABC	CN0	CN6	24			0	0	0	0		0
No35	No13	ABC	CN0	CN6	40			0	0	0	0		0
No35	No36	ABC	CN6	CN6	20	YY		0	0	18,6	8,3	Mixta	0
No32	No34	C	CN0	CN6	36	1T	C	21,92	9,81	0	0	Cto-3	0
No11	No81	ABC	CN6	CN6	40	TT		0	0	41,33	18,45	Mixta	0
No81	No29	A	AAAC-78	CN6	10	1T	A	6,35	2,83	0	0	Cto-3	0
No10	No18	C	CN0	CN6	42	1T	C	21,92	9,81	0	0	Cto-3	0
No18	No82	C	CN6	CN6	52	1T	C	5,59	2,42	0	0	Alumbrado	0
No9	No83	AB	CN6	CN6	58	2T	AB	0	0	10,99	4,91	Residencial-1	0
No9	No17	BC	AAAC-78	CN6	37	2T	BC	25,65	11,4	15,19	6,8	Mixta_R1	0
No8	No30	ABC	CN3/0	CN6	60	1T	A	4,76	2,12	0	0	Cto-3	0
No30	No33	ABC	CN3/0	CN6	40			0	0	0	0		0
No6	W-048	ABC	CN2/0	CN6	18			0	0	0	0		0
W-048	Nro25	ABC	CN3/0	CN6	50	1T	C	58,45	26,2	0	0	Cto-3	0
Nro25	No65	ABC	CN3/0	CN6	112	1T	B	33,53	14,9	0	0	Cto-3	0
No65	Nro26	ABC	CN3/0	CN6	43			0	0	0	0		0
Nro26	W-049	ABC	CN3/0	CN6	46			0	0	0	0		0
W-049	No26	ABC	CN3/0	CN6	50			0	0	0	0		0
No26	No25	ABC	CN3/0	CN6	30	YY		0	0	31	13,84	Mixta	0
No25	No27	ABC	CN3/0	CN6	36	2T	AC	0,59	0,25	10,09	4,52	Cto-3	0
No27	No28	ABC	CN3/0	CN6	60			0	0	0	0		0
No26	No75	C	CN6	CN6	80	1T	C	29,23	13,1	0	0	Cto-3	0
No26	No31	C	AAAC-78	CN6	90	1T	C	29,23	13,1	0	0	Cto-3	0
Nro26	No67	ABC	CN3/0	CN6	20			0	0	0	0		0
No67	No68	ABC	CN3/0	CN6	60	2T	AC	0	0	8,24	3,68	Cto-3	0
No68	No73	ABC	CN3/0	CN6	60			0	0	0	0		0

ANEXOS

No67	No74	B	CN3/0	CN6	50	1T	B	33,53	14,9	0	0	Cto-3	0
No67	No62	CA	CN3/0	CN6	160	2T	CA	12,93	5,79	3,3	1,47	Mixta	0
No6	No24	ABC	CN2/0	CN6	98			0	0	0	0		0
No24	No85	ABC	CN3/0	CN6	27			0	0	0	0		0
No85	No86	ABC	CN3/0	CN6	15	YY		0	0	92,99	41,51	Mixta	0
No86	No87	ABC	CN3/0	CN6	15			0	0	0	0		0
No87	No38	ABC	CN3/0	CN6	70	1T	C	21,92	9,81	0	0	Cto-81	0
No38	No39	ABC	CN3/0	CN6	33			0	0	0	0		0
No39	No40	ABC	CN3/0	CN6	41			0	0	0	0		0
No40	No41	ABC	CN3/0	CN6	31	1T	B	25,15	11,2	0	0	Cto-81	0
No41	No42	ABC	CN3/0	CN6	31	1T	C	5,59	2,42	0	0	Alumbrado	0
No42	No43	ABC	CN3/0	CN6	34			0	0	0	0		0
No43	No44	ABC	CN3/0	CN6	61	1T	A	6,35	2,83	0	0	Cto-81	0
No44	No45	ABC	CN3/0	CN6	46			0	0	0	0		0
No45	No47	ABC	CN3/0	CN6	88			0	0	0	0		0
No47	No48	ABC	CN3/0	CN6	29	1T	A	9,52	4,25	0	0	Cto-81	0
No48	No49	ABC	CN3/0	CN6	25			0	0	0	0		0
No49	No50	ABC	CN3/0	CN6	30			0	0	0	0		0
No47	No55	ABC	AAAC-78	CN6	33	2T	AC	0,59	0,25	10,09	4,52	Mixta_I	0
No55	No132	ABC	CN2	CN6	31	TT		0	0	16,53	7,38	Mixta	0
No132	No135	ABC	CN2	CN6	100	3T	BAC	75,44	33,6	0	0	Mixta	0
No47	No131	CA	CN6	CN6	72	2T	AC	0,88	0,38	15,14	6,78	Cto-81	0
No45	No56	ABC	CN6	CN6	53	3T	BAC	100,6	44,8	0	0	Mixta_I	0
No56	No57	CA	CN2	CN6	14	2T	AC	0	0	8,24	3,68	Mixta	0
No45	No58	ABC	CN6	CN6	114			0	0	0	0		0
No58	No128	ABC	CN6	CN6	33	1T	A	6,35	2,83	0	0	Cto-81	0
No58	No129	ABC	CN6	CN6	32	3T	ABC	0	0	38,08	17	Mixta	0
No58	No130	A	AAAC-78	CN6	42	1T	A	4,76	2,12	0	0	Cto-81	0
No43	No126	B	CN2	CN6	44	1T	B	33,53	14,9	0	0	Cto-81	0
No43	No127	B	CN2	CN6	38	1T	B	33,53	14,9	0	0	Cto-81	0
No40	No125	C	CN2	CN6	48	1T	C	29,23	13,1	0	0	Cto-81	0
No24	No80	C	CN6	CN6	132	1T	C	43,84	19,6	0	0	Cto-3	0
No23	No37	BC	CN6	CN6	32	1T	B	25,15	11,2	0	0	Cto-3	0
No37	No78	C	CN6	CN6	73			0	0	0	0		0
No78	No79	C	CN6	CN6	32	1T	C	29,23	13,1	0	0	Cto-3	0
No78	No46	C	CN6	CN6	40	1T	C	29,23	13,1	0	0	Cto-3	0
C-43	No20	B	CN6	CN6	85	1T	B	33,53	14,9	0	0	Cto-3	0
C-43	No21	ABC	CN2/0	CN6	22	1T	B	33,53	14,9	0	0	Cto-3	0
No21	No22	ABC	CN2/0	CN6	38			0	0	0	0		0
No3	No89	A	CN6	CN6	50	1T	A	6,35	2,83	0	0	Residencial-2	0
No89	No14	A	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No14	No15	A	CN6	CN6	50	1T	A	4,76	2,12	0	0	Cto-3	0
No14	No16	A	CN6	CN6	50	1T	A	6,35	2,83	0	0	Cto-3	0

Anexo II: Base de datos del circuito 5

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Grafico	Qc
No1	No2	ABC	CN3/0	CN6	47			0	0	0	0		0
No2	No3	ABC	CN3/0	CN6	70			0	0	0	0		0
No3	No4	ABC	CN3/0	CN6	42	3T	ABC	0	0	18,18	7,86	Cto-5	0
No4	No5	ABC	CN3/0	CN6	120			0	0	0	0		0
No5	No6	ABC	CN2	CN6	350			0	0	0	0		0
No6	No7	ABC	CN3/0	CN6	250			0	0	0	0		0
No7	No8	ABC	CN0	CN6	50			0	0	0	0		0
No8	No9	ABC	CN0	CN6	50			0	0	0	0		0
No9	No10	ABC	CN0	CN6	101			0	0	0	0		0
No10	No11	ABC	CN0	CN6	25			0	0	0	0		0
No10	No12	ABC	CN2	CN6	38	1T	B	15,53	6,71	0	0	Industrial_3	0
No12	No38	ABC	CN2	CN6	50			0	0	0	0		0
No38	No16	ABC	CN2	CN6	30	2T	BC	22,57	9,76	16,25	7,03	Cto-5	0
No16	No17	ABC	CN2	CN6	71			0	0	0	0		0
No17	No18	ABC	CN2	CN6	52	3T	BAC	103,7	44,85	0	0	Cto-5	0
No18	No19	ABC	CN2	CN6	17			0	0	0	0		0
No19	No20	ABC	CN2	CN6	60	TT		0	0	212,7	92	Servicio-2	0
No19	No21	ABC	CN2	CN6	28			0	0	0	0		0
No17	No22	ABC	CN2	CN6	32	2T	BC	3,31	1,43	48,74	21,08	Cto-5	0
No22	No54	ABC	CN2	CN6	25	2T	BA	13,38	5,79	4,2	1,82	Cto-5	0
No54	No55	ABC	CN2	CN6	40			0	0	0	0		0
No55	No56	ABC	CN2	CN6	15	1T	A	12,12	5,24	0	0	Cto-5	0
No55	No57	ABC	CN2	CN6	70	3T	ABC	0	0	121,4	52,51	Cto-5	0
No17	No23	ABC	CN4	CN6	30			0	0	0	0		0
No38	No53	CA	CN2	CN6	54	2T	AC	4,58	1,98	24,37	10,54	Cto-5	0
No9	W-179	ABC	CN3/0	CN6	32			0	0	0	0		0
W-179	No43	ABC	CN3/0	CN6	58			0	0	0	0		0
No43	No44	ABC	CN3/0	CN6	32	1T	B	0	0	0	0	Alumbrado	0
No44	No45	ABC	CN3/0	CN6	31	1T	C	18,76	8,11	0	0	Industrial_3	0
No45	No37	ABC	CN3/0	CN6	16	1T	C	18,76	8,11	0	0	Industrial_3	0
No37	No46	ABC	CN3/0	CN6	16			0	0	0	0		0
No46	No47	ABC	CN3/0	CN6	75	2T	AB	6,34	2,74	10,76	4,65	Residencial-	0
No47	No48	ABC	CN3/0	CN6	68	YY		0	0	101,3	43,81	Industrial_3	0
No48	No49	ABC	CN3/0	CN6	30			0	0	0	0		0
No46	No51	ABC	CN3/0	CN6	44	1T	A	0	0	0	0	Alumbrado	0
No51	No52	ABC	CN3/0	CN6	28	2T	CA	10,8	4,67	6,3	2,72	Industrial_3	0
No43	No42	ABC	CN6	CN6	32	2T	AB	8,46	3,66	17,93	7,75	Cto-5	0
No42	No50	ABC	CN6	CN6	44			0	0	0	0		0
No7	No24	ABC	CN6	CN6	15	YY		0	0	15,2	6,57	Cto-5	0
No24	No25	ABC	CN6	CN6	15	1T	B	0	0	0	0	Alumbrado	0
No25	No35	ABC	CN6	CN6	10	3T	ABC	0	0	36,35	15,72	Cto-5	0

ANEXOS

No35	No36	ABC	CN6	CN6	10	YY		0	0	50,65	21,91	Cto-5	0
No36	No26	ABC	CN6	CN6	45			0	0	0	0		0
No26	No27	ABC	CN6	CN6	96			0	0	0	0		0
No27	No28	ABC	CN6	CN6	24	2T	CA	6,05	2,62	6,3	2,72	Industrial_3	0
No28	No29	ABC	CN6	CN6	38	3T	ABC	0	0	72,71	31,44	Cto-5	0
No29	No30	ABC	CN6	CN6	50	2T	BC	7,28	3,15	24,37	10,54	Cto-5	0
No30	No31	ABC	CN6	CN6	32	2T	AC	23,13	10	32,49	14,05	Cto-5	0
No31	No32	ABC	CN6	CN6	31	YY		0	0	15,2	6,57	Cto-5	0
No27	No33	ABC	CN6	CN6	44	3T	BAC	62,1	26,86	0	0	Mixta_R2	0
No26	No34	ABC	CN6	CN6	50	3T	ABC	0	0	72,71	31,44	Servicio-1	0
No7	W-058	ABC	CN3/0	CN6	30			0	0	0	0		0
W-058	No39	ABC	CN3/0	CN6	10			0	0	0	0		0
No2	No40	ABC	A35	CN6	38	YY		0	0	15,2	6,57	Cto-5	0
No40	No41	CA	CN6	CN6	42			0	0	0	0		0

Anexo III: Base de datos del circuito 80

N1	N2	Fase	CFase	CNeut	Long	Carg	Fas	P1	Q1	P3	Q3	Grafico	Qc
No1	No142	ABC	CN3/0	CN6	286			0	0	0	0		0
No142	No2	ABC	CN3/0	CN6	44	1T	C	37,07	16,35	0	0	Cto-80	0
No2	No3	ABC	CN3/0	CN6	54			0	0	0	0		0
No3	No48	ABC	CN3/0	CN6	56	1T	B	4,19	1,71	0	0	Alumbrado	0
No48	No4	ABC	CN3/0	CN6	23	2T	CA	4,29	1,88	9,19	4,07	Cto-80	0
No4	No49	ABC	CN3/0	CN6	42			0	0	0	0		0
No49	No5	ABC	CN3/0	CN6	54	1T	C	18,53	8,18	0	0	Cto-80	0
No5	No6	ABC	CN3/0	CN6	45			0	0	0	0		0
No6	No99	ABC	CN3/0	CN6	65	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No99	No7	ABC	CN3/0	CN6	31			0	0	0	0		0
No7	No8	ABC	CN3/0	CN6	31	1T	A	13,26	5,87	0	0	Cto-80	0
No8	No9	ABC	CN3/0	CN6	63			0	0	0	0		0
No9	No10	ABC	CN3/0	CN6	44	1T	A	8,84	3,91	0	0	Cto-80	0
No10	No11	ABC	CN3/0	CN6	106	1T	C	18,53	8,18	0	0	Cto-80	0
No11	No12	ABC	CN3/0	CN6	30			0	0	0	0		0
No12	No13	ABC	CN3/0	CN6	64			0	0	0	0		0
No13	No14	ABC	CN3/0	CN6	32			0	0	0	0		0
No14	No15	ABC	CN3/0	CN6	40	2T	AB	2,24	0,98	27,2	12,05	Cto-80	0
No15	No51	ABC	CN3/0	CN6	60			0	0	0	0		0
No51	No16	ABC	CN3/0	CN6	33	2T	AC	22,63	10,04	24,07	10,62	Mixta	0
No16	No17	ABC	CN3/0	CN6	67			0	0	0	0		0

ANEXOS

No17	No18	ABC	CN3/0	CN6	40	2T	BC	7,71	3,45	24,07	10,62	Mixta	0
No18	No19	ABC	CN3/0	CN6	30			0	0	0	0		0
No19	No20	ABC	CN3/0	CN6	30	YY		0	0	114,2	50,52	Mixta	0
No20	No136	ABC	CN3/0	CN6	68	2T	AB	11,96	5,29	10,88	4,82	Residencial-	0
No136	No137	ABC	CN3/0	CN6	75			0	0	0	0		0
No137	No138	ABC	CN3/0	CN6	16	1T	C	18,53	8,18	0	0	Mixta	0
No138	No139	ABC	CN3/0	CN6	16	1T	C	18,53	8,18	0	0	Mixta	0
No139	No140	ABC	CN3/0	CN6	31	1T	B	4,19	1,71	0	0	Alumbrado	0
No140	No141	ABC	CN3/0	CN6	32			0	0	0	0		0
No141	W-1791	ABC	CN3/0	CN6	58			0	0	0	0		0
W-179:	No143	ABC	CN3/0	CN6	32			0	0	0	0		0
No141	No147	ABC	CN6	CN6	32	2T	AB	16,93	7,49	18,13	8,04	Mixta	0
No147	No148	ABC	CN6	CN6	44			0	0	0	0		0
No137	No144	ABC	CN3/0	CN6	44	1T	A	5,36	2,18	0	0	Alumbrado	0
No144	No145	ABC	CN3/0	CN6	28	2T	CA	9,05	3,98	9,19	4,07	Mixta	0
No145	No146	ABC	CN4	CN6	40			0	0	0	0		0
No17	No22	ABC	CN6	CN6	36			0	0	0	0		0
No22	No23	ABC	CN6	CN6	35	2T	AB	20,89	9,25	10,88	4,82	Mixta	0
No23	No24	ABC	CN6	CN6	35			0	0	0	0		0
No24	No25	ABC	CN4	CN6	15	1T	B	31,4	13,92	0	0	Cto-80	0
No24	No80	ABC	CN6	CN6	12	YY		0	0	28,55	12,63	Mixta	0
No80	No26	ABC	CN6	CN6	49	YY		0	0	57,1	25,26	Mixta	0
No51	No79	ABC	CN6	CN6	30	1T	B	15,7	6,96	0	0	Mixta	0
No79	No52	ABC	CN6	CN6	30			0	0	0	0		0
No51	No53	ABC	Aluminio 78	CN6	36	2T	BC	17,64	7,83	6,42	2,83	Mixta	0
No14	No30	ABC	CN4	CN6	21	TT		0	0	15,23	6,74	Mixta	0
No14	No27	ABC	CN6	CN6	36	2T	CA	13,75	6,06	9,19	4,07	Cto-80	0
No27	No28	ABC	CN6	CN6	35			0	0	0	0		0
No28	No29	ABC	CN6	CN6	32			0	0	0	0		0
No29	No81	ABC	CN6	CN6	57	1T	B	15,7	6,96	0	0	Cto-80	0
No81	No82	ABC	CN6	CN6	38			0	0	0	0		0
No82	No83	ABC	CN6	CN6	34	1T	A	3,57	1,45	0	0	Alumbrado	0
No83	No84	ABC	CN6	CN6	34	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No84	No85	ABC	CN6	CN6	30			0	0	0	0		0
No85	No86	ABC	CN6	CN6	38	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No86	No67	ABC	CN6	CN6	57			0	0	0	0		0
No67	No68	ABC	CN6	CN6	65	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No68	No88	ABC	CN6	CN6	32			0	0	0	0		0
No88	No124	ABC	CN6	CN6	33			0	0	0	0		0
No124	No125	ABC	Aluminio 78	CN6	19	1T	B	15,7	6,96	0	0	Cto-80	0
No125	No126	ABC	Aluminio 78	CN6	45			0	0	0	0		0
No126	No89	ABC	Aluminio 78	CN6	80			0	0	0	0		0

ANEXOS

No89	No76	ABC	CN2	CN6	120	3T	BAC	22,6	10,34	17,61	7,16	Mixta	0
No126	No127	A	Aluminio 78	CN6	44	1T	A	13,26	5,87	0	0	Cto-80	0
No88	No75	A	Aluminio 78	CN6	34	1T	A	13,26	5,87	0	0	Cto-80	0
No88	W0592	ABC	CN6	CN6	33			0	0	0	0		0
W0592	No91	ABC	CN6	CN6	33			0	0	0	0		0
No67	No120	ABC	Aluminio 78	CN6	70	1T	C	13,9	6,13	0	0	Cto-80	0
No120	No121	ABC	Aluminio 78	CN6	40			0	0	0	0		0
No121	No77	ABC	Aluminio 78	CN6	250	3T	ABC	0,02	0,01	53	23,47	Mixta_I	0
No121	No122	C	Aluminio 78	CN6	70	1T	C	13,9	6,13	0	0	Cto-80	0
No121	No123	A	Aluminio 78	CN6	70	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No67	No119	B	Aluminio 78	CN6	34	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No85	No113	ABC	CN6	CN6	73	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No113	No63	ABC	CN6	CN6	120	2T	BC	2,72	1,25	32,1	14,16	Mixta	0
No85	No70	ABC	CN6	CN6	44	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No70	No71	ABC	CN6	CN6	44			0	0	0	0		0
No71	No72	ABC	CN6	CN6	60	1T	C	37,07	16,35	0	0	Cto-80	0
No72	No87	ABC	CN6	CN6	5	YY		0	0	57,1	25,26	Cto-80	0
No87	No69	ABC	CN6	CN6	32			0	0	0	0		0
No71	No112	A	CN6	CN6	31	1T	A	13,26	5,87	0	0	Cto-80	0
No112	No73	A	CN6	CN6	27	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No82	No65	ABC	CN6	CN6	43	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No65	No66	ABC	CN6	CN6	44			0	0	0	0		0
No66	No64	ABC	CN6	CN6	60	2T	CB	14,79	6,52	7,25	3,21	Cto-80	0
No66	No110	CA	Aluminio 78	CN6	32	2T	AC	4,21	1,89	24,07	10,62	Mixta	0
No82	No21	ABC	CN6	CN6	56	2T	CB	12,82	5,65	10,88	4,82	Mixta_R1	0
No21	No111	A	Aluminio 78	CN6	106	1T	A	13,26	5,87	0	0	Cto-80	0
No29	No56	B	Aluminio 78	CN6	62	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No12	No31	AB	CN6	CN6	72	1T	B	10,47	4,64	0	0	Cto-80	0
No31	No107	B	CN6	CN6	30			0	0	0	0		0
No107	No108	B	CN6	CN6	38	1T	B	15,7	6,96	0	0	Cto-80	0
No107	No109	B	CN6	CN6	40	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No9	No32	AB	CN6	CN6	73	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No32	No33	AB	CN6	CN6	34			0	0	0	0		0
No33	No34	AB	CN6	CN6	41	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No34	No103	AB	CN2	CN6	46			0	0	0	0		0
No103	No104	B	CN2	CN6	31	1T	B	20,94	9,28	0	0	Cto-80	0
No103	No105	A	CN2	CN6	41	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No103	No106	B	CN2	CN6	46	1T	B	15,7	6,96	0	0	Cto-80	0
No33	No35	B	CN6	CN6	28	1T	B	10,47	4,64	0	0	Cto-80	0
No9	No36	C	CN6	CN6	54	1T	C	13,9	6,13	0	0	Cto-80	0
No36	No102	C	CN6	CN6	77	1T	C	13,9	6,13	0	0	Cto-80	0
No102	No37	C	CN6	CN6	23	1T	C	5,83	2,37	0	0	Alumbrado	0
No7	No38	ABC	CN6	CN6	51	2T	AC	9,03	4,02	16,05	7,08	Cto-80	0

ANEXOS

No38	No39	ABC	CN6	CN6	52			0	0	0	0		0
No39	No100	ABC	CN6	CN6	45	1T	C	18,53	8,18	0	0	Cto-80	0
No39	No101	CA	CN6	CN6	45	2T	CA	10,34	4,55	15,31	6,78	Cto-80	0
No7	No40	CA	CN6	CN6	48	1T	C	18,53	8,18	0	0	Cto-80	0
No6	No41	ABC	CN3/0	CN6	81	YY		0	0	114,2	50,52	Mixta	0
No6	No150	ABC	CN3/0	CN6	28			0	0	0	0		0
No150	No96	A	CN6	CN6	35	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No96	No42	A	CN6	CN6	37			0	0	0	0		0
No42	No43	A	CN6	CN6	61	1T	A	13,26	5,87	0	0	Cto-80	0
No43	No98	A	CN6	CN6	86	1T	A	13,26	5,87	0	0	Cto-80	0
No42	No97	A	CN6	CN6	27	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No97	No44	A	CN6	CN6	106			0	0	0	0		0
No49	No50	A	Aluminio 78	CN6	49	1T	A	8,84	3,91	0	0	Mixta	0
No50	No95	A	Aluminio 78	CN6	27	1T	A	17,68	7,83	0	0	Cto-80	0
No49	No46	BC	Aluminio 78	CN6	62	1T	C	18,53	8,18	0	0	Cto-80	0
No46	No149	BC	Aluminio 78	CN6	93	1T	C	13,9	6,13	0	0	Cto-80	0
No3	No45	BC	CN6	CN6	88			0	0	0	0		0
No45	No47	BC	CN6	CN6	64	1T	B	31,4	13,92	0	0	Cto-80	0