

**Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Departamento de Electroenergética**



## **TRABAJO DE DIPLOMA**

**Balance multiobjetivo de los circuitos de  
distribución primaria 1, 2 y 3 de Santa Clara.**

**Autor:** Lisdany Ciruta Jiménez

**Tutor:** Dr. C. Ignacio Pérez Abril

**Cotutor:** Ing. Omar Alvarez Fleites

**Santa Clara**

**2017**

**Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Departamento de Electroenergética**



## **TRABAJO DE DIPLOMA**

**Balanceo multiobjetivo de los circuitos de  
distribución primaria 1, 2 y 3 de Santa Clara.**

**Autor: Lisdany Ciruta Jiménez**

**Email:** lisdanyciruta@nauta.cu

**Tutor: Dr. C. Ignacio Pérez Abril**

Profesor Titular, Centro de Estudios Electroenergéticos

Facultad de Ingeniería Eléctrica

**Email:** iperz@uclv.edu.cu

**Cotutor: Ing. Omar Alvarez Fleites**

**Email:** oafleites@uclv.cu

**Santa Clara**

**2017**



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

---

Firma del Autor

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

---

Firma del Autor

---

Firma del Jefe de  
Departamento donde se  
defiende el trabajo

---

Firma del Responsable de  
Información Científico-Técnica

## **PENSAMIENTO**

*Lo que sabemos de una gota de agua; lo que ignoramos es el océano*

*Isaac Newton*

## **DEDICATORIA**

A mis padres y mi hermana por apoyo y amor que me han brindado

A mi sobrino, mis primos y mi abuela por el cariño que me han dado

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres por el apoyo demostrado en cada momento, llevándome siempre por el camino correcto.

A mi hermana por darme apoyo y cariño.

A mis primos María de los Ángeles, Sheila, Rider, Neslan, Doraisy y Abel por su dedicación.

A mi abuela Gisela y mis tíos Pipe y Gisela, por todo el cariño y las enseñanzas que me han dado en la vida.

Al resto de mi familia.

A mi tutor Ignacio y cotutor Reinier por el apoyo en la realización de esta tesis.

## TAREA TÉCNICA

1. E Realización de celaje de los circuitos.
2. Recopilación de las mediciones de los NULEC.
3. Actualización de las bases de datos de los circuitos.
4. Estimación de las cargas a partir de las mediciones disponibles.
5. Simulación los circuitos en Radial.
6. Determinación de las variantes óptimas de balanceo.
7. Elaboración del balanceo y comprobación de los resultados.

---

Firma del Autor

---

Firma del Tutor

## RESUMEN

Dentro de las redes trifásicas más desbalanceadas se encuentran los circuitos de distribución primaria, esto se debe fundamentalmente a la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red y al uso de ramales de una o dos fases y neutro. Si 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 a lo largo del circuito de distribución primaria, aplicando el programa para el balance de fases basado en el algoritmo genético NSGA-II, en tres circuitos de la ciudad de Santa Clara, realizando las reconexiones mínimas necesarias de los ramales de una o dos fases y neutro y de los transformadores de distribución monofásicos.

## TABLA DE CONTENIDOS

### Contenido

PENSAMIENTO .....	i
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
TAREA TÉCNICA.....	iv
RESUMEN .....	v
INTRODUCCIÓN.....	1
<b>CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA ....</b>	<b>4</b>
1.1 Características de los circuitos de distribución primaria.....	4
1.1.1 Red radial.....	5
1.1.2 Circuitos de distribución asimétricos.....	8
1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba.....	8
1.3 Definiciones de desbalance .....	11
1.3.2 Causas del desbalance.....	14
1.3.3 Desbalance y sus efectos: .....	14
1.4 Situación del desbalance en Santa Clara.....	16
<b>CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....</b>	<b>18</b>
1.1 Introducción.....	18
2.2 Formulación del problema.....	21
2.2.1 Variables independientes.....	21
2.2.2 Funciones objetivo .....	24

2.3 Implementación del NSGA-II .....	27
2.3.1 Representación de las variables (cromosoma) .....	28
2.3.2 Cálculo de las funciones objetivo .....	28
2.4 Procedimiento de estimación de cargas.....	28
2.4.1 Ajuste de las cargas .....	30
2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas .....	35
2.4.3 Algoritmo de estimación.....	36
CAPÍTULO 3. RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS.....	38
3.1 Introducción .....	38
3.2 Circuito 1 .....	38
3.2.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 1 .....	41
3.3 Circuito 2.....	45
3.3.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 2 .....	47
3.4 Circuito 3 .....	50
3.4.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 3 .....	52
CONCLUSIONES .....	57
RECOMENDACIONES.....	58
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	59
ANEXOS .....	63

## INTRODUCCIÓN

Dentro del Sistema Electroenergético Nacional poseen gran importancia las redes de distribución primaria, ya que se encargan de hacer llegar a los usuarios con la continuidad y calidad requerida, la energía eléctrica. Para que estos circuitos de distribución sean eficientes se debe tener en cuenta varios aspectos: el estado de los conductores, de sus empalmes, el calibre de estos, que los transformadores y los bancos de transformadores no estén sobrecargados ni subcargados y sus aterramientos se encuentren en buen estado, el desbalance de estos circuitos debe ser el mínimo posible ya que esto influye negativamente en varios aspectos del circuito de distribución primario directa e indirectamente como son en las pérdidas de potencia activa, en las pérdidas de energía, en las caídas de voltajes, en las protecciones entre otras.

Lograr un balanceo adecuado de las cargas por fase en el circuito de distribución las 24 horas del día y en cada uno de los nodos de éste, desde el punto de vista operativo, es prácticamente imposible. Cuestión esta que sería la condición de máxima eficiencia de un circuito trifásico. 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. Por otra parte, la práctica de explotación de estos circuitos y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores o la modificación de los ya existentes, lo que corrientemente se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito. De hecho, se considera que estos circuitos son los que exhiben mayor

desbalance entre todos los tipos de circuitos del Sistema Electroenergético Nacional (SEN). [1]

Esto se ha comprobado en 3 circuitos del municipio Santa Clara (1, 2 y 3), con ayuda de las mediciones realizadas por los interruptores NULEC.

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.

En el ámbito actual de los circuitos de distribución primaria en Cuba se manifiestan diversas situaciones generalmente orientados a las pérdidas y el desbalance. Enfocándose en el desbalance entre las corrientes de fase, en varios de los circuitos de Santa Clara, se aprecian grandes porcentajes de este que provoca un incremento en las pérdidas de energía en el circuito de distribución primaria y contribuye al desbalance de los voltajes en los distintos nodos. Además, la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones de operación normal complica la detección de las fallas a tierra a partir de protecciones de sobre corriente de neutro que conlleva a la desconexión de este tipo de protección en las distintas Subestaciones de Santa Clara.

Basada en la caracterización de la situación problemática antes expuesta y derivada de esta, el problema científico que se enfrenta en la investigación radica en ¿Cómo lograr el balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria en Santa Clara?

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

- ✓ Balancear las líneas de distribución primaria en varios circuitos de Santa Clara mediante la ayuda de herramientas computacionales como el Radial y el NSGA-II.

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

1. Describir los métodos de 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.
5. Implementar los cambios propuestos por el programa.
6. Realizar mediciones antes y después de implementar dichos cambios.

Este trabajo cuenta con tres capítulos. El Capítulo I muestra las características de los circuitos de distribución primaria en Cuba, el efecto del desbalance en ellos y la situación de las redes de distribución primaria en Santa Clara. En el Capítulo II se hace un acercamiento a la herramienta computacional de Algoritmo Genético (NSGA-II), se formula el problema y se emite una solución de éste. El Capítulo III presenta la aplicación del método de optimización y sus resultados.

## **CAPÍTULO 1. 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 Características de los circuitos 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 sistema 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 oferta y demanda. [1]

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.[2]

### 1.1.1 Red radial

La red radial es aquella en que la corriente tiene una sola trayectoria desde la subestación de transmisión o subtransmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta la carga dada.

#### Ventajas:

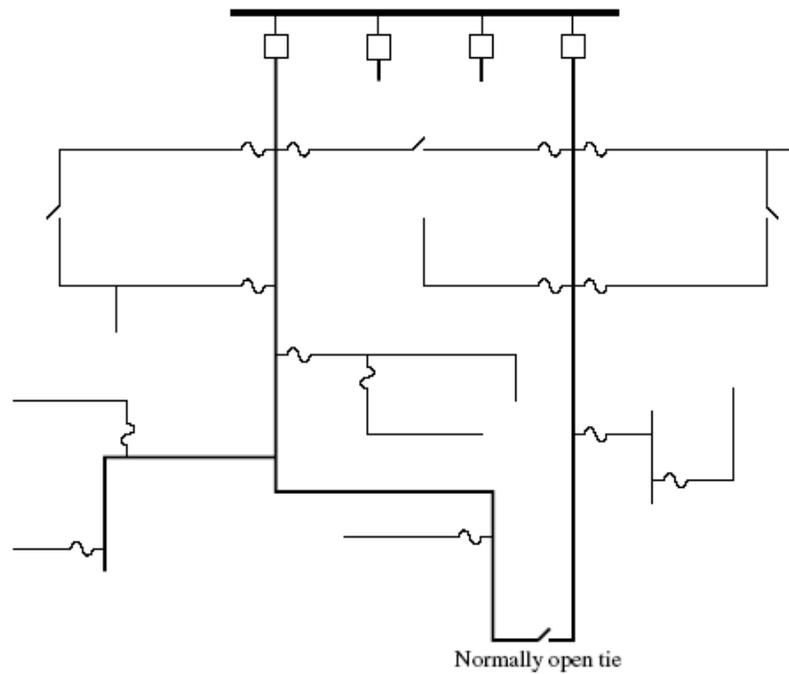
- ✓ Simplicidad.
- ✓ Bajo costo inicial; de inversiones (relativamente).

#### Desventajas:

- ✓ Falta de continuidad de los servicios antes perturbaciones y fallas (se puede minimizar esta situación instalando recierre, con lo que si la falla es temporal puede resolverse la situación). Debe saberse que más del 80% en las fallas en las líneas aéreas son temporales y pueden desaparecer. [1]
- ✓ Mala regulación de voltaje.

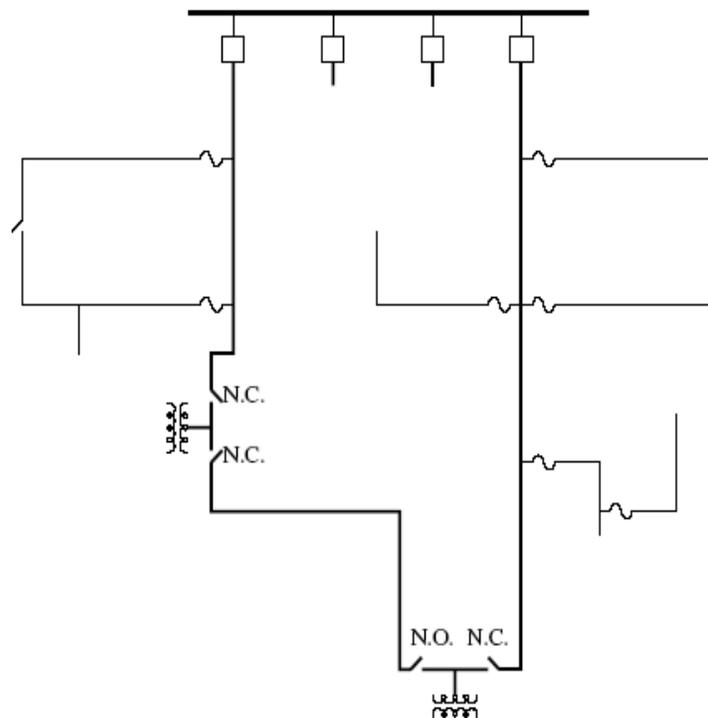
Para mejorar la fiabilidad de los circuitos radiales se proporcionan a menudo lazos normalmente abiertos como el mostrado en Figura 1.1. Los circuitos están operados radialmente, pero si ocurre una falla en uno de los circuitos, los interruptores del lazo, permiten restaurar algunas porciones del circuito rápidamente. Normalmente, estos interruptores se operan manualmente, pero algunas utilidades usan interruptores automatizados para realizar estos funcionamientos automáticamente.

[3]



**Figura 1.1: *Dos circuitos radiales con lazo normalmente abierto entre ellos***

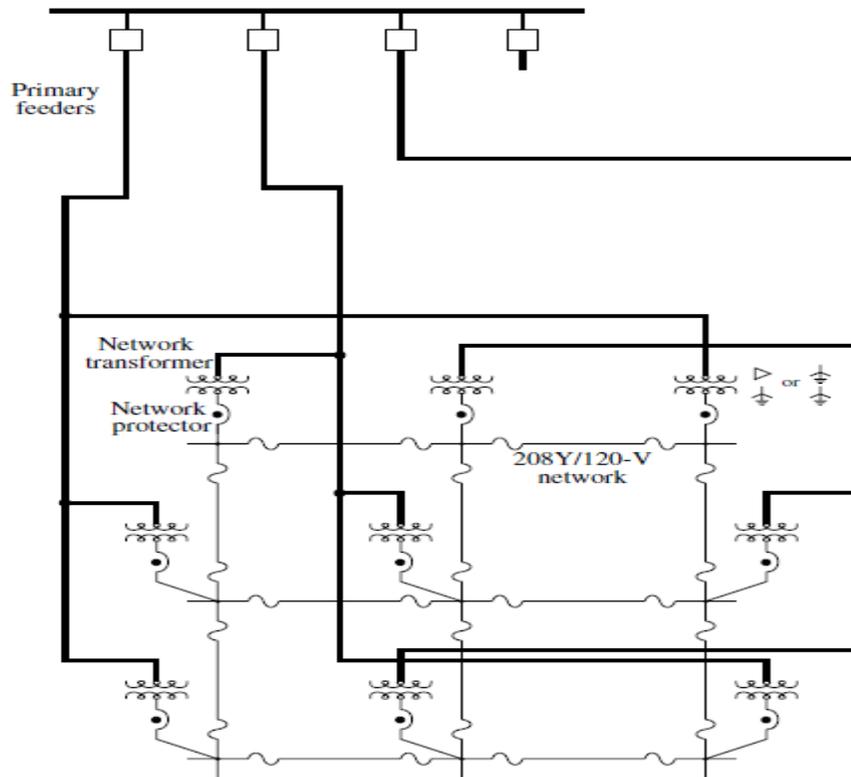
El esquema del circuito primario en lazo brinda un servicio más fiable, que a veces es ofrecido para las cargas críticas como los hospitales. En la Figura 1.2 se muestra un ejemplo de un circuito primario en lazo. Si cualquier parte del circuito primario falla, todos los clientes críticos pueden seguir siendo alimentados por la reconfiguración de los interruptores del transformador. Las ventajas de estos sistemas son: buena regulación de voltaje y alta confiabilidad de servicio. [4]



**Figura 1.2: Arreglo de distribución de primaria en lazo**

Algunos circuitos de distribución no son radiales. Los más comunes son la malla de las redes secundarias. En estos sistemas, los secundarios son enmallados juntos y tiene alimentación de varios circuitos de la distribución primaria, este sistema de distribución es el más confiable, de mejor característica de regulación de voltaje, pero es el más costoso. [5]

Como ejemplo de este sistema en nuestro país podemos citar la red de distribución secundaria existente en el área central de la ciudad de La Habana.



**Figura 1.3: Ejemplo de un sistema de distribución de secundario enmallado**

### 1.1.2 Circuitos de distribución asimétricos

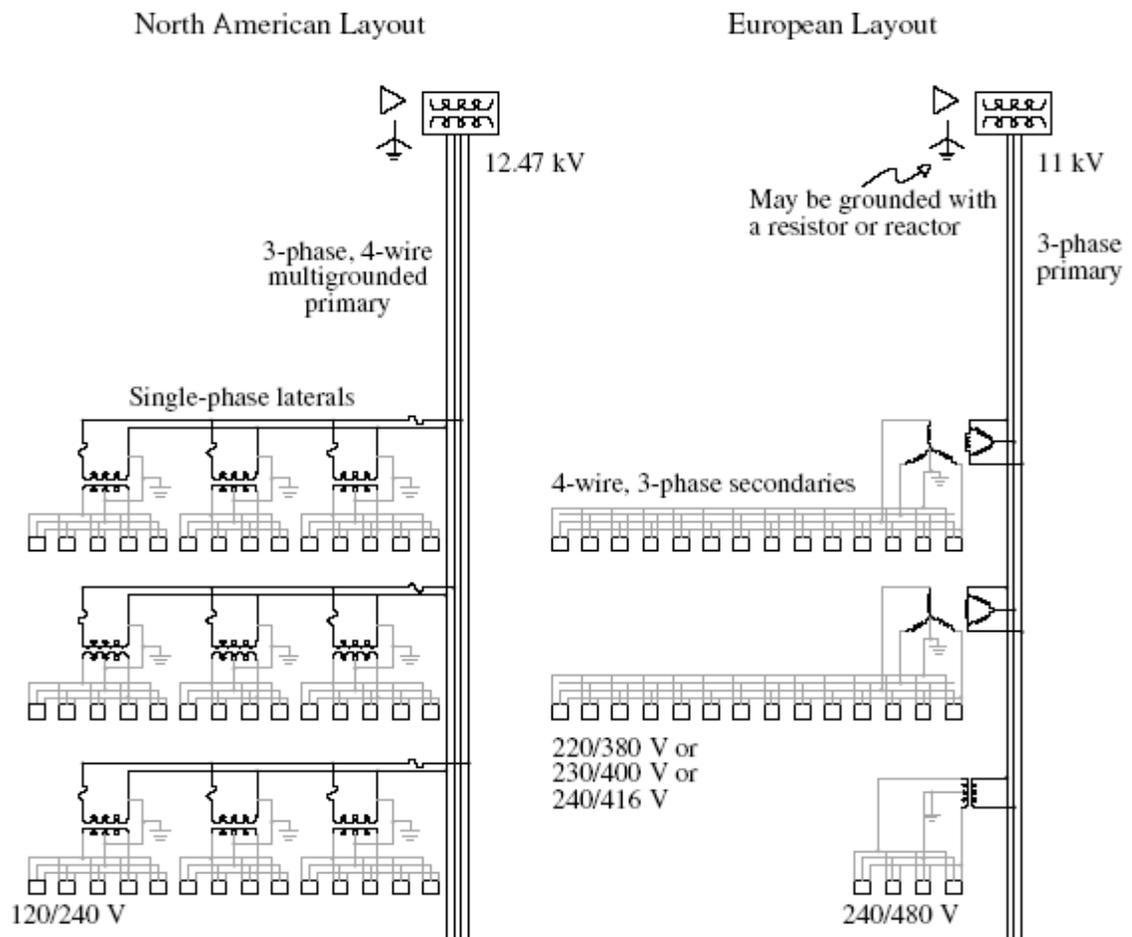
En las redes de distribución primaria frecuentemente se construyen ramales para dar servicio a determinadas cargas pequeñas, y estos suelen ser generalmente monofásicos y bifásicos que alimentan bancos de uno y dos transformadores. El comportamiento de estas líneas es un tanto diferente al de las líneas trifásicas.

Los circuitos asimétricos están entrelazados con el problema del desbalance ya que la fase o fases que van hacia la carga se desbalancean en el nodo de donde sale y si no se tiene en cuenta para las próximas derivaciones ocurrirá un desbalance por todo el circuito. [6]

## 1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba

Los sistemas de distribución alrededor del mundo han evolucionado en diferentes formas. Las dos variantes principales son las norteamericanas y europeas. 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 1.8 se muestran estas dos configuraciones distintas. [7]



**Figura 1.4: Diseño de distribución norteamericano contra el europeo**

El diseño 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 “espinas dorsales” 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.

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 (como se muestra en el epígrafe anterior), tales como transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta abierta o estrella incompleta, 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. 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 sobre cargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Por estas razones, una de las condiciones más generalizadas en los sistemas de suministro eléctrico lo constituye, en mayor o menor grado, el desbalance de tensión.

Por su parte, la distribución secundaria emplea fundamentalmente un sistema en delta con voltaje 240/120 V que se obtiene a partir de bancos trifásicos de tres o dos

transformadores monofásicos, o de simples transformadores monofásicos con conexión de fase a neutro. [6]

### 1.3 Definiciones de desbalance

El desbalance puede ser definido usando componentes simétricas como la relación de la componente de secuencia cero o la componente de secuencia negativa con la componente de secuencia positiva, expresada en porcentaje. Las fuentes más comunes del desbalance de tensiones son las cargas monofásicas conectadas en circuitos trifásicos, los transformadores conectados en delta abierta, fallas de aislamiento en conductores no detectadas. Se recomienda que el desequilibrio de tensiones sea menor al 2%.

Han propuesto diferentes formas de cuantificar el desbalance, que responden a definiciones desarrolladas por distintas instituciones, y mucho se ha publicado sobre la mejor manera de expresarlo sin que se llegue a un consenso. Las definiciones fundamentales existentes son:

- Factor de desbalance de tensión de línea definido por la NEMA (*National Electric Manufacturing Association*):

$$FDLV = \frac{\text{Max}\{(V_{ab} - V_{avg}), (V_{bc} - V_{avg}), (V_{ac} - V_{avg})\}}{V_{avg}} * 100\% \quad (1.1)$$

donde:

$\text{Máx}\{|V_{ab} - V_{avg}|, |V_{bc} - V_{avg}|, |V_{ca} - V_{avg}|\}$ , es el valor máximo de la diferencia entre las tensiones de línea (V) y el valor promedio de las tensiones de línea definido como:

$$V_{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ac}}{3} \quad (1.2)$$

- Factor de desbalance de tensión de fase según la *IEEE Standards. 141*:

$$FDVVF = \frac{\text{Max}\{(V_a - V_{avg}), (V_b - V_{avg}), (V_c - V_{avg})\}}{V_{avg}} * 100\% \quad (1.3)$$

donde:

$Máx\{|V_a - V_{avg}|, |V_b - V_{avg}|, |V_c - V_{avg}|\}$ , es el valor máximo de la diferencia entre las tensiones de fase (V) y el valor promedio de las tensiones de fase definido como:

$$V_{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \quad (1.4)$$

- Factor de desbalance de tensión (o grado de desequilibrio) definido por la IEC como la relación porcentual entre la componente de secuencia negativa de la tensión (o corriente) con la componente de secuencia positiva. El factor de desbalance (FDV) o grado de desequilibrio de tensión (Gd) será:

$$FDV = Gd = \frac{V_2}{V_1} * 100\% \quad (1.5)$$

donde:

V<sub>2</sub>- Tensión de secuencia negativa

V<sub>1</sub>- Tensión de secuencia positiva

De forma análoga el desbalance de las cargas puede medirse a partir del grado de desequilibrio de corriente:

$$Gd = \frac{I_2}{I_1} * 100\% \quad (1.6)$$

donde:

I<sub>2</sub>- Corriente de secuencia negativa

I<sub>1</sub>- Corriente de secuencia positiva

Estas expresiones permiten evaluar de manera certera el desbalance en los sistemas eléctricos industriales.

- Factor de desbalance de tensión complejo definido como el anterior, pero teniendo en cuenta no solo el valor modular de las componentes de tensión, sino también su ángulo de fase:

$$\overline{Kv} = \frac{\overline{V}_2}{\overline{V}_1} * 100\% = k_v * e^{-j\theta_v} \quad (1.7)$$

donde:

$k_v$  es el módulo del factor de desbalance complejo y  $\theta_v$  es el ángulo de fase en grados.

De estos factores, el más utilizado en la práctica es el propuesto por la NEMA, ya que, aunque no especifica qué tipo de desbalance tiene lugar, evita el uso del álgebra compleja y el trabajo con componentes simétricas, empleando las mediciones del valor rms (raíz media cuadrática, de sus siglas en inglés) de las tensiones de línea directamente. La American National Standards Institute (ANSI) recomienda un factor de desbalance inferior al 3% bajo condiciones no sinusoidales (ANSI C84.1-1995). Por su parte, el Comité Electrotécnico Internacional (IEC) recomienda, en sistemas eléctricos, un factor de desbalance de tensión menor del 2%. Otras formas de hallar una medida del desbalance son los siguientes:

- A partir de la potencia instalada: Consiste en determinar un coeficiente de asimetría ( $a$ ) en función con la potencia activa distribuida en el sistema trifásico:

$$a = \frac{P_{nud}}{P_{ud}} * 100\% \quad (1.8)$$

donde:

$P_{nud}$  –Potencia no uniformemente distribuida en la red trifásica, que se determina como la suma de la diferencia con respecto a la menor potencia activa de fase.

$P_{ud}$  – Potencia uniformemente distribuida en la red trifásica, que se determina como tres veces la menor potencia activa de fase.

Se considera que el sistema es simétrico si  $a \leq 15\%$ .

Este método permite determinar el desbalance en cargas. Sin embargo, está basado en la teoría de Budeano aplicada a los sistemas trifásicos. No reconoce la presencia de una potencia de asimetría. De allí su principal limitación. Por otra parte, no tiene en cuenta los desbalances de carga reactiva.

- A partir del porcentaje de desbalance ( $\delta U$ ): Consiste en determinar el por ciento de desbalance de la máxima desviación de tensión media, en relación con el promedio de las tensiones de línea en un intervalo de 10 min.

$$\delta U = \frac{U_{med(max)}}{U_{med}} * 100\% \quad (1.9)$$

donde:

$U_{med}$  – Máxima desviación de tensión de línea con relación a la tensión promedio.

$U_{med}$  – Promedio de las tensiones de línea.

La expresión anterior es solo una aproximación del porcentaje de la componente de tensión de secuencia negativa. Para desbalances de tensión superiores al 5%, es necesario un estudio a partir del factor de desbalance. [6]

### 1.3.2 Causas del desbalance

La principal causa son las cargas monofásicas sobre el sistema trifásico, debido a una distribución no homogénea, en especial la de consumidores de baja tensión de índole monofásicos. Para igual dispersión de cargas monofásicas, la configuración del tipo de red de distribución y transmisión incide sobre la propagación del desbalance. La configuración de red radial, mostrará niveles mayores que una red mallada. Las impedancias propias y mutuas entre fases no balanceadas presentarán desbalances en las caídas de tensión aún con cargas simétricas. El efecto de un banco trifásico de capacitores con una fase fuera de servicio presentará un desbalance de compensación de corriente reactiva capacitiva. Los hornos de arcos trifásicos, por su naturaleza de funcionamiento, presentan desbalances de carga variable a lo largo del proceso de fundición. [7]

### 1.3.3 Desbalance y sus efectos:

El desbalance trae consigo la limitación de la capacidad de carga y sobreestimación de capacidades en el diseño. En los dispositivos y convertidores electrónicos de potencia el desbalance provoca armónicos triples que favorecen la distorsión

armónica, incrementos de corrientes de consumo, mal funcionamiento y disminución de su vida útil.

La asimetría en la tensión también conlleva al calentamiento adicional del equipamiento de fuerza y disminuye su vida útil. Este defecto también influye negativamente en el funcionamiento de algunos esquemas de protecciones por relés, provocando operaciones erráticas y sacando de funcionamiento los equipos.

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento, así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos, tan frecuentemente utilizados en la industria. Según se establece en la norma IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) 1159 un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores. Los bobinados del estator tanto en conexión delta como estrella, carecen de neutro, por lo que un sistema desbalanceado provocará corrientes de secuencia negativa. El torque total transmitido quedará compuesto por un torque positivo (directo) más un torque de menor intensidad en sentido contrario equivalente a un freno eléctrico. El flujo magnético con sentido rotacional inverso provoca: [8]

- ✓ Calentamiento adicional en el bobinado del estator.
- ✓ Pérdidas adicionales de potencia activa en el estator.
- ✓ Torque adicional en dirección opuesta al producido por el flujo magnético en sentido positivo (frecuencia de red).
- ✓ Aumento de corrientes inducidas en los arrollamientos y rotor, provocando aumento de pérdidas también en rotor.
- ✓ Vibraciones mecánicas.

Los análisis de laboratorio indican que hasta un 2% de desbalance, los motores no se ven muy afectados. Por encima del 2%, la eficiencia se verá reducida. [8]

## 1.4 Situación del desbalance en Santa Clara

En los circuitos del municipio de Santa Clara, existe un desbalance considerable que se pudiera reducir con la aplicación del algoritmo que demostraremos en los próximos capítulos.

Para demostrar lo anteriormente expuesto, hemos utilizado las lecturas de los NULEC y los RELÉ de distintos circuitos primarios de Santa Clara, a los cuales se les ha calculado el desbalance definido por la NEMA (Desbalance NEMA o %NEMA) y el % de la corriente por neutro (%In) que actualmente circula por estos circuitos:

$$\text{Desbalance NEMA} = \frac{\text{Máx}[|Ia-Iprom|, |Ib-Iprom|, |Ic-Iprom|]}{Iprom} \quad (1.10)$$

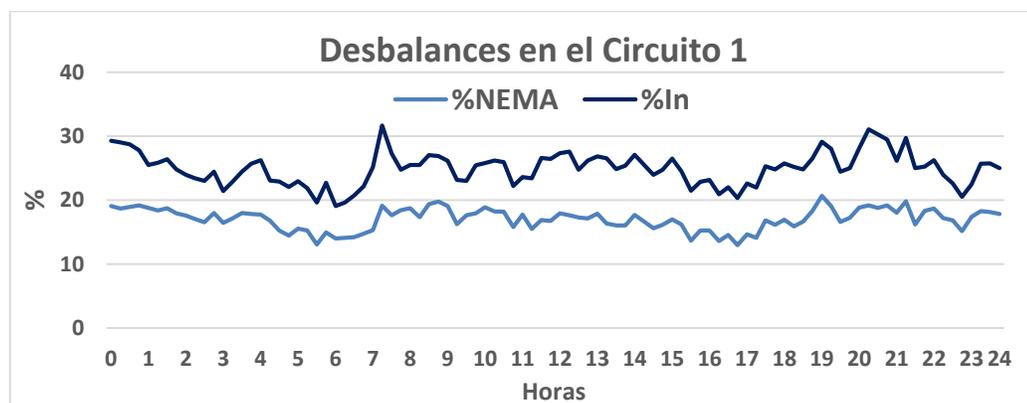
$$\%In = In / Iprom * 100 \quad (1.11)$$

donde:

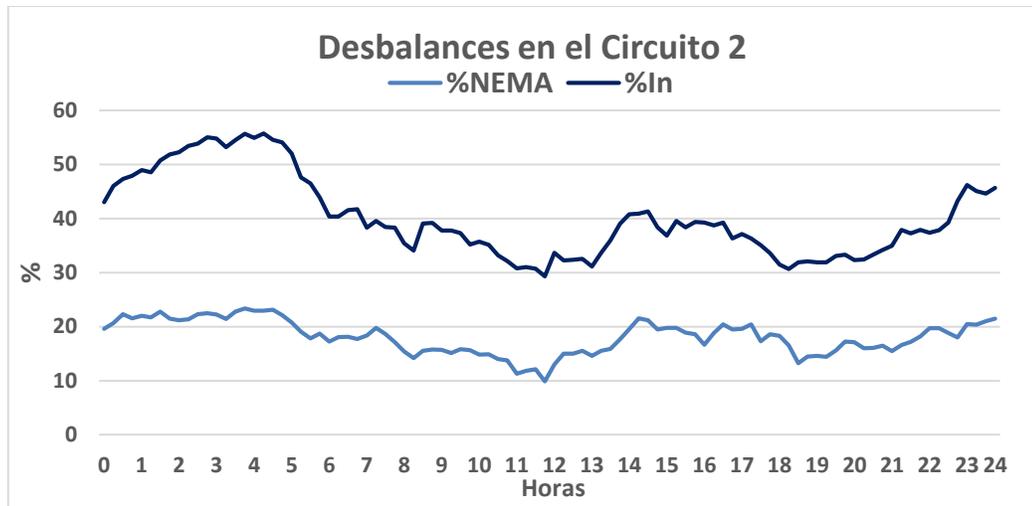
$\text{Maxk} |Ik - Iprom|$  – es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase (I) y el valor promedio de las corrientes de fase.

$In$  – corriente por el neutro.

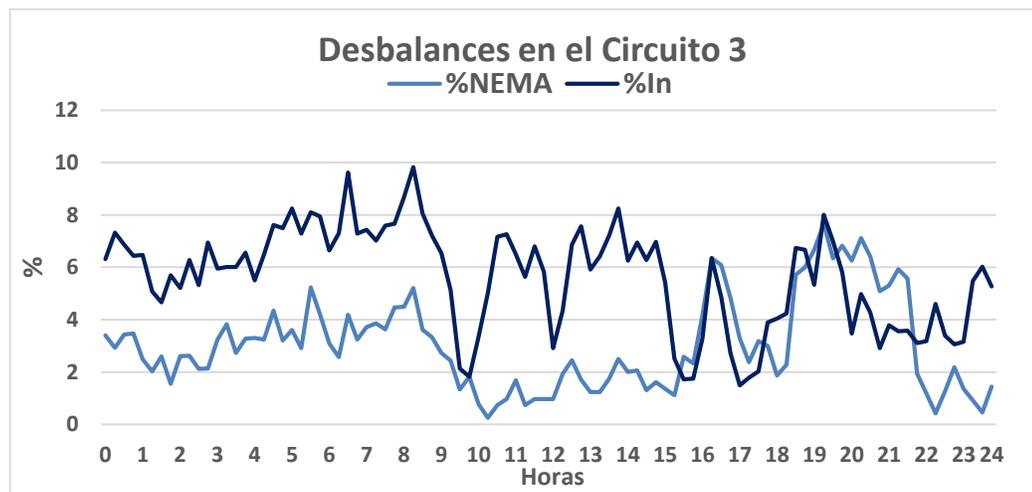
En las figuras de la 1.5 a la 1.8 se puede apreciar el comportamiento que presentan en un día promedio el desbalance definido por la NEMA (%NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (%In) en los cuatro circuitos de distribución primaria analizados.



**Figura 1.5: Comportamiento del % NEMA y % In del circuito 1.**



**Figura 1.6: Comportamiento del % NEMA y % In del circuito 2.**



**Figura 1.7: Comportamiento del % NEMA y % In del circuito 3.**

En las figuras anteriores se puede observar que 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.

## **CAPÍTULO 2. 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.

### **1.1 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 [9].

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 [9].

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 [9].

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales [10, 11], lógica difusa [12], evolución diferencial [13], colonia de hormigas [14], 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 [15], simulación del recocido [16, 17], algoritmo genético (AG) [18], algoritmos heurísticos [19, 20], algoritmo inmune [21, 22], etc.

El AG de la referencia [18] 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 [19] 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 [20] 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 [21, 22] 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 [23]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra. Las referencias [24-25] 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 [26] 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 [27, 28] 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 [29] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [30] y [31] 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 [32], donde se sugiere a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema. En [33] 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 [9].

A partir de un trabajo previo sobre este problema [34] 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 [9].

## 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- $\Delta$ ) como se muestra en la figura 2.1.

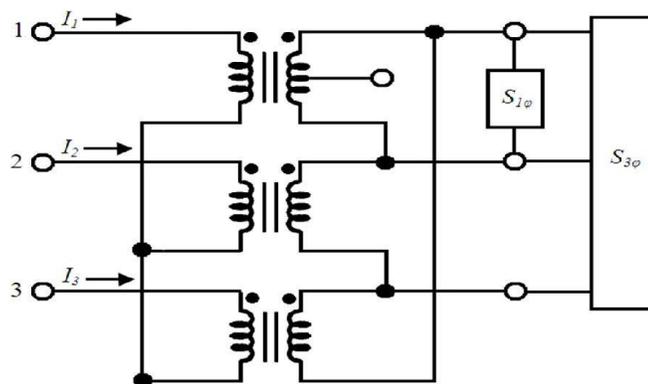


Figura 2.1: Banco de transformadores con conexión Y- $\Delta$ .

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 -  $\Delta$  abierta) como se muestra en la figura 2.2.

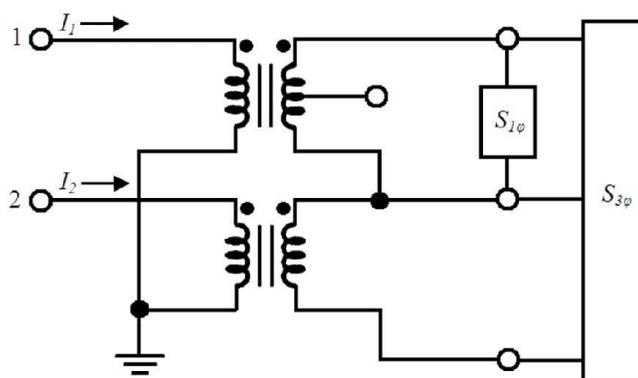


Figura 2.2: Banco de transformadores con conexión Y abierta -  $\Delta$  abierta.

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 240V. [9]

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

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

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

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

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

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

La posición de cada fase se corresponde con los terminales 1, 2 y 3 en cada caso. Se debe tener cuidado al reconectar los bancos de dos transformadores para no

modificar la secuencia de fases en el secundario. Además, si un transformador monofásico está conectado a una sección de fase y neutro no hay que considerar su posible reconexión. [9]

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. [9]

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 ( $x_{var}$ ). [9]

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

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

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

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

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

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

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

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..  $W$ ) 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:

$$J_{Nfun_i}(x) = \max_{k,t} \left\{ J_{Nmax_k}(x,t) \right\} \text{ where } k \in K_i, t \in T_i \quad (2.10)$$

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), 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 [35] 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. [36]

## **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 [36].

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 [36].

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 [36].

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 [36].

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 [36].

### 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. [36]

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

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

Donde N es el número de cargas del circuito.

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

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

Esta expresión permite determinar un conjunto de potencias que sumadas igualan a la potencia medida en cada fase en el tiempo t. [36]

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. Por lo tanto, es necesario desarrollar un procedimiento 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 del banco  $S_{3\phi}$ , 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. [36]

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.[36]

#### 2.4.1.1 Transformadores trifásicos

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

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

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

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

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

#### 2.4.1.2 Bancos de 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:

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

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

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

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

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

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

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene que:

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

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

De esta manera, 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:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= 3S_1/(2 + 1/\alpha) \\ S_{3\phi} &= S_{1\phi}/\alpha \end{aligned} \quad (2.21)$$

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:

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

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

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

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:

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

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

### 2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas

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

Para resolver este problema, se parte de considerar que el gráfico de carga que se estima represente cada carga del circuito. Si ( $P_{gt}$ ) 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:

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

De esta forma se obtienen los valores de potencia nominal referidas al tiempo (t), que son las que se emplearán para distribuir la carga en dicho tiempo. Así, si un transformador no tiene carga en este tiempo o es muy baja, recibirá cero o un valor reducido de la carga medida que se repartirá principalmente entre los bancos cuya carga tiene el pico en un tiempo cercano o igual a (t). Utilizando estos valores como una aproximación inicial de las potencias aparentes por fase en cada carga se realiza el siguiente algoritmo hasta lograr la convergencia.

$$\begin{aligned}
 & n = 0 \\
 & S_{i,k,t}^n = Strf_{i,k,t} \\
 & \text{while } \max \left| Stot_{k,t} - \sum_{i=1}^N S_{i,k,t}^n \right| > error \\
 & \quad n = n + 1 \\
 & \quad S_{i,k,t}^n = |Stot_{k,t}| \cdot \left( S_{i,k,t}^{n-1} / \left| \sum_{i=1}^N S_{i,k,t}^{n-1} \right| \right) \\
 & \quad \text{se obtienen } S_{1\phi}, S_{3\phi} \text{ utilizando (3-17)} \\
 & \quad \text{se obtienen nuevas } S_{i,k,j}^n \text{ por tabla 2} \\
 & \text{end}
 \end{aligned} \quad (2.31)$$

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:

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

### 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 ( $\lambda$ ) 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 [36].

## **CAPÍTULO 3. RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS**

### **3.1 Introducción**

Para lograr un balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria, se deben considerar algunos pasos fundamentales como son:

- 1) Celaje de los circuitos
- 2) Formación de la base de datos del Radial
- 3) Ajuste de los datos de las cargas a las mediciones disponibles
- 4) Corrida del programa de balanceo
- 5) Ejecución del balanceo

El celaje de los circuitos, aunque puede considerarse un trabajo convencional, es muy importante y requiere de una gran cantidad de tiempo y esfuerzo. En él se determinan los datos reales de la estructura y composición del circuito. En todos los casos se comprobó la no actualización de los datos de celaje disponibles en la OBE Villa Clara. Utilizando los datos obtenidos en el celaje fueron actualizados las bases de datos de Radial para cada uno de estos circuitos. Después de obtenidos todos estos datos se corre el programa de balanceo y se selecciona la variante más adecuada para cada circuito, por último, deben aplicarse estos resultados en la práctica.

A continuación, se analizan los diferentes circuitos:

### **3.2 Circuito 1**

El circuito 1 tiene su origen en la subestación (Cuadro) ubicada en la OBE municipal de Santa Clara, se alimenta a través de un transformador de 6300 kVA que presenta

una conexión ( $\Delta$ -Y aterrada) con relación de voltajes de 34,5/4,33 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 3,9 km aproximadamente. El circuito cuenta con 34 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 28 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, 7 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta y 2 transformadores trifásicos, para un total de 71 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 12 ramales bifásicos y 12 ramales monofásicos. La carga predominante en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales de importancia, entre estas se encuentran: un taller de los ferrocarriles, una imprenta, el hotel América, el Coppelia, la TRD Casa Caribe, la TRD Las Novedades, el hotel Modelo y varias panaderías.

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 1.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	36	36	41
Potencia instalada por fase (kVA)	1661	1756	1714
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	5131,4		

En el inicio de este circuito se encuentra ubicado el interruptor NULEC (V-405), 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 el 9 de abril de 2017.

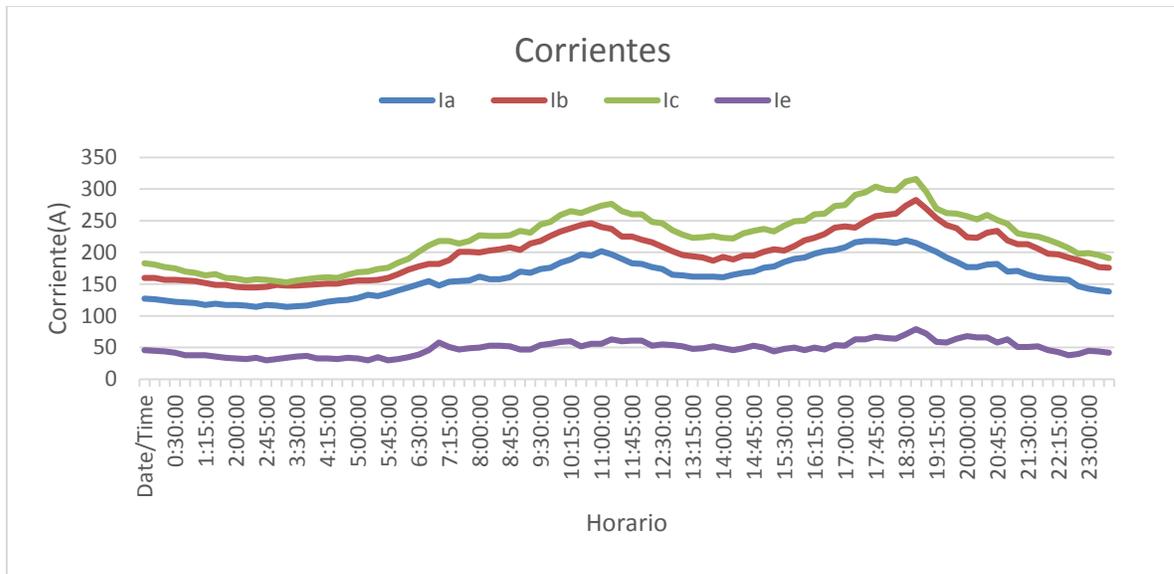


Figura 3.1: Comportamiento de las corrientes en el circuito 1.

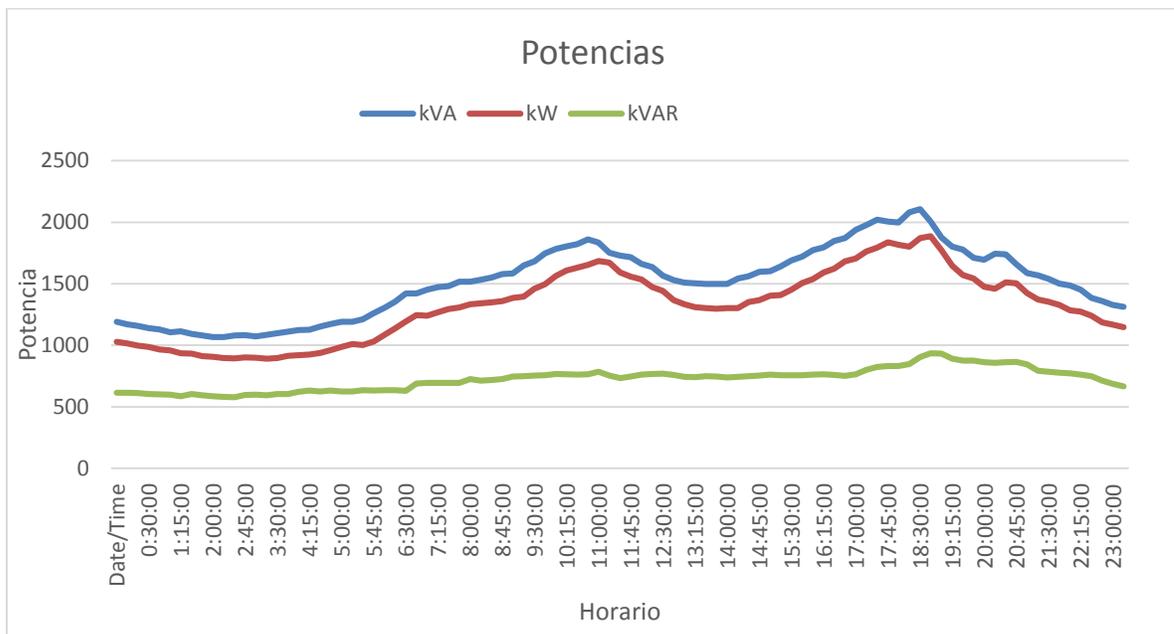


Figura 3.2: Comportamiento de las potencias en el circuito 1.

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 durante todo el día la fase más cargada es la (c) y la menos cargada es la (a), todo esto se debe a la distribución de los transformadores por fase, a la carga asociada a cada transformador y al comportamiento diario que experimentan dichas cargas. 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 el horario pico.

### 3.2.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 1

La base para cualquier tipo de estudio a realizar en un circuito de distribución es el conocimiento con la mayor precisión posible de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores o transformadores monofásicos del circuito.

Al no existir mediciones actualizadas de las cargas y la imposibilidad de realizarlas. Nos fue necesario 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). Para ello se utilizó la herramienta computacional Matlab que dadas las mediciones totales del circuito en un día característico por el interruptor Nulec y contando con una base de datos actualizada de la estructura del circuito y las potencias de los transformadores de distribución, logra 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.

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

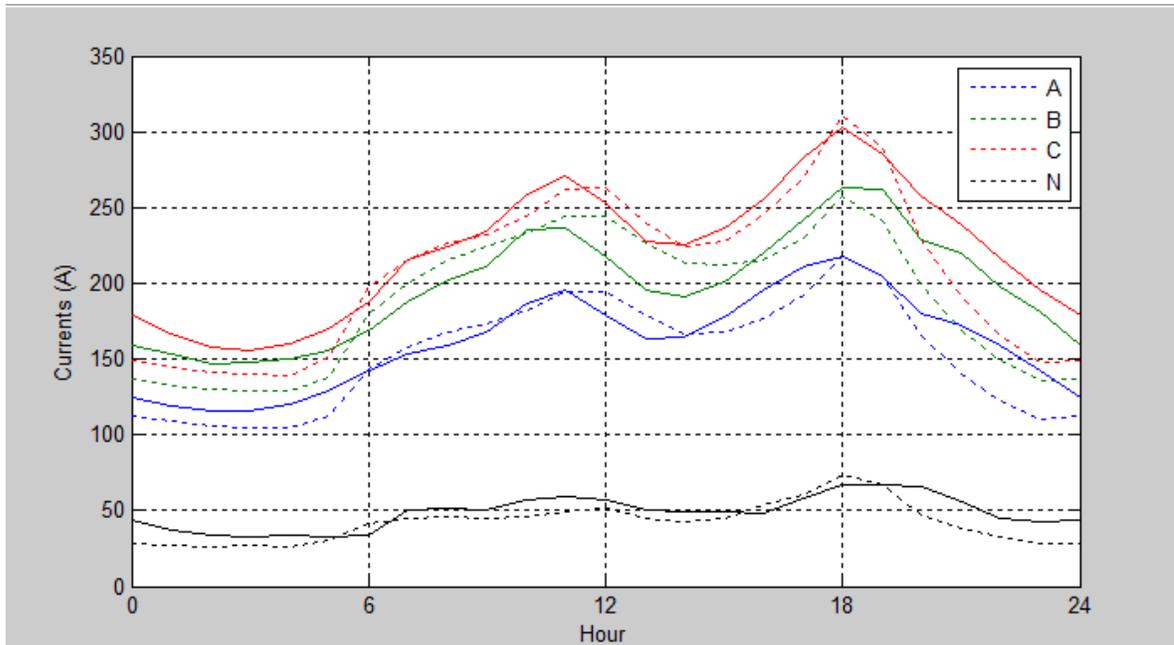


Figura 3.3: Ajustes de gráfico de carga en el circuito 1.

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

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 240,4816 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 28,8744%. 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 # 20. En la figura 3.4 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

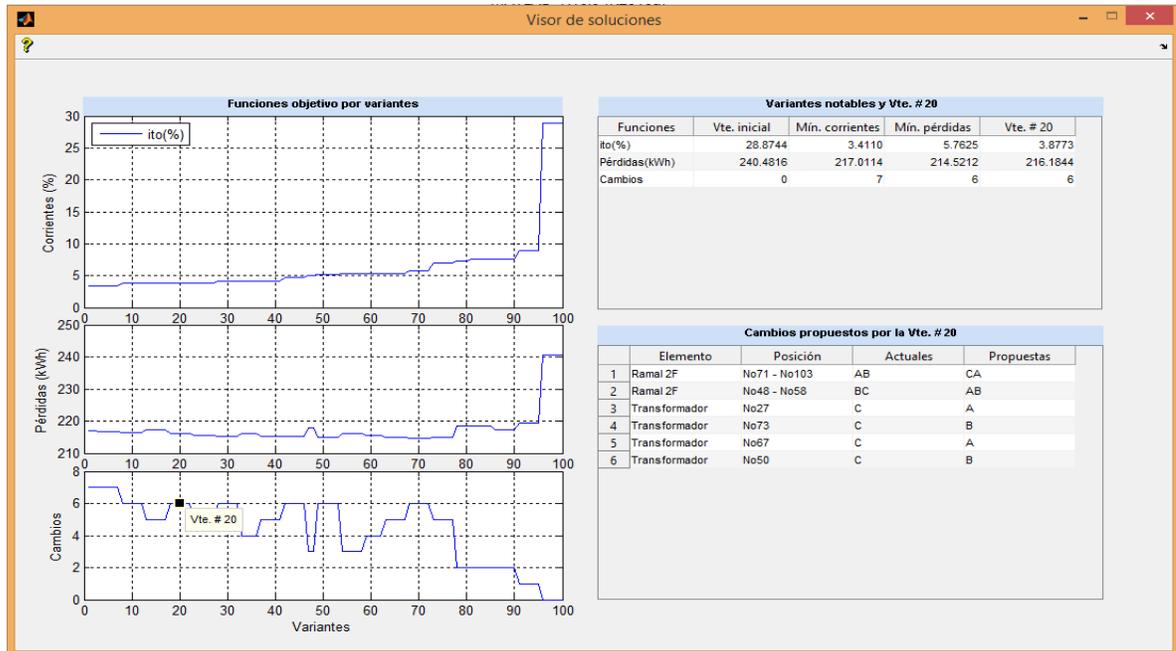


Figura 3.4: Variantes de balanceo para el circuito 1.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución hasta el 3,8773%, las pérdidas de energía deben reducirse en 216,1844 kWh/día y solo deben efectuarse seis cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

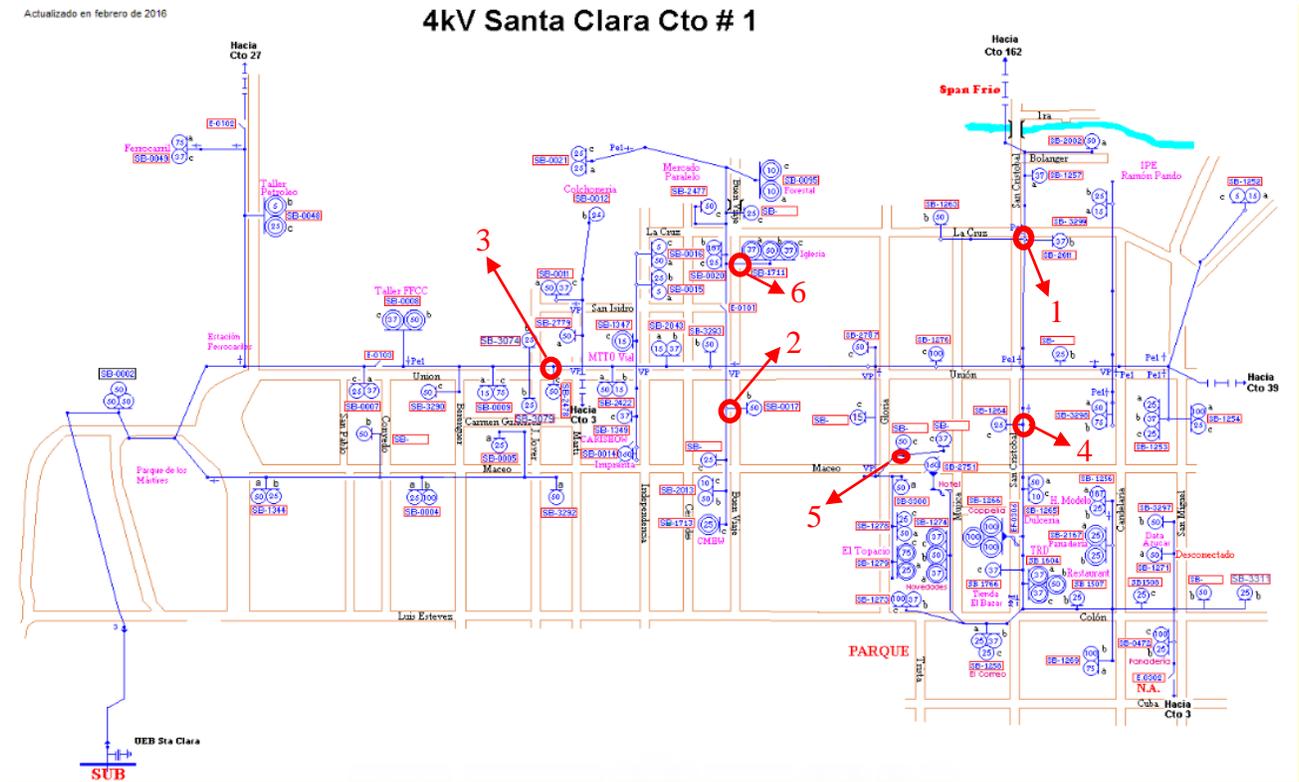


Figura 3.5: Cambios propuestos para el circuito 1.

Con la variante seleccionada el programa estima que las corrientes por las fases reciban un ajuste como el que se muestra en la figura 3.6. Apreciándose su balanceo.

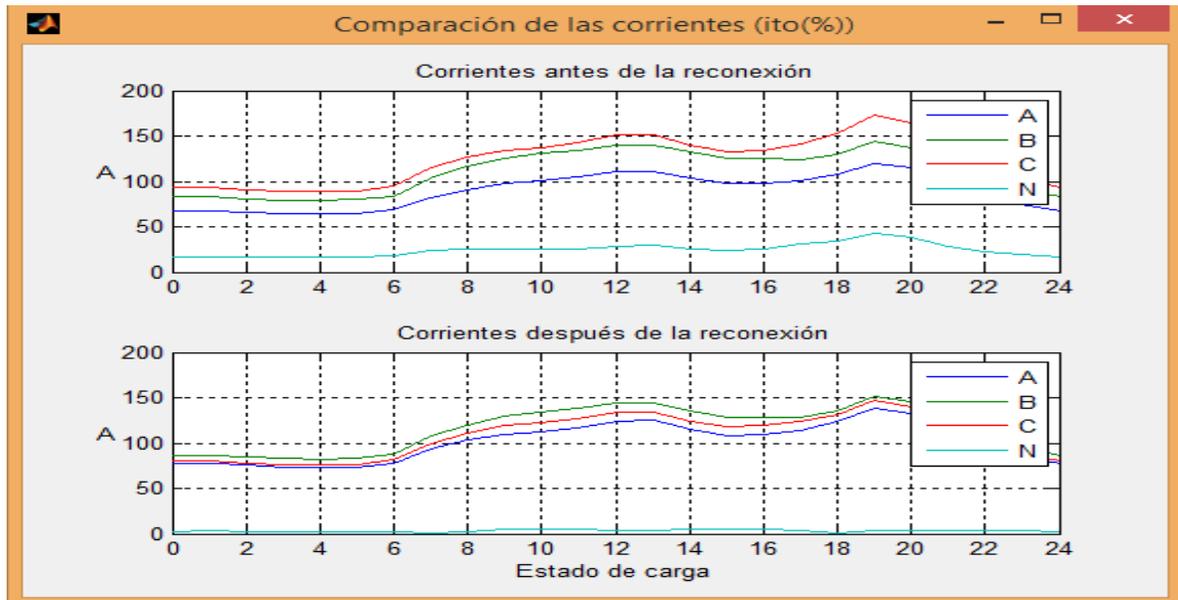


Figura 3.6: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

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 que son valores estimados ya que no se cuenta con los valores reales de las potencias de cada transformador en el circuito.

### 3.3 Circuito 2

El circuito 2 tiene su origen en la subestación (Cuadro) ubicada en la OBE municipal de Santa Clara, se alimenta a través de dos transformadores en paralelo de 2500 kVA cada uno. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 2,5 km aproximadamente. El circuito cuenta con 44 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 17 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta y 3 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta, para un total de 64 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 10 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: La Fábrica d Calzados, El Gobernador, una panadería y varios paladares.

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 2.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	30	29	26
Potencia instalada por fase (kVA)	1181,5	1180	1175
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	3436,5		

En el inicio de este circuito se encuentra ubicado el interruptor NULEC (V-409), 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 3.7 y 3.8 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito el 11 de abril de 2017.

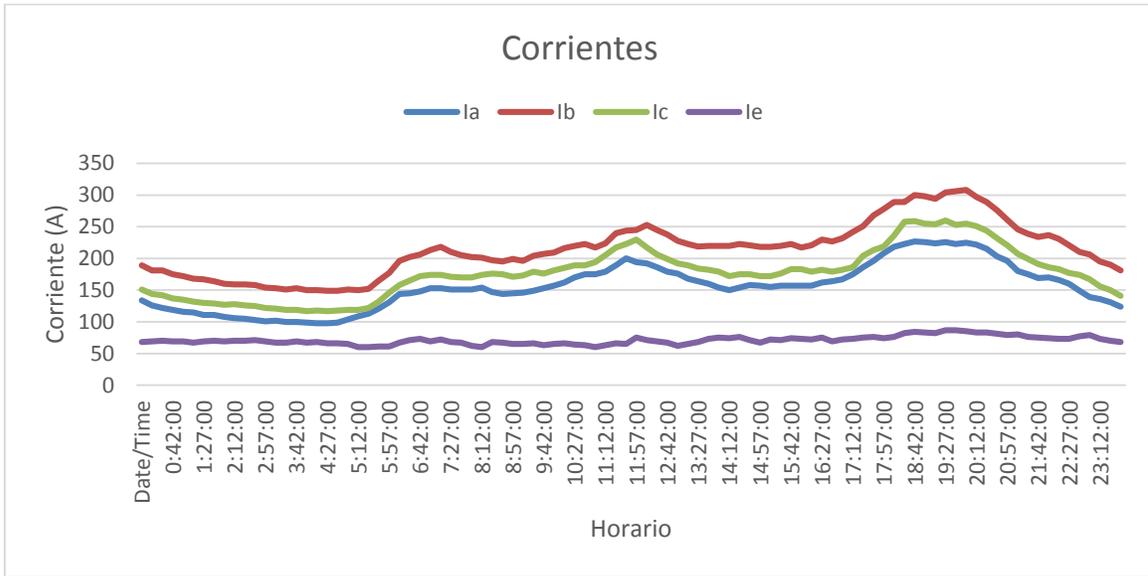


Figura 3.7: Comportamiento de las corrientes en el circuito 2.

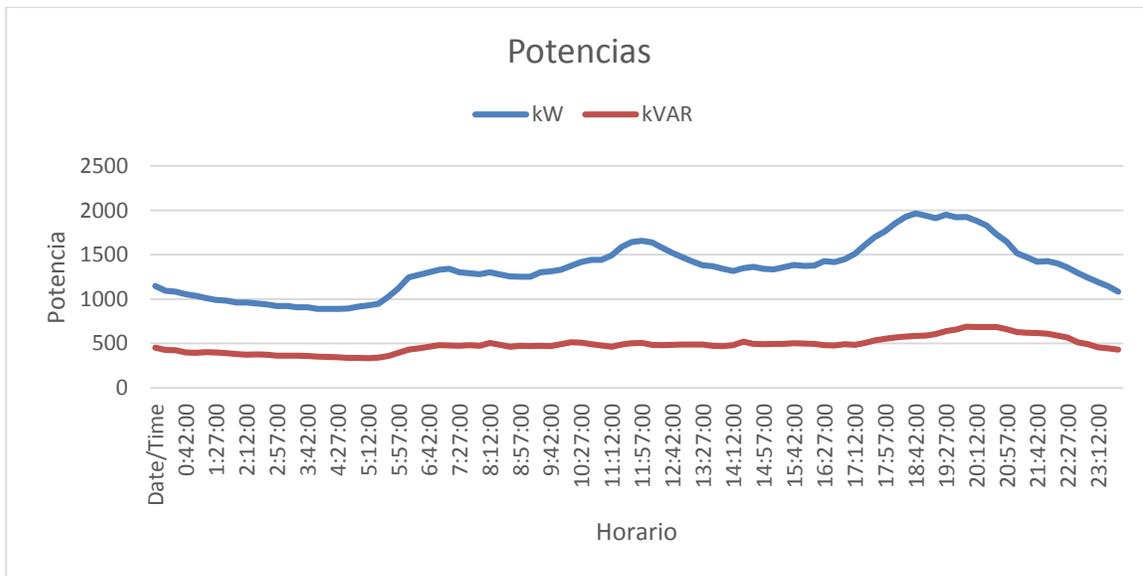


Figura 3.8: Comportamiento de las potencias en el circuito 2.

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es un gráfico residencial. Además, puede verse que de forma general durante todo el día la fase más cargada es la (b) y la menos cargada es la (a), todo

esto se debe a la distribución de los transformadores por fase, a la carga asociada a cada transformador y al comportamiento diario que experimentan dichas cargas. 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 el horario pico.

### 3.3.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 2

En la figura 3.9 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. Puede verse que existe una buena similitud entre los gráficos reales y los gráficos estimados, además se logra que las corrientes estimadas de fase y de neutro tengan un comportamiento similar al de las corrientes reales durante todo el día. Sin embargo, esto no quiere decir que las potencias que se obtienen para los diferentes bancos de transformadores sean en realidad las que ellos están suministrando, pues para eso sería necesario disponer de tomas de carga de cada uno de los transformadores del circuito.

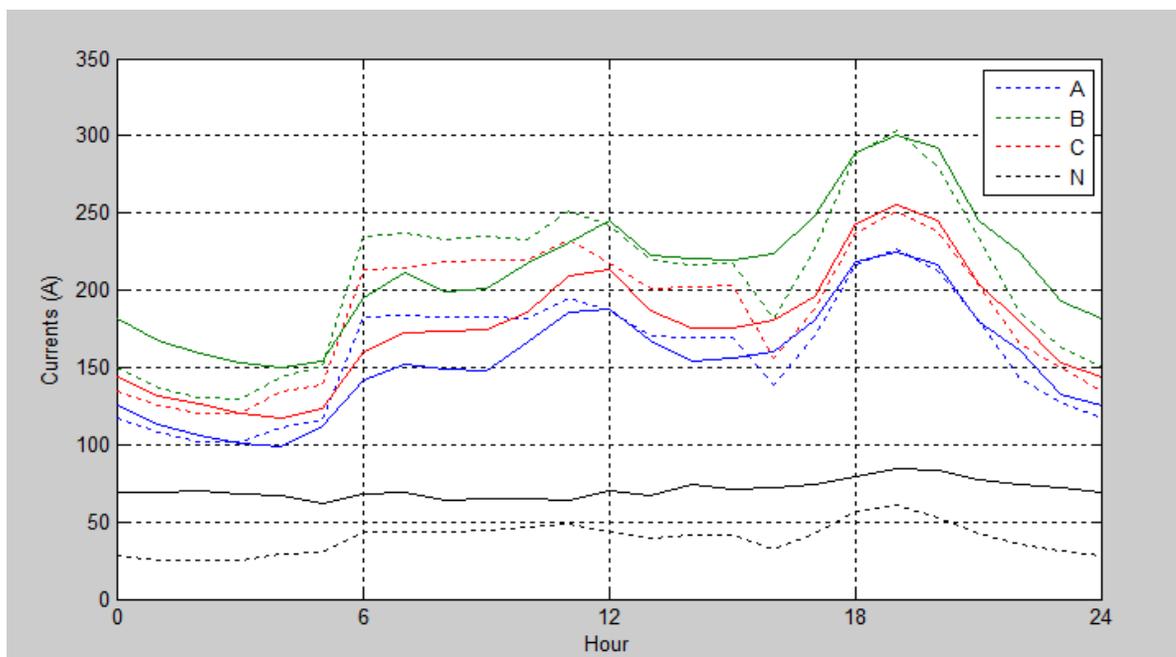


Figura 3.9: Ajustes de gráfico de carga en el circuito 2.

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

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 285,3308 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 23.9111%. 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 # 39. En la figura 3.10 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

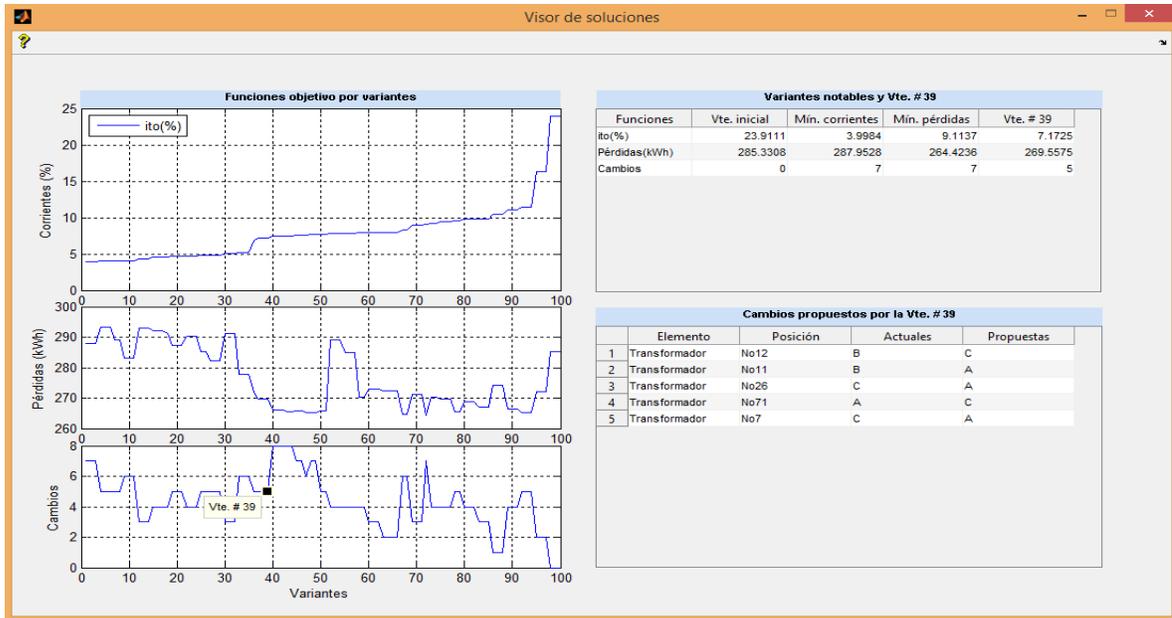


Figura 3.10: Variantes de balanceo para el circuito 2.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución hasta el 7,1725%, las pérdidas de energía deben reducirse en 269,5575 kWh/día y solo deben efectuarse seis cambios. En la figura 3.11 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

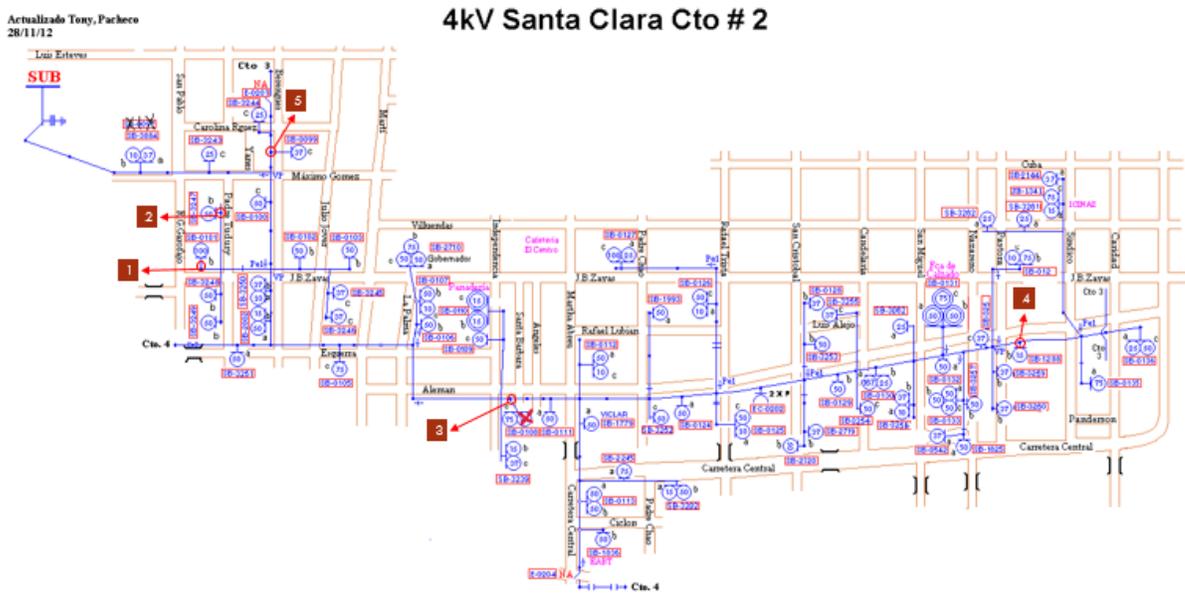


Figura 3.11: Cambios propuestos para el circuito 2.

Con la variante seleccionada el programa estima que las corrientes por las fases reciban un ajuste como el que se muestra en la figura 3.12. Apreciándose su balanceo

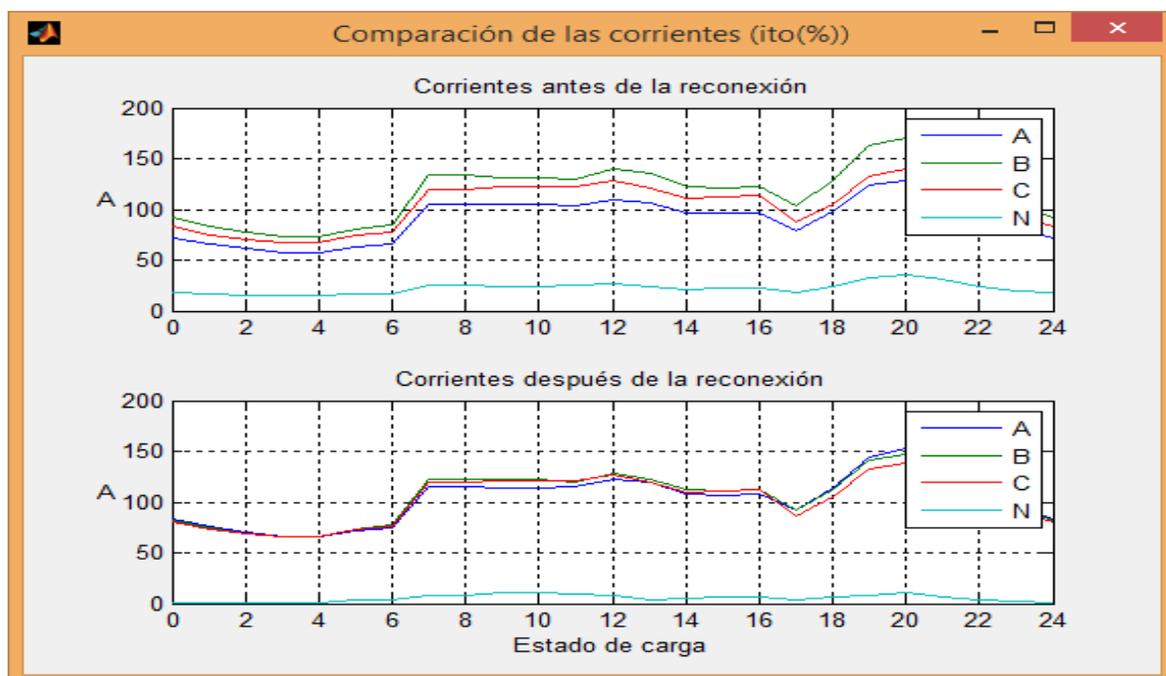


Figura 3.12: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

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 que son valores estimados ya que no se cuenta con los valores reales de las potencias de cada transformador en el circuito.

### 3.4 Circuito 3

El circuito 3 tiene su origen en la subestación Santa Clara 110kV, se alimenta a través de un transformador de 6300 kVA. Con una longitud aproximada de 4.50km. Este circuito es de 4.16kV y cuenta con 19 ramales bifásicos, 10 ramales monofásicos, 13 bancos de tres transformadores, 29 bancos de dos transformadores, 33 transformadores monofásicos y 5 transformadores trifásicos. La distribución de transformadores por fases se muestra en la tabla 3.8.

Tabla 3.3. Cantidad de transformadores por fase.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	54	46	43
Potencia instalada por fase (kVA)	2523.5	2761	2717
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	8001.5		

Las principales cargas estatales son: Grupo de tiendas del Boulevard, Pizzería Toscana, ETECSA, Banco Internacional, Hotel Santa Clara Libre, Rápido, Teatro La Caridad, Periódico Vanguardia, CADECA, BPA, BANDEC, Lavandería Astral y Restaurante 1800.

Con el uso de los datos descargados del interruptor Nulec V-401 se representa en la figura 3.7 el comportamiento por horas de las corrientes por las fases durante el 4 de abril de 2017.

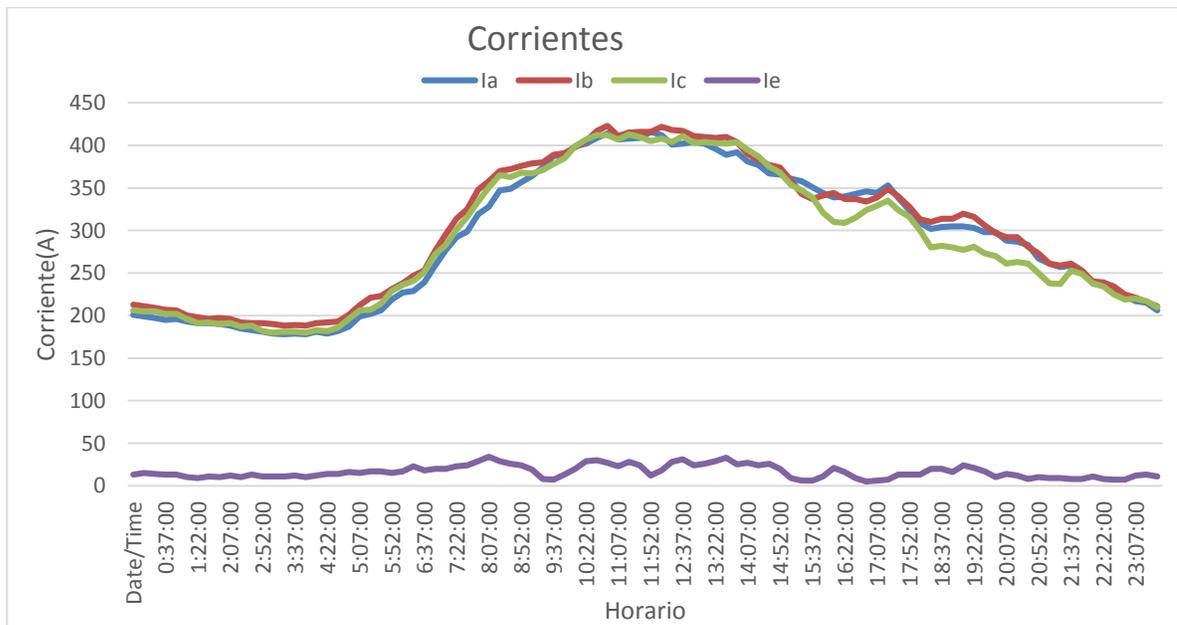


Figura 3.13: Comportamiento de las corrientes en el circuito 3.

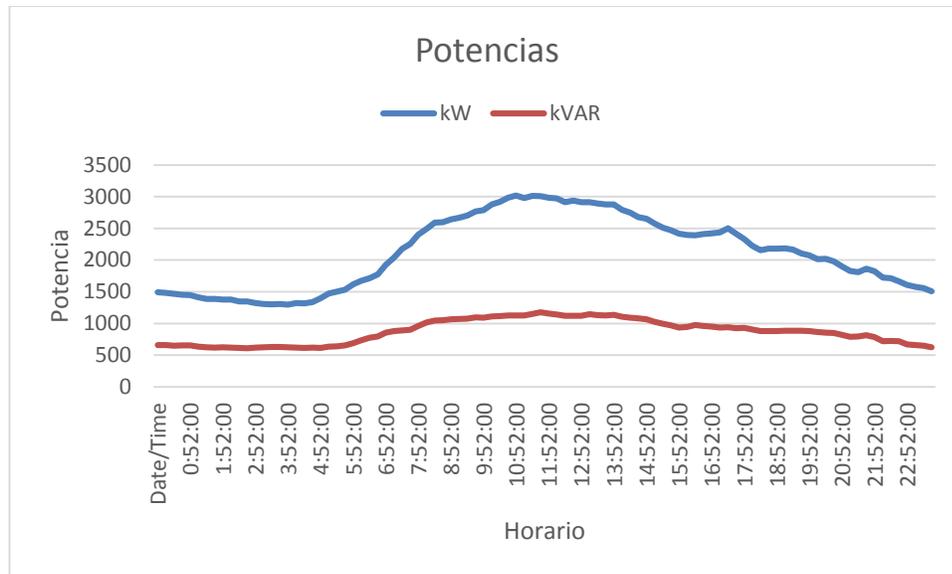


Figura 3.14: Comportamiento de las potencias en el circuito 3.

El circuito tres presenta un gráfico de cargas especial producto a la abundancia de centros estatales en él, al observar su comportamiento nos fue difícil definir el predominio de un tipo de carga específica y seleccionar un gráfico de cargas para utilizarlo en las bases de datos de los programas Balanceo, Estimador y Radial. Fue necesario diseñar nuevos gráficos de cargas y añadirlos a las bibliotecas existentes, buscando que el gráfico total fuera el más exacto posible.

### 3.4.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 3

Con la base de datos del radial correspondiente a este circuito ya actualizado, se procede al proceso de estimación.

En la figura 3.15 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. Puede verse que existe una buena similitud entre los gráficos reales y los gráficos estimados, además se logra que las corrientes estimadas de fase y de neutro tengan un comportamiento similar al de las corrientes reales durante todo el día. Sin embargo, esto no quiere decir que las potencias que se obtienen para los diferentes bancos de transformadores sean en

realidad las que ellos están suministrando, pues para eso sería necesario disponer de tomas de carga de cada uno de los transformadores del circuito.

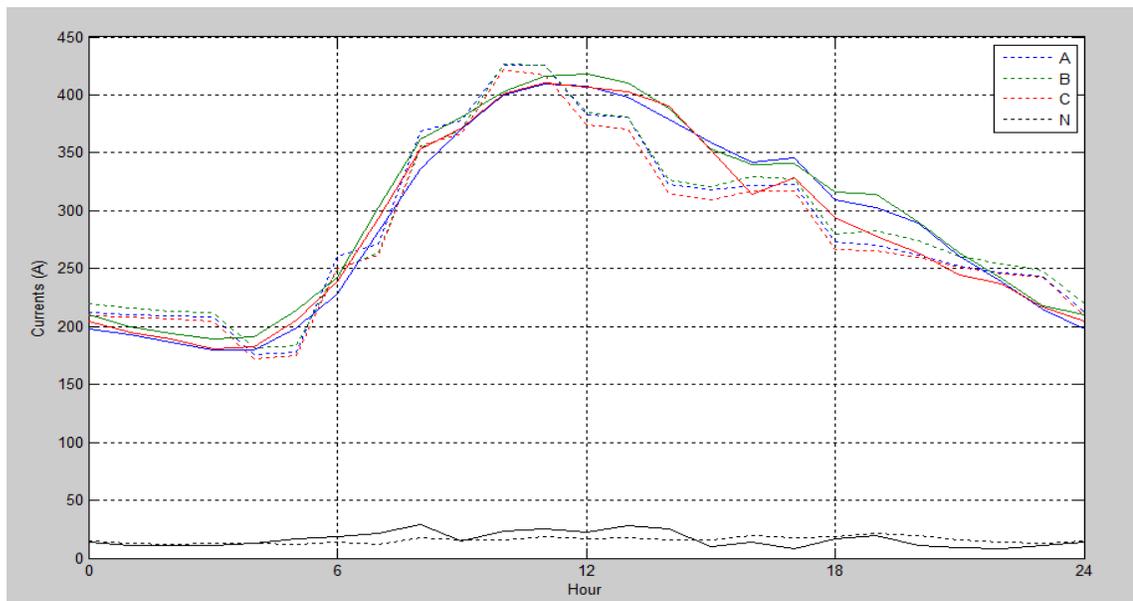


Figura 3.15: Ajustes de gráfico de carga en el circuito 3.

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

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 642,3271 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 5.3875%. 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 # 5. En la figura 3.16 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

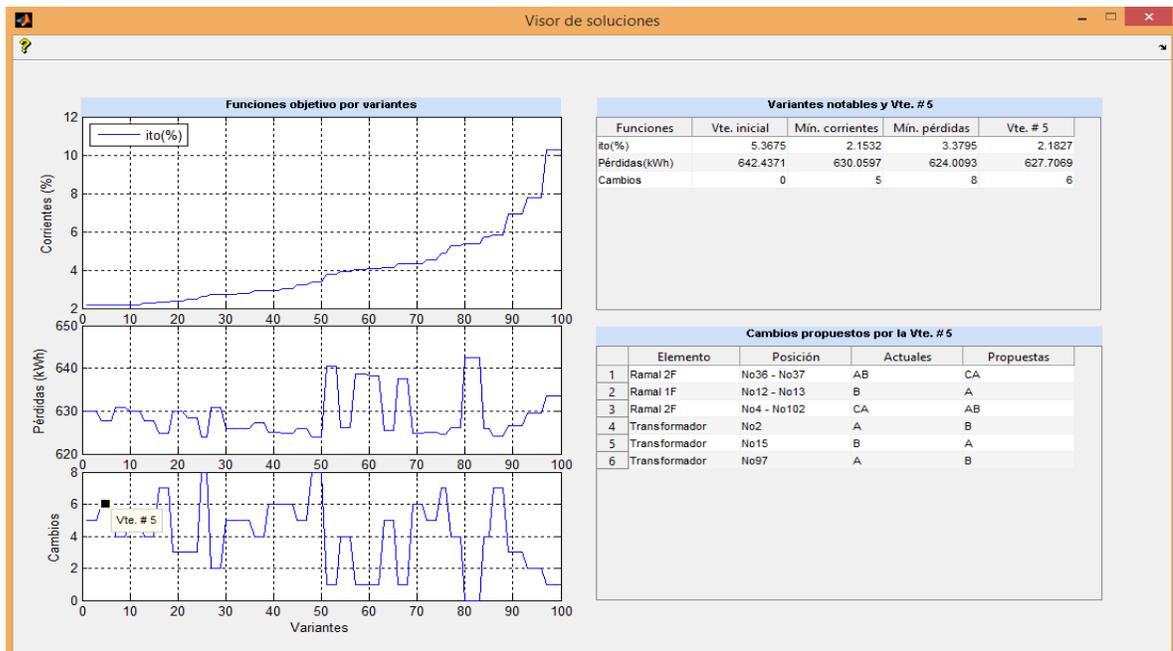


Figura 3.16: Variantes de balanceo para el circuito 3.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución hasta el 2,1827%, las pérdidas de energía deben reducirse en 627,7069 kWh/día y solo deben efectuarse seis cambios. En la figura 3.17 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.



Figura 3.17: Cambios propuestos para el circuito 3.

Con la variante seleccionada el programa estima que las corrientes por las fases reciban un ajuste como el que se muestra en la figura 3.18. Apreciándose su balanceo.

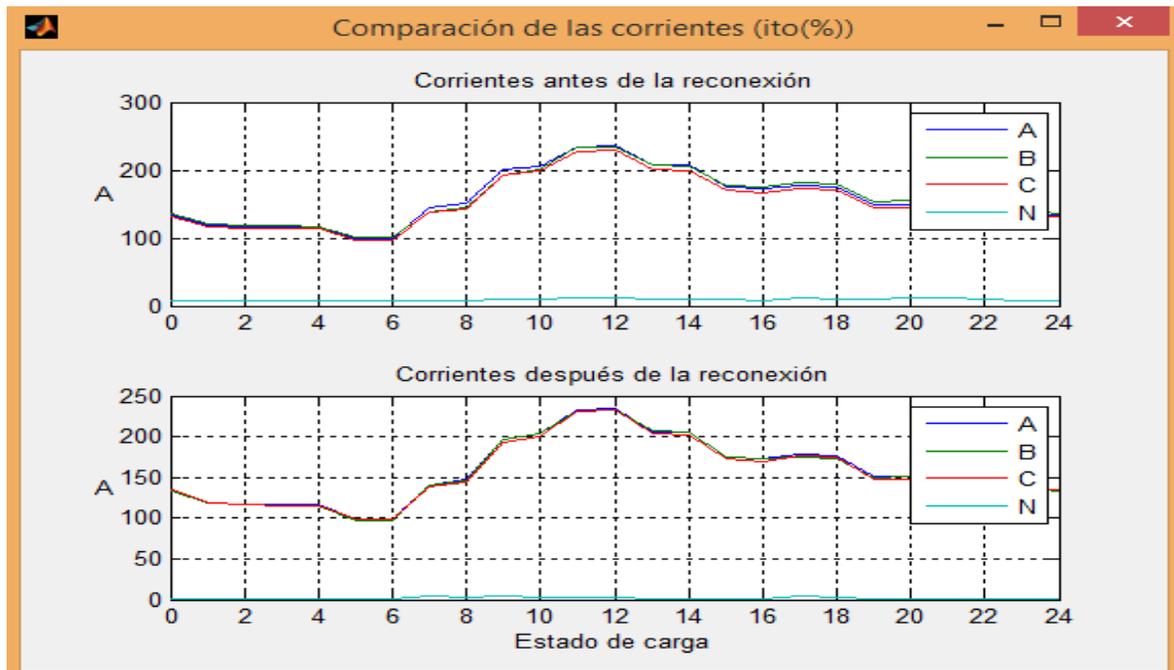


Figura 3.18: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

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 que son valores

---

estimados ya que no se cuenta con los valores reales de las potencias de cada transformador en el circuito.

## CONCLUSIONES

- ✓ A partir del celaje realizado a los circuitos en estudio se ha detectado que los datos de los mismos estaban desactualizados en la Empresa Eléctrica de Villa Clara.
- ✓ En los circuitos analizados fue necesario estimar las cargas mediante el programa de estimación debido a que solo se tenían las mediciones de los NULEC
- ✓ Las bases de datos del Radial para todos los circuitos se han ajustado de forma bastante precisa a los gráficos de carga de las corrientes medidas por los recerradores NULEC.
- ✓ 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, lo que permite escoger la variante más adecuada consultando siempre con la dirección técnica de la Empresa Eléctrica.
- ✓ 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

1. Actualizar las bases de datos de los diferentes circuitos de distribución primaria de la ciudad de santa clara para posteriores estudios.
2. Aplicar los cambios propuestos para el balanceo en cada uno de los circuitos estudiados.
3. Continuar perfeccionando los métodos computacionales de estimación y ajuste de cargas en los circuitos de distribución primaria.
4. Realizar tomas de carga en los transformadores para facilitar el proceso de estimación y balanceo, dando resultados más cercanos a los reales.
5. Realizar una evaluación previa detallada de las variantes a utilizar, con el fin de conocer su disponibilidad real.
6. Utilizar al máximo las potencialidades del programa de balanceo y realizar el balance de los circuitos en diferentes puntos cuando sea pertinente.
7. Extender el proceso de balanceo a otros circuitos de distribución primaria de la provincia en aras lograr una mayor eficiencia del servicio prestado

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ramírez, C. H. (1984). Redes y Sistemas Eléctricos La Habana, pp.14
- [2] S. D. F. Dotres, “Ajustes de las derivaciones de los transformadores,” Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [3] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. B. Raton. New York, pp.22.
- [4] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. B. Raton. New York, pp.28.
- [5] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. B. Raton. New York, pp.24.
- [6] “Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos,” ECAMEC Tecnología, septiembre de 2009.
- [7] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. B. Raton. New York, pp.27.
- [8] Casaravilla, G., Echinope, V. Desbalance - Estudio de alternativas para su estimación. Extraído el 30 de marzo de 2013, de:  
<http://www.monografias.com/trabajos11>
- [9] I. P. Abril, “Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases,” Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.

- 
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," *Electric Power and Energy Systems*, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] M. Dilek, R. P. Broadwater, J. C. Thompson, and R. Sequin, "Simultaneous phase balancing at substations and switches with time-varying load

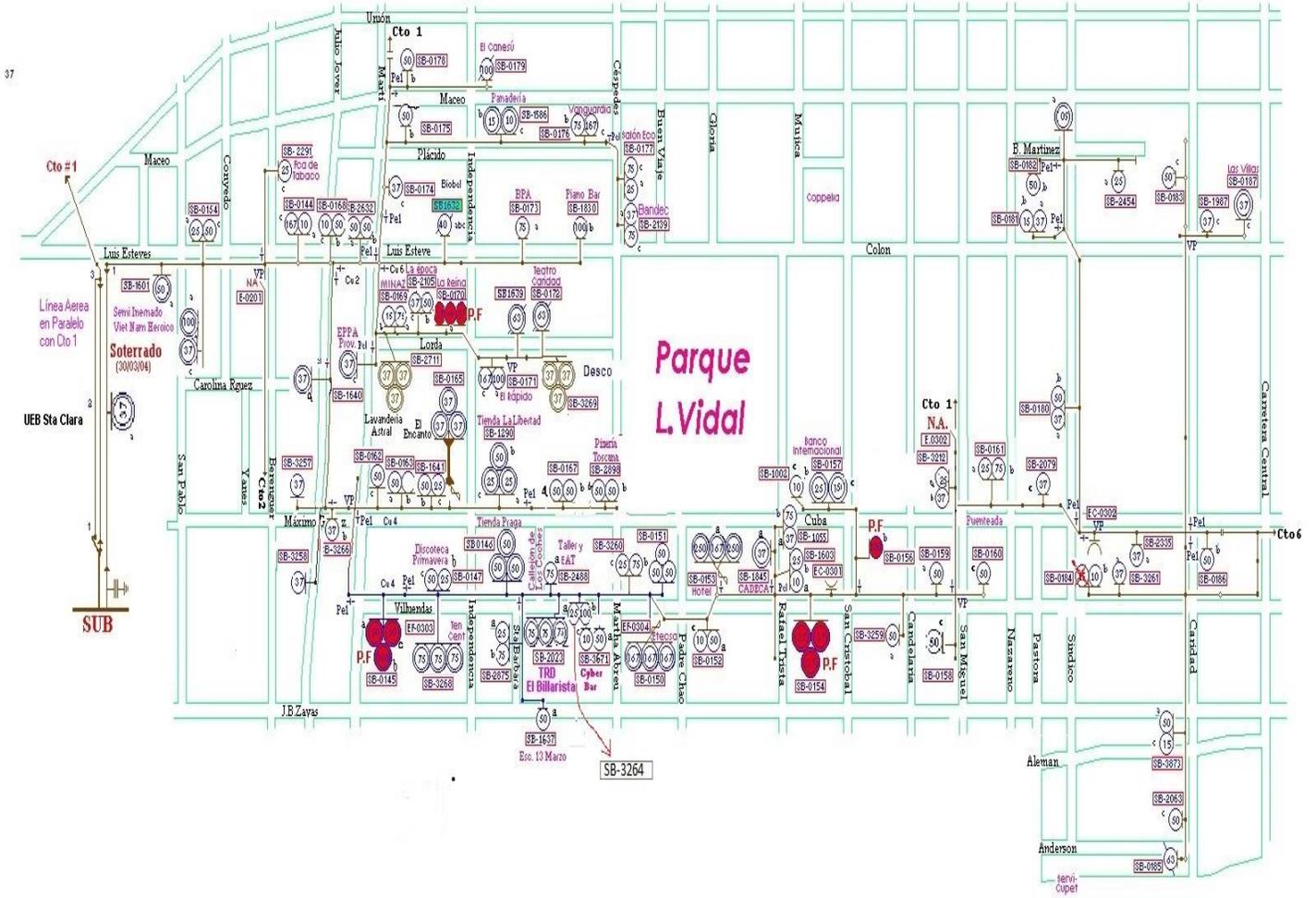
- patterns," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 4, pp. 922 – 928, 2001.
- [20] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H.-J. Chuang, and C.-Y. Ho, "Heuristic Rule-Based Phase Balancing of Distribution Systems by Considering Customer Load Patterns," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 709-716, 2005.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. R. Niazi, "A novel strategy for phase balancing in threephase four-wire distribution systems," IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego (CA), 2011, pp. 1-7.
- [27] 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.

- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] 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. 9197, 2012.
- [31] 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.
- [32] K. Wang, S. Skiena, and T. G. Robertazzi, "Phase balancing algorithms," *Electric Power Systems Research*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.
- [33] 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.
- [34] 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.
- [35] A. Seshadri. NSGA-II source code. available in: «<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimizationalgorithm/content/NSGA-II/>»
- [36] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Cargas," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.





### 4kV Santa Clara Cto # 3



## Anexo II: Base de datos para el circuito 1

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Grafico	Qc
No1	No2	ABC	CN2/0	CN6	60			0	0	0	0		0
No2	No3	ABC	CN2/0	CN6	60	3T	ABC	0	0	31,93	14,79	Servicio	0
No3	No4	ABC	CN2/0	CN6	60			0	0	0	0		0
No4	No5	ABC	CN2/0	CN6	40			0	0	0	0		0
No5	No14	ABC	CN2/0	CN6	45			0	0	0	0		0
No14	No15	ABC	CN2	CN6	85			0	0	0	0		0
No15	No17	ABC	CN2	CN6	30			0	0	0	0		0
No17	No18	CA	CN6	CN6	100	2T	AC	4,49	2,08	20,63	9,56	Mixta	0
No15	No19	BC	CN6	CN6	100	2T	CB	6,85	3,17	2,13	0,99	Servicio	0
No14	No16	ABC	CN2/0	CN6	100	2T	AC	0,17	0,08	13,58	6,29	Residencial Invierno	0
No16	No20	ABC	CN2/0	CN6	30			0	0	0	0		0
No20	No21	ABC	CN2/0	CN6	12			0	0	0	0		0
No21	No22	ABC	CN2	CN6	100	2T	BC	0,71	0,33	20,22	9,37	Servicio	0
No21	No23	ABC	A150	CN6	60			0	0	0	0		0
No23	No24	C	A70	CN6	35	1T	C	15,88	7,36	0	0	Residencial Invierno	0
No23	No25	ABC	A150	CN6	40	2T	CA	21	9,73	5,53	2,56	Residencial Invierno	0
No25	No26	ABC	A150	CN6	120			0	0	0	0		0
No26	No27	ABC	A150	CN6	50	1T	C	15,88	7,36	0	0	Residencial Invierno	0
No27	No28	ABC	A150	CN6	25			0	0	0	0		0
No28	No31	ABC	A150	CN6	25	2T	AB	7,29	3,38	6,39	2,96	Residencial Invierno	0
No31	No36	ABC	A150	CN6	70			0	0	0	0		0
No36	No37	ABC	A150	CN6	40	2T	BA	6,32	2,93	5,53	2,56	Residencial Invierno	0
No37	No43	ABC	A150	CN6	100	1T	B	12,3	5,7	0	0	Residencial Invierno	0
No43	No44	ABC	A150	CN6	30			0	0	0	0		0
No44	No45	ABC	A150	CN6	20			0	0	0	0		0
No45	No46	ABC	CN2	CN6	40			0	0	0	0		0
No46	No61	ABC	CN2	CN6	50	1T	C	31,76	14,71	0	0	Residencial Invierno	0
No61	No70	ABC	CN2	CN6	100			0	0	0	0		0
No70	No101	ABC	CN2	CN6	30	1T	B	6,15	2,85	0	0	Residencial Invierno	0
No101	No71	ABC	CN2	CN6	25			0	0	0	0		0
No71	No102	ABC	CN2	CN6	90			0	0	0	0		0
No102	No105	ABC	CN2	CN6	200	2T	AC	1,72	0,8	2,75	1,27	Mixta	0
No102	No106	ABC	CN4	CN6	85	3T	BAC	5,71	2,65	16,26	7,53	Servicio	0
No106	No107	ABC	CN4	CN6	0	2T	AC	14,03	6,5	13,75	6,37	Residencial Invierno	0
No71	No103	AB	CN2	CN6	100	2T	BA	3,17	1,47	5,53	2,56	Servicio	0
No71	No104	AB	CN2	CN6	40	2T	BA	8,44	3,91	18,43	8,54	Residencial Invierno	0
No70	No72	ABC	CN2	CN6	90			0	0	0	0		0
No72	No74	ABC	CN2	CN6	15			0	0	0	0		0
No74	No77	ABC	A35	CN6	50	1T	A	7,98	3,7	0	0	Residencial Invierno	0

No77	No78	ABC	A35	CN6	20			0	0	0	0		0
No78	No79	A	CN2	CN6	20	1T	A	10,64	4,93	0	0	Residencial Invierno	0
No72	No75	B	CN4	CN6	100	1T	B	12,3	5,7	0	0	Residencial Invierno	0
No72	No76	B	CN4	CN6	40	1T	B	9,22	4,27	0	0	Residencial Invierno	0
No70	No73	ABC	CN2	CN6	120	1T	C	7,94	3,68	0	0	Residencial Invierno	0
No73	No80	ABC	CN2	CN6	130	2T	AC	7,77	3,6	5,5	2,55	Mixta	0
No80	No81	ABC	CN2	CN6	20			0	0	0	0		0
No81	No82	ABC	CN2	CN6	15	1T	C	11,91	5,52	0	0	TRD	0
No82	No85	ABC	CN2	CN6	10	3T	BCA	18,45	8,55	0	0	Industrial_1	0
No85	No84	ABC	CN2	CN6	20			0	0	0	0		0
No84	No86	ABC	CN2	CN6	50	1T	B	6,15	2,85	0	0	Residencial Invierno	0
No86	No88	ABC	CN2	CN6	50			0	0	0	0		0
No88	No89	ABC	CN2	CN6	40	1T	C	7,94	3,68	0	0	Residencial Invierno	0
No89	No93	ABC	CN2	CN6	20			0	0	0	0		0
No93	No94	ABC	CN2	CN6	50	1T	B	12,3	5,7	0	0	Mixta	0
No93	No95	ABC	CN2	CN6	30	2T	CB	26,29	12,18	10,65	4,94	Mixto_nuevo	0
No93	No96	B	CN2	CN6	50	1T	B	12,3	5,7	0	0	Residencial Invierno	0
No96	No97	B	CN2	CN6	40	1T	B	6,15	2,85	0	0	Residencial Invierno	0
No88	No90	AB	CN6	CN6	100	2T	AB	0	0	9,22	4,27	Mixta	0
No90	No92	AB	CN6	CN6	50	2T	AB	30,09	13,94	10,65	4,94	Mixta	0
No88	No91	AB	CN6	CN6	80	2T	BA	9,44	4,38	27,65	12,81	Mixta3	0
No84	No87	ABC	CN2	CN6	40	3T	BAC	5,71	2,65	16,26	7,53	Servicio	0
No87	No98	ABC	CN6	CN6	40	2T	CB	23,44	10,86	15,98	7,4	Mixta	0
No87	No99	ABC	CN6	CN6	30	3T	BAC	5,07	2,35	26,76	12,4	TRD	0
No99	No100	ABC	CN0	CN6	40	TT		0	0	41,21	19,09	Mixta3	0
No81	No83	ABC	CN0	CN6	85	3T	ABC	0	0	63,86	29,59	Servicio3	0
No46	No62	CA	CN4	CN6	40			0	0	0	0		0
No62	No64	C	A70	CN6	100	1T	C	15,88	7,36	0	0	Residencial Invierno	0
No46	No63	CA	CN4	CN6	30	1T	C	4,76	2,21	0	0	Residencial Invierno	0
No63	No65	CA	CN4	CN6	50	1T	A	10,64	4,93	0	0	Residencial Invierno	0
No65	No66	CA	CN4	CN6	80	2T	AC	3	1,39	13,75	6,37	Residencial Invierno	0
No66	No69	CA	CN4	CN6	50	2T	CA	19,07	8,83	9,22	4,27	Mixta	0
No65	No67	CA	CN4	CN6	50	1T	C	15,88	7,36	0	0	Mixta	0
No67	No68	C	A70	CN6	50	1T	C	11,91	5,52	0	0	Residencial Invierno	0
No44	No47	ABC	CN6	CN6	25			0	0	0	0		0
No47	No49	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No49	No52	ABC	A150	CN6	60	2T	BC	34	15,76	13,75	6,37	Mixta	0
No52	No54	ABC	A150	CN6	10			0	0	0	0		0
No54	No50	ABC	A150	CN6	30	1T	C	7,94	3,68	0	0	Residencial Invierno	0
No50	No51	ABC	A150	CN6	230			0	0	0	0		0
No51	No56	ABC	A150	CN6	110	2T	AC	0	0	9,22	4,27	Servicio	0

No51	No57	ABC	CN2	CN6	100	2T	AC	0	0	3,69	1,71	Servicio	0
No54	No55	C	CN4	CN6	150	1T	C	15,88	7,36	0	0	Residencial Invierno	0
No49	No53	ABC	CN6	CN6	40	3T	BAC	5,07	2,35	26,76	12,4	Servicio	0
No44	No48	ABC	CN6	CN6	25	1T	B	12,3	5,7	0	0	Residencial Invierno	0
No48	No58	BC	CN6	CN6	50	1T	C	7,94	3,68	0	0	Residencial Invierno	0
No58	No59	BC	CN6	CN6	100	2T	BC	9,44	4,38	5,5	2,55	Residencial Invierno	0
No59	No60	BC	CN6	CN6	50	1T	C	7,94	3,68	0	0	Mixta	0
No36	No39	ABC	A70	CN6	100	1T	C	4,76	2,21	0	0	Residencial Invierno	0
No39	No40	ABC	A70	CN6	30	2T	BA	5,2	2,41	1,84	0,85	Servicio	0
No40	No41	ABC	A70	CN6	20	2T	AC	9,24	4,28	2,75	1,27	Residencial Invierno	0
No36	No38	ABC	A70	CN6	30	1T	C	11,91	5,52	0	0	Mixta	0
No38	No42	ABC	A70	CN6	50	TT		0	0	41,21	19,09	Servicio-2	0
No28	No32	ABC	CN6	CN6	30	1T	A	10,64	4,93	0	0	Residencial Invierno	0
No32	No33	ABC	CN6	CN6	70			0	0	0	0		0
No33	No34	CA	CN6	CN6	60	2T	AC	0	0	18,43	8,54	Mixto_nuevo	0
No33	No35	AB	CN6	CN6	115	1T	B	6,15	2,85	0	0	Servicio	0
No26	No29	B	A70	CN6	10	1T	B	6,15	2,85	0	0	Residencial Invierno	0
No26	No30	B	A70	CN6	10	1T	B	6,15	2,85	0	0	Mixta	0
No4	No7	AB	CN4	CN6	50	2T	BA	7,4	3,43	9,22	4,27	Mixta_I	0
No7	No6	AB	CN4	CN6	90			0	0	0	0		0
No6	No8	AB	CN4	CN6	50	2T	BA	19,84	9,2	9,22	4,27	Mixto_nuevo	0
No8	No10	AB	CN4	CN6	120			0	0	0	0		0
No10	No11	A	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No11	No12	A	CN4	CN6	25	1T	A	5,32	2,47	0	0	Residencial Invierno	0
No10	No13	A	CN0	CN6	15	1T	A	10,64	4,93	0	0	Residencial Invierno	0
No6	No9	B	A70	CN6	40	1T	B	12,3	5,7	0	0	Residencial Invierno	0

## Anexo III: Base de datos para el circuito 2

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Grafico	Qc
No1	No2	ABC	A150	CN6	150	2T	AB	10,01	3,15	6,66	2,1	Mixta_I	0
No2	No3	ABC	A150	CN6	100	1T	C	9,68	3,05	0	0	Residencial nuevo	0
No3	No4	ABC	A150	CN6	150			0	0	0	0		0
No4	No5	ABC	A150	CN6	40	1T	C	19,35	6,1	0	0	Residencial nuevo	0
No5	No8	ABC	A150	CN6	80			0	0	0	0		0
No8	No12	ABC	A150	CN6	150	1T	B	38,46	12,12	0	0	Residencial nuevo	0
No12	No10	B	A150	CN6	50	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No12	No13	B	A150	CN6	90	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No13	No14	B	A150	CN6	100	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No8	No11	ABC	A150	CN6	50	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No11	No9	ABC	A150	CN6	70	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No9	No15	ABC	A150	CN6	50	1T	C	14,51	4,58	0	0	Residencial nuevo	0
No15	No16	ABC	A150	CN6	100	1T	C	14,51	4,58	0	0	Residencial nuevo	0
No8	No17	ABC	A150	CN6	60	2T	BA	11,2	3,53	6,22	1,96	Mixta_I	0
No17	No19	ABC	A150	CN6	100	2T	AB	12,74	4,01	9,99	3,15	Mixta_R2	0
No19	No18	ABC	A150	CN6	100	1T	A	17,97	5,66	0	0	Residencial nuevo	0
No18	No20	ABC	A150	CN6	150	1T	C	29,03	9,15	0	0	Residencial nuevo	0
No20	No21	ABC	A150	CN6	200			0	0	0	0		0
No21	No22	ABC	A150	CN6	40	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No22	No24	ABC	A150	CN6	100	2T	BC	15,78	4,97	6,7	2,11	Mixta_I	0
No24	No25	ABC	A150	CN6	50	3T	BAC	31,94	9,98	22,66	7,31	Industrial_2	0
No21	No23	ABC	A150	CN6	150			0	0	0	0		0
No23	No26	ABC	A150	CN6	50	1T	C	29,03	9,15	0	0	Residencial nuevo	0
No26	No30	ABC	A150	CN6	150	1T	C	19,35	6,1	0	0	Residencial nuevo	0
No30	No31	ABC	A150	CN6	40			0	0	0	0		0
No31	No32	ABC	A150	CN6	100			0	0	0	0		0
No32	No40	ABC	A150	CN6	40	1T	A	17,97	5,66	0	0	Residencial nuevo	0
No40	No43	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No43	No44	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No44	No48	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No48	No49	ABC	CN4	CN6	100	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No49	No54	ABC	CN4	CN6	30			0	0	0	0		0
No54	No55	ABC	CN4	CN6	40	2T	AB	51,49	16,22	16,66	5,25	Mixta_I	0
No55	No58	ABC	CN4	CN6	60			0	0	0	0		0
No58	No59	ABC	CN4	CN6	100	1T	A	17,97	5,66	0	0	Residencial nuevo	0
No59	No65	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No65	No62	ABC	CN4	CN6	50	1T	C	14,51	4,58	0	0	Residencial nuevo	0
No62	No64	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No64	No70	ABC	CN4	CN6	1			0	0	0	0		0

No70	No71	ABC	CN4	CN6	50	1T	A	1,8	0,57	0	0	Residencial nuevo	0
No71	No75	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No75	No76	ABC	CN4	CN6	150	2T	CA	11,04	3,48	15,56	4,9	Mixta_I	0
No75	No77	ABC	A70	CN6	60	1T	A	26,95	8,49	0	0	Residencial nuevo	0
No75	No78	ABC	A70	CN6	200	2T	CA	24,23	7,64	9,34	2,94	Mixta_I	0
No78	No79	ABC	A70	CN6	50	1T	A	13,47	4,24	0	0	Residencial nuevo	0
No78	No80	ABC	A70	CN6	100	1T	A	8,98	2,83	0	0	Residencial nuevo	0
No80	No81	ABC	A70	CN6	40	1T	A	17,97	5,66	0	0	Residencial nuevo	0
No70	No72	ABC	A70	CN6	150	2T	BC	25,43	8,01	6,7	2,11	Mixta_I	0
No70	No73	ABC	A70	CN6	50	1T	B	14,42	4,54	0	0	Residencial nuevo	0
No73	No74	ABC	A70	CN6	100	1T	B	14,42	4,54	0	0	Residencial nuevo	0
No65	No67	ABC	A70	CN6	50	3T	ABC	0,19	0,06	53,53	16,86	Industrial_1	0
No67	No66	ABC	A70	CN6	2	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No66	No68	ABC	A70	CN6	60	1T	A	13,47	4,24	0	0	Residencial nuevo	0
No68	No69	ABC	A70	CN6	20	1T	A	17,97	5,66	0	0	Residencial nuevo	0
No59	No63	ABC	CN4	CN6	5	3T	ABC	0,19	0,06	53,53	16,86	Industrial_1	0
No58	No60	AB	A70	CN6	50	1T	A	8,98	2,83	0	0	Residencial nuevo	0
No58	No61	AB	A70	CN6	60	2T	BA	11,2	3,53	6,22	1,96	Mixta_I	0
No54	No56	C	A70	CN6	50	1T	C	19,35	6,1	0	0	Residencial nuevo	0
No54	No57	C	A70	CN6	150	1T	C	14,51	4,58	0	0	Residencial nuevo	0
No48	No50	B	A70	CN6	50	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No50	No52	B	A70	CN6	100	1T	B	14,42	4,54	0	0	Residencial nuevo	0
No48	No51	B	A70	CN6	50	1T	B	14,42	4,54	0	0	Residencial nuevo	0
No51	No53	B	A70	CN6	100	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No43	No45	CA	CN4	CN6	60	2T	CA	16,16	5,09	6,22	1,96	Mixta_I	0
No43	No46	CA	CN4	CN6	150	2T	CA	16,16	5,09	6,22	1,96	Mixta_I	0
No46	No47	CA	CN4	CN6	120	2T	CA	30,66	9,67	15,56	4,9	Mixta_I	0
No32	No41	A	A70	CN6	100	1T	A	17,97	5,66	0	0	Residencial nuevo	0
No32	No42	C	A70	CN6	30	1T	C	19,35	6,1	0	0	Residencial nuevo	0
No31	No33	ABC	CN4	CN6	60	2T	AC	18,13	5,71	16,76	5,28	Residencial nuevo	0
No31	No34	ABC	CN4	CN6	60	1T	A	17,97	5,66	0	0	Residencial nuevo	0
No34	No35	ABC	CN4	CN6	80			0	0	0	0		0
No35	No36	ABC	CN4	CN6	20	2T	BC	0,18	0,05	33,04	10,41	Mixta_I	0
No36	No37	ABC	CN4	CN6	100	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No35	No39	AB	CN4	CN6	50	1T	B	19,23	6,06	0	0	Residencial nuevo	0
No39	No38	AB	CN4	CN6	50	2T	BA	14,37	4,53	9,34	2,94	Mixta_I	0
No23	No27	ABC	CN4	CN6	100	1T	C	19,35	6,1	0	0	Residencial nuevo	0
No27	No29	ABC	CN4	CN6	100	2T	BC	0,05	0,02	9,91	3,12	Mixta_I	0
No23	No28	ABC	CN4	CN6	40	2T	CB	5,37	1,69	16,66	5,25	Mixta_I	0
No4	No7	ABC	A150	CN6	50	1T	C	14,51	4,58	0	0	Residencial-2	0
No7	No6	ABC	A150	CN6	80	1T	A	8,98	2,83	0	0	Residencial nuevo	0

## Anexo IV: Base de datos para el circuito 3

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Grafico	Qc
No1	No2	ABC	A150	CN6	150	1T	A	10,41	3,98	0	0	Servicio-2	0
No2	No3	ABC	CN2/0	CN6	250	1T	A	13,88	5,31	0	0	Servicio-2	0
No3	No4	ABC	CN2/0	CN6	100	2T	CA	8,11	3,1	12,02	4,59	Servicio-2	0
No4	No5	ABC	CN2/0	CN6	150			0	0	0	0		0
No5	No6	ABC	CN2/0	CN6	100	2T	CA	46,15	17,63	4,81	1,84	Servicio-2	0
No6	No8	ABC	CN2/0	CN6	0	2T	BC	7,63	2,91	5,04	1,92	Servicio-2	0
No8	No9	ABC	CN4	CN6	10	2T	AB	4,02	1,54	17,75	6,78	Servicio-2	0
No9	No30	ABC	CN4	CN6	60	1T	C	10,91	4,17	0	0	Servicio-2	0
No30	No32	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No32	No33	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No33	No39	ABC	CN4	CN6	100	1T	B	10,25	3,92	0	0	Mixta3	0
No39	No40	ABC	CN4	CN6	10	TT		0	0	25,65	9,8	Residencial Invierno	0
No32	No34	ABC	CN4	CN6	100	1T	B	10,25	3,92	0	0	Mixta3	0
No34	No35	ABC	CN4	CN6	100	2T	BA	0,34	0,13	4,81	1,84	Servicio	0
No35	No36	ABC	CN4	CN6	50	2T	BC	13,56	5,18	37,78	14,44	Mixta3	0
No36	No37	AB	CN6	CN6	50	2T	BA	8,97	3,43	12,02	4,59	Mixta3	0
No37	No38	AB	CN6	CN6	5	2T	BA	5,45	2,08	18,03	6,89	Servicio	0
No9	No41	ABC	CN6	CN6	110	TT		0	0	10,26	3,92	Mixta3	0
No41	No42	ABC	CN6	CN6	200	1T	A	20,82	7,96	0	0	Mixta3	0
No42	No43	B	CN6	CN6	30	1T	B	20,5	7,83	0	0	Mixta3	0
No9	No31	ABC	CN4	CN6	110			0	0	0	0		0
No31	No44	ABC	A95	CN6	20	3T	ABC	2,42	0,93	26,39	10,08	Servicio	0
No44	No46	ABC	A95	CN6	50	2T	BA	11,63	4,44	7,21	2,76	Mixta3	0
No46	No47	ABC	A95	CN6	50	2T	BC	0	0	17,75	6,78	Servicio	0
No47	No48	ABC	A95	CN6	10	3T	ACB	10,3	3,94	21,04	8,04	Residencial Invierno	0
No48	No49	ABC	A95	CN6	50	2T	CA	22,5	8,6	48,09	18,38	Mixta3	0
No49	No50	ABC	A95	CN6	1	TT		0	0	16,16	6,18	Servicio-2	0
No50	No51	ABC	A95	CN6	2	TT		0	0	16,16	6,18	Servicio	0
No51	No52	ABC	A95	CN6	3	3T	ABC	2,42	0,93	26,39	10,08	Servicio-2	0
No31	No45	C	CN6	CN6	30	1T	C	10,91	4,17	0	0	Servicio	0
No8	No10	ABC	CN2/0	CN6	100			0	0	0	0		0
No10	No11	A	A95	CN6	100	1T	A	10,41	3,98	0	0	Servicio-2	0
No10	No12	ABC	CN2/0	CN6	100			0	0	0	0		0
No12	No13	B	A95	CN6	20	1T	B	7,69	2,94	0	0	Servicio-2	0
No10	No15	ABC	CN2/0	CN6	50	1T	B	7,69	2,94	0	0	Servicio-2	0
No15	No16	ABC	CN2/0	CN6	50			0	0	0	0		0
No16	No14	ABC	CN2/0	CN6	50	1T	C	14,54	5,56	0	0	Servicio-2	0
No14	No53	ABC	CN4	CN6	50	2T	BA	7,27	2,78	24,04	9,19	Servicio-2	0
No53	No54	ABC	CN4	CN6	20	2T	BC	3,29	1,26	12,59	4,81	Servicio-2	0

No54	No55	ABC	CN4	CN6	5	3T	ABC	2,42	0,93	26,39	10,08	Servicio-2	0
No55	No57	ABC	CN4	CN6	100	3T	BAC	12,32	4,7	6,11	2,35	Servicio-2	0
No57	No56	ABC	CN4	CN6	10	2T	BC	0	0	17,75	6,78	Servicio-2	0
No56	No58	ABC	CN4	CN6	70	2T	AB	4,02	1,54	17,75	6,78	Servicio-2	0
No16	No17	ABC	CN2/0	CN6	300	3T	BAC	24,64	9,41	12,21	4,69	Servicio-2	0
No17	No18	ABC	CN4	CN6	100	3T	ABC	4,85	1,85	52,77	20,17	Servicio-2	0
No18	No19	ABC	CN4	CN6	5	2T	CB	9,88	3,77	8,88	3,39	Servicio-2	0
No19	No20	ABC	CN4	CN6	5	3T	ABC	3,23	1,24	35,18	13,44	Servicio-2	0
No20	No21	ABC	CN4	CN6	5			0	0	0	0		0
No21	No23	AB	A95	CN6	100	2T	BA	8,97	3,43	12,02	4,59	Servicio-2	0
No23	No25	AB	A95	CN6	30	1T	A	13,88	5,31	0	0	Servicio-2	0
No21	No24	ABC	CN4	CN6	45	1T	A	20,82	7,96	0	0	Servicio-2	0
No24	No22	ABC	CN4	CN6	5	3T	ABC	4,85	1,85	52,77	20,17	Servicio-2	0
No22	No26	ABC	CN4	CN6	5	2T	CA	22,86	8,74	12,02	4,59	Servicio-2	0
No26	No27	ABC	CN4	CN6	5	2T	CA	1,62	0,62	2,4	0,92	Industrial_1	0
No27	No28	ABC	CN4	CN6	50	2T	BC	8,64	3,3	12,59	4,81	Servicio-2	0
No28	No29	ABC	CN4	CN6	5	3T	ABC	10,79	4,13	117,51	44,9	Servicio-2	0
No29	No59	ABC	CN4	CN6	5	3T	ABC	3,23	1,24	35,18	13,44	Servicio-2	0
No59	No60	ABC	CN4	CN6	50	2T	AC	11,29	4,31	5,04	1,92	Servicio-2	0
No60	No61	ABC	CN4	CN6	50	3T	BCA	7,69	2,94	138,37	52,88	Servicio-2	0
No61	No62	ABC	CN6	CN6	30			0	0	0	0		0
No62	No63	ABC	CN4	CN6	30	3T	ABC	2,42	0,93	26,39	10,08	Servicio-2	0
No63	No64	ABC	CN4	CN6	10			0	0	0	0		0
No64	No65	ABC	CN4	CN6	20			0	0	0	0		0
No65	No66	ABC	CN4	CN6	100			0	0	0	0		0
No66	No67	ABC	CN4	CN6	50	1T	A	13,88	5,31	0	0	Servicio-2	0
No67	No75	ABC	CN4	CN6	50			0	0	0	0		0
No75	No76	ABC	CN4	CN6	50	1T	C	14,54	5,56	0	0	Servicio-2	0
No75	No77	ABC	CN4	CN6	100			0	0	0	0		0
No77	No78	ABC	CN4	CN6	100	2T	BA	8,97	3,43	12,02	4,59	Servicio-2	0
No78	No79	ABC	A70	CN6	200	1T	C	10,91	4,17	0	0	Servicio-2	0
No79	No82	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No82	No83	ABC	CN4	CN6	100	1T	A	10,41	3,98	0	0	Servicio3	0
No83	No90	ABC	CN4	CN6	20			0	0	0	0		0
No90	No91	ABC	CN4	CN6	50	1T	B	10,25	3,92	0	0	Servicio-2	0
No90	No96	ABC	CN4	CN6	100			0	0	0	0		0
No96	No97	AB	CN4	CN6	50	1T	A	10,41	3,98	0	0	Servicio-2	0
No97	No99	AB	CN4	CN6	50	1T	A	1,39	0,53	0	0	Servicio3	0
No96	No98	ABC	CN4	CN6	150	2T	AC	9,93	3,8	7,56	2,89	Servicio-2	0
No98	No100	ABC	CN4	CN6	150	1T	C	14,54	5,56	0	0	Servicio-2	0
No100	No101	ABC	CN4	CN6	50	TT		0	0	16,16	6,18	Servicio-2	0

No90	No92	C	CN6	CN6	100			0	0	0	0		0
No92	No93	C	CN6	CN6	5	1T	C	10,91	4,17	0	0	Servicio-2	0
No93	No95	C	CN6	CN6	20	1T	C	10,91	4,17	0	0	Servicio-2	0
No92	No94	C	CN6	CN6	100	1T	C	14,54	5,56	0	0	Servicio-2	0
No82	No84	AB	CN6	CN6	100	2T	BA	0	0	17,75	6,78	Servicio-1	0
No84	No85	AB	CN6	CN6	20			0	0	0	0		0
No85	No86	AB	CN6	CN6	100			0	0	0	0		0
No86	No88	AB	CN6	CN6	50	1T	B	10,25	3,92	0	0	Servicio-2	0
No86	No89	A	CN6	CN6	50	1T	A	6,94	2,65	0	0	Servicio-2	0
No86	No104	B	CN6	CN6	45	1T	B	10,25	3,92	0	0	Residencial-2	0
No85	No87	AB	CN6	CN6	50	2T	AB	7,63	2,92	5,33	2,04	Servicio-2	0
No77	No80	AB	CN4	CN6	50	2T	BA	0,85	0,32	12,02	4,59	Servicio-2	0
No75	No81	ABC	CN4	CN6	50	1T	C	10,91	4,17	0	0	Servicio-2	0
No66	No73	A	A95	CN6	50	1T	A	13,88	5,31	0	0	Servicio-2	0
No65	No71	BC	CN6	CN6	50	1T	B	20,5	7,83	0	0	Servicio-2	0
No71	No72	BC	CN6	CN6	100	2T	BC	0,86	0,33	7,56	2,89	Servicio-2	0
No72	No74	BC	CN6	CN6	50	1T	C	2,91	1,11	0	0	Servicio-1	0
No62	No68	AB	CN6	CN6	20	2T	BA	2,53	0,97	4,81	1,84	Servicio-2	0
No68	No69	AB	CN6	CN6	25	1T	A	10,41	3,98	0	0	Servicio-2	0
No69	No70	AB	CN6	CN6	30	2T	BA	5,45	2,08	18,03	6,89	Servicio-2	0
No5	No7	BC	CN4	CN6	50	1T	C	7,27	2,78	0	0	Servicio-2	0
No4	No102	CA	CN2/0	CN6	60	2T	AC	17,78	6,79	18,89	7,22	Industrial_1	0