

**UCLV**  
Universidad Central  
"Marta Abreu" de Las Villas



**FIE**  
Facultad de  
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

## **TRABAJO DE DIPLOMA**

Título: Balanceo multiobjetivo de los circuitos de distribución primaria 3 y 17 de Santa Clara.

Autor: Yusmani Rodríguez González

Tutor: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Cotutor: Ing. Reinier Herrera Casanova

**UCLV**  
Universidad Central  
"Marta Abreu" de Las Villas



**FIE**  
Facultad de  
Ingeniería Eléctrica

Electroenergetic Department

## **TRABAJO DE DIPLOMA**

Title: Balanceo multiobjetivo de los circuitos de distribución primaria 3 y 17 de Santa Clara.

Author: Yusmani Rodríguez González

Thesis Director: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Ing. Reinier Herrera Casanova

Santa Clara  
Copyright©UCLV

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

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

**Atribución- No Comercial- Compartir Igual**



Para cualquier información contacte con:

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

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

## PENSAMIENTO

***“Casi todos podemos soportar la adversidad, pero si queréis probar el carácter de un hombre, dadle poder”.***

***Abraham Lincoln***

## **DEDICATORIA**

A mis padres y mi hermano por todo el apoyo y el amor que me han brindado

## **AGRADECIMIENTOS**

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

A mis tías y primos por toda su preocupación hacia mí, por toda su ayuda y por todo el cariño.

A mi novia Maricely por siempre estar ahí brindándome su apoyo.

A mis buenos amigos Damian, Adiel, Brayan, Javier y Juan Carlos, por haberme brindado su ayuda y su más sincera amistad durante estos 5 años de estudio.

Al resto de mis compañeros por todos los buenos momentos que compartimos juntos.

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

## 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. Todo esto causa un desbalance del circuito y a su vez provoca un incremento de las pérdidas de energía en los alimentadores primarios y contribuye al desbalance de los voltajes en los distintos nodos del circuito. Además, en un circuito desbalanceado, se produce la circulación de corrientes elevadas por el conductor neutro en condiciones normales de operación, lo que puede provocar la operación incorrecta de las protecciones de sobrecorriente de tierra. 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 dos 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

|                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| PENSAMIENTO .....                                                                 | ii  |
| DEDICATORIA .....                                                                 | iii |
| AGRADECIMIENTOS .....                                                             | iv  |
| RESUMEN .....                                                                     | v   |
| INTRODUCCIÓN .....                                                                | 1   |
| CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA .....                | 3   |
| 1.1 Características de los circuitos de distribución primaria .....               | 3   |
| 1.1.1 Red Radial.....                                                             | 4   |
| 1.1.2 Características de los circuitos lazo .....                                 | 6   |
| 1.1.3 Circuitos en malla.....                                                     | 6   |
| 1.2 Características de las redes de distribución primaria en Cuba .....           | 7   |
| 1.3 Definiciones de desbalance .....                                              | 7   |
| 1.4 Causas del desbalance .....                                                   | 11  |
| 1.5 Efectos del desbalance .....                                                  | 11  |
| 1.6 Situación del desbalance en Santa Clara .....                                 | 12  |
| CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA ..... | 15  |
| 2.1 Introducción .....                                                            | 15  |
| 2.2 Formulación del problema.....                                                 | 17  |
| 2.2.1 Variables independientes .....                                              | 17  |
| 2.2.2 Funciones objetivo .....                                                    | 21  |
| 2.3 Implementación del NSGA-II .....                                              | 23  |
| 2.3.1 Representación de las variables (cromosoma).....                            | 24  |

|                                                                         |                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|----|
| 2.3.2                                                                   | Cálculo de las funciones objetivo .....               | 24 |
| 2.4                                                                     | Procedimiento de estimación de cargas.....            | 24 |
| 2.4.1                                                                   | Ajuste de las cargas .....                            | 25 |
| 2.4.1.1                                                                 | Transformadores trifásicos .....                      | 27 |
| 2.4.1.2                                                                 | Bancos de tres transformadores Y- $\Delta$ .....      | 27 |
| 2.4.1.3                                                                 | Bancos de dos transformadores .....                   | 28 |
| 2.4.1.4                                                                 | Transformadores monofásicos.....                      | 29 |
| 2.4.2                                                                   | Algoritmo de ajuste de las cargas .....               | 30 |
| 2.4.3                                                                   | Algoritmo de estimación.....                          | 31 |
| CAPÍTULO 3. RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS..... |                                                       | 33 |
| 3.1                                                                     | Introducción.....                                     | 33 |
| 3.2                                                                     | Análisis del Circuito 3.....                          | 34 |
| 3.2.1                                                                   | Estimación de cargas y balanceo del circuito 3 .....  | 36 |
| 3.3                                                                     | Análisis del Circuito 17 .....                        | 40 |
| 3.3.1                                                                   | Estimación de cargas y balanceo del circuito 17 ..... | 42 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....                                    |                                                       | 46 |
| Conclusiones .....                                                      |                                                       | 46 |
| Recomendaciones .....                                                   |                                                       | 47 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....                                         |                                                       | 48 |
| ANEXOS.....                                                             |                                                       | 53 |
| Anexo I                                                                 | Planos actualizados de los circuitos .....            | 53 |
| Anexo II                                                                | Base de datos para el circuito 3.....                 | 55 |
| Anexo III                                                               | Base de datos para el circuito 17 .....               | 61 |

## Lista de Figuras

|                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------|----|
| FIGURA 1.1 CONFIGURACIÓN ALIMENTADOR ÚNICO (SIMPLE Y RAMIFICADO).....              | 5  |
| FIGURA 1.2 CONFIGURACIÓN LAZO ABIERTO.....                                         | 6  |
| FIGURA 1.3: COMPORTAMIENTO DEL % NEMA Y % IN DEL CIRCUITO 3.....                   | 13 |
| FIGURA 1.4: COMPORTAMIENTO DEL % NEMA Y % IN DEL CIRCUITO 17.....                  | 14 |
| FIGURA 2.1 BANCO DE TRANSFORMADORES CON CONEXIÓN Y- $\Delta$ .....                 | 18 |
| FIGURA 2.2 BANCO DE TRANSFORMADORES CON CONEXIÓN Y ABIERTA - $\Delta$ ABIERTA..... | 18 |
| FIGURA 3.1 COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES EN EL CIRCUITO 3.....                  | 35 |
| FIGURA 3.2 COMPORTAMIENTO DE LAS POTENCIAS EN EL CIRCUITO 3.....                   | 35 |
| FIGURA 3.3 ESTIMACIÓN REALIZADA PARA EL CIRCUITO 3.....                            | 37 |
| FIGURA 3.4 VARIANTES DE BALANCEO PARA EL CIRCUITO 3.....                           | 38 |
| FIGURA 3.5: CAMBIOS PROPUESTOS PARA EL CIRCUITO 3.....                             | 39 |
| FIGURA 3.6 CORRIENTES ESTIMADAS ANTES Y DESPUÉS DEL BALANCEO.....                  | 39 |
| FIGURA 3.7 COMPARTIMIENTO DE LAS CORRIENTES EN EL CIRCUITO 17.....                 | 41 |
| FIGURA 3.8 COMPORTAMIENTO DE LAS POTENCIAS EN EL CIRCUITO 17.....                  | 41 |
| FIGURA 3.9 AJUSTE DE GRÁFICO DE CARGA EN EL CIRCUITO 17.....                       | 42 |
| FIGURA 3.10 VARIANTES DE BALANCEO PARA EL CIRCUITO 17.....                         | 43 |
| FIGURA 3.11: CAMBIOS PROPUESTOS PARA EL CIRCUITO 17.....                           | 44 |
| FIGURA 3.12 CORRIENTES ESTIMADAS ANTES Y DESPUÉS DEL BALANCEO.....                 | 45 |

## Lista de Tablas

|                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------|----|
| TABLA 1.1: VALORES PARA EL DESBALANCE DEFINIDO POR LA NEMA Y EL %IN..... | 13 |
| TABLA 2.1 CORRIENTES EN EL PRIMARIO DE LOS TRANSFORMADORES.....          | 19 |
| TABLA 2.2 POSIBLES CONEXIONES DE RAMALES Y TRANSFORMADORES.....          | 20 |
| TABLA 2.3: POTENCIAS EN EL PRIMARIO DE LOS TRANSFORMADORES.....          | 26 |
| TABLA 3.1 POTENCIAS INSTALADAS EN EL CIRCUITO 3.....                     | 34 |
| TABLA 3.2 POTENCIAS INSTALADAS EN EL CIRCUITO 17.....                    | 40 |

## INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución primaria poseen dentro del Sistema Electroenergético Nacional una elevada importancia, ya que se encargan de hacer llegar a los usuarios con la continuidad y calidad requerida, la energía eléctrica. Para lograr un adecuado funcionamiento de estas redes, se deben 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 primaria 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 un 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).

Actualmente en los circuitos de distribución primaria en Cuba se manifiestan diversas situaciones generalmente orientadas a las pérdidas y el desbalance lo cual fue comprobado en dos circuitos de distribución primaria del municipio Santa Clara (circuitos 3, y 17), con ayuda de las mediciones realizadas por los interruptores principales de cada uno de ellos.

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:

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

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

1. 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.

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

1. Realización del 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 de los circuitos en el Radial.
6. Determinación de las variantes de balanceo más adecuadas.

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 redes de distribución primaria ocupan un lugar importante en el sistema electroenergético, siendo su función tomar la energía eléctrica de la fuente y distribuirla o entregarla a los consumidores. La efectividad con que las redes de distribución realizan esta función se mide en términos de regulación de voltaje, continuidad del servicio, flexibilidad, eficiencia y costo. El costo de las redes de distribución representa aproximadamente el 50% del costo del sistema eléctrico en su conjunto. Estas redes deben ser capaces de brindar servicio con un mínimo de variaciones de voltaje y un mínimo de interrupciones, y en caso de que ocurran interrupciones del servicio, estas deben ser de corta duración y afectar al menor número posible de consumidores.[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.[3]
- ✓ Mala regulación de voltaje.

La configuración más habitual para un circuito de distribución primaria es la radial. Un circuito primario radial (red radial) es aquel que partiendo de un punto de alimentación (planta, subestación, etc.), recorre una determinada región, cubriendo la demanda eléctrica de esta. La red radial está constituida por la línea propiamente dicha, los ramales y subramales. En distribución, a la línea o circuito principal se le llama tronco y a las líneas que se derivan de este se le llaman ramales. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de un solo punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados. En ocasiones, cuando el circuito radial sirve a una zona densamente poblada, con varios alimentadores vecinos que parten de la misma subestación u otra cercana, es posible prever ramales de interconexión para en caso de avería transferir carga de un circuito a otro. El cálculo eléctrico de estos circuitos es sencillo; sus inversiones capitales son menores que en otras redes; pero presentan mayores pérdidas de potencia y caídas de voltajes; así como menor fiabilidad en comparación con los circuitos en lazo.[1]

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

- ✓ Alimentador único.

## ✓ Lazo abierto.

Alimentador único: En esta configuración, tal como su nombre lo indica, toda la energía requerida por los circuitos laterales y secundarios es suministrada por un único alimentador que parte desde la subestación. Si por alguna razón, dicho alimentador quedara fuera de servicio (falla, mantenimiento, etc.), todas las cargas alimentadas por este se verían afectadas. Aunque solo exista un alimentador que parte de la subestación, este puede ramificarse para cubrir una mayor área; estas ramificaciones no deben ser confundidas con los circuitos laterales, ya que los circuitos laterales poseen una capacidad inferior a la del alimentador principal, mientras que las ramificaciones poseen la misma capacidad.[4]. La figura 1.1 muestra la configuración de alimentador único simple y ramificado.

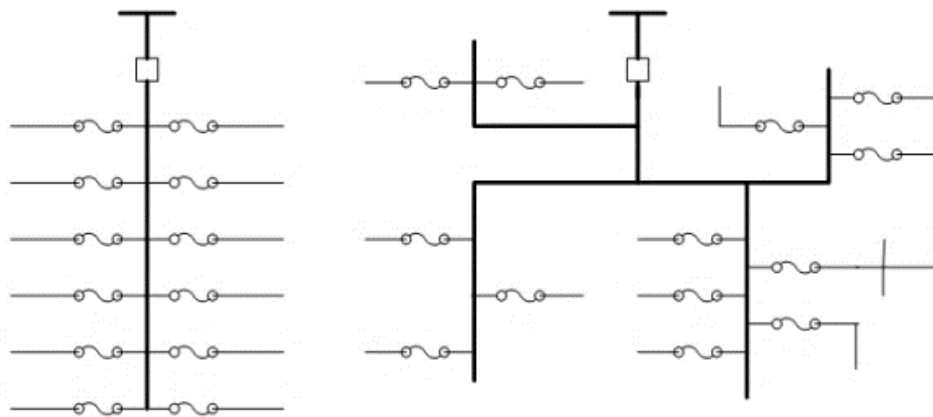


Figura 1.1 Configuración alimentador único (simple y ramificado)

Lazo abierto: En la configuración de lazo abierto existen dos alimentadores que parten de la misma subestación y que están unidos en sus extremos por un seccionador que se encuentra normalmente abierto. Cada alimentador posee un cierto número de circuitos a los cuales suministra energía en condiciones normales, pero tiene la capacidad de suministrar la potencia requerida por los circuitos asignados al otro alimentador. En caso de que uno de los alimentadores salga de servicio el seccionador será operado, ya sea vía manual o automática, y las cargas suministradas por el alimentador fuera de servicio serán transferidas al alimentador activo.[4]. En la figura 1.2 se muestra esta configuración.

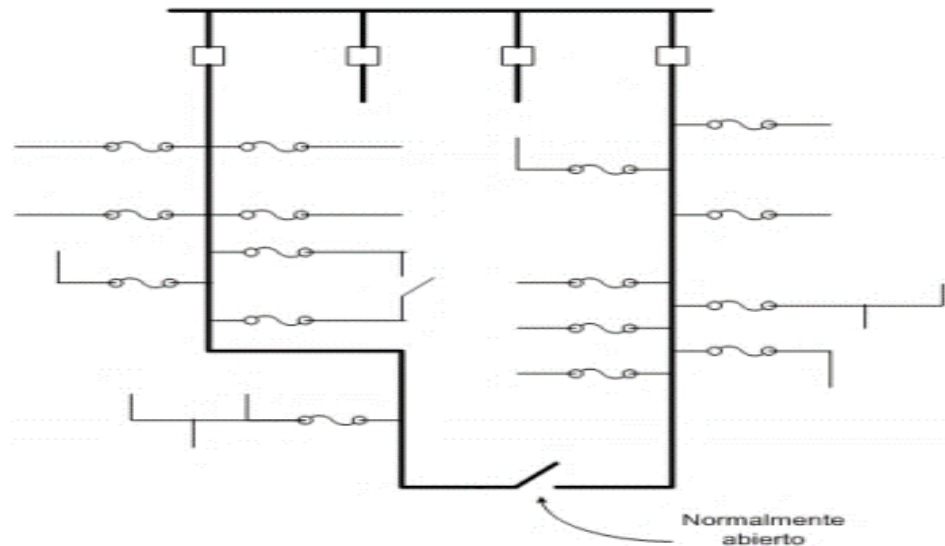


Figura 1.2 Configuración lazo abierto

### 1.1.2 Características de los circuitos lazo

Los circuitos en lazo tienen la característica de que se cierran sobre sí mismos, poseen sólo un punto de alimentación, pero establecen 2 caminos para la alimentación de las cargas, lo que permite que tengan menores caídas de voltaje y pérdidas de potencia que las redes radiales, además, ante un fallo en una de las ramas, es posible alimentar a las cargas como si fuesen dos redes radiales; es por eso que su sistema de protecciones debe reaccionar no sólo a la magnitud de la corriente de falla, sino también a la dirección de la misma con respecto a la barra, para poder eliminar las fallas desconectando el menor número de consumidores. Las principales desventajas de las redes en lazo con respecto a las radiales radican en sus mayores inversiones iniciales y en la mayor complejidad de su sistema de protecciones.[1]

### 1.1.3 Circuitos en malla

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]

El uso de los circuitos en malla se limita a zonas densamente pobladas, donde los consumidores requieren un alto grado de fiabilidad en el suministro de energía eléctrica. En estos circuitos, como lo indica su nombre, se forma una malla o red altamente

interconectada. Su mayor aplicación se centra en la distribución y más particularmente en la distribución secundaria. La red o malla secundaria se forma interconectando todos los transformadores usados en la distribución de forma que prácticamente cada transformador contribuya a todas las cargas en alguna medida; en este caso los transformadores son trifásicos conectados en estrella sólidamente aterrada con voltajes de 120/208 V. Esta red ofrece una alta confiabilidad en el servicio, otra de sus ventajas es su excelente regulación de voltaje, muy superior a la de los demás circuitos antes analizados. 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.[6]

## **1.2 Características de las redes de distribución primaria en Cuba**

En Cuba, la distribución primaria se realiza mediante circuitos radiales trifásicos a cuatro hilos (tres fases y neutro) a voltajes de 13.8 kV (preferido) o 4.16 kV en los circuitos más antiguos. Estos circuitos pueden contener ramales de solo dos fases y neutro (bifásicos) o de una fase y neutro (monofásicos).[7]

El tipo de banco de transformador a utilizar, depende de las proporciones de cargas monofásicas y trifásicas que se deben servir, por lo que pueden presentarse los siguientes casos: a) Bancos de un transformador: Se emplean para dar servicio a cargas monofásicas (conexión de fase a neutro o entre fases). b) Bancos de dos transformadores: Se usan para servir cargas mixtas con las monofásicas mayoritarias (conexión estrella abierta-delta abierta, o delta abierta-delta abierta). c) Bancos de tres transformadores: se utilizan para alimentar cargas mixtas con cargas trifásicas predominantes (conexión estrella-delta o delta-delta). En todos los casos se producen desbalances de corriente en las fases. Por otro lado, como los transformadores de distribución no pueden cambiar el tap bajo carga, el voltaje por secundario varía según lo hace el del primario, y la demanda del banco dependerá de las características de voltaje de las cargas asociadas al mismo.[8]

## **1.3 Definiciones de desbalance**

El desbalance de una variable trifásica es una condición en la que las tres fases presentan diferencias en el módulo y/o desplazamientos angulares entre fases distintas de 120 grados eléctricos. La variable trifásica indicada de manera genérica puede ser indistintamente, la tensión fase-neutro, la tensión de línea o la corriente de un sistema trifásico. El método que computa correctamente el grado de desbalance de una variable trifásica es el que emplea

las componentes de secuencia de esa variable, y por lo tanto requiere una medición trifásica, tanto del módulo como de la fase de la variable.[9]

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:

$\text{Máx}\{|V_a - V_{avg}|, |V_b - V_{avg}|, |V_c - V_{avg}|\}$ , 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:

$V_2$ - Tensión de secuencia negativa

$V_1$ - 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:

$I_2$ - Corriente de secuencia negativa

$I_1$ - 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.[10]

### 1.4 Causas del desbalance

El balance perfecto de tensiones y corrientes en las redes de distribución primaria es técnicamente inalcanzable, debido a que existen una serie de factores que inciden de forma negativa en este aspecto. El principal motivo para la existencia de redes trifásicas desbalanceadas lo constituye la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red, debido a que estas cargas varían su comportamiento dependiendo de la hora del día[11]. Otra 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.[12]

### 1.5 Efectos del desbalance

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:

- ✓ 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.[11]

### 1.6 Situación del desbalance en Santa Clara

Los registros históricos obtenidos a partir de los interruptores principales de dos circuitos de distribución primaria del municipio de Santa Clara (circuitos 3, y 17), muestran la existencia de elevados niveles de desbalance en los mismos. Esto, como se explicó anteriormente, dificulta la operación adecuada de los circuitos, por lo tanto, se hace necesario reducir estos niveles de desbalance.

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:

$$\text{Desbalance NEMA} = \frac{\text{Máx}[|I_a - I_{prom}|, |I_b - I_{prom}|, |I_c - I_{prom}|]}{I_{prom}} \quad (1.10)$$

$$\%In = In / I_{prom} * 100$$

(1.11)

donde:

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

$I_n$  – corriente por el neutro.

Con el uso de las expresiones anteriores y los datos obtenidos a partir de los interruptores principales, se puede determinar el desbalance definido por la NEMA y el porcentaje de corriente por el conductor neutro, para diferentes estados de operación de los circuitos. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 1.1.

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

| Circuito | Estado | Ia (A) | Ib (A) | Ic (A) | In (A) | %NEMA | %In   |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| 3        | Medio  | 173,33 | 271,31 | 244,07 | 76,45  | 24.85 | 34,06 |
|          | Máximo | 216    | 336    | 310    | 104    | 28,73 | 40,08 |
| 17       | Medio  | 14,25  | 12,77  | 15,81  | 2,83   | 12,44 | 19,13 |
|          | Máximo | 21     | 17     | 23     | 6      | 22    | 36    |

En las figuras de la 1.3 y la 1.4 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 dos circuitos de distribución primaria analizados.

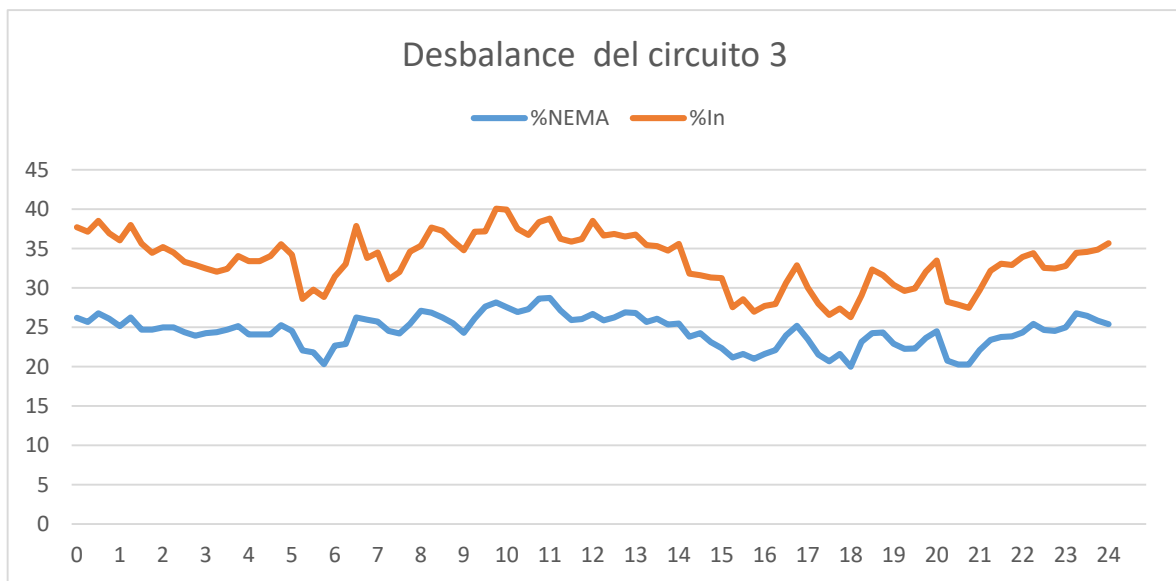


Figura 1.3: Comportamiento del % NEMA y % In del circuito 3.

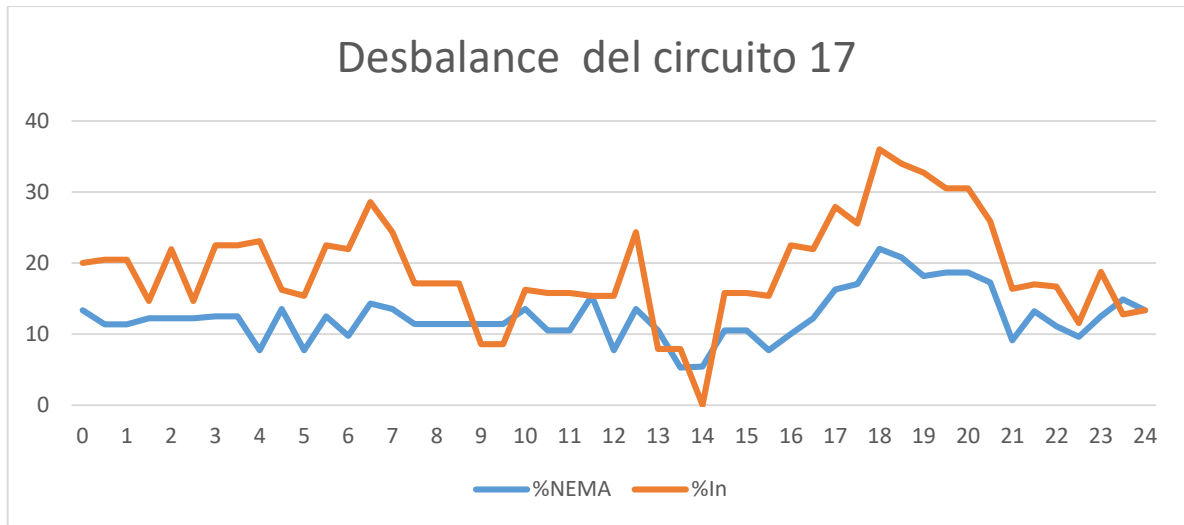


Figura 1.4: Comportamiento del % NEMA y % In del circuito 17.

## **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.

### **2.1 Introducción**

En los circuitos de distribución primaria pueden aplicarse dos estrategias relacionadas, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía y la circulación de corriente por el conductor neutro, estas son: la reconfiguración y el balance de fases. La reconfiguración consiste en el cambio de la topología del circuito mediante la apertura o cierre de desconectivos, mientras que el balance de fases se refiere a la redistribución de las cargas entre las fases del circuito para mejorar el equilibrio entre estas.[13]

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.[13]

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.[13]

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales[14, 15], lógica difusa[16], evolución diferencial[17], colonia de hormigas[18], 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[19], simulación del recocido[20, 21], algoritmo genético (AG)[22], algoritmos heurísticos[23, 24], algoritmo inmune[25, 26], etc.

El AG de la referencia [22] 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 [23] 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 [24] 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 [25, 26] 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 [27]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra. Las referencias [28-31] 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 [32] 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 [33, 34] 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 [35] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [36] y [37] 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 [38], donde se sugiere a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema. En [39] 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 [13].

A partir de un trabajo previo sobre este problema [40] 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 [13].

## **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.

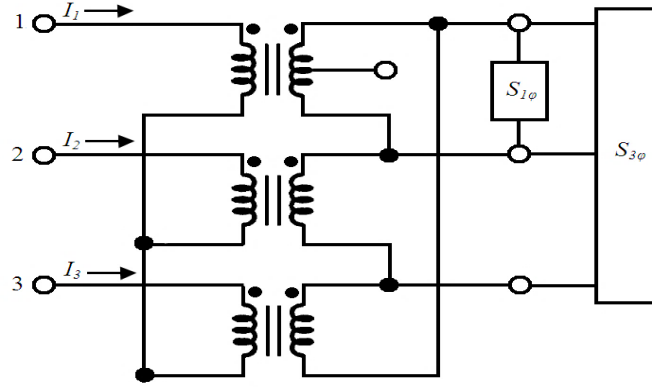


Figura 2.1 Banco de transformadores con conexión Y-Δ

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

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

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

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

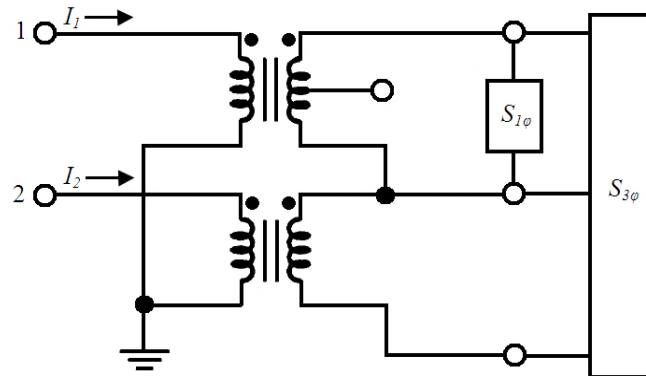


Figura 2.2 Banco de transformadores con conexión Y abierta - Δ abierta.

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

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

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

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

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

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

Tabla 2.1 Corrientes en el primario de los transformadores

| Corrientes | Banco de tres transformadores                                                                                    | Banco de dos transformadores                                                                                                   | Transformador monofásico                    |
|------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| $I_1$      | $+\frac{2}{3} \left( \frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^* + \frac{1}{3} \left( \frac{S_{3\phi}}{V_{1n}} \right)^*$ | $\frac{1}{3} \left( \frac{S_{3\phi}}{V_{1n}} - \frac{S_{3\phi}}{V_{3n}} \right)^* + \left( \frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^*$ | $\left( \frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^*$ |
| $I_2$      | $-\frac{1}{3} \left( \frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^* + \frac{1}{3} \left( \frac{S_{3\phi}}{V_{2n}} \right)^*$ | $\frac{1}{3} \left( \frac{S_{3\phi}}{V_{2n}} - \frac{S_{3\phi}}{V_{3n}} \right)^*$                                             | 0                                           |
| $I_3$      | $-\frac{1}{3} \left( \frac{S_{1\phi}}{V_{1n}} \right)^* + \frac{1}{3} \left( \frac{S_{3\phi}}{V_{3n}} \right)^*$ | 0                                                                                                                              | 0                                           |

En forma general, el circuito de distribución contiene ( $N_{lat}$ ) ramales de dos fases y neutro y de una fase y neutro, así como ( $N_{trf}$ ) bancos trifásicos de transformadores monofásicos y

transformadores monofásicos de distribución cuyos terminales 1, 2, 3 pueden conectarse según resume la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Posibles conexiones de ramales y transformadores

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

La posición de cada fase se corresponde con los terminales 1, 2 y 3 en cada caso. Se debe tener cuidado al reconectar los bancos de dos transformadores para no modificar la secuencia de fases en el secundario. Además, si un transformador monofásico está conectado a una sección de fase y neutro no hay que considerar su posible reconexión.

Para representar las conexiones de los ramales y los transformadores de distribución, se define el arreglo  $(x_{con})$  de  $(N_{lat}+N_{trf})$  elementos que está formado por los subvectores  $(x_{lat})$  y  $(x_{trf})$ .

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

Los elementos de  $(x_{con})$  son enteros restringidos a los valores mostrados en la tabla 2.2.

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

Para reducir el número de reconexiones, se utiliza el arreglo adicional  $(x_{var})$  formado por  $(N_{var})$  enteros acotados entre 1 y la dimensión del arreglo  $(x_{con})$ . La función del arreglo  $(x_{var})$

es determinar el subconjunto de los elementos del arreglo ( $x_{con}$ ) que pueden variar su valor original. Es decir, solo los elementos de ( $x_{con}$ ) seleccionados en el arreglo ( $x_{var}$ ) pueden variar su conexión original. El número máximo de reconexiones ( $N_{var}$ ) se escoge por el usuario.

Añadiendo los elementos de ( $x_{var}$ ), las variables independientes del problema se representan por el arreglo ( $x$ ) de ( $N_{lat}+N_{trf}+N_{var}$ ) elementos formado por los subvectores ( $x_{con}$ ) y ( $x_{var}$ ).[13]

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

### 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 ( $t=1...S$ ).

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:

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

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

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

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

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

$$J_{N_{fun}_i}(x) = \max_{k,t} \{J_{N_{max}_k}(x,t)\} \text{ where } k \in K_i, t \in T_i \quad (2.10)$$

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 2.2), 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 [41] 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[42].

## 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.[42]

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.[42]

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.[42]

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.[42]

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.[42]

#### **2.4.1 Ajuste de las cargas**

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

Tabla 2.3: Potencias en el primario de los transformadores

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

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

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

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

Donde N es el número de cargas del circuito.

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

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

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

Sin embargo, cada tipo de banco de transformadores tiene cierta distribución de la carga entre las fases, que es propia de las conexiones de dicho banco de transformadores según se determina en la tabla 2.3. Por lo tanto, es necesario desarrollar un procedimiento para

que dadas las potencias estimadas en los distintos transformadores del banco ( $S_1$ ,  $S_2$  y  $S_3$ ), pueda determinar unos valores de la carga monofásica ( $S_{1\phi}$ ) y trifásica ( $S_{3\phi}$ ) del banco, tales que las potencias por fase en el primario se acerquen a los valores estimados, pero siempre cumpliendo las relaciones propias de cada tipo de carga.

En el desarrollo de las expresiones de estimación se va a considerar igual factor de potencia para la carga trifásica y la monofásica. Además, para evitar la sobrecarga de las expresiones, en el análisis siguiente se van a obviar los subíndices ( $i, t$ ) que representan la carga y el tiempo para los que se hace el ajuste.[42]

#### 2.4.1.1 Transformadores trifásicos

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

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

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

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

#### 2.4.1.2 Bancos de tres transformadores Y-Δ

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

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

Además, la suma de las potencias de los tres transformadores tiene que igualar a la suma

de las cargas trifásicas y monofásicas, por lo que puede llegarse a:

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

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene que:

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

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

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

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

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

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:

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

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

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

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 ( $Pg_t$ ) es la potencia en por unidad del gráfico en el tiempo ( $t$ ), las potencias nominales de los transformadores del banco se afectarán por dicho coeficiente:

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

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

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

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:

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

### 2.4.3 Algoritmo de estimación

Para realizar la estimación de las cargas en un circuito cuya carga es homogénea (todas las cargas tienen igual gráfico horario), normalmente basta con ajustar la carga en el horario pico para obtener buenos resultados. Sin embargo, la mayoría de los circuitos están compuestos por cargas heterogéneas y si se ajusta para el horario pico de un tipo de carga por ejemplo residencial, el ajuste para las cargas no residenciales no es bueno.

Para intentar resolver este problema, el algoritmo de estimación realiza el ajuste de la carga a dos horas diferentes ( $t_1$ ) y ( $t_2$ ) que se corresponden con el horario pico nocturno y el horario pico del circuito y se determina ( $t_1$ ) como el horario pico entre las 6:00 pm y las 12:00 pm y ( $t_2$ ) el pico en el resto del día. Escogidos los gráficos de carga que se van a emplear en los diferentes bancos de transformadores, se realiza un ajuste de la carga para las mediciones de ( $t_1$ ), de donde se obtienen las cargas monofásicas y trifásicas para este horario  $S_{1\phi}(t_1)$ ,  $S_{3\phi}(t_1)$ , así como otro ajuste en el horario ( $t_2$ ) para obtener  $S_{1\phi}(t_2)$ ,  $S_{3\phi}(t_2)$ .

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

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

Donde ( $\lambda$ ) 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.[42]

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

En el presente capítulo, se realiza un análisis de las principales características de cada uno de los circuitos seleccionados y se explica brevemente lo referente a la estimación de cargas en cada uno de ellos. Posteriormente se muestran los resultados emitidos por el programa de balanceo y la descripción de la variante seleccionada.

### **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.

Dentro de las cuestiones analizadas anteriormente, el proceso de celaje de los circuitos posee una gran importancia, para su correcta realización deben tenerse en cuenta los pasos siguientes:

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

- 4) Caracterizar los bancos de capacitores, de los cuales se debe verificar su potencia y el estado en que se encuentran.

### 3.2 Análisis del Circuito 3

El circuito 3 tiene su origen en la subestación Santa Clara 110kV, se alimenta a través de un transformador de 10000 kVA. Con una longitud aproximada de 2.06 km. Este circuito es de 4.16 kV y cuenta con 4 ramales bifásicos, 2 ramales monofásicos, 10 bancos de tres transformadores, 25 bancos de dos transformadores, 19 transformadores monofásicos y 5 transformadores trifásicos. La distribución de transformadores por fases se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Potencias instaladas en el circuito 3.

| Potencias instaladas                          | Fase A | Fase B | Fase C |
|-----------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Cantidad de transformadores por fase          | 36     | 37     | 31     |
| Potencia instalada por fase (kVA)             | 2237.5 | 2226.5 | 1619   |
| Potencia total instalada en el circuito (kVA) | 6083   |        |        |

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.

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 en el período de tiempo comprendido entre el 16 y el 21 de marzo de 2019.

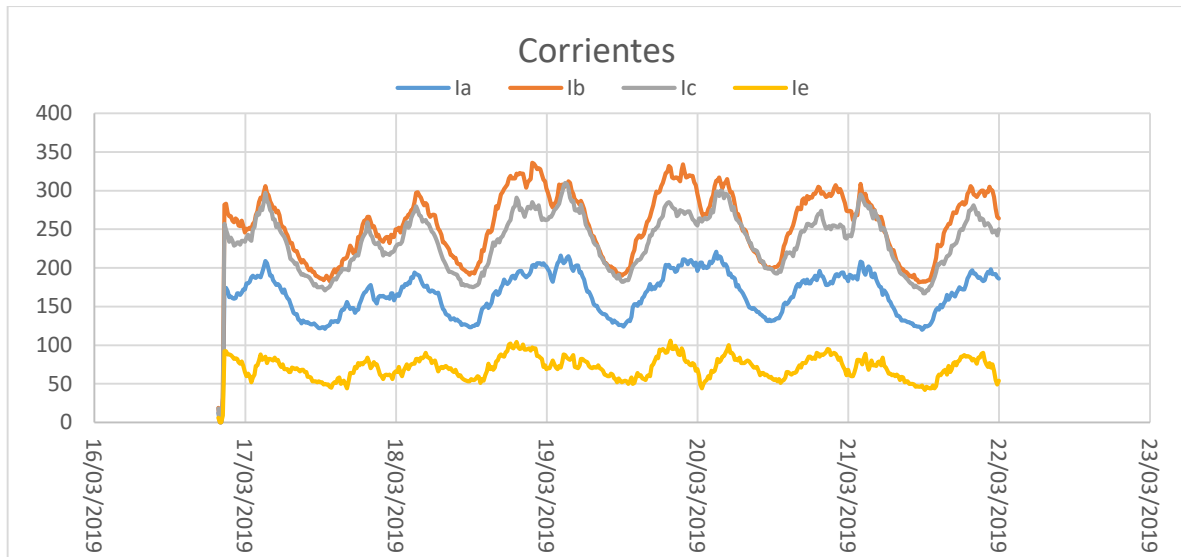


Figura 3.1 Comportamiento de las corrientes en el circuito 3

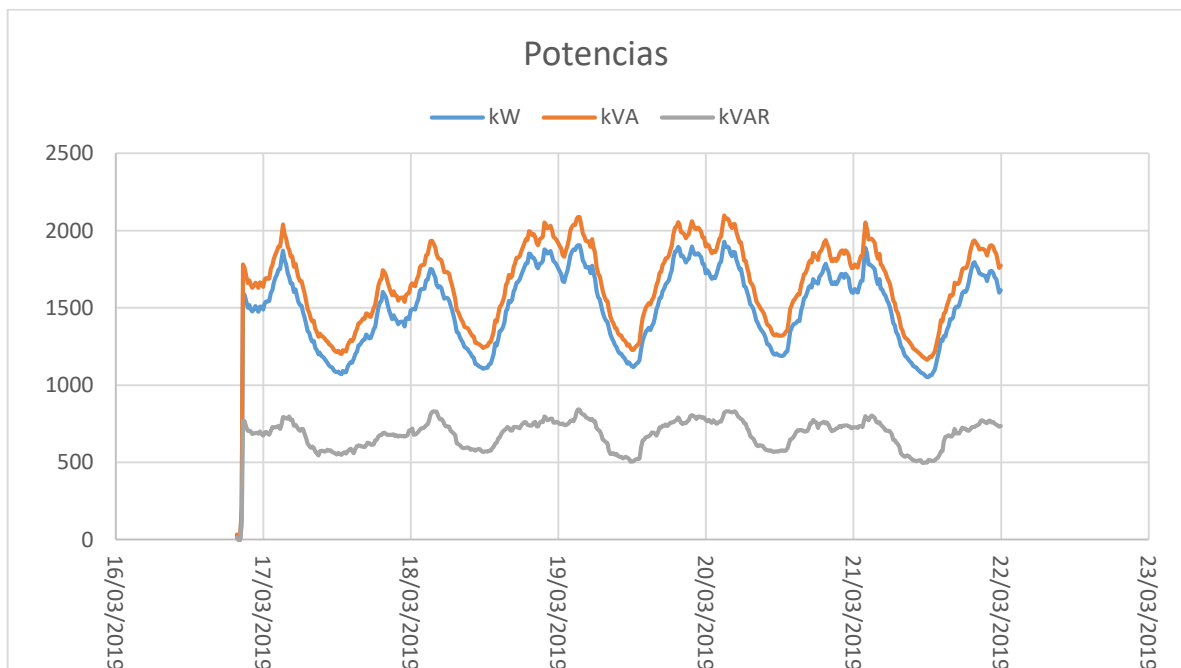


Figura 3.2 Comportamiento de las potencias en el circuito 3

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es un gráfico mixto-residencial. Además, puede verse que de forma general la fase más cargada es la (b) y la menos cargada es la (a), esto se debe a la distribución de los transformadores por fase, a la carga asociada a cada transformador y al comportamiento diario que experimentan dichas cargas.

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

Con los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor principal del circuito, se procede a realizar la estimación de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores. Para esto se utiliza un programa de estimación elaborado en el software MATLAB, este programa trabaja con las mediciones aportadas por el interruptor principal para un día promedio (se analizó el comportamiento del circuito en el período de tiempo comprendido entre el 27 de febrero y el 27 de marzo de 2019 y se escogió como día promedio el lunes 18 de marzo de 2019), con una base de datos confeccionada a partir del celaje realizado y con una base de datos que contiene los posibles gráficos de carga para cada uno de los bancos de transformadores en función de la carga servida. Cuando se dispone de todos estos elementos, se corre el programa de estimación y se selecciona el tipo de ajuste deseado, es decir: mejor ajuste a las corrientes de fase o mejor ajuste a la corriente de neutro. Una vez seleccionado el tipo de ajuste, el programa calcula las potencias monofásicas y trifásicas ( $P1$ ,  $Q1$ ,  $P3$  y  $Q3$ ) de los distintos bancos de transformadores y estima un gráfico para cada corriente de fase y para la corriente que circula por el conductor neutro.

En la figura 3.3 se muestra la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corrientes de 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.

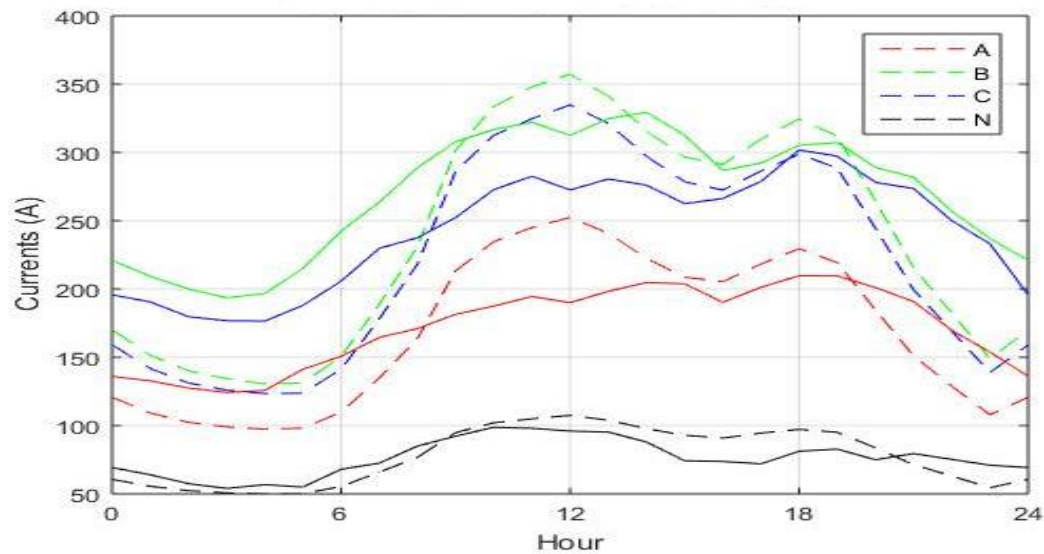


Figura 3.3 Estimación realizada para el circuito 3

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 1394,4 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza los 113,93 A. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Debe seleccionarse una variante que con pocas reconexiones garantice una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía, atendiendo a esto se seleccionó la variante # 5. En la figura 3.4 se

muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

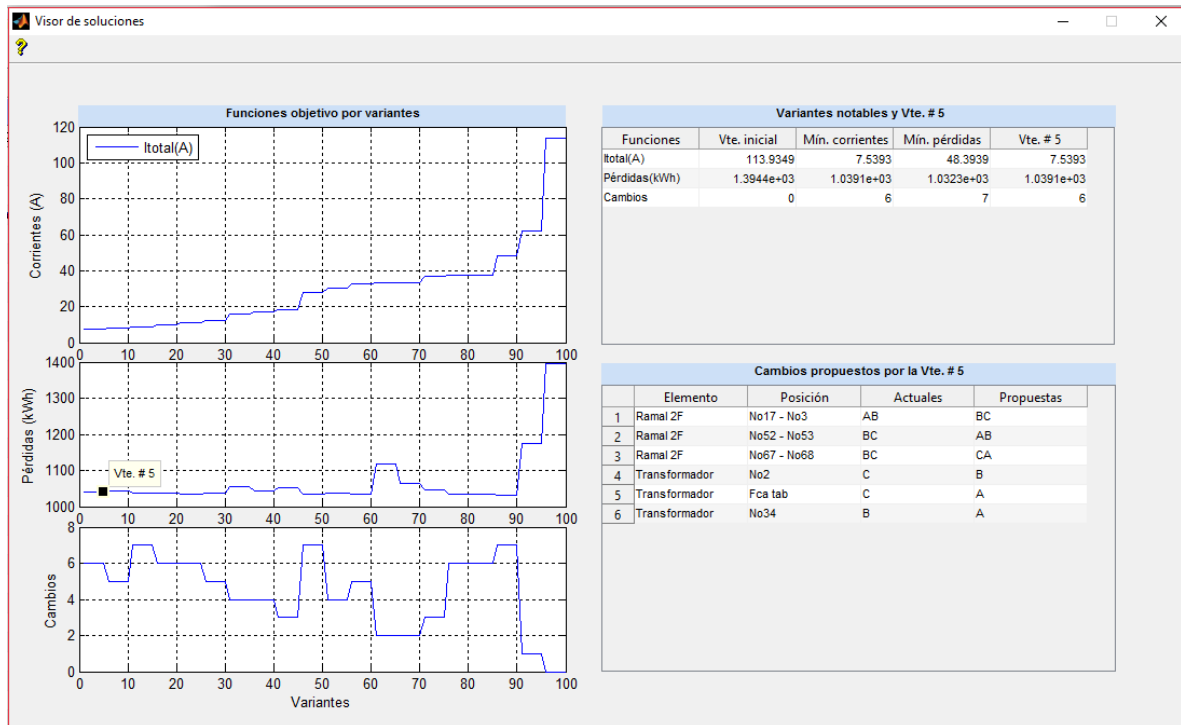


Figura 3.4 Variantes de balanceo para el circuito 3

Al analizar los resultados obtenidos para la variante seleccionada, se observa que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 106,39 A, las pérdidas de energía deben reducirse 355,3 kWh/día y solo deben efectuarse 6 cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.



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

### 3.3 Análisis del Circuito 17

El circuito 17 tiene su origen en una subestación de la subplanta de Santa Clara, se alimenta a través de un transformador de 5000 kVA. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 0.65 km aproximadamente. Este circuito es de 13.8 kV y cuenta con 2 ramales bifásicos, 9 ramales monofásicos, no tiene bancos de tres transformadores, no tiene bancos de dos transformadores, 16 transformadores monofásicos y no tiene transformadores trifásicos. La distribución de transformadores por fases se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Potencias instaladas en el circuito 17

| Potencias instaladas                          | Fase A | Fase B | Fase C |
|-----------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Cantidad de transformadores por fase          | 8      | 5      | 3      |
| Potencia instalada por fase (kVA)             | 325    | 162.5  | 112.5  |
| Potencia total instalada en el circuito (kVA) | 600    |        |        |

La operación del circuito 17 es controlada por el interruptor Cupet (V-308), los registros históricos obtenidos a partir de dicho interruptor permiten conocer el comportamiento de los parámetros fundamentales del circuito en un período de tiempo determinado. Las figuras 3.7 y 3.8 muestran el comportamiento de las corrientes y las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 1 de abril y el 6 de abril del 2019.

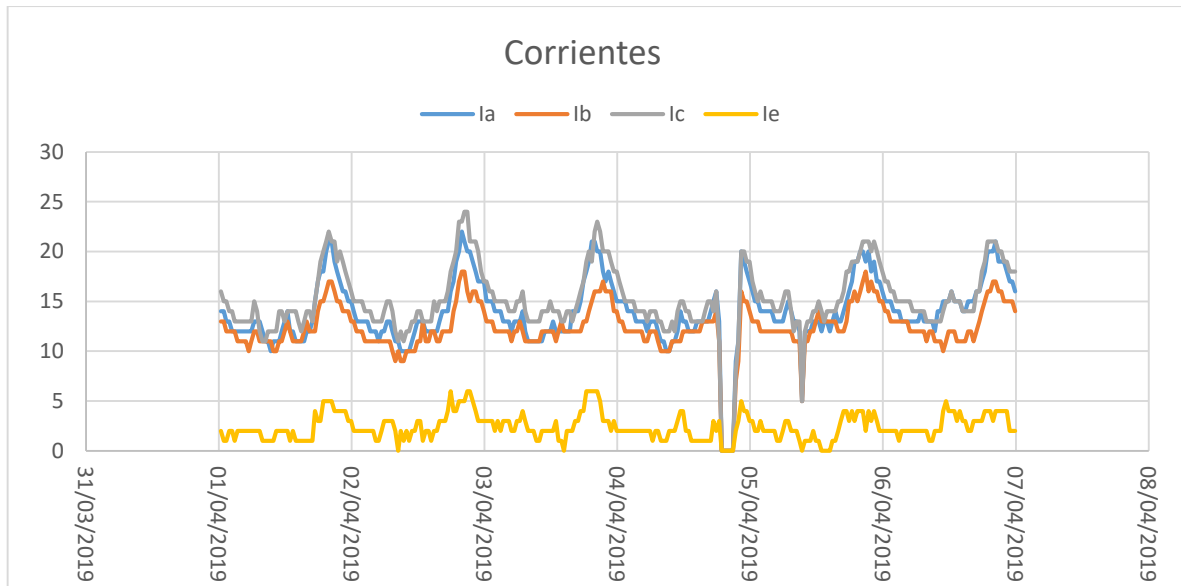


Figura 3.7 Compartimiento de las corrientes en el circuito 17

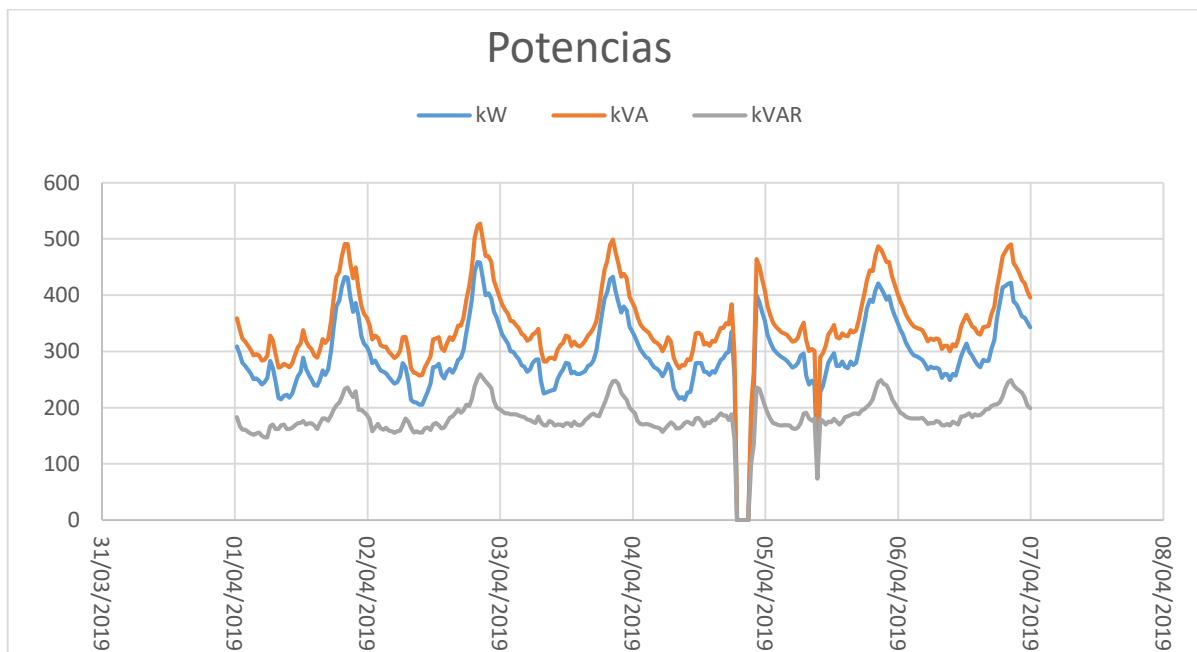


Figura 3.8 Comportamiento de las potencias en el circuito 17

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es un gráfico residencial. Además, puede verse que las fases más cargadas son la (c) y la (a) y la menos cargada es la (b), 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 17

Para realizar la estimación de las cargas del circuito, se debe disponer de las lecturas del interruptor principal en un período de tiempo determinado para entonces seleccionar un día promedio, para este circuito se analizó su comportamiento en el período de tiempo comprendido entre los meses de marzo y abril del 2019 se seleccionó como día promedio el miércoles 3 de abril de 2019. En la figura 3.9 se puede apreciar la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corriente de fase, obteniéndose un ajuste de las cargas muy bueno respecto a los gráficos medidos en un día característico por el interruptor principal.

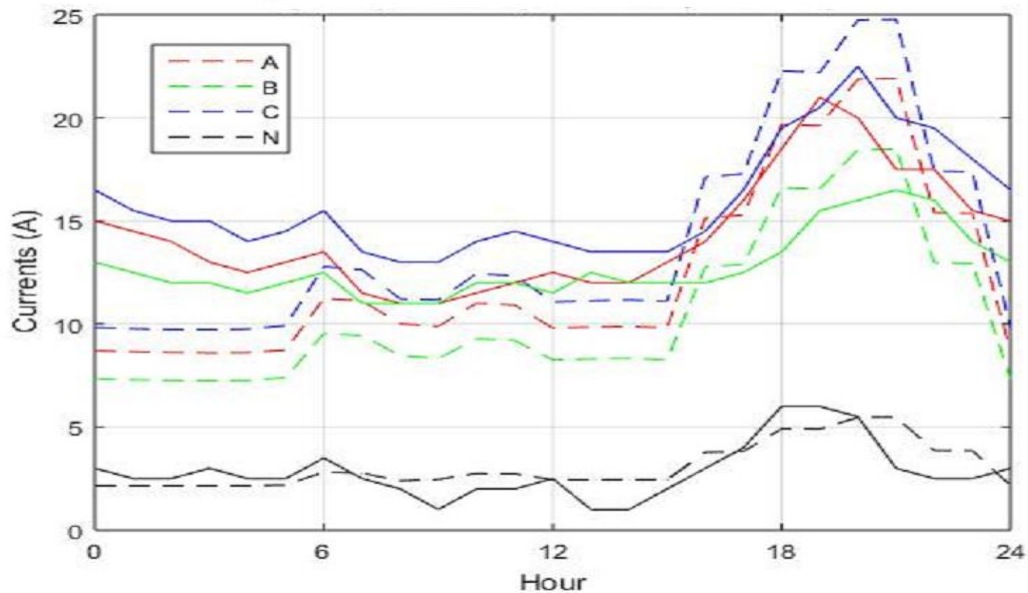


Figura 3.9 Ajuste de gráfico de carga en el circuito 17

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 1,6687 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza los 2,8834 A. Como se puede apreciar las pérdidas y la corriente por el neutro en este circuito son muy pequeñas por lo que la variante q se escoja no va a tener grandes cambios. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Debe seleccionarse una variante que con pocas reconexiones garantice una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía, atendiendo a esto se seleccionó la variante # 9. En la figura 3.10 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

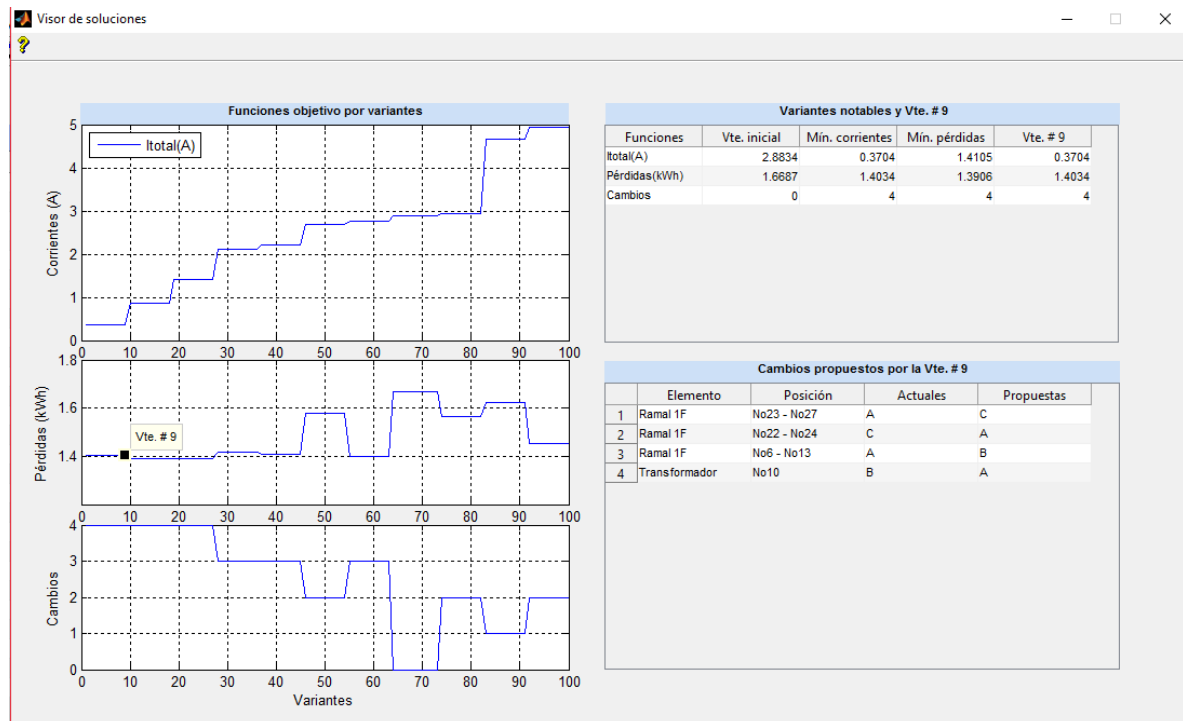


Figura 3.10 Variantes de balanceo para el circuito 17

Al analizar los resultados obtenidos para la variante seleccionada, se observa que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 2,513 A, las pérdidas de

energía deben reducirse 0,2653 kWh/día y solo deben efectuarse 4 cambios, con los cuales no se logra gran diferencia en cuanto a las pérdidas ya q estas son insignificantes, pero sin embargo la corriente por el neutro disminuye considerablemente. En la figura 3.11 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

*Cto.17 Cupet 13 kV*

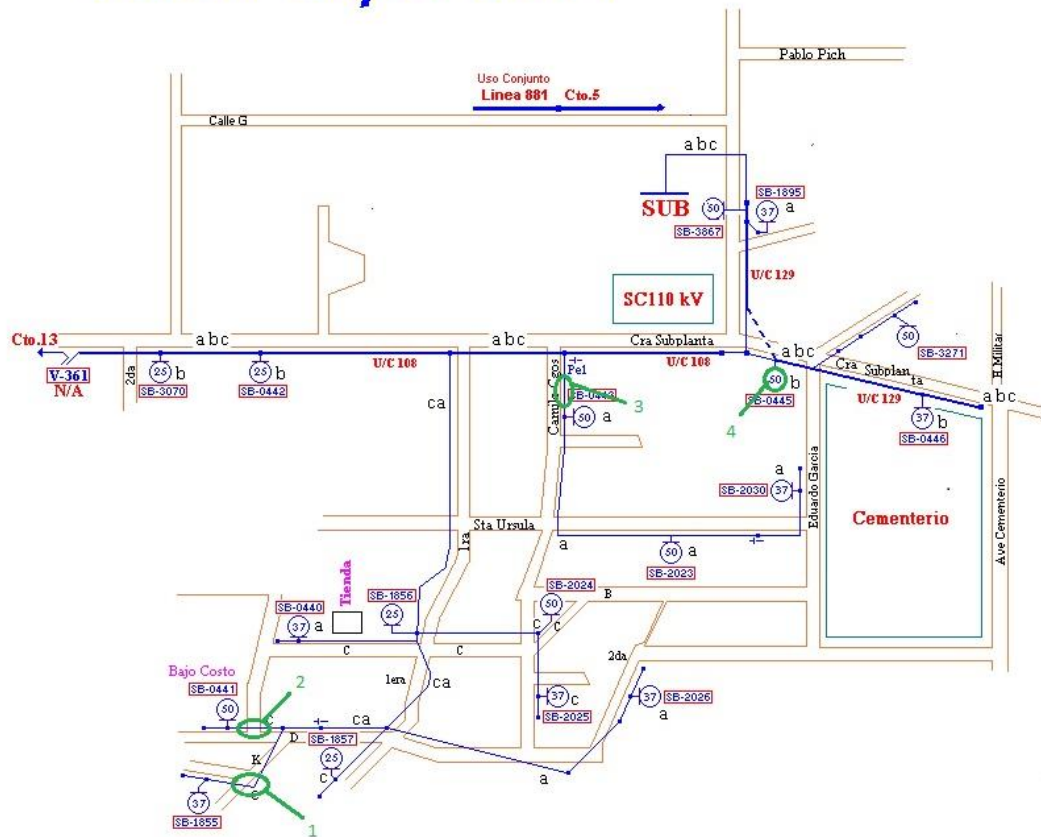


Figura 3.11: Cambios propuestos para el circuito 17.

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

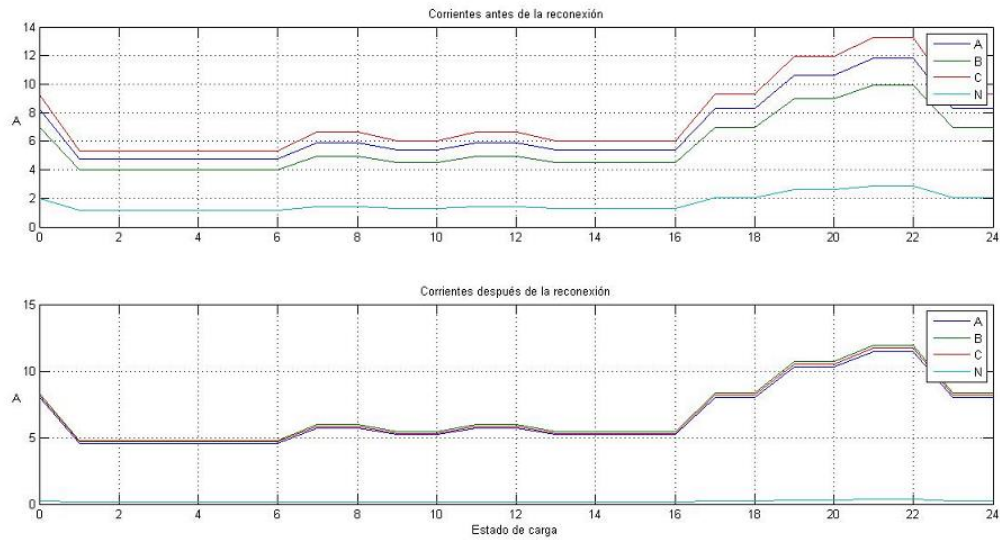


Figura 3.12 Corrientes estimadas antes y después del balanceo

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

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

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

- ✓ Al realizar el celaje de los circuitos en estudio se pudo comprobar que se encontraban totalmente desactualizados.
- ✓ En los circuitos analizados fue necesario estimar las cargas mediante el programa de estimación debido a que solo se tenían las mediciones de los NULEC.
- ✓ Se logró realizar una estimación en la cual se obtienen gráficos de carga muy semejantes a los medidos por los interruptores principales de los diferentes circuitos, y aunque esta estimación puede tener cierto error con respecto a los valores reales, los resultados obtenidos en la práctica muestran que es bastante buena.
- ✓ El programa de balanceo 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.
- ✓ Para lograr resultados de mayor calidad debe reducirse el tiempo entre la toma de datos y la ejecución del balanceo, pues de esta manera se evita en lo posible las modificaciones en el circuito.
- ✓ Las variantes de balanceo seleccionadas permiten en todos los casos reducir la circulación de corriente por el conductor neutro y las pérdidas de energía, lo que conlleva a una operación más eficiente de los circuitos analizados.

### **Recomendaciones**

- ✓ Actualizar las bases de datos de los diferentes circuitos de distribución primaria de la ciudad de santa clara para posteriores estudios.
- ✓ Aplicar los cambios propuestos por el programa de balanceo para el circuito 3 principalmente.
- ✓ Extender el estudio a otros circuitos de la provincia en aras de poder balancear la mayor parte de los circuitos primarios, y de esta forma lograr un servicio más eficiente.
- ✓ Realizar tomas de carga en los transformadores para facilitar el proceso de estimación y balanceo, dando resultados más cercanos a los reales.
- ✓ Utilizar al máximo las potencialidades del programa de balanceo y realizar el balance de los circuitos en diferentes puntos cuando sea pertinente.
- ✓ Realizar una evaluación previa detallada de las variantes a utilizar, con el fin de conocer su disponibilidad real

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. D. F. Dotres, "Ajuste de las derivaciones de los transformadores," Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [2] R. C. V. Sanabria, "Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria," Pontificia Universidad Católica de Chile, 1993.
- [3] C. H. Ramirez, "Redes y Sistemas Eléctricos," p. 14, 1984.
- [4] L. G. G. Sánchez, "Localización Óptima de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Trifásicos con Carga Variable en el Tiempo utilizando el Método de Monte Carlo," *Memoria, Universidad de Barcelona*, 2012.
- [5] T. A. Short, "Electric Power Distribution Handbook," B. Raton. New York, p. 24, 2004.
- [6] L. C. Fernández, "Sistemas Electroenergéticos," *Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas*, vol. 1, 1977.
- [7] I. P. Abril, "Optimización del balance de carga en circuitos de distribución primaria; Optimization of the Load Balance on Primary Distribution circuits," *Ingeniería Energética*, vol. 30, pp. 46-54, 2009.
- [8] L. C. Fernández and J. L. Jassa, "La representación de las cargas y el análisis de los circuitos de distribución," *Ingeniería Energética*, vol. 23, pp. 27-32, 2002.
- [9] P. Issouribehere, J. C. Barbero, and G. A. Barbera, "Estudio Comparativo de las diferentes definiciones de los Factores de Desbalance de Tensiones y Corrientes en los Sistemas Trifásicos," in *XIII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE (Misiones, Argentina, 2009)*, 2009.

- [10] "Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos," *ECAMEC Tecnología*, septiembre de 2009.
- [11] G. Casaravilla and V. Echinope, "Desbalances. Estudio de alternativas para su estimación," *Instituto de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República*, 2009.
- [12] T. A. Short, "Electric Power Distribution Handbook," *B. Raton. New York*, p. 27, 2004.
- [13] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases," *Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara*, mayo de 2016.
- [14] L. D. A. Auguglio, and M. Giuseppe, "Minimum losses reconfiguration of MV distribution networks through local control of tieswitches," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, p. 762771, 2003.
- [15] R. G. H. Salazar, 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.
- [16] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," *Electric Power and Energy Systems*, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [17] C.-F. C. J.-P. Chiou, 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.
- [18] C.-F. C. C.-T. Su, 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.
- [19] M. C. Z. Jinxiang, and Z. Chang, "Phase Balancing using Mixed Integer Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1487-1492, 1998.
- [20] B. G. Z. Jinxiang, and MY. Chow, "Phase Balancing using Simulated Annealing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1508-1513, 1999.
- [21] J. C. G. A. Ruiz, 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.

- [22] T.-H. C. a. 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.
- [23] R. P. B. M. Dilek, 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.
- [24] C.-S. C. C.-H. Lin, 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.
- [25] C.-S. C. C.-H. Lin, 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.
- [26] C.-S. C. M.-Y. Huang, 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.
- [27] C.-S. C. C.-H. Lin, 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.
- [28] M. W. S. A. Ukil, and J. Jordaan, "Feeder Load Balancing using Neural Network," *Lecture Notes in Computer Science, Springer*, vol. 39, no.72, pp. 1311-1316, 2006.
- [29] D. V. N. M. W. Siti, A. A. Jimoh, and A. Ukil, "Reconfiguration and Load Balancing in the LV and MV Distribution Networks for Optimal Performance," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, pp. 2534-2540, 2007.
- [30] M. W. S. A. Ukil, and J. Jordaan, "Feeder load balancing using combinatorial optimization-based heuristic method," *13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, IEEE*, pp. 1-6, 2008.
- [31] A. U. a. 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.

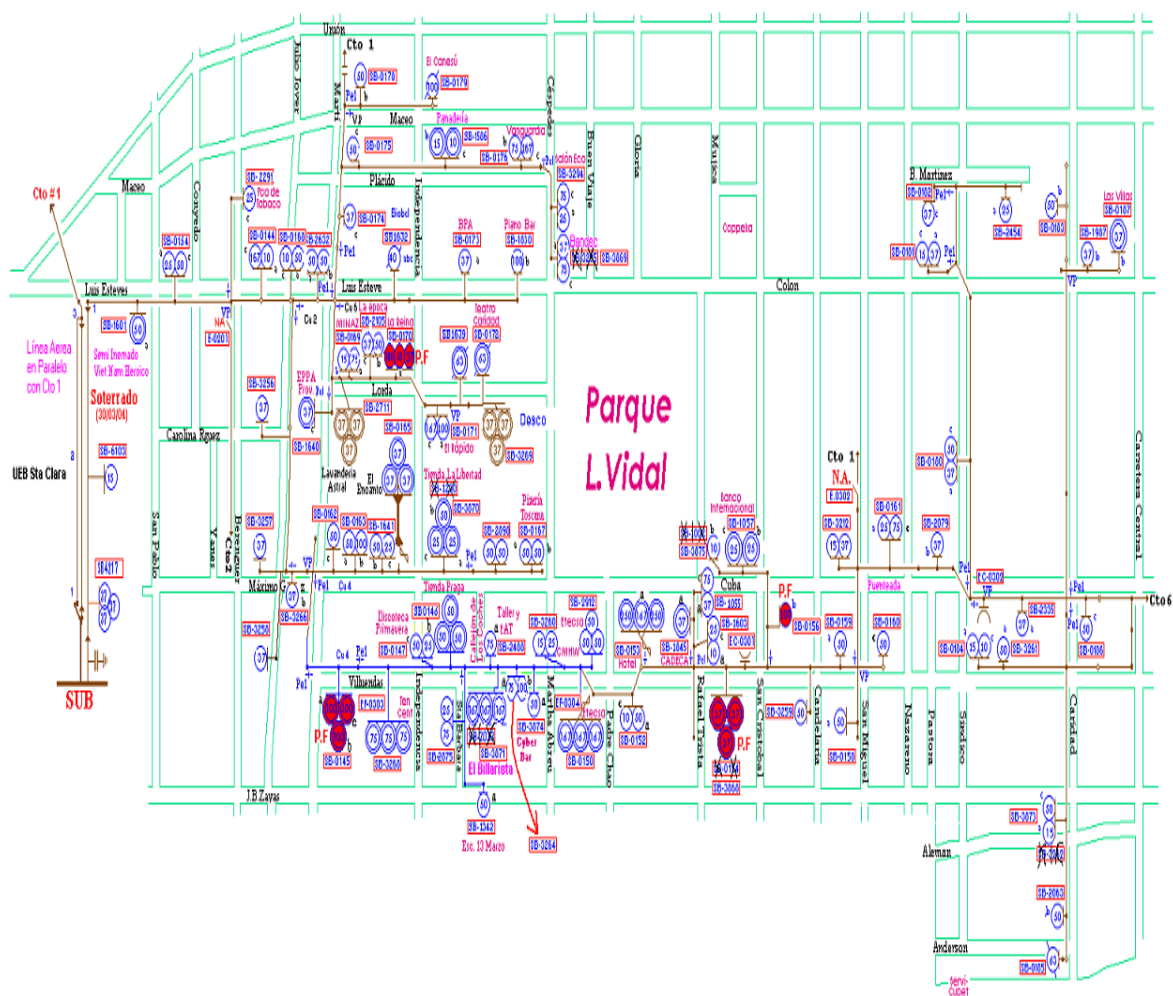
- [32] A. S. N. Gupta, and K. R. Niazi, "A novel strategy for phase balancing in threephase four-wire distribution systems," *IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego (CA)*, pp. 1-7, 2011.
- [33] R. A. H. a. S. H. Soltani, "Fuzzy Optimal Phase Balancing of Radial and Meshed Distribution Networks Using BF-PSO Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 47-57, 2012.
- [34] a. S. H. S. R. A. Hooshmand, "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.
- [35] 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.
- [36] L. L. M. Sathiskumar, and S. Thiruvankadam, "A self adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, no. 1, pp. 91-97, 2012.
- [37] M. S. G. Mahendran, 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.
- [38] S. S. K. Wang, and T. G. Robertazzi, "Phase balancing algorithms," *Electric Power Systems Research*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.
- [39] A. S. N. Gupta, 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.
- [40] 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.

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

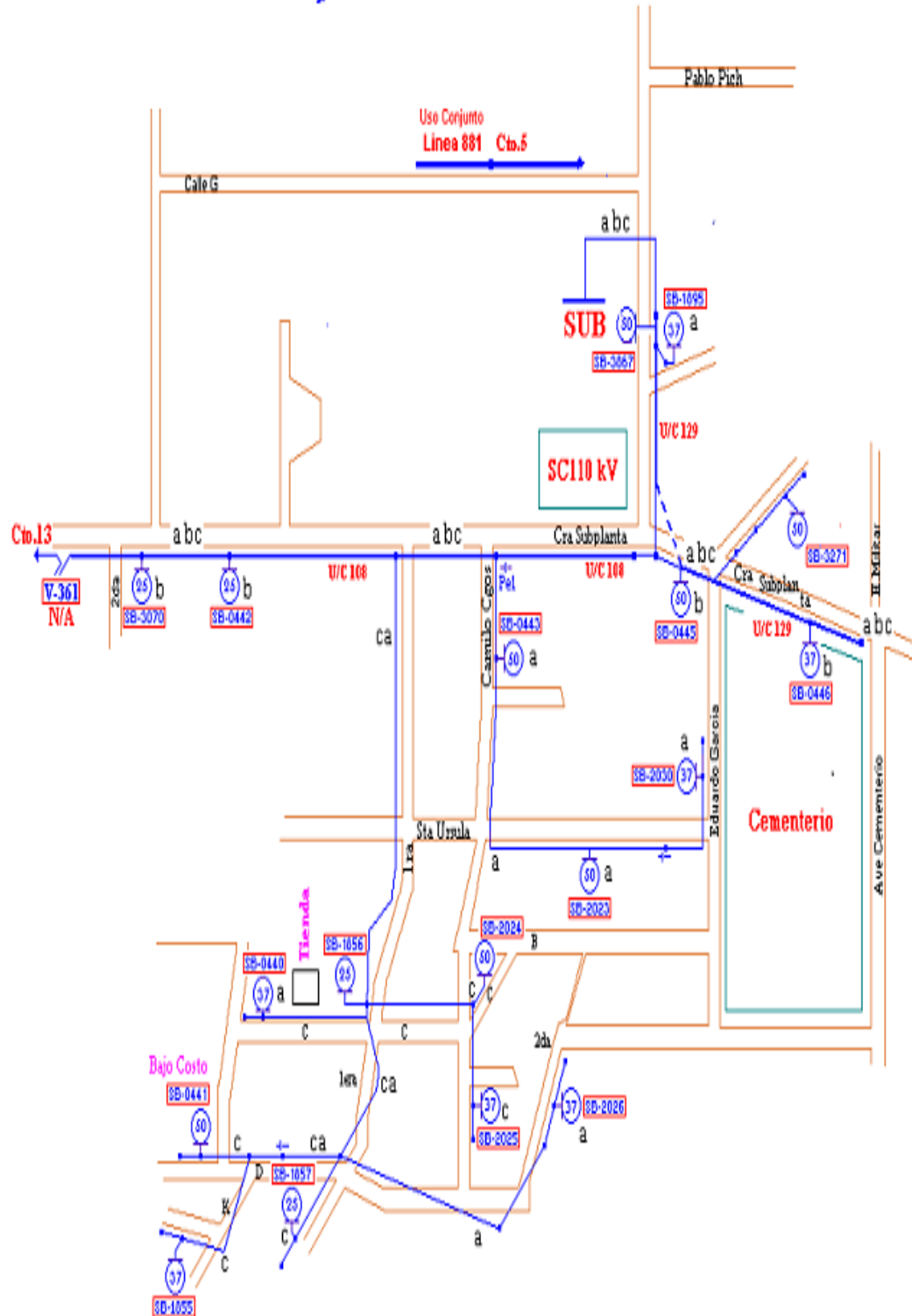
## ANEXOS

## Anexo I Planos actualizados de los circuitos

## 4kV Santa Clara Cto # 3



# Cto.17 Cupet 13 kV



**Anexo II Base de datos para el circuito 3**

| N1   | N2     | Fases | CFase  | CNeutro | Long | Carga | Fases | P1    | Q1    | P3    | Q3    | Grafico     |
|------|--------|-------|--------|---------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------|
| No1  | No2    | ABC   | CN2 /0 | CN6     | 130  | 1T    | C     | 32,51 | 22,81 | 0     | 0     | Residencial |
| No2  | No4    | ABC   | CN2 /0 | CN6     | 160  | 2T    | AC    | 6,58  | 4,62  | 28,16 | 19,75 | Mixta3      |
| No4  | No5    | ABC   | CN2 /0 | CN6     | 90   |       |       | 0     | 0     | 0     | 0     |             |
| No5  | Fcatab | ABC   | CN2 /0 | CN6     | 70   | 1T    | C     | 16,26 | 11,4  | 0     | 0     | Mixta3      |
| No5  | No8    | ABC   | CN2 /0 | CN6     | 90   | 2T    | AB    | 45,95 | 32,24 | 6,94  | 4,87  | Mixta3      |
| No8  | No9    | ABC   | CN2 /0 | CN6     | 90   |       |       | 0     | 0     | 0     | 0     |             |
| No9  | No10   | ABC   | CN2    | CN6     | 60   | 2T    | BC    | 24,23 | 17,01 | 11,26 | 7,9   | Residencial |
| No10 | No11   | ABC   | CN2    | CN6     | 60   |       |       | 0     | 0     | 0     | 0     |             |
| No11 | No12   | ABC   | CN6    | CN6     | 60   | 1T    | A     | 11,11 | 7,79  | 0     | 0     | Residencial |
| No12 | No13   | ABC   | CN6    | CN6     | 40   |       |       | 0     | 0     | 0     | 0     |             |
| No13 | No14   | ABC   | CN6    | CN6     | 80   | 2T    | BA    | 17,41 | 12,22 | 5,13  | 3,6   | Mixta3      |
| No14 | No15   | ABC   | CN6    | CN6     | 40   | 2T    | BA    | 3,26  | 2,29  | 5,13  | 3,6   | Mixta3      |

|          |      |     |     |     |    |    |     |           |           |           |           |                 |
|----------|------|-----|-----|-----|----|----|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------|
| No1<br>5 | No16 | ABC | CN6 | CN6 | 60 | 2T | BA  | 46,<br>73 | 32,<br>8  | 38,4<br>8 | 27        | Mixta3          |
| No1<br>6 | No17 | ABC | CN6 | CN6 | 50 | 2T | AB  | 7,8<br>9  | 5,5<br>3  | 26,0<br>2 | 18,2<br>6 | Mixta3          |
| No1<br>7 | No3  | AB  | CN4 | CN6 | 50 | 2T | BA  | 2,6<br>5  | 1,8<br>6  | 2,57      | 1,8       | Mixta3          |
| No1<br>3 | No18 | ABC | CN6 | CN6 | 80 |    |     | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No1<br>8 | No20 | ABC | CN6 | CN6 | 60 | 1T | A   | 14,<br>81 | 10,<br>39 | 0         | 0         | Residen<br>cial |
| No2<br>0 | No21 | ABC | CN6 | CN6 | 80 | TT |     | 0         | 0         | 43,4<br>2 | 30,4<br>6 | Mixta3          |
| No1<br>1 | No22 | ABC | CN6 | CN6 | 80 | TT |     | 0         | 0         | 17,3<br>7 | 12,1<br>9 | Mixta3          |
| No2<br>2 | No23 | ABC | CN6 | CN6 | 60 | 1T | C   | 48,<br>77 | 34,<br>21 | 0         | 0         | Residen<br>cial |
| No2<br>3 | No6  | B   | CN6 | CN6 | 50 | 1T | B   | 40,<br>06 | 28,<br>12 | 0         | 0         | Mixta3          |
| No1<br>1 | No24 | ABC | CN6 | CN6 | 90 |    |     | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No2<br>4 | No25 | ABC | CN6 | CN6 | 50 | 1T | C   | 24,<br>39 | 17,<br>11 | 0         | 0         | Mixta3          |
| No2<br>4 | No26 | ABC | CN6 | CN6 | 30 | 2T | CB  | 45,<br>26 | 31,<br>75 | 6,94      | 4,87      | Mixta3          |
| No2<br>6 | No27 | ABC | CN6 | CN6 | 50 | 3T | CAB | 48,<br>77 | 34,<br>21 | 0         | 0         | Mixta3          |

|            |             |     |           |     |     |    |     |           |           |           |           |                 |
|------------|-------------|-----|-----------|-----|-----|----|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------|
| No2<br>7   | No28        | ABC | CN6       | CN6 | 30  | 2T | AC  | 0         | 0         | 85,6<br>7 | 60,1<br>1 | Mixta3          |
| No2<br>8   | No29        | ABC | CN6       | CN6 | 30  | TT |     | 0         | 0         | 27,3<br>5 | 19,1<br>9 | Mixta3          |
| No2<br>9   | No30        | ABC | CN6       | CN6 | 30  | TT |     | 0         | 0         | 27,3<br>5 | 19,1<br>9 | Mixta3          |
| No2<br>6   | No7         | ABC | CN6       | CN6 | 26  | 1T | A   | 11,<br>11 | 7,7<br>9  | 0         | 0         | Mixta3          |
| No9        | No31        | ABC | CN2<br>/0 | CN6 | 210 |    |     | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No3<br>1   | No32        | ABC | CN2       | CN6 | 30  | 1T | A   | 14,<br>81 | 10,<br>39 | 0         | 0         | Residen<br>cial |
| No3<br>2   | No33        | ABC | CN2       | CN6 | 50  | 2T | BC  | 8,3<br>8  | 5,8<br>9  | 56,3<br>2 | 39,5      | Mixta3          |
| No3<br>3   | No34        | ABC | CN2       | CN6 | 30  | 1T | B   | 20,<br>03 | 14,<br>06 | 0         | 0         | Mixta3          |
| No3<br>4   | No35        | ABC | CN4       | CN6 | 30  |    |     | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No3<br>5   | No36        | ABC | CN4       | CN6 | 20  | 3T | ABC | 0         | 0         | 33,3<br>2 | 23,3<br>8 | Mixta3          |
| No3<br>5   | tiend<br>a  | ABC | CN4       | CN6 | 30  | 3T | BAC | 30,<br>05 | 21,<br>09 | 0         | 0         | Mixta3          |
| tien<br>da | tosca<br>na | ABC | CN4       | CN6 | 70  | 2T | BC  | 0         | 0         | 34,6<br>9 | 24,3<br>5 | Mixta3          |
| No3<br>1   | No39        | ABC | CN4       | CN6 | 70  | 3T | BAC | 60,<br>09 | 42,<br>17 | 0         | 0         | Mixta3          |

|          |             |     |           |     |     |    |     |           |           |            |            |                 |
|----------|-------------|-----|-----------|-----|-----|----|-----|-----------|-----------|------------|------------|-----------------|
| No3<br>9 | No40        | ABC | CN2<br>/0 | CN6 | 50  | 2T | AB  | 5,2<br>6  | 3,6<br>9  | 17,3<br>5  | 12,1<br>7  | Residen<br>cial |
| No4<br>0 | No41        | ABC | CN4       | CN6 | 20  | 3T | ABC | 0         | 0         | 66,6<br>4  | 46,7<br>6  | Mixta3          |
| No4<br>0 | No42        | ABC | CN2<br>/0 | CN6 | 90  | 3T | ABC | 0         | 0         | 44,4<br>3  | 31,1<br>7  | Mixta3          |
| No4<br>2 | No43        | ABC | CN2<br>/0 | CN6 | 20  |    |     | 0         | 0         | 0          | 0          |                 |
| No4<br>3 | escu<br>ela | C   | CN4       | CN6 | 110 | 1T | C   | 32,<br>51 | 22,<br>81 | 0          | 0          | Mixta3          |
| No4<br>3 | No45        | ABC | CN0       | CN6 | 40  | 2T | AC  | 0         | 0         | 51,3       | 36         | Residen<br>cial |
| No4<br>5 | No46        | ABC | CN0       | CN6 | 50  | 1T | C   | 32,<br>51 | 22,<br>81 | 0          | 0          | Mixta3          |
| No4<br>6 | No47        | ABC | CN0       | CN6 | 70  |    |     | 0         | 0         | 0          | 0          |                 |
| No4<br>7 | CMH<br>W    | ABC | CN4       | CN6 | 20  | 3T | ABC | 0         | 0         | 44,4<br>3  | 31,1<br>7  | Mixta3          |
| No4<br>7 | No49        | ABC | CN4       | CN6 | 20  | 3T | ABC | 0         | 0         | 148,<br>39 | 104,<br>12 | Mixta3          |
| No4<br>7 | No50        | ABC | CN2       | CN6 | 50  | 2T | BA  | 17,<br>41 | 12,<br>22 | 5,13       | 3,6        | Mixta3          |
| No5<br>0 | No51        | ABC | CN4       | CN6 | 10  | 3T | ABC | 0         | 0         | 222,<br>14 | 155,<br>87 | Mixta3          |
| No5<br>0 | No52        | ABC | CN2       | CN6 | 40  |    |     | 0         | 0         | 0          | 0          |                 |

|          |      |     |     |     |     |    |     |           |           |           |           |                 |
|----------|------|-----|-----|-----|-----|----|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------|
| No5<br>2 | No53 | BC  | CN6 | CN6 | 30  | 2T | BC  | 3,8<br>3  | 2,6<br>9  | 11,2<br>6 | 7,9       | Mixta3          |
| No5<br>3 | No54 | BC  | CN4 | CN6 | 50  | 2T | BC  | 17        | 11,<br>94 | 42,2<br>4 | 29,6<br>3 | Mixta3          |
| No5<br>2 | No55 | ABC | CN2 | CN6 | 40  | 3T | BCA | 6,4<br>7  | 4,5<br>5  | 47,1<br>5 | 33,0<br>7 | Mixta3          |
| No5<br>5 | No56 | ABC | CN4 | CN6 | 0   |    |     | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No5<br>6 | No57 | ABC | CN4 | CN6 | 40  | 2T | BA  | 37,<br>47 | 26,<br>3  | 5,13      | 3,6       | Residen<br>cial |
| No5<br>7 | No58 | ABC | CN4 | CN6 | 70  | 2T | AB  | 3,6<br>6  | 2,5<br>7  | 6,94      | 4,87      | Mixta3          |
| No5<br>8 | No59 | ABC | CN4 | CN6 | 50  | 1T | B   | 4,0<br>1  | 2,8<br>1  | 0         | 0         | Mixta3          |
| No5<br>6 | No60 | ABC | CN4 | CN6 | 140 | 1T | B   | 20,<br>03 | 14,<br>06 | 0         | 0         | Residen<br>cial |
| No6<br>0 | No61 | ABC | CN4 | CN6 | 30  |    |     | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No6<br>1 | No62 | ABC | CN4 | CN6 | 50  | 2T | CB  | 28,<br>98 | 20,<br>33 | 6,94      | 4,87      | Mixta3          |
| No6<br>1 | No63 | ABC | CN4 | CN6 | 50  | 1T | A   | 14,<br>81 | 10,<br>39 | 0         | 0         | Residen<br>cial |
| No6<br>1 | No64 | ABC | CN4 | CN6 | 90  |    |     | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No6<br>4 | No66 | ABC | CN4 | CN6 | 70  | 2T | BC  | 14,<br>82 | 10,<br>41 | 28,1<br>6 | 19,7<br>5 | Mixta3          |

|          |      |     |     |     |     |    |    |           |           |           |           |                 |
|----------|------|-----|-----|-----|-----|----|----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------|
| No6<br>6 | No67 | ABC | CN4 | CN6 | 150 |    |    | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No6<br>7 | No68 | BC  | CN4 | CN6 | 50  | 2T | BC | 10,<br>97 | 7,7       | 16,8<br>9 | 11,8<br>5 | Residen<br>cial |
| No6<br>8 | No69 | BC  | CN4 | CN6 | 50  |    |    | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No6<br>9 | No70 | BC  | CN4 | CN6 | 80  | 2T | CB | 18,<br>99 | 13,<br>32 | 10,4<br>1 | 7,3       | Residen<br>cial |
| No6<br>9 | No71 | BC  | CN4 | CN6 | 100 | 2T | BC | 34,<br>3  | 24,<br>07 | 11,2<br>6 | 7,9       | Residen<br>cial |
| No6<br>7 | No72 | ABC | CN4 | CN6 | 100 |    |    | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No7<br>2 | No76 | ABC | CN4 | CN6 | 90  |    |    | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No7<br>6 | No77 | ABC | CN4 | CN6 | 50  | 1T | B  | 20,<br>03 | 14,<br>06 | 0         | 0         | Residen<br>cial |
| No7<br>7 | No78 | ABC | CN4 | CN6 | 50  | 2T | BC | 0         | 0         | 10,4<br>1 | 7,3       | Mixta3          |
| No7<br>6 | No79 | ABC | CN4 | CN6 | 200 | TT |    | 0         | 0         | 27,3<br>5 | 19,1<br>9 | Mixta3          |
| No7<br>2 | No80 | ABC | CN4 | CN6 | 60  | 1T | A  | 11,<br>11 | 7,7<br>9  | 0         | 0         | Residen<br>cial |
| No7<br>2 | No73 | ABC | CN4 | CN6 | 90  |    |    | 0         | 0         | 0         | 0         |                 |
| No7<br>3 | No74 | ABC | CN4 | CN6 | 60  | 1T | A  | 14,<br>81 | 10,<br>39 | 0         | 0         | Residen<br>cial |

|          |      |     |     |     |    |    |   |           |          |   |   |        |
|----------|------|-----|-----|-----|----|----|---|-----------|----------|---|---|--------|
| No7<br>3 | No75 | ABC | CN4 | CN6 | 80 | 1T | A | 11,<br>11 | 7,7<br>9 | 0 | 0 | Mixta3 |
|----------|------|-----|-----|-----|----|----|---|-----------|----------|---|---|--------|

### Anexo III Base de datos para el circuito 17

| N1       | N2       | Fase<br>s | CFas<br>e | CNeutr<br>o | Lon<br>g | Carg<br>a | Fase<br>s | P1        | Q1   | P<br>3 | Q<br>3 | Grafico           |
|----------|----------|-----------|-----------|-------------|----------|-----------|-----------|-----------|------|--------|--------|-------------------|
| No1      | No2      | ABC       | A70       | CN6         | 120      |           |           | 0         | 0    | 0      | 0      |                   |
| No2      | No3      | ABC       | A70       | CN6         | 54       |           |           | 0         | 0    | 0      | 0      |                   |
| No3      | No4      | ABC       | A70       | CN6         | 48       |           |           | 0         | 0    | 0      | 0      |                   |
| No4      | No5      | ABC       | A70       | CN6         | 52       |           |           | 0         | 0    | 0      | 0      |                   |
| No5      | No6      | ABC       | A70       | CN6         | 38       |           |           | 0         | 0    | 0      | 0      |                   |
| No6      | No7      | ABC       | A70       | CN6         | 97       |           |           | 0         | 0    | 0      | 0      |                   |
| No7      | No8      | ABC       | A70       | CN6         | 73       | 1T        | B         | 11,6<br>9 | 7,05 | 0      | 0      | Residencia<br>I-1 |
| No8      | No1<br>6 | ABC       | A70       | CN6         | 145      | 1T        | B         | 11,6<br>9 | 7,05 | 0      | 0      | Residencia<br>I-1 |
| No1<br>6 | No1<br>9 | ABC       | A70       | CN6         | 23       |           |           | 0         | 0    | 0      | 0      |                   |
| No7      | No1<br>8 | CA        | A35       | CN6         | 218      | 1T        | A         | 6,95      | 4,18 | 0      | 0      | Residencia<br>I-1 |
| No1<br>8 | No1<br>7 | C         | A35       | CN6         | 89       |           |           | 0         | 0    | 0      | 0      |                   |

|          |          |    |     |     |     |    |   |           |           |   |   |                   |
|----------|----------|----|-----|-----|-----|----|---|-----------|-----------|---|---|-------------------|
| No1<br>7 | No2<br>0 | C  | A35 | CN6 | 32  | 1T | C | 45,0<br>3 | 27,1      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No1<br>7 | No2<br>8 | C  | A35 | CN6 | 62  | 1T | C | 33,7<br>7 | 20,3<br>2 | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No1<br>8 | No2<br>2 | CA | A35 | CN6 | 74  |    |   | 0         | 0         | 0 | 0 |                   |
| No2<br>2 | No2<br>3 | CA | A35 | CN6 | 60  |    |   | 0         | 0         | 0 | 0 |                   |
| No2<br>3 | No2<br>6 | A  | A35 | CN6 | 52  | 1T | A | 13,9      | 8,36      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No2<br>3 | No2<br>7 | A  | A35 | CN6 | 72  | 1T | A | 10,4<br>2 | 6,27      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No2<br>2 | No2<br>4 | C  | A35 | CN6 | 25  | 1T | C | 22,5<br>1 | 13,5<br>5 | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No2<br>2 | No2<br>5 | A  | A35 | CN6 | 143 | 1T | A | 10,4<br>2 | 6,27      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No1<br>8 | No2<br>1 | A  | A35 | CN6 | 197 | 1T | A | 10,4<br>2 | 6,27      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No6      | No1<br>3 | A  | A35 | CN6 | 51  | 1T | A | 13,9      | 8,36      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No1<br>3 | No1<br>4 | A  | A35 | CN6 | 187 | 1T | A | 13,9      | 8,36      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No1<br>4 | No1<br>5 | A  | A35 | CN6 | 138 | 1T | A | 10,4<br>2 | 6,27      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |

|          |          |     |     |     |     |    |   |           |           |   |   |                   |
|----------|----------|-----|-----|-----|-----|----|---|-----------|-----------|---|---|-------------------|
| No4      | No1<br>0 | ABC | A70 | CN6 | 63  | 1T | B | 23,3<br>9 | 14,1      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No1<br>0 | No1<br>1 | ABC | A70 | CN6 | 102 |    |   | 0         | 0         | 0 | 0 |                   |
| No1<br>1 | No1<br>2 | ABC | A70 | CN6 | 100 | 1T | B | 11,6<br>9 | 7,05      | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |
| No2      | No9      | B   | A70 | CN6 | 17  | 1T | B | 17,5<br>4 | 10,5<br>7 | 0 | 0 | Residencia<br>I-1 |