



**UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS**  
**VERITATE SOLA NOVIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948**

Facultad de Ingeniería Eléctrica  
Departamento de Electroenergética

*Trabajo de Diploma*

**Título: Balanceo de circuitos de distribución primaria 6, 31 y 162 de Santa Clara**

**Autor:** Osniel López Ruiz

**Tutor:** Dr. C. Ignacio Pérez Abril

**Cotutor:** Ing. Reinier Herrera Casanova

**Santa Clara**

**2017**

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

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Departamento de Electroenergética**



**TRABAJO DE DIPLOMA**

**Título: Balanceo de circuitos de distribución primaria 6, 31 y 162 de Santa Clara**

**Autor:** Osniel López Ruiz

Email: olruiz@uclv.cu

**Tutor:** Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Profesor Titular, Centro de Estudios Electroenergéticos  
Facultad de Ingeniería Eléctrica

Email: iperez@uclv.edu.cu

**Cotutor:** Ing. Reinier Herrera Casanova

Email: rhcasanova@uclv.cu

**Santa Clara**

**2017**

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

---

Firma del Autor

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

---

Firma del Autor

---

Firma del Jefe de Departamento  
donde se defiende el trabajo

---

Firma del Responsable de  
Información Científico-Técnica

## **PENSAMIENTO**

``No basta saber, se debe también aplicar. No es suficiente querer, se debe también hacer.``

Johann Wolfgang Goethe

## **DEDICATORIA**

A mis padres, a mi familia y a todas las personas que amo principalmente a mi abuela Isabel.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi mamá y a mi papá por apoyarme y a ayudarme durante toda mi vida y por supuesto por el amor y cariño que siempre me han dado.

A todas las personas que amo y que siempre me han apoyado

A todos mis amigos y compañeros que siempre estuvieron ahí para mi cuando lo necesitaba.

A mi tutor el Dr. C. Ignacio Pérez, por todo el apoyo que me ha brindado en la realización de este trabajo.

A todas las personas de la Empresa Eléctrica que me brindaron su ayuda en los momentos difíciles.

## TAREAS TÉCNICAS

Para alcanzar los objetivos propuestos en este trabajo se deben llevar a cabo las siguientes tareas:

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

---

Firma del Autor

---

Firma del Tutor

## RESUMEN

El desbalance entre las corrientes de fase que se presenta en los circuitos de distribución primaria se debe a la utilización de bancos de transformadores asimétricos y de transformadores de distribución monofásicos, así como al uso de ramales de dos fases y neutro, o de una fase y neutro. Esto 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, provoca 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 de este trabajo consiste en desarrollar un método que reduzca al mínimo la circulación de corriente por el conductor neutro, y minimice las pérdidas de energía a lo largo del circuito de distribución primaria realizando las reconexiones mínimas necesarias de los ramales monofásicos y de transformadores individuales. Para el balanceo de los circuitos se utiliza el algoritmo NSGA-II de optimización multiobjetivo y se realiza un estudio de tres circuitos de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara para comprobar la efectividad del método empleado.

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I: DESBALANCE EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....	4
<b>1.1 Particularidades de los circuitos de distribución.</b> .....	4
<b>1.1.1 Clasificación de los Sistemas de Distribución</b> .....	5
<b>1.1.2 Características más importantes de los circuitos radiales</b> .....	6
<b>1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba.</b> .....	6
<b>1.3 Definiciones de desbalance.</b> .....	7
<b>1.3.1 Alternativas para la estimación.</b> .....	8
<b>1.4 Orígenes del desbalance.</b> .....	10
<b>1.5 Consecuencias del desbalance.</b> .....	10
<b>1.6 Normas para limitar el índice de desbalance.</b> .....	11
<b>1.7 Situación del desbalance en Santa Clara.</b> .....	12
<i>CAPÍTULO II: PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA</i> .....	15
<b>2.1 Fundamentación técnica del Estimador</b> .....	15
<b>2.1.1 Ajuste de cargas</b> .....	16
<b>2.1.2 Transformadores trifásicos</b> .....	18
<b>2.1.3 Bancos de tres transformadores Y-<math>\Delta</math></b> .....	18
<b>2.1.4 Bancos de dos transformadores</b> .....	20
<b>2.1.5 Transformadores monofásicos.</b> .....	21

<b>2.1.6 Algoritmo de ajuste de las cargas</b> .....	21
<b>2.1.7 Algoritmo de estimación</b> .....	22
<b>2.2 Fundamentación técnica del Programa de Balanceo</b> .....	23
<b>2.2.1 Formulación del problema</b> .....	26
<b>2.2.2 Funciones objetivo</b> .....	30
<b>2.2.3 Implementación del NSGA-II</b> .....	32
<b>CAPÍTULO III: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS</b> .....	34
<b>3.1 Análisis del Circuito 6</b> .....	35
<b>3.2 Análisis del Circuito 31</b> .....	41
<b>3.3 Análisis del Circuito 162.</b> .....	46
<b>CONCLUSIONES</b> .....	52
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	54
<b>ANEXOS</b> .....	59
<b>Anexo I: Planos actualizados de los circuitos</b> .....	59
<b>Anexo II: Base de datos para el circuito 6</b> .....	62
<b>Anexo III: Base de datos para el circuito 31</b> .....	66
<b>Anexo IV: Base de datos para el circuito 162</b> .....	71

## INTRODUCCIÓN

Para entregar a los usuarios la energía necesaria para su consumo a diario con la calidad y continuidad requerida es imprescindible una buena generación, transmisión y distribución. Debido al comportamiento variable de las cargas de los transformadores, el estado de los conductores y sus componentes asociados puede llegar a ocurrir desbalances tanto de voltaje como de corriente y traer consigo perturbaciones y a consecuencia disparos de los dispositivos de protección. El presente trabajo tratará sobre el desbalance en las redes de distribución primaria y se desarrollará un método que permita disminuirlo.

El balance perfecto de tensiones es técnicamente inalcanzable. El continuo cambio de cargas presentes en la red, causan una magnitud de desbalance en permanente variación. La mera conexión de cargas residenciales, de naturaleza monofásica, provocan un estado de carga en el sistema trifásico que no es equilibrado entre fases, de allí las caídas de tensión del sistema tampoco serán equilibradas dando por resultado niveles de tensión desiguales [1].

El uso de transformadores monofásicos, contribuye a acentuar el fenómeno del desequilibrio de carga entre las fases del circuito. Por otra parte, la práctica de explotación de estas redes y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores o la modificación de los ya existentes, lo que muchas veces se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito. Además, la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones de operación normal complica la detección de cortocircuitos a tierra a partir de protecciones de sobre corriente de neutro [2].

Se ha comprobado la existencia de un desbalance en tres circuitos de distribución primaria del municipio Santa Clara, gracias a las mediciones registradas por sus interruptores principales. Estos desequilibrios provocan un incremento de las pérdidas de potencia y energía en cada uno.

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

El objetivo del presente trabajo es dar continuidad al estudio de trabajos anteriores para seleccionar correctamente a qué fases de los circuitos primarios analizados se deben reconectar tanto los distintos transformadores y bancos de transformadores de distribución, como los ramales bifásicos y monofásicos, para que se minimicen las pérdidas de energía y se logre un mejor balance entre las corrientes de fases.

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

Basada en la caracterización de la situación problemática antes expuesta y derivada de esta, el problema científico que se enfrenta en la investigación radica en el desbalance de las líneas de distribución primaria en varios circuitos de Santa Clara por lo que nos planteamos como pregunta científica: ¿Cómo lograr el balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria?

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

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

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

1. Describir los métodos de balanceo de los circuitos de distribución primaria.
2. Obtener los datos necesarios mediante el celaje de los circuitos de estudio.

3. Elaborar un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.
4. Aplicar el programa de balanceo a varios circuitos y seleccionar las variantes más adecuadas.
5. Implementar los cambios propuestos por el programa.
6. Realizar mediciones antes y después de implementar dichos cambios.

Mediante la actualización de monolineales y obtención de datos de varios circuitos primarios a través de celajes realizados en los meses comprendidos entre enero y abril de 2016. Usando herramientas computacionales como el Radial y el NSGA-II permiten obtener el mínimo desbalance posible en las líneas de distribución primarias de algunos circuitos de las Santa Clara, aplicándose luego en la práctica con la ayuda de la Empresa Eléctrica.

Este trabajo cuenta con tres capítulos. El Capítulo I muestra las características de los circuitos de distribución y sus particularidades, el efecto del desbalance en ellos y la situación de las redes de distribución primaria en nuestra provincia. 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 para cada uno de los circuitos analizados.

# CAPÍTULO I: DESBALANCE EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.

## 1.1 Particularidades de los circuitos de distribución.

Los circuitos de distribución son los encargados de recibir la energía eléctrica de las líneas de transmisión o subtransmisión y entregarlas a los usuarios a la tensión adecuada, con la conveniente continuidad y calidad de suministro para los distintos usos. Es en esta parte donde se producen los porcentajes más grandes de pérdidas de energía en todas sus manifestaciones debido al gran volumen de elementos que lo conforman (alimentadores, transformadores, líneas y cables, capacitores y equipos de protección), y a los bajos niveles de tensión que se manejan [3, 4].

Aunque no todos los circuitos de distribución tienen las mismas configuraciones y longitudes, sí comparten características comunes. En la Figura 1.1 se muestra un típico circuito de distribución [5].

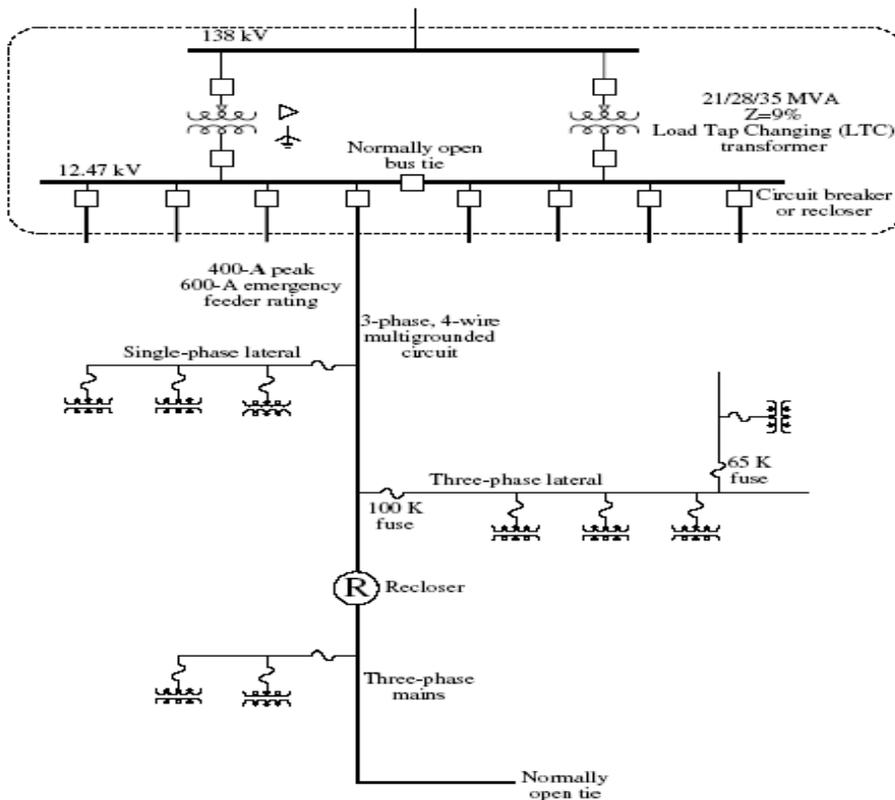


Figura 1.1. Típica subestación de distribución con uno de los varios alimentadores

mostrados. (Algunos de los taps laterales no se muestran).

Las redes de distribución presentan características muy particulares que los diferencian de las redes de transmisión. Entre estas se distinguen:

- topologías radiales,
- múltiples conexiones,
- cargas de distinta naturaleza,
- alta razón R/X (líneas de resistencia comparables a la reactancia),
- líneas sin transposiciones [4].

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, donde el flujo de potencia nace solo de un nodo. El nodo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red, en la misma se reduce la tensión del nivel de alta tensión al de media tensión [6].

La distribución se hace en el nivel de media tensión o en baja tensión. Los clientes residenciales o comerciales se alimentan en baja tensión y los clientes industriales, de acuerdo a sus requerimientos particulares, se alimentan en media tensión o baja tensión. Se consideran baja tensión los valores menores que 1 kV, media tensión a los comprendidos entre 1 kV y 35 kV, y alta tensión a valores superiores a 35 kV [6].

### **1.1.1 Clasificación de los Sistemas de Distribución**

- Según la carga: alumbrado público, industrial, comercial, residencial, mixta.
- Según la corriente: continua y alterna.
- Según la tensión: distribución primaria, distribución secundaria.
- Según su topología: radial o lazo.
- Según el número de conductores: bifilar, trifilar, a cuatro hilos, etc.
- Según el tipo de instalación: aérea o subterránea [4].

### **1.1.2 Características más importantes de los circuitos radiales**

- Su alimentación es por un solo extremo. Parten de una subestación y alimentan las cargas a lo largo de su recorrido, que puede ser por calles, carreteras y caminos.
- Son muy sencillos y son los más económicos desde el punto de vista constructivo.
- Su regulación de voltaje es muy baja (diferencia entre el valor máximo y mínimo).
- Su fiabilidad es baja, ya que una falla puede afectar a un gran número de clientes [7].

En estas redes se encuentran muchos tipos de conexiones: trifásicas, bifásicas, y monofásicas. Estas conexiones provocan desequilibrios de tensión y corriente debido a que es prácticamente imposible que las cargas estén repartidas equitativamente en cada una de las fases.

### **1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba.**

Los sistemas de distribución en el mundo han evolucionado hacia diferentes formas, las dos variantes principales son la norteamericana y la europea. Ambas son radiales, compuestas por similares elementos, las tensiones y las capacidades de transportación de potencia son iguales. Difieren entre sí principalmente en los diseños, las configuraciones, y aplicaciones.

El diseño de distribución cubano es muy similar al norteamericano. Los circuitos primarios parten de la subestación para realizar la distribución de la energía eléctrica hacia los consumidores en un área geográfica dada. Estos circuitos presentan topología radial [6]. 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 dos fases y neutro (bifásicos) o de una fase y neutro (monofásicos). La distribución secundaria emplea en lo fundamental un sistema delta con voltajes 240/120 V para cargas monofásicas y 240 V para cargas trifásicas.

El uso de transformadores monofásicos, contribuye a acentuar el fenómeno del desbalance de carga entre las fases del circuito. Por otra parte, la práctica de explotación de estas redes y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores o la modificación de los ya existentes, lo que muchas veces se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito [2].

A pesar de que los sistemas eléctricos trifásicos se diseñan sobre bases balanceadas, existen asimetrías en la configuración de las componentes del sistema de potencia tales como transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta abierta o estrella incompleta, cargas de diferente naturaleza e impedancias asimétricas en las redes de alimentación.

### 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 [8, 9].

De acuerdo a lo expresado en la norma IEC 61000-4-30 [10] o en la IEEE 1159 -1995 [11] el desbalance de tensión se define, utilizando el método de las componentes simétricas, como la magnitud de la relación entre la componente de secuencia negativa con respecto a la componente de secuencia positiva expresado en por ciento.

$$VUF = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (1.1)$$

Donde:

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

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

Desbalance de corriente: se producen cuando por las tres fases de un sistema trifásico no circulan las mismas intensidades, este tipo de desequilibrio provoca:

sobrecalentamiento de los receptores, en cables de alimentación y protecciones que incluso podrían llegar a disparar, circulación de corriente por el conductor neutro.

Las formula planteada para saber si el sistema está desequilibrado es la siguiente:

$$D(\%) = \frac{I_m - I_{ed}}{I_{ed}} * 100 \quad (1.2)$$

D = desequilibrio

$I_m$  = corriente máxima de las tres fases (L1, L2 y L3)

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

El desequilibrio de corriente no debe pasar del 10% [12]

Para la determinación del grado de desbalance de un sistema se debe trabajar con las componentes de secuencia del sistema, para lo cual se deben conocer los módulos y ángulos de desfase de las componentes de fase, a menos que se emplee algún método alternativo.

### 1.3.1 Alternativas para la estimación.

A los efectos de simplificar el cálculo, varias instituciones han propuesto fórmulas alternativas. Todas tienden a que sean necesarios menos parámetros para estimar el índice de desbalance, las definiciones fundamentales son:

**- Fórmula según IEC 61000-4-30:**

$$ID = 100 * \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (1.3)$$

donde  $\beta$  se calcula según (1.5)

$$\beta = \frac{U_{abfund}^4 + U_{bcfund}^4 + U_{cafund}^4}{(U_{abfund}^2 + U_{bcfund}^2 + U_{cafund}^2)^2} \quad (1.4)$$

donde las tensiones  $U_{ijfund}$  corresponden a la componente fundamental de la tensión entre la fase  $i$  y la fase  $j$ . [13]

**- Factor de desbalance de tensión de línea definido por la NEMA (National Electric Manufacturing Association): [13]**

(1.5)

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

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 línea y el valor promedio de las tensiones de línea definido como:

$$V_{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ac}}{3} \quad (1.6)$$

Otra manera de tener una medida de cuan desbalanceado está el sistema bajo estudio es analizarlo a partir de la potencia que tiene instalada, determinando un coeficiente de asimetría ( $a$ ) en función con la potencia activa distribuida en el sistema trifásico:

$$a = \frac{P_{nud}}{P_{ud}} * 100\% \quad (1.7)$$

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.

### **-Definición IEEE**

La definición IEEE [14] de desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance (PVUR) está dado por:

$$PVUR = \frac{\text{Desviación Máxima del Voltaje de fase promedio}}{\text{Voltaje de fase promedio}} * 100 \quad (1.8)$$

#### **1.4 Orígenes del desbalance.**

El motivo principal para la existencia de redes trifásicas desbalanceadas lo constituye la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red, que a su vez cambia a lo largo del tiempo dependiendo de la hora del día. Existen otros motivos menores que son los siguientes:

- diferencias de impedancias propias y mutuas en líneas y transformadores,
- desconexión de una fase de bancos de capacitores,
- cargas singulares como hornos eléctricos por variación de la carga durante su proceso,
- conexión de cargas bifásicas [10, 15].

#### **1.5 Consecuencias del desbalance.**

Los efectos de este fenómeno sobre las redes de distribución son muy perjudiciales; provoca pérdidas adicionales por calentamiento de potencia y energía, limitando así el transporte de las mismas. Aparece una corriente de desbalance que circula por el conductor neutro y por tierra. Esta circulación diaria de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones de operación normal complica la detección de las fallas a tierra a partir de protecciones de sobre corriente de tierra [8, 16].

Los equipamientos trifásicos operando con tensiones desbalanceadas generalmente funcionan en forma inadecuada, pudiendo sufrir daños y reducción de su vida útil. Un desequilibrio de 2% en las tensiones hará que las corrientes tengan un desbalance de 17%, el cual causará una elevación de temperatura de 65°C, cuando normalmente sería de 40°C. 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 [17].

Los motores de inducción trifásicos, tan utilizados en la industria, ven disminuida su eficiencia. Según se establece en la norma IEEE 1159 [11] un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar en 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 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 [18].

### **1.6 Normas para limitar el índice de desbalance.**

La norma europea EN 50160 [19] establece que, tanto para baja tensión como para media tensión, en condiciones normales de explotación, para cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 minutos de la componente inversa de la tensión de alimentación debe situarse entre el 0% y el 2% de la componente directa. Se establece la salvedad, en baja tensión que en algunas regiones equipadas con líneas parcialmente monofásicas o bifásicas, los desequilibrios pueden alcanzar el 3% en los puntos de suministros trifásicos.

La norma IEC 61000-2-2 [20], al igual que la norma IEEE 1159, recomienda que el índice de desbalance en un suministro eléctrico no debe superar el 2%.

En la norma IEC 61000-4-30 [10] se establece que el período de medida debe ser de una semana con valores cada 10 minutos y/o cada 2 horas.

Evidentemente estos límites que establece la normativa internacional son adoptados generalmente por las reglamentaciones de calidad de servicio vigentes en cada país.

La norma cubana NC 365: 2004 toma todos los elementos aplicables de la norma IEC 60038: 2002.

En Cuba los sistemas de suministro eléctrico deberán ser diseñados y operados para limitar el desbalance máximo de tensión del 3% medido en los terminales de entrega del suministro en régimen de vacío. Para el rango de tensiones de utilización, adicionalmente a las variaciones de tensión en los terminales de entrega, pueden ocurrir caídas de tensión dentro de las instalaciones del consumidor. Para las

instalaciones de baja tensión estas caídas de tensión son limitadas al 4%, por consiguiente, el rango de tensión de utilización es +10%, 14% [6].

### 1.7 Situación del desbalance en Santa Clara.

En los circuitos examinados en el municipio de Santa Clara, se comprobó la existencia de un desbalance. Este se puede reducir con la aplicación del algoritmo de optimización NSGA-II, quedando demostrado en los próximos capítulos.

Con las lecturas de los NULEC y los RELÉ de los distintos circuitos primarios, se 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:

$$DesbalanceNEMA = Max_k \frac{|I_k - I_{prom}|}{I_{prom}} * 100 \quad (1.9)$$

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

donde:

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

$In$  – corriente por el neutro.

Utilizando estas expresiones se confeccionó la Tabla 1.1 donde se pueden apreciar los valores máximos y medios para el desbalance definido por la NEMA y para el porcentaje de la corriente por el conductor neutro.

Tabla 1.1. Valores máximos y medios de los desbalances NEMA y %In.

Circuito	Estado	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	In (A)	%NEMA	%In
6	Medio	283	218	247	64	15	26
	Máximo	426	327	361	97	20	36
31	Medio	12.7	13.5	17	5	19	36
	Máximo	27	27	30	9	33	57
162	Medio	69.4	35.6	35.6	38	48	82

	Máximo	130	74	69	64	62	104
--	--------	-----	----	----	----	----	-----

A continuación, se puede apreciar el comportamiento por horas para un día equivalente del desbalance NEMA y del %In para los circuitos primarios 6, 31 y 162 respectivamente del municipio de Santa Clara.

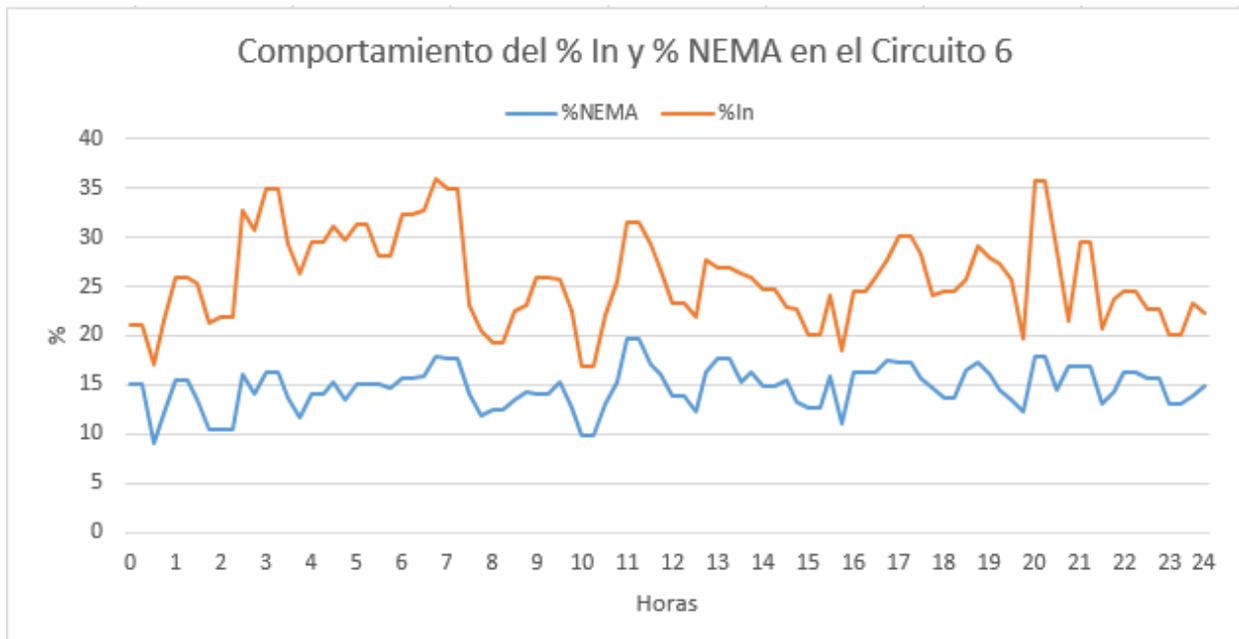


Figura 1.2. Comportamiento de los desbalances NEMA y %In en el circuito 6.

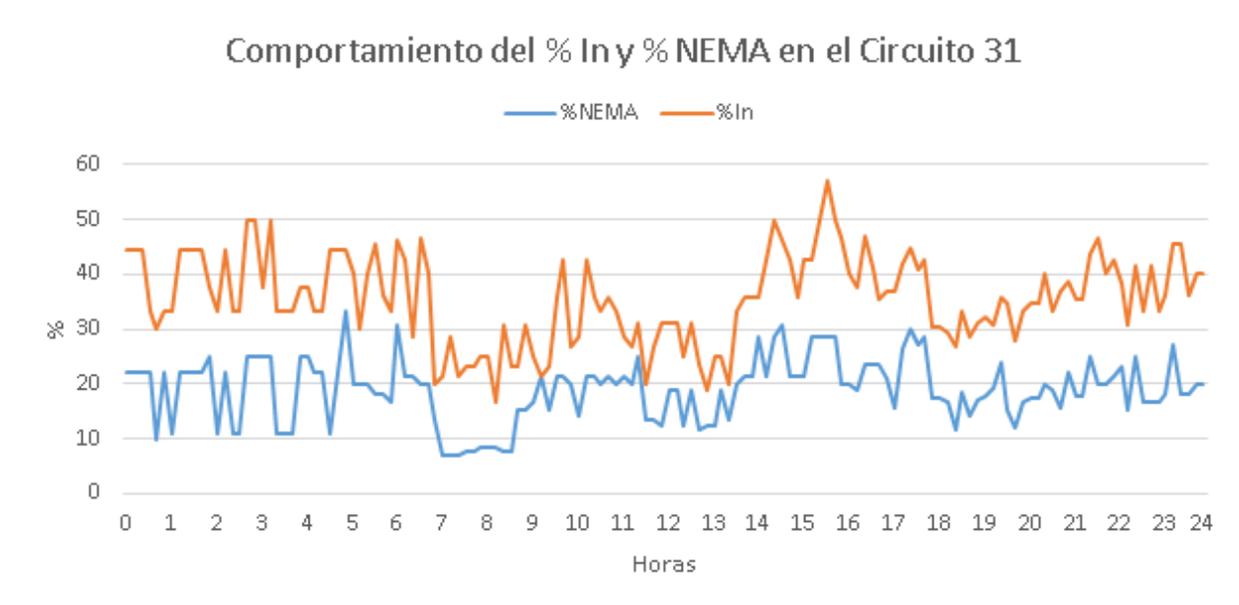


Figura 1.3. Comportamiento de los desbalances NEMA y % In en el circuito 31.

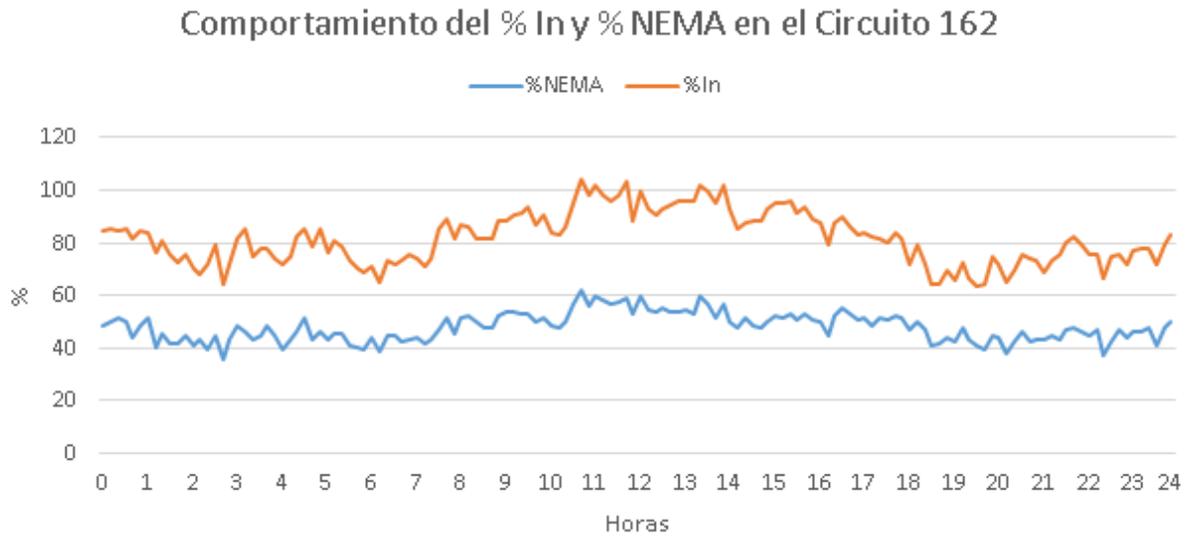


Figura 1.4. Comportamiento de los desbalances NEMA y % In en el circuito 162.

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

### **2.1 Fundamentación técnica del Estimador**

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

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.

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.

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.

Normalmente, todos los circuitos de distribución primaria utilizan recerradores Nulec o dispositivos Ion que monitorean constantemente el circuito, por lo cual

se disponen de mediciones de los parámetros totales del circuito: potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, tensiones y corrientes de fase y corriente de neutro entre otros.

Por lo tanto, aunque no se dispone de mediciones en los bancos de transformadores, si se conocen los valores de los parámetros totales del circuito y su comportamiento horario. Estas mediciones totales del circuito pueden emplearse como base de comparación para determinar si una estimación dada de las cargas puede estar cerca o lejos de la realidad.

A partir de esta consideración, en este trabajo utilizamos 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 circuito y las potencias de los transformadores de distribución, 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.

### 2.1.1 Ajuste de cargas

A partir de las expresiones para el cálculo de las corrientes en los terminales primarios en los distintos bancos de transformadores que se ofrece en la tabla 2.1.

**Tabla 1.1. Corrientes en el primario de los transformadores.**

Potencias	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

Pueden determinarse las potencias aparentes por fase de la tabla 2.2 multiplicando por las tensiones correspondientes:

**Tabla 2.2. 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:

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

(2.1)

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:

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

(2.2)

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

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

### 2.1.2 Transformadores trifásicos

En este caso están tanto los transformadores trifásicos como los bancos de transformadores en conexión Y-Y que se emplean para suministrar carga balanceada.

En este caso solo existe carga trifásica que se calcula como la suma de las cargas de cada fase:

$$\begin{aligned}
 S_{1\phi} &= 0 \\
 S_{3\phi} &= \sum_{k=1}^3 S_k
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

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

$$S_1 = S_2 = S_3 = \frac{1}{3} S_{3\phi}
 \tag{2.4}$$

### 2.1.3 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 2.2 y suponiendo que los tres transformadores tienen una carga igual a su potencia nominal, las potencias por fase tienen que cumplir:

$$\begin{aligned} Strf_1 &= +\frac{2}{3}S_{1\phi} + \frac{1}{3}S_{3\phi} \\ Strf_2 &= -\frac{1}{3}S_{1\phi}\left(\frac{V_{2n}}{V_{1n}}\right) + \frac{1}{3}S_{3\phi} \\ Strf_3 &= -\frac{1}{3}S_{1\phi}\left(\frac{V_{3n}}{V_{1n}}\right) + \frac{1}{3}S_{3\phi} \end{aligned} \quad (2.5)$$

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

$$\begin{aligned} S_A &= +\frac{2}{3}S_{1\phi} + \frac{1}{3}S_{3\phi} \\ S_A + 2S_F &= S_{1\phi} + S_{3\phi} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene que:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= 2(S_A - S_F) \\ S_{3\phi} &= 4S_F - S_A \end{aligned} \quad (2.7)$$

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

$$\alpha = S_{1\phi}/S_{3\phi} = 2(S_A - S_F)/(4S_F - S_A) \quad (2.8)$$

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

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= 3S_1/(2 + 1/\alpha) \\ S_{3\phi} &= S_{1\phi}/\alpha \end{aligned} \quad (2.9)$$

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:

$$\alpha = S_{1\phi} / S_{3\phi} = (2S_1 - (S_2 + S_3)) / (2(S_2 + S_3) - S_1) \quad (2.10)$$

#### 2.1.4 Bancos de dos transformadores

A partir de la tabla 2.2 y suponiendo que los dos transformadores tienen una carga igual a su potencia nominal, las potencias por fase tienen que cumplir:

$$\begin{aligned} Strf_1 &= \frac{1}{3} S_{3\phi} \left( 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + S_{1\phi} \\ Strf_2 &= \frac{1}{3} S_{3\phi} \left( 1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \end{aligned} \quad (2.11)$$

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

$$\frac{\left| \frac{1}{3} S_{3\phi} \left( 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + S_{1\phi} \right|}{S_A} = \frac{\left| \frac{1}{3} S_{3\phi} \left( 1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right|}{S_F} \quad (2.12)$$

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

$$\frac{\left| \frac{1}{3} \left( 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + \alpha \right|}{S_A} = \frac{\left| \frac{1}{3} \left( 1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right|}{S_F} \quad (2.13)$$

Cuya solución para alfa es:

$$\alpha = \frac{1}{3} \left( \sqrt{\left( \frac{S_A}{S_F} \right)^2 \left| 1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right|^2 - \text{imag} \left\{ 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right\}^2} - \text{real} \left\{ 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right\} \right) \quad (2.14)$$

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

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= S_1 / \left( (1 - V_{1n} / V_{3n}) / (3\alpha) + 1 \right) \\ S_{3\phi} &= S_{1\phi} / \alpha \end{aligned} \quad (2.15)$$

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

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

$$\begin{aligned}
 S_{3\phi} &= 3 \cdot S_2 \left/ \left( 1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right. \\
 S_{1\phi} &= S_1 - \frac{1}{3} S_{3\phi} \left( 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right)
 \end{aligned}
 \tag{2.16}$$

### 2.1.5 Transformadores monofásicos.

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

$$\begin{aligned}
 S_{1\phi} &= S_1 \\
 S_{3\phi} &= 0
 \end{aligned}
 \tag{2.17}$$

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.

### 2.1.6 Algoritmo de ajuste de las cargas

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

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

$$Strf_{k,t} = Strf_k \cdot Pg_t
 \tag{2.18}$$

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.

$$\begin{aligned}
 & n = 0 \\
 & S_{i,k,t}^n = Strf_{i,k,t} \\
 & \text{while } \max \left| Stot_{k,t} - \sum_{i=1}^N S_{i,k,t}^n \right| > error \\
 & \quad n = n + 1 \\
 & \quad S_{i,k,t}^n = \left| Stot_{k,t} \right| \cdot \left( S_{i,k,t}^{n-1} / \left| \sum_{i=1}^N S_{i,k,t}^{n-1} \right| \right) \\
 & \quad \text{se obtienen } S_{1\phi}, S_{3\phi} \text{ utilizando (3-17)} \\
 & \quad \text{se obtienen nuevas } S_{i,k,j}^n \text{ por tabla 2} \\
 & \text{end}
 \end{aligned}
 \tag{2.19}$$

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

$$\begin{aligned}
 S_{1\phi-\max} &= S_{1\phi-t} / Pg_t \\
 S_{3\phi-\max} &= S_{3\phi-t} / Pg_t
 \end{aligned}
 \tag{2.20}$$

### 2.1.7 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:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= \lambda \cdot S_{1\phi}(t_1) + (1 - \lambda) \cdot S_{1\phi}(t_2) \\ S_{3\phi} &= \lambda \cdot S_{3\phi}(t_1) + (1 - \lambda) \cdot S_{3\phi}(t_2) \end{aligned} \quad (2.21)$$

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 y 2) Mejor ajuste a las corrientes de fase.

## **2.2 Fundamentación técnica del Programa de Balanceo**

Dos estrategias relacionadas se aplican en los circuitos de distribución primaria para reducir las pérdidas: 1) la reconfiguración; y 2) 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.

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.

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.

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales [21, 22], lógica difusa [23], evolución diferencial [24], colonia de hormigas [25], 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 [26], simulación del recocido [27, 28], algoritmo genético (AG) [29], algoritmos heurísticos [30, 31], algoritmo inmune [32, 33], etc.

El AG de la referencia [34] 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 era muy alto para ser práctico.

La referencia [30] 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 [28] 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 [32, 33] 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 [34]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra.

Las referencias [32, 33] proponen una herramienta de optimización combinatoria basada en lógica difusa, redes neuronales y un método heurístico rápido para balancear las corrientes.

En la referencia [2] se utiliza un AG para minimizar las pérdidas de energía en los conductores primarios mientras que la corriente de neutro en la subestación se limita a un nivel aceptable.

La aproximación propuesta en [34] 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 [38, 39] 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 [40] se investiga el uso de simulación del recocido caótico, mientras que en [41] y [42] se emplean una técnica auto-adaptativa de evolución diferencial y un algoritmo heurístico híbrido respectivamente.

Seis algoritmos para el balance de fases se estudian en [43], donde se sugiera a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema.

En [44] 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.

A partir de un trabajo previo sobre este problema [45] 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.

La nueva aplicación de NSGA-II desarrollada para este trabajo ha mostrado un comportamiento muy exitoso en la solución de los problemas de ejemplo que se han resuelto.

## **2.2.1 Formulación del problema**

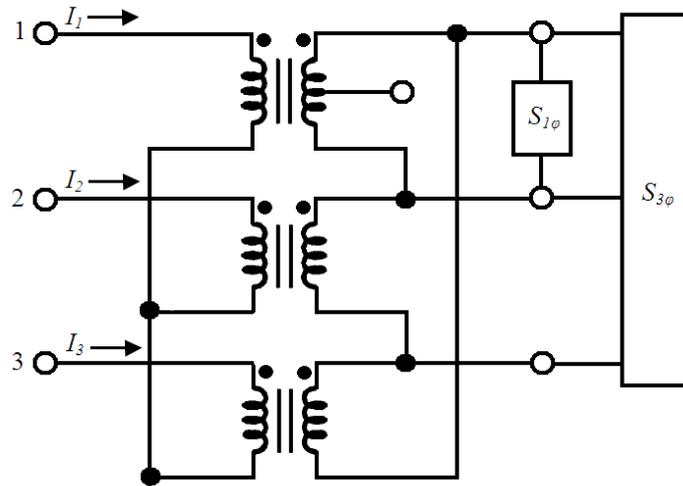
Para formular el problema de optimización del balance de fases, debe definirse las variables independientes y las funciones objetivo del problema.

### **2.2.1.1 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) utilizan la conexión Y-Delta (figura 2.1).



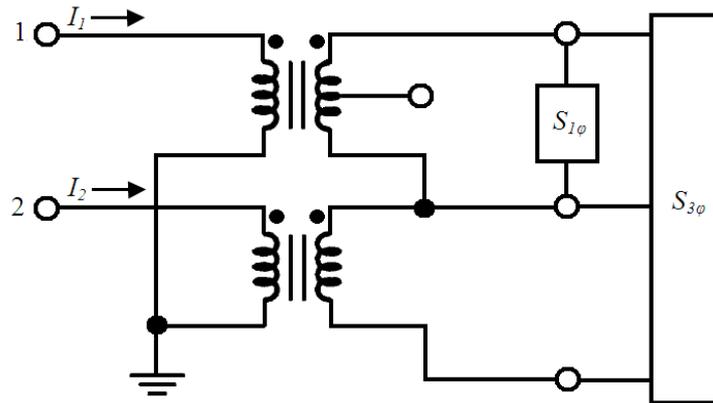
**Figura 2.1. Banco Y-Delta.**

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

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

$$\begin{aligned} I_1 &= +\frac{2}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{1n})^* \\ I_2 &= -\frac{1}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{2n})^* \\ I_3 &= -\frac{1}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{3n})^* \end{aligned} \quad (2.22)$$

Los bancos de dos transformadores (2T) utilizan la conexión Y abierta -Delta abierta (figura 2.2).



**Figura 2.2. Banco de dos transformadores.**

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

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

$$\begin{aligned}
 I_1 &= \frac{1}{3} (S_{3\phi} / V_{1n} - S_{3\phi} / V_{3n})^* + (S_{1\phi} / V_{1n})^* \\
 I_2 &= \frac{1}{3} (S_{3\phi} / V_{2n} - S_{3\phi} / V_{3n})^* \\
 I_3 &= 0
 \end{aligned}
 \tag{2.23}$$

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

$$\begin{aligned}
 I_1 &= (S_{1\phi} / V_{1n})^* \\
 I_2 &= 0 \\
 I_3 &= 0
 \end{aligned}
 \tag{2.24}$$

Un resumen de las expresiones para el cálculo de las corrientes en los terminales primarios en los distintos bancos de transformadores se ofrece en la tabla 2.2 del epígrafe anterior.

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 2.3.

**Tabla 2.3. Posibles conexiones de ramales y transformadores.**

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

La posición de cada fase se corresponde con los terminales 1, 2 y 3 en cada caso.

Se debe tener cuidado al reconectar los bancos de dos transformadores para no modificar la secuencia de fases en el secundario. Además, si un transformador monofásico está conectado a una sección de fase y neutro no hay que considerar su posible reconexión.

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

$$x_{con} = [x_{lat} \quad x_{trf}] \quad (2.25)$$

Los elementos de  $x_{con}$  son enteros restringidos a los valores mostrados en la tabla 2.3.

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 de 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 sub vectores  $x_{con}$  y  $x_{var}$ .

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

## 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:

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

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

Las corrientes de neutro deben reducirse al mínimo en todos los estados de operación de la red para posibilitar la correcta operación de las protecciones de fallas a tierra en todas las condiciones. Sin embargo, las pérdidas de energía se van a determinar solo en el estado de operación normal, ya que las contingencias son de corta duración y ocurren esporádicamente.

Para un cierto vector solución  $x$  (conexión de los elementos) y para el estado de operación  $t$ , las corrientes primarias de todos los ramales, bancos de transformadores y transformadores de distribución se calculan por las expresiones de la tabla 2.1.

Además, las corrientes primarias de otros elementos trifásicos como transformadores trifásicos o bancos de capacitores trifásicos se calculan y se añaden a los resultados de las corrientes por las fases.

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.

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

(2.26)

La corriente de neutro  $JN_{k,h}$  es la suma de las corrientes de las  $M_k$  fases de la sección  $k$ .

$$JN_{k,h}(x,t) = \sum_{i=1}^{M_k} J_{i,k,h}(x,t) \quad (2.27)$$

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

$$JN_{max_k}(x,t) = \max_h \{JN_{k,h}(x,t)\} \text{ donde } h = 1 \dots 24 \quad (2.28)$$

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

$$\Delta P_{k,h}(x,t) = R_k \sum_{i=1}^{M_k} |J_{i,k,h}(x,t)|^2 + R_{Nk} |JN_{k,h}(x,t)|^2 \quad (2.29)$$

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

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

$$JN_{fun_i}(x) = \max_{k,t} \{JN_{max_k}(x,t)\} \text{ where } k \in Ki, t \in Ti \quad (2.30)$$

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:

$$\Delta E(x) = \sum_{k=1}^N \sum_{h=1}^{24} \Delta P_{k,h}(x,0) \quad (2.31)$$

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:

$$\min \begin{cases} f_1(x) = J_{Nfun_1}(x) \\ \vdots \\ f_W(x) = J_{Nfun_W}(x) \\ f_{W+1}(x) = \Delta E(x) \\ f_{W+2}(x) = N_R(x) \end{cases} \quad (2.32)$$

Los elementos del vector  $x$ , son enteros acotados por las posibles conexiones de los elementos  $x_{con}$  (como se establece en la tabla 2.3), así como acotados por los límites para el arreglo auxiliar  $x_{var}$ .

### 2.2.3 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 [46] para resolver el problema presentado. En este caso se han modificado los operadores genéticos para incluir el cruzamiento y mutación de variables de tipo entero.

### **2.2.3.1 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 (2).

### **2.2.3.2 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 del 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.

### **CAPÍTULO III: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS.**

El presente capítulo muestra el proceso de análisis en cada circuito y los resultados del balanceo, con las variantes seleccionadas respectivamente.

Los circuitos a balancear fueron seleccionados por la dirección de la OBE del Municipio de Santa Clara, que necesitaba conocer el comportamiento de varios que se habían modificado en los últimos meses. Fueron elegidos para el estudio los circuitos 6, 31 y 162.

El procedimiento de balanceo contiene cinco pasos fundamentales:

- 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.

En el celaje se realiza un recorrido por cada circuito primario para obtener múltiples datos de importancia; además se actualizan los monolineales y los informes de celajes anteriores que pertenecen a la OBE Villa Clara. Los datos a conseguir son los siguientes:

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

Con todo lo acopiado se conforma la base de datos del Radial, y se ajustan las cargas para que coincidan con las mediciones disponibles. Con los registros históricos obtenidos por los interruptores que controlan a dichos circuitos, se generan los gráficos de carga y de potencias promedios para un día equivalente al periodo de tiempo seleccionado. Estos gráficos son los que se toman como referencia para ajustar los datos de las cargas en el Radial.

Inmediatamente se corren los circuitos con el algoritmo del balanceo NSGA-II; este proceso siempre ofrece diversas variantes para ejecutar los cambios en los circuitos, basado en varios criterios se escoge la variante más adecuada.

### 3.1 Análisis del Circuito 6

El circuito 6 parte de la subestación Vigía 33.4/4.16 kV de un transformador de 4 MVA. Su tensión de operación es de 4.16 kV y tiene una longitud aproximada de 2.7 km. Este circuito tiene 6 ramales bifásicos, 15 ramales monofásicos, 2 bancos de tres transformadores, 2 transformador triásico, 17 bancos de dos transformadores y 62 transformadores monofásicos. La distribución de transformadores por fases y la potencia instalada se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Potencias instaladas en el circuito 6.

<b>Potencias instaladas</b>	Fase A	Fase B	Fase C
<b>Transformadores</b>	38	36	29
<b>Potencia instalada (kVA)</b>	1804.5	857,637	912,347.5
<b>Potencia total (kVA)</b>	4976		

Los principales consumidores estatales son:

- Hospital Provincial.
- Hotel Bristol.
- Taller de refrigeración.

- Geominera.

El interruptor NULEC V-883 es el encargado de controlar el circuito 6 en su totalidad. Del mismo se descargó el comportamiento de sus corrientes de carga, en la Figura 3.1 aparecen los valores de corrientes por las fases y el neutro el día 4 de abril del 2017.

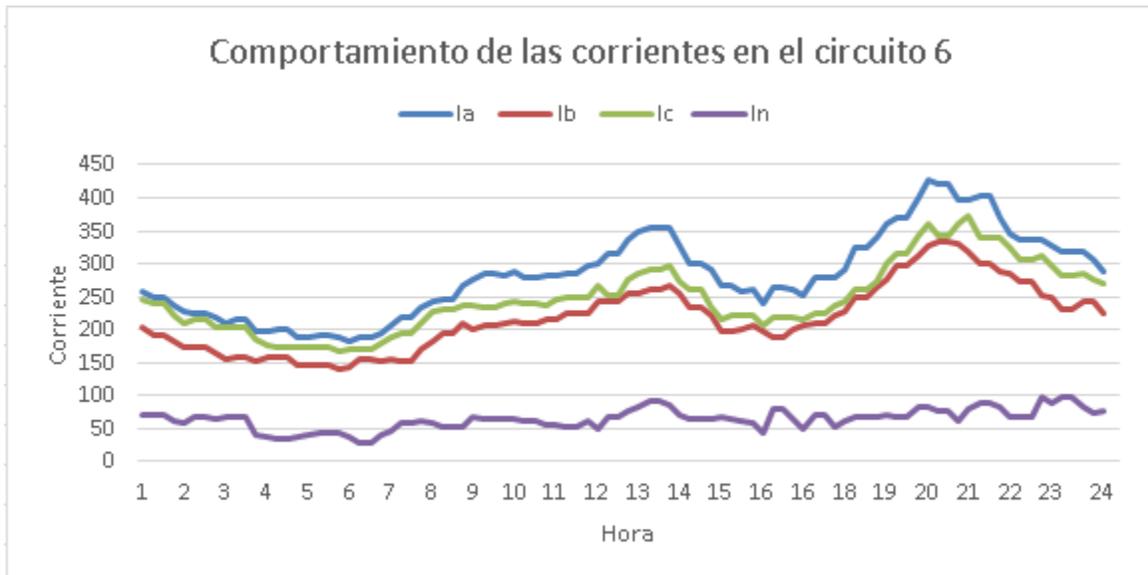


Figura 3.1. Comportamiento de las corrientes de fase y neutro del circuito 6.

El grafico es característico de circuitos residenciales que su mayor demanda de corriente es en horario de comida debido a la presencia de abundantes paladares y transformadores monofásicos; hay evidencia de que la fase A es la más cargada y la fase B es la menos, esto se explica por la disposición de los transformadores por fases.

Debido al desbalance, circula por el conductor neutro una elevada corriente durante todo el día, esta generalmente alcanza sus mayores valores en horas de la noche y la tarde.

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

29 de marzo y el 29 de abril de 2017 y se escogió como día promedio el martes 4 de abril de 2017), con una base de datos confeccionada a partir del celaje realizado y con una base de datos que contiene los posibles gráficos de carga 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 (Anexo II) y estima un gráfico para cada corriente de fase y para la corriente que circula por el conductor neutro. En la figura 3.2 se muestra la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corrientes de neutro. Las líneas de trazo continuo corresponden a los gráficos reales del circuito contruidos a partir de las mediciones del interruptor principal y las líneas de trazo discontinuo corresponden a los gráficos estimados.

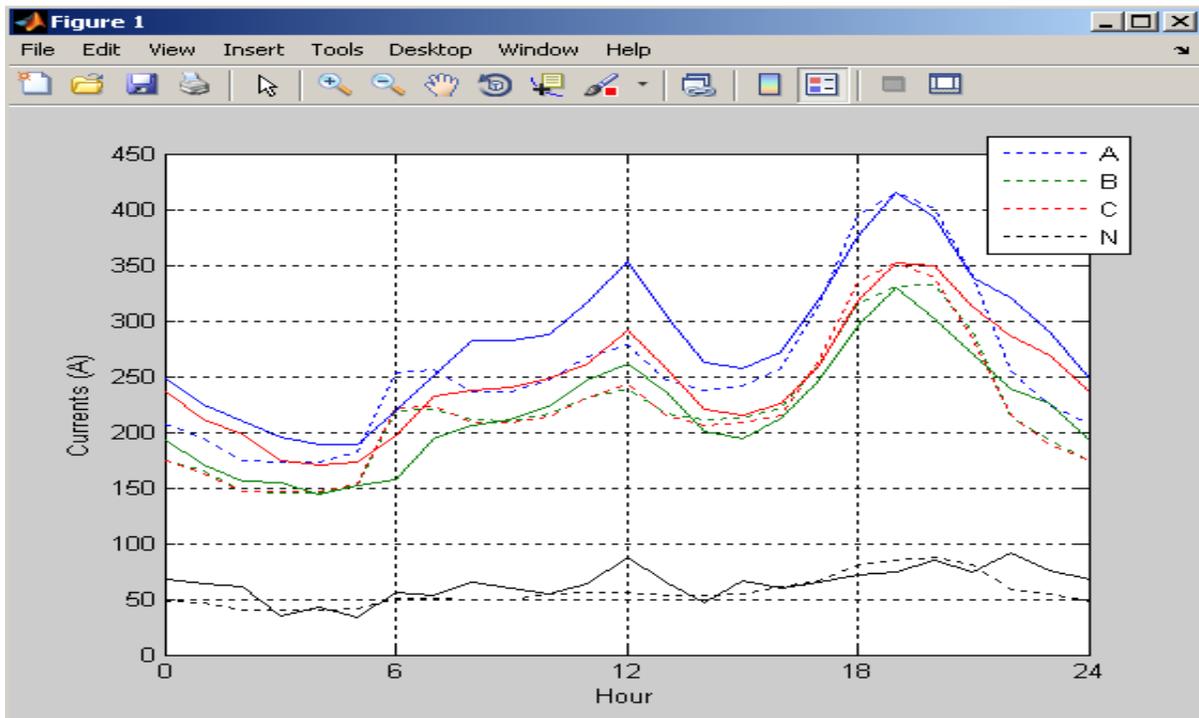


Figura 3.2: Estimación realizada para el circuito 6.

Puede verse que existe una similitud entre los gráficos reales y los gráficos estimados. 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.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo II). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan los datos referentes a la tensión nominal del circuito, los máximos cambios permitidos y se seleccionan los elementos que se desean variar (ramales bifásicos, ramales monofásicos, bancos de tres transformadores, bancos de dos transformadores y transformadores monofásicos) , se ajustan los puntos donde se desea minimizar la corriente de neutro y por último se selecciona el tamaño de la población y la cantidad de generaciones deseadas. Luego se procede a realizar varias corridas del programa de balanceo mediante el algoritmo genético NSGA-II. En el caso de este circuito se decidió variar solamente los ramales de una fase y los transformadores monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 7 cambios como máximo.

Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 141.2.64 kWh al día y que la corriente de neutro alcanza el 27.34%. Las variantes de balanceo que se obtienen se encuentran ordenadas por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Se debe escoger una variante en la cual, con un pequeño número de reconexiones, se pueda lograr una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía, atendiendo a esto se seleccionó la variante # 7. En la figura 3.3 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

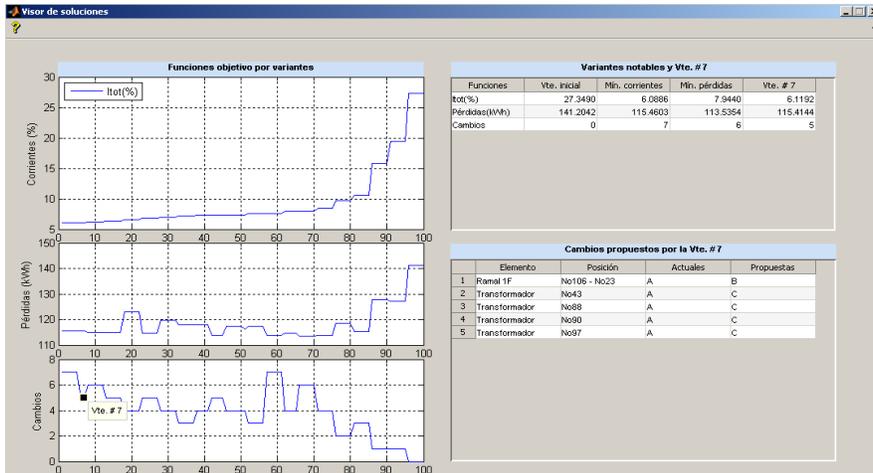


Figura 3.3: Variantes de balanceo para el circuito 6.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución al 6,11 %, las pérdidas de energía deben reducirse en 115.46 kWh/día y solo deben efectuarse cinco cambios. En la figura 3.4 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

### Puntos del circuito donde se efectuarán los cambios

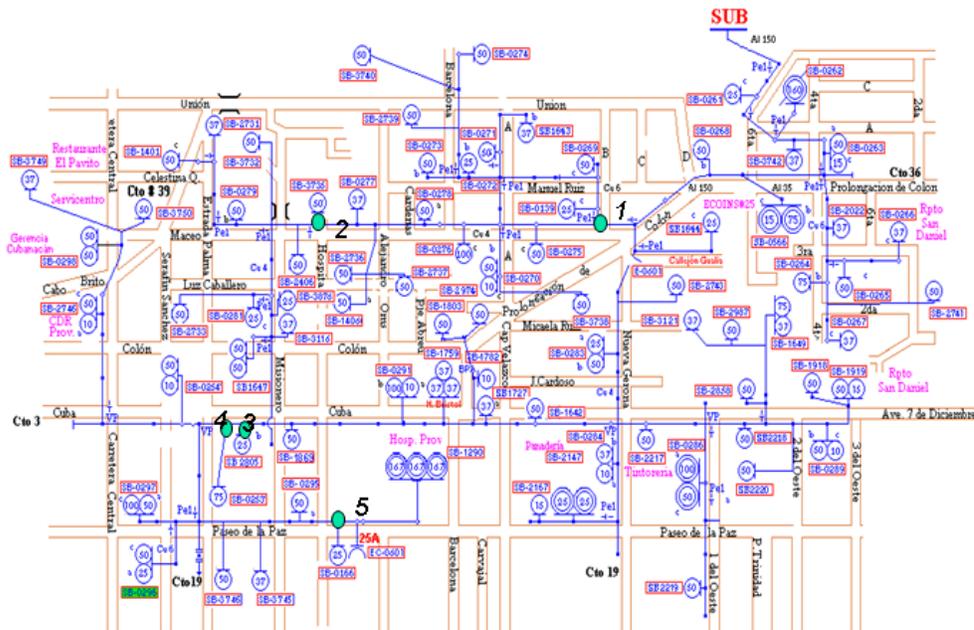


Figura 3.4: Cambios propuestos para el circuito 6.

En la figura 3.5 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.

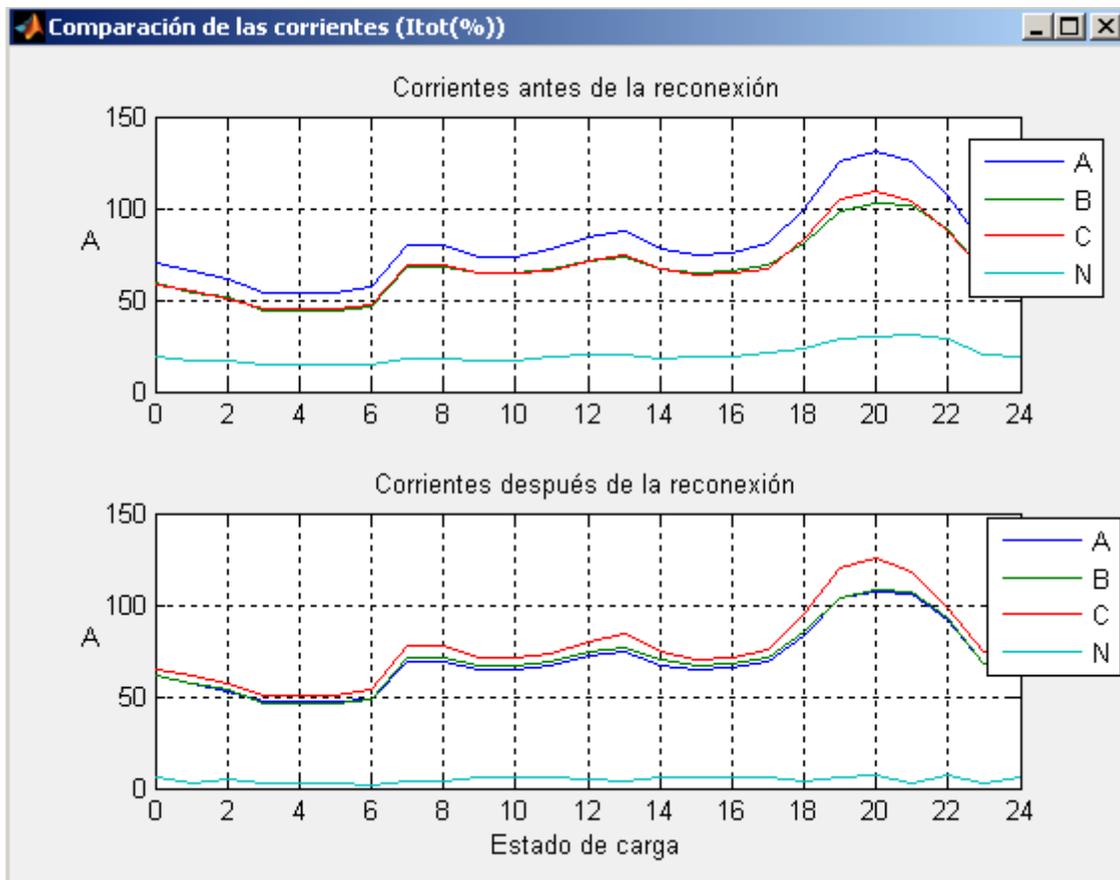


Figura 3.5: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

Se puede ver que se produce una reducción de la corriente de desbalance y mejora el equilibrio entre las corrientes de fase del circuito y una reducción considerable de la corriente por el neutro, pues antes esta corriente alcanzaba valores muy elevados. Con respecto a las corrientes de fase, aunque no se logra un equilibrio total entre ellas, si existe una mejoría, pues antes la corriente de la fase A se encontraba muy por encima de las demás corrientes de fase y se logra que dichas corrientes se comporten de forma similar durante todo el día.

### 3.2 Análisis del Circuito 31.

El circuito 31 tiene su origen en la subestación Santa Clara Industrial 33.4/13.8 kV de un transformador de 25 MVA de seis salidas, con una longitud aproximada de 7.29 km. Este circuito es de 13.8 kV y tiene 17 ramales bifásicos, 41 ramales monofásicos, 14 bancos de tres transformadores, 3 transformadores trifásicos, 27 bancos de dos transformadores y 59 transformadores monofásicos. La distribución de transformadores por fases y la potencia instalada se muestra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Potencias instaladas en el circuito 31.

<b>Potencias instaladas</b>	Fase A	Fase B	Fase C
<b>Transformadores</b>	49	54	55
<b>Potencia instalada (kVA)</b>	2372	2277	2127
<b>Potencia total (kVA)</b>	6776		

Los principales consumidores estatales son:

- Universidad de Ciencias Médicas de Villa Clara
- UM de la Marina
- Productora de Chocolate
- Fabrica de Barquillos
- Panadería
- Depósito de Cerveza

La operación del circuito 31 es controlada en su totalidad por el interruptor ION (V-650), 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. La figura 3.6 muestra el comportamiento de las corrientes de este circuito

comprendido el día 7 de marzo de 2017.

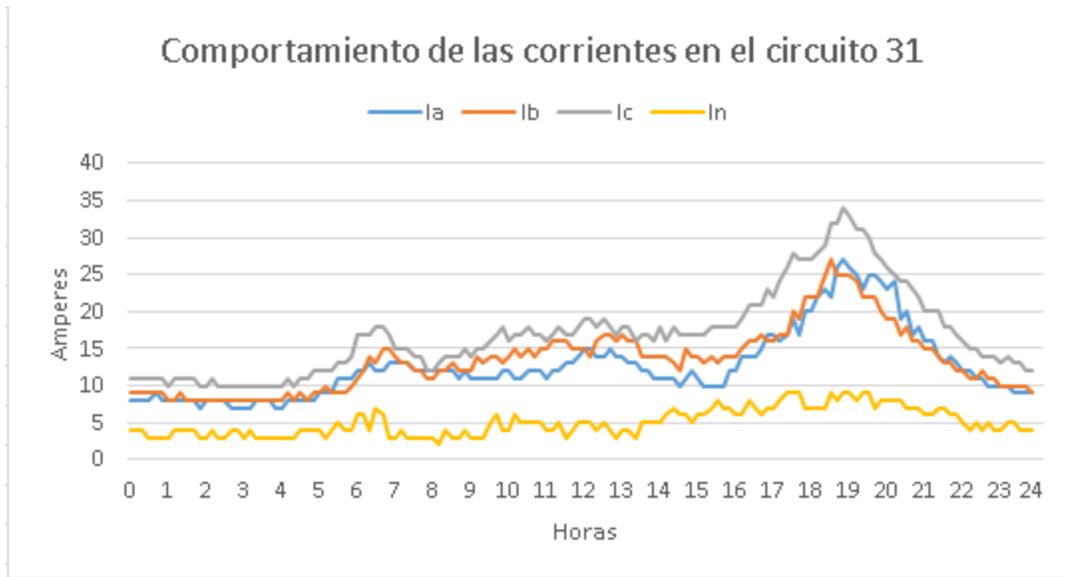


Figura 3.6: Comportamiento de las corrientes de fase y neutro del circuito 31.

En esta figura se observa que el circuito analizado presenta un gráfico residencial; en los horarios nocturnos se puede apreciar que la fase A aumenta la corriente superando la fase B. Hay evidencias de que la fase más cargada es la C y la menos cargada es la A. Se debe señalar que, aunque los valores de corriente de neutro son pequeños existe desbalance ya que las corrientes por las fases también son pequeñas.

Con los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor principal se procede a realizar la estimación de las cargas del circuito. Como se explicó en el caso del circuito anterior, para realizar esta estimación 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 el 2 y el 21 de marzo de 2017 y se seleccionó como día promedio el martes 7 de marzo de 2017. Las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) que se obtienen en este proceso se muestran en el Anexo III. La estimación realizada para este circuito, utilizando un ajuste por corriente de fase, se muestra en la figura 3.7.

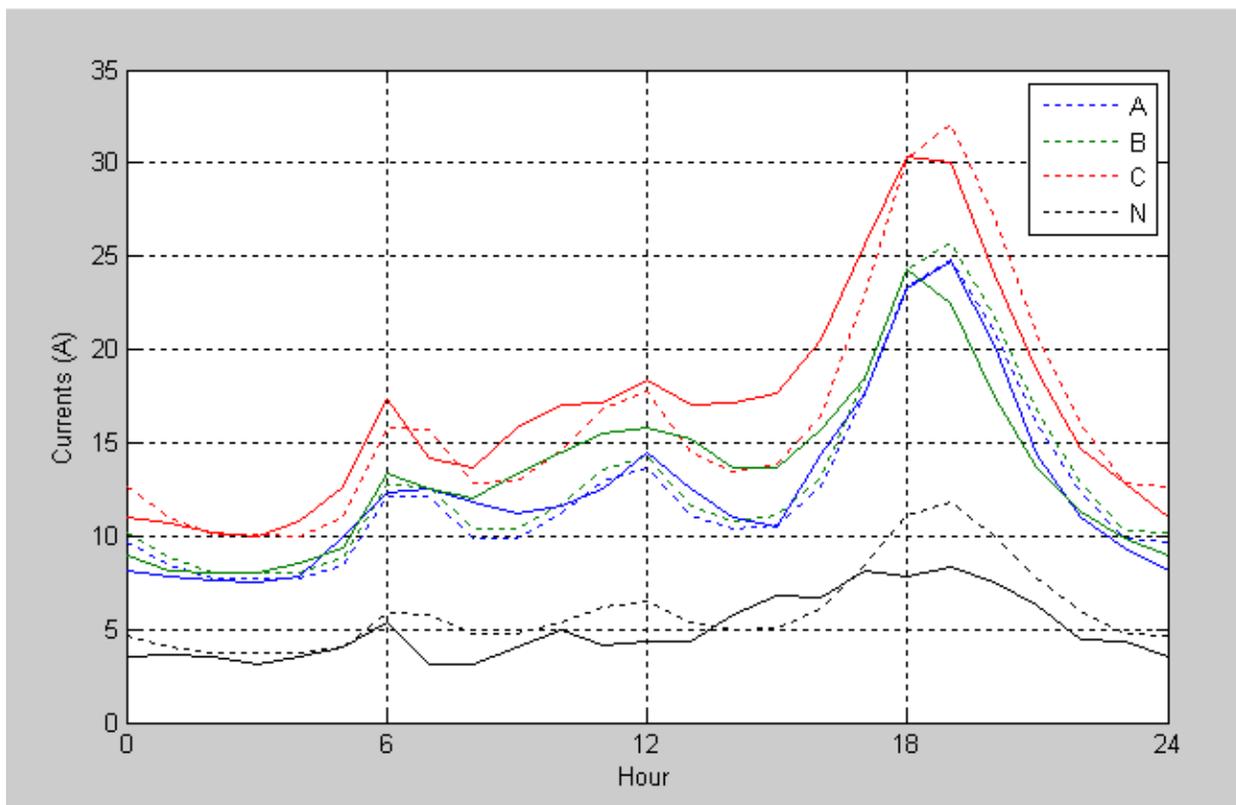


Figura 3.7: Estimación realizada para el circuito 31.

Puede verse que el ajuste de las cargas es bueno respecto a los gráficos medidos en un día característico por el ION.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo III). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan todos los elementos necesarios y se procede a realizar varias corridas del programa. Para este circuito se decidió variar solamente los ramales bifásicos y monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 7 cambios como máximo.

Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 45.75 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza el 11.64%. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Como se explicó para

el circuito anterior, debe seleccionarse una variante que con pocas reconexiones garantice una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía. Teniendo en cuenta esto, se seleccionó la variante # 29. En la figura 3.8 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

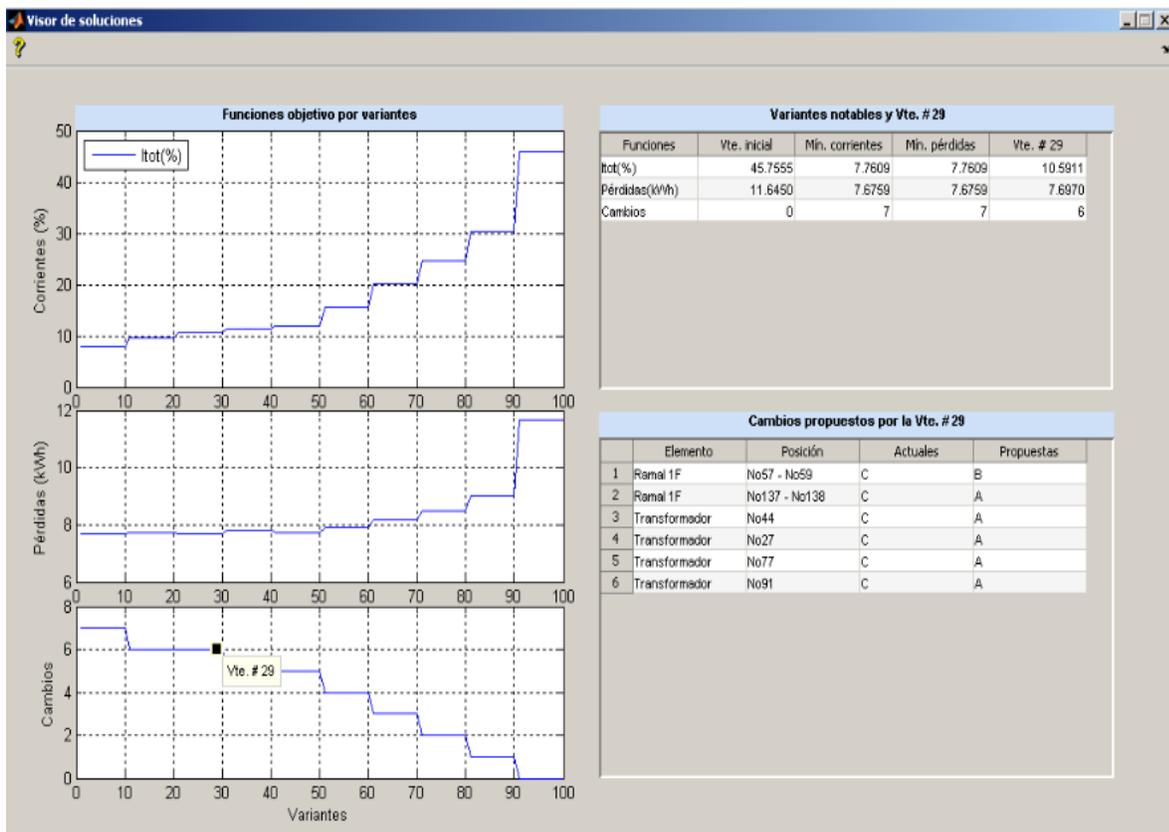


Figura 3.8: Variantes de balanceo para el circuito 31.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución al 10.59 %, las pérdidas de energía deben reducirse en 7.69 kWh/día y solo deben efectuarse seis cambios. En la figura 3.9 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

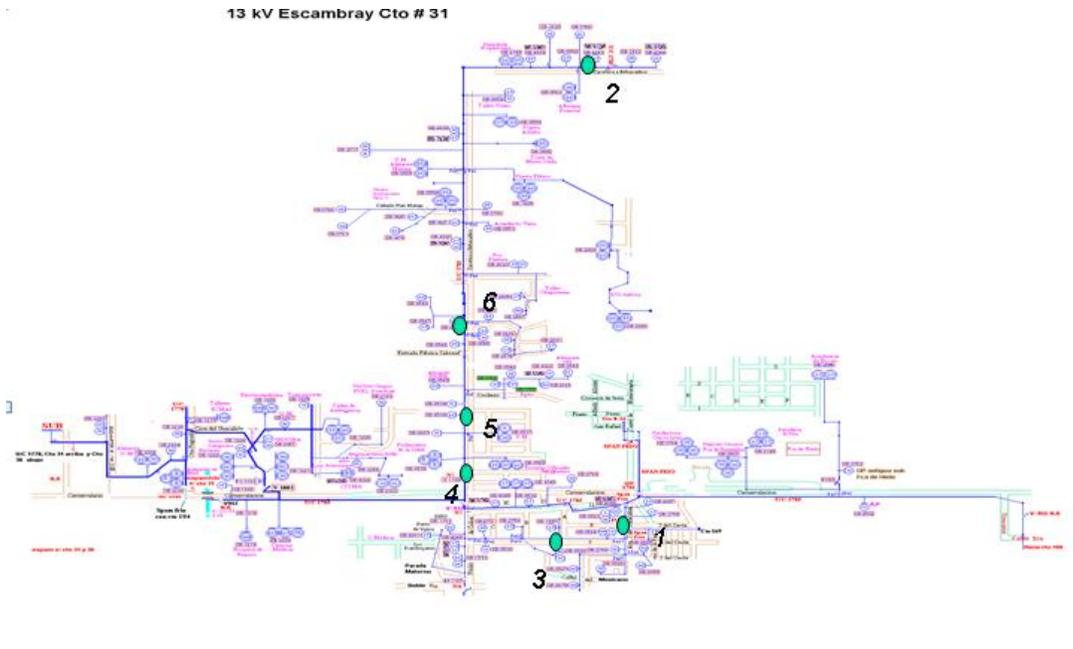


Figura 3.9: Cambios propuestos para el circuito 31.

En la figura 3.10 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.

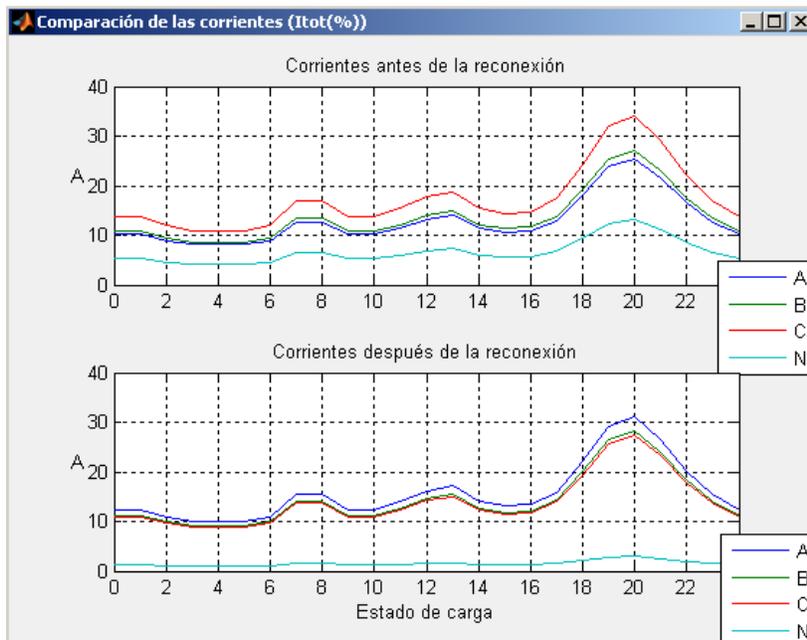


Figura 3.10: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

Se puede ver que se produce una reducción de la corriente de desbalance y mejora el equilibrio entre las corrientes de fase del circuito y una reducción de la corriente por el neutro, aunque no son muy considerables ya que en los cursos anteriores ya se han realizado estudios en este circuito. Con respecto a las corrientes de fase, aunque no se logra un equilibrio total entre ellas, si existe una mejoría, pues antes la corriente de la fase C se encontraba por encima de las demás corrientes de fase y se logra que dichas corrientes se comporten de forma similar durante todo el día.

### 3.3 Análisis del Circuito 162.

El circuito 162 tiene su origen en la subestación Santa Clara Industrial 33.4/13.8 kV de un transformador de 25 MVA de seis salidas. Su longitud es de aproximadamente 3.38 km y su tensión de operación es de 13.8 kV. Tiene 6 ramales bifásicos, 15 ramales monofásicos, 7 bancos de tres transformadores, 25 bancos de dos transformadores y 40 transformadores monofásicos. La distribución de transformadores por fases se muestra en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Potencias instaladas en el circuito 162.

<b>Potencias instaladas</b>	Fase A	Fase B	Fase C
<b>Transformadores</b>	41	26	49
<b>Potencia instalada (kVA)</b>	1799.5	1050	1882.5
<b>Potencia total (kVA)</b>	4732		

Los principales consumidores estatales son:

- Agencia Trasval
- Torrefactora de café
- ISCF Manuel Fajardo
- Estadio Augusto Cesar Sandino
- Dos 12 Plantas

La operación del circuito 162 es controlada en su totalidad por el interruptor ION (V-645), 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. La figura 3.11 muestra el comportamiento de las corrientes de este circuito comprendido el día 7 de marzo de 2017

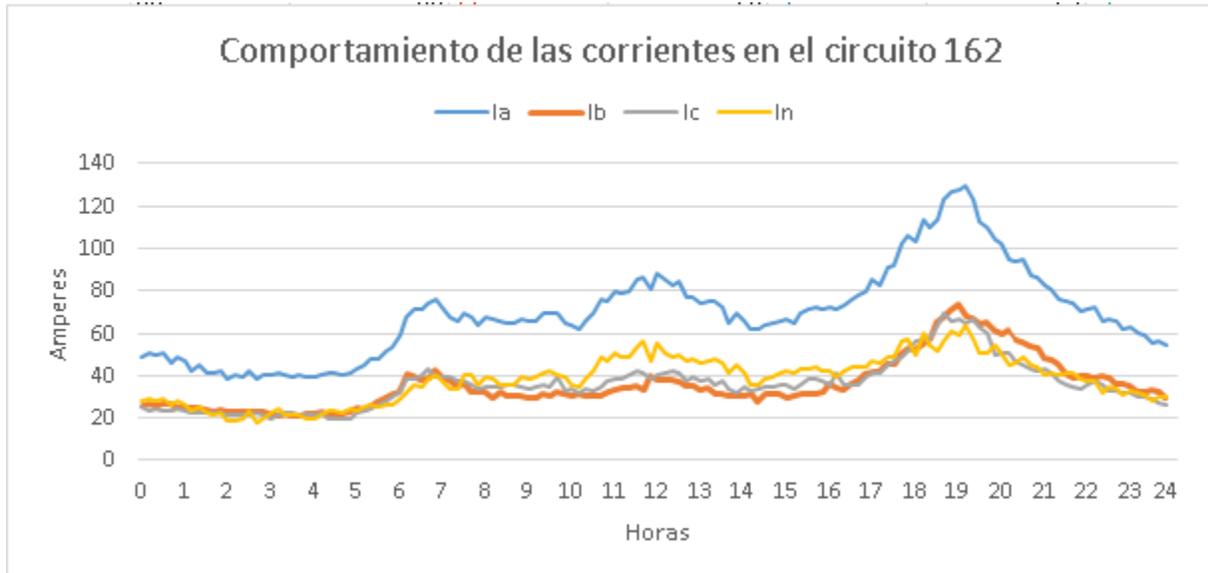


Figura 3.11: Comportamiento de las corrientes de fase y neutro del circuito 162

. En esta figura se observa que el circuito analizado presenta un gráfico residencial. Además, en el horario del día se puede apreciar que la corriente del neutro es superior a las corrientes de las fases B y C. La fase A es la más cargada durante todo el día.

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 el 25 de febrero y el 25 de marzo de 2017 y se seleccionó como día promedio el martes 7 de marzo de 2017. En el Anexo IV se encuentran las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) obtenidas en este proceso. En la figura 3.12 se muestra la estimación realizada para este circuito

utilizando un ajuste por corriente de fase.

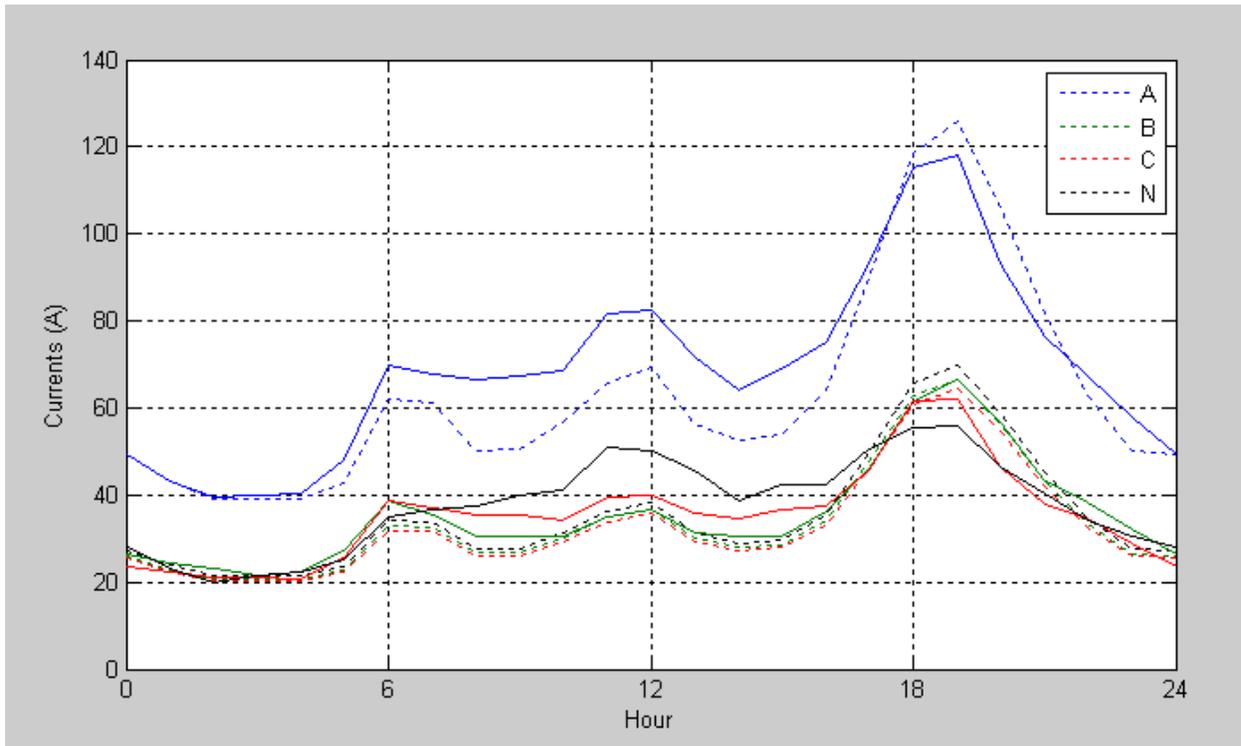


Figura 3.12: Estimación realizada para el circuito 162.

Se observa que las corrientes estimadas de fase y neutro se ajustan a las corrientes reales medidas por el interruptor principal del circuito en un día característico.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo IV). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan todos los elementos necesarios y se procede a realizar varias corridas del programa. Para este circuito se decidió variar solamente los ramales bifásicos y monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 7 cambios como máximo.

Los resultados iniciales muestran una corriente por neutro de 55.2 A, y un total de 223.8 kWh/día de pérdidas de energía en los conductores primarios.

En la Figura 3.13 se encuentran las variantes ordenadas por número de reconexiones, pérdidas y corriente de desbalance respectivamente. En este caso fue escogida la

variante 15, pues con cinco reconexiones permite una disminución considerable del desbalance, además de reducir también las pérdidas.

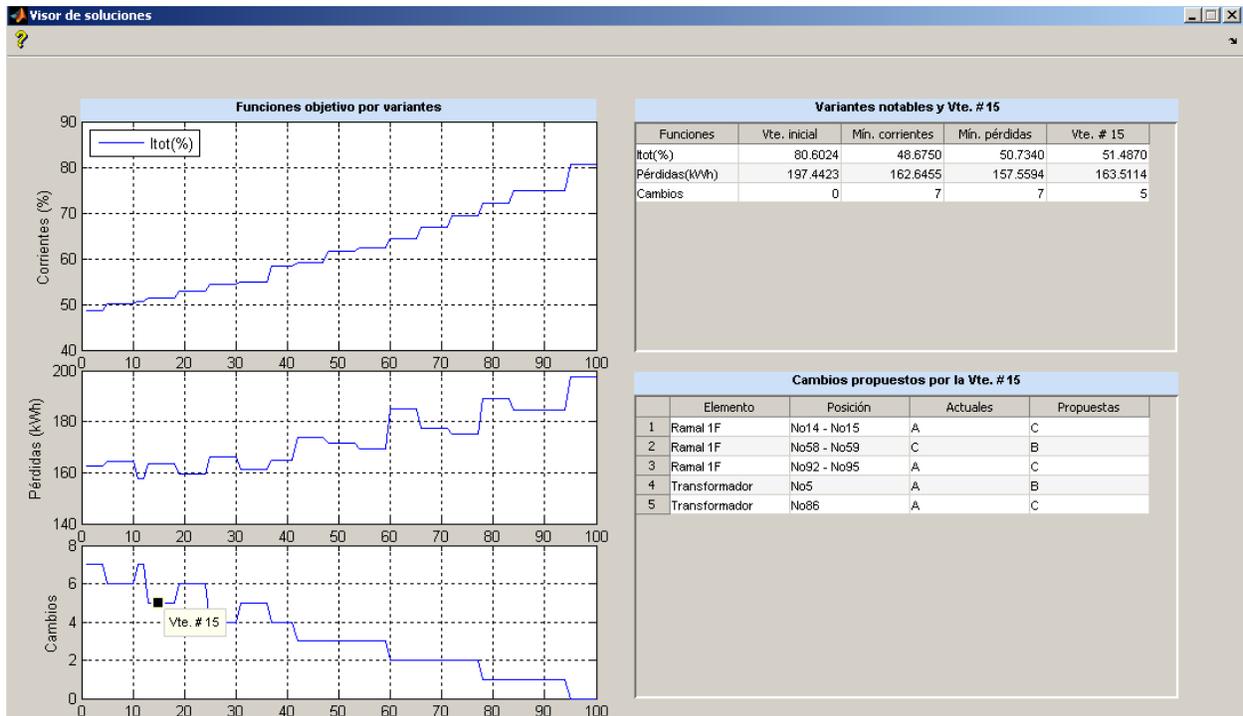


Figura 3.13: Variantes de balanceo para el circuito 162.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución al 51.48 %, las pérdidas de energía deben reducirse en 163.51 kWh/día. En la figura 3.14 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.



En la figura 3.15 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.

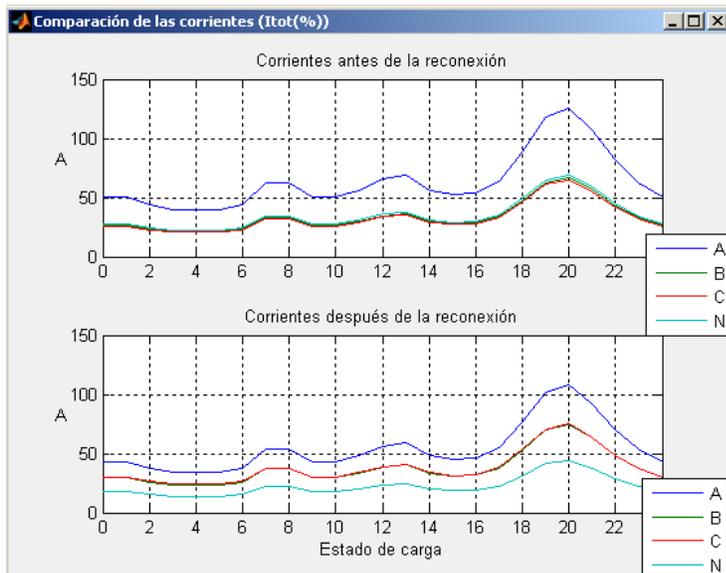


Figura 3.15: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

Se puede ver que se produce una reducción de la corriente de desbalance y mejora el equilibrio entre las corrientes de fase del circuito y una reducción considerable de la corriente por el neutro, pues antes esta corriente alcanzaba valores muy elevados al punto que se cruzaba con las de fase. Con respecto a las corrientes de fase, aunque no se logra un equilibrio total entre ellas, si existe una mejoría, pues antes la corriente de la fase A se encontraba muy por encima de las demás corrientes de fase y se logra que dichas corrientes se comporten de forma similar durante todo el día.

## CONCLUSIONES

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

- Al realizar el celaje de los circuitos se pudo comprobar que los datos de los mismos se encontraban totalmente desactualizados.
- En los circuitos analizados solo se tuvo acceso a mediciones de los interruptores principales, por lo tanto, fue necesario realizar una estimación de las cargas utilizando un programa de estimación.
- Se logró realizar una estimación en la cual se obtienen gráficos de carga semejantes a los medidos por los interruptores principales de los diferentes circuitos, aunque esta estimación puede tener cierto error con respecto a los valores reales.
- Los resultados estimados se pueden considerar como favorables, pero todavía no son los mas satisfactorios ya que solo se puede lograr confirmarlo con la práctica.
- Los cambios propuestos por el programa no han sido implementados en el tiempo requerido para la tesis, por lo tanto, los resultados reales de los circuitos analizados no se encuentran en dicha tesis.
- El método de optimización empleado garantiza la obtención de múltiples soluciones con un número reducido de reconexiones, que presentan reducciones significativas de pérdidas de energía y corriente de neutro. Por tanto, permite al ingeniero ejercer su criterio para escoger la variante más apropiada.

## RECOMENDACIONES

- Aplicar los cambios determinados por el programa de balanceo en los circuitos.
- Actualizar las bases de datos de los diferentes circuitos de distribución primaria con vistas a realizar este u otros tipos de estudios.
- Continuar perfeccionando los métodos computacionales de estimación y ajuste de cargas en los circuitos de distribución primaria.
- Realizar tomas de cargas en los transformadores para la estimación correcta de estas cargas.
- Realizar un estudio con el algoritmo de optimización NSGA-II a cada circuito que se pretenda modificar para realizar los cambios de la manera más óptima.
- 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.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Y. Lee, "Effects of unbalanced voltage on the operation performance of a three-phase induction motor," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 14, pp. 202-208, June 1999.
- [2] I. P. Abril, "Genetic Algorithm for the Load Balance on Primary Distribution Circuits.," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 8, Sept. 2010.
- [3] S. R. Castaño, *Redes de Distribucion de Energia*, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- [4] R. C. V. Sanabria, "Análisis Interactivo Gráfico de Sistemas Eléctricos de Distribución Primaria," Para completar las exigencias del grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontífica Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1993.
- [5] *Electric Power Distribution Handbook*, 2004.
- [6] O. N. d. Normalización, "Norma Cubana NC 365: 2004," in *Tensiones Normalizadas*, ed. Ciudad de La Habana. Cuba: Oficina Nacional de Normalización (NC), 2004.
- [7] L. C. Fernández, vol. 1, 1997.
- [8] P. J. C. G. T. Mg. Ing. Miguel Piumetto, Ing. Jorge Vaschetti "Análisis de la Reducción de los Factores de Desbalance en un Sistema de Distribución de MT por la Inserción de la Generación Distribuida," in *Nuevas Herramientas para una Mayor Eficiencia y Mayor Calidad*, II Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica, 2012.
- [9] I. E. Commission, "IEC 60050(161)," in *Chapter 161: Electromagnetic compatibility.*, ed, 1990.
- [10] I. E. Commission, "IEC 61000-4-30," in *Part 2-2: Compatibility levels for low-*

- frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems.*, ed, 2003.
- [11] IEEE, "IEEE std 1159," in *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.*, ed, 1995.
- [12] "Electricidad\_Electricitat Desequilibrios de tensión e intensidad" *available in* (<https://electricidad-viatger.blogspot.com/2009/05/desequilibrios-de-tension-e-intensidad.html>)
- [13] J. C. B. P.E. ISSOURIBEHERE\*, G.A. BARBERA, "ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS DIFERENTES DEFINICIONES DE LOS FACTORES DE DESBALANCE DE TENSIONES Y CORRIENTES EN LOS SISTEMAS TRIFÁSICOS," 2009.
- [14] J. L. Galeas Cruz and P. J. D. Urrutia Pérez, "Elaboración de una metodología para la normalización de los estudios de calidad de la potencia eléctrica," Universidad de El Salvador, 2003.
- [15] V. E. Casaravilla, "Desbalances - Estudio de alternativas para su estimación," 2009.
- [16] I. P. Abril, "Optimización Multiobjetivo del Balanceo de Circuitos de Distribución Primaria," in *16 Convención Científica de Ingeniería y Arquitectura*, Palacio de Convenciones de La Habana, 2012.
- [17] J. M. G. A. Félix Redondo Quintela, Norberto Redondo Melchor. Desequilibrio y pérdidas en las instalaciones eléctricas.
- [18] "Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos," *ECAMEC Tecnología*, Septiembre 2009 2009.
- [19] CENELEC, "EN 50160," ed.
- [20] I. E. Commission, "IEC 61000-2-2," in *Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*, ed, 1990.
- [21] A. Augugliaro, L. Dusonchet, M. G. Ippolito, and E. R. Sanseverino, "Minimum losses reconfiguration of MV distribution networks through local control of tie-switches," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 18, pp. 762-771, 2003.

- [22] H. Salazar, R. Gallego, and R. Romero, "Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1735-1742, 2006.
- [23] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [24] J.-P. Chiou, C.-F. Chang, and C.-T. Su, "Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 668-674, 2005.
- [25] C.-T. Su, C.-F. Chang, and J.-P. Chiou, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm," *Electric Power Systems Research*, vol. 75, pp. 190-199, 2005.
- [26] J. Zhu, M.-Y. Chow, and F. Zhang, "Phase balancing using mixed-integer programming [distribution feeders]," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 13, pp. 1487-1492, 1998.
- [27] J. Zhu, G. Bilbro, and M.-Y. Chow, "Phase balancing using simulated annealing," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 14, pp. 1508-1513, 1999.
- [28] J. C. G. A. Ruiz, 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, pp. 1-6, 2006.
- [29] T.-H. Chen and J.-T. Cherng, "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm," in *Power Industry Computer Applications, 1999. PICA'99. Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference, 1999*, pp. 145-151.
- [30] M. Dilek, R. P. Broadwater, J. C. Thompson, and R. Seqiun, "Simultaneous phase balancing at substations and switches with time-varying load patterns," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 16, pp. 922-928, 2001.
- [31] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H.-J. Chuang, and C.-Y. Ho, "Heuristic rule-based phase balancing of distribution systems by considering customer load patterns," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 709-716, 2005.
- [32] 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, vol. November 4 - 8, 2007, Kaohsiung, Taiwan, 2007.
- [33] M.-Y. Huang, C.-S. Chen, C.-H. Lin, M. Kang, H.-J. Chuang, and C.-W. Huang, "Three-phase balancing of distribution feeders using immune algorithm," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 2, pp. 383-392, 2008.
- [34] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H.-J. Chuang, M.-Y. Huang, and C.-W. Huang, "An expert system for three-phase balancing of distribution feeders," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 1488-1496, 2008.
- [35] A. Ukil, W. Siti, and J. Jordaan, "Feeder load balancing using neural network," in *Advances in Neural Networks-ISNN 2006*, ed: Springer, 2006, pp. 1311-1316.
- [36] A. Ukil and W. Siti, "Feeder load balancing using fuzzy logic and combinatorial optimization-based implementation," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 1922-1932, 2008.
- [37] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. Niazi, "A novel strategy for phase balancing in three-phase four-wire distribution systems," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1-7.
- [38] R. A. Hooshmand and S. Soltani, "Fuzzy optimal phase balancing of radial and meshed distribution networks using BF-PSO algorithm," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 27, pp. 47-57, 2012.
- [39] R. Hooshmand and S. Soltani, "Simultaneous optimization of phase balancing and reconfiguration in distribution networks using BF-NM algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 41, pp. 76-86, 2012.
- [40] C. G. Fei, "Solving Load Phase Balancing Problem in LV Distribution Networks by Chaotic Simulated Annealing," in *Advanced Materials Research*, 2012, pp. 689-693.
- [41] M. Sathiskumar, L. Lakshminarasimman, and S. Thiruvankadam, "A self adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, pp. 91-97, 2012.
- [42] G. Mahendran, M. Sathiskumar, S. Thiruvankadam, and L. Lakshminarasimman, "Multi-objective Unbalanced Distribution Network Reconfiguration through Hybrid Heuristic Algorithm," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, Vol. 8, No. 2, pp. 215-222, 2013.

- [43] T. G. Robertazzi, S. Skiena, and K. Wang, "'Phase balancing algorithms," vol. 96, ed: Electric Power Systems Research, 2013, pp. 218-224.
- [44] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. 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.
- [45] 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.
- [46] A. Seshadri. (available in <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimization-algorithm/content/NSGA-II/>). "NSGA-II source code"

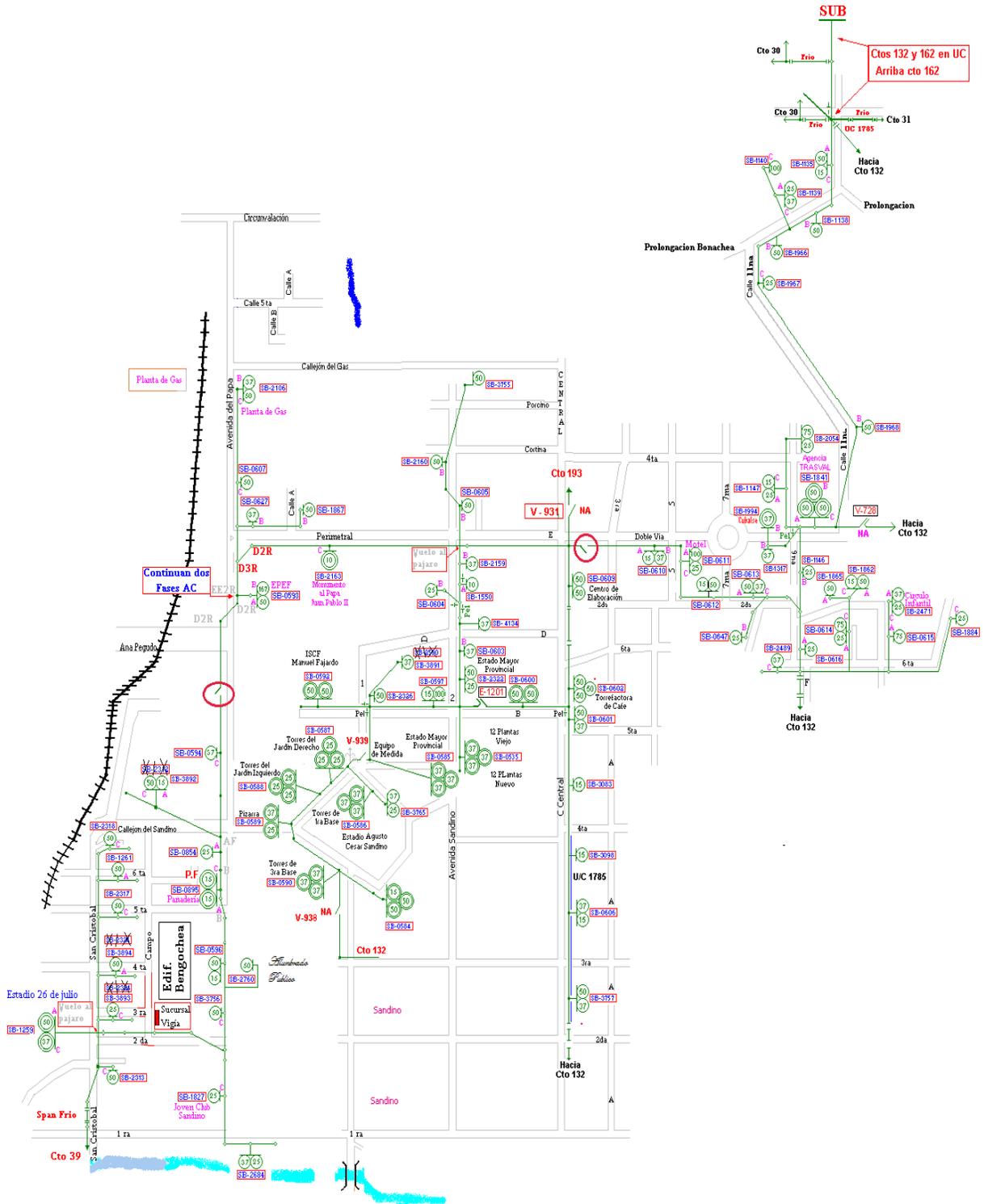




# Circuito 162: Santa Clara Industrial

## 13kV Santa Clara Industrial Cto 162

ES Noviembre/2009



## Anexo II: Base de datos para el circuito 6

Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Gráfico	Qc
ABC	A150	CN6	80	1T	C	13,89	6,82	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	90			0	0	0	0		0
ABC	A150	CN6	50	1T	B	14,29	7,01	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	100	2T	BA	5,78	2,84	15,6	7,64	Mixta_R2	0
ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
ABC	A150	CN6	100			0	0	0	0		0
ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
ABC	A150	CN6	50	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	150			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	40			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	50	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	50	1T	C	55,56	27,28	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN6	CN6	100	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	40	1T	A	22,47	11,03	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN6	CN6	40	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN6	CN6	40			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	80			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	80			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	40	1T	B	9,52	4,68	0	0	Residencial nuevo	0
CA	CN6	CN6	40			0	0	0	0		0
CA	A120	CN6	70	2T	AC	22,45	11,02	14,4	7,09	Mixta_R2	0
C	A120	CN6	50	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
C	A120	CN6	60	1T	C	13,89	6,82	0	0	Residencial nuevo	0
A	CN6	CN6	10	1T	A	22,47	11,03	0	0	Residencial nuevo	0
A	A70	CN6	40	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
A	A70	CN6	90	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0

C	A120	CN6	50	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	40	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	100			0	0	0	0		0
B	CN6	CN6	20	1T	B	14,29	7,01	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	20	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
C	CN6	CN6	40	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
C	A70	CN6	80	1T	C	20,83	10,23	0	0	Residencial nuevo	0
C	A70	CN6	120	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
C	A70	CN6	20	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
AB	CN6	CN6	50	2T	AB	8,93	4,38	24,7	12,15	Mixta_R2	0
B	A70	CN6	50	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	100			0	0	0	0		0
B	CN6	CN6	50	1T	B	28,57	14,03	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	100	1T	B	14,29	7,01	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	50	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
B	CN6	CN6	80	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	50	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
B	CN6	CN6	30	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
B	A70	CN6	80	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
A	CN6	CN6	50	1T	A	14,98	7,35	0	0	Residencial nuevo	0
A	CN6	CN6	100	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	80			0	0	0	0		0
ABC	CN4	CN6	40			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	25	2T	BC	5,71	2,8	24,1	11,81	Mixta_R2	0
ABC	CN4	CN6	90			0	0	0	0		0
ABC	A150	CN6	80	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial	0

										nuevo	
ABC	A150	CN6	80	1T	C	20,83	10,23	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	80			0	0	0	0		0
ABC	A150	CN6	40	YY		0	0	81,8	40,18	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	60	2T	CB	47,11	23,13	16,5	8,1	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	200	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	60	1T	A	14,98	7,35	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	60			0	0	0	0		0
ABC	A150	CN6	5	1T	A	44,94	22,06	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	20	2T	BA	0	0	33	16,2	Mixta_R2	0
ABC	A150	CN6	160			0	0	0	0		0
AB	CN6	CN6	140	2T	AB	13,71	6,73	16,5	8,1	Mixta_R2	0
AB	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
AB	CN6	CN6	30			0	0	0	0		0
A	CN4	CN6	40	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
B	CN4	CN6	90	1T	B	14,29	7,01	0	0	Residencial nuevo	0
AB	A70	CN6	40	2T	BA	10,73	5,27	15,6	7,64	Mixta_R2	0
ABC	CN6	CN6	60			0	0	0	0		0
ABC	CN4	CN6	50	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN4	CN6	40	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN4	CN6	70	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN4	CN6	70	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN4	CN6	40			0	0	0	0		0
ABC	A150	CN6	40	YY		0	0	364	178,9	Residencial nuevo	0
AB	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
AB	CN6	CN6	80	2T	BA	9,08	4,46	51,9	25,48	Mixta_R2	0
AB	CN6	CN6	50	2T	AB	11,91	5,85	33	16,2	Mixta_R2	0
A	A70	CN6	40	1T	A	5,99	2,94	0	0	Residencial nuevo	0
A	A70	CN6	40	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
A	A70	CN6	40	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial	0

										nuevo	
ABC	CN4	CN6	40	2T	CB	17,45	8,57	6,6	3,24	Mixta_R2	0
ABC	CN4	CN6	80	2T	AC	1,24	0,61	24,1	11,81	Mixta_R2	0
A	CN4	CN6	40	1T	A	8,99	4,41	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	A150	CN6	50	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN6	CN6	40			0	0	0	0		0
ABC	CN6	CN6	50	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
BC	CN6	CN6	50	2T	CB	24,42	11,99	6,6	3,24	Residencial nuevo	0
BC	A70	CN6	80	2T	CB	22,68	11,14	9,9	4,86	Mixta_R2	0
C	A70	CN6	15	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
BC	A70	CN6	40	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
BC	A70	CN6	80	2T	CB	28,68	14,08	24,7	12,15	Residencial nuevo	0
B	CN6	CN6	40	1T	B	19,05	9,35	0	0	Residencial nuevo	0
ABC	CN6	CN6	40	2T	BA	9,08	4,46	51,9	25,48	Residencial nuevo	0
C	CN4	CN6	100	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
A	A70	CN6	20	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
C	CN4	CN6	50	1T	C	13,89	6,82	0	0	Residencial nuevo	0
AB	A35	CN6	30	2T	BA	20,43	10,03	15,6	7,64	Mixta_R2	0
C	A70	CN6	80	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0
CA	CN6	CN6	100	1T	C	20,83	10,23	0	0	Residencial nuevo	0
CA	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
CA	CN6	CN6	50	1T	C	41,67	20,46	0	0	Residencial nuevo	0
CA	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
A	CN6	CN6	100	1T	A	29,96	14,71	0	0	Residencial nuevo	0
A	CN6	CN6	40	1T	A	22,47	11,03	0	0	Residencial nuevo	0
C	CN6	CN6	50	1T	C	27,78	13,64	0	0	Mixta_R2	0
C	CN6	CN6	100	1T	C	27,78	13,64	0	0	Residencial nuevo	0

ABC	CN6	CN6	15	TT		0	0	81,5	40	Industrial_1	0
-----	-----	-----	----	----	--	---	---	------	----	--------------	---

### Anexo III: Base de datos para el circuito 31

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Gráfico	Qc
No1	No2	ABC	A150	CN6	200			0	0	0	0		0
No2	No3	ABC	A150	CN6	200			0	0	0	0		0
No3	No5	ABC	A150	CN6	150	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No5	No6	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No6	No8	ABC	A150	CN6	150	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No8	No10	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No10	VP	ABC	A150	CN6	400			0	0	0	0		0
VP	No13	ABC	A150	CN6	30			0	0	0	0		0
No13	No24	ABC	A150	CN6	0	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No24	No26	ABC	A150	CN6	200			0	0	0	0		0
No26	TRONCO	ABC	A150	CN6	200			0	0	0	0		0
TRONCO	No33	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No33	No34	ABC	A150	CN6	200			0	0	0	0		0
No34	No36	ABC	A150	CN6	80	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No36	No41	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No41	No42	ABC	A150	CN6	100			0	0	0	0		0
No42	No44	ABC	A150	CN6	50	1T	C	6,6	1,57	0	0	Residencial nuevo	0
No44	No47	ABC	A70	CN6	100	2T	BA	9,21	2,19	2,9	0,7	Residencial nuevo	0
No47	No48	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No48	No49	ABC	A150	CN6	50	1T	A	4,24	1,01	0	0	Residencial nuevo	0
No49	No57	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No57	No58	ABC	A150	CN6	50	2T	AC	0	0	9,8	2,3	Residencial nuevo	0
No58	No60	ABC	A150	CN6	340	1T	C	2,64	0,63	0	0	Residencial nuevo	0
No60	No61	ABC	CN4	CN6	50	1T	C	1,76	0,42	0	0	Residencial nuevo	0
No61	No62	ABC	CN4	CN6	100	3T	ABC	0	0	17	4	Residencial nuevo	0
No62	No64	ABC	CN4	CN6	15	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No64	No66	ABC	A50	CN6	30	3T	ABC	0	0	17	4	Residencial nuevo	0

No62	No65	ABC	A50	CN6	100	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No61	No63	CA	CN6	CN6	250	2T	AC	0	0	7,4	1,7	Residencial nuevo	0
No57	No59	C	A50	CN6	100	1T	C	8,8	2,1	0	0	Residencial nuevo	0
No48	No50	ABC	A150	CN6	70	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No50	No51	ABC	A150	CN6	30			0	0	0	0		0
No51	No52	B	A70	CN6	80	1T	B	8,03	1,91	0	0	Residencial nuevo	0
No52	No54	B	A50	CN6	170	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No51	No53	B	A50	CN6	170	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No53	No55	B	A50	CN6	50	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No51	No56	A	A150	CN6	150	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No42	No45	CA	A150	CN6	0	2T	CA	7,29	1,74	2,9	0,7	Residencial nuevo	0
No42	No46	C	A150	CN6	0	1T	C	6,6	1,57	0	0	Residencial nuevo	0
No41	No43	B	A150	CN6	0	1T	B	2,68	0,64	0	0	Residencial nuevo	0
No34	No37	ABC	A150	CN6	50	2T	CB	5,16	1,23	2,8	0,7	Residencial nuevo	0
No37	No39	ABC	A150	CN6	10	2T	CA	6,23	1,49	4,9	1,2	Residencial nuevo	0
No39	No40	C	A70	CN6	120	1T	C	6,6	1,57	0	0	Residencial nuevo	0
No34	No38	C	CN6	CN6	10	1T	C	4,4	1,05	0	0	Residencial nuevo	0
No33	No31	ABC	A50	CN6	50	1T	A	4,24	1,01	0	0	Residencial nuevo	0
No31	No67	ABC	A70	CN6	100			0	0	0	0		0
No67	No68	ABC	A70	CN6	50	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No68	No70	A	A70	CN6	200	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No67	No69	ABC	A50	CN6	10	3T	ABC	0	0	13	3	Residencial nuevo	0
TRONCO	No27	ABC	A70	CN6	120	1T	C	2,64	0,63	0	0	Residencial nuevo	0
No27	No35	ABC	A50	CN6	50			0	0	0	0		0
No35	No71	ABC	A50	CN6	50			0	0	0	0		0

No71	No73	ABC	A70	CN6	100			0	0	0	0		0
No73	No77	ABC	A70	CN6	70	1T	C	6,6	1,57	0	0	Residencial nuevo	0
No77	No79	ABC	A70	CN6	80			0	0	0	0		0
No79	No80	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No80	No90	ABC	A70	CN6	180	1T	A	2,83	0,67	0	0	Residencial nuevo	0
No90	No88	ABC	A70	CN6	120			0	0	0	0		0
No88	No91	ABC	A50	CN6	60	1T	C	6,6	1,57	0	0	Residencial nuevo	0
No91	No93	ABC	A70	CN6	160			0	0	0	0		0
No93	No98	ABC	A70	CN6	200			0	0	0	0		0
No98	No102	ABC	A70	CN6	20	2T	CB	5,09	1,22	7	1,7	Residencial nuevo	0
No102	No107	ABC	A70	CN6	120	1T	B	2,68	0,64	0	0	Residencial nuevo	0
No107	No108	ABC	A70	CN6	180			0	0	0	0		0
No108	No109	ABC	A70	CN6	60			0	0	0	0		0
No109	No111	ABC	A50	CN6	120			0	0	0	0		0
No111	No122	ABC	A70	CN6	40	2T	BC	2,9	0,69	4,6	1,1	Residencial nuevo	0
No122	No126	ABC	A70	CN6	120			0	0	0	0		0
No126	No125	ABC	A50	CN6	40	2T	AC	0	0	9,8	2,3	Residencial nuevo	0
No125	No128	ABC	A70	CN6	100			0	0	0	0		0
No128	No129	ABC	A70	CN6	120			0	0	0	0		0
No129	No131	ABC	CN6	CN6	100	2T	BC	0	0	4,6	1,1	Residencial nuevo	0
No131	No133	ABC	CN6	CN6	100	1T	B	4,02	0,95	0	0	Residencial nuevo	0
No133	No134	ABC	CN6	CN6	180			0	0	0	0		0
No134	No135	ABC	CN6	CN6	200	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No135	No137	ABC	CN6	CN6	200			0	0	0	0		0
No137	No138	C	CN6	CN6	60	1T	C	8,8	2,1	0	0	Residencial nuevo	0
No138	No139	C	CN6	CN6	5000	1T	C	6,6	1,57	0	0	Residencial nuevo	0
No139	No140	C	CN6	CN6	5000	1T	C	4,4	1,05	0	0	Residencial nuevo	0
No140	No141	C	CN6	CN6	0	1T	C	1,76	0,42	0	0	Residencial nuevo	0
No137	No142	BC	CN6	CN6	100	2T	BC	1,07	0,25	7,6	1,8	Residencial nuevo	0
No134	No136	B	CN6	CN6	150	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial	0

												nuevo	
No129	No132	B	CN6	CN6	150	1T	B	4,02	0,95	0	0	Residencial nuevo	0
No128	No130	BC	CN6	CN6	60	2T	CB	4,14	0,99	4,6	1,1	Residencial nuevo	0
No126	No127	C	A50	CN6	500	1T	C	4,4	1,05	0	0	Residencial nuevo	0
No111	No123	BC	A50	CN6	500	2T	BC	0	0	4,6	1,1	Residencial nuevo	0
No111	No124	ABC	A50	CN6	200	3T	ABC	0	0	13	3	Residencial nuevo	0
No109	No112	ABC	A50	CN6	80			0	0	0	0		0
No112	No113	ABC	A50	CN6	60	2T	CB	4,14	0,99	4,6	1,1	Residencial nuevo	0
No113	No115	ABC	A70	CN6	50	3T	ABC	0	0	8,5	2	Residencial nuevo	0
No115	No120	ABC	A50	CN6	200	3T	ABC	0	0	8,5	2	Residencial nuevo	0
No120	No121	ABC	A50	CN6	500	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No112	No114	A	A50	CN6	70			0	0	0	0		0
No114	No116	A	A50	CN6	200	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No116	No119	A	A50	CN6	60	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No114	No117	A	A50	CN6	60	1T	A	2,83	0,67	0	0	Residencial nuevo	0
No117	No118	A	A50	CN6	100	1T	A	4,24	1,01	0	0	Residencial nuevo	0
No108	No110	A	A50	CN6	25	1T	A	4,24	1,01	0	0	Residencial nuevo	0
No98	No103	CA	A50	CN6	120	2T	AC	0	0	7,4	1,7	Residencial nuevo	0
No103	No104	A	A70	CN6	200			0	0	0	0		0
No104	No105	A	A50	CN6	40	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No104	No106	A	A50	CN6	100	1T	A	4,24	1,01	0	0	Residencial nuevo	0
No93	No99	C	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No99	No100	C	CN6	CN6	100	1T	C	6,6	1,57	0	0	Residencial nuevo	0
No99	No101	C	CN6	CN6	100	1T	C	8,8	2,1	0	0	Residencial nuevo	0
No91	No94	A	A50	CN6	60	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial nuevo	0
No94	No95	A	A70	CN6	180	1T	A	5,66	1,34	0	0	Residencial	0

												nuevo	
No95	No96	A	A70	CN6	50	1T	A	8,48	2,01	0	0	Residencial nuevo	0
No96	No97	A	A50	CN6	120	1T	A	4,24	1,01	0	0	Residencial nuevo	0
No88	No92	BC	CN6	CN6	50	2T	BC	0	0	4,6	1,1	Residencial nuevo	0
No80	No89	B	CN6	CN6	150	1T	B	4,02	0,95	0	0	Residencial nuevo	0
No79	No81	BC	A50	CN6	541	2T	BC	0	0	9,3	2,2	Residencial nuevo	0
No81	No82	B	A50	CN6	100			0	0	0	0		0
No82	No83	B	A50	CN6	50	1T	B	4,02	0,95	0	0	Residencial nuevo	0
No83	No86	B	CN6	CN6	50	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No86	No87	B	CN6	CN6	50	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No82	No84	B	A50	CN6	60	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No82	No85	B	A70	CN6	60	1T	B	2,68	0,64	0	0	Residencial nuevo	0
No73	No78	BC	A70	CN6	0	2T	CB	6,38	1,52	4,6	1,1	Residencial nuevo	0
No71	No74	ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No74	No75	ABC	CN6	CN6	100	2T	BC	0	0	7	1,7	Residencial nuevo	0
No74	No76	ABC	CN4	CN6	100	2T	BC	0	0	7	1,7	Residencial nuevo	0
No35	No72	ABC	A50	CN6	100	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No26	No28	ABC	A50	CN6	20	1T	B	8,03	1,91	0	0	Residencial nuevo	0
No28	No32	ABC	A50	CN6	1	2T	AC	0	0	33	7,8	Residencial nuevo	0
No26	No29	ABC	A150	CN6	50	1T	C	2,64	0,63	0	0	Residencial nuevo	0
No29	No30	ABC	A150	CN6	150	TT		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No13	No25	ABC	A70	CN6	150	3T	ABC	0	0	17	4	Residencial nuevo	0
VP	No11	ABC	A150	CN6	20	2T	BA	1,07	0,26	2,9	0,7	Residencial nuevo	0
No11	No14	ABC	A50	CN6	100	2T	BC	2,15	0,5	15	3,6	Residencial nuevo	0
No14	No15	ABC	A50	CN6	100			0	0	0	0		0

No15	No16	ABC	A50	CN6	60	2T	AB	4,7	1,11	1,9	0,4	Residencial nuevo	0
No16	No18	ABC	A50	CN6	50			0	0	0	0		0
No18	No19	ABC	A50	CN6	30	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No18	No21	ABC	A50	CN6	50			0	0	0	0		0
No21	No22	ABC	A70	CN6	150	TT		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No21	No23	B	A50	CN6	150	1T	B	5,36	1,27	0	0	Residencial nuevo	0
No18	No20	AB	A50	CN6	50	2T	AB	2,77	0,66	2,8	0,7	Residencial nuevo	0
No15	No17	BC	A50	CN6	50	2T	BC	2,15	0,5	15	3,6	Residencial nuevo	0
No10	No12	A	A50	CN6	50	1T	A	11,3	2,68	0	0	Residencial nuevo	0
No6	No9	ABC	A150	CN6	150	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No3	No7	AB	A70	CN6	10	2T	AB	3,18	0,75	4,6	1,1	Residencial nuevo	0
No2	No4	CA	A150	CN6	70	2T	CA	6,23	1,49	4,9	1,2	Residencial nuevo	0

#### Anexo IV: Base de datos para el circuito 162

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Gráfico	Qc
No1	No2	ABC	A150	CN6	270	2T	AC	23,3	5,9	13,5	3,43	Residencial nuevo	0
No2	No3	ABC	A150	CN6	100	1T	B	33	8,35	0	0	Residencial nuevo	0
No3	No4	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No4	No5	ABC	A150	CN6	50	1T	A	30,3	7,67	0	0	Residencial nuevo	0
No5	No9	ABC	A150	CN6	75	1T	C	7,81	1,98	0	0	Residencial nuevo	0
No9	No8	ABC	A150	CN6	100	1T	B	33	8,35	0	0	Residencial nuevo	0
No8	No10	ABC	A150	CN6	140	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No10	No11	ABC	A150	CN6	25			0	0	0	0		0
No11	No14	CA	A150	CN6	25			0	0	0	0		0
No14	No12	CA	A50	CN6	100	2T	CA	0,05	0,01	13,5	3,41	Residencial nuevo	0
No12	No13	CA	A50	CN6	100	2T	AC	38,5	9,75	13,5	3,43	Residencial nuevo	0
No14	No15	A	A70	CN6	150	1T	A	22,7	5,75	0	0	Residencial	0

												nuevo	
No15	No16	A	A50	CN6	50	1T	A	22,7	5,75	0	0	Residencial nuevo	0
No11	No17	ABC	A150	CN6	50	1T	A	15,2	3,84	0	0	Residencial nuevo	0
No17	No18	ABC	A150	CN6	25			0	0	0	0		0
No18	No19	CA	CN6	CN6	100	1T	C	7,81	1,98	0	0	Residencial nuevo	0
No19	No20	CA	CN6	CN6	25			0	0	0	0		0
No20	No21	A	CN6	CN6	100	1T	A	22,7	5,75	0	0	Residencial nuevo	0
No20	No22	CA	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No22	No23	CA	CN6	CN6	50	2T	AC	38,5	9,75	13,5	3,43	Residencial nuevo	0
No23	No26	CA	CN6	CN6	100	2T	CA	7,07	1,79	15,7	3,99	Residencial nuevo	0
No26	No27	C	CN6	CN6	60	1T	C	15,6	3,96	0	0	Residencial nuevo	0
No22	No24	CA	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No24	No25	CA	CN6	CN6	50	1T	C	23,4	5,94	0	0	Residencial nuevo	0
No25	No28	CA	CN6	CN6	50	2T	AC	15,6	3,96	13,5	3,43	Residencial nuevo	0
No24	No29	A	CN6	CN6	200	1T	A	15,2	3,84	0	0	Residencial nuevo	0
No18	No30	ABC	CN6	CN6	150			0	0	0	0		0
No30	No31	ABC	CN6	CN6	50	2T	AC	19,6	4,96	20,3	5,14	Residencial nuevo	0
No31	No32	ABC	CN6	CN6	200	2T	BA	24,8	6,28	15,7	3,99	Residencial nuevo	0
No32	No34	ABC	CN6	CN6	100	2T	AC	53,7	13,6	13,5	3,43	Residencial nuevo	0
No34	No35	ABC	CN6	CN6	100	1T	B	24,7	6,26	0	0	Residencial nuevo	0
No35	No36	ABC	CN6	CN6	200			0	0	0	0		0
No36	No38	CA	CN6	CN6	100	2T	AC	15,8	3,99	27,1	6,85	Residencial nuevo	0
No36	VP	ABC	A50	CN6	200			0	0	0	0		0
VP	No37	B	CN6	CN6	60	1T	B	33	8,35	0	0	Residencial nuevo	0
No37	No39	B	A50	CN6	70	1T	B	33	8,35	0	0	Residencial nuevo	0
No39	No40	B	A50	CN6	80	1T	B	33	8,35	0	0	Residencial nuevo	0
VP	No41	ABC	CN6	CN6	20	1T	B	24,7	6,26	0	0	Residencial nuevo	0

No41	No42	ABC	CN6	CN6	20	1T	A	6,06	1,53	0	0	Residencial nuevo	0
No42	No43	ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No43	No44	ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No44	No45	ABC	CN6	CN6	50	1T	B	24,7	6,26	0	0	Residencial nuevo	0
No45	No46	ABC	CN6	CN6	100	2T	AC	26,2	6,62	8,12	2,06	Residencial nuevo	0
No46	No47	ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No47	No48	ABC	CN6	CN6	50	2T	AC	56,5	14,3	8,12	2,06	Residencial nuevo	0
No48	No58	ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No58	No59	C	CN6	CN6	50	1T	C	15,6	3,96	0	0	Residencial nuevo	0
No59	No60	C	CN6	CN6	100	1T	C	11,7	2,97	0	0	Residencial nuevo	0
No58	No61	CA	CN6	CN6	170	2T	AC	15,8	3,99	27,1	6,85	Residencial nuevo	0
No58	No62	ABC	CN6	CN6	50			0	0	0	0		0
No62	No63	BC	CN6	CN6	100	2T	BC	17,6	4,47	13,5	3,43	Residencial nuevo	0
No62	No64	ABC	CN6	CN6	30			0	0	0	0		0
No64	No65	ABC	CN4	CN6	50	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No64	No66	ABC	CN4	CN6	70	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No66	No67	ABC	CN4	CN6	180	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No67	No68	ABC	CN4	CN6	50	1T	B	24,7	6,26	0	0	Residencial nuevo	0
No68	No69	ABC	A70	CN6	120	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No69	No70	ABC	A70	CN6	100	2T	AC	56,5	14,3	8,12	2,06	Residencial nuevo	0
No47	No51	ABC	CN6	CN6	50	YY		0	0	0	0	Residencial nuevo	0
No47	No52	ABC	CN6	CN6	50	2T	AC	15,8	3,99	27,1	6,85	Residencial nuevo	0
No52	No53	ABC	CN6	CN6	50	2T	CB	0	0	27,1	6,85	Residencial nuevo	0
No53	No54	ABC	CN6	CN6	20	3T	ABC	13,1	3,29	64,8	16,4	Residencial nuevo	0
No53	No55	CA	CN6	CN6	0	1T	C	7,81	1,98	0	0	Residencial nuevo	0
No55	No56	CA	CN6	CN6	100	1T	C	15,6	3,96	0	0	Residencial nuevo	0

No56	No57	CA	CN6	CN6	100	2T	CA	0,11	0,03	26,9	6,81	Residencial nuevo	0
No44	No50	B	A70	CN6	20	1T	B	24,7	6,26	0	0	Residencial nuevo	0
No43	No49	B	CN6	CN6	20	1T	B	16,5	4,18	0	0	Residencial nuevo	0
VP	No71	ABC	A50	CN6	100	1T	C	3,12	0,79	0	0	Residencial nuevo	0
No71	No72	ABC	A50	CN6	140			0	0	0	0		0
No72	No74	ABC	CN6	CN6	100	2T	AB	71,3	18,1	57,1	14,5	Residencial nuevo	0
No74	No79	CA	A70	CN6	250	1T	C	11,7	2,97	0	0	Residencial nuevo	0
No79	No80	CA	A50	CN6	100			0	0	0	0		0
No80	No81	CA	A70	CN6	50	1T	A	15,2	3,84	0	0	Residencial nuevo	0
No81	No83	CA	A70	CN6	65	2T	AC	4,72	1,2	8,12	2,06	Residencial nuevo	0
No83	No84	CA	A70	CN6	100	2T	CA	7,07	1,79	15,7	3,99	Residencial nuevo	0
No84	No85	CA	A70	CN6	50	1T	C	15,6	3,96	0	0	Residencial nuevo	0
No85	No87	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No87	No88	CA	A70	CN6	70	1T	C	7,81	1,98	0	0	Residencial nuevo	0
No88	No89	CA	A70	CN6	100	2T	AC	15,6	3,96	13,5	3,43	Residencial nuevo	0
No87	VP1	CA	A70	CN6	120			0	0	0	0		0
VP1	No90	CA	A70	CN6	50	2T	AC	19,6	4,96	20,3	5,14	Residencial nuevo	0
VP1	No91	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No91	No92	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No92	No94	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No94	No96	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No96	No98	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No98	No103	C	A70	CN6	30	1T	C	15,6	3,96	0	0	Residencial nuevo	0
No96	No99	A	A70	CN6	30	1T	A	30,3	7,67	0	0	Residencial nuevo	0
No94	No97	C	A70	CN6	15	1T	C	15,6	3,96	0	0	Residencial nuevo	0
No92	No95	A	A70	CN6	50	1T	A	30,3	7,67	0	0	Residencial nuevo	0
No91	No93	C	A70	CN6	50	1T	C	7,81	1,98	0	0	Residencial nuevo	0
VP1	No101	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0

No101	No102	C	A70	CN6	15	1T	C	15,6	3,96	0	0	Residencial nuevo	0
No84	No86	CA	A70	CN6	20	1T	A	30,3	7,67	0	0	Residencial nuevo	0
No80	No82	CA	A70	CN6	50	2T	CA	7,07	1,79	15,7	3,99	Residencial nuevo	0
No72	No100	BC	A50	CN6	25			0	0	0	0		0
No100	No73	BC	A50	CN6	25			0	0	0	0		0
No73	No75	BC	A50	CN6	100	1T	C	15,6	3,96	0	0	Residencial nuevo	0
No75	No76	BC	A50	CN6	20	2T	CB	0	0	27,1	6,85	Residencial nuevo	0
No73	No77	B	A50	CN6	50	1T	B	24,7	6,26	0	0	Residencial nuevo	0
No77	No78	B	A50	CN6	150	1T	B	33	8,35	0	0	Residencial nuevo	0
No30	No33	B	CN6	CN6	150	1T	B	16,5	4,18	0	0	Residencial nuevo	0
No4	No7	CA	A50	CN6	50	2T	CA	0,08	0,02	20,2	5,11	Residencial nuevo	0
No7	No6	C	A50	CN6	50	1T	C	31,2	7,91	0	0	Residencial nuevo	0