

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Balanceo multiobjetivo de los circuitos de distribución primaria 3, 4, 30 y 31 de Santa Clara.

Autor: Omar Álvarez Fleites

Tutor: Dr. Ignacio Pérez Abril

Santa Clara

2016

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

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

**Título: Balanceo multiobjetivo de los circuitos de
distribución primaria 3,4,30 y 31 de Santa Clara.**

Autor: Omar Álvarez Fleites

E-mail: ovalvarez@uclv.cu

Tutor: Dr. Ignacio Pérez Abril

E-mail: iperez@uclv.edu.cu

Santa Clara

2016



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 existe una manera fácil.

No importa cuán talentoso seas, tu talento te va a fallar si no lo desarrollas. Si no estudias, si no trabajas duro, si no te dedicas a ser mejor cada día"

Will Smith

DEDICATORIA

A yeyé por ser mi guía y la de mi familia.

A mi papá por la fé y el amor depositado en mí.

A mi mamá por el apoyo y el cariño incondicional.

A Damián por siempre estar cuando lo necesité y el carisma en los momentos difíciles.

A Ernesto por el cariño y la ayuda.

AGRADECIMIENTOS

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

A mis abuelos: Yeyé, Elsa y José Luis por su dedicación.

A mis tíos Damián y Ernesto por darme su apoyo y cariño.

Al resto de mi familia.

Quiero agradecer a mis amigos y compañeros de estudio, por los momentos que vivimos juntos, realmente sin ellos todo hubiese sido más difícil, en especial:

A Viki por compartir su amistad, inteligencia y alegría.

A Pedro por compartir su amistad y sus conocimientos.

A Javier por ser mi amigo y compañero de cuarto.

A Osleni por compartir su amistad y sus conocimientos.

A Juan Carlos por compartir su amistad y alegría.

A mi novia Sandra por el cariño y apoyo en la realización de esta tesis

A mi tutor Ignacio por el apoyo en la realización de esta tesis

A todos lleguen con humildad mis agradecimientos.

Muchas Gracias.

TAREA TÉCNICA

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

- Realización de una búsqueda bibliográfica sobre el tema.
- Estudio y aplicación del proceso de celaje de circuitos.
- Elaboración de un procedimiento de estimación y ajuste de los datos para la representación de las cargas del circuito.
- Estudio de las características del programa de balanceo y su empleo.
- Aplicación del programa de balanceo a varios circuitos y realización de mediciones antes y después de la aplicación del mismo.

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 bifásicos, y de los bancos de uno y dos transformadores. Para el balanceo de los circuitos se utiliza el algoritmo NSGA-II de optimización multiobjetivo y se realiza un estudio de cuatro circuitos de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara para comprobar la efectividad del método empleado.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. DESBALANCE EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	4
1.1 Características de los circuitos de distribución	4
1.1.1 Características más importantes de los circuitos radiales	4
1.1.2 Clasificación de los Sistemas de Distribución	5
1.2 Circuitos de distribución en Cuba	5
1.3 Orígenes del desbalance	6
1.4 Definiciones de desbalance	7
1.4.1 Fórmulas para la medición del desbalance en los sistemas eléctricos a través de métodos alternativos	8
1.5 Efectos del desbalance	9
1.6 Límites admisibles de desbalance	10
1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara	10
CAPÍTULO II. ASPECTOS TEÓRICOS SOBRE EL PROGRAMA DE BALANCEO.....	14
2.1 Fundamentación técnica del Estimador	14
2.1.1 Ajuste de cargas	15
2.1.2 Transformadores trifásicos	17
2.1.3 Bancos de tres transformadores Y-Δ	17
2.1.4 Bancos de dos transformadores	18
2.1.5 Transformadores monofásicos	19
2.1.6 Algoritmo de ajuste de las cargas	19
2.1.7 Algoritmo de estimación	20
2.2 Fundamentación técnica del Programa de Balanceo	21
2.2.1 Formulación del problema	24

2.2.2	Funciones objetivo	27
2.2.3	Implementación del NSGA-II	29
CAPÍTULO III. EJECUCIÓN DEL BALANCEO		30
3.1	Análisis del Circuito 31	30
3.1.1	Datos obtenidos del celaje	30
3.1.2	Estimación de cargas	32
3.1.3	Ajuste de la base de datos del Radial	33
3.1.4	Corrida del programa de balanceo	34
3.1.5	Ejecución del Balanceo	35
3.1.6	Análisis y comparación de los resultados	36
3.2	Análisis del circuito 3	38
3.2.1	Datos obtenidos del celaje	38
3.2.2	Estimación de cargas	40
3.2	Corrida del programa de balanceo	42
3.2.5	Ejecución del balanceo	43
3.2.6	Análisis y comparación de los resultados	44
3.3	Análisis del circuito 30	45
3.3.1	Datos obtenidos del celaje	45
3.3.2	Estimación de cargas	47
3.1.3	Ajuste de la base de datos del Radial	48
3.1.4	Corrida del programa de balanceo	49
3.1.5	Ejecución del Balanceo	50
3.1.6	Análisis y comparación de los resultados	51
3.4	Análisis del circuito 4	53
3.4.1	Datos obtenidos del celaje	53
3.4.2	Estimación de cargas	54

3.4.3 Ajuste de la base de datos del Radial	55
3.4.4 Corrida del programa de balanceo	56
3.2.5 Ejecución del balanceo	57
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
Conclusiones	58
Recomendaciones	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
ANEXOS	64
Anexo I Base de datos utilizada por el programa Estimador de Cargas (Formato Digital).....	64
Anexo II Base de Datos utilizada por el programa NSGA-II (Formato Digital) .	64
Anexo III Radiales actualizados (Formato Digital).....	64
Anexo IV Radiales con los cambios realizados (Formato Digital).....	64
Anexo V Monolineales actualizados (Formato Digital).....	64
Anexo VI Cambios localizados en el monolineal (Formato Digital).....	64
Anexo VII Nulec de los circuitos antes del cambio (Formato Digital).....	64
Anexo VIII Nulec de los circuitos después del cambio (Formato Digital)	64
Anexo IX Programa NSGA-II (Formato Digital).....	64
Anexo X Resultados del programa Estimador de Cargas (Formato Digital)	64
Anexo XI Fotos tomadas durante la ejecución del balanceo (Formato Digital).....	64
Anexo XII Base de datos del Radial utilizada para cada circuito(Formato Digital)	64

INTRODUCCIÓN

Para que un sistema de distribución entregue a los usuarios la energía eléctrica con la calidad y continuidad necesaria, los parámetros que califican su desempeño no deben superar ciertos valores. Específicamente cuando se trata de perturbaciones los índices a controlar son los armónicos de tensión y corriente, los huecos de tensión, el flicker y el grado de desbalance en tensión y corriente. Sobre este último aspecto se basará este trabajo, y se desarrollará un método que permita disminuirlo.

El desbalance de una variable trifásica es una condición en la que las tres fases presentan diferencias en el módulo y/o desplazamiento angular 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.

La principal causa para la existencia de redes trifásicas desbalanceadas es la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red, que varía en el tiempo debido al comportamiento diario de la carga. Existen otros motivos menores como la diferencia en las impedancias vistas de los conductores debido a que generalmente es prácticamente imposible hacer transposiciones en redes de baja tensión y las asimetrías en las impedancias de los transformadores convencionales.

Se ha comprobado la existencia de un desbalance apreciable en cuatro circuitos de distribución 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, y la corriente que circula por sus conductores neutros dificulta la detección de los fallos a tierra por los equipos encargados de protegerlos.

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.

La **organización del informe** de este trabajo consta de tres capítulos. El capítulo I muestra las características de los circuitos de distribución primaria y el efecto del desbalance en ellos. En el capítulo II se hace un acercamiento al programa de balanceo,

se formula el problema y se emite una solución de éste. El capítulo III presenta la aplicación de los resultados del programa de balanceo y sus resultados.

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 sobrecorriente de tierra que conlleva a la desconexión de este tipo de protección en las distintas subestaciones de Santa Clara, esto constituye la **situación problemática** que fundamenta la investigación.

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.

En concordancia con el problema científico basado anteriormente, el **objetivo general** de la presente investigación consiste en: 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.

Del objetivo general se derivan los siguientes **objetivos específicos**:

1. Realizar una búsqueda bibliográfica sobre el tema.
2. Desarrollar un procedimiento de estimación y ajuste de los datos para representar las cargas del circuito.
3. Aplicar el programa de balanceo a varios circuitos con mediciones de antes y después.

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 marzo 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 Subestaciones: Santa Clara Industrial y 4kV Santa Clara, aplicándose

luego en la práctica con la ayuda de la Empresa Eléctrica, esto constituye la **hipótesis** de la investigación.

Para su presentación, esta tesis se **estructura** en tres capítulos:

El Capítulo I muestra las características de los circuitos de distribución y el efecto del desbalance en ellos y la situación de las redes de distribución primaria en nuestro país.

En el Capítulo II se hace un acercamiento a las dos herramientas computacionales utilizadas en el trabajo Algoritmo Genético (NSGA-II) y el Estimador de cargas, se formula el problema y se emite una solución de éste.

El Capítulo III presenta la aplicación del método de balanceo y sus resultados para cada uno de los circuitos analizados.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I. DESBALANCE EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

1.1 Características de los circuitos de distribución

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos. Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución [1], lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño, construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja, pero de gran trascendencia. Nótese que, 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, y a los bajos niveles de tensión que se manejan.

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

- topología radiales
- múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas)
- cargas de distintas naturalezas
- líneas de resistencia comparables a la reactancia
- líneas sin transposiciones.

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, el flujo de potencia que nace solo de un nodo. Este nodo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red. En la subestación se reduce la tensión del nivel de alta tensión (AT) al de media tensión (MT) [2].

1.1.1 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 [3].

La distribución se hace en el nivel de media tensión o en baja tensión. Los clientes residenciales o comerciales se alimentan en baja tensión, los clientes industriales lo hacen en media tensión o baja tensión, según las particularidades de cada uno [4].

1.1.2 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].

1.2 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.

En algunas regiones del mundo se han mezclado los sistemas de distribución, utilizando ambas variantes [5]. El sistema de distribución primaria cubano tiene un diseño similar al norteamericano, el sistema norteamericano utiliza mayormente unidades monofásicas en el orden de 25 o 50 kVA y ha estandarizado en sus sistemas secundarios monofásicos valores de 120/240 V,

En los sistemas primarios norteamericanos el neutro está conectado a tierra, lo que proporciona muchos beneficios de seguridad; las protecciones son más fiables al limpiar las fallas, siendo los neutros una barrera física, ayudando a prevenir los voltajes peligrosos durante las fallas [5].

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

La distribución secundaria emplea en lo fundamental un sistema delta con voltajes 240/120 V para cargas monofásicas y 240 V para cargas trifásicas, que se obtiene a partir de bancos trifásicos de tres o dos transformadores monofásicos, o de transformadores monofásicos.

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 [6].

A pesar de que los sistemas eléctricos trifásicos se diseñan sobre bases balanceadas, existen asimetrías en la configuración de los 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.

Además, se presentan fallas monofásicas, desperfectos en empalmes, uniones o contactos y asimetrías de las propias fuentes de suministro. Para mitigar estas imperfecciones es necesario que la red posea un correcto mantenimiento, en nuestro país el sector eléctrico ha sufrido restricciones de recursos financieros. Esto ha provocado altas pérdidas de energía, principalmente por causas técnicas en la red de distribución primaria. En términos generales las pérdidas en distribución se producen por desbalances y sobrecargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Por lo que se ha hecho necesario la implementación de estudios para tratar de mantener la estabilidad del sistema entre ellos los encaminados a la disminución de los desbalances de tensión.

1.3 Orígenes del desbalance

El principal motivo para la existencia de redes trifásicas desbalanceadas lo constituye la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red, que a su vez cambia a lo largo del tiempo dependiendo de la hora del día. Existen otros motivos menores como la diferencia en las impedancias vistas de los conductores debido a que generalmente es prácticamente imposible hacer transposiciones en redes de baja tensión y las asimetrías en las impedancias de los transformadores convencionales[7]. También encontramos factores como son:

- 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[7, 8]
- sistemas monofásicos
- máquinas de soldadura eléctrica
- anomalías en el sistema eléctrico tales como: abertura de un conductor, cortocircuito, falla en el aislamiento de los equipos [9].

1.4 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 desplazamiento angular 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 [7].

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:

V2- Tensión de secuencia negativa

V1- Tensión de secuencia positiva

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.

1.4.1 Fórmulas para la medición del desbalance en los sistemas eléctricos a través de métodos alternativos

Para determinar las componentes de secuencia de las tensiones de un sistema trifásico parece estrictamente necesario conocer las tres componentes de fase de las tensiones, así como los ángulos de desfase entre ellas. Esto implica que en una campaña de medida donde se deba controlar el desbalance, debería instalarse un equipo que fuera capaz de registrar estos seis parámetros.

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**

$$ID = 100 * \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (1.2)$$

donde β se calcula según (1.4)

$$\beta = \frac{U_{abfund}^4 + U_{bcfund}^4 + U_{cafund}^4}{(U_{abfund}^2 + U_{bcfund}^2 + U_{cafund}^2)^2} \quad (1.3)$$

donde las tensiones U_{ijfund} corresponden a la componente fundamental de la tensión entre la fase i y la fase j . [12]

- **Factor de desbalance de tensión de línea definido por la NEMA (National Electric Manufacturing Association) [12]**

$$FDLV = \frac{\text{Máx}\{|V_a - V_{avg}|, |V_b - V_{avg}|, |V_c - V_{avg}|\}}{V_{avg}} * 100\% \quad (1.4)$$

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:

$$V_{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ac}}{3} \quad (1.5)$$

- **Definición IEEE**

La definición IEEE [13] de desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance (PVUR) está dado por:

$$PVUR = \frac{\text{Desviación Máxima del Voltaje de fase promedio}}{\text{Voltaje de fase promedio}} * 100 \quad (1.6)$$

1.5 Efectos del desbalance

Los circuitos de distribución primaria están entre las redes trifásicas más desbalanceadas. El desbalance entre las corrientes de fase provoca dos problemas fundamentales en los circuitos: el incremento de las pérdidas en los conductores primarios y la presencia de una alta corriente de neutro en operación normal que dificulta la detección de las fallas a tierra por los dispositivos de protección.

Los voltajes desbalanceados pueden dar lugar a efectos nocivos sobre los equipos y sobre el sistema de energía, que es intensificado por el hecho de que un desbalance pequeño en los voltajes de fase puede causar un desbalance desproporcionado más grande en las corrientes de fase [14]. Bajo condiciones de desbalance, el sistema de energía incurrirá en mayores pérdidas y efectos térmicos, y será menos estable porque cuando las fases son equilibradas, el sistema está en una posición mejor para responder a las transferencias de la carga de emergencia. El efecto del desbalance de voltaje puede también ser severo en equipos tales como motores de inducción, convertidores electrónicos de potencia y accionamientos de velocidad variable (ASDs) [15].

Los motores de inducción trifásicos, tan utilizados en la industria, ven disminuida su eficiencia ya que 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 [9].

1.6 Límites admisibles de desbalance

La norma europea EN 50160 [16] establece que, tanto para baja tensión como para media tensión, en condiciones normales de explotación, para cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 minutos de la componente inversa de la tensión de alimentación debe situarse entre el 0% y el 2% de la componente directa. Se establece la salvedad, en baja tensión, que, 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 [17], 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: 2011 establece que, los sistemas de suministro eléctrico deberán ser diseñados y operados para limitar el desbalance de tensión (fase con mayor desviación con respecto a la tensión promedio) al 2% 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%y-10% [18].

1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara

Las lecturas de los equipos de medición en cuatro circuitos de Santa Clara (3, 4, 30, 31) manifiestan la existencia de un desbalance considerable en ellos. 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 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 presentan estos circuitos:

$$\text{DesbalanceNema} = \frac{\text{Máx}\{|I_a - I_{prom}|, |I_b - I_{prom}|, |I_c - I_{prom}|\}}{I_{prom}} * 100\% \quad (1.7)$$

Donde:

$\text{Máx}\{|I_a - I_{prom}|, |I_b - I_{prom}|, |I_c - I_{prom}|\}$, es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase y el valor promedio de las mismas definido como:

$$I_{prom} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (1.8)$$

$$\%In = \frac{I_n}{I_{prom}} * 100 \quad (1.9)$$

donde:

I_n - 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
3	Medio	255	304	301	70	8.07	23.51
	Máximo	390	481	480	163	14.63	37.9
4	Medio	118	109	97.4	16.5	9.38	15.3
	Máximo	172	165	148	19.3	6.18	11.9
31	Medio	74.5	64.43	103.59	35.7	27.75	43.76
	Máximo	127	84.1	50.9	68.7	35.77	50.87
30	Medio	130	117	105	-	11	-
	Máximo	188	180	162	-	19	-

Nota: En el caso del circuito 30 no se ofrecían en las lecturas del Nulec los valores de corriente de neutro, situación que no permitió trabajar con dichos datos.

A continuación, se puede apreciar el comportamiento por horas para un día equivalente del desbalance NEMA y del %In para los circuitos primarios 3, 4, 31 y 30 respectivamente del municipio de Santa Clara.

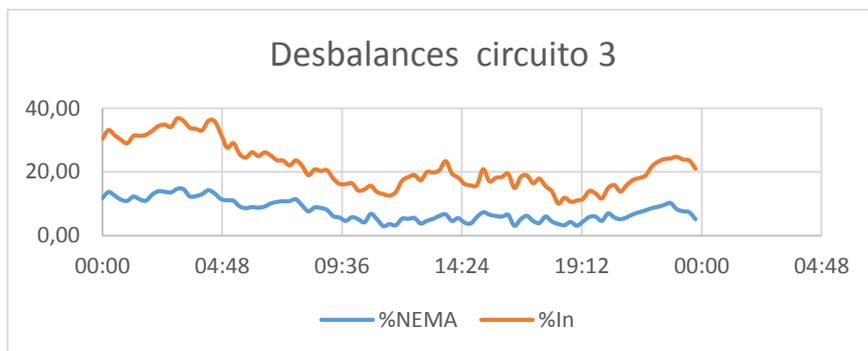


Figura 1.1. Desbalances en el circuito 3

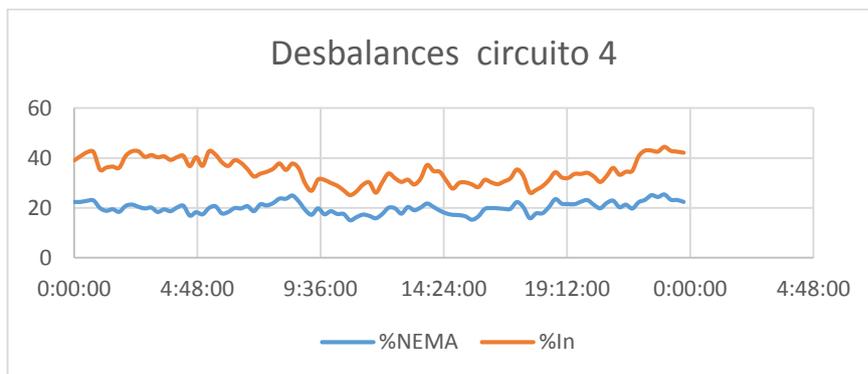


Figura 1.2. Desbalances en el circuito 4

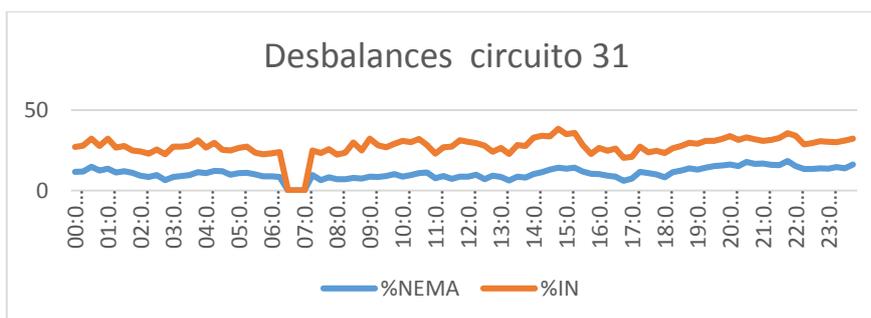


Figura 1.3. Desbalances en el circuito 31

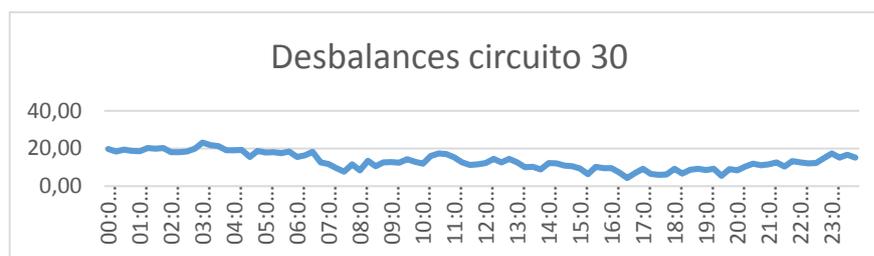


Figura 1.4. Desbalances en el circuito 30

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

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II. ASPECTOS TEÓRICOS SOBRE EL PROGRAMA DE BALANCEO

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 2.1. 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:

$$Stot_{k,t} \approx \sum_{i=1}^N S_{i,k,t} \quad (2.1)$$

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:

$$S_{i,k,t} \approx Stot_{k,t} \cdot \left(\frac{Strf_{i,k}}{\sum_{i=1}^N Strf_{i,k}} \right) \quad (2.2)$$

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:

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

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

$$S_1 = S_2 = S_3 = \frac{1}{3} S_{3\phi} \quad (2.4)$$

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:

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

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:

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

2.1.5 Transformadores monofásicos

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

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

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 P_{g_t} es la potencia en por unidad del gráfico en el

tiempo t , las potencias nominales de los transformadores del banco se afectarán por dicho coeficiente:

$$Strf_{k,t} = Strf_k \cdot Pg_t \quad (2.18)$$

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.

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

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:

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

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

Hasta este momento se ha realizado la determinación de las cargas con dos objetivos fundamentales: 1) Mejor ajuste a la corriente de neutro 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 [19, 20], lógica difusa [21], evolución diferencial [22], colonia de hormigas [23], 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 [24], simulación del recocido [25, 26], algoritmo genético (AG) [27], algoritmos heurísticos [28, 29], algoritmo inmune [30, 31], etc.

El AG de la referencia [30] 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 [28] 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 [29] 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 [30, 31] 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 [32]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra.

Las referencias [33, 34] proponen una herramienta de optimización combinatoria basada en lógica difusa, redes neuronales y un método heurístico rápido para balancear las corrientes.

En la referencia [6] 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 [35] 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 [36, 37] 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 [38] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [39] y [40] 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 [41], donde se sugiera a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema.

En [42] 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 [43] 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).

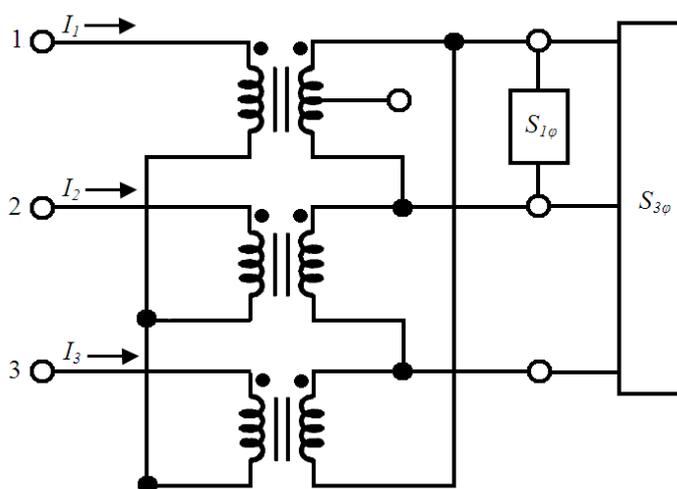


Figura 2.1. Banco Y-Delta.

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).

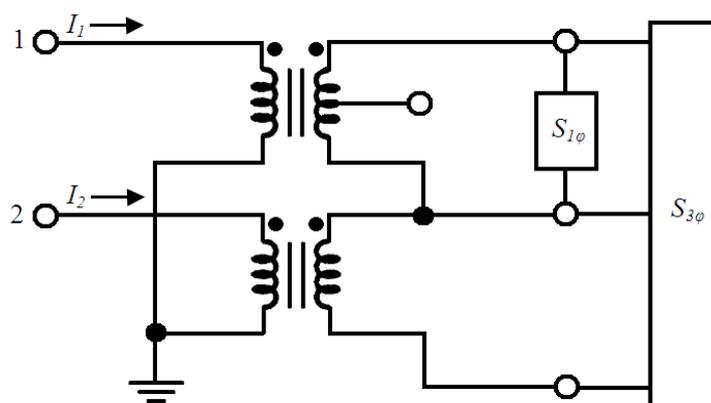


Figura 2.2. Banco de dos transformadores.

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:

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

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

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

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.

$$J_{i,k,h}(x,t) = \sum_{n \in C_k} I_{i,n,h}(x,t) \quad (2.26)$$

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

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

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

$$J_{N_{max}_k}(x,t) = \max_h \{J_{N_{k,h}}(x,t)\} \text{ donde } h = 1 \dots 24 \quad (2.28)$$

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

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

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

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

$$J_{N_{fun}_i}(x) = \max_{k,t} \{J_{N_{max}_k}(x,t)\} \text{ where } k \in K_i, t \in T_i \quad (2.30)$$

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:

$$\min \begin{cases} f_1(x) = J_{N_{fun}_1}(x) \\ \vdots \\ f_W(x) = J_{N_{fun}_W}(x) \\ f_{W+1}(x) = \Delta E(x) \\ f_{W+2}(x) = N_R(x) \end{cases} \quad (2.32)$$

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 [44] 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

CAPÍTULO III. EJECUCIÓN DEL BALANCEO

3.1 Análisis del Circuito 31

3.1.1 Datos obtenidos del celaje

El primer paso para la correcta confección de la base de datos del programa de balanceo es la realización de un profundo celaje. El celaje fue realizado caminando el circuito, tomando nota de los siguientes aspectos:

- Tipo de conductor utilizado y longitud del mismo.
- Potencia instalada en cada nodo.
- Naturaleza de la carga instalada.
- Fase utilizada por cada transformador.

A continuación, se muestran algunos de los datos obtenidos en el celaje.

El circuito 31 tiene su origen en la subestación Santa Clara Industrial 13.8 V-650, con una longitud aproximada de 7.29 km. Este circuito es de 13.8 kV y tiene 17 ramales bifásicos, 41 ramales monofásicos, 17 bancos de tres transformadores, 27 bancos de dos transformadores, 1 transformador trifásico y 56 transformadores monofásicos. La distribución de transformadores por fases se muestra en la tabla 3.1

Tabla 3.1. Cantidad de transformadores por fase.

Circuito	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C
31	162	60	49	55

Las principales cargas estatales son:

- Fábrica de pastas
- Panadería El Fiñe
- Grupo de almacenes
- Electro-medicina
- Taller de ambulancias
- Almacén de medicamentos
- Ciencias médicas

Con el uso de los datos descargados del interruptor Nulec v-650 se representa en la figura 3.1 el comportamiento por horas de las corrientes por las fases consumida durante la semana comprendida entre el 15 y el 19 de febrero.

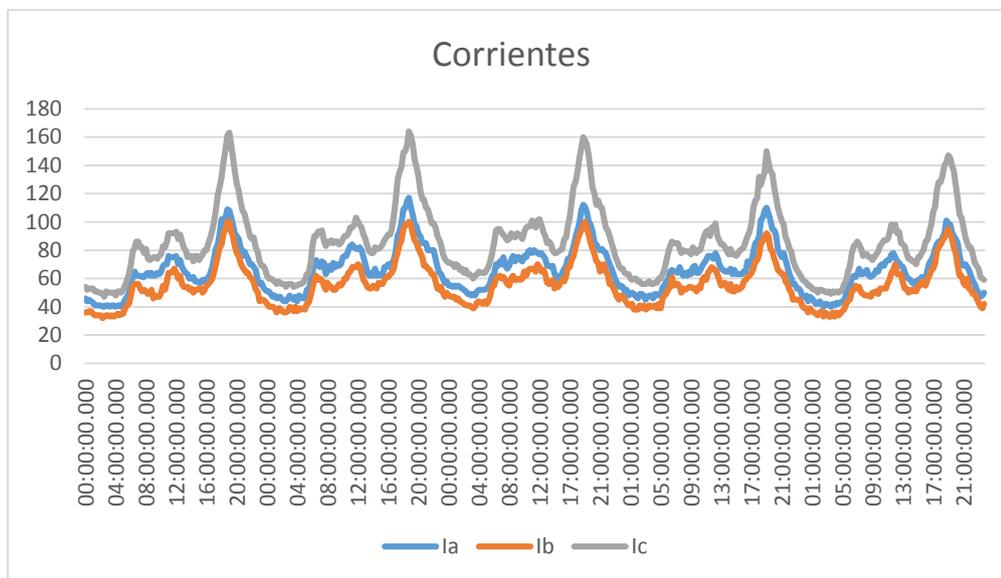


Figura 3.1. Gráfico semanal de corriente.

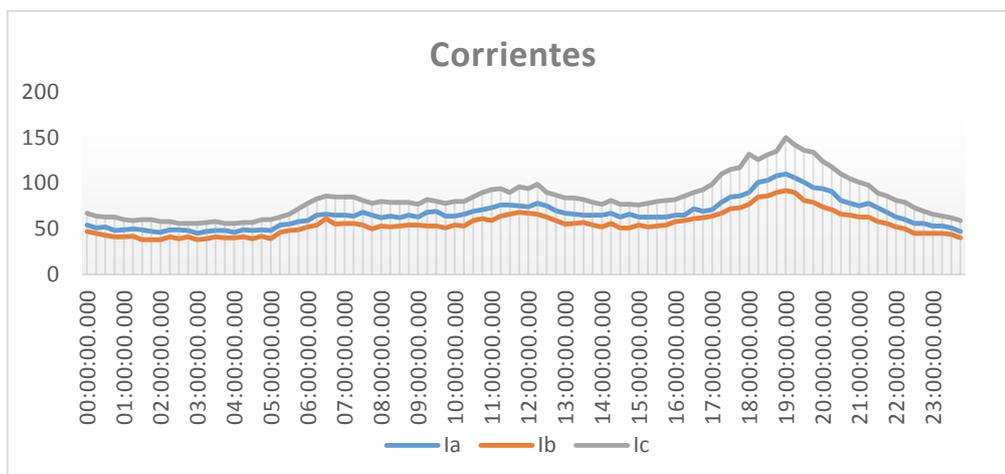


Figura 3.2. Gráfico de corriente día 18 de febrero 2016.

Como se puede observar los días anteriormente analizados muestran un comportamiento similar, para el estudio se seleccionó el día 18 de febrero de 2016 por ser típico en el periodo en cuestión. Además, podemos darnos cuenta que la carga instalada mayormente es de tipo residencial, por lo que, para el ajuste de las bases de datos de los programas, Estimador, Balanceo y Radial el gráfico de cargas utilizado es el nombrado Residencial de Invierno en la biblioteca del software Radial. Se destaca también en el gráfico el consumo de corriente que presenta la fase C mostrando valores por encima de las otras dos.

3.1.2 Estimación de cargas

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

Al no existir mediciones actualizadas de las cargas y la imposibilidad de realizarlas. Nos fue necesario estimar las cargas en los diferentes bancos de transformadores (potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga). Para ello se utilizó la herramienta computacional Matlab que dadas las mediciones totales del circuito en un día característico por el interruptor Nulec y contando con una base de datos actualizada de la estructura del circuito y las potencias de los transformadores de distribución, logra determinar una estimación de las cargas que produzca resultados compatibles con las mediciones disponibles. Evidentemente, esta estimación solo puede considerarse como una aproximación posible a la realidad y puede estar más o menos distante de los datos reales.

En la figura 3.3 se muestra el ajuste realizado por el programa entre el gráfico de cargas estimado por el estudiante y el real del circuito.

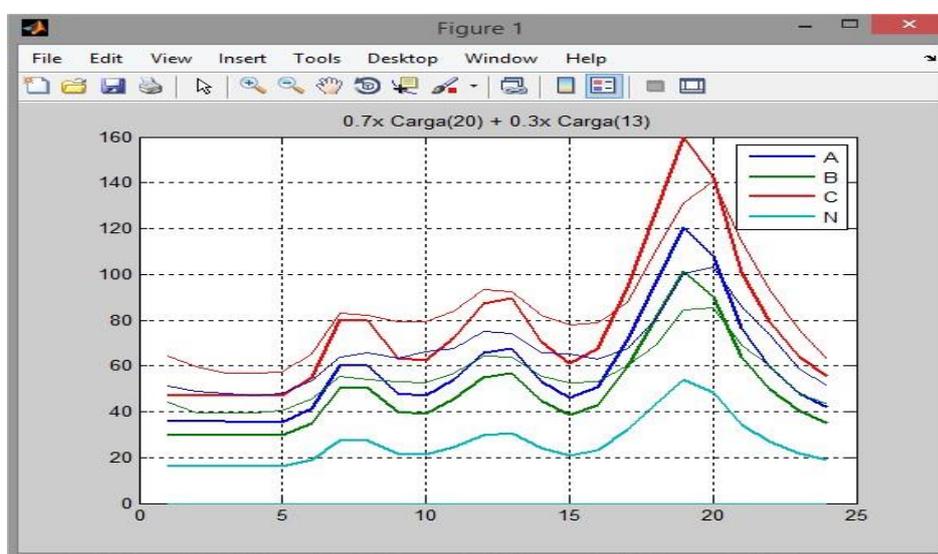


Figura 3.3. Ajuste de gráficos de carga.

- Línea gruesa: Gráfico estimado obtenido de la base de datos realizada por el estudiante.
- Línea fina: Gráfico real del circuito obtenido del interruptor.

Luego Matlab nos ofrece los valores de potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga ([Ver anexo 10](#)) realizando el ajuste por corrientes de fase, estos datos son de vital importancia pues el programa de balanceo NSGA-II utiliza los mismos en el proceso de balance del circuito.

3.1.3 Ajuste de la base de datos del Radial

Con los datos de la estimación y el celaje al circuito se ajusta la base de datos del software Radial y se simula el comportamiento del circuito ofreciéndonos los siguientes valores:

Tabla 3.2. Resultados del flujo de carga trifásico del software Radial.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	2023	kW
Potencia reactiva de las cargas	646	kVAR
Pérdidas activas en líneas	10	kW
Pérdidas reactivas en líneas	18	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	14	kW
Pérdidas de hierro en transf.	26	kW
Pérdidas. totales de potencia activa	50	kW
% de pérdidas de potencia	2	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
Energía activa de las cargas	29	MW.h
Energía reactiva de las cargas	8	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	101	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf.	148	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	620	kW.h
Pérdidas totales de energía	869	kW.h
% de pérdidas de energía	3	%

3.1.4 Corrida del programa de balanceo

Con todos los datos necesarios listos se ajustó la base de datos del programa de balanceo ([Ver anexo 2](#)) mediante NSGA-II y se realizó su corrida, realizando 100 generaciones sobre una población de 100 individuos para obtener soluciones con un número máximo de 10 reconexiones. El programa es corrido para variar los ramales bifásicos y monofásicos, partiendo del nodo principal del circuito y en toda su extensión, ya que así se pidió por los compañeros del área técnica de la Empresa Eléctrica.

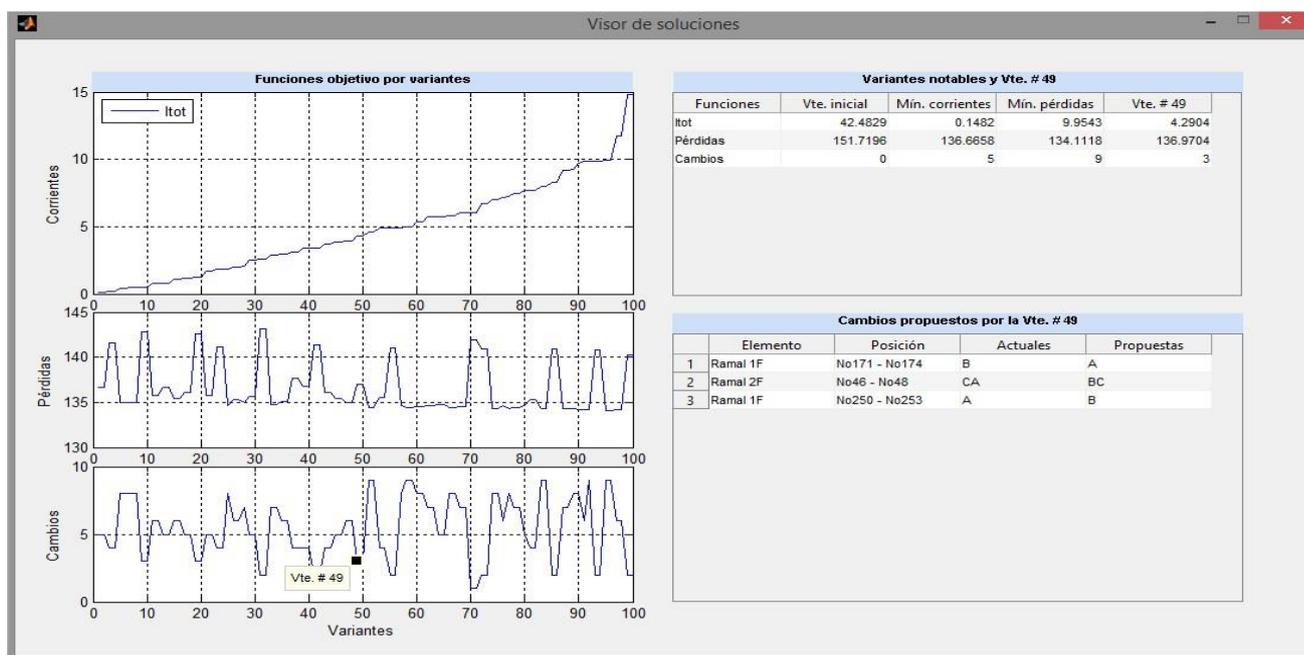


Figura 3.4. Resultados de la optimización por NSGA-II.

En la figura 3.4 se muestran los resultados de programa de balanceo. Con las conexiones originales del circuito el programa estima unas pérdidas 151.71kWh/día y 42.48A de corriente por el neutro, proponiendo cambios capaces de reducir estos valores hasta 136.66kWh/día y 0.14A respectivamente. Las gráficas del programa expuestas en la figura 3.2 y 3.3 muestran el comportamiento de la corriente de neutro y de las pérdidas por número de reconexiones respectivamente.

Luego de su análisis y en conjunto con jefe técnico de la Empresa Eléctrica se escogió la variante #49 la cual propone solo tres cambios fáciles de ejecutar y estima un valor de corriente de neutro de 4.2A y unas pérdidas de potencia de 136.97kWh/día. Vale destacar que para la selección de la variante el objetivo era alcanzar el menor valor de pérdidas de potencia, menor valor de corriente, pero con el menor número de cambios posibles. Fue

determinante en esta selección la localización donde se encontraban los nodos propuestos porque en todos no se pueden realizar cambios.

Tabla 3.3. Variante seleccionada.

Variante #49		
Posición	Actual	Propuesta
No171-No174	B	A
No46-No48	CA	BC
No250-No253	A	B

Con la variante seleccionada el programa estima que las corrientes por las fases reciban un ajuste como el que se muestra en la figura 3.5. Apreciándose su balanceo.

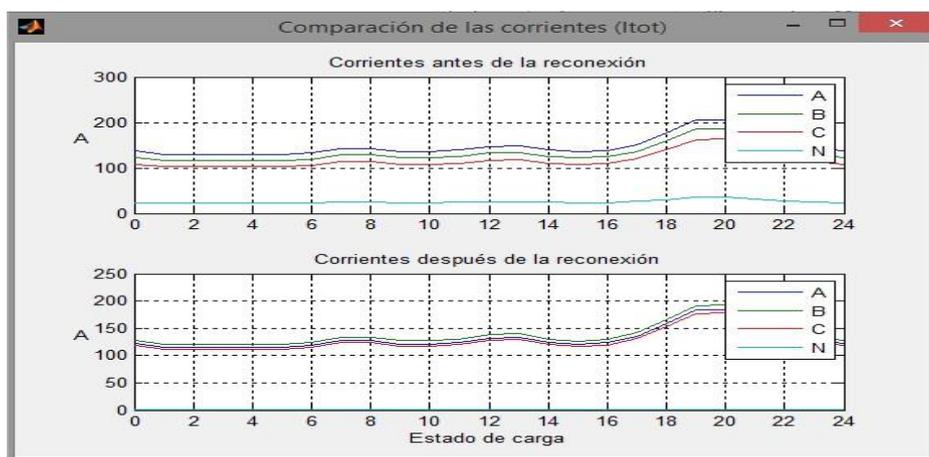


Figura 3.5. Corrientes antes y después de la reconexión.

3.1.5 Ejecución del Balanceo

En la mañana del 19 de mayo del 2016 con la colaboración y autorización de la Empresa Eléctrica de Villa Clara se realizaron los cambios seleccionados del estudio anterior. En el [anexo 6](#) se pueden observar los lugares donde se realizaron los cambios marcados en el monolineal.

Dirección de los cambios realizados:

- No171- Esquina de Prolongación de Colón
- No46- Esquina de Prolongación de Colón y Cochero
- No 253- Esquina de Ave. 7 de diciembre y 5 del Oeste

3.1.6 Análisis y comparación de los resultados

En la figura 3.6 se muestran los datos extraídos del interruptor Nulec en un período de tiempo de una semana antes del 19 de mayo del 2016 y una semana posterior a esta fecha, es decir antes y después de las reconexiones. Podemos observar el ajuste de las corrientes de fase principalmente la fase C y la disminución de la corriente de neutro que alcanzaba valores picos por encima de 50A ahora se mantiene estable sobre los 25A. El gráfico está organizado de los días más recientes a los más antiguos, también tiene el horario para un día invertido, características presentadas en el Nulec del circuito que fueron imposible ordenar.

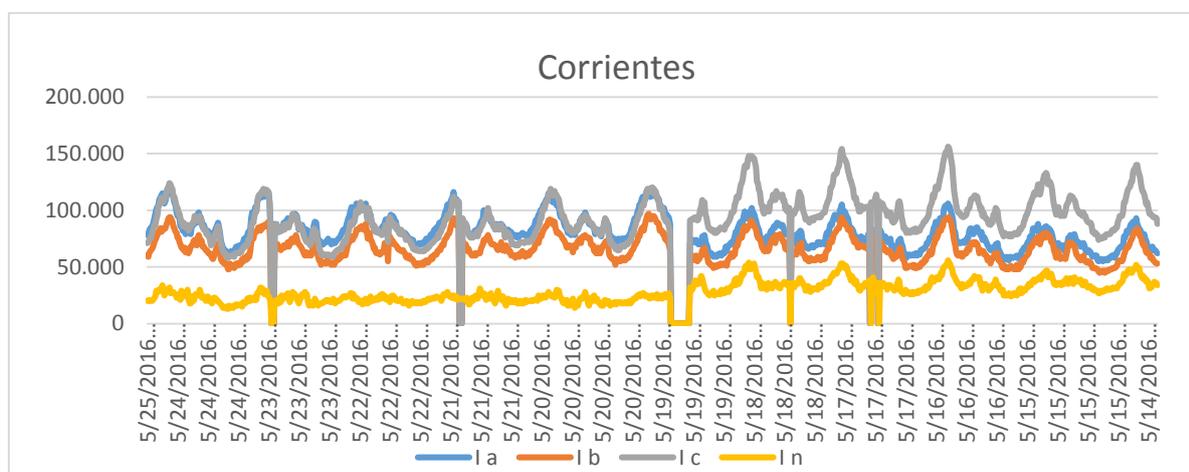


Figura 3.6. Gráficos de corrientes antes y después del cambio.

En la tabla 3.4 y 3.5 se comparan los valores promedios y picos de corrientes de fases antes y después de la reconexión.

Tabla 3.4. Corrientes promedio antes y después.

Circuito 31	IA	IB	IC	In
Antes	74.54A	64.43A	103.59A	35.76A
Después	88.12A	70A	85.11A	21.8A

Tabla 3.5. Corrientes máximas antes y después.

Circuito 31	IA	IB	IC	In
Antes	106A	94A	156A	56A
Después	123A	97A	124A	34A

En las tablas 3.6 y 3.7 se comparan los %NEMA de desbalances y %In con carga máxima y promedio, antes y después de las reconexiones.

Tabla 3.6. Comparación de los desbalances con carga promedio.

Circuito 31	%NEMA	%In
Antes	27.75	43.76
Después	10.12	26.87

Tabla 3.7. Comparación de los desbalances con carga máxima.

Circuito 31	%NEMA	%In
Antes	35.77	50.87
Después	18.37	40.25

Al analizar los resultados de las tablas 3.6 y 3.7 podemos concluir que el %NEMA de desbalance del circuito tiene una disminución apreciable, así como el %In.

Los resultados del balanceo en este circuito son muy favorables, lográndose reducir las pérdidas de potencia y energía y la corriente por el conductor neutro en cada caso.

Evidentemente los valores de corriente por las fases, corrientes de neutro y perdidas no toman el valor propuesto en el programa de balanceo, dado que, el mismo está hecho sobre una base de estimaciones y aproximaciones. Además, los valores utilizados del Nulec para estimar las cargas son del mes de febrero y las condiciones de operación del circuito por factores como el clima hacen que el consumo se eleve y por supuesto varíe el gráfico de cargas con respecto a las mediciones iniciales del circuito.

Estos cambios logran un ahorro aproximado 14.73 kWh/día lo que anual serían 5376 kWh.

3.2 Análisis del circuito 3

3.2.1 Datos obtenidos del celaje

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

Tabla 3.8. Cantidad de transformadores por fase.

Circuito	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C
3	135	54	46	43

Las principales cargas estatales son:

- Grupo de tiendas del Boulevard
- Pizzería Toscana
- ETECSA
- Banco Internacional
- Hotel Santa Clara Libre
- Rápido
- Teatro La Caridad
- Periódico Vanguardia
- CADECA
- BPA
- BANDEC
- Lavandería Astral
- Restaurante 1800

Con el uso de los datos descargados del interruptor Nulec V-401 se representa en la figura 3.7 el comportamiento por horas de las corrientes por las fases durante la semana comprendida entre el 22 y el 26 de febrero.

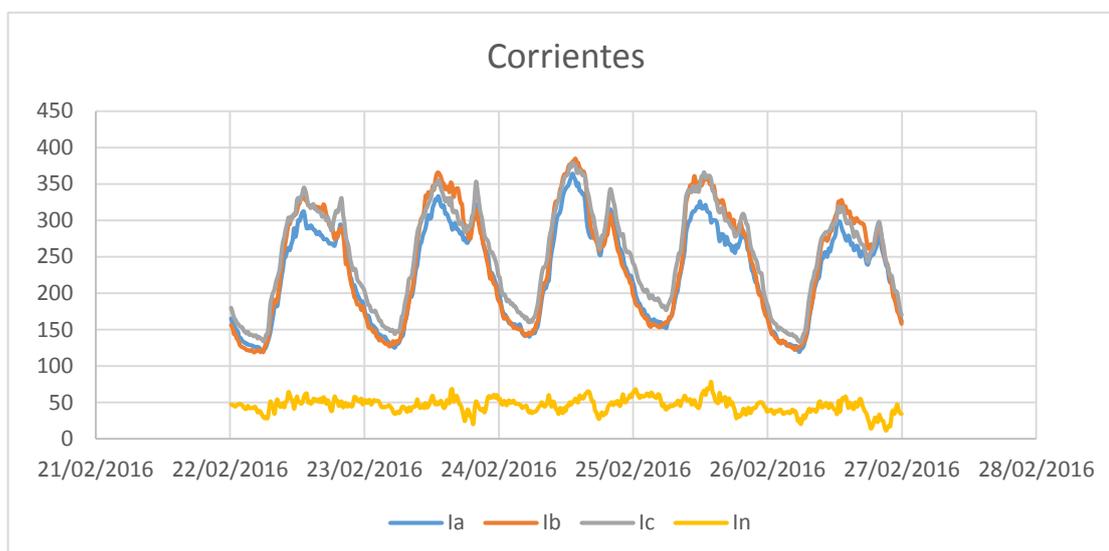


Figura 3.7. Gráfico de corrientes semanal.

Como se puede observar los días anteriormente analizados muestran un comportamiento similar, se seleccionó para el estudio el día 18 de febrero del 2016 por ser típico en el periodo en cuestión.

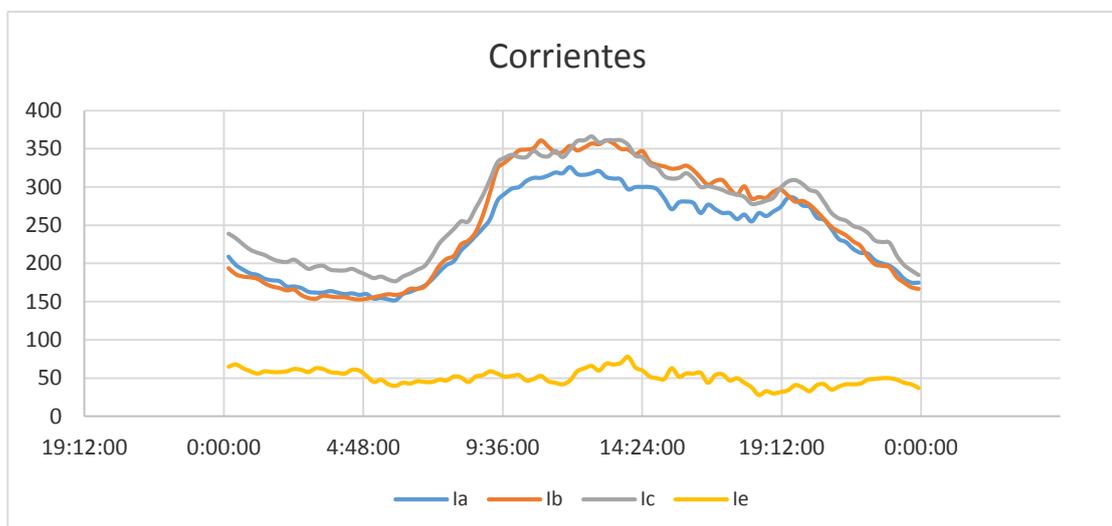


Figura 3.8. Gráfico de corrientes 25 de febrero del 2016.

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

gráficos de cargas y añadirlos a las bibliotecas existentes, buscando que el gráfico total fuera el más exacto posible.

3.2.2 Estimación de cargas

En la figura 3.9 se muestra el ajuste realizado por el programa estimador entre el gráfico de cargas determinado por el estudiante y el real del circuito.

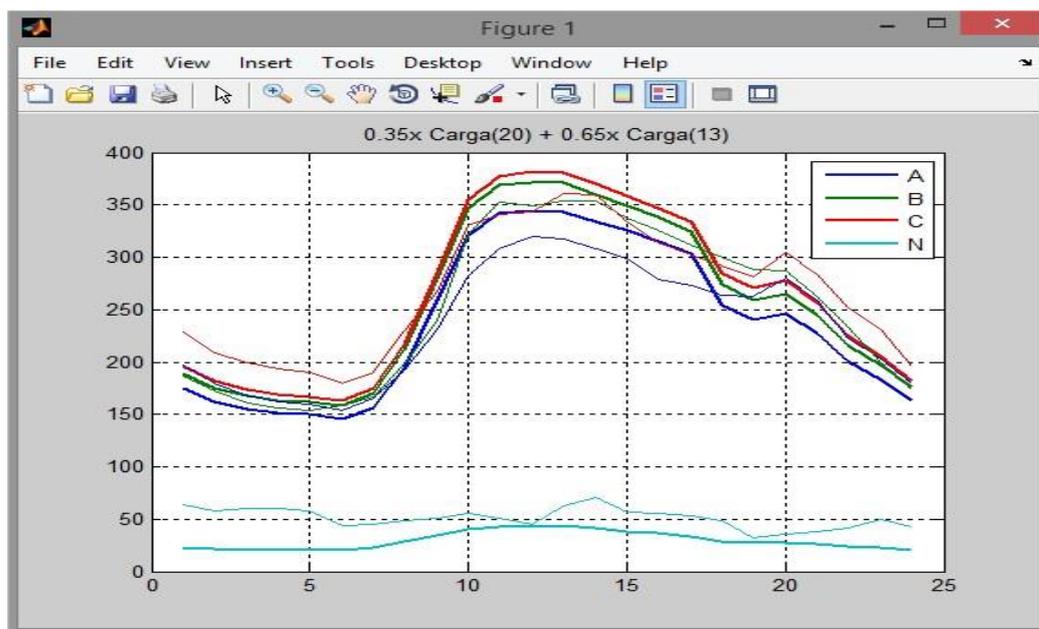


Figura 3.9. Ajustes de gráficos de carga.

- Línea gruesa: Gráfico estimado obtenido de la base de datos realizada por el estudiante.
- Línea fina: Gráfico real del circuito obtenido del interruptor.

Luego Matlab nos ofrece los valores de potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga ([Ver anexo 10](#)) realizando el ajuste por corrientes de neutro.

3.2.3 Ajuste de la base de datos del Radial

Con los datos de la estimación y el celaje al circuito se ajustó la base de datos del Radial ofreciéndonos los siguientes valores:

Tabla 3.9. Resultados del flujo de carga trifásico del software radial.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	2440	kW
Potencia reactiva de las cargas	988	kvar
Pérdidas activas en líneas	160	kW
Pérdidas reactivas en líneas	198	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	16	kW
Pérdidas de hierro en transf.	29	kW
Pérdidas. totales de potencia activa	206	kW
% de pérdidas de potencia	8	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
Energía activa de las cargas	40	MW.h
Energía reactiva de las cargas	17	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	1648	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf.	221	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	707	kW.h
Pérdidas totales de energía	2076	kW.h
% de pérdidas de energía	6	%

3.2 Corrida del programa de balanceo

Con todos los datos necesarios listos se ajustó la base de datos del programa de balanceo ([Ver anexo 2](#)) mediante NSGA-II y se realizó su corrida, realizando 100 generaciones sobre una población de 100 individuos para obtener soluciones con un número máximo de 10 reconexiones. El programa es corrido para variar los ramales bifásicos y monofásicos, partiendo del nodo principal del circuito y en toda su extensión ya que así se pidió por los compañeros del área técnica de la empresa eléctrica.

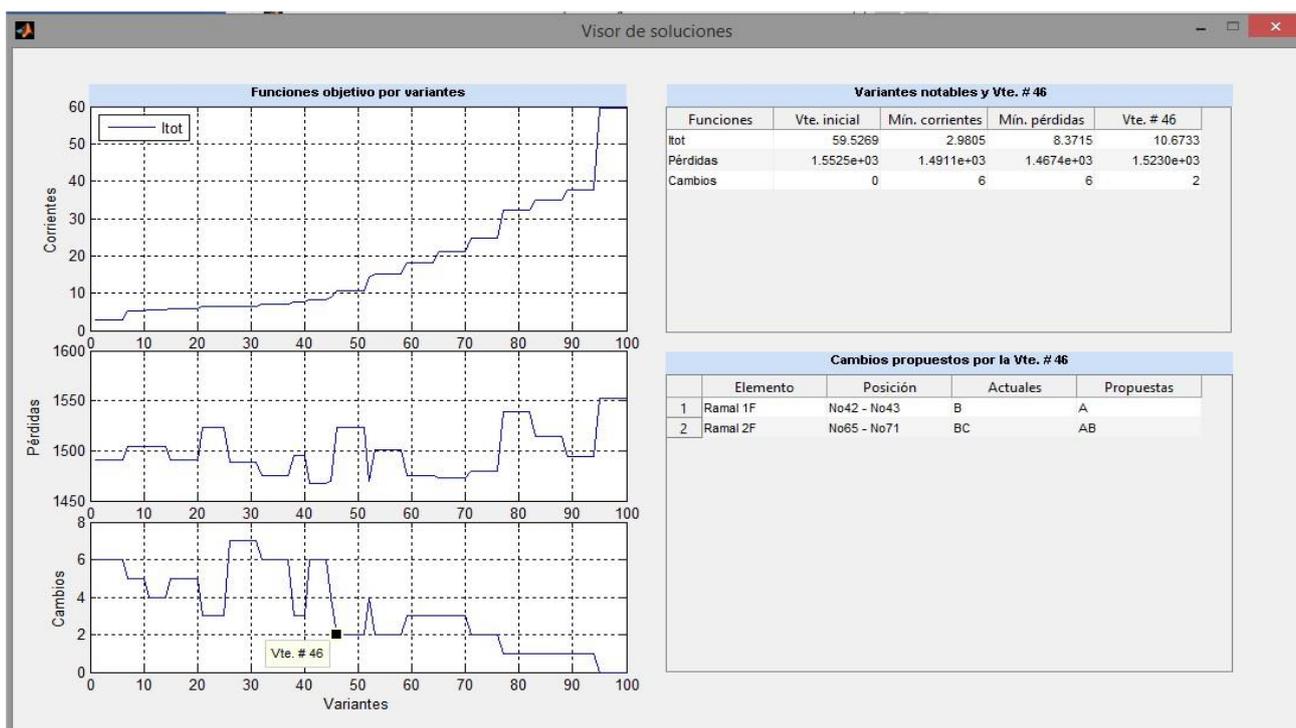


Figura 3.10. Resultados de la optimización por NSGA-II.

En la figura 3.10 se muestran los resultados de programa de balanceo. Con las conexiones originales del circuito el programa estima unas pérdidas 1552kWh/día y 59.52A de corriente por el neutro, proponiendo cambios capaces de reducir estos valores hasta 1491kWh/día y 2.9A respectivamente. Las gráficas del programa expuestas en la figura 3.6 muestran el comportamiento de la corriente de neutro y de las pérdidas por número de reconexiones respectivamente.

Luego de su análisis y en conjunto con el jefe del área técnica de la Empresa Eléctrica se escogió la variante #46 la cual propone solo dos cambios y estima un valor de corriente de neutro de 10.67A y unas pérdidas de potencia de 1467kWh/día. Vale destacar que para la selección de la variante el objetivo era alcanzar el menor valor de pérdidas de potencia y menor valor de corriente de neutro con el menor número de cambios posibles. También

fue determinante en esta selección la localización donde se encontraban los nodos propuestos a cambio.

Tabla 3.10. Variante seleccionada.

Variante #46		
Posición	Actual	Propuesta
No42-No43	B	A
No65-No71	BC	AB

Con los cambios propuestos la corriente por las fases se estima por el programa de balanceo que reciban un ajuste como el que se muestra en la figura 3.6 apreciándose su balanceo.

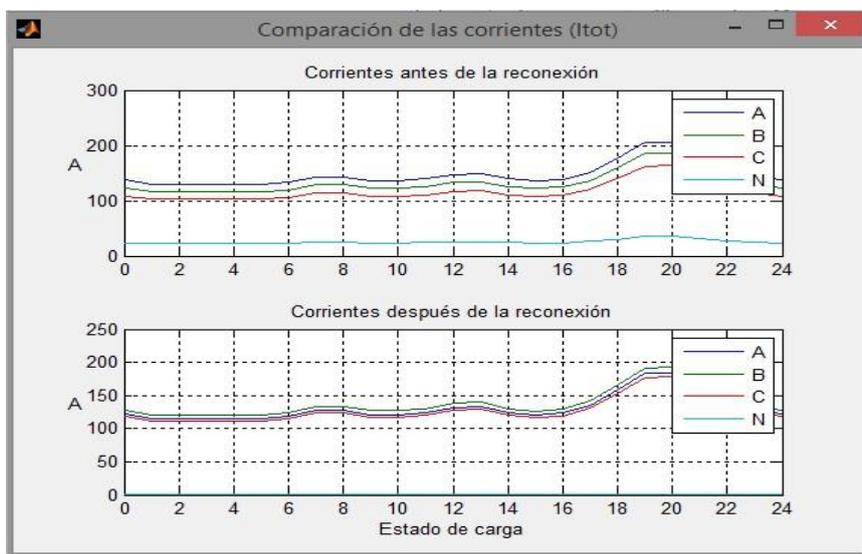


Figura 3.11. Corrientes antes y después de la reconexión.

3.2.5 Ejecución del balanceo

En la mañana del 18 de mayo del 2016 con la colaboración y autorización de la Empresa Eléctrica de Villa Clara se realizaron los cambios seleccionados del estudio anterior. En el [anexo 6](#) se pueden observar los lugares donde se realizaron los cambios marcados en el monolineal

Dirección de los cambios realizados:

- No42- Luis Esteves entre Independencia y Céspedes
- No65- Villuendas esquina San Cristóbal

3.2.6 Análisis y comparación de los resultados

En la figura 3.12 se muestran los datos extraídos del interruptor Nulec en un período de tiempo comprendido una semana antes del 18 de mayo del 2016 y una semana posterior a esta fecha, es decir antes y después de las reconexiones. Podemos observar el ajuste de las corrientes de fase principalmente la fase A y la disminución de la corriente de neutro.

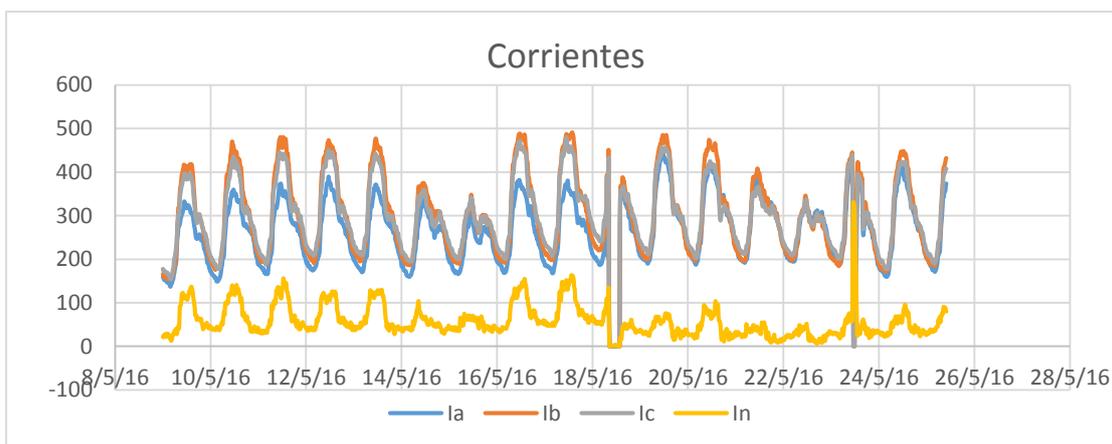


Figura 3.12. Gráfico de corrientes antes y después de la reconexión.

En las tablas 3.11 y 3.12 se comparan los valores promedio de corrientes de fases y neutro antes y después de la reconexión.

Tabla 3.11. Corrientes en carga promedio antes y después del cambio.

Circuito 3	IA	IB	IC	In
Antes	255.13	304	301	70
Después	284	298	294	38

Tabla 3.12. Corrientes con carga máxima antes y después del cambio.

Circuito 3	IA	IB	IC	In
Antes	390	491	480	163
Después	445	485	457	104

En las tablas 3.13 y 3.14 se comparan los desbalances NEMA y %In con máxima carga máxima y promedio, antes y después de las reconexiones.

Tabla 3.13. Comparación de los desbalances con carga promedio.

Circuito 3	%NEMA	%In
Antes	8.07	23.51
Después	4.6	13.19

Tabla 3.14. Comparación de los desbalances con carga máxima.

Circuito 3	%NEMA	%In
Antes	14.63	37.9
Despues	10	27

Al analizar los resultados de las tablas anteriores podemos concluir que los índices de desbalance, %NEMA y %In tienen una disminución considerable.

Los resultados del balanceo en este circuito son muy favorables, lográndose reducir las pérdidas de potencia y energía y la corriente por el conductor neutro en cada caso.

Evidentemente los valores de corriente por las fases, corrientes de neutro y pérdidas no toman el valor propuesto en el programa de balanceo dado que el mismo está hecho sobre una base de estimaciones y aproximaciones. Además, los valores utilizados del Nulec inicialmente son del mes de febrero y las condiciones de operación del circuito por factores como el clima hacen que el consumo se eleve y por supuesto varíe el gráfico de cargas.

Estos cambios logran un ahorro aproximado 85kWh/día lo que anual serian 31025kWh.

3.3 Análisis del circuito 30

3.3.1 Datos obtenidos del celaje

El circuito 30 tiene su origen en la subestación Santa Clara Industrial 13.8 V-635, con una longitud aproximada de 7.2 km. Este circuito es de 13.8 kV y tiene 47 ramales bifásicos, 103 ramales monofásicos, 11 bancos de tres transformadores, 34 bancos de dos transformadores y 137 transformadores monofásicos. La distribución de transformadores por fases se muestra en la tabla 3.15.

Tabla 3.15. Cantidad de transformadores por fase.

Circuito	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C
30	241	89	65	87

Las principales cargas estatales son:

- Academia del MININT
- Turbina del PCC
- Repetidor CMHW
- Escuela Camilo Cienfuegos
- Escuela PCC
- Departamento de Seguridad del Estado
- Servicentro Capiro
- Empresa de Proyectos VC
- Taller Salud Publica
- Panadería El Lida

Las cargas estatales presentes en este circuito no son altas consumidoras por lo que su comportamiento está condicionado por el gran número de viviendas a las cuales le brinda servicio.

Con el uso de los datos descargados del interruptor Nulec v-635 se representa en la figura 3.13 el comportamiento por horas de las corrientes por las fases durante la semana comprendida entre el 15 y el 19 de febrero.

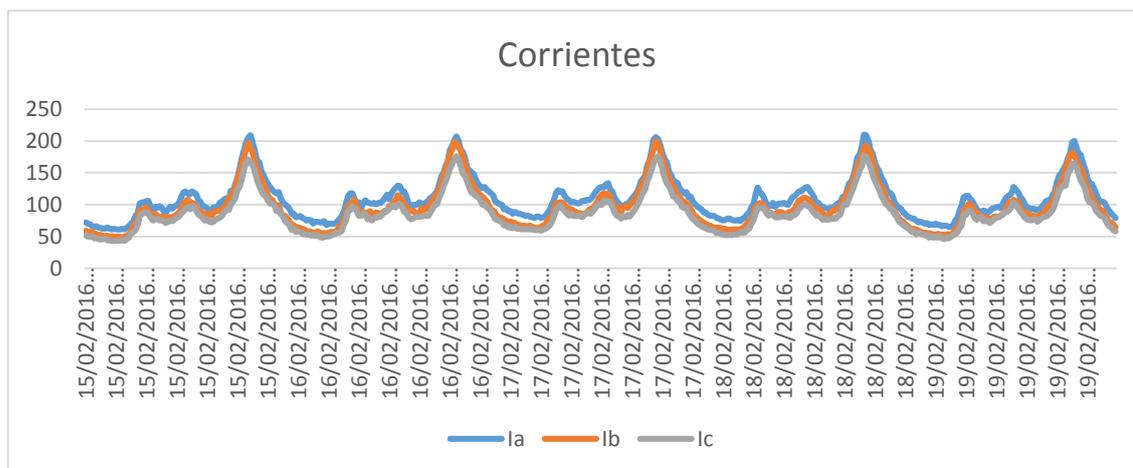


Figura 3.13. Gráfico semanal de corrientes.

Como se puede observar los días anteriormente analizados muestran un comportamiento similar por lo que para el estudio se seleccionó el día 18 de febrero de 2016 por ser típico en el período en cuestión.

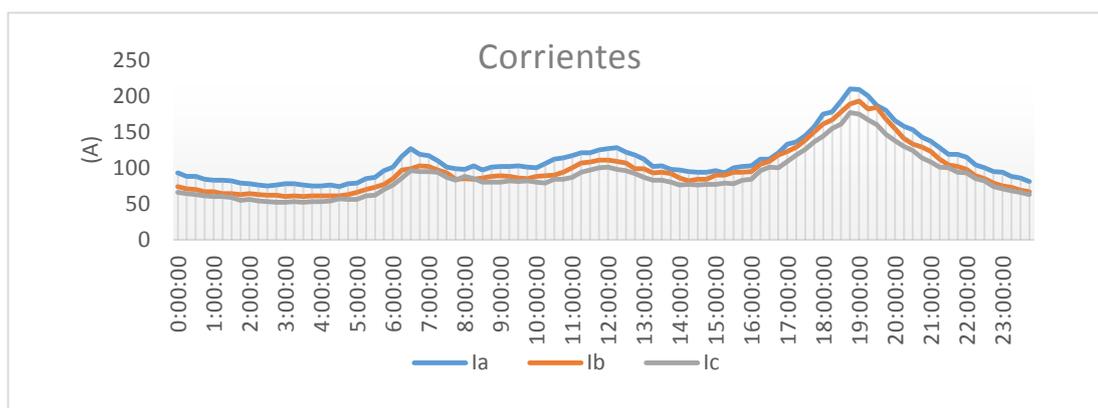


Figura 3.14. Gráfico de corrientes 18 de febrero del 2016.

Podemos darnos cuenta la carga instala mayormente es de tipo residencial por lo que, para el ajuste de las bases de datos de los programas, Estimador, Balanceo y Radial el gráfico de cargas utilizado es el nombrado Residencial de Invierno en la biblioteca del software Radial. Se destaca también en el grafico el consumo de corriente que presenta la fase A mostrando valores por encima de las otras dos.

3.3.2 Estimación de cargas

En la figura 3.15 se muestra el ajuste realizado por el programa estimador entre el gráfico de cargas determinado por el estudiante y el real del circuito.

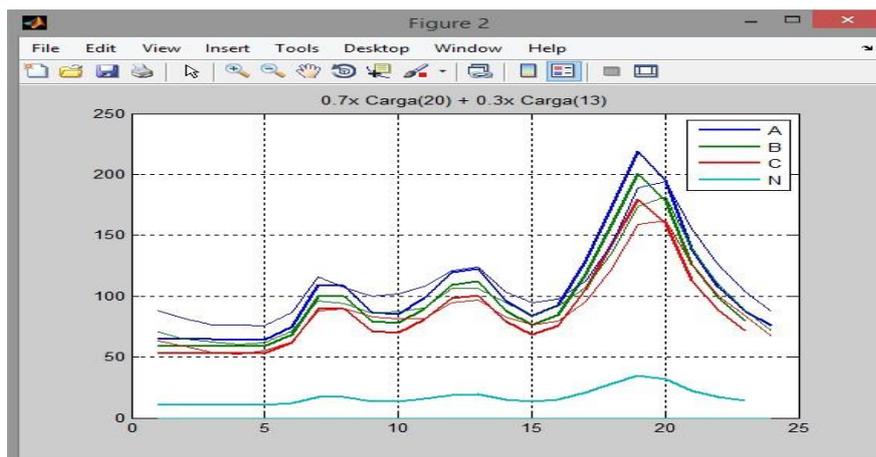


Figura 3.15. Ajustes del gráfico de carga.

Luego Matlab nos ofrece los valores de potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga ([Ver anexo 10](#)) realizando el ajuste por corrientes de fase.

3.1.3 Ajuste de la base de datos del Radial

Con los datos de la estimación y el celaje al circuito se ajustó la base de datos del Radial ofreciéndonos los siguientes valores:

Tabla 3.16. Resultados del flujo de carga trifásico del software Radial.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	4453	kW
Potencia reactiva de las cargas	1317	kvar
Pérdidas activas en líneas	48	kW
Pérdidas reactivas en líneas	92	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	33	kW
Pérdidas de hierro en transf.	37	kW
Pérdidas. totales de potencia activa	118	kW
% de pérdidas de potencia	3	%
Potencia reactiva en capacitores.	150	Ckvar
Energía activa de las cargas	52	MW.h
Energía reactiva de las cargas	29	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	297	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf.	224	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	894	kW.h

Pérdidas totales de energía	1416	kW.h
% de pérdidas de energía	3	%

3.1.4 Corrida del programa de balanceo

Con todos los datos necesarios listos se ajustó la base de datos del programa de balanceo ([Ver anexo 2](#)) mediante NSGA-II y se realizó su corrida, realizando 100 generaciones sobre una población de 100 individuos para obtener soluciones con un número máximo de 10 reconexiones. El programa es corrido para variar los ramales bifásicos y monofásicos, partiendo del nodo principal del circuito y en toda su extensión ya que así se pidió por los compañeros del área técnica de la empresa eléctrica.

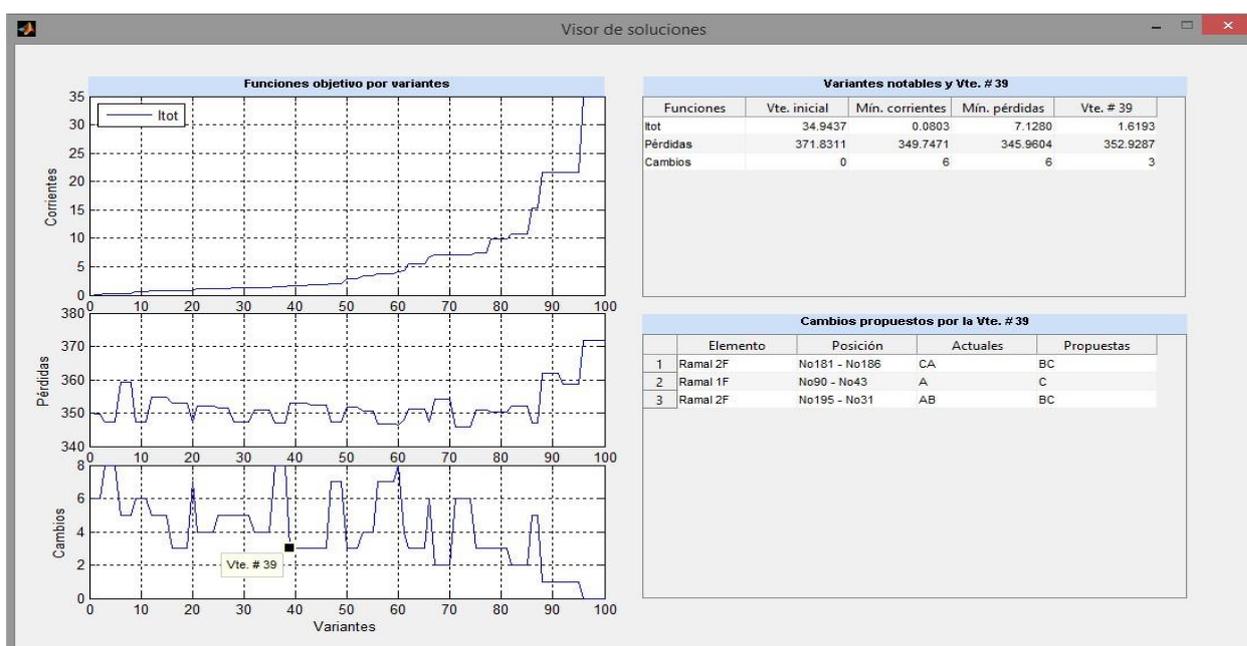


Figura 3.16. Resultados de la optimización por NSGA-II.

En la figura 3.16 se muestran los resultados de programa de balanceo. Con las conexiones originales del circuito el programa estima unas pérdidas 371.83kWh/día y 34.94A de corriente por el neutro, proponiendo cambios capaces de reducir estos valores hasta 345.96kWh/día y 0.08A respectivamente. Las gráficas del programa, expuestas en la figura 3.6, muestran el comportamiento de la corriente de neutro y de las pérdidas, por número de reconexiones respectivamente.

Luego de su análisis y en conjunto con el jefe técnico de la empresa eléctrica se escogió la variante #39 la cual propone solo tres cambios y estima un valor de corriente de neutro de 1.6A y unas pérdidas de potencia de 352.92kWh/día. Vale destacar que para la

selección de la variante el objetivo era alcanzar el menor valor de pérdidas de potencia y menor valor de corriente de neutro con el menor número de cambios posibles. También fue determinante en esta selección la localización geográfica del nodo propuesto a cambio.

Tabla 3.17. Variante seleccionada.

Variante #39		
Posición	Actual	Propuesta
No181-No186	CA	BC
No90-No43	A	C
No195-No31	AB	BC

Con la variante seleccionada las corrientes por las fases deben recibir un ajuste como el que se muestra en la figura 3.17. Apreciándose su balanceo.

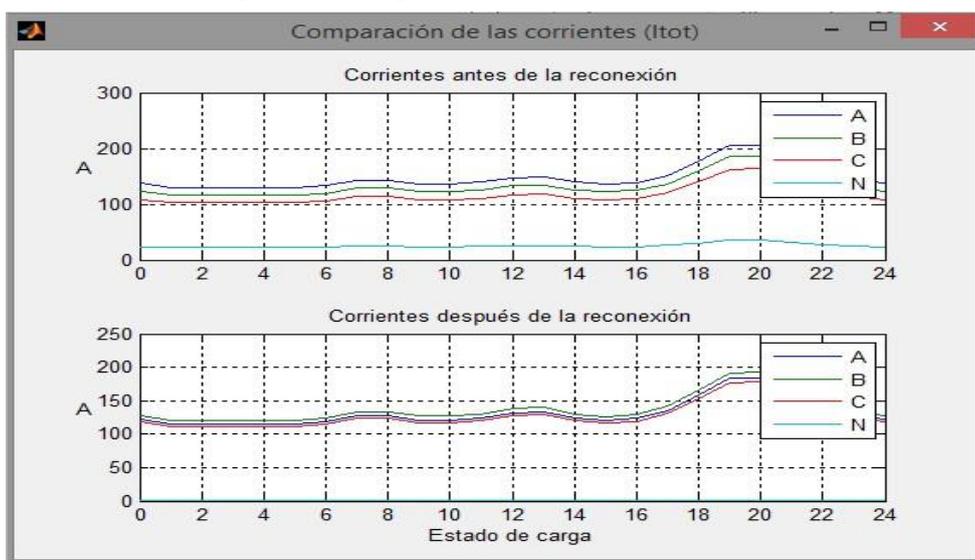


Figura 3.17. Corrientes antes y después de la reconexión.

3.1.5 Ejecución del Balanceo

En la mañana del miércoles 4 de mayo del 2016 con la colaboración y autorización de la Empresa Eléctrica de Villa Clara se realizaron los cambios seleccionados de estudio anterior. En el [anexo 6](#) se pueden observar los lugares donde se realizaron los cambios marcados en el monolineal.

Dirección de los cambios realizados:

- No181 Esquina carretera a Camajuaní y calle D
- No90 L entre Circunvalación y carretera de Camajuaní

- No231 Carretera a Camajuaní esquina del punto de recogida

3.1.6 Análisis y comparación de los resultados

En la figura 3.18 se muestran los datos extraídos del interruptor Nulec en un período de tiempo comprendido una semana antes del 18 de mayo del 2016 y una semana posterior a esta fecha, es decir antes y después de las reconexiones. En este circuito no tuvo éxito la ejecución del balanceo pues observamos como la fase B comienza a mostrarse mucho más cargada que las otras dos. Al notar el caso se comenzó un estudio con el objetivo de conocer las razones del fallo, dicho estudio reveló las siguientes causas:

1-Al ajustar la base de datos del software Radial fue necesario reenumerar los nodos varias veces dado que esta se iba conformando a medida que se hacía el celaje. Al importar los datos de los nodos del circuito 30 del software Radial hacia la base de datos de programa de balanceo se le ubico al nodo número 195 un asterisco de manera incorrecta confundiendo al programa de balanceo. Al llegar a la ejecución de la reconexión que proponía el cambio de fases de AB a BC en el nodo 195 era imposible, ya que a este llega un ramal bifásico compuesto por las fases AB por lo tanto no se podía utilizar la fase C dada esta situación se decidió realizar los cambios en el nodo 231 lugar de donde parte el ramal. El cambio a partir de este nodo añade dos transformadores monofásicos al ramal propuesto a la reconexión, ambos alimentados por la fase C.

2- Se pudo verificar que la Empresa Eléctrica el día de aplicación del balanceo realizó otras operaciones aprovechando la vía libre solicitada para el circuito, entre ellas la sustitución y renovación del conductor de la línea primaria y al menos se añadió un transformador de 37.5kVA del cual se desconoce a la que fue conectado.

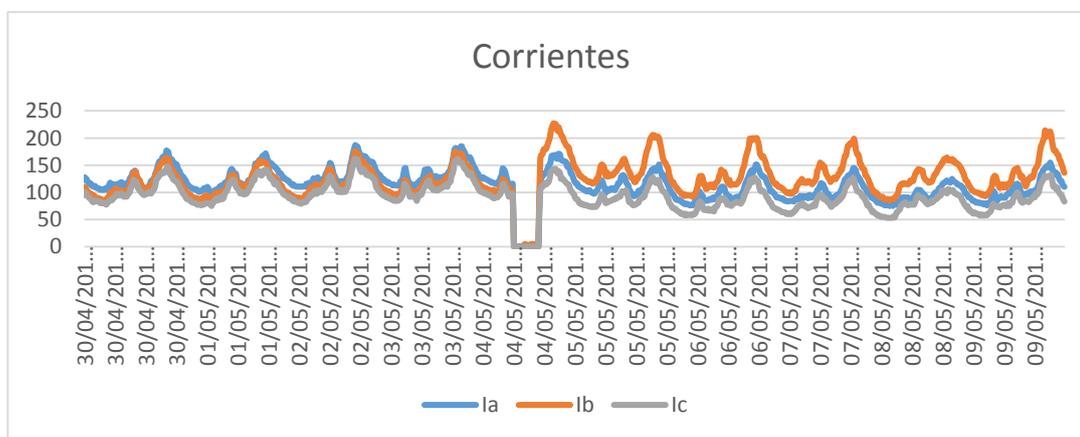


Figura 3.18. Gráfico de corrientes antes y después de la reconexión.

Nota: En el caso de este circuito los datos del Nulec ofrecidos por los compañeros de la Empresa Eléctrica no tenían los valores de corriente de neutro.

En las tablas 3.18 y 3.19 se comparan los valores promedio y máximo de corrientes de fases y neutro antes y después de la reconexión.

Tabla 3.18. Corrientes con carga promedio antes y después del cambio.

Circuito 30	IA	IB	IC
Antes	130	117	105
Después	107	138	87

Tabla 3.19. Corrientes con carga máxima antes y después del cambio.

Circuito 30	IA	IB	IC
Antes	188	180	162
Después	171	227	143

En las tablas 3.20 y 3.21 se comparan los desbalances %NEMA con máxima carga promedio y máxima, antes y después de las reconexiones.

Tabla 3.20. Comparación de los desbalances con carga promedio.

Circuito 30	%NEMA
Antes	11
Después	24

Tabla 3.21. Comparación de los desbalances con carga máxima.

Circuito 30	%NEMA
Antes	19
Después	32

Al analizar los resultados de las tablas anteriores podemos concluir que el índice de desbalance, %NEMA producto a los motivos anteriormente mencionados.

3.4 Análisis del circuito 4

3.4.1 Datos obtenidos del celaje

El circuito 4 tiene su origen en la subestación 4kV Santa Clara, con una longitud aproximada de 4.50km. Este circuito es de 4.16kV y cuenta con 12 ramales bifásicos, 34 ramales monofásicos, 4 bancos de tres transformadores, 15 bancos de dos transformadores, 48 transformadores monofásicos y 1 transformador trifásico. La distribución de transformadores por fases se muestra en la tabla 3.22.

Tabla 3.22. Cantidad de transformadores por fase.

Circuito	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C
4	90	24	31	36

Las principales cargas estatales son:

- TV Cubanacán
- Sala Amistad
- Panadería Sierra Maestra
- Agencia Micar
- GeoCuba
- Turbina Dobarganes

Con el uso de los datos descargados del interruptor Nulec V-401 se representa en la figura 3.19 el comportamiento por horas de las corrientes por las fases durante la semana comprendida entre el 22 y el 26 de febrero.

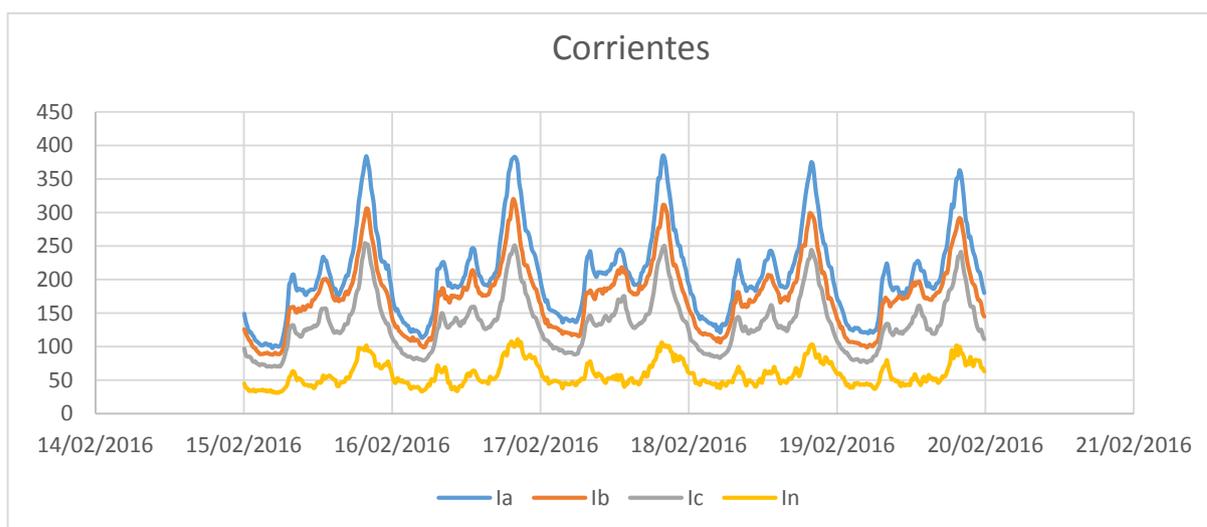


Figura 3.19. Gráfico de corrientes semanal.

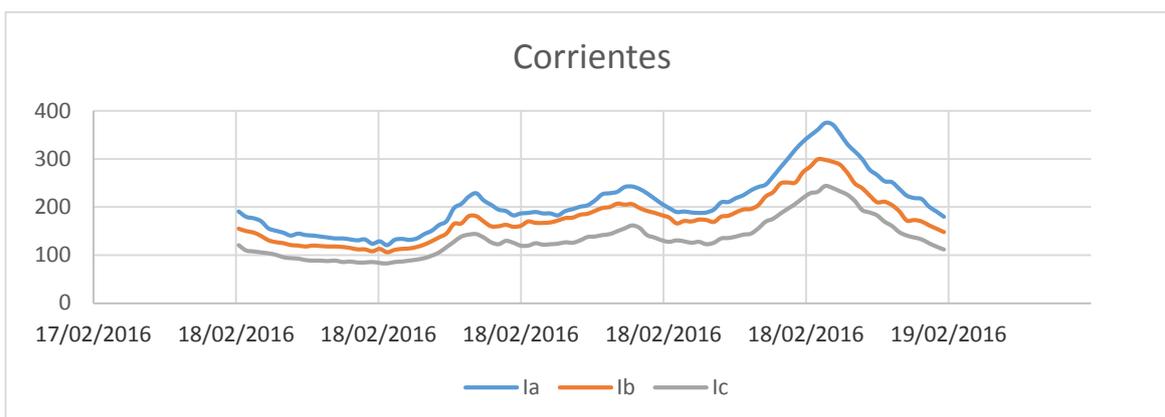


Figura 3.20. Gráfico de corrientes 18 de febrero del 2016

Como se puede observar los días anteriormente analizados muestran un comportamiento similar por lo que para el estudio se seleccionó el día 18 de febrero del 2016 por ser típico en el período en cuestión.

El circuito 4 presenta poca cantidad de centros estatales por lo que el tipo de carga abundante es la residencial. Para el ajuste del programa de balanceo NSGA-II, la estimación de cargas y la simulación en el Radial se selecciona el gráfico de cargas Residencial de Invierno2 este gráfico es una modificación realizada al gráfico Residencial de Invierno producto de que el horario de pico de este no coincidía con la hora de máxima del circuito en evaluación.

3.4.2 Estimación de cargas

En la figura 3.21 se muestra el ajuste realizado por el programa estimador entre el gráfico de cargas determinado por el estudiante y el real del circuito.

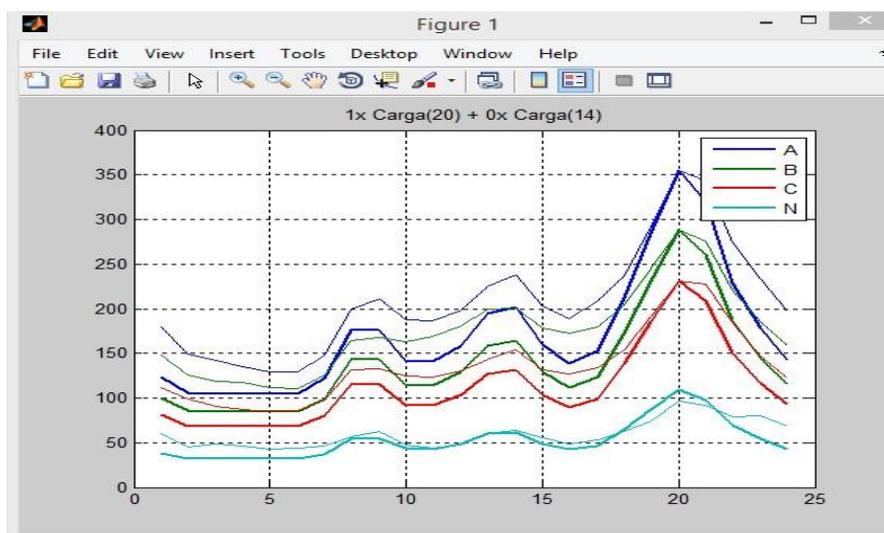


Figura 3.21. Ajuste de gráficos de carga.

- Línea gruesa: Gráfico obtenido de la base de datos realizada por el estudiante.
- Línea fina: Gráfico real del circuito obtenido del interruptor.

Luego Matlab nos ofrece los valores de potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga ([Ver anexo 10](#)) realizando el ajuste por corrientes de neutro.

3.4.3 Ajuste de la base de datos del Radial

Con los datos de la estimación y el celaje al circuito se ajustó la base de datos del Radial ofreciéndonos los siguientes valores:

Tabla 3.23. Resultados del flujo de carga trifásico del software Radial.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	2093	kW
Potencia reactiva de las cargas	703	kvar
Pérdidas activas en líneas	113	kW
Pérdidas reactivas en líneas	149	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	30	kW
Pérdidas de hierro en transf.	15	kW
Pérdidas. totales de potencia activa	158	kW
% de pérdidas de potencia	7	%
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
Energía activa de las cargas	24	MW.h
Energía reactiva de las cargas	16	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	629	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf.	199	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	352	kW.h
Pérdidas totales de energía	1180	kW.h
% de pérdidas de energía	5	%

3.4.4 Corrida del programa de balanceo

Con todos los datos necesarios listos se ajustó la base de datos del programa de balanceo ([Ver anexo 2](#)) mediante NSGA-II y se realizó su corrida, realizando 100 generaciones sobre una población de 100 individuos para obtener soluciones con un número máximo de 10 reconexiones. El programa es corrido para variar los ramales bifásicos y monofásicos, partiendo del nodo principal del circuito y en toda su extensión ya que así se pidió por los compañeros del área técnica de la empresa eléctrica.

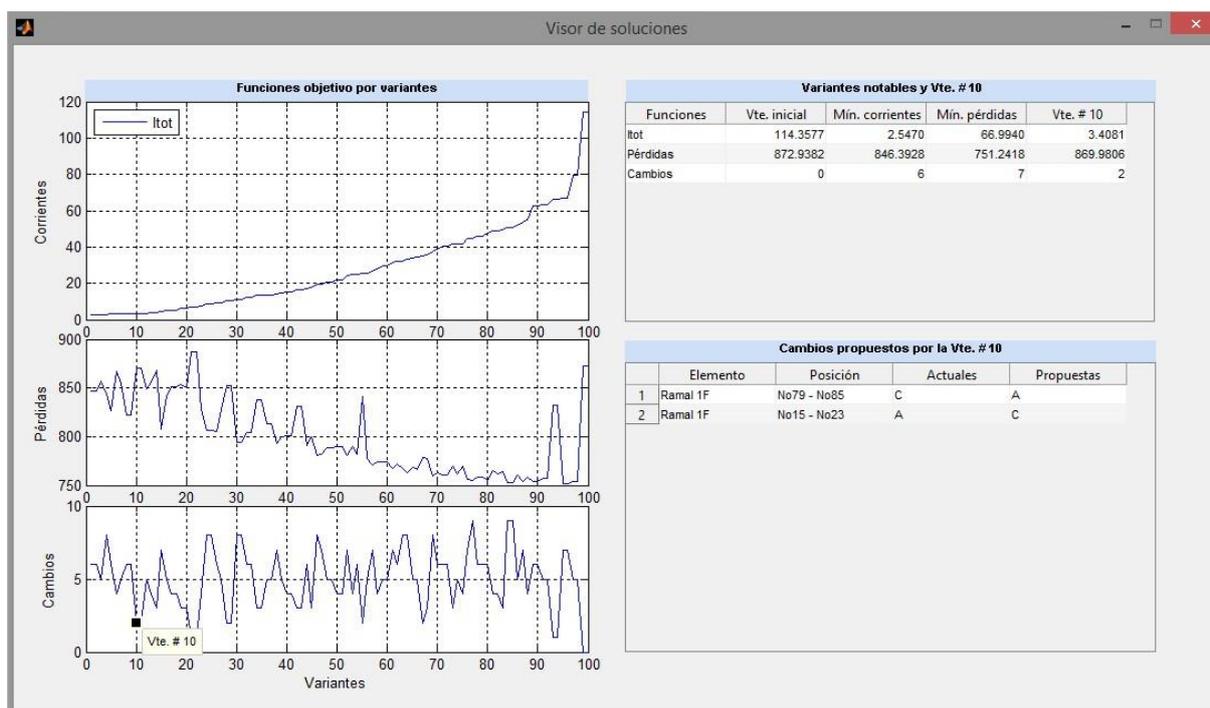


Figura 3.22. Resultados de la optimización por NSGA-II.

En la figura 3.22 se muestran los resultados de programa de balanceo. Con las conexiones originales del circuito el programa estima unas pérdidas 872.9kWh/día y 114.3A de corriente por el neutro, proponiendo cambios capaces de reducir estos valores hasta 751.24kWh/día y 2.54A respectivamente. Las gráficas del programa expuestas en la figura 3.6 muestran el comportamiento de la corriente de neutro y de las perdidas por número de reconexiones respectivamente.

Luego de su análisis y en conjunto con el jefe del área técnica de la empresa eléctrica se escogió la variante #10 la cual propone solo dos cambios y estima un valor de corriente de neutro de 3.4A y unas pérdidas de potencia de 869.6kWh/día. Vale destacar que para la selección de la variante el objetivo era alcanzar el menor valor de pérdidas de potencia y menor valor de corriente de neutro con el menor número de cambios posibles. También

fue determinante en esta selección la localización donde se encontraban los nodos propuestos a cambio.

Tabla 3.25. Variante seleccionada.

Variante #46		
Posición	Actual	Propuesta
No79-No85	C	A
No15-No23	A	C

Con los cambios propuestos la corriente por las fases se estima por el programa de balanceo que reciban un ajuste como el que se muestra en la figura 3.25 apreciándose su balanceo.

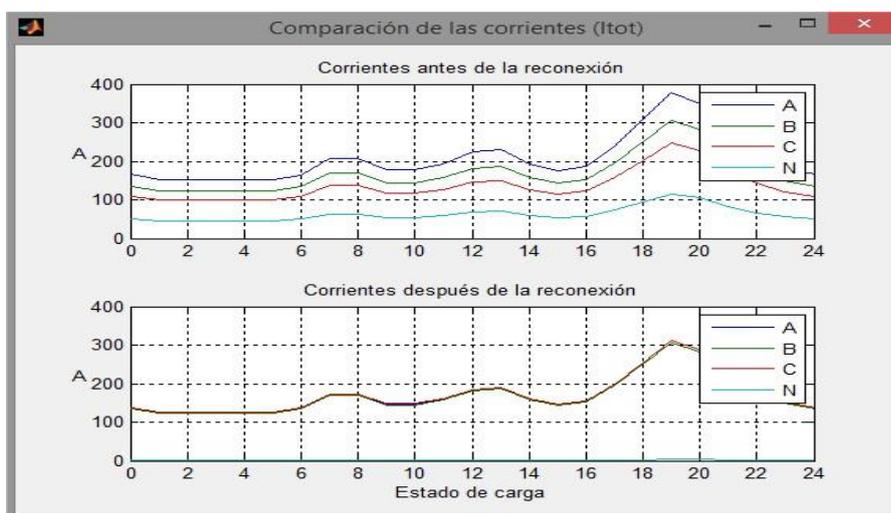


Figura 3.23. Corrientes antes y después de la reconexión.

3.2.5 Ejecución del balanceo

En el caso de este circuito fue cancelada la ejecución del balanceo dado que había sido balanceado en días anteriores utilizando métodos tradicionales. En el [anexo 6](#) se pueden observar los lugares donde se proponen los cambios marcados en el monolineal.

Dirección de los cambios realizados:

- No75-Padre Chao esquina Calle de La Torre
- No15- Toscano esquina Berenguer

Con los cambios propuestos se estiman un ahorro diario de 3.3kWh/día lo que anual serían 1204kWh.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Para obtener una buena representación de los circuitos es necesario realizar un celaje detallado de los mismos.
2. En la realización de los celajes se pudo comprobar que los datos de los circuitos se encontraban desactualizados.
3. Al solo contar con las mediciones de los interruptores fue necesario realizar la estimación de las cargas a través de un programa estimador.
4. Considerando buenos los resultados prácticos obtenidos en el balance de los circuitos se considera que el estimador de cargas proporciona datos bastante precisos para modelar el circuito.
5. El programa de balanceo brinda múltiples variantes para balancear la red, lo que permite escoger las reconexiones óptimas que deben ser elegidas primeramente en conjunto con los ejecutores para lograr buenos resultados.
6. Se realizó el balanceo aplicando las variantes seleccionadas, ejecutando reconexiones solamente en los ramales de los circuitos.
7. Para logra mejores resultados debe reducirse el tiempo entre la toma de datos y la ejecución del balanceo. Con esto se evita en lo posible las modificaciones en el circuito.
8. A pesar de que uno de los circuitos no quedo balanceado, se comprobó que esto ocurrió con la unión de un pequeño error en la base de datos y la modificación del circuito por el personal de la empresa eléctrica.
9. Los resultados obtenidos se pueden considerar como satisfactorios, aunque no se logran las estimaciones realizadas por el programa de balanceo se logra disminuir el índice de desbalance y la corriente por el conductor neutro, logrando la disminución de las pérdidas de potencia en los circuitos analizados

Recomendaciones

1. Actualizar las bases de datos de los circuitos de distribución primaria existentes, facilitando la realización de estudios posteriores.
2. Realizar tomas de cargas en los transformadores que ayuden al proceso de estimación necesario para realizar el balanceo.
3. Realizar los cambios propuestos para el circuito 4.
4. Realizar un estudio con el fin de comparar los resultados del balanceo tradicional como el aplicado al circuito 4 y el balanceo a través del NSGA-II.
5. Realizar una evaluación previa detallada de las variantes a utilizar, con el fin de conocer su disponibilidad real.
6. Utilizar al máximo las potencialidades del programa de balanceo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Ramírez Castaño, "Redes de distribución de energía," 2004.
- [2] C. M. M. Montecinos, "FLUJO DE POTENCIA TRIFASICO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION."
- [3] L. C. Fernández, vol. 1, 1997.
- [4] R. C. V. SANABRIA and H. R. VAN DE WYNGARD, "ANÁLISIS INTERACTIVO GRÁFICO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA."
- [5] T. A. Short, Electric power distribution handbook: CRC press, 2014.
- [6] I. P. Abril, "Genetic algorithm for the load balance on primary distribution circuits," Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina), vol. 8, pp. 526-532, 2010.
- [7] G. Casaravilla and V. Echinope, "Desbalances-Estudio de alternativas para su estimacion," Instituto de Ingeniería Eléctrica. Universidad de la República. Uruguay, 2010.
- [8] M. R. Sánchez-Herrera, P. Salmerón-Revuelta, S. Pérez-Litrán, and A. Pérez-Vallés, "Análisis de las definiciones de desequilibrio de tensión en los sistemas de potencia," DYNA-Ingeniería e Industria, vol. 87, 2012.
- [9] E. Tecnología, "Desbalance de tensiones en sistemas trifásicos," ed: Sep, 2009.
- [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] J. C. B. P.E. ISSOURIBEHHERE*, G.A. BARBERA, "ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS DIFERENTES DEFINICIONES DE LOS FACTORES DE DESBALANCE DE TENSIONES Y CORRIENTES EN LOS SISTEMAS TRIFÁSICOS," 2009.
- [13] 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.

- [14] 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.
- [15] A. H. K. R. P. Broadwater, H. E. Shaalan, and R. E. Lee, "'Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration,'" IEEE Trans. Power Delivery, vol. 8, pp. 294-300, January 1993.
- [16] CENELEC, "EN 50160: European standard for voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems," ed: CENELEC TCX., 2006.
- [17] 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.
- [18] O. N. d. Normalización, "Norma Cubana NC 365: 2011," in Tensiones Normalizadas, ed. Ciudad de La Habana. Cuba: Oficina Nacional de Normalización (NC), 2011.
- [19] 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.
- [20] 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.
- [21] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] 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.

- [25] J. Zhu, G. Bilbro, and M.-Y. Chow, "Phase balancing using simulated annealing," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 14, pp. 1508-1513, 1999.
- [26] 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.
- [27] 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.
- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] 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.
- [33] 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.
- [34] 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.

-
- [35] 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.
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] C. G. Fei, "Solving Load Phase Balancing Problem in LV Distribution Networks by Chaotic Simulated Annealing," in Advanced Materials Research, 2012, pp. 689-693.
- [39] 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.
- [40] 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.
- [41] T. G. Robertazzi, S. Skiena, and K. Wang, "Phase balancing algorithms," vol. 96, ed: Electric Power Systems Research, 2013, pp. 218-224.
- [42] 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.
- [43] 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.
- [44] 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"

ANEXOS

- Anexo I Base de datos utilizada por el programa Estimador de Cargas (Formato Digital)
- Anexo II Base de Datos utilizada por el programa NSGA-II (Formato Digital)
- Anexo III Radiales actualizados (Formato Digital)
- Anexo IV Radiales con los cambios realizados (Formato Digital)
- Anexo V Monolineales actualizados (Formato Digital)
- Anexo VI Cambios localizados en el monolineal (Formato Digital)
- Anexo VII Nulec de los circuitos antes del cambio (Formato Digital)
- Anexo VIII Nulec de los circuitos después del cambio (Formato Digital)
- Anexo IX Programa NSGA-II (Formato Digital)
- Anexo X Resultados del programa Estimador de Cargas (Formato Digital)
- Anexo XI Fotos tomadas durante la ejecución del balanceo (Formato Digital)
- Anexo XII Base de datos del Radial utilizada para cada circuito(Formato Digital)