



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILIS TOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento
Electroenergético



TRABAJO DE DIPLOMA

**“Reconfiguración de Sistemas de Distribución
Mediante Intercambio de Ramas”**

Autor: Johannes Kandjungulume

Tutor: Dr. José Ángel González Quintero



Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas
Facultad de Ingeniería – Eléctrica
Departamento de Centro Electroenergético



TRABAJO DE DIPLOMA

“Reconfiguración de Sistemas de Distribución Mediante Intercambio de Ramas”

Autor: Johannes Kandjungulume

E-mail: kandjungulume2007@yahoo.com

E-mail: jkandjungulume @ uclv.edu.cu

Tutor: Dr. José Ángel González Quintero

E-mail: pepe@uclv.edu.cu

Dpto. Electroenergético
Facultad de Ingeniería Eléctrica. UCLV



Hago constar que el presente trabajo fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas como parte de la culminación de los 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 de los Autores

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 Tutor.

Firma del Jefe de Dpto.

Firma del Responsable de
Información Científico- Técnica




PENSAMIENTO

"El conocimiento no vale,

si no se comparte"

Hernández Cruz Juan Miguel



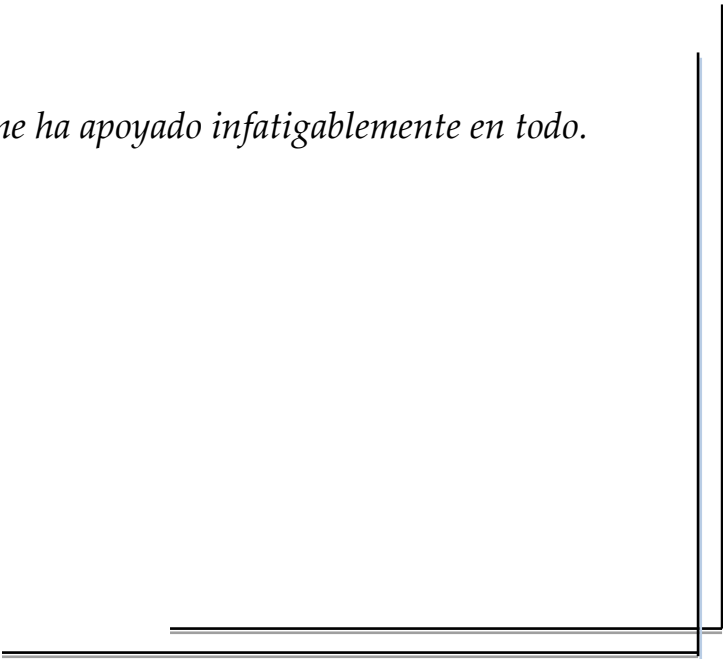


DEDICATORIA

*A mis padres y a mi familia por apoyarme siempre en todo momento,
especialmente durante la carrera.*

A mi novia Danaisy Jiménez por animarme en los años de mis estudios

A mi hermano que siempre me ha apoyado infatigablemente en todo.



AGRADECIMIENTO

A Dios que jamás me ha abandonado ni desamparado sino que siempre ha estado junto a mí, mostrándome su amor y dándome su misericordia, gracia y favor divino por Cristo Jesús.

A mi madre Cristofina Kandjungulume por estar siempre presente en mis pensamientos y por darme la vida.

A mi hermano Mathias K. Kandjungulume por su ayuda y ánimo inolvidables.

A mi novia Danaisy Jiménez Sarria por su apoyo y esfuerzos incondicionales.

A la Revolución Cubana y la República de Namibia por la oportunidad de hacer este sueño una realidad.

Al pueblo cubano por darme la oportunidad de estudiar mi carrera y por acompañarme todo el tiempo que he permanecido en Cuba.

A mi tutor Dr. José Ángel González Quintero por haber fomentado en mí el interés investigativo y creador, y haberme ayudado durante todo el tiempo entusiastamente para el cumplimiento de este trabajo.

A Msc. Alberto Limonte por dedicar parte de su tiempo a la revisión de este trabajo

A mis familiares y amigos, a los de cerca y a los de lejos, que siempre me han tenido presente y yo a ellos, especialmente en las más difíciles circunstancias de la vida.

A todos los profesores que durante estos cinco años de carrera no solo han sido nuestros formadores sino también mis amigos y consejeros.

A todos los que me han guiado y ayudado en la preparación de la tesis, en el transcurso de la carrera y durante toda la vida.

Gracias

TAREA TÉCNICA

- 1) Realizar una búsqueda bibliográfica sobre el tema de la reconfiguración de redes eléctricas de distribución.
- 2) Describir el modelo matemático del algoritmo de la reconfiguración de la red de distribución eléctrica mediante sus ecuaciones.
- 3) Implementar, con las herramientas disponibles, el algoritmo de intercambio de ramas para la reconfiguración mediante mínimas pérdidas.
- 4) Correr varios casos de situaciones típicas y obtener resultados.

RESUMEN

La reconfiguración está llevándose a cabo considerablemente a nivel mundial para aumentar la fiabilidad del sistema y minimizar las grandes pérdidas que están aconteciendo en los sistemas de distribución.

En este trabajo se implementa en el lenguaje MATLAB un algoritmo de reconfiguración de sistemas de distribución mediante intercambio de ramas para minimizar las pérdidas.

Se efectúa una revisión bibliográfica para realizar un estudio de la reconfiguración. Se plantean las ecuaciones y modelos de la reconfiguración de sistemas de distribución mediante intercambio de ramas.

Se emplean como ejemplos de estudios los sistemas de prueba de distribución pertenecientes a la IEEE con 14 y 33 barras.

Con todo lo mencionado anteriormente se programa el paquete ejecutable en MATLAB 7.8. Se obtienen varios resultados dados por la corrida de casos y con los resultados se llegan a conclusiones y recomendaciones.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO.....	I
DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
TAREA TÉCNICA.....	IV
RESUMEN.....	V
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE O REVISIÓN	
BIBLIOGRAFICA.....	3
1.1: INTRODUCCIÓN.....	3
1.2: DEFINICIÓN DE LA RECONFIGURACIÓN DE LA RED.....	4
1.3: HISTORIA DE LA RECONFIGURACIÓN DE LA RED.....	4
1.3.1: SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	5
1.3.2: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	7
1.4: NECESIDAD DE LA RECONFIGURACIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN...	10
1.5: BENEFICIOS DE LA RECONFIGURACIÓN DE LA RED.....	11
1.6: MÉTODOS DE RECONFIGURACIÓN EN RED DE DISTRIBUCIÓN.....	11
1.7: ESQUEMAS DE RECONFIGURACIÓN DE RED.....	12
CAPITULO 2: IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO.....	14
2.1: INTRODUCCIÓN.....	14
2.2: ESTUDIO DEL MÉTODO DE FLUJO DE POTENCIA.....	14
2.2.1: CARACTERÍSTICA DE REDES ELÉCTRICAS DURANTE EL CALCULO DE FLUJO DE CARGA.....	15
2.2.2: SOLUCIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA.....	15
2.2.3: MÉTODO DEL NEWTON RAPHSON.....	15
2.2.3.1: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL NEWTON RAPHSON.....	16
2.2.3.2: FORMULACIÓN MATEMATICA.....	17

2.3: FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA RADIAL.....	20
2.3.1: MODELO MATEMÁTICO PARA LA RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	20
2.4: IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DE INTERCAMBIO DE RAMA..	22
2.4.1: PROGRAMAS UTILIZADOS.....	24
2.5: FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA UTILIZADO.....	26
2.5.1: TIPOS DE BARRAS.....	26
2.5.1.1: ARCHIVO DE DATO DE BARRA.....	27
2.5.1.2: ARCHIVO DE DATO DE LINEA.....	29
2.5.1.3: ARCHIVO DE DATO DE BusXY.....	29
2.6: FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA EN SISTEMA DISTRIBUCIÓN.....	30
2.6.1: APLICACIÓN DEL PROGRAMA EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	31
2.6.2: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN 14 BARRAS DE IEEE.....	31
2.6.3: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN 33 BARRAS DE IEEE.....	32
2.7: OBTENCIÓN DE PAQUETE.....	33
CAPITULO 3: RESULTADOS.....	34
3.1: RESULTADOS EN SISTEMA DE 14 BARRAS DE IEEE.....	34
3.1.1: RESULTADO DE SIMULACIÓN.....	34
3.1.2.1: CIRCUITO I.....	34
3.1.2.2: CIRCUITO II.....	37
3.1.2.3: CIRCUITOS III.....	39
3.1.2.4: RESULTADO DE LA RECONFIGURACIÓN DE 14 BARRAS.....	42
3.1.2: TABLA DE RESULTADO DE LAS PÉRDIDAS.....	42
3.1.3: GRAFICA DE LAS PÉRDIDAS.....	43
3.2: RESULTADOS EN SISTEMA DE 33 BARRAS DE IEEE.....	44
3.2.1: RESULTADO DE SIMULACIÓN.....	44
3.2.1.1: CIRCUITO.....	44
3.2.3: TABLA DE RESULTADOS.....	47
3.2.4: GRAFICA DE LAS PÉRDIDAS.....	49
CONCLUSIONES.....	51
RECOMENDACIONES.....	52
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	53
ANEXO I: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 14 BARRAS.....	57
ANEXO II: MUESTRA DEL PROGRAMA DE 14 BARRAS DE IEEE.....	59

ANEXO III: DATOS DEL SISTEMA DE 14 BARRAS.....	61
ANEXO IV: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 33 BARRAS.....	63
ANEXO V: MUESTRA DEL PROGRAMA DE 33 BARRAS DE IEEE.....	65
ANEXO VI : DATOS DEL SISTEMA DE 33 BARRAS.....	68

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución son la parte más extensa del sistema de potencia eléctrica. Ellas producen un gran número de pérdidas de potencia, debido al bajo nivel de voltaje en el sistema de distribución. Entre el 30 y 40% de las inversiones totales en el sector eléctrico va a los sistemas de distribución, pero no obstante, ellos no han recibido el impacto tecnológico de la misma manera como la generación y los sistemas de transmisión. Hay una tendencia creciente no obstante, para automatizar los sistemas de distribución y mejorar su fiabilidad, eficacia y calidad de servicio.

Con la ayuda tecnológica es posible supervisar subestaciones y alimentadores para reconfigurar, minimizar y controlar las pérdidas, el voltaje y la potencia reactiva. Será necesario dedicar un software que ayude al operador a seleccionar las acciones de control apropiados. Una de estas acciones es la reconfiguración de red la cual puede orientarse a objetivos diferentes. Bajo las condiciones normales de operación en una red de distribución, la reconfiguración conlleva a reducir las pérdidas del sistema y balancear la carga en los alimentadores.

En las condiciones de fracasos permanentes, la red es reconfigurada para restaurar el servicio y minimizar las zonas sin potencia. Para resolver el problema de la reconfiguración en la red de distribución se han usado algoritmos diferentes: el método de simple intercambio de rama, la configuración de flujo óptimo, el enfoque exhaustivo basado en reglas, la programación lineal entera-mixta, el algoritmo genético y la programación evolutiva de objetivo múltiple.

El objetivo del presente trabajo es implementar un algoritmo y obtener un paquete para estudiar las pérdidas como herramienta principal de la reconfiguración en una red de distribución eléctrica.

Para alcanzar este objetivo se trazaron los siguientes objetivos específicos:

- 1) Realizar una búsqueda bibliográfica sobre el tema de la reconfiguración de redes eléctricas de distribución.
- 2) Describir el modelo matemático del algoritmo de la reconfiguración de la red de distribución eléctrica mediante sus ecuaciones.
- 3) Implementar, con las herramientas disponibles, el algoritmo de intercambio de ramas para la reconfiguración mediante mínimas pérdidas.
- 4) Correr varios casos de situaciones típicas y obtener resultados.

Para lograr estos objetivos, el trabajo se estructuró de la siguiente forma.

Organización del informe

- Capítulo 1 “Estudio del estado del arte”: Se hace una revisión de la bibliografía para realizar un estudio del tema de la reconfiguración de red de distribución eléctrica.
- Capítulo 2 “Algoritmo para la reconfiguración de sistema de distribución mediante intercambio de ramas”, en este capítulo se explica el algoritmo y se plantean las ecuaciones con modelos fundamentales que intervienen en el mismo. Se explican partes del código que se usa para implementar el algoritmo en lenguaje MATLAB y se obtiene el paquete ejecutable.
- Capítulo 3 “Resultados y análisis de casos”: En este capítulo se presentan aplicaciones del algoritmo en la reconfiguración de redes de distribución eléctrica donde se observan y comentan sus efectos. Para ello se realizan varias pruebas bajo situaciones típicas en el cual se demuestra la importancia de la presencia en la misma.

Con los resultados de las simulaciones de los casos en el paquete ejecutable hecho en MATLAB 7.8 junto a los aspectos en los capítulos uno y dos se arriban a conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 1. ESTUDIO DEL ARTE O REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En este capítulo se analizan las definiciones, la necesidad y los beneficios que presenta la reconfiguración de la red de distribución. Se presentan los métodos y esquemas desarrollados.

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la demanda de electricidad sigue incrementándose; a su vez, hay una continua necesidad inmediata de suministrar más energía con una calidad elevada y mayor fiabilidad para contribuir a un ahorro en los consumos energéticos. Las condiciones y altos costos de operación han dado como resultado la expansión y reconstrucción de las redes de potencias actuales. Soluciones como la reconfiguración de la red de distribución pueden perfeccionar el funcionamiento de las líneas de transmisión y de distribución, tanto nuevas como existentes. Esto permite entregar más energía con superior eficacia, calidad mejorada y mayor fiabilidad para satisfacer el rápido crecimiento que demanda la sociedad.

La reconfiguración de red en un sistema de distribución, se realiza cambiando el estado de los interruptores de una sección para reducir las pérdidas de potencia en el sistema. En una red de distribución, el método de reconfiguración se aplica para incrementar la capacidad de transferencia de potencia y minimizar las pérdidas mientras se mantiene el perfil de voltaje llano, bajo diferentes condiciones de la red. La estabilidad dinámica de la red se puede mejorar y fijar las oscilaciones de potencia activa.

1.2–DEFINICIÓN DE LA RECONFIGURACIÓN DE RED.

La reconfiguración de la red es un tema muy amplio, por tanto esto se puede dividir en dos grandes partes: reconfiguración de la red del sistema de transmisión y del de distribución eléctrica. Sin embargo la definición de reconfiguración de red en este trabajo se basa en el sistema de distribución.

La reconfiguración de sistema de distribución eléctrica consiste en encontrar una estructura de operación radial que minimice las pérdidas de potencia en la red de distribución bajo condiciones normales de operación.

1.3 –HISTORIA DE LA RECONFIGURACIÓN DE RED

La economía mejorada y fiable fue bien reconocida en el medio siglo pasado, como los beneficios de usar una red interconectada para transportar la potencia eléctrica. Pero el criterio para su realización era (y todavía es) la habilidad de predecir los voltajes y flujos en los componentes de la red. Para la red involucrada, el desafío era desarrollar una herramienta que produciría esta información crítica. Con la llegada de dicha herramienta llegó a ser conocido el flujo de potencia, el cual predice todos los flujos y voltajes en la red dando el estado de generadores y cargas, pero también es la herramienta de potencia más ampliamente usada por los ingenieros [2].

Los flujos de cargas anteriores, se resolvían usando lo que se llamaba tablas de calculadora. Estas tablas eran un tipo de computadora analógica, con ellas se emularon sistema específicos usando una realización de resistencia-inductor-condensador de parámetro físicos concentrados del sistema real, los componentes iban conectándose en la misma topología. Para un sistema realista, estas tablas llenaban varios cuartos, pues la potencia consumida tenía que ser enviada en el momento que cualquiera modificación fuese deseada. La computadora digital moderna, fue impulsada en su desarrollo original para los ingenieros y su necesidad de resolver el flujo de carga.

En aquellos días de programación, la empresa de potencia eléctrica era la mayor comerciante que usaba máquinas digitales. No era raro para una empresa gastar varios millones de dólares en el desarrollo de hardware y software digital. Mientras, IBM S.A. estaba adelantando las arquitecturas de máquina de sistema, por lo cual los teóricos estaban publicando los primeros papeles en los algoritmos de flujo de carga.

1.3.1- SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

Varias compañías eléctricas, así como departamentos de los centros de energía de cada país, han dedicado innumerables estudios al planeamiento y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). El planeamiento y análisis de la operación de los SEP pueden dividirse en tres áreas fundamentales:

- a) Los análisis de flujo de carga.
- b) La estrategia a definir para obtener una generación óptima.
- c) El control de la operación y la estabilidad del SEP.

Durante mucho tiempo, el problema de flujo de carga llamó la atención de los ingenieros y los matemáticos dando como resultado una grandísima cantidad de publicaciones técnicas sobre el tema. La mayoría de los algoritmos iniciales se basaban en el método de Gauss Seidel que requiere poco almacenamiento en la memoria de la computadora y converge en pocas iteraciones para sistemas eléctricos de potencia pequeños.

La lenta convergencia de este método para SEP grandes y sus frecuentes fallos de convergencia para sistemas mal condicionados (radiales, poco mallados, muy cargados, etcétera) hizo que se desarrollara el método de la matriz impedancia, matriz (Z). Este método tiene el inconveniente de ocupar mucha memoria porque la matriz (Z) carece de elementos desiguales de cero.

Esta nueva dificultad condujo al método de Newton Raphson que fue desarrollado primero por Van Ness y Griffin y más tarde por otros autores. Las modificaciones realizadas al método convencional de Newton Raphson lo han convertido en un método rápido y exacto pudiendo ser utilizado para problemas “on line” y para el análisis de contingencias. Modificaciones posteriores han permitido su utilización en el cálculo del llamado “Flujo de Carga Óptimo”.

El problema más importante para la iteración del método de Newton, es la solución de una ecuación de la matriz de una dimensión grande [2].

En el año 1960 Bill Tinney y sus colegas en Bonneville Power Administration observaron que, aunque la matriz del sistema principal era muy grande, también estaba muy esparcida, significando que tenía una proporción muy pequeña de valores no cero. Esta observación dio lugar al desarrollo de métodos de dispersión.

El concepto hizo posible aplicar el método de Newton a un sistema de tamaño arbitrario para lograr primero velocidad y segundo características de convergencia excelentes.

Desde los años 60, numerosos adelantos y extensiones han sido hechos en los métodos de flujo de carga.

1.3.2- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

Investigaciones recientes proponen algunas nuevas ideas de cómo, tratar las características topológicas especiales de los sistemas de distribución, pero estas ideas requieren nuevos datos estructurados o algunas manipulaciones de los datos. Algunos autores plantearon una técnica basada en la compensación para resolver el problema de flujo de carga en la distribución.

La reconfiguración de la red de distribución es también parte de la operación de los sistemas eléctricos de potencia. Varios han sido los métodos empleados hasta la fecha en la reconfiguración óptima de una red de distribución eléctrica. Éstos son el método de simple intercambio de rama, la configuración de flujo óptimo, el enfoque exhaustivo basado en reglas, la programación lineal entera-mixta, el algoritmo genético (GA = Genetic Algorithm) con teoría de matroid, y la programación evolutiva de objetivo múltiple.

El problema de reconfiguración de la red de distribución, conocido en la literatura como DNRC (Distribution Network Reconfiguration), es encontrar una estructura de operación radial que minimice las pérdidas de potencia del sistema satisfaciendo las restricciones de operación. Muchos algoritmos han sido empleados para solucionar el problema de reconfiguración: métodos heurísticos, sistema de experto, optimización combinatoria con métodos discretos “branch and bound”, y programación evolutiva o algoritmo genético.

Merlin y Back primeramente propusieron el método discreto de “branch and bound” para reducir las pérdidas en una red de distribución. Debido a la naturaleza combinatoria del problema, este requiere revisar una gran cantidad de configuraciones para un sistema de tamaño verdadero [12] [13].

Shirmohammadi y Hong emplearon el mismo método heurístico mencionado por Merlin y Back [13].

Castro y otros propusieron técnicas heurísticas de búsqueda para restaurar el servicio y el balance de carga de los alimentadores. Castro y Franca propusieron algoritmos heurísticos modificados para restaurar el servicio y el balance de carga. Las restricciones de operación son verificadas a través de un flujo de carga resuelto por medio de un algoritmo Newton-Raphson desacoplado rápido [15][16]. Baran y Wu presentaron una metodología de reconfiguración heurística basada en el método de intercambio de rama para reducir pérdidas y balancear cargas en los alimentadores. Para ayudar en la búsqueda, son usados dos flujos de carga aproximados para redes radiales con diferentes grados de exactitud. También, ellos proponen una expresión algebraica que permite la estimación de la reducción de pérdidas para un cambio topológico dado [19].

Liu y otros propusieron un sistema experto para resolver el problema de la restauración y reducción de pérdidas en sistemas de distribución. El modelo para el problema de reconfiguración es un problema de optimización combinatorio no lineal. Para encontrar la solución óptima, es necesario considerar todos los posibles árboles generados debido a la apertura y cierre de los interruptores que existen en la red [21].

Nahman y Strbac presentaron otro acercamiento heurístico. El algoritmo empieza a partir de una red completamente vacía, con todos los interruptores abiertos y todas las cargas desconectadas. Los puntos de carga son conectados uno por uno conmutando las ramas dentro del sub-árbol actual. La técnica de búsqueda tampoco garantiza necesariamente el óptimo global [31].

Zhu y otros propusieron un acercamiento exhaustivo basado en reglas para estudiar la reconfiguración de la red de distribución (DNRC) [11][32][33][34].

El modelo DNRC cuyo objetivo es minimizar las pérdidas del sistema de potencia es estructurado junto con las restricciones de potencia de línea. Al contrario del método heurístico basado en el intercambio de rama tradicional, las ramas conmutantes son divididas en tres tipos.

Las reglas que son usadas para seleccionar la reconfiguración óptima de la red de distribución se conforman en base a las experiencias del funcionamiento del sistema y los tipos de ramas conmutantes. Recientemente, nuevos métodos basados en algoritmos genéticos (GA) se han usado en DNRC. Los métodos basados en GA son mejores que los algoritmos heurísticos tradicionales en la obtención del óptimo global. Las reglas que se usan para seleccionar la reconfiguración óptima de la red de distribución se forman apoyadas en la experiencia del funcionamiento del sistema y los tipos de ramas cambiadas. Sólo Shirmohammadi, et al, Goswami y Basu han hecho un esfuerzo para resolver las redes de la distribución en lazo. Sus métodos tienen algunas limitaciones como lo discutido anteriormente y no es rápidamente calculada [13][35].

En la referencia [1], los autores presentan una extensa revisión del estado del arte en reconfiguración de redes hasta el año 1994. Un resumen de las publicaciones desde ese año a la fecha, principalmente en revistas de IEEE, se presenta en Tabla 1, donde se aprecia que la mayoría de los métodos de solución aplicados a este problema de optimización son heurísticos o meta heurísticos.

Tabla 1.1: Publicaciones sobre reconfiguración hasta 1994.

Ref.	Pérdidas	Balance de carga	Control de reactivos	Método de solución
2	Si	No	Si	Recocido Simulado
3	Si	No	No	Heurístico
4	No	Si	No	Heurístico y lógica difusa
5	Si	No	No	Heurístico
6	Si	No	No	Lógica difusa
7	Sí	Sí	No	Branch exchange
10	Si	No	Si	Heurístico
11	Si	No	No	Heurístico y programa lineal
12	Si	No	No	Heurístico
13	Si	No	No	Algoritmo genético
14	Sí	Sí	Sí	Recocido simulado Multiobjetivo
15	Sí	Sí	Sí	Recocido simulado Multiobjetivo
16	Sí	No	No	Búsqueda tabú

La principal característica de estos métodos es que reducen considerablemente el tiempo computacional empleado en la búsqueda de una solución óptima, en comparación con los métodos de programación matemática. Según muestran los resultados, los algoritmos genéticos presentan ventajas adicionales sobre los métodos metaheurísticos clásicos, entre las cuales se pueden destacar las siguientes [18]:

- En vez de las soluciones, los algoritmos genéticos trabajan con una codificación de ellas.
- Realizan una búsqueda utilizando una población de posibles soluciones, en vez de una única solución.
- Utilizan una función objetivo (función de evaluación), en vez de utilizar gradientes u otros datos suplementarios.
- Utilizan reglas de probabilidad de transición, en vez de reglas determinadas.

1.4-NECESIDAD DE LA RECONFIGURACIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN.

La reconfiguración de red de distribución es una parte importante del sistema de potencia eléctrica que presenta los siguientes requisitos:

- Para reducir las pérdidas que producen los sistemas de distribución debido al bajo voltaje.
- La necesidad de mantener el voltaje en el rango.
- La necesidad de mejorar y elevar bajo voltaje que sufren las redes de distribución.
- No controlar los bancos de condensadores que inyectan potencia reactiva.
- Balancear la carga.

1.5- BENEFICIO DE LA RECONFIGURACIÓN DE RED.

- Reducción de pérdidas.
- Mejoramiento del estado estable y la estabilidad transitoria.
- Regulación de voltaje
- Incremento de la capacidad de transferencia de potencia.
- Mejorar el funcionamiento del sistema.
- Mitigación del parpadeo.
- Fijar oscilaciones de potencia activa.
- Mantener el perfil de voltaje.

1.6- MÉTODOS DE RECONFIGURACIÓN.

En la literatura especializada se encuentra una gran cantidad de artículos referidos a la reconfiguración de redes, con variadas funciones objetivos. Estos métodos han sido utilizados por los ingenieros durante mucho tiempo y en la actualidad han servido de mucha ayuda, ya que sin ellos la reconfiguración de la red de distribución no sería posible. Los mismos se muestran en lo siguiente:

- Reconfiguración óptima de Redes de Distribución Primarias. Método Simple.
- Reconfiguración óptima de Red de Distribución. Para reducir pérdidas usando el método o algoritmo de la colonia de abejas artificial.
- Reconfiguración del alimentador en sistema de distribución usando una nueva metodología.

- Reconfiguración de redes de distribución eléctrica.
- Reducción de pérdida óptima de redes de distribución usando algoritmo genético refinado.
- Reconfiguración a pérdidas mínimas, considerando la aleatoriedad de la carga. Aplicación a sistemas reales.
- Implementación computacional de Algoritmos Genéticos para reconfiguración de redes de distribución.
- Evaluación de Algoritmos Evolutivos Multiobjetivos para tomar decisiones en el problema de Reconfiguración de Redes Eléctricas de media tensión.
- Reconfiguración de la red utilizando el método fuzzy

1.7- ESQUEMA DE LA RECONFIGURACIÓN.

Al revisar las publicaciones referidas a la reconfiguración de redes, se pueden encontrar diferentes esquemas de reconfiguración, tales como:

- Reconfiguración de sistemas enmallados [5], [11], [13].
- Reconfiguración entre ramas laterales de alimentadores abastecidos por una misma subestación [10], [12].
- Reconfiguración de sistemas radiales con posibilidad de entallamiento [15].
- Reconfiguración entre ramas laterales de sistemas alimentados por subestaciones diferentes. [6], [7], [14]

En la figura (1) se muestra la reconfiguración entre ramas laterales de sistemas alimentados por subestaciones diferentes:

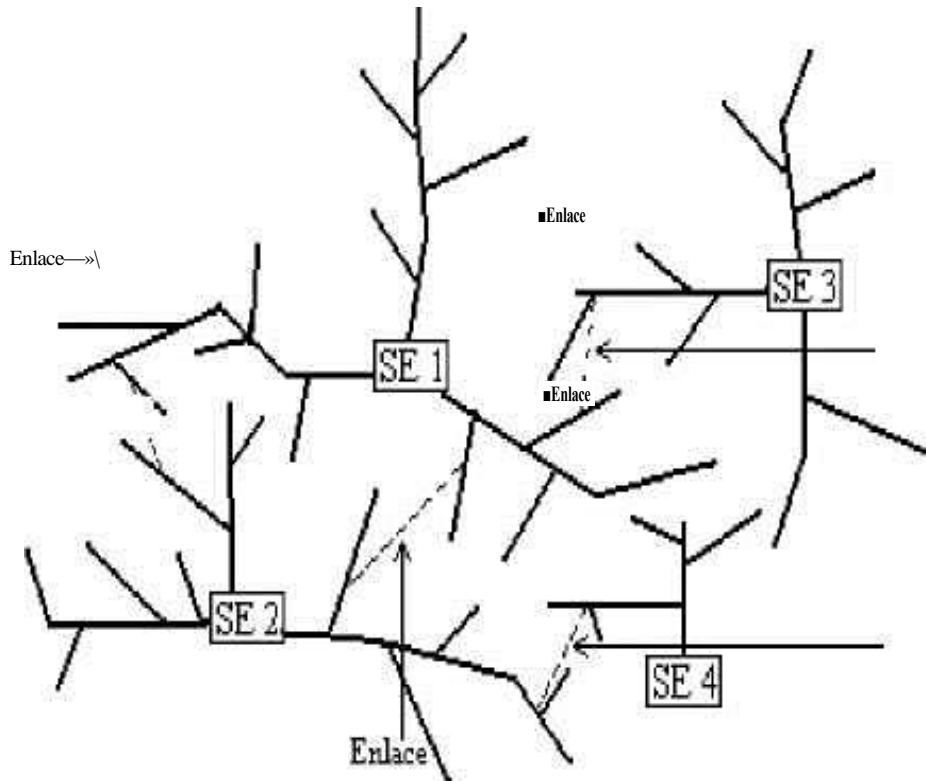


Figura 1.1: Reconfiguración entre ramas laterales.

CAPÍTULO 2. IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO

2.1- INTRODUCCIÓN

Este capítulo describe los diferentes elementos del algoritmo para la reconfiguración de red de distribución, donde se cuenta con diferentes elementos como, análisis y programación del flujo de potencia, implementación y aplicación del algoritmo. Se describen en detalle los tipos de barras, aplicaciones en los sistemas de 14 y 33 barras de IEEE; así como las características de la red en cálculo de flujo de carga.

Se presentan los modelos matemáticos para los distintos componentes del sistema de distribución que varían en su complejidad para adaptarse a la naturaleza del estudio de un sistema de distribución reconfigurado mediante intercambio de ramas.

2.2- ESTUDIO DEI FLUJO DE POTENCIA.

En un sistema de potencia, la misma es conocida en lugar de la corriente. Así como las ecuaciones resultantes por lo que se refiere a la potencia conocido como las ecuaciones de flujo de potencia, se convierte en no lineal y debe resolverse por técnicas iterativas. Los estudios de flujo de potencia, normalmente llamado flujo de carga, son la columna vertebral del análisis de los sistemas de potencia y su diseño. Ellos son necesarios para planear, el funcionamiento, la planificación económica y el intercambio de potencia entre las empresas eléctricas. Además, el análisis de flujo de potencia se requiere para muchos otros análisis como la estabilidad y los estudios de contingencia.

2.2.1: CARACTERÍSTICA DE LAS REDES ELÉCTRICAS DURANTE EL CALCULO DE FLUJO DE CARGA.

Durante los cálculos de flujo de carga la red se considera lineal, balanceada, fija y con parámetros concentrados. Es fija ya que su topología no cambia durante los cálculos, es decir si se analiza el disparo de una línea, el proceso transitorio comprendido entre antes y después de abrirse la línea no entra en el análisis. Para considerarlo balanceado, hay que hacer una representación monofásica de todos los elementos del sistema de distribución.

2.2.2- SOLUCIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA.

Los estudios de flujo de potencia forman una parte importante del análisis de sistema de potencia. Ellos son necesarios para diseñar la planificación económica y el control de un sistema existente así como planear su expansión futura. El problema consiste en determinar las magnitudes y ángulo de fase de los voltajes en cada barra y el flujo de potencia activa y reactiva en cada línea. Para resolver el flujo de potencia o flujo de carga en un sistema eléctrico se utiliza el método de análisis de nodo donde se asume que el sistema está operando bajo condición balanceada.

2.2.3: MÉTODO DE NEWTON RAPHSON

Este método ha sido ampliamente usado en todo el mundo por sus mayores éxitos de producir una dramática reducción de velocidad de cálculo y requerimiento de almacenamiento. El método de Newton Raphson es muy atractivo y altamente competitivo computacionalmente, es independiente del tamaño de sistema y presenta rapidez de convergencia, por lo cual fue adoptado no solo por los ingenieros de SEP sino también por los especialistas de la industria para la solución de sistemas eléctricos.

Sus técnicas derivadas han sido las que mejor han satisfecho los requerimientos para el tipo de problema planteado y para su programación en computadoras. De forma general las propiedades de convergencia del N-R completa las del G-S. Por esto a veces muchos programas traen ambos método de solución de flujo de carga. Este método formula y resuelve en cada iteración la ecuación de flujo de carga dada por la expresión 2.12 y expresada aquí en su forma despejada:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta^p \\ \Delta V^p / V^{p-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1^{p-1} & J2^{p-1} \\ J3^{p-1} & J4^{p-1} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{p-1} \\ \Delta Q^{p-1} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Donde $[\Delta P]$ y $[\Delta Q]$ son respectivamente los vectores de las diferencias para las potencias activas y reactivas de las barras dadas por los valores especificados y los calculados; $[\Delta V]$ y $[\Delta\theta]$ representan los vectores de actualización de la magnitud y del ángulo de los voltajes de barra; y se llama matriz jacobiana a la representada por J1 hasta J4.

2.2.3.1: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

Por su particularidad de convergencia y velocidad de cálculo sus principales características son:

Tabla 2.1: Características Principales del método de Newton Raphson.

Ventajas	Desventajas
Razón de convergencia cuadrática.[1]	La convergencia es afectada por los estimados iniciales de las variables. [15]
El tiempo de cálculo crece linealmente con el tamaño del sistema. [15]	Maneja una gran cantidad de información lo que le aumenta los requerimientos de almacenamiento.
Puede resolver sistemas fuertemente cargados incluso con defasajes superior a los 90°. [1]	Se necesita recalcular la jacobiana en cada iteración.
La solución no es perturbada por sistemas mal condicionados ni es crítica la localización del nodo de balance.	La rugosidad de la función en la región de interés puede demorar la convergencia, fallar totalmente o conducir a una solución no útil.[1]

2.2.3.2: FORMULACIÓN MATEMATICA.

El método numérico de N-R es un algoritmo iterativo para resolver simultáneamente un conjunto de ecuaciones no lineales para un mismo número de variables desconocidas.

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2.2)$$

Para todo nodo que se conozca P_i y Q_i se puede plantear:

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2.3)$$

igualando las ecuaciones (2.1) y (2.2)

despejando V_i obtenemos:

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_j \right] \quad (2.4)$$

Las barras de voltaje controlado deben tratarse de forma diferente. En estos nodos antes de evaluar (1.5) se calcula el reactivo en el nodo mediante:

$$Q_i^k = -\text{Im} \left\{ V_i^{*k-1} \left[\sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j^k + \sum_{j=i}^n Y_{ij} V_j^{k-1} \right] \right\} \quad (2.5)$$

El algoritmo N-R converge de forma cuadrática si las funciones tienen primera derivada continua en la vecindad de la solución, la matriz jacobiana es no singular y los estimados iniciales están cerca de la solución real [1]. Mientras más lineal es el problema más rápido y seguro converge el método. La irregularidad de la función en la región de interés puede demorar la convergencia, fallar totalmente o conducir a una solución no útil. La aplicación de este método a la solución de flujos de carga ha originado algunas variantes las cuales serán analizadas a continuación.

N-R formal. (N-R)

Partiendo de la ecuación general que gobierna la red para el nodo k:

$$I_k = \sum Y_{km} V_m \quad (2.6)$$

la potencia en el nodo k está dada por:

$$\begin{aligned} S_k &= P_k + jQ_k = V_k I_k^* \\ &= V_k \sum_{m \in k} Y_{km}^* V_m \end{aligned} \quad (2.7)$$

donde $Y_{km}^* = G_{km} - jB_{km}$

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} - jB_{km}) V_m^* \quad (2.8)$$

El producto de los fasores V_k y V_{km}^* puede ser expresado como sigue:

$$\begin{aligned} V_k V_m^* &= (V_k e^{j\theta_k}) (V_m e^{-j\theta_m}) = V_k V_m e^{j(\theta_k - \theta_m)} \\ &= V_k V_m (\cos \theta_{km} + j \sin \theta_{km}) \quad (\theta_{km} = \theta_k - \theta_m) \end{aligned} \quad (2.9)$$

Para aplicar el método de N-R la expresión de potencia compleja tiene que ser separada en dos partes reales, puesto que estas expresiones no son analíticas y no pueden ser diferenciadas en forma compleja.

Puede usarse ya sea en coordenadas polares como en rectangulares, de aquí se obtienen dos ecuaciones:

$$\begin{aligned} P_k &= P(V, \theta) & \text{o} & & P_k &= P(e, f) \\ Q_k &= Q(V, \theta) & \text{o} & & Q_k &= Q(e, f) \end{aligned} \quad (2.10)$$

En coordenadas polares quedaría:

$$\begin{aligned} P_k &= \sum_{m=1}^n V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_k &= \sum_{m=1}^n V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (2.11)$$

donde los elementos de G_{km} y B_{km} son los correspondientes a la matriz Y_{bus} .

Siguiendo el procedimiento general se forman las funciones según corresponda al tipo de nodo:

(i.) Para nodos PQ:

- $\Delta P_k = P_k^{sp} - P_k$
- $\Delta Q_k = Q_k^{sp} - Q_k$

(ii.) Para nodos PV

- $\Delta P_k = P_k^{sp} - P_k$
- En estos nodos no se pueden formular expresiones de errores de reactivo porque no se conoce la Q^{sp} y el ΔV siempre es cero pues el voltaje se mantiene constante.

(iii.) Nodo de balance

No tiene ninguna ecuación pues en él no se conoce ni la P ni la Q .

Formando la expresión se queda:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{p-1} \\ \Delta Q^{p-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^{p-1} & N^{p-1} \\ J^{p-1} & L^{p-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^p \\ \Delta V^p / V^{p-1} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

La matriz de 4x4 es la Jacobiana

2.3-FLUJO DE POTENCIA EN SISTEMA RADIAL.

El cálculo de todas las variables necesarias para la evaluación de la función objetivo y de las restricciones, se realiza a través de la aplicación de un método de cálculo de flujo de potencia para sistemas radiales, desarrollado por los autores de la referencia. El método se basa en un proceso iterativo tipo suma de potencias, que presenta excelentes características de convergencia.

2.3.1: MODELO MATEMÁTICO EN LA RECONFIGURACIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN.

El modelo matemático de DNRC puede expresarse lo mismo por corriente o por potencia de rama.

(1) Empleando variables de corriente:

$$\text{Min } f = \sum_{l=1}^{NL} k_l \cdot R_l \cdot I_l^2 \quad l \in NL \quad (1)$$

Sujeto a:

$$k_l \cdot |I_l| \leq I_{l \text{ Max}} \quad l \in NL \quad (2)$$

$$V_{i \text{ Min}} \leq |V_i| \leq V_{i \text{ Max}} \quad i \in N \quad (3)$$

$$g_l(I, k) = 0 \quad (4)$$

$$g_i(V, k) = 0 \quad (5)$$

$$\phi(k) = 0 \quad (6)$$

donde

I_l : Corriente a través de la rama “ l ”.

R_l : Resistencia de la rama “ l ”.

V_i : Voltaje en el nodo “ i ”.

k_l : Representa el estado topológico de la rama. Si la rama “ l ” está cerrada $k_l = 1$ y si está abierta $k_l = 0$.

N : Representa el conjunto de nodos.

NL : Representa el conjunto de ramas.

En el modelo anterior, la ecuación (2) establece las restricciones de las corrientes de rama.

La ecuación (3) establece las restricciones de voltaje de nodo. La ecuación (4) representa la primera ley de Kirchhoff (KCL), y la ecuación (5) representa la segunda ley de Kirchhoff (KVL). La ecuación (6) establece las restricciones topológicas que aseguran la estructura radial de cada circuito candidato.

Consisten en dos restricciones estructurales:

(a) Viabilidad: Todos los nodos en la red deben estar conectados mediante algunas ramas, es decir, no hay ningún nodo aislado.

(b) Radialidad: El número de ramas en la red debe ser más pequeño que el número de nodos en una unidad ($k_l \cdot NL = N - 1$)

Por consiguiente, la configuración final de la red debe ser radial y todas las cargas deben permanecer conectadas.

Empleando variables de potencia:

$$\text{Min } f = \sum_{l=1}^{NL} k_l \cdot R_l \cdot \left(\frac{P_l^2 + Q_l^2}{V_l^2} \right) \quad l \in NL \quad (7)$$

Sujeto a:

$$k_l \cdot |P_l| \leq P_{l \text{ Max}} \quad l \in NL \quad (8)$$

$$k_l \cdot |Q_l| \leq Q_{l \text{ Max}} \quad l \in NL \quad (9)$$

$$V_{i \text{ Min}} \leq |V_i| \leq V_{i \text{ Max}} \quad i \in N \quad (3)$$

$$g_l(P, k) = 0 \quad (10)$$

$$g_l(Q, k) = 0 \quad (11)$$

$$g_i(V, k) = 0 \quad (5)$$

$$\phi(k) = 0 \quad (6)$$

donde:

P_l : la potencia real en la rama "l".

Q_l : la potencia reactiva en la rama "l".

La función objetivo en la ecuación (7) representa las pérdidas de potencia. Si se asume que las magnitudes de voltaje son de 1.0 p.u. y se ignoran las pérdidas de potencia reactiva en la función objetivo, la ecuación (7) puede simplificarse a:

$$\text{Min } f = \sum_{l=1}^{NL} k_l \cdot R_l \cdot P_l^2 \quad l \in NL \quad (12)$$

En el modelo anterior, las ecuaciones (8) y (9) establecen las restricciones de potencia activa y de potencia reactiva de la rama. Las ecuaciones (10) y (11) representan la primera ley de Kirchhoff.

Se puede apreciar que ambos modelos de DNRC presentan prácticamente la misma función objetivo.

2.4: IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DE INTERCAMBIO DE RAMAS.

El algoritmo sobre la reconfiguración de sistemas de distribución mediante intercambio de ramas es un método computacional que fue desarrollado para estudiar el impacto de las pérdidas de potencia y aumentar la eficacia del sistema de distribución durante la reconfiguración.

El programa fue desarrollado en ambiente MATLAB para realizar estudios mediante la simulación con diferentes sistemas de prueba. La estructura de algoritmo esta formado por el archivo de dato de barra, línea, busXY y root, obtener una red radial y reconfigurar.

Un diagrama de flujo general de algoritmo intercambio de ramas se muestra en la figura 2.2

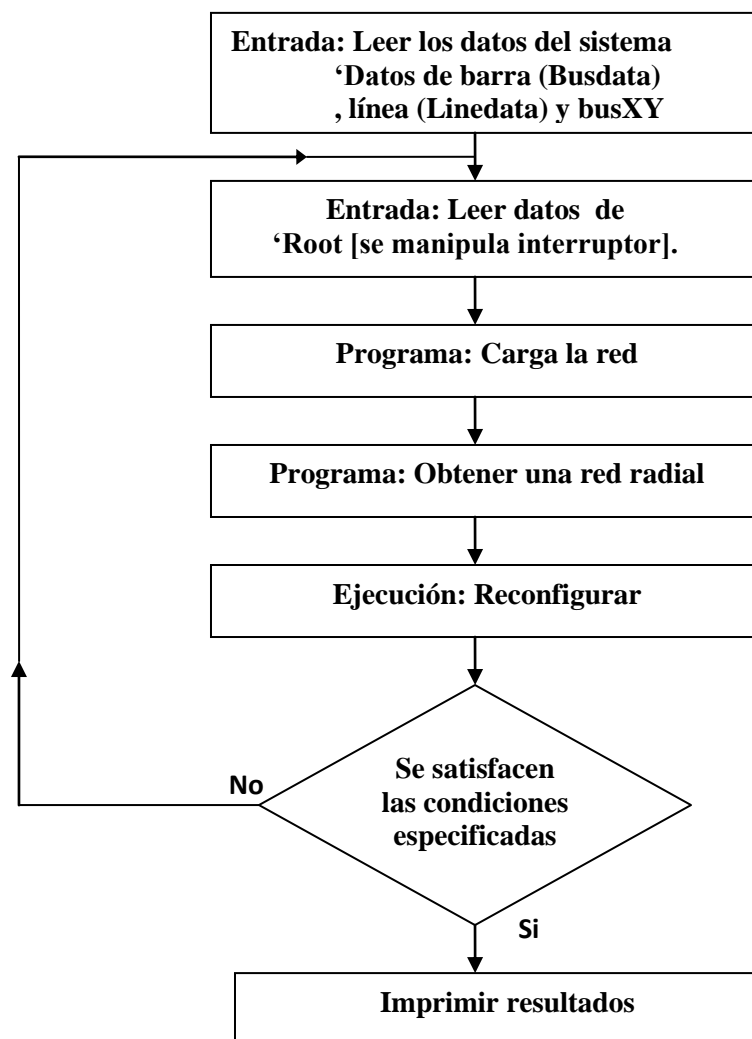


Figura 2.2: Diagrama de flujo de algoritmo intercambio de ramas.

2.4.1: PROGRAMA UTILIZADO.

Programas de Flujo de Potencia en MATLAB.

Los programas de la computadora utilizados para la solución de flujo de potencia de sistemas prácticos consisten en varios programas. Los programas para el método de intercambio de rama simple utilizados son: **lfybus** procedido por **Lfnewton** y se sigue por el **Drawnetwork**, **busout** y **lineflow**. Se diseña **lfybus** de los programas, **Drawnetwork**, **busout**, y **lineflow** para ser usado con dos o más programas de flujo de potencia. A continuación una breve descripción de los programas:

i) **Lfybus**

Este programa requiere los datos de línea y parámetros del transformador con cambia taps especificado en el archivo de entrada nombrado datos de línea. Convierte la impedancia a las admitancias y obtiene la matriz admitancia de barra. El programa está diseñado para ocuparse de líneas paralelas.

ii) **Ifnewton**

Este programa obtiene la solución de flujo de potencia por el método de Newton-Raphson que requiere los datos de barra (**busdata**) y los archivos de datos de línea (**linedata**). Se diseña para el uso directo de carga y generación en MW y Mvar, voltajes de barra en por unidad, y ángulo en grados. Las cargas y generaciones son convertidas a sus cantidades reales de acuerdo a la base en MVA seleccionada. Un chequeo hace mantener el generador de potencia reactiva de las barras controladas por voltaje dentro de sus límites especificados. La violación de límite de potencia reactiva puede ocurrir si el ángulo especificado es demasiado alto o demasiado bajo. En la segunda iteración, se examinan los vars calculados en las barras del generador.

Si un límite se alcanza, la magnitud de voltaje se ajusta en pasos de 0.5 por ciento a ± 5 por ciento para poner la demanda de vars dentro de los límites especificados [3].

ii) Drawnetwork:

Este programa brinda como resultado de salida el dibujo de la red en forma de circuito. Utilizando datos de las coordenadas de cada nodo o barra dados en la matriz busXY y los datos de las líneas. Dibuja todos los nodos de la red involucrados, enumera cada nodo, y traza todas las ramas (líneas y transformadores).

iii) Busout

Este programa produce el resultado de salida dado por la última iteración del flujo de carga empleado, tabulando de forma ordenada los módulos y ángulos de los voltajes de barra en forma ascendente. El resultado de salida en la barra incluye además de la magnitud de voltaje y su ángulo, la potencia real y la potencia reactiva de generadores y cargas, y la del capacitor / reactor en Mvar (si existiera). La generación total y la carga total también son incluidas.

iv) Lineflow

Este programa prepara los datos de salida de línea. Se diseña para mostrar el flujo de potencia activa y reactiva que entra al terminal de envío de la línea y sus pérdidas así como la potencia neta en cada barra. También son incluidas las pérdidas totales activas y reactivas en el sistema.

2.5: FUNCIONAMIENTO DE DATOS EN EL PROGRAMA UTILIZADO.

Para realizar un análisis de flujo de potencia mediante el método de intercambio de rama simple en el ambiente de MATLAB, las variables siguientes deben definirse:

- MVA base de sistema **[basemva]**
- exactitud **[accuracy]** (power mismatch accuracy)
- maxiter:- número máximo de iteraciones.
- archivo de datos de barra
- archivo de datos de línea
- archivo de dato de busXY.

Los mismos dan la facilidad de conocer sus funciones dentro del programa así como obtener un resultado que permita observar las pérdidas.

2.5.1 TIPOS DE BARRAS

Asociados a cada barra de un sistema de distribución existen cuatro variables; voltaje (V), ángulo de voltaje, potencia activa, potencia reactiva. Según las variables conocidas y desconocidas; usando un modelo monofásico, las barras se clasifican en los siguientes grupos:

- Barras de Carga (Barras P-Q): P_p y Q_p están especificadas; V_p y θ_p son las incógnitas
- Barras de tensión controlada (Barra P-V): P_p y V_p están especificadas; Q_p y θ_p son las incógnitas. En este tipo de barra debe existir alguna fuente controlable de potencia reactiva.
- Barra de Balance: V_p y θ_p están especificados; P_p y Q_p constituyen las incógnitas. En esta barra debe existir por lo menos un generador.

La necesidad de definir esta barra nace del hecho que no es posible especificar a priori, la potencia que es necesario generar en el sistema debido a que inicialmente no se conocen las pérdidas en el mismo. La barra de balance debe suministrar la diferencia entre la potencia compleja inyectada al sistema en el resto de las barras y la carga total más las pérdidas. Esta barra se conoce también con otros nombres tales como: de referencia, oscilante, de relación (slack).

El paso inicial en la preparación de archivo de la entrada es la enumeración de cada barra. Se numeran las barras secuencialmente. Aunque los números se asignan secuencialmente, las barras necesitan una secuencia de entrada donde se requieren los archivos de los datos siguientes [3]:

2.5.1.1: ARCHIVO DE DATO DE BARRA – Bus data

El formato para la entrada de la barra es seleccionado para facilitar los datos requeridos para cada barra en una sola fila. La información requerida debe estar incluida en una matriz llamada dato de barra [3]. Cada columna contiene:

Tabla 2.2: Descripción de datos de barra

Columna	Artículo
Columna 1	Número de barra.
Columna 2	Código de barra.
Columnas 3 y 4	La magnitud de voltaje en por unidad y ángulo de fase en grados.
Columnas 5 y 6	Carga MW y Mvar.
Columnas 7 a 10	MW, Mvar, mínimo Mvar, y máximo Mvar de generación, en ese orden.
Columnas 11	Mvar inyectado por capacitor shunt.

El código de la barra de entrada en la Columna 2 se usa para identificar la carga, voltaje-controlado, y referencia de barra como se muestra lo siguiente:

Tabla 2.3: Descripción de código de barra

Código de barra	Descripción
0	Este código se usa para las barras de carga. Las cargas son entradas positivas en megawatts y megavars. Para esta barra, la estimación de voltaje inicial debe ser especificada. Éste normalmente es 1 y 0 para la magnitud de voltaje y ángulo de la fase, respectivamente. Si se especifica la magnitud de voltaje y ángulo de fase para este tipo de barra, ellos se tomarán como el voltaje de arranque inicial para esta barra.
1	Este código se usa para la barra de referencia. La única información necesaria para esta barra es la magnitud de voltaje y su ángulo de fase.
2	Este código se usa para especificar una barra de voltaje controlado. Para esta barra, la magnitud de voltaje, la generación de potencia real en los megawatts, los límites mínimos y máximo de la demanda en megavar deben ser especificados.

2.5.1.2: ARCHIVO DE DATO DE LÍNEA – Linedata

Las líneas son identificadas por el método del par de nodos. La información requerida debe ser incluida en una matriz llamada datos de línea. Cada columna contiene:

- i. Columnas 1 y 2: Números de barra de línea.
- ii. Columnas 3 a 5: La resistencia, la reactancia y la mitad de la susceptancia total de la línea especificadas en por unidad de los MVA usados.

El dato de línea se representa en una forma matricial con sentido a la barra. Los datos se definen en una matriz admitancia.

2.5.1.3 ARCHIVO DE DATO DE BUSXY

Este archivo busXY juega un papel importante en el programa durante la muestra del circuito resultante. Las informaciones requeridas en este archivo son el número de barra, el código de barra y los datos de sus coordenadas X e Y. Los datos ya mencionados brindan información sobre lo que es necesario para dibujar la estructura o topología del circuito original bajo el estudio.

2.6: FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La idea básica del método de intercambio de rama es calcular el cambio de pérdidas de potencia operando un par de interruptores (cerrando uno y abriendo el otro al mismo tiempo). La meta es reducir las pérdidas de potencia. Los pasos basados en el funcionamiento de intercambio de rama simple se muestran en lo siguiente:

- 1)- Obtener una red inicial de configuración radial.
- 2)- Obtener el conjunto de interruptores abiertos que son enlaces tipo *punte*, es decir, que enlazan nodos de carga a los que llegan solamente dos líneas.
- 3)- Correr un flujo de cargas para todas las posibles combinaciones de este conjunto tomando nota de sus pérdidas de potencia y del cumplimiento de las restricciones impuestas.
- 4)- Mostrar los resultados de la configuración topológica con menor *función Objetivo* (Pérdidas de Potencia) y que cumple con las restricciones impuestas al problema. Se hace necesario realizar algunos comentarios.

El paso número uno parece trivial, pero resulta no serlo si se toma en cuenta que se parte de una red enmallada en la que se debe obtener o descubrir de forma automatizada una o varias configuraciones válidas con características puramente radiales. En próximos trabajos serán publicados los aspectos relativos a este problema que se salen del alcance del presente desarrollo.

Bastará con señalar que rozan aspectos relacionados con la Teoría de Grafos y el algoritmo de Prim para la obtención de árboles en expansión dentro de un bosque. El paso número dos se realiza empleando operaciones de conjuntos para obtener en los ramales de un mismo árbol, los interruptores abiertos que enlazan los extremos de dos ramas. Cuando se tengan los conjuntos de interruptores a manipular, se analizan en el paso número tres todas las combinaciones posibles de estos conjuntos. Para cada caso se corre un flujo de carga y se chequean las restricciones de voltaje y potencia impuestas al problema.

Si la variante corriente es mejor que la variante almacenada de menor función objetivo y cumple las restricciones, la sustituye.

2.6.1: APLICACIÓN DEL PROGRAMA EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución de 14 y 33 barras que aparece en la literatura son aprobados como ejemplos en el nuevo programa de intercambio de ramas. Dichos ejemplos muestran la topología de cada red de distribución, los mismos permiten llevar a cabo el estudio de las pérdidas.

2.6.2: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 14 BARRAS DE IEEE

El sistema de distribución de 14 barras se ejemplifica en la figura 2.3. Los datos y parámetros del mismo se muestra en las Tablas 1 y 2 que se observan en el Anexo III, contiene 2 transformadores y 12 nodos de carga. Los 3 interruptores inicialmente abiertos son: “4-9”, “14-11” y “6-3”. Las pérdidas iniciales de potencia en el sistema como se muestra en la literatura de referencia son de 0.008643MW.

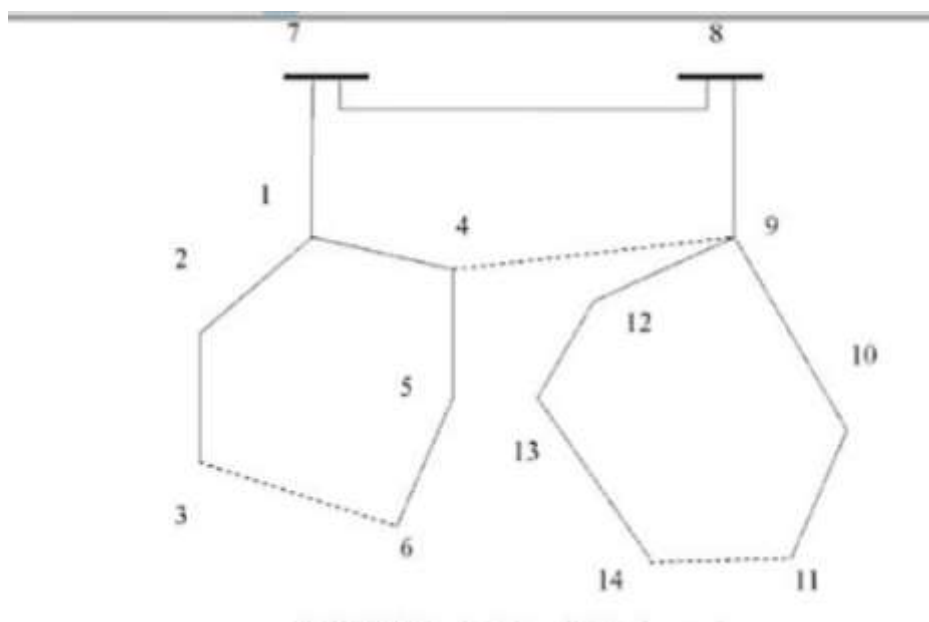


Figura 2.3: Sistema de distribución de 14 barras.

2.6.3: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 33 BARRAS DE IEEE

El sistema de 33 barras se observa en la figura 2.4. Los datos y parámetros de la misma son mostrados en las Tablas 4 y 5 del Anexo IV. Dicho sistema está formado por un solo transformador y 32 nodos de carga. Los 5 interruptores primeramente abiertos son: “33”, “34”, “35”, “36”, y “37”. La carga total del sistema referentemente a la literatura es 3.715MW, mientras las pérdidas iniciales de potencia son de 0.202674MW. La base del sistema es $V=12.66\text{kV}$ y $S=10\text{MVA}$.

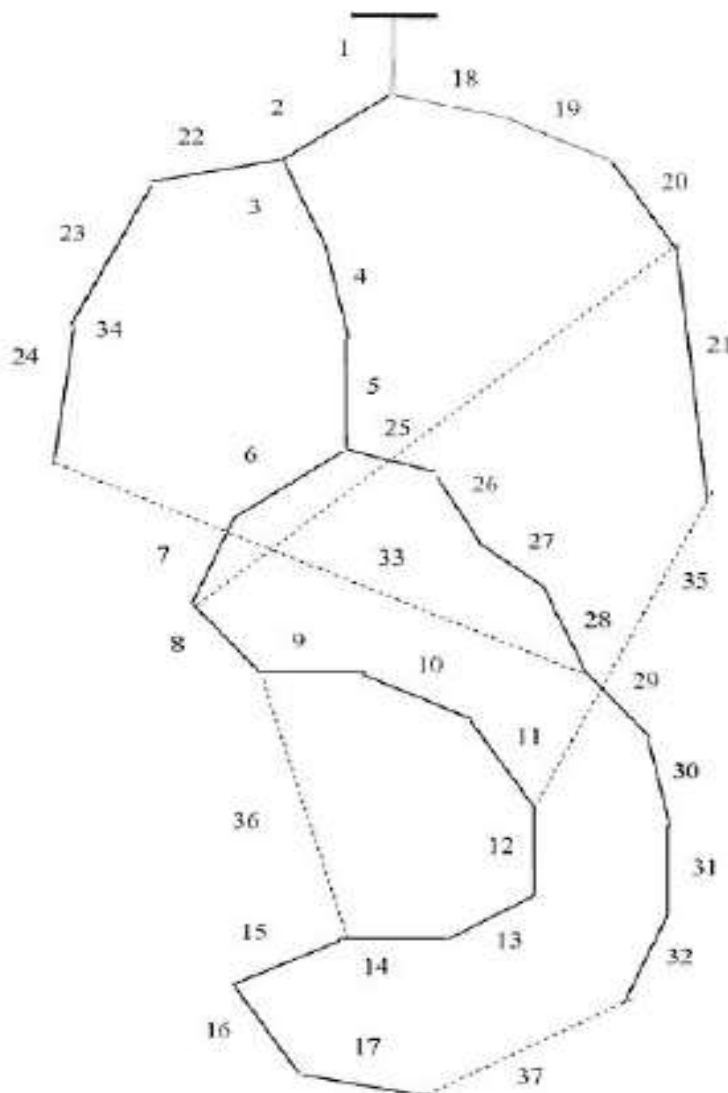


Figura 2.4: Sistema de distribución de 33 barras.

2.7: OBTENCIÓN DE PAQUETE

Mediante la programación en MATLAB se ha obtenido un paquete de programas o programa ejecutable, el mismo se utiliza para el estudio del cambio de pérdidas. Este paquete está compuesto por tres abscisas: Initial NET, Working NET y Optimal NET. Además se muestran resultados en dos campos de texto: Variant y Total Loss.

En Initial NET se visualiza la red inicial de partida. En Working NET se muestra la variante de red en proceso y en Optimal NET la reconfiguración óptima obtenida hasta el momento. Los archivos de entrada del programa se escogen en Net y los nodos raíces se colocan en Root.

Los botones de acción desempeñan una labor importante ya que a través de ellos se ejecutan acciones (Carga la red, obtener red radial y reconfigurar). En la figura 2.3 se muestra el nuevo paquete para estudiar las pérdidas.

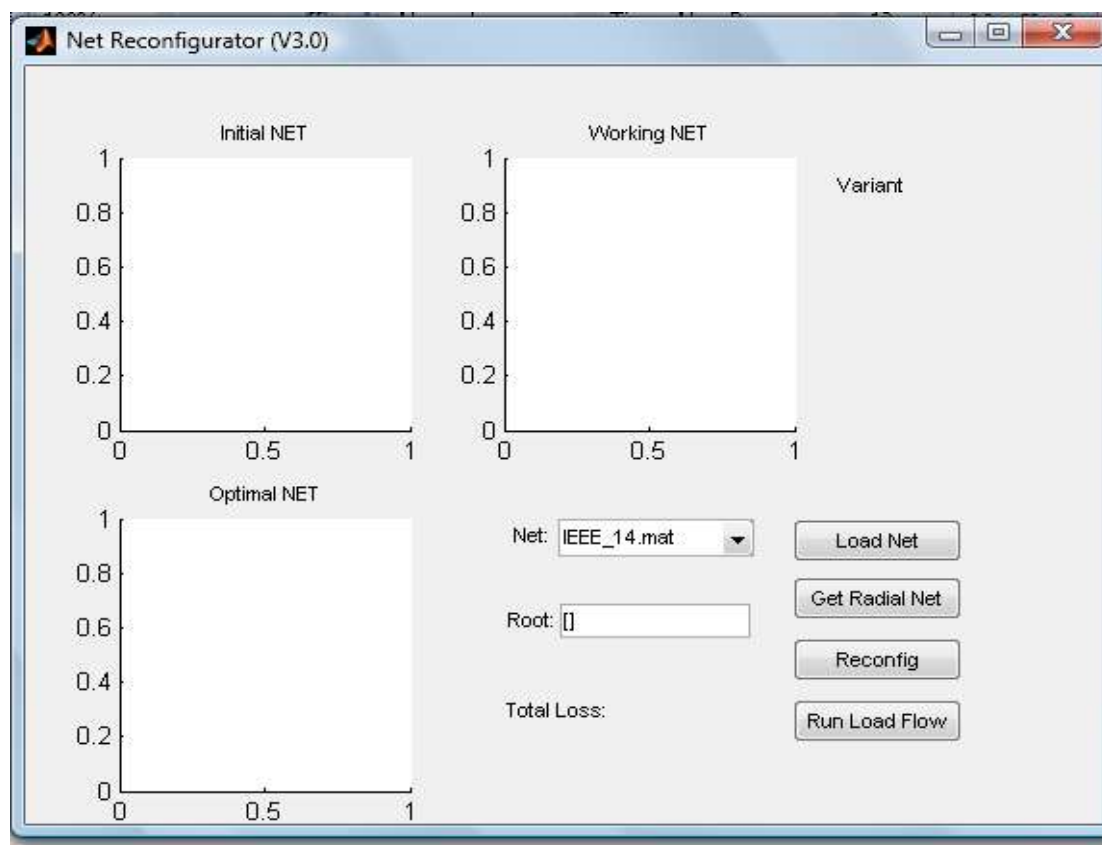


Figura 2.3: Paquete del programa.

CAPÍTULO 3: RESULTADOS

En este capítulo se analizan los resultados de la reconfiguración de red de distribución en el sistema de 14 y 33 barras y se comparan sus resultados.

Se muestran resultados de simulaciones con diferentes nodos raíces.

3.1: RESULTADOS EN EL SISTEMA DE 14 BARRAS DE IEEE

Este programa contiene parámetros de entrada: dato de barra, dato de línea, dato de y dato de XY. El dato de barra, valor de la magnitud de voltaje se dan por unidad, mientras que el valor de la carga y del generador se proporciona en MW y Mvar. Las coordenadas de X y Y se asignan en centímetros. Los resultados finales que brinda el programa son: la solución de flujo de potencia; el flujo de línea con las pérdidas y la figura de la red. En la figura 1, la línea discontinua representa un interruptor abierto mientras la línea continua describe un interruptor cerrado.

3.1.1: RESULTADO DE SIMULACIÓN.

Los resultados de la simulación perteneciente al sistema de 14 barras que esta compuesto por el circuito I, II y III conjunto de ambos, cada uno está formado por diferentes variantes. Antes de analizar individualmente el cambio de pérdidas en el circuito, se simuló la red inicial como se muestra en la figura 2.3 y se compararon los resultados que se encuentran en la literatura. El resultado de dicha comparación se muestra en el Anexo II.

3.1.2.1: CIRCUITO I.

En el estudio del circuito I primero se alimentó de los interruptores “3-6”. Después se efectuó la simulación, con este resultado se anotaron las variantes totales, la mejor variante almacenada y las pérdidas. Se visualizó la figura de la red óptima. Este circuito tiene 6 líneas denominadas variantes, en la primera variante se alimentó desde los interruptores “1-2” y se corrió el programa, de esta forma se obtuvo las variantes totales, la mejor variante y las perdidas totales, que se encuentran plasmados en la tabla 3.1. La figura 3.5 representa el resultado obtenido de la red.

En la variante 2 se realizó el mismo procedimiento que se efectuó en el interruptor 1-2. Se ejecutó el programa obteniendo las pérdidas totales que se muestran en la tabla 3.1. La figura 3.6 muestra la red resultante.

Variante I

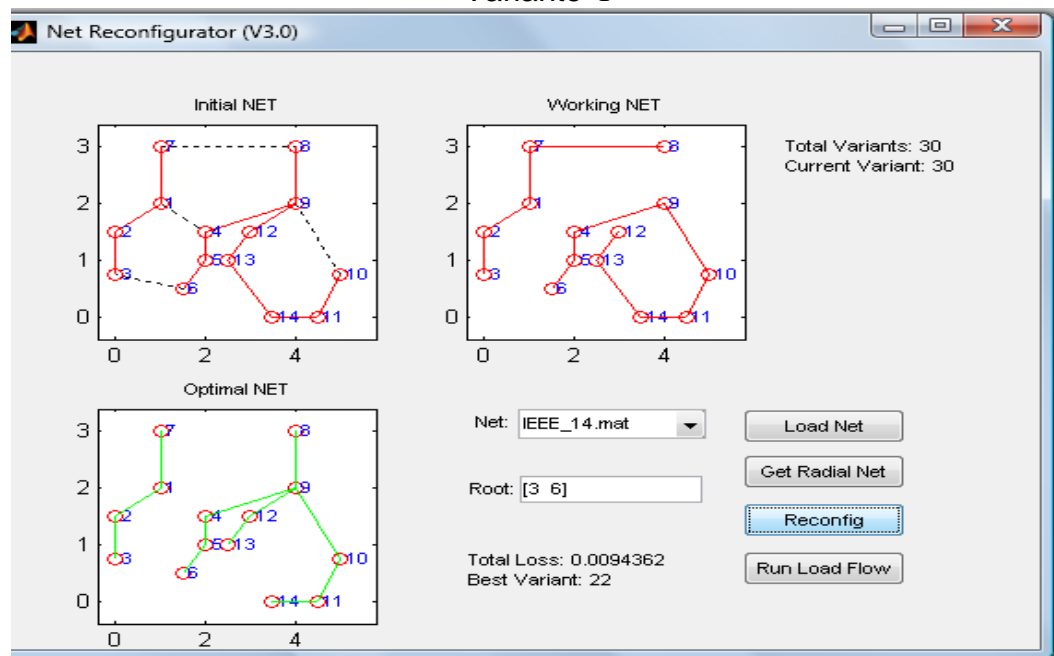


Figura 3.1: Pérdida total de circuito “3-6”

Variante II

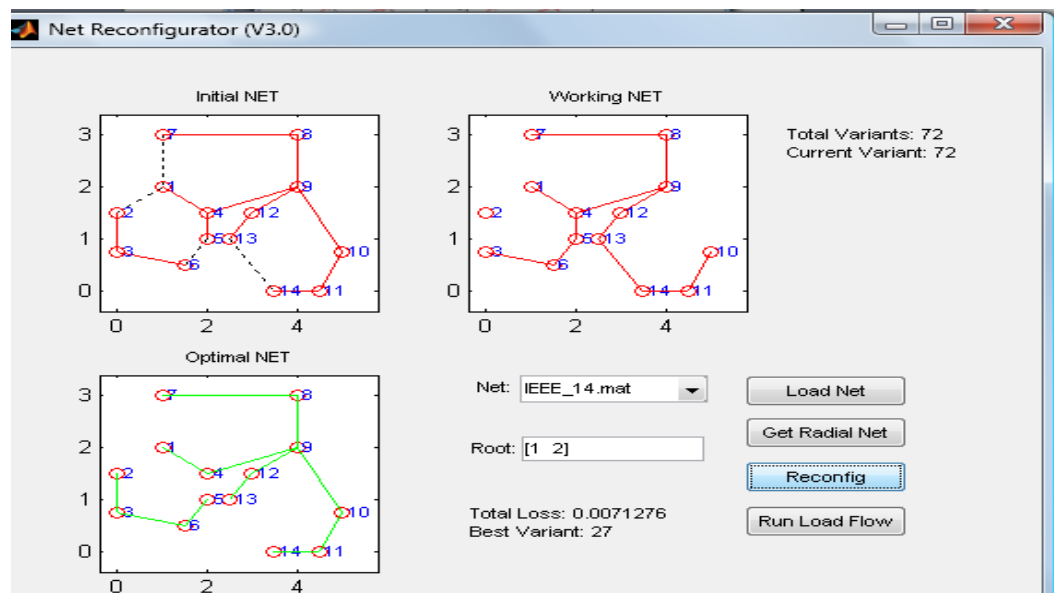


Figura 3.2: Pérdida total de circuito “1-2”

Variante III

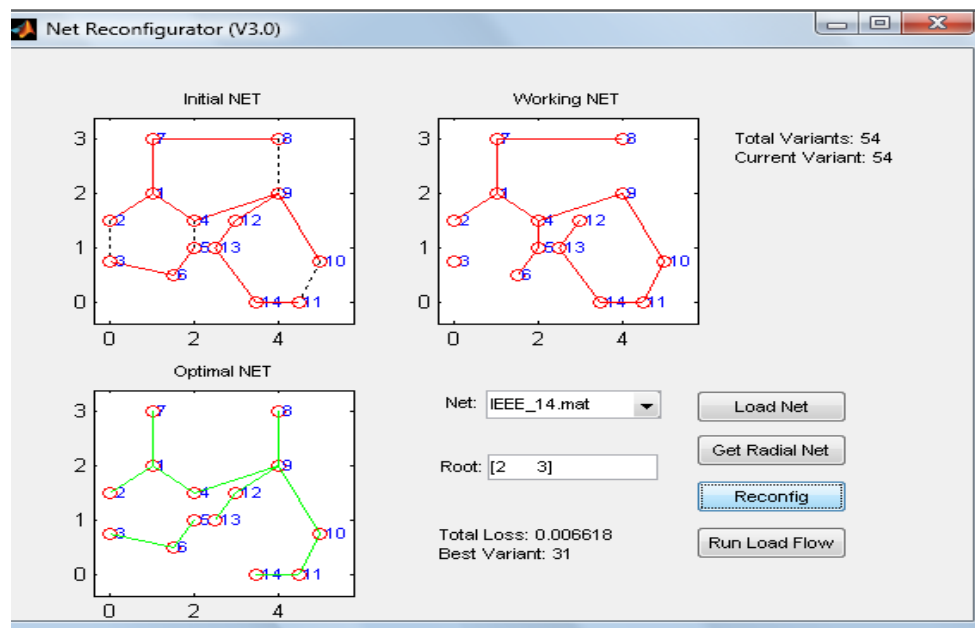


Figura 3.3: Pérdida total de circuito “2-3

Variante IV

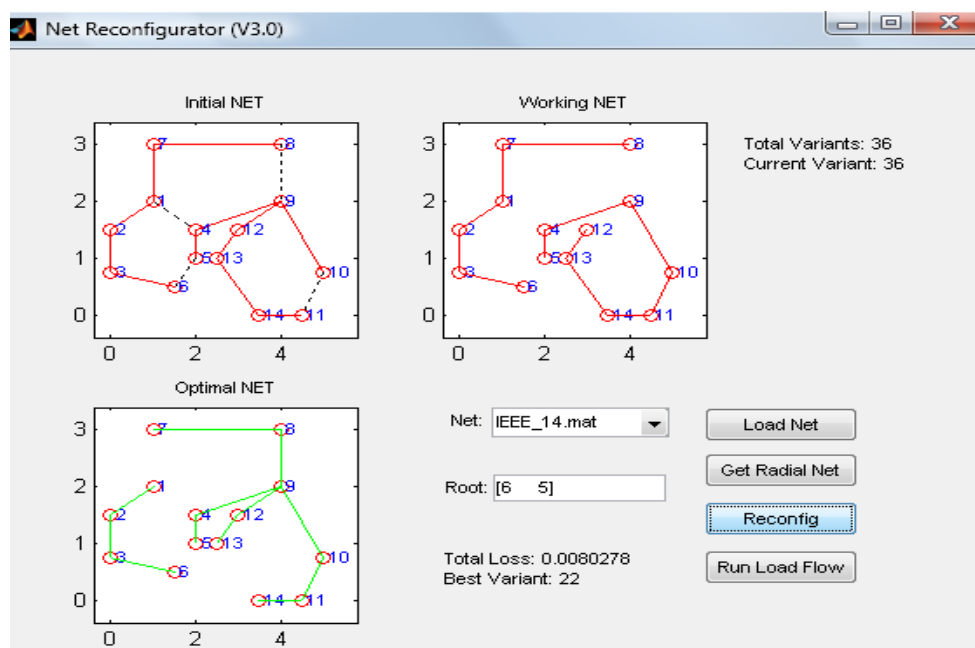


Figura 3.4: Pérdida total de circuito “6-5”

Nota Aclaratoria: Para las variantes siguientes II, III, IV, y V se continúa con el procedimiento ejecutado por la variante I.

3.1.2.2: CIRCUITO II.

Este circuito posee 6 líneas nombradas variantes, la variante inicial se alimento mediante la línea “14-11”, Se simuló el programa, adquiriendo la pérdida total que se muestra en la Tabla 3.1. La red resultante se observa en la figura 3.5. En la variante II se realizó un análisis, alimentando esta red mediante los nodos “9-12”. Con la ejecución del programa se visualizó la pérdida total que se muestra en tabla 3.1. La figura 3.6 describe el resultado de la red y este procedimiento se repitió con las otras variantes.

Variante I

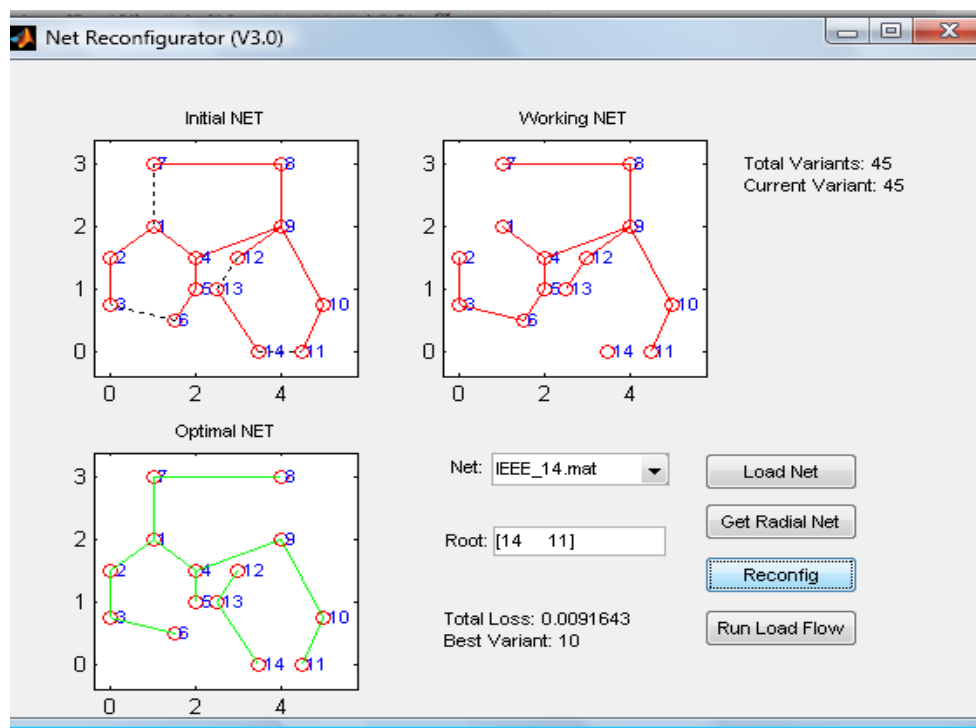


Figura 3.5: Pérdida total de circuito “14-11”

Variante II

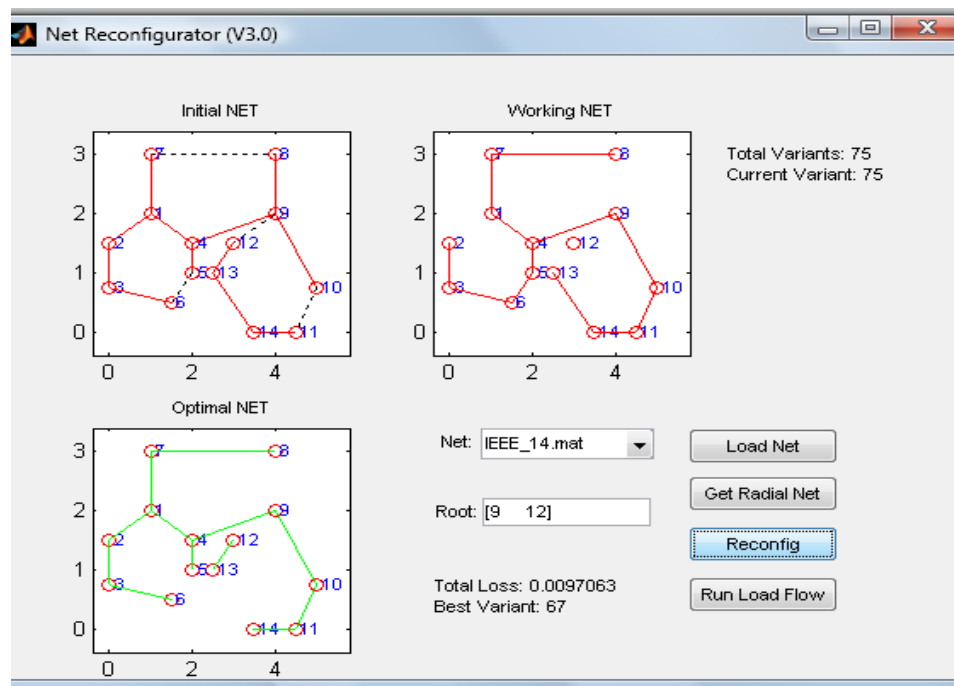


Figura 3.6: Pérdida total de circuito “9-12”

Variante III

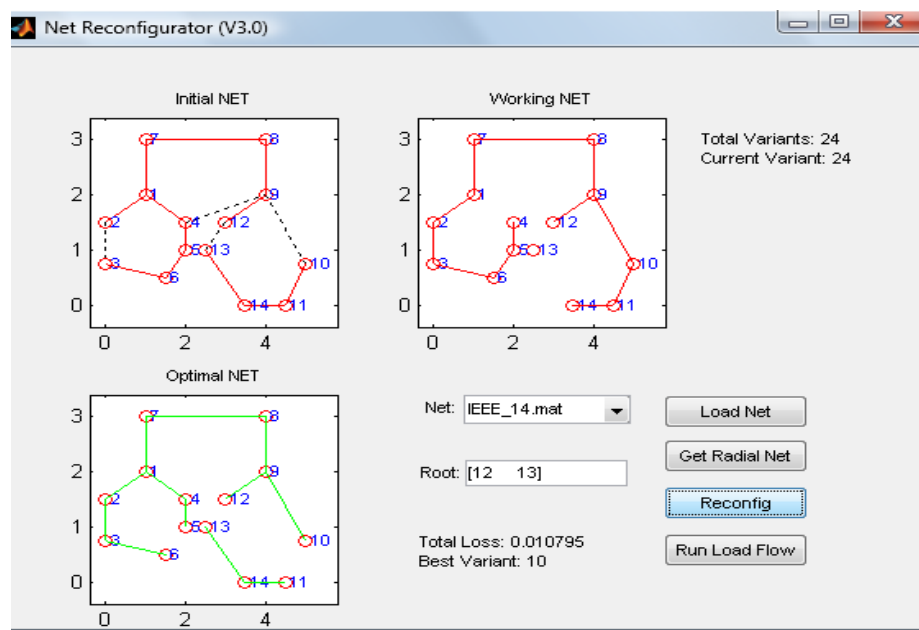


Figura 3.7: Pérdida total de circuito “12-13”

Variante IV

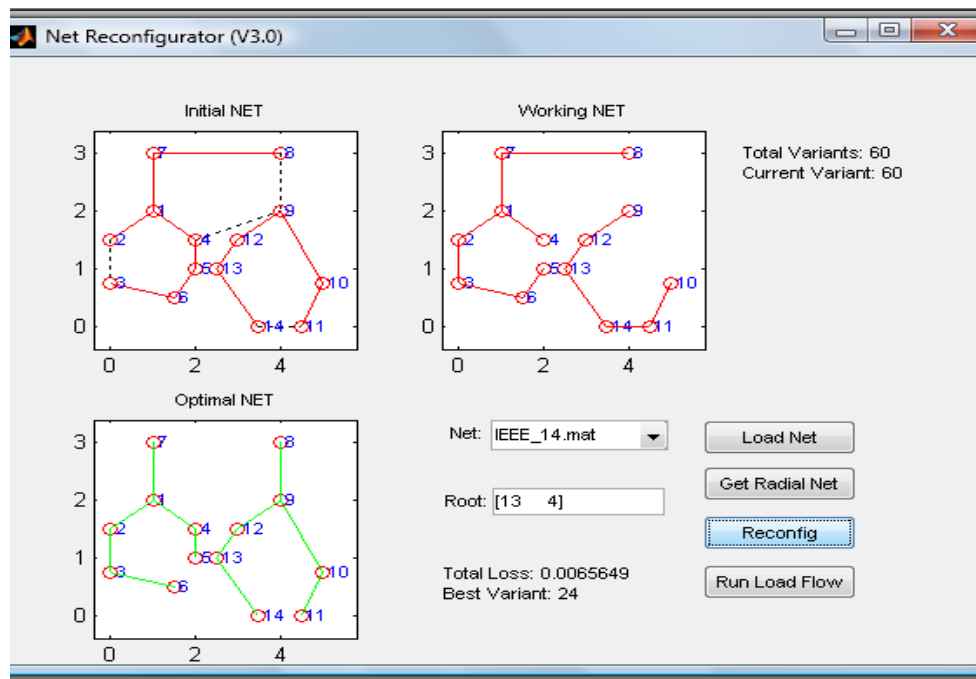


Figura 3.8: Pérdida total de circuito “13-4”

Nota Aclaratoria: En las variantes siguientes II, III y IV se siguió con el modo desarrollado por la variante I.

3.1.2.3: CIRCUITO III

En este caso se ha hecho un análisis donde se alimentó la red desde varios interruptores, donde uno de ellos se encuentra en el circuito I y el otro en circuito II. La variante uno describe la red alimentada desde las líneas “2-10”, demostrando el funcionamiento de la red mediante la simulación para obtener una red radial y optima. Los resultados de la simulación se muestran en la tabla 3.1. La red óptima final después de la reconfiguración se observa en la figura3.1. Se ha llevado a cabo este mismo procedimiento con las variantes restantes.

Variante I

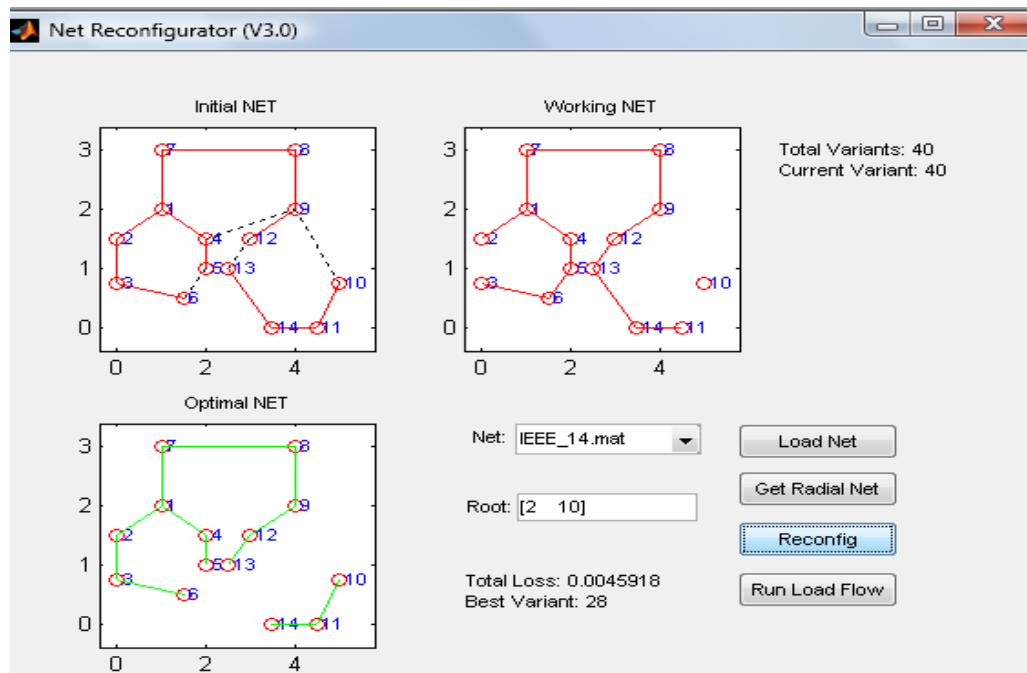


Figura 3.9: Pérdida total de circuito “2-10”

Variante II

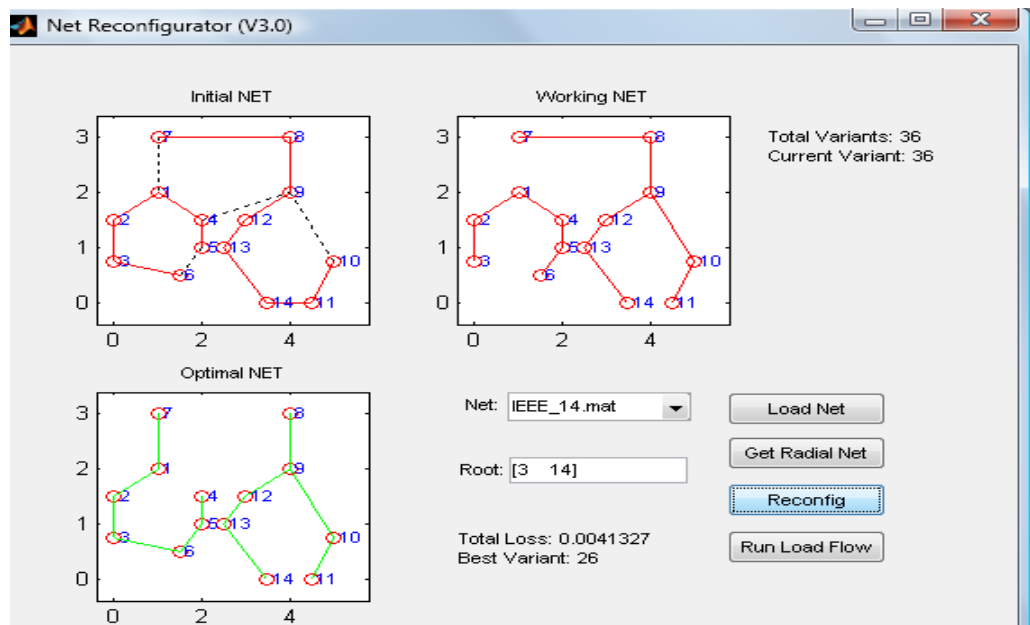


Figura 3.10: Pérdida total de circuito “3-14”

Variante III

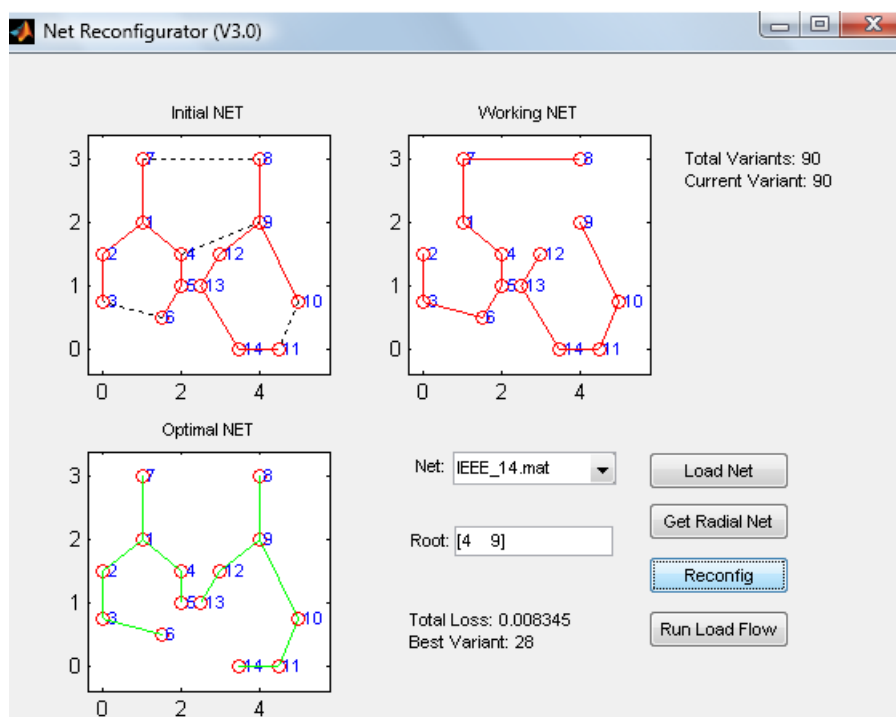


Figura 3.11: Pérdida total de circuito “4-9”

Variante IV

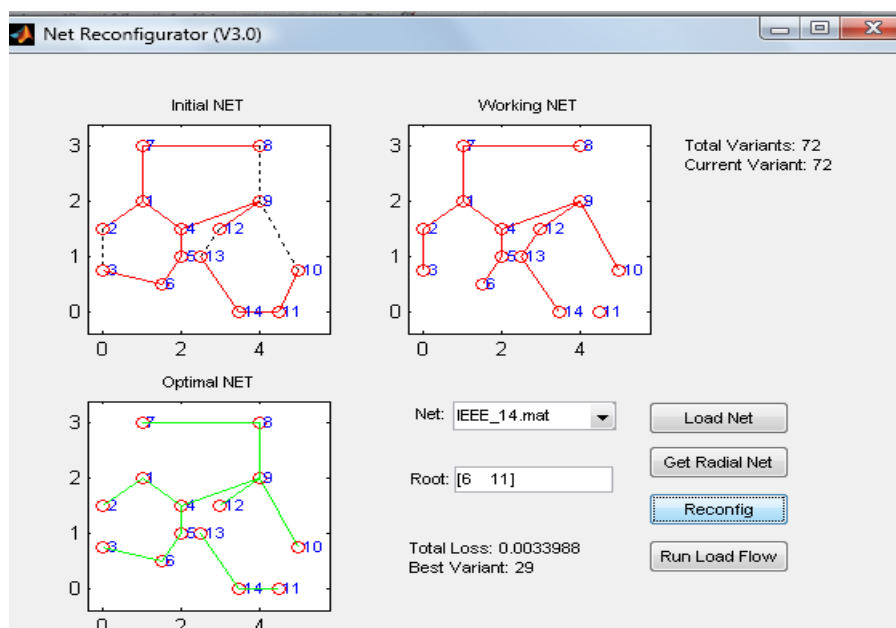


Figura 3.12: Pérdida total de circuito “6-11”

3.1.2.4: RESULTADO DE LA RECONFIGURACIÓN DE 14 BARRAS.

Los resultados de la reconfiguración en la red de distribución de 14 barras se muestran en la Tabla 3.1. Esta tabla muestra la comparación entre los resultados de la red inicial y las reconfiguraciones del circuito I, II y III. En el Anexo II se detalla el resultado del flujo de carga y el flujo de línea como ejemplo de la reconfiguración final.

3.1.3: TABLA DE RESUSLTADOS.

Tabla 3.1: Resultado de la reconfiguración en sistema de 14 barras

	Variantes	Raíz [Interruptor]	Total Variante	Variante Óptima	Pérdida Activa MW
CIRCUITO I	1	7-8	42	15	0.0095617
	2	3-6	30	22	0.0094362
	3	1-2	72	27	0.0071276
	4	2-3	54	31	0.0066180
	5	6-5	36	22	0.0080278
	6	5-4	72	29	0.0060953
	7	1-5	72	25	0.0080310
	8	2-4	96	35	0.0065711
CIRCUITO II					
	1	7-8	42	15	0.0095617
	2	14-11	45	10	0.0091643
	3	9-12	75	67	0.0097063
	4	12-13	24	10	0.010795
	5	13-4	60	24	0.0065649
	6	10-13	90	40	0.0075625
	7	4-10	75	23	0.0069204
	8	10-12	90	10	0.0074591
CIRCUITO III	1	7-8	42	15	0.0095617
	2	2-10	40	28	0.0045918
	3	3-14	36	26	0.0041327
	4	4-9	90	28	0.0083450
	5	6-11	72	29	0.0033988
	6	5-13	48	27	0.0052104
	7	4-14	135	38	0.0059673
	8	3-13	24	9	0.0039951

3.1.4: GRAFICA REPRESENTATIVA DE LAS PÉRDIDAS.

La grafica 3.13 representa la estructura de las pérdidas pertenecientes a los circuitos I, II y III del sistema de distribución de 14 barras. En la misma se puede apreciar los diferentes valores y se comparan las pérdidas de la reconfiguración de red de distribución para poder solucionar y optar por la mejor variante óptima. Se puede valorar de dos maneras en barras.

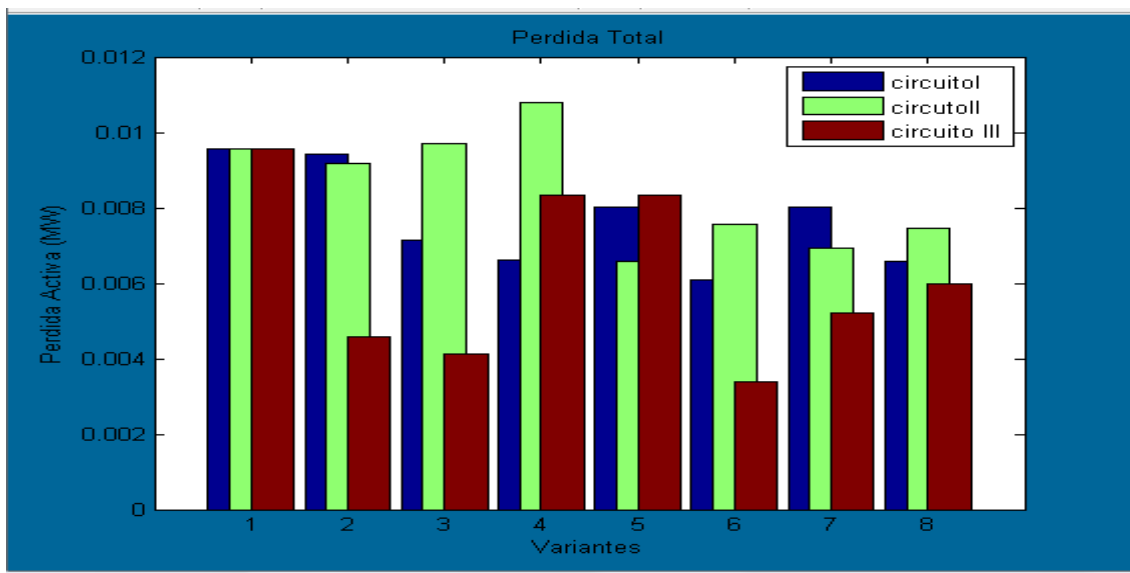


Figura 3.13: Grafico de pérdidas después de la reconfiguración de red de distribución.

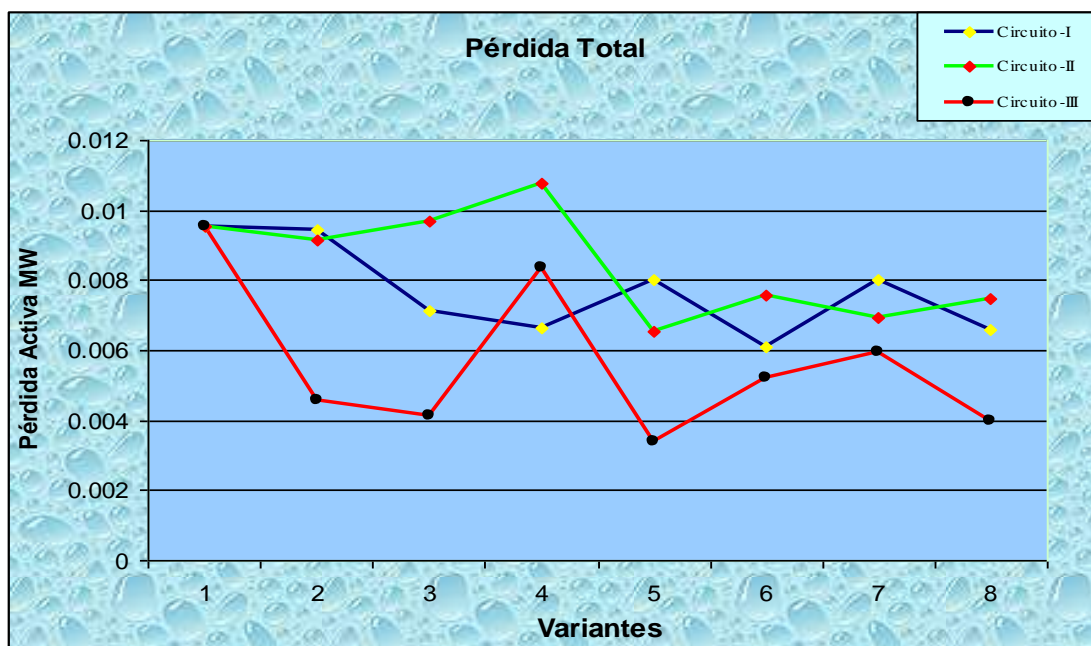


Figura 3.14: Grafico de pérdidas después de la reconfiguración de red de distribución.

3.2: RESULTADOS EN SISTEMA DE 33 BARRAS DE IEEE

Este programa no depende del tipo y tamaño de la red. Los parámetros de entrada y todas las unidades se mantienen para cualquier tipo de circuito pero solo se cambian los valores de entrada. Los resultados finales que muestran el programa dependen del tipo de red involucrada.

3.2.1.1: RESULTADO DE SIMULACIÓN.

Los resultados de la simulación referente al sistema de 33 barras se describen mediante un solo circuito que esta compuesto por diversas variantes. Sin efectuar ningún cambio en la red inicial dada en la figura 2.4, se ejecutó el programa y se compararon los resultados con los que se encuentran reflejados en la literatura. El resultado obtenido en este recorrido se representa en el Anexo III.

3.2.2.1: CIRCUITO

Para el estudio de esta red, primero se analizó el comportamiento del circuito original mediante la alimentación del interruptor "1" como la raíz principal. Se efectuó la simulación, dando el resultado de las pérdidas y mostrado en la siguiente figura 6. En el Anexo IV se encuentran los resultados. En este circuito se han analizado 20 variantes, en la primera variante se manipularon los interruptores "21 y 22".

Se obtuvo una red inicial de configuración radial, se corrió un flujo de carga para todas las posibles combinaciones de este conjunto, tomando nota de sus perdidas de potencia y del cumplimiento de las restricciones impuestas. Si la variante corriente es mejor que la variante almacenada de menor función objetivo y cumple las restricciones, la sustituye.

Finalmente se muestran los resultados del proceso de optimización, tanto en forma de tabla como en figura con la topología resultante del proceso.

Se mostraron los resultados de la configuración topológica con menor función objetivo (Pérdida de Potencia) y cumple con las restricciones impuestas al problema, lo ya mencionado se encuentra plasmado en la Tabla 3.3. En la figura 3.15 representa el resultado obtenido en la red.

En la variante 2 se efectuó un cambio en el archivo de entrada de la raíz, reemplazando el valor anterior por "19 y 24" para alimentar el circuito. Para cada caso se corrió un flujo de carga y se chequearon las restricciones de voltajes y potencia impuestas al problema obteniendo la pérdida total que se observa en la Tabla 3.3. La figura 3.16 muestra la red inicial y la red optima resultantes. Las variantes restantes aparecen representadas en el Anexo IV

Variante 1

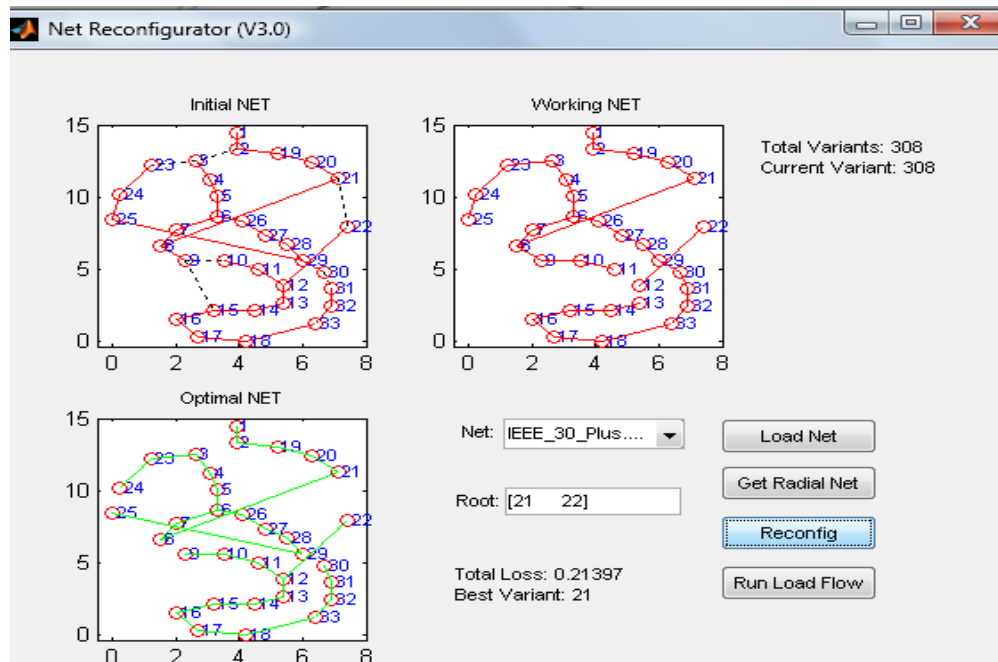


Figura 3.15: Pérdida total de circuito "21-22"

Variante 2

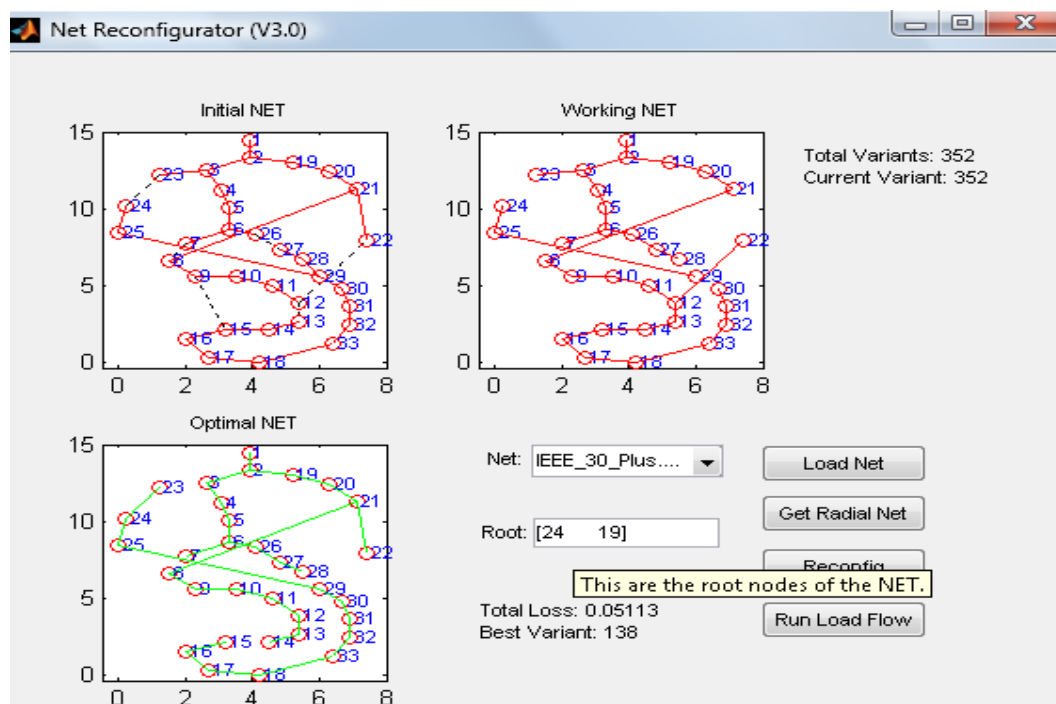


Figura 3.16: Pérdida total de circuito "19-24"

Variante 3

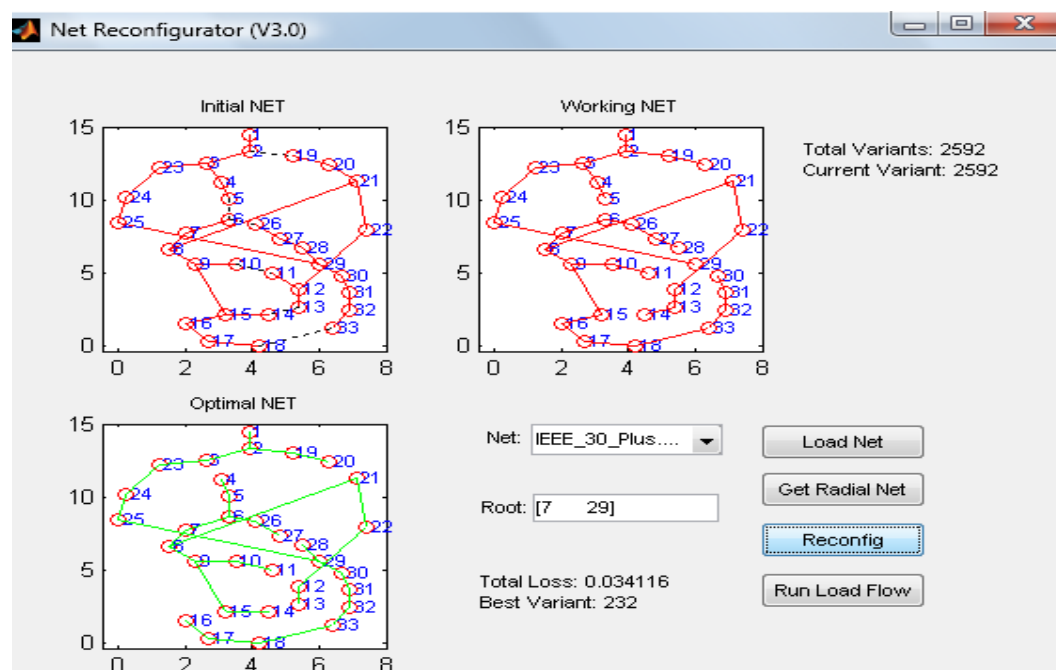


Figura 3.17: Pérdida total de circuito "7-29"

Variante 4

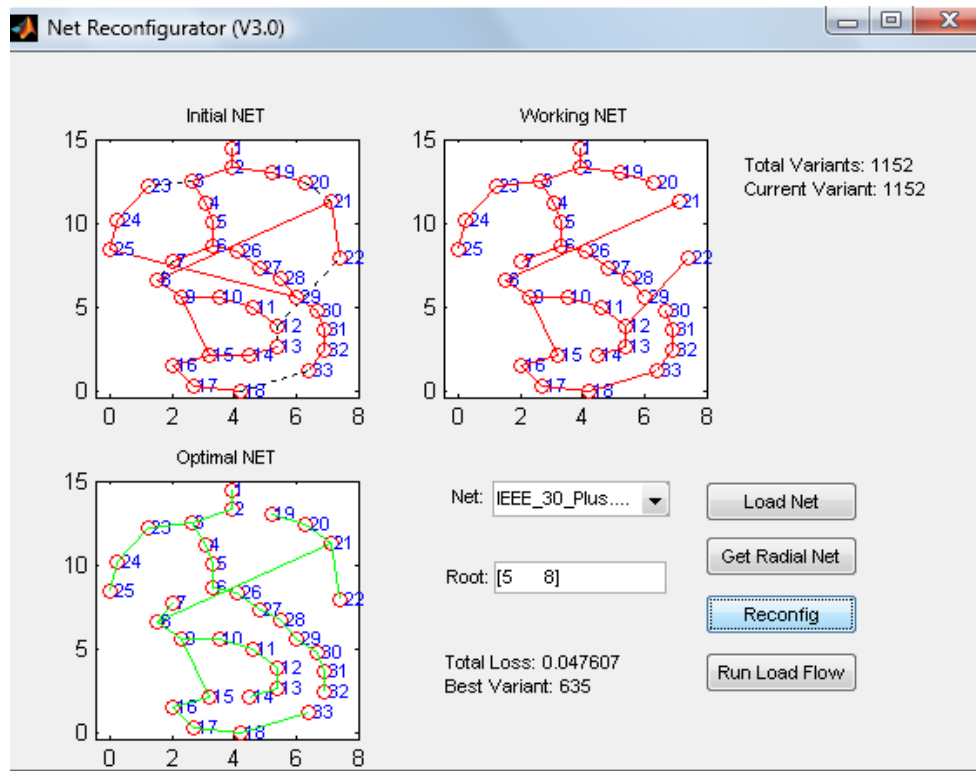


Figura 3.18: Pérdida total de circuito "5-8"

3.2.3: TABLA DE RESULTADOS DE LAS PÉRDIDAS.

Los resultados obtenidos mediante la simulación de los datos pertenecientes a la red de distribución de 33 barras que se muestran en la Tabla 3.2, se puede apreciar la comparación entre los resultados de la red inicial y las reconfiguraciones del circuito que han sido analizadas.

Tabla 3.2: Resultados del sistema de reconfiguración de 33 barras.

Variantes	Raíz (Interruptor)	Total Variante	Variante Óptima	Pérdida Activa [MW]
1	1	864	318	0.2253
2	21 - 22	308	308	0.21397
3	19 - 24	352	138	0.05113
4	7 - 29	2592	232	0.034116
5	5 - 8	1152	635	0.047607
6	13 - 28	672	262	0.052244
7	11 - 15	576	55	0.16869
8	4 - 12	864	315	0.055107
9	17 - 20	576	510	0.059314
10	16 - 33	252	79	0.10118
11	35 - 37	252	79	0.10118
12	6 - 25	1152	1017	0.040259
13	10 - 31	1296	7	0.060717
14	12 - 24	480	310	0.062756
15	17 - 21	576	521	0.059709
16	4 - 11	120	27	0.10091
17	21 - 32	896	133	0.05275
18	20 - 23	576	518	0.050291
19	29 - 34	576	518	0.050291
20	2- 25	864	9	0.034814

3.2.4: GRAFICA DE LAS PÉRDIDAS.

Esta grafica de barra muestra las pérdidas referentes al sistema de reconfiguración de 33 barras, en la cual se puede evaluar y comparar las pérdidas de la reconfiguración de red de distribución para lograr una solución y seleccionar la variante óptima.

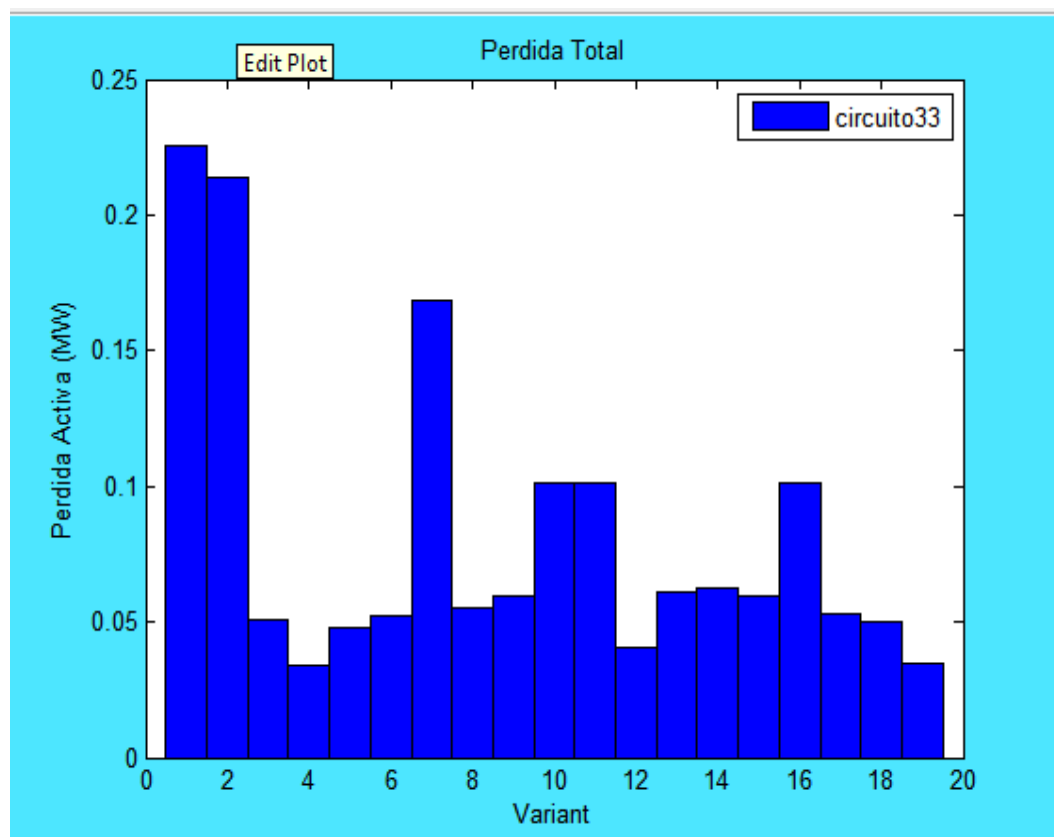


Figura 3.19: Grafica de las pérdidas de la reconfiguración.

En el grafico siguiente se muestran las pérdidas totales representado por el grafico de línea, donde se puede apreciar los diferentes puntos de aumento y disminución de la pérdida en la red. El punto verde representa la pérdida total en la red inicial con un valor de 0.2253, por lo cual va en ascenso y descenso según los valores de cada punto durante los análisis de la reconfiguración y por ultimo los puntos rojos constituyen las pérdidas menores durante el estudio de la reconfiguración en la red.

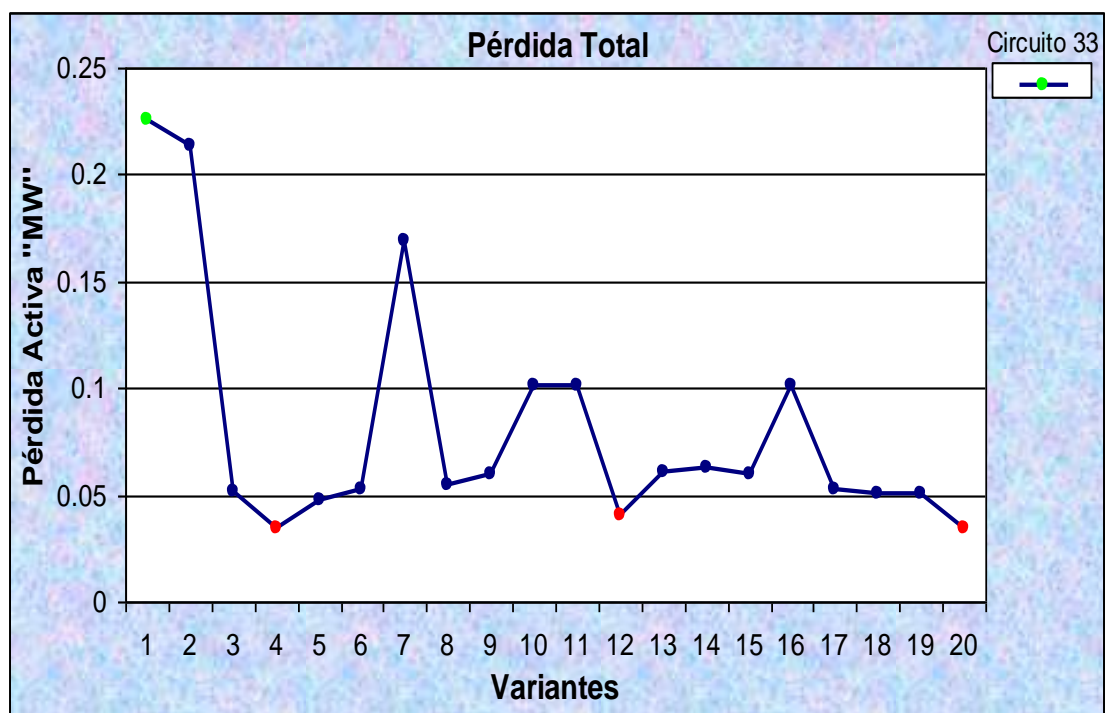


Figura 3.20: Grafica de las pérdidas de la reconfiguración.

CONCLUSIONES

La aplicación del algoritmo intercambio de ramas, en este trabajo tiene una formulación general del problema de la reconfiguración del alimentador para reducir las pérdidas activas y balancear las cargas en una red de distribución radial de potencia eléctrica bajo condición normal de operación. Se han presentado los resultados de la implementación de una alternativa de reconfiguración.

La utilización de algoritmo sobre la reconfiguración del sistema de distribución mediante intercambio de ramas en la solución de este problema es apropiado si se desea operar sistemas de distribución, ya que garantiza resultados satisfactorios y además es fácil de programar y adaptar a las necesidades del problema que se desee solucionar.

La ventaja de este método es que resulta simple y fácil de comprender, pero también presenta desventajas tales como, la reconfiguración final depende de la configuración inicial de la red, brinda una solución optima local en vez de una optima global y se consume tiempo para seleccionar y operar cada par de interruptores y para calcular su flujo de carga correspondiente en una red radial.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio que abarque los sistemas de distribución con características diferentes.
2. Utilizar el programa en el estudio del sistema de distribución con barras diferentes a las ya estudiadas en este trabajo.
3. Obtener datos fundamentales en los diferentes sistemas de distribución cubanos para analizar las pérdidas utilizando este programa.
4. Evaluar el comportamiento de las cargas si permanecen balanceadas.
5. Valorar la compra de energía antes y después de remodelación.
6. Analizar el estado de ahorro anteriormente y posteriormente de la reconfiguración.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Parra¹, H. O. M. L. G.-S. E. L. and R. L. G. J. M. Baeza³ "Reconfiguración Mínimas Perdidas, Considerando la Aleatoriedad de la Carga: Aplicación a Sistemas Reales." Revista chilena de ingeniería Vol. 16 N° 1, 2008, pp. 264-272.
3. Prof.K.L.Lo, j. m. G. "Feeder Reconfiguration for losses reduction in Distribution Systems."
4. R.Srinivasa Rao, S. V. L. N., M.Ramalingaraju "Optimization of Distribution Network. Configuration for Loss Reduction Using Artificial Bee Colony Algorithm." 2008.
5. S.Prabhakar Karthikeyan, J. R., Pallerlamudi Pratyusha, D.P Kothari "A New Methodology For Distribution System Feeder Reconfiguration." International Journal of Energy, Issue 1 Vol. 2, 2008.
6. Saadat, H. "Power Flow Programs." 1999, pp.222-240.
7. Sanhueza, H. R.-I. H.-R. "Reconfiguration of Electric Distribution Systems." Revista Facultad de Ingeniería, U.T.A (Chile) Vol. 4, 1997.
8. Tudor, V. "Optimal Loss Reduction of Distribution Networks Using a Refined Genetic Algorithm." UPB.Sci.Bull, Series C, Vol. 72, Iss. 3, 2010.
9. V., M. A. A. C. H. "Implementación Computacional de Algoritmos Genéticos Para Reconfiguración de Redes de Distribución." 5/25/1999.
10. Villaleiva*, J. E. M. L. A. and M. A. C. E. A. Lopez** "Evaluación de Algoritmos Evolutivos Multiobjetivos para la Toma de Decisiones en el Problema de Reconfiguración de Redes Eléctricas de Media Tensión." 2008.
11. Zhu, J. "Optimization Reconfiguration of Electrical Distribution Network." 2009, pp.503-544
12. Merlin, A. and Back, H. "Search for a minimal loss operating spanning tree configuration for an urban power distribution system". Proc. of the Power Systems Computation Conference, Cambridge 1975.
13. Shirmohammadi D. and Hong. H.W. "Reconfiguration of electric distribution works for resistive line losses reduction", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 4. N° 2, April 1989, pp. 1492-1498
14. Civanlar, S, Grainger. J.J., Yin, H. and Lee S.S.H. "Distribution feeder Reconfiguration for loss reduction", IEEE Transaction on Power Delivery Vol.3. N°3, July 1988, pp. 1217-1223.

15. Castro, C.H., Bunch. J.B. and Topka. T.M."Generalized algorithms for distribution feeder deployment and sectionalizing", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems. Vol. 99. N°2. March/April 1980, pp 549-557.
16. Castro, Carlos H. and Franca, A.LM. "Automatic power distribution reconfiguration Algorithm including operating constraints". IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro 1985.pp 181-186.
17. Aoki, K., Kuwabara, H., Satoh, T. and Kanezashi, M. "An efficient algorithm for load balancing of transformers and feeders by switch operation in large scale distribution systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, N°4, October 1988, pp 1865- 1872.
18. Aoki, K., Satoh, T., Itoh, M., Kuwabara, H. and Kanezashi, M. "Voltage drop constrained restoration of supply by switch operation in distribution systems". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.3, N° 3, July 1988. pp.1267-1274.
19. Baran, M.E and Wu, F. "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, N° 2, April 1989, pp.1401-1407.
20. Chen, C.S., Wu, J. S. and Chang, Y. N. "Criteria for interfeeder switching in distribution systems", IEE Proceeding, Vol. 135, Pt.C, N° 5 September 1988. pp 461- 467.
21. Liu, C.C., Lee, S.J. and Venkata, S.S. "An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 3, N°2, May 1988, pp. 619-626.
22. Kendrew, T.J. and Marks, J.A."Automated distribution comes of age". IEEE Computer Applications in Power, Vol. 2, N°1, January 1989, pp 07-10.

23. Khan, H., Broadwater, P. and Chandrasekaran, A. "A comparative study of three radial power flow method", Proceedings of IASTED International Symposium, High Technology in the Power Industry , Arizona, March 1988, pp 262-265.
24. Rudnick, H. and Muñoz, M. "Influence of modeling in load flow analysis of three phase distribution systems, Proceedings of de 1990 IEEE Colloquium in South America, IEEE N°90TH0344-2, August- September 1990 pp 173-176.
25. Taleski R., Rajcic D., " Distribution Network Reconfiguration for Energy Loss Reduction.", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N°1, Feb. 1997, pp. 398-406.
26. Rudnick H., Harnish I., Sanhuesa R., " Reconfiguration of Electric Distribution Systems.", *Revista Facultad de Ingeniería U.T.A. Chile*, Vol. 4, 1997, pp. 41-48.
27. Peponis G., Papadopoulos M., Hatziaargyriou N., " Optimal Operation of Distribution Network.", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, N°1, Feb. 1996, pp. 59- 67.
28. Chiang H., Jean-Jumeau R., "Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems, Part 1: A new formulation and a solution methodology.", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 5, N°4, Nov. 1990, pp. 1902-1909.
29. Chiang H., Jean-Jumeau R., "Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems, Part 2: Solution algorithms and numerical results.", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 5, N°4, Nov. 1990, pp. 1568-1574.
30. Glamocanin, V.; "Optimal Loss Reduction of Distribution Networks," IEEE Trans. Power Systems, Vol. 5, No. 3, 1990. pp. 774-782.
31. Nahman, J. and G. Strbac. "A New Algorithm for Service Restoration in Large-scale Urban Distribution Systems," *Electric Power Systems Research*, Vol. 29, 1994, pp. 181-192.

32. Zhu, J.Z.; "Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm," *Electric Power Systems Research*, Vol. 62, No. 1, 2002, pp. 37-42.
33. Zhu, Jizhong; "Optimization of power system operation," Ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2009, Ch. 12, pp. 503-543.
34. Zhu, J.Z.; X.F. Xiong. D. Hwang, and A. Sadjadpour, "A comprehensive method for reconfiguration of electrical distribution network," *IEEE/PES 2007 General Meeting*, Tampa, USA, June 24-28, 2007
35. Goswami, S.K.; "A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 17, No. 3, July. 1992. pp. 1484-1491.

ANEXO I: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 14 BARRAS

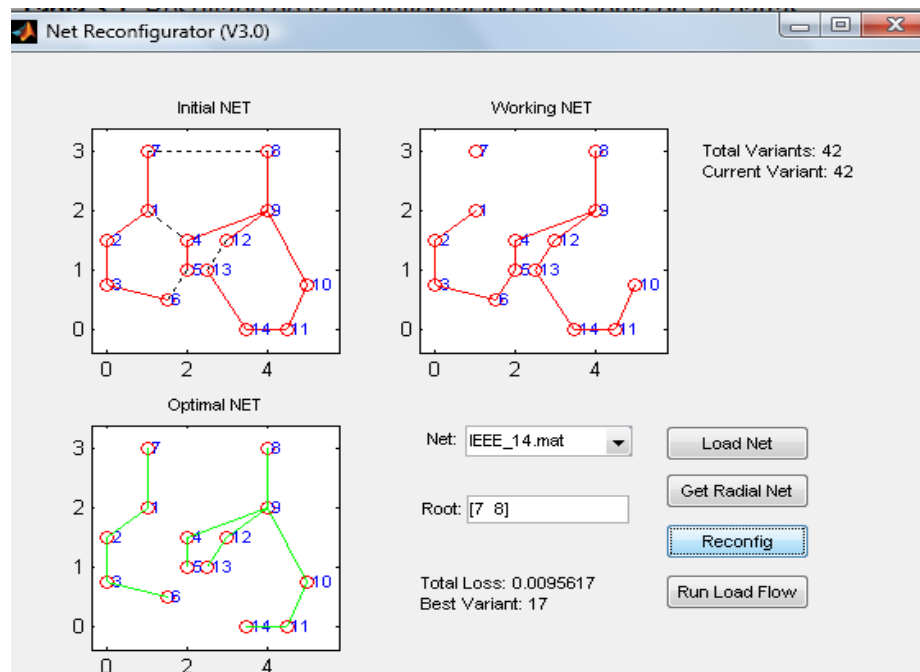


Figura 1: Pérdida total del circuito inicial "7-8".

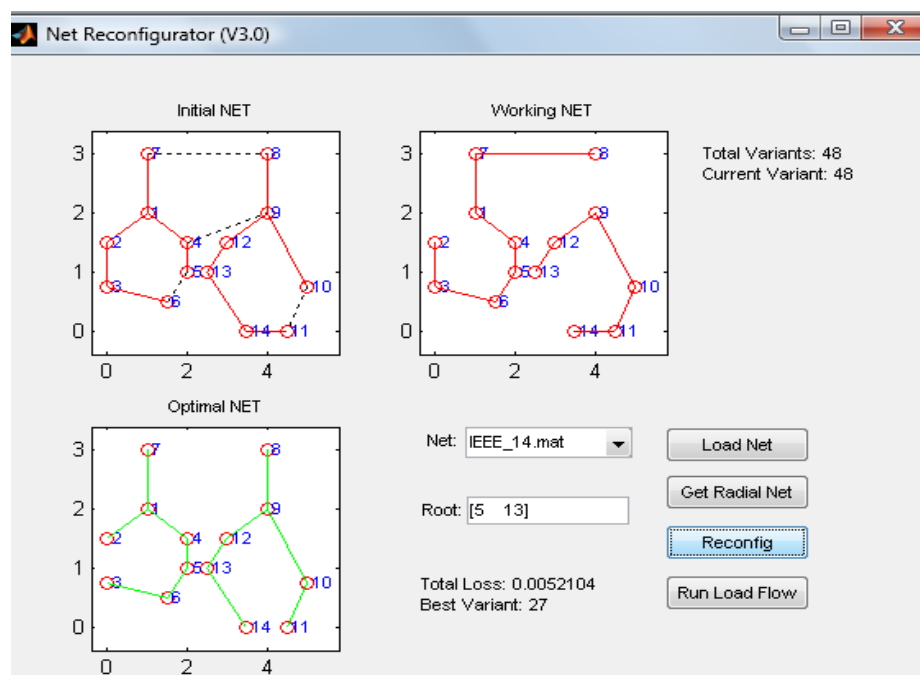


Figura 2: Pérdida total del "circuito "5-13"

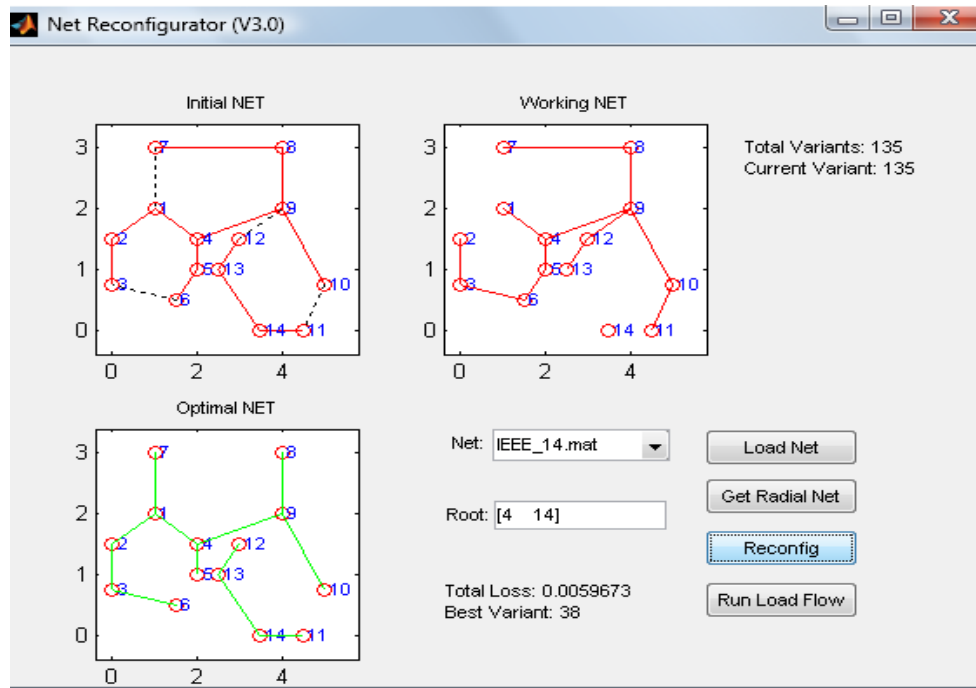


Figura 3: Pérdida total del circuito "4-14"

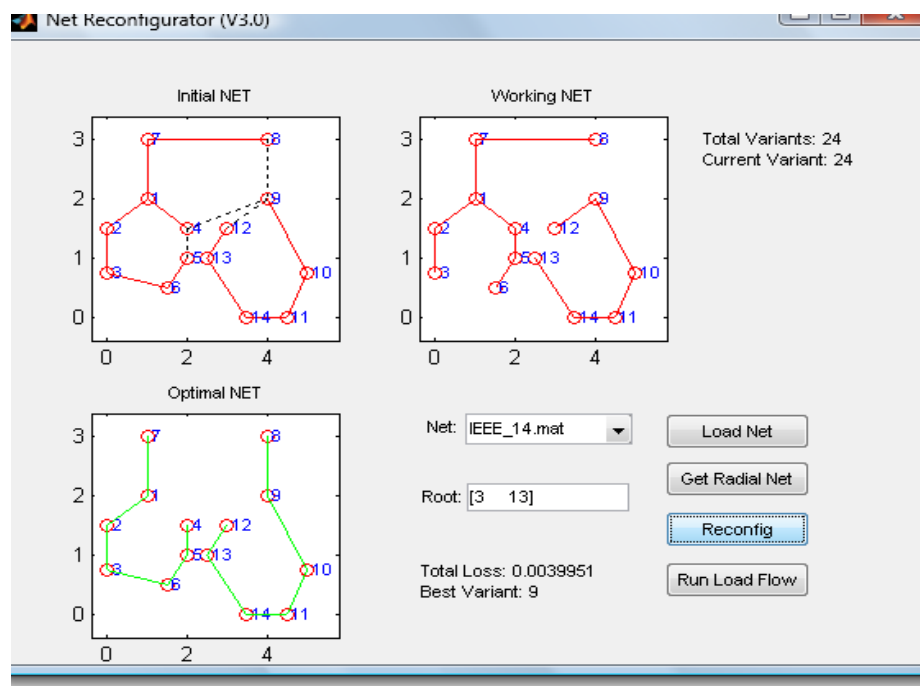


Figura 4: Pérdida total del circuito "3-13"

ANEXO II: MUESTRA DE PROGRAMA DE 14 BARRAS DE IEEE

```

clear % clears all variables from workspace.

basemva = 87; accuracy = 0.001; accel = 1.8; maxiter = 100;
%IEEE 14-BUS TEST SYSTEM (American Electric Power)
%      Bus Bus Voltage Angle -----Load----- ---Generator---Injected
%      No code Mag.   Degree MW           Mvar      MW      Mvar      Qmin Qmax
Mvar
busdata =[1  0      1.04964      0      0.0000  0.0000  0.0  0.0      0  0
0
          2  0      1.00      0      0.9000  0.7000  0.0  0.0      0  0
0
          3  0      1.00      0      0.7000  0.5500  0.0  0.0      0  0
0
          4  0      1.00      0      0.0000  0.0000  0.0  0.0      0  0
0
          5  0      1.00      0      0.9000  0.7600  0.0  0.0      0  0
0
          6  0      1.00      0      0.4000  0.3000  0.0  0.0      0  0
0
          7  1      1.00      0      0.0000  0.0000  0.0  0.0      0  0
0
          8  0      1.00      0      -2.2000 -1.0800  0.0  0.0      0  0
0
          9  0      1.00      0      0.3000  0.2000  0.0  0.0      0  0
0
         10  0      1.00      0      0.6000  0.4500  0.0  0.0      0  0
0
         11  0      1.00      0      0.9000  0.7500  0.0  0.0      0  0
0
         12  0      1.00      0      0.0000  0.0000  0.0  0.0      0  0
0
         13  0      1.00      0      0.8000  0.6500  0.0  0.0      0  0
0
         14  0      1.00      0      0.3000  0.2200  0.0  0.0      0  0
0];

% Line Data
%
%      Bus bus  R      X      1/2 B 1 for Line code or
%      nI  nr  pu      pu      pu      tap setting value
linedata= [7   1  0.00575  0.00893  0.0      1
           1   2  0.02076  0.03567  0.0      1
           2   3  0.01284  0.01663  0.0      1
           1   4  0.01023  0.01567  0.0      1
           9  12  0.01023  0.01976  0.0      1
           4   5  0.09385  0.11457  0.0      1
           5   6  0.03220  0.04985  0.0      1
           8   9  0.00575  0.00793  0.0      1
           9  10  0.03076  0.04567  0.0      1
          10  11  0.02284  0.03163  0.0      1
          12  13  0.09385  0.11457  0.0      1
          13  14  0.02810  0.04085  0.0      1
           7   8  0.02420  0.42985  0.0      1

```

```

14  11  0.02500  0.04885  0.0    1
4   9   0.02300  0.04158  0.0    1
6   3   0.02105  0.04885  0.0    1] ;

%-----
%Important Note: the R and X are in ohms and should be in pu.
%Also there are initials values for the voltages in table 12.3
%-----
Originallinedata = linedata;
Originalbusdata  = busdata;
ToSetOn = [1 2 3 4 5 6 8 9 10 11 14 15 16 ];
linedata = Originallinedata(ToSetOn,:);

lfybus
lfnewton
n=1:1:nbus;
% disp(['                               No Interaccion
'])
disp(['                               iter=',
num2str(iter)
])
disp(['          Bus          Bus          Voltaje          Angle          --load--
--Generator--          Injected  '])
disp(['          No          code          Mag          Degree          MW          Mvar
MW          Mvar          Qmin          Qmax          Mvar'])
disp([n;kb;Vm;deltad;Pd;Qd;P;Q;Qmin;Qmax;Qsh]')

%-----
%
%          Bus
%          No          Type          X          Y
busXY = [1          0          1          2
2          0          0          1.5
3          0          0          0.75
4          0          2          1.5
5          0          2          1
6          0          1.5        0.5

7          1          1          3
8          0          4          3
9          0          4          2
10         0          5          0.75
11         0          4.5        0
12         0          3          1.5
13         0          2.5        1
14         0          3.5        0];

%Plot the Network
clf;
r = DrawNetwork (busXY,Originallinedata,'r:');
pause(0.5);
r = DrawNetwork (busXY,linedata,'r-');

lineflow

```

ANEXO III: DATOS DEL SISTEMA DE 14 BARRAS**Tabla 1:** Demanda de la carga en el sistema de 14 barras.

Node	Load P(MW)	Load Q(MVAR)
1	0.0000	0.0000
2	0.9000	0.7000
3	0.7000	0.5500
4	0.0000	0.0000
5	0.9000	0.7600
6	0.4000	0.3000
7	0.0000	0.0000
8	-2.2000	-1.0800
9	0.3000	0.2000
10	0.6000	0.4500
11	0.9000	0.7500
12	0.0000	0.0000
13	0.8000	0.6500
14	0.3000	0.2200

Tabla 2: Parámetros de rama en el sistema de red de distribución de 14 barras.

Line No.	From Node i	To Node j	Resistance $R (\Omega)$	Reactance $X(\Omega)$
1	7	1	0.00575	0.00893
2	1	2	0.02076	0.03567
3	2	3	0.01284	0.01663
4	1	4	0.01023	0.01567
5	9	12	0.01023	0.01976
6	4	5	0.09385	0.11457
7	5	6	0.03220	0.04985
8	8	9	0.00575	0.00793
9	9	10	0.03076	0.04567
10	10	11	0.02284	0.03163
11	12	13	0.09385	0.11457
12	13	14	0.02810	0.04085
13	7	8	0.02420	0.42985
14	14	11	0.02500	0.04885
15	4	9	0.02300	0.04158
16	6	3	0.02105	0.04885

Tabla 4: Voltajes iniciales y finales de nodo en red de distribución de 14 barras.

Node	Initial $V(\text{p.u.})$	Initial θ	Final $V(\text{p.u.})$	Final θ
1	1.04964	-0.00656	1.04951	-0.00625
2	1.04890	-0.02275	1.04858	-0.02664
3	1.04873	-0.02514	1.04831	-0.03048
4	1.04936	-0.01157	1.04906	-0.00899
5	1.04704	-0.03738	1.04742	-0.02557
6	1.04678	-0.04275	1.04809	-0.03738
7	1.05000	0.00000	1.05000	0.00000
8	1.04927	-0.00317	1.04863	-0.00405
9	1.04894	-0.00834	1.04843	-0.00990
10	1.04798	-0.02480	1.04729	-0.02999
11	1.04756	-0.03072	1.04673	-0.03824
12	1.04867	-0.01503	1.04823	-0.01467
13	1.04674	-0.03819	1.04681	-0.03067
14	1.04657	-0.04136	1.04656	-0.04302

ANEXO IV: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 33 BARRAS IEEE

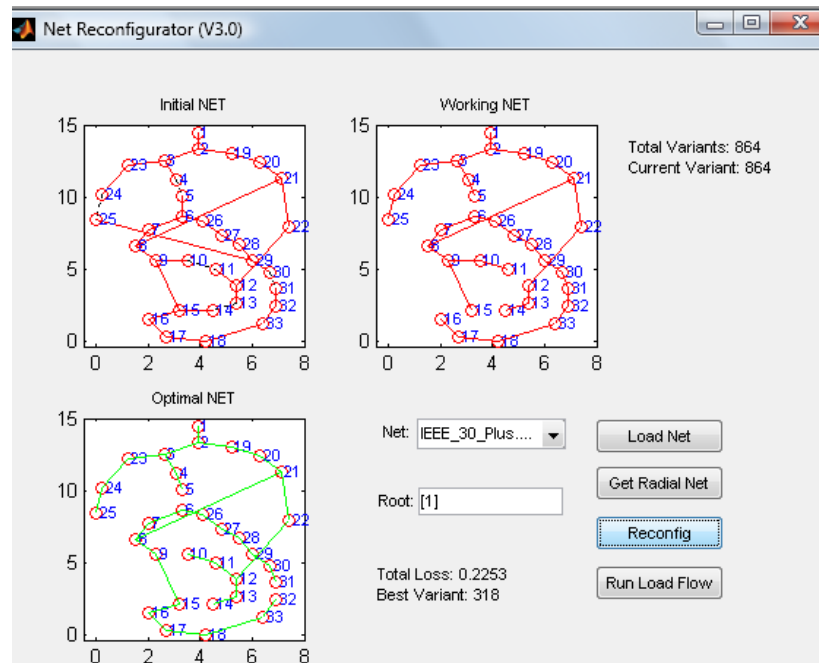


Figura 6: Pérdida total del circuito "1"

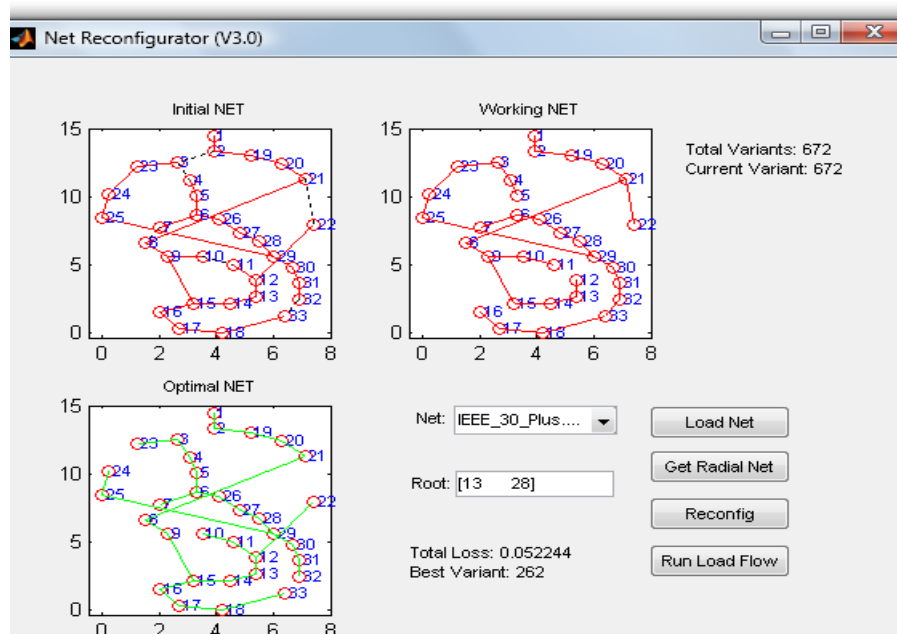


Figura 6: Pérdida total del circuito "13-28"

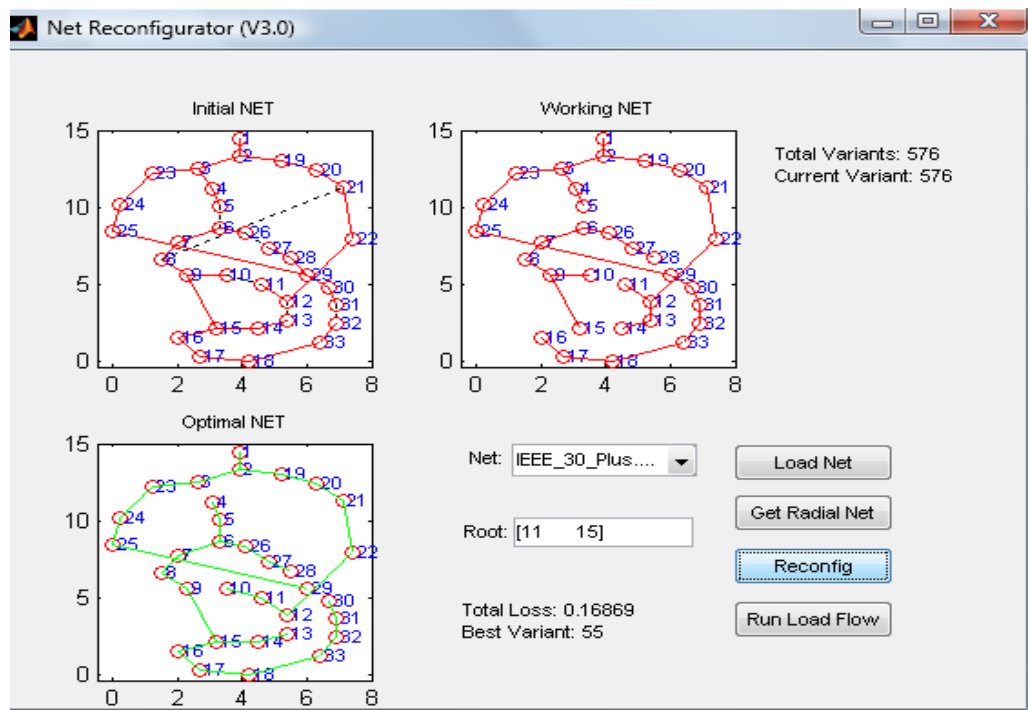


Figura 6: Pérdida total del circuito "11-15"

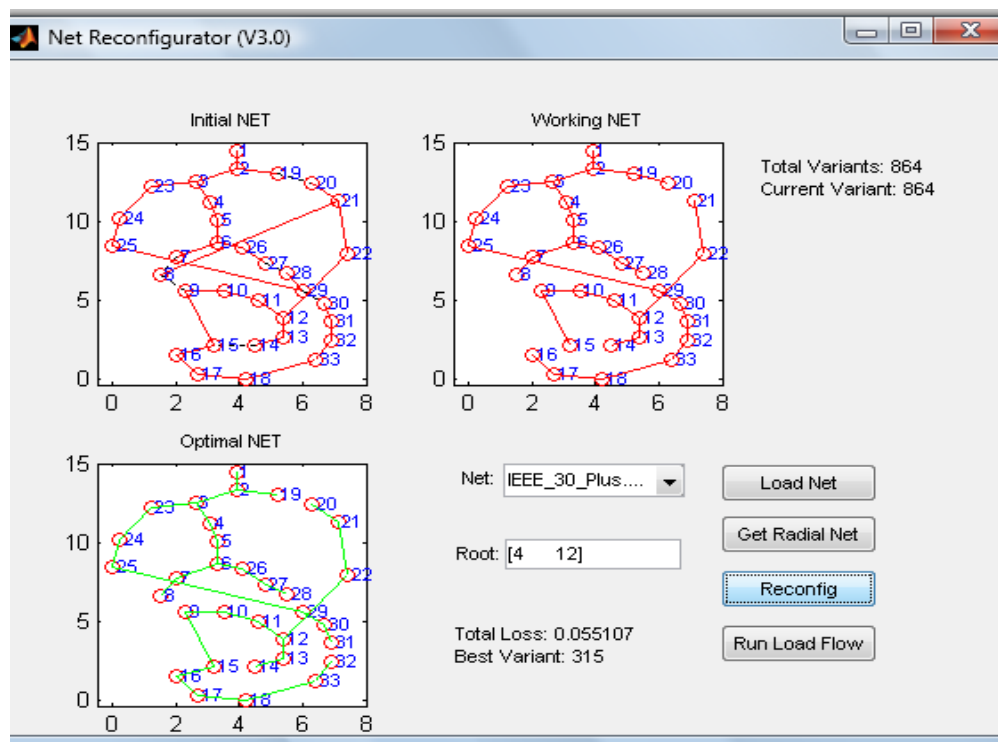


Figura 7: Pérdida total del circuito "4-12"

ANEXO V: MUESTRA DEL PROGRAMA DE 33 BARRAS DE IEEE

En lo siguiente se ejemplifica el programa con los datos de la red, los cuales son necesarios para la simulación.

```
basemva = 1000; accuracy = 0.0001; maxiter = 100;
kvbase = 12.66; zbase = (kvbase^2)/basemva;
```

```
%      Bus Bus Voltage Angle --Load-- --Generator---Injected
%      No  code Mag.    Degree MW      Mvar  MW Mvar Qmin Qmax Mvar
busdata=[1  1  1.025  0.0    0      0      0  0  0  0  0
          2  0  1.00  0.0   100    60      0  0  0  0  0
          3  0  1.00  0.0    90    40      0  0  0  0  0
          4  0  1.00  0.0   120    80      0  0  0  0  0
          5  0  1.00  0.0    60    30      0  0  0  0  0
          6  0  1.00  0.0    60    20      0  0  0  0  0
          7  0  1.00  0.0   200   100      0  0  0  0  0
          8  0  1.00  0.0   200   100      0  0  0  0  0
          9  0  1.00  0.0    60    20      0  0  0  0  0
         10  0  1.00  0.0    60    20      0  0  0  0  0
         11  0  1.00  0.0    50    30      0  0  0  0  0
         12  0  1.00  0.0    60    35      0  0  0  0  0
         13  0  1.00  0.0    60    35      0  0  0  0  0
         14  0  1.00  0.0   120    80      0  0  0  0  0
         15  0  1.00  0.0    60    10      0  0  0  0  0
         16  0  1.00  0.0    60    20      0  0  0  0  0
         17  0  1.00  0.0    60    20      0  0  0  0  0
         18  0  1.00  0.0    90    40      0  0  0  0  0
         19  0  1.00  0.0    90    40      0  0  0  0  0
         20  0  1.00  0.0    90    40      0  0  0  0  0
         21  0  1.00  0.0    90    40      0  0  0  0  0
         22  0  1.00  0.0    90    40      0  0  0  0  0
         23  0  1.00  0.0    90    50      0  0  0  0  0
         24  0  1.00  0.0   420   200      0  0  0  0  0
         25  0  1.00  0.0   420   200      0  0  0  0  0
         26  0  1.00  0.0    60    25      0  0  0  0  0
         27  0  1.00  0.0    60    25      0  0  0  0  0
         28  0  1.00  0.0    60    20      0  0  0  0  0
         29  0  1.00  0.0   120    70      0  0  0  0  0
         30  0  1.00  0.0   200   100      0  0  0  0  0
         31  0  1.00  0.0   150    70      0  0  0  0  0
         32  0  1.00  0.0   210   100      0  0  0  0  0
         33  0  1.00  0.0    60    40      0  0  0  0  0 ];
%Bus Data Rectification
busdata(:, [5 6]) = busdata(:, [5 6])/1000;
```

```
%      Bus bus R      X      1/2 B      1 for lines code or
%      nl nr  ohm    ohm    pu      tap setting value
linedata=[1 2  0.0922  0.0477  0      1
           2 3  0.4930  0.2511  0      1
           3 4  0.3660  0.1864  0      1
           4 5  0.3811  0.1941  0      1
           5 6  0.8190  0.7070  0      1
           6 7  0.1872  0.6188  0      1
           7 8  1.7114  1.2351  0      1
           8 9  1.0300  0.7400  0      1]
```

```

    9 10  1.0400  0.7400  0      1
   10 11  0.1966  0.0650  0      1
   11 12  0.3744  0.1238  0      1
   12 13  1.4680  1.1550  0      1
   13 14  0.5416  0.7129  0      1
   14 15  0.5910  0.5260  0      1
   15 16  0.7463  0.5450  0      1
   16 17  1.2890  1.7210  0      1
   17 18  0.7320  0.5740  0      1
    2 19  0.1640  0.1565  0      1
   19 20  1.5042  1.3554  0      1
   20 21  0.4095  0.4784  0      1
   21 22  0.7089  0.9373  0      1
    3 23  0.4512  0.3083  0      1
   23 24  0.8980  0.7091  0      1
   24 25  0.6960  0.7011  0      1
    6 26  0.2030  0.1034  0      1
   26 27  0.2842  0.1447  0      1
   27 28  1.0590  0.9337  0      1
   28 29  0.8042  0.7006  0      1
   29 30  0.5075  0.2585  0      1
   30 31  0.9744  0.9630  0      1
   31 32  0.3105  0.3619  0      1
   32 33  0.3410  0.5302  0      1
    8 21  2.0000  2.0000  0      1
    9 15  2.0000  2.0000  0      1
   12 22  2.0000  2.0000  0      1
   18 33  0.5000  0.5000  0      1
   25 29  0.5000  0.5000  0      1 ];

```

```

%Line Data Rectification
linedata(:,[3 4]) = linedata(:,[3 4])/zbase;
%-----
%Important Note: the R and X are in ohms and should be in pu.
%Also there are initials values for the voltages in table 12.3
%-----
Originallinedata = linedata;
Originalbusdata = busdata;
ToSetOn = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21
22 23 24 26 27 28 29 30 31 32 36 ];
linedata = Originallinedata(ToSetOn,:);
lfybus
lfnewton
n=1:1:nbus;
% disp(['                               No Interaccion
'])
disp(['                               iter=',
num2str(iter)
])
disp(['          Bus          Bus          Voltaje          Angle          --load--
--Generator--          Injected  '])
disp(['          No          code          Mag          Degree          MW          Mvar
MW          Mvar          Qmin          Qmax          Mvar'])
disp([n;kb;Vm;deltad;Pd;Qd;P;Q;Qmin;Qmax;Qsh] '))

%-----
%          Bus
%          No          Type          X          Y
busXY = [1          1          5.8          26

```

```

2      0      5.8      24
3      0      3.5      21
4      0      4.85     18.3
5      0      5        15.2
6      0      4        13.3
7      0      2        11.9
8      0      1        10.5
9      0      1.35     9.4
10     0      3        10
11     0      4.4      9.2
12     0      5.6      8.7
13     0      6        7.2
14     0      6.4      5.5
15     0      6        4
16     0      5        2.5
17     0      6        0.7
18     0      8        0
19     0      7.5      23
20     0      10       20.2
21     0      10.5     17.9
22     0      9.7      16
23     0      1.4      20
24     0      0.35     18.3
25     0      0        16.4
26     0      6        12.7
27     0      7        10.7
28     0      9        9
29     0      11       7.2
30     0      11.5     5.5
31     0      11.85    4
32     0      12.27    2.8
33     0      12       1 ] ;

%Plot the Network
clf;
r = DrawNetwork(busXY,Originallinedata,'r-');
pause(0.5);
r = DrawNetwork(busXY,linedata,'r-');

lineflow

```

ANEXO VI: DATOS DEL SISTEMA DE 33 BARRAS

Tabla 4: Parámetros de rama en el sistema de red de distribución de 33 barras.

Line No.	Node i	Node j	Resistance $R (\Omega)$	Reactance $X (\Omega)$
1	1	2	0.0922	0.0470
2	2	3	0.4930	0.2512
3	3	4	0.3661	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.8190	0.7070
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7115	0.2351
8	8	9	1.0299	0.7400
9	9	10	1.0440	0.7400
10	10	11	0.1967	0.0651
11	11	12	0.3744	0.1298
12	12	13	1.4680	1.1549
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.5909	0.5260
15	15	16	0.7462	0.5449
16	16	17	1.2889	1.7210
17	17	18	0.7320	0.5739
18	2	19	0.1640	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3555
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3084
23	23	24	0.8980	0.7091
24	24	25	0.8959	0.7071
25	6	26	0.2031	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.0589	0.9338
28	28	29	0.8043	0.7006
29	29	30	0.5074	0.2585
30	30	31	0.9745	0.9629
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.3411	0.5302
34	8	21	2.0000	2.0000
36	9	15	2.0000	2.0000
35	12	22	2.0000	2.0000
37	18	33	0.5000	0.5000
33	25	29	0.5000	0.5000

Tabla 5: Demanda de la carga en el sistema de 33barras.

Node No.	Real Power Load P (MW)	Reactive Power Load Q (MVar)
2	100.0	60.0
3	90.0	40.0
4	120.0	80.0
5	60.0	30.0
6	60.0	20.0
7	200.0	100.0
8	200.0	100.0
9	60.0	20.0
10	60.0	20.0
11	45.0	30.0
12	60.0	35.0
13	60.0	35.0
14	120.0	80.0
15	60.0	10.0
16	60.0	20.0
17	60.0	20.0
18	90.0	40.0
19	90.0	40.0
20	90.0	40.0
21	90.0	40.0
22	90.0	40.0
23	90.0	50.0
24	420.0	200.0
25	420.0	200.0
26	60.0	25.0
27	60.0	25.0
28	60.0	20.0
29	120.0	70.0
30	200.0	100.0
31	150.0	70.0
32	210.0	100.0
33	60.0	40.0