



Ingenius. Revista de Ciencia y
Tecnología

ISSN: 1390-650X

revistaingenius@ups.edu.ec

Universidad Politécnica Salesiana
Cuenca, Ecuador

Sandoval Zuñiga, Nestor Olivo
Desarrollo de un programa para flujo de potencia para redes de distribución ligeramente
malladas y generación distribuida
Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología, núm. 4, 2010, pp. 82-89
Universidad Politécnica Salesiana
Cuenca, Ecuador

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=505554807010>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

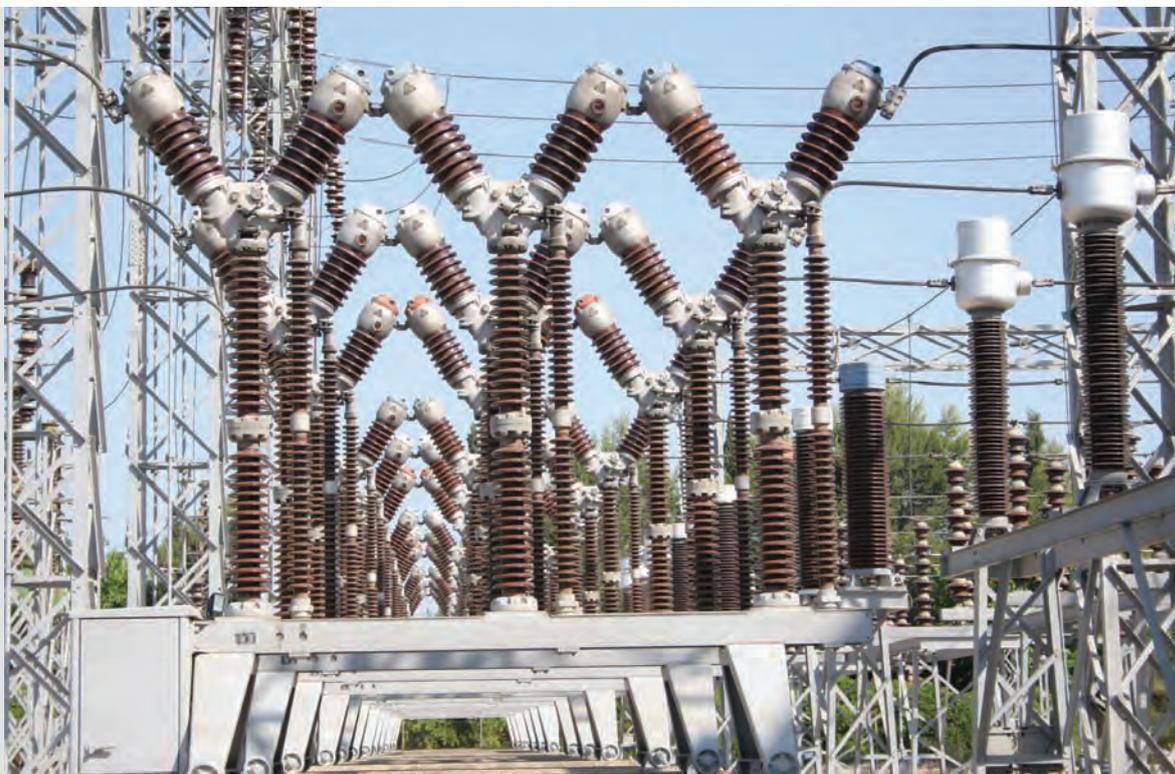
Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Desarrollo de un programa para flujo de potencia para redes de distribución ligeramente malladas y generación distribuida

Ing. Nestor Olivo Sandoval Zuñiga
nsandoval@ups.edu.ec



Palabras-clave:

Flujo de potencia, Flow, automatización de distribución, Generación distribuida.

Resumen

En el presente trabajo se indica el proceso de desarrollo e implementación del programa de flujo de potencia para la empresa Eléctrica de Guayaquil. Se mencionan los métodos que se utilizaron pudiendo notar la importancia que se presta en su elección basándose en la versatilidad, velocidad y robustez.

Gracias a la elección de estos algoritmos fue posible obtener, tanto la eficacia del método de barrido para redes radiales como la versatilidad de simular redes desbalanceadas malladas y con generación distribuida.

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Redes ligeramente malladas

Los sistemas de distribución son cada vez más complejos y grandes, y son por generalmente radiales, ya que de esta forma su análisis es más sencillo y hasta predecible, lo cual facilita la toma de decisiones en campo para la realización de maniobras.

En muchos países es cada vez más común encontrar conexiones permanentes entre alimentadoras, que pueden ser inclusive de distintas subestaciones.

Si bien este tipo de redes presentan una gran mejora en la cargabilidad de líneas y regulación de voltaje, una de las más importantes es la mejora en el nivel de confiabilidad. Para que este último pueda manifestarse, es necesaria la implementación de dispositivos de interrupción automática en posiciones estratégicas que permitan seccionar las redes y aislar fallas.

El aumento en la complejidad de las protecciones en media tensión es evidente, pero ampliamente justificado.

Este tipo de redes, conocidas como ligeramente malladas, pueden ser un poco más complejas de analizar debido a la dirección de potencia por las líneas, por esto y por los problemas en la coordinación de protecciones, las redes de algunas empresas de distribución se han considerado exclusivamente radiales.

No fue sino con el advenimiento de las herramientas de cálculo para este tipo de redes que fue posible el inicio de estas configuraciones con los consecuentes beneficios, y las nuevas posibilidades que presentaban.

2.2 Generación distribuida

Se conoce por generación distribuida a toda fuente de potencia activa conectada en un punto cualquiera de una red de distribución para su disponibilidad. La generación distribuida requiere primeramente del marco legal que permita la compraventa de energía para cualquier usuario del sistema de distribución sin importar su nivel de tensión de servi-

cio ni su 'tamaño en la red'.

Otro requerimiento es el conjunto de herramientas de análisis toda vez que la red deja de ser 'Pasiva', una vez que se incluyen generadores en ellas. Si los generadores tienen suficiente capacidad reactiva pueden llegar a controlar el voltaje de su barra y tener en la red barras de voltaje controlado (PV).

2. MODELACIÓN

3.1 Modelación de la carga

Los programas de flujo de potencia son una instantánea de la situación operativa de un sistema, y requiere por tanto valores instantáneos de todas las entradas como es la potencia activa y reactiva de las cargas mientras que los datos de carga que se tienen obedecen a las lecturas de los medidores, los cuales, en su mayoría, son de ciclo mensual y dan sólo valores de la energía consumida en el mes. De esta forma se plantea el primer problema del modelado de carga, el temporal.

Cada carga del sistema de distribución es un usuario, y en su mayoría son cargas pequeñas, teniendo en todo el sistema un gran número de cargas. Si se considera que para modelar el sistema se requiere de una barra por cada elemento en derivación, y de tantas líneas como interconexiones entre barras existan, se obtendría un sistema demasiado extenso para su análisis. De aquí se plantea el problema espacial del modelado de la carga.

a) Solución del problema temporal

Para usuarios que por su importancia tienen equipos de medición con lectura mediante telemetría, se tiene implementado también en sus medidores registro de demanda en cada cierto intervalo de tiempo. Para estos usuarios es posible obtener el dato de potencia trifásica instantánea en el tiempo de la simulación.

Para el resto de usuarios la carga instantánea debe obtenerse a partir de dos parámetros: la lectura mensual de energía y la

curva de carga unitaria del tipo de usuario (CUT).

La curva CUT se obtiene de la media de una muestra realizada por las mediciones de calidad de producto, el cual mide cada 10 minutos los valores de potencia de cada fase, para usuarios que posean similar forma diaria de consumo (tipo). Se establece de esta forma los siguientes tipos de carga:

- Residencial alto
- Residencial bajo
- Comercial diurno bajo
- Comercial diurno medio
- Comercial nocturno
- Industrial medio
- Industrial bajo.

$$1 \quad S(t) = \frac{\sum_i^n S_i(t)}{n}$$

$S(t)$: Potencia aparente promedio de las mediciones a usuarios del mismo tipo

n : Número de elementos de la muestra

$S_i(t)$: Potencia aparente de las mediciones en la i -ésima muestra.

$$2 \quad S_{CUT}(t) = \frac{T * S(t)}{\int P(t)}$$

$S_{CUT}(t)$: Potencia de carga unitaria por tipo de usuario.

$P(t)$: Potencia de carga

T : Periodo de integración (se trabajara con curva semanal)

El objetivo es utilizar la potencia promedio del mes inmediato anterior de cada usuario como factor multiplicador de la curva CUT. Para esto es necesario conocer la ener-

gía correspondiente a cada fase, pero como para el caso de medidores totalizadores de circuito se consta solo de la lectura de energía total consumida por el banco se vuelve necesario repartir de alguna forma, mientras el medidor no permita algo mejor, se tomará el valor proporcional a la capacidad instalada de la fase, así:

Para Banco trifásico:

$$3 \quad KWH \text{ Medidos Fase} = \frac{KWH \text{ Medidos}}{3}$$

Banco desbalanceado:

$$4 \quad KWH \text{ Medidos Fase} = \frac{KWH \text{ Medidos} \frac{Capac. \text{ Instal. Fase}}{Capac. \text{ Instal Banco}}}{4}$$

Se puede ahora establecer la potencia instantánea de la carga como se muestra:

$$5 \quad P_{PROM \text{ FASE}} = \frac{KWH \text{ Medidos Fase}}{\# \text{ Horas del mes}}$$

$$S_{CARGA}(t) = P_{PROM} * S_{CUT}(t)$$

Para la aplicación a desarrollar se ingresaría al programa los valores de S_{CUT} calculados externamente mediante otro modulo, toda vez que estas curvas dependen de la base de datos histórica de mediciones de calidad de producto.

Por último las mediciones de energía que se obtienen del sistema comercial corresponden al consumo de algún mes anterior, para corregirlo se puede utilizar un factor de corrección mensual por tipo de consumo que dependa del mes.

$$6 \quad Fmes_i = \frac{C_i}{\sum_i^{12} C_i}$$

$Fmes_i$: Factor del mes

C_i : Consumo del mes i

Con estos factores puede estimarse el consumo de cualquier mes j en base a la medición del mes i .

$$C_j = C_i \frac{Fmes_j}{Fmer_i}$$

b) *Solución al problema espacial*

Para evitar el trabajo excesivo de cómputo, es necesario esconder las barras que no sean de importancia agrupando los elementos entre estas barras, las cargas deberán agruparse de forma tal que la carga equivalente produzca el mismo comportamiento tanto para ella como para el resto del sistema.

La carga equivalente puede encontrarse considerando que la línea sufrirá caída de tensión y cada carga estará sometida a un voltaje distinto, así para carga uniformemente distribuida:

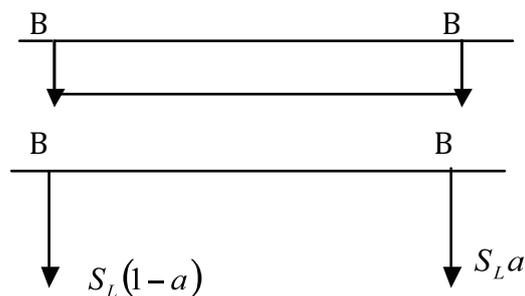


Figura 3.1 Modelado de la carga por agrupación.

Donde:

$$a = \frac{V_{B2}}{(V_{B2} - V_{B1})^2} \left[V_{B1} \ln \frac{V_{B1}}{V_{B2}} + (V_{B2} - V_{B1}) \right]$$

Como en todo sistema bien operado los voltajes entre barras deberán tener ángulos de voltaje muy cercanos e inclusive pequeñas deferencias de magnitud, puede apreciarse que el valor de a se acercara a 0.5, es decir la carga puede aproximarse a repartir la mitad a ambos extremos del tramo.

3.2 Modelación de Línea

Para la representación trifásica de líneas de distribución con neutro corrido debe utilizarse la matriz de impedancia de fases como se muestra en [4] y en [6], toda vez que el modelo debe soportar el análisis en condiciones desbalanceadas, hasta el extremo de representar líneas bifásicas o monofásicas.

$$Z_{lin} = \begin{bmatrix} Z_M & Z_S & Z_S \\ Z_S & Z_M & Z_S \\ Z_S & Z_S & Z_M \end{bmatrix}$$

Esta matriz incluye al conductor de neutro, mismo que al eliminarlo se obtienen como elementos:

$$Z_S = Z_{aa} + Z_{nn} - 2Z_{an}$$

$$Z_M = Z_{ab} + Z_{nn} - 2Z_{an}$$

Y los valores de Z_{aa} , Z_{ab} , Z_{nn} y Z_{an} se obtienen en Ohms/milla de las ecuaciones de Carson simplificadas aplicadas a cualquier par $i-j$ de conductor de la línea.

$$Z_{ii} = r_i + 0.0953 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 7.93402 \right)$$

$$Z_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right)$$

Considerando 60 Hz y resistividad del suelo de 100 Ohm/m.

Los valores las reactancias de las líneas, consideran simetría en la distribución espacial.

Para el caso de líneas bifásicas o monofásicas, se considera como cero a los elementos respectivos de la matriz.

3. SIMULACIÓN

3.1 Método basado en la compensación de lazos

El método de barrido [1] y [4] utilizado itera los barridos en árbol, los barridos se realizan por medio de la suma de las potencias desde las barras terminales hasta la barra raíz y luego calcula los voltajes desde la barra raíz hasta las barras terminales. Este proceso requiere la consideración de que la red es radial.

Para abarcar la posibilidad de tener algunas mallas en la red, es preciso convertir la red mallada en una red radial [2] y [3]. Para este fin se utiliza una modificación al algoritmo de ordenamiento de árbol que incluya la

“ruptura” los lazos por medio de la inserción de barras auxiliares en los puntos de ruptura.

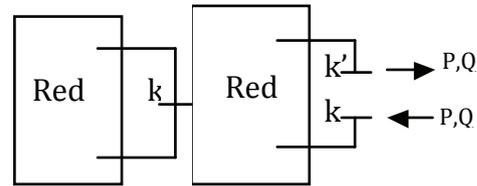


Figura 4.1 Creación de punto de ruptura.

El método de compensación consiste en inyectar corriente en las barras del punto de ruptura tal que los voltajes de ambas barras se igualen en magnitud y ángulo.

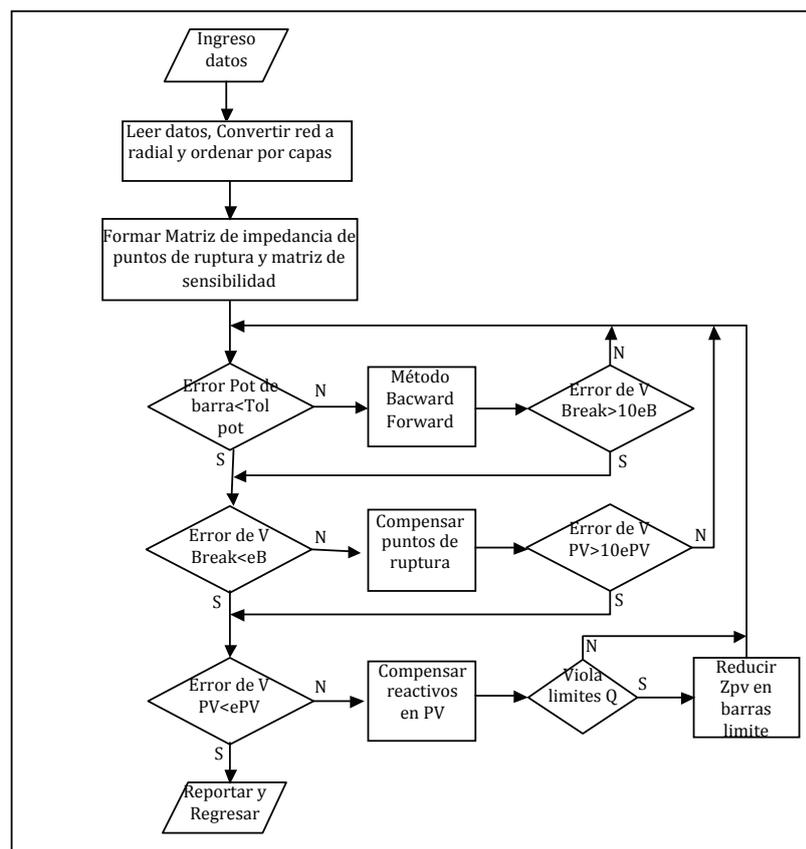


Figura 4.2 Flujograma del algoritmo del flujo de potencia

Para compensar adecuadamente las corrientes el método de compensación utiliza la matriz de impedancias de lazo que está con-

formada por las impedancias de Thevenin vistas desde las barras de los puntos de ruptura. La matriz tendrá la siguiente repercusión.

$$12 \quad [Z_B][J]=[V]$$

Donde ZB o matriz de puntos de ruptura puede calcularse a través de su algoritmo de formación como se muestra en [2] y [3].

Aunque este sistema es solo de un orden igual al número de lazos del sistema, su solución se encontrara por medio de un algoritmo de solución gaussiana, disminuyendo el tiempo de procesamiento.

3.2 Método de compensación de barras PV

Cuando existen generadores es posible mantener el voltaje en la barra de conexión por medio de la inyección de reactivos, para simular esta situación se utiliza una barra ficticia a la que se conecta el generador y que por tanto mantendrá la magnitud del voltaje constante, mientras la barra que queda conectada es solo una barra de carga.

Se utilizara también el método de compensación para inyectar corriente reactiva a la barra del sistema y compensar por medio del error de voltaje entre la barra ficticia y su respectiva barra en el árbol.

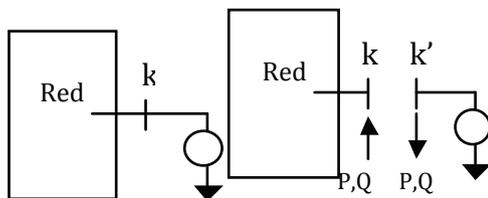


Figura 4.3 Modelación de barras PV a través de método de compensación.

Para igualar los voltajes entre k y k' se realiza la compensación de magnitud de voltajes por medio de la matriz de sensibilidad, misma que tiene como elementos a las magnitudes de las impedancias de Thevenin del sistema desde las barras PV.

Las correcciones de inyección de corriente reactiva en las barras de voltaje controlado se obtienen de la siguiente manera:

$$13 \quad [Z_V][I_q]=[V]$$

Con la corrección de las magnitudes corriente reactiva, su ángulo estará 90 grados en adelante con respecto al voltaje de barra.

Se calcula la potencia reactiva de compensación y se verifica que no se violen los límites de capacidad del generador; en caso de violarlos se limita al máximo o mínimo y la barra de voltaje controlado se convierte en barra de carga.

3.3 Método adaptivo

Con la posibilidad de un aporte significativo a la potencia por parte de la generación distribuida, más estudios se han requerido para el análisis dinámico de los sistemas de distribución. Para simulación dinámica, los cálculos de flujo de potencia deben ser desarrollados en pasos de tiempo apropiados. Las condiciones operacionales del sistema pueden variar ampliamente durante eventos dinámicos, esto requiere que los algoritmos de flujo de potencia sean más robustos y rápidos que los requeridos para estudios estáticos.

El método comprende, como se detalla en [5], en lo siguiente:

1.- El tiempo de paso dependerá del orden de la iteración como sigue:

- 14 Si $n_{i-1} = 1$ entonces $Dt_i = 1.5Dt_{i-1}$
- Si $n_{i-1} = 2$ entonces $Dt_i = 1.5Dt_{i-1}/1.2$
- Si $n_{i-1} > 2$ entonces $Dt_i = t_{\min}$

2.- Para el barrido hacia adelante hacia atrás, si el error de lazo o de barra PV previo calculado es mayor a 10 veces la tolerancia correspondiente, desarrolle solo una iteración de barrido.

3.- Si el error de voltaje de lazo es mayor a 10 veces el criterio de convergencia, desarrolle solo una iteración de compensación de puntos de ruptura.

4.- Calcule el error de voltaje en nodos PV y compensación de corriente y empiece de nuevo.

4. IMPLEMENTACIÓN

La implementación se está llevando a cabo en dos etapas. En la primera etapa la simulación será solo a nivel de media tensión desde las barras de media de las subestaciones hasta los bornes de alta de los transformadores de distribución.

La segunda etapa, la final, incluirá los transformadores y circuitos secundarios.

5.1 Ingreso de información

La información que alimentara al sistema será tomada del Sistema de Información Geo-Referenciada de la Empresa o GIS. En este sistema se encuentra digitalizada la mayor parte de las redes de la empresa y se espera completarla a lo largo del 2010. En el GIS se puede encontrar información acerca de parámetros de líneas, capacitores, cargas y generación distribuida.

a) *Parámetros de líneas*

La información de impedancia serie que debe ingresarse al modulo respecto a las líneas, se puede encontrar de:

- Tipo de conductor
- Calibre de conductor
- Distancia entre fases
- Número de fases

Donde la resistencia de los cables se obtiene del tipo y calibre de conductor en base a tablas. La reactancia se obtiene del calibre, la distancia entre fases y el número de fases, con ellos se obtiene el modelo de línea que se representa en la matriz siguiente:

$$Z_{lm} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}$$

15

b) *Datos de carga*

Como se indico en la modelación de la carga los datos disponibles de carga para la mayoría de los usuarios corresponde a facturación mensual por energía, este parámetro se obtiene indirectamente de la base de datos del sistema comercial por medio del GIS. Por este medio se obtendría información de consumo de usuarios comunes.

Para usuarios industriales y grandes consumidores se tiene previsto implementar medidores con registro de perfiles de carga y con lectura remota (telemetría). Esto permitirá tener el dato exacto de carga de esos usuarios para la simulación.

En la primera etapa de implementación, las cargas finales serán las lecturas de los medidores de control de los transformadores de distribución, en la segunda fase serán las lecturas de los medidores de usuario final.

5.2 Interfase

La interfase de usuario será el utilizado por el GIS de Integraph, aprovechando las herramientas que la empresa posee y toda la información que actualmente se encuentra ingresada.



Figura 5.1 Interfase del sistema GIS de Integraph.

La ventana principal permite tener completa movilidad a través de toda la ciudad, así como también facilita la edición a través de un Job de una parte de la red para modelarla según cambios propuestos.

La interfase del GIS permitirá la modelación de una parte o de toda la red, ya que

permite escoger la sección de la red que se desea simular. Puede escogerse un alimentador hasta sus transformadores, una subestación completa o toda la red, aunque esta última puede ser innecesaria toda vez que la red actual no es mallada.

La ventana que se implementará para ingreso de información será como la que a continuación se muestra:

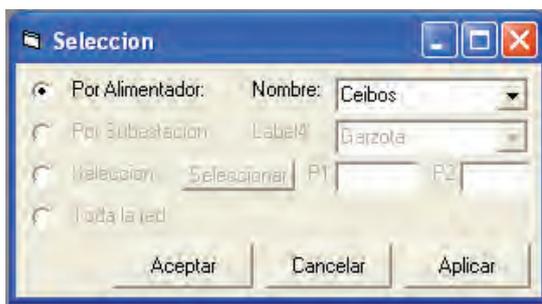


Figura 5.2 Ventana de diálogo para ingreso de información del área a simular.

Los resultados se mostrarán como un atributo de línea (Potencia o corriente) o de barra (voltaje o potencia), para el GIS la barra será cualquier derivación o todos los elementos que obedezcan a una carga agrupada.

5. CONCLUSIONES

Sobre la base de un modelo de prueba realizado en Visual Basic ha logrado probarse el método completo (para redes malladas y generación distribuida), utilizándose este modelo ya que el motor de simulación hecho en Java para el GIS aun se encuentra en su etapa inicial (Redes radiales).

Se realizaron varias modificaciones a una red de prueba hipotética de 30 barras, consiguiendo muy buena respuesta ante lo siguiente:

- Incremento en número de mallas
- Porcentaje alto de generación distribuida con respecto al número de barras (10%)
- Desbalance de red
- Gran cantidad de ramales monofásicos

Se ha simulado un trazo de la alimentadora Ceibos, y pudo notarse el método posee gran velocidad de convergencia para una precisión de $10E-6$ sobre los valores expresados en por unidad.

Considerando que el flujo de potencia es el motor simulador para un sistema de potencia, este servirá como base para la elaboración de otros módulos de índole técnico, económico o logístico.

6. Bibliografía

- [1] D. Shirmohammadi y H.W.Hong, "A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks" IEEE Trans. Power Systems, Vol.3, No. 2 May 1988, pp. 753-762.
- [2] G.X. Luo and A. Semlyen, "Efficient Load Flow for Large Weakly Meshed Networks," IEEE Trans. Power Systems, Vol, 5, No. 4, Nov. 1990, pp 1309-1316.
- [3] D. Rajcic, R. Ackovski and R. Talesky, "Voltage Correction Power Flow" IEEE Trans. Power System, Vol. 9, No. 2, Apr. 1994, pp. 1056-1062.
- [4] Carol S. Cheng and D. Shirmohammadi, "A Three-Phase Power Flow Method for Real Time Distribution System Analysis" IEEE Trans. Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 671-679.
- [5] Y.Zhu and K. Tomsovic, "Adaptive Power Flow Method for Distribution System with Dispersed Generation" Enviado a la IEEE para su publicación.
- [6] Transmission & Distribution Handbook Westinghouse.