

Herramienta computacional para el análisis y diseño de redes en baja tensión

Software for low voltage networks' analysis and design

Machado, Ronald y Acevedo, Rubén*
CORPOELEC-ENELBAR
*ruben.acevedo@ucla.edu.ve

Resumen

El propósito de este trabajo es presentar la herramienta computacional para análisis y diseño de redes eléctricas de distribución en baja tensión, que actualmente se encuentra en desarrollo en el Departamento de Ingeniería de Distribución de la C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR), en conjunto con el Departamento de Sistemas, con el objeto de apoyar la ejecución, en el menor tiempo posible, de estudios detallados de carga, pérdidas técnicas y caída de tensión. Para los estudios de caída de tensión y pérdidas de potencia, se propone una metodología basada en la aplicación del algoritmo Gauss-Seidel, tomando en cuenta algunas modificaciones para su aplicación en redes eléctricas de distribución en baja tensión. El sistema contempla una interfaz gráfica de usuario que permite representar las redes en baja tensión y se están estudiando los algoritmos que permitan apoyar el dimensionamiento y ubicación óptima de los transformadores, con base en los perfiles de carga estimados para los usuarios conectados y un criterio de rendimiento que valore las pérdidas técnicas y la caída de tensión, como complemento a los costos de inversión.

Palabras clave: Algoritmo Gauss-Seidel, caída de tensión, pérdidas técnicas, optimización.

Abstract

This work aims to present a software tool for distribution low voltage networks' analysis and design, which is under development at the Department of Distribution Engineering of the C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR), together with the Department of Informatics' Systems, aiming on the support of short response, detailed power flow, technical losses and voltage drop studies. For power flow and technical losses a Gauss-Seidel based methodology is proposed, considering changes to apply it on distribution low voltage networks. The software has a GUI where users can represent low voltage networks and algorithms for dimensioning and optimal location of transformers are now in development, considering load profiles for users and a performance measuring that values technical losses and voltage drop, as a compliment to investment costs.

Key words: Gauss-Seidel algorithm, voltage drop, technical losses, optimization.

1 Introducción

Las redes eléctricas de distribución representan el principal foco de pérdidas en el Sistema Eléctrico Nacional y los circuitos de distribución secundarios, por tener los menores niveles de tensión y en algunos casos, extensas longitudes, poseen los niveles de pérdidas más altos en todo el Sistema. Por esto, es necesario tomar iniciativas para estudiar y optimizar las redes eléctricas de distribución en baja tensión y poder garantizar la disminución de las pérdidas técnicas de energía, así como también mejorar la calidad del servicio eléctrico a los usuarios. Es importante resaltar que, debido a los plazos de respuesta exigidos por las Normas de

Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad (NSCDE), la atención de los requerimientos de servicio eléctrico solicitados por los usuarios deben ser atendidos en lapsos de tiempo que pueden resultar muy cortos, por lo que es importante contar con herramientas de análisis adecuadas, que ayuden a disminuir los tiempos de ejecución de los estudios técnicos y económicos, además de apoyar la optimización de las redes eléctricas de distribución en baja tensión. Por esto, el Departamento de Ingeniería de Distribución, unidad organizativa encargada de estos proyectos, y el Departamento de Sistemas, asumen la iniciativa de desarrollar una herramienta computacional para el análisis de redes eléctricas de distribución en baja tensión, que facilite la eje-

cución de la gran cantidad de estudios que de allí se manejan de forma rutinaria.

2 Exigencias de los Procesos

La necesidad de automatizar los cálculos y análisis de las redes eléctricas de distribución en baja tensión nace principalmente de los planteamientos de las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad, que establece la exigencia de mantener los niveles de tensión de servicios en valores adecuados y atender los requerimientos de los usuarios en tiempos que pueden resultar cortos en algunos casos, debido al gran volumen de trabajo que llega al Departamento de Ingeniería de Distribución, así como la magnitud de algunos requerimientos.

Las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad consideran tres áreas, de las cuales, dos influyen directamente en la aplicación de herramientas computacionales para el análisis de redes eléctricas de distribución en baja tensión:

- **Calidad del Producto Técnico:** en cuanto al grado de cumplimiento de los valores admisibles de niveles de tensión. La Tabla 1 presenta los valores límites permitidos para el área servida por ENELBAR

Tabla 1. Variaciones permitidas en el nivel de Tensión del Estado Lara

Nivel de Tensión	Municipio	Densidad del Municipio	Variaciones
Baja Tensión	Iribarren	Alta Densidad	+/-6%
	Palavecino	Alta Densidad	+/-6%
	Simón Planas	Mediana Densidad	+/-8%
	Andrés E. Blanco	Baja Densidad	+/-10%
	Crespo	Baja Densidad	+/-10%
	Jiménez	Baja Densidad	+/-10%
	Morán	Baja Densidad	+/-10%
	Torres	Baja Densidad	+/-10%
Urdaneta	Muy Baja Densidad	+/-10%	

- **Calidad del Servicio Comercial:** en cuanto al grado de cumplimiento de los lapsos establecidos para la atención de los requerimientos de servicio eléctrico de los Usuarios.

Las Tablas 2-a y 2-b presentan los tiempos máximos permitidos para el área servida por ENELBAR

Tabla 2-a. Tiempos de atención de requerimientos, permitidos en el Estado Lara para Usuarios Bajo Red

Municipio	Clasificación	Bajo Red		
		Pequeña Demanda (Días)	Gran Demanda (Días)	
			B.T.	M.T.
Iribarren	Alta Densidad	2	3	5
Palavecino	Alta Densidad	2	3	5
Simón Planas	Mediana Densidad	3	3	5
Andrés E. Blanco	Baja Densidad	4	3	5
Crespo	Baja Densidad	4	3	5
Jiménez	Baja Densidad	4	3	5
Morán	Baja Densidad	4	3	5
Torres	Baja Densidad	4	3	5
Urdaneta	Muy Baja Densidad	4	3	5

Tabla 2-b. Tiempos de atención de requerimientos, permitidos en el Estado Lara para Usuarios Fuera de Red

Municipio	Clasificación	Fuera de Red	
		Pequeña Demanda (Días)	Gran Demanda (Días)
Iribarren	Alta Densidad	5	5
Palavecino	Alta Densidad	5	5
Simón Planas	Mediana Densidad	7	5
Andrés E. Blanco	Baja Densidad	8	5
Crespo	Baja Densidad	8	5
Jiménez	Baja Densidad	8	5
Morán	Baja Densidad	8	5
Torres	Baja Densidad	8	5
Urdaneta	Muy Baja Densidad	10	5

3 Aspectos a Considerar en el Análisis de las Redes de Distribución

Para realizar el estudio de una red eléctrica de distribución en baja tensión, tanto para satisfacer el requerimiento de servicio eléctrico de un usuario o para realizar una mejora de la calidad del producto técnico en un sector, es necesario disponer de un conjunto de análisis mínimos del circuito:

- **Estimación de Carga de la Red:** a partir de un levantamiento realizado al sector, se determinan los usuarios conectados a la red bajo estudio. Con ayuda de perfiles de carga estándares por tipo de usuario, factor de tiempo máximo, factor de diversidad y el consumo promedio mensual dado en KWh por usuario, se pueden estimar los perfiles de carga por usuario, por punto de conexión y de la red bajo estudio.
- **Comportamiento del Transformador:** previo conocimiento del perfil de carga estimado por punto de conexión, las pérdidas de energía eléctrica calculadas para la red en estudio y las características básicas del transformador instalado, se pueden determinar las pérdidas técnicas, el porcentaje de regulación y el nivel de carga máximo al cual está sometido dicho transformador.
- **Pérdidas y Caída de Tensión en los Nodos de la Red:** ya habiendo determinado la topología de la red en estudio, las cargas conectadas a la misma, el calibre y tipo de conductor utilizado en el circuito y las características básicas y ubicación del banco de transformación instalado, se puede determinar los niveles de pérdida de potencia y la caída de tensión en cada punto de conexión de la red de baja tensión.
- **Selección de Alternativas de Reconfiguración:** luego de haber determinado las posibles alternativas de mejora de la red de distribución y conociendo los costos estimados que acarrearán cada una de esas propuestas, se puede proceder a la selección de la alternativa de reconfiguración, con la cual se pueda cumplir con los niveles de tensión exigidos por las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad, con un mínimo de pérdidas de potencia y al menor costo posible.

4 Metodología Propuesta para la Estimación de la Carga

El objetivo de la metodología propuesta es lograr un perfil de carga estimado para cada usuario conectado a la red, para cada punto de conexión y para la red eléctrica en general. Para alcanzar este objetivo es necesario contar con la siguiente información:

- Clasificación de los Usuarios.
- Perfil de carga estándar por tipo de Usuario.
- Factor de Potencia Estándar por tipo de Usuario.
- Factor de tiempo máximo.
- Factor de diversidad.

Los cálculos de los Perfiles de Carga y los Factores de Conversión (Factor de tiempo máximo, Factor de diversidad y Factor K) se toman de la propuesta metodológica de Colmenares, realizada también para el sistema ENELBAR, aunque puede ser extendido a otros sistemas de distribución en el territorio nacional. (Colmenares, 2007)

4.1 Clasificación de los Usuarios o Clientes

Los usuarios pueden ser clasificados por el uso dado a la energía eléctrica, por el nivel de consumo, entre otras clasificaciones. Por el uso dado a la energía eléctrica, los usuarios pueden ser clasificados como residenciales, comerciales, industriales o institucionales. Por el nivel de consumo, los usuarios residenciales (por ejemplo) pueden ser clasificados como bajo, medio o alto consumo.

Para poder clasificar a un usuario por nivel de consumo, es necesario determinar su comportamiento o uso de la energía, y realizar mediciones. En la Tabla 3 se presenta un ejemplo de estimación de la cantidad de artefactos y horas de uso al mes para un usuario tipo residencial bajo.

Tabla 3. Estimación del Consumo de un Usuario Residencial Bajo

Artefacto	Consumo		Uso (Horas/mes)	cant. artef.	Kwh total
	kWh	KVA			
VENTILADOR DE PIE	0,10	0,12	180	1	18,58
TELEVISOR 13"	0,062	0,07	240	1	14,88
BOMBILLO INCANDESCENTE 60 W	0,06	0,06	167	6	60,12
NEVERA DE 12 PIES BAJA EFICIENCIA	0,301	0,35	360	1	108,4
EQUIPO DE SONIDO	0,103	0,12	90	1	9,288
LICUADORA NORMAL	0,516	0,6	5	1	2,58
PLANCHA DOMESTICA	1,2	1,2	16	1	19,2

4.2 Perfil de Carga Estándar y factor de potencia por tipo de usuario

Con la aplicación de herramientas estadísticas y con base en mediciones de parámetros eléctricos, obtenidas mediante equipos registradores de redes, se puede determinar los perfiles de carga estándar (en por unidad) y factor de potencia por tipo de usuario.

4.3 Tiempo Máximo

Representa el tiempo de utilización de la carga máxima, o sea, la cantidad de horas de consumo de la carga máxima para un intervalo de tiempo dado (por ejemplo, un mes). Es la relación existente entre la energía consumida por un usuario y la demanda máxima en un mes.

$$t_m = \frac{W}{D_{\max}} \quad (1)$$

donde:

t_m = Tiempo máximo

W = cantidad de energía recibida por la carga en un mes.

D_{\max} = Demanda Máxima en el año o en el mes.

Este factor se determinará para cada tipo de usuario, mediante las mediciones y aplicación de métodos estadísticos a muestras significativas, acordes a la clasificación que se establezca. Se utilizará para estimar los KVA máximos de un usuario específico, a partir de los kWh consumidos por el mismo, cuyo valor se determina en la facturación mensual.

4.4 Factor de Diversidad

Se define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del sistema considerado.

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum D_{\max}}{D_{\max\text{-total}}} \quad (2)$$

$\sum D_{\max}$ = Sumatoria de las demandas máximas individuales.

$D_{\max\text{-total}}$ = Demanda Máxima del Sistema.

4.5 Perfil de Carga Estimado de cada Usuario

Los pasos propuestos para estimar los perfiles de carga por tipo de usuario son los siguientes:

Paso 1: Determinar la demanda máxima del usuario, dividiendo los kWh consumidos por el usuario en un mes entre el valor de Tiempo Máximo que le corresponda.

$$D_{\max} = \frac{W}{t_m} \quad (3)$$

donde:

D_{\max} \equiv Demanda Máxima del Usuario

W \equiv Energía (kWh) consumida por usuario

t_m \equiv Tiempo Máximo

Paso 2: Determinar el perfil de carga estimado del usuario, multiplicando la demanda máxima por cada uno de los valores del perfil de carga estándar que le corresponda.

$$D_{iU} = D_{iE} \times D_{\max} \quad (4)$$

D_{iU} \equiv Demanda del Usuario en el instante "i"

D_{iE} \equiv Demanda del Perfil de Carga Estándar en el instante "i"

D_{\max} \equiv Demanda Máxima del Usuario

4.6 Perfil de Carga Estimado por Punto de Conexión

A partir de cada uno de los perfiles de carga estimado de cada usuario, se siguen los pasos para estimar los perfiles de carga por punto de conexión o por sector:

Paso 1: Sumar todas las demandas máximas de los usuarios por tipo y dividir el valor resultante, entre el factor de diversidad correspondiente, según la cantidad de usuarios en el sector y el tipo de usuario.

$$D_{\max \text{ tipo}} = \frac{\sum D_{\max}}{F_{\text{div}}} \quad (5)$$

Paso 2: Determinar el perfil de carga estimado por tipo de usuario, multiplicando cada uno de las demandas máximas resultantes por tipo de usuario, por los perfiles de carga estándar que les corresponda a cada uno.

$$D_{iU} = D_{iE} \times D_{\max}, \text{ donde:}$$

D_{iU} \equiv Demanda del Usuario en el instante "i"

D_{iE} \equiv Demanda del Perfil de Carga Estándar en el instante "i"

D_{\max} \equiv Demanda Máxima del Usuario

Paso 3: Determinar el perfil de carga estimado por punto de conexión, sumando los valores resultantes de los perfiles de carga estimados por tipo de usuario, para cada hora registrada en los perfiles.

$$D_{iP} = \sum_{k=1}^n D_{iU_k} \quad (6)$$

donde:

D_{iU_k} \equiv Demanda del Usuario "k" en el instante "i"

D_{iP} \equiv Demanda del Perfil de Carga del Punto de Conexión en el instante "i"

5 Método Gauss - Seidel Aplicado a Redes Eléctricas de Distribución en Baja Tensión

Es importante resaltar que el funcionamiento óptimo de todo artefacto eléctrico, tanto de uso doméstico como industrial, se basa principalmente en un adecuado nivel de tensión. A lo largo de la historia se han desarrollado métodos matemáticos para determinar, en tiempo de diseño y análisis, si una red está sometida a rangos de tensión adecuados. Entre estos métodos se pueden mencionar como ejemplo los siguientes:

5.1 Constante de Distribución (Factor K)

Este método se basa en la aplicación de una ecuación que involucra tres variables: la carga servida por el tramo de conductor o vano evaluado (en KVA), la longitud del tramo de conductor (en Km) y el factor K o constante de distribución, el cual es característico del tipo de conductor, configuración y nivel de tensión del sistema. Es ampliamente utilizado en Venezuela y diferentes autores lo mencionan y desarrollan en sus trabajos (Naranjo, 1998, Khord, 2000, Colmenares, 2007)

Es un método de aplicación simple, adecuado para la evaluación de redes cortas, con la desventaja de que no permite estimar las pérdidas de energía en las redes de distribución y, por ser un método manual, su uso es complicado para el análisis de redes malladas o de gran longitud. La ecuación básica para la aplicación de este método se muestra a continuación:

$$V\% = K \times L \times S \quad (7)$$

donde:

V% = Porcentaje de caída de tensión del tramo evaluado

K = Constante de Distribución

L = Longitud del Tramo de Circuito (en Km)

S = Carga servida aguas abajo del Tramo de circuito (en KVA)

5.2 Método de Newton-Raphson:

Es un método iterativo, basado en una expansión de la Serie de Taylor, el cual ha sido comúnmente utilizado para resolver problemas de flujo de potencia con ayuda de sistemas computacionales, lo que permite también el análisis de redes de gran longitud o malladas en tiempos relativamente cortos. A partir de los resultados obtenidos con este método

se pueden determinar gran cantidad de parámetros de las redes eléctricas en estudio, como por ejemplo, los niveles de tensión por nodo, la carga por tramo de línea, pérdidas técnicas de energía eléctrica, entre otros. (Grainger, 1996, Rodríguez, 1992).

5.3 Método de Gauss-Seidel:

Es un método iterativo indirecto, en el que se parte de una aproximación inicial, repitiendo el proceso hasta llegar a una solución con un margen de error establecido. Este método es uno de los más sencillos y de fácil aplicación, que cuenta con las mismas ventajas planteadas para el método Newton-Raphson, con la desventaja de que se necesita una mayor cantidad de iteraciones para lograr el mismo resultado en el análisis de redes. (Grainger, 1996, Rodríguez, 1992)

Esta característica se considera un problema poco relevante, debido a que la tecnología actual de las computadoras modernas permite desarrollar gran cantidad de operaciones en tiempos muy cortos, lo cual hace despreciable dicha desventaja en el análisis de redes eléctricas de distribución en baja tensión.

Con base en las explicaciones presentadas por Nakamura, referentes a las ventajas y desventajas de los diferentes métodos numéricos (Nakamura, 2000), para el desarrollo del programa computacional, se decidió utilizar el método Gauss – Seidel, debido a su simplicidad al momento de programar y para facilitar el mantenimiento y servicio técnico al programa. En comparación, el método Gauss – Seidel ofrece resultados satisfactorios, útiles en el análisis de redes, sin la complejidad matemática que el método Newton – Raphson presenta, lo cual dificulta su comprensión programación para los expertos en el área de informática de la empresa.

La ecuación básica aplicada en el método de Gauss-Seidel es la siguiente:

$$\bar{V}_n^{(k)} = \text{Inversa}(\bar{Y}_{n,n}) \times \left[\frac{\text{conj}(\bar{S})}{\text{conj}(\bar{V}_n^{(k-1)})} - \sum_{j=1}^{n-1} \bar{Y}_{n,j} \times \bar{V}_j^{(k)} - \sum_{j=n+1}^x \bar{Y}_{n,j} \times \bar{V}_j^{(k-1)} \right] \tag{8}$$

Donde los datos “Y” son obtenidos de la matriz admittancia, determinada a partir del circuito estudiado, y los valores “V” representan los niveles de tensión en cada uno de los puntos de conexión del circuito. El superíndice “k” corresponde a la iteración y el subíndice “n” corresponde al número del nodo.

6 Comparación de los Cálculos Realizados para la Caída de Tensión Aplicando el Método de las Constantes de Distribución y el Algoritmo Gauss – Seidel

Para la siguiente comparación se procedió a realizar cálculos de caída de tensión en todos los nodos del modelo de circuito presentado en la Fig. 1.

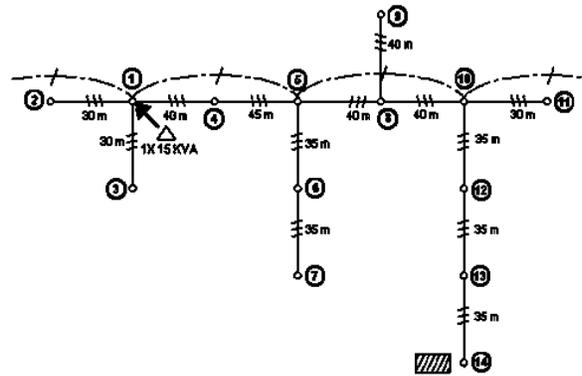


Fig. 1. Modelo de Circuito utilizado para la Comparación de Métodos

Los datos de carga relacionados a cada nodo se presentan en la Tabla 4, el factor de potencia aplicado para la comparación es 0.8. Cabe destacar que para dicha comparación no se tomó en cuenta la regulación ni las pérdidas técnicas del transformador instalado.

Tabla 4. Datos de los Nodos del Circuito

MÉTODO GAUSS - SEIDEL		CONSTANTE DE DISTRIBUCION (K)	
NODO	V%	NODO	V%
1	0,0000	1	0,0000
2	0,1215	2	0,1213
3	0,1215	3	0,1213
4	1,6389	4	1,5369
5	3,2898	5	3,0839
6	3,4365	6	3,2254
7	3,4731	7	3,2608
8	4,5005	8	4,2163
9	4,5853	9	4,2972
10	5,5379	10	5,1870
11	5,6021	11	5,2477
12	6,0690	12	5,6824
13	6,4488	13	6,0363
14	6,7526	14	6,3194

En un segundo caso, utilizando el mismo modelo de red de baja tensión, pero cambiando al nodo cinco (5) el transformador de distribución, se obtienen los resultados presentados en la Tabla 5.

Tabla 5. Resultados Obtenidos (Caída de Tensión en V%). Caso 2

MÉTODO GAUSS - SEIDEL		CONSTANTE DE DISTRIBUCION (K)	
NODO	V%	NODO	V%
1	1,4077	1	1,38522
2	1,5309	2	1,50656
3	1,5309	3	1,50656
4	0,8323	4	0,81900
5	0,0000	5	0,00000
6	0,1418	6	0,14156
7	0,1773	7	0,17694
8	1,1682	8	1,13244
9	1,2501	9	1,21333
10	2,1692	10	2,10311
11	2,2313	11	2,16378
12	2,6816	12	2,59856
13	3,0480	13	2,95244
14	3,3410	14	3,23556

Se puede apreciar que la diferencia entre los resultados obtenidos con ambos métodos, difieren en aproximadamente 5%, lo cual es una diferencia aceptable para este tipo de análisis.

La ventaja principal de la aplicación de Método Gauss-Seidel es la velocidad con la que se pueden lograr los análisis, comparada con la aplicación del método de la Constante de Distribución.

7 Descripción del Programa en Desarrollo

Como se muestra en la Fig. 2, el programa contempla un módulo computacional, con base en el algoritmo Gauss – Seidel, que es el núcleo del mismo. Para los cómputos, se contempla la conexión con una base de datos, que provee la información como perfiles de carga, características eléctricas de los conductores y datos de transformadores que, junto con los que ingresa el usuario, referentes a topología del circuito, longitudes y cargas, se requiere para aplicar el algoritmo.

Una interfaz gráfica desarrollada en entorno Visual Basic, sirve para que el usuario, de manera sencilla y rápida, pueda “dibujar” el circuito e ingresar los datos necesarios. De igual forma, se ha considerado incluir funciones de administrador, para que a través de esta interfaz gráfica, se pueda consultar y modificar la base de datos del sistema. Los resultados del proceso de cómputo se presentan también a través de esta interfaz.

Como desarrollos futuros se tiene prevista la inclusión de un módulo para el cálculo de pérdidas eléctricas como parte del criterio de fijación del centro de carga del circuito y otro de optimización, que permita seleccionar la mejor alternativa topológica del circuito, con base en criterios técnico – económicos.

La Fig. 2 muestra en resumen el concepto general del programa.

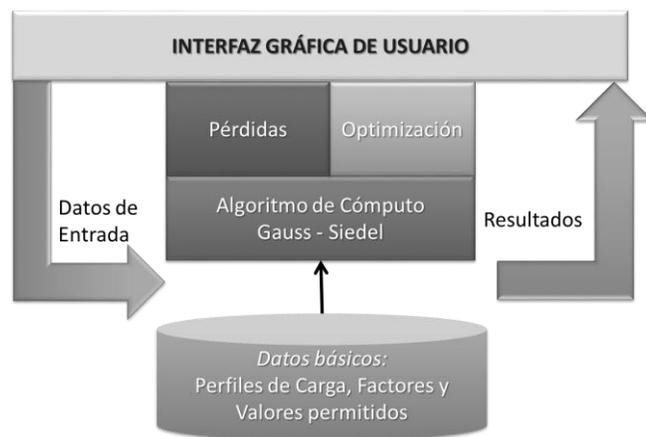


Fig. 2. Concepto General del Programa

Para facilidad de los usuarios del programa, se desarrolló una interfaz gráfica de usuario que permite la inserción

de nodos, vanos y bancos de transformadores fácilmente identificables, con el cual se pueden visualizar los resultados de manera gráfica, con ayuda de colores.

En la Fig. 3, se presenta la pantalla principal de la interfaz gráfica, con el ejemplo de un montaje

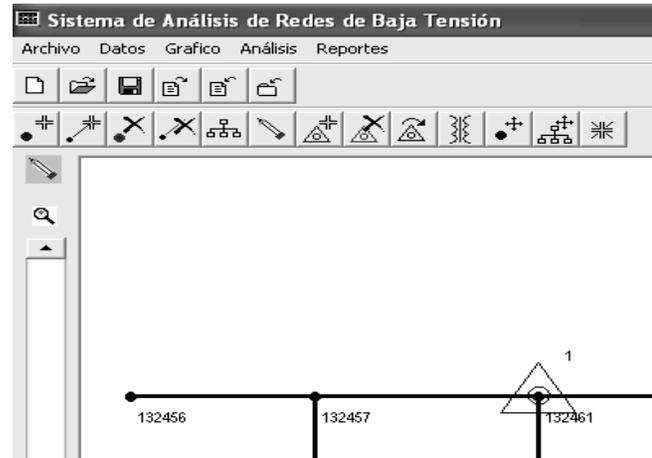


Fig. 3. Interfaz Gráfica del Programa Computacional en Desarrollo

Para mayor desarrollo del montaje de los circuitos, se cuenta con funciones de diagnóstico que exportan a un archivo de texto todos los detalles faltantes a dicho montaje, para una aplicación adecuada de los cálculos e iteraciones computacionales.

Todos los resultados de las iteraciones son exportados a una hoja de cálculo, para mayor facilidad en la interpretación y uso de los resultados.

A partir de los resultados obtenidos del método iterativo, el programa puede generar un conjunto de reportes exportados a una hoja de cálculo, que presenta la siguiente información:

- Tensiones obtenidas en cada nodo de los circuitos analizados.
- Caída de tensión, respecto a la tensión nominal, en cada nodo.
- Pérdidas técnicas de energía en los vanos del circuito y en el transformador.
- Comportamiento del transformador (porcentaje de regulación, pérdidas en los devanados, pérdidas en el núcleo, tensión en bornes secundarios, porcentaje de carga respecto a su capacidad nominal, eficiencia, entre otros).
- Carga por vano y porcentaje de carga respecto a la capacidad nominal del conductor.

Adicionalmente, el programa puede mostrar, a través de su interfaz gráfica y con ayuda de colores, la existencia de sobrecarga en los elementos de la red, y los porcentajes de tensión fuera del rango permitido, en los nodos de los circuitos estudiados.

8 Posteriores Desarrollos de Funcionalidades del Programa

Se contempla la adaptación e implantación de funcionalidades para la evaluación de alternativas de optimización, considerarán los siguientes criterios:

8.1 Criterio de Pérdidas:

A ser utilizado para la ubicación del centro de carga y la selección del transformador, tal que se minimicen las pérdidas técnicas de energía eléctrica del circuito estudiado, para ambos casos el resultado depende, en gran medida, del comportamiento de la carga servida, por lo cual es importante tener definidos los perfiles de carga en cada uno de los nodos o puntos de conexión del circuito en estudio.

8.2 Criterio Técnico – Económico:

A ser utilizado para la selección y ubicación óptima de transformadores, así como también la selección de la alternativa óptima de reconfiguración (entre un conjunto de alternativas planteadas por el usuario), tomando en cuenta los costos de equipamiento y labores de instalación, así como también los costos en pérdidas de energía y valores aceptables de caída de tensión, para un periodo de tiempo dado. A continuación se muestra la ecuación base planteada para el desarrollo de esta funcionalidad:

$$J = \sum_{i=1}^n C_{\text{inst-}i} + C_{\text{perd-}i} \quad (9)$$

donde:

J = Costos totales de la alternativa planteada.

i = Circuito en baja tensión evaluado

n = Cantidad de circuitos del estudio

C_{inst-i} = costos de instalación.

C_{perd-i} = costos de pérdidas.

En cuanto a la metodología a utilizar para resolver el problema de optimización, en una primera etapa se considera la evaluación directa de todas las combinaciones factibles, debido a que en ENELBAR las redes en baja tensión son todas radiales y de corta longitud. Posteriormente, se considerará el uso de técnicas más elaboradas, como la programación lineal, programación dinámica o técnicas de computación inteligente, que permitan extender su uso a sistemas con configuraciones más complejas.

9 Conclusiones

La utilización del programa desarrollado para el análisis de redes de distribución en baja tensión, será de gran utilidad en la disminución del tiempo de los estudios de circui-

tos, permiten obtener resultados que no difieren significativamente a los obtenidos con métodos tradicionales, tal es el caso del método de las constantes de distribución.

Otras de las ventajas del uso del programa para el análisis de redes eléctricas de distribución en baja tensión, es poder determinar rápidamente el comportamiento del circuito bajo cualquier modificación planteada al mismo, así como también poder determinar los valores de pérdidas técnicas y detectar rápidamente la posibilidad sobrecargas de algunos de los elementos de los circuitos estudiados.

Al incluir las funcionalidades previstas, con respecto a los criterios de pérdidas y el criterio técnico – económico, el programa apoyará en el seguimiento y control de la eficiencia energética en el sistema de distribución.

Es importante señalar que el programa fue desarrollado sobre las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad, previstas en la antigua Ley Orgánica del Servicio Eléctrico. Con la puesta en vigencia de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, en el año 2010, se espera por la elaboración y aprobación de los nuevos criterios que regirán esta actividad y que, probablemente, introducirán cambios en las consideraciones tomadas en este trabajo.

Nota de los Autores

El trabajo realizado se inició en la C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR), empresa prestadora del servicio eléctrico en el Estado Lara. Luego de la reestructuración del sector eléctrico venezolano y la conformación de la Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CORPOELEC), ENELBAR, junto a todas las demás empresas, se fusionaron en CORPOELEC. El proceso de integración aún está en desarrollo, pero ya la figura jurídica de las anteriores empresas, ha desaparecido. El trabajo se continuará bajo el auspicio de CORPOELEC Lara.

Referencias

- Colmenarez JL, 2007, Diseño de un método de Cálculo de Perfiles de Carga y Factores de Conversión para Clientes de Baja tensión, Pertenecientes a la C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR) en el Municipio Iribarren, Estado Lara, Trabajo Especial de Grado, Universidad Fermín Toro.
- Naranjo A, 1983, Apuntes de sistemas de distribución, Universidad Simón Bolívar, Caracas.
- Khord M, 2000, Técnicas modernas de análisis y diseños de sistemas de distribución, FUNINDES, Universidad Simón Bolívar, Caracas.
- Grainger J, 1996, Análisis de Sistemas de Potencia, North Carolina State University, Editorial McGraw-Hill
- Rodríguez M, 1992, Análisis de Sistemas de Potencia, Universidad del Zulia, Maracaibo, Editorial EDILUZ.
- Nakamura S, 2000, Métodos Numéricos Aplicados con Software, The Ohio State University, Editorial Prentice Hall.

Recibido: 18 de marzo de 2011

Revisado: 07 de julio de 2013

Machado, Ronald: Ingeniero Electricista, UNEXPO '02, profesional del sector eléctrico venezolano, actualmente adscrito a Corpoelec Transmisión Lara. Correo electrónico: Ronald.j.machado.g@gmail.com

Acevedo, Rubén: Ingeniero Electricista, MSc Ingeniería de Procesos, UNEXPO ('99, '03), adscrito al CND/MPPEE en el Despacho Regional Centro Occidente. Profesor universitario, UCLA y UNEXPO.

