

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

SISTEMA PARA DIAGNOSTICOS REDES DE BAJA TENSIÓN MEDIANTE ANALISIS DE
FLUJOS DE POTENCIA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

PATRICIO ALBERTO ARACENA AGUIRRE

PROFESOR GUÍA:
SR. NELSON MORALES OSORIO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
SR. ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
SR. ALBERTO TRIGUEROS BARATTA

SANTIAGO DE CHILE
2016

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: PATRICIO ARACENA AGUIRRE
FECHA: 2016
PROF. GUÍA: SR. NELSON MORALES OSORIO

“SISTEMA PARA DIAGNOSTICOS REDES DE BAJA TENSION MEDIANTE
ANALISIS DE FLUJOS DE POTENCIA”

El gran número de circuitos que posee el sistema de distribución en baja tensión de Santiago hace imposible contar con elementos de medición que monitoreen estas redes de forma continua, por lo que se emplean métodos indirectos que permiten predecir el comportamiento de los Transformadores de distribución MT/BT y circuitos BT.

Este proyecto de titulación presenta un software o herramienta para simular el comportamiento eléctrico ante cambios que se realicen en el sistema de baja tensión radial que posee gran parte de la ciudad de Santiago. Para ello se realizó un análisis de métodos, criterios y planificación de la compañía Chilectra S.A.. Se analizó la base de datos de los elementos de Baja tensión que posee y se realizó reuniones con las áreas interesadas en el proyecto.

Se desarrollo una interfaz visual y mejora de un motor de cálculo, que facilita el análisis de comportamiento del sistema de baja tensión ante cambios en la red; se desarrolló un nuevo método de modelación de cargas; se agregó información que ayuda a mejorar el método utilizado por la compañía en cálculo de pérdidas tanto en transformación como en redes y se agregó datos para un mejor análisis de la red.

Además se implementó una nueva modelación de cargas que se basa en un estudio estadístico de los factores de carga a partir de mediciones de clientes con demanda máxima leída y de un estudio realizado en la compañía a clientes residenciales, con los cuales se obtuvo un modelo de cargas según tipo de tarifa de cada cliente

Finalmente se generó un modelo de red de baja tensión que permite optimizar el tipo de conductor y el transformador que debe ser empleado de acuerdo a la demanda. A partir de este modelo, se obtienen conclusiones del factor de uso de los transformadores, de la regulación de tensión en el sistema, estrangulamiento de conductores y pérdidas de red por transformador. Por lo cual, con los resultados obtenidos del flujo de potencia de la red de baja tensión, y los criterios definidos por la compañía, se genera un programa que puede prever posible fallas y evaluar soluciones para el sistema de baja tensión radial de Santiago.

Agradecimientos

A todas esas personas que me ayudaron a construir cada una de estas páginas, en especial el apoyo incondicional de mis padres, ya que con su esfuerzo y sacrificio he logrado ser lo que soy.

A mi hermano mayor, que tuvo que soportar a su manera mi desorden durante mi vida estudiantil.

Quiero agradecer a Alberto Trigueros que tuvo que soportar el mar de preguntas cada vez que las tenía.

A todos los profesores que ayudaron en mi formación profesional y ética, les doy las gracias, en especial al Sr. Nelson Morales, ya que me acepto con esta loca idea y tuvo una infinita paciencia.

Un sincero agradecimiento a todas las personas que apoyaron mi labor dentro de Chilectra, principalmente al Sr. Daniel González y el antes mencionado Alberto, los cuales me ayudaron al trabajo desarrollado.

A mi queridísima amiga, pareja y consejera Eugenia Morales por la paciencia y el apoyo entregado en este último tiempo.

Finalmente mencionar que he concluido este viaje, sin embargo ahora comienza uno mucho más largo y difícil.

Tabla de Contenido

Tabla de Contenido.....	1
Índice de Figuras.....	3
Índice de Tablas.....	4
1 Introducción.....	5
1.1 Introducción General.....	5
1.2 Antecedentes.....	6
1.3 Alcance.....	6
1.4 Objetivos Generales.....	7
1.5 Objetivos Específicos.....	7
1.6 Estructura de Trabajo.....	7
2 Sistema de distribución en baja tensión.....	9
2.1 Sistema de distribución.....	9
2.2 Características del Sistema de distribución de Baja Tensión.....	10
2.2.1 Características Generales.....	10
2.2.2 Características de los Sistema de Distribución de Baja Tensión en Chile.....	11
2.2.3 Elementos del sistema de Baja Tensión.....	11
2.2.4 Tecnología utilizada.....	12
2.2.5 Variables de análisis.....	14
2.2.6 Tipos de Clientes y tarifas en Baja Tensión.....	19
2.3 Criterios de Planificación de la red eléctrica de Baja Tensión.....	21
2.3.1 Marco Regulatorio Chileno para Sistema de Distribución en Baja Tensión.....	21
2.3.2 Proceso de planificación en Baja Tensión empleadas por la compañía.....	22
2.4 Resumen del Capítulo.....	25
3 Flujo de potencia para sistemas de distribución.....	26
3.1 Métodos Tradicionales.....	26
3.2 Métodos para Sistemas radiales.....	27
3.2.1 Método de suma de Corrientes.....	27
3.3 Resumen del capítulo.....	29
4 Descripción del método y algoritmo computacional utilizado para los proyectos y modelamiento de la red de Baja Tensión.....	31

4.1	Procesamiento de los datos obtenidos de la compañía	31
4.1.1	Descripción de los datos georreferenciados.	33
4.1.2	Bases de información	34
4.2	Demanda de Potencia en el Sistema BT.	37
4.2.1	Factor de carga clientes BT1	37
4.2.2	Estudio del factor de cargas para clientes no BT1.....	40
4.2.3	Curva del factor de carga clientes no BT1	44
4.3	Modelo Circuital	46
4.4	Consideraciones en el flujo de Baja Tensión.....	48
4.5	Visualización de resultados	51
4.5.1	Proyectos que se pueden realizar con el software	53
4.5.2	Herramientas para análisis de resultados.....	60
4.6	Pérdidas en Redes BT y Transformadores de Distribución.....	62
4.7	Resumen de Capítulo	65
5	Análisis de resultados	66
5.1	Contrastación con DigSilent	66
5.2	Factor de utilización de los Transformadores MT/BT.....	68
5.3	Regulación de Tensión.....	72
5.4	Factor de uso de los conductores	74
5.5	Pérdidas en Redes BT	75
5.6	Proyectos que se pueden realizar en la red analizada	76
5.7	Resumen.....	77
6	Conclusión	78
6.1	Trabajos Futuros	80
7	Bibliografía.....	81
	Anexo A: Manual Programa de Flujo de Baja Tensión.....	83

Índice de Figuras

Fig. 2.1 Etapas que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia.....	9
Fig. 2.2 Elementos principales de una red de distribución en Baja Tensión.....	12
Fig. 2.3 Cable pre ensamblado utilizado en DAC.	13
Fig. 2.4 Ejemplo del factor de carga de un transformador de distribución, observando su demanda de potencia en un periodo de 24 horas.	16
Fig. 2.5 Distribución de los clientes BT según Tarifa.....	20
Fig. 2.6 Consumo de energía según tarifa	21
Fig. 3.1 Enumeración de las ramas de un sistema de distribución radial.....	28
Fig. 4.1 Diagrama de procesos para la consolidar los datos necesarios para el flujo de carga.	32
Fig. 4.2 Elementos de la red de baja tensión representados gráficamente en ArcView.....	34
Fig. 4.3 Curva de Factor de Carga por tipo de cliente y según número de clientes que tenga el T/D.....	39
Fig. 4.4 Demanda de un T/D de distribución con respecto a su demanda máxima.....	40
Fig. 4.5: Clasificación de los clientes no BT1 por tipo de Tarifa.....	41
Fig. 4.6: Clasificación de la energía consumida de los no BT1 por tipo de Tarifa	41
Fig. 4.7 Histograma del Factor de carga de Clientes BT2.....	42
Fig. 4.8 Histograma del Factor de carga de Clientes BT3.....	43
Fig. 4.9: Histograma del Factor de carga de Clientes BT43.....	44
Fig. 4.10 Factor de Carga de Clientes no BT1 con respecto a Energía Consumida.....	45
Fig. 4.11 Modelo de la red en forma nodal	47
Fig. 4.12 Esquema de aplicación del Flujo de Baja Tensión.....	49
Fig. 4.13 Diagrama del Flujo de Potencia.	50
Fig. 4.14 Interfaz visual del flujo de baja tensión	52
Fig. 4.15 Interfaz para modificar nodos de carga.....	55
Fig. 4.16 Interfaz para modificar Transformadores.....	56
Fig. 4.17 Interfaz para modificar líneas BT.....	58
Fig. 4.18 Red de Baja Tensión	59
Fig. 4.19 Visualización de resultados del flujo de carga y problemas identificados según criterio de la compañía.....	61
Fig. 4.20 Comportamiento aproximado de las Pérdidas respecto al factor de uso.....	63
Fig. 5.1 Ejemplo de circuito BT para aplicar flujo de potencia.....	67
Fig. 5.2 Esquema gráfico del circuito ejemplo en el software DigSilent.	67
Fig. 5.3 Transformadores en la zona de concesión de la compañía en Santiago.....	69
Fig. 5.4 Red Analizada de 11 transformadores	70

Fig. 5.5 Histograma del factor de utilización de todos los transformadores analizados.	71
Fig. 5.6 Transformadores y conductores subutilizados o sobreutilizados de los 11 transformadores	72
Fig. 5.7 Nodos de Carga con y sin problemas de tensión.....	73
Fig. 5.8 Regulación en circuitos de baja tensión	73
Fig. 5.9 Histograma de los tramos de la red.	74
Fig. 5.10 Red analizada con diagnostico de transformadores, líneas y nodos de carga	76

Índice de Tablas

Tabla 4-1 Definición de clase de clientes BT1	38
Tabla 5-1 Constatación de resultados entre el flujo en DigSilent y el modelo utilizado.	68
Tabla 5-2 Resultados del Flujo por Transformador	70
Tabla 5-3 Resultado mostrado por el programa realizado para el cálculo de pérdidas	75

1 Introducción

1.1 Introducción General

Las redes de baja tensión conforman la etapa final dentro de la cadena de abastecimiento de energía eléctrica, conectando finalmente a todos los clientes regulados, los cuales aunque tienen requerimientos individuales reducidos de potencia, en conjunto forman un bloque importante de demanda de energía eléctrica para el sistema de distribución.

El gran número de circuitos de baja tensión hace económicamente imposible contar con elementos de medición que monitoreen estas redes de forma continua, por lo que se emplean métodos indirectos que permiten predecir el comportamiento de los Transformadores de distribución MT (media tensión)/BT (baja tensión) y redes BT, especialmente para determinar el factor de utilización y de carga de estos. A través de estos métodos es posible verificar la operación del sistema de distribución de baja tensión de manera periódica, y anticipar situaciones que pueden poner en peligro la continuidad y calidad del servicio.

Por lo tanto una de las tareas de las empresas distribuidoras es realizar una planificación en el sistema de baja tensión, con el fin de dar un suministro de calidad que cumpla con la ley y deje satisfecho al cliente. Con ese objetivo se ha implementado un flujo de carga, que entrega información acerca de la demanda máxima a nivel de los transformadores de distribución, regulación de tensión de los circuitos BT y nivel de carga de los conductores.

1.2 Antecedentes

El presente trabajo de titulación fue realizado en una empresa de distribución que posee un sistema de Baja Tensión que consta tanto de elementos de tecnología obsoleta como equipamiento moderno de última generación. Debido a esto, el análisis del sistema completo se torna complejo y es necesario elaborar un análisis global para la mayoría de éste.

Con la evolución de los recursos computacionales y la disponibilidad los sistemas de información georreferenciada, se genera la posibilidad de aplicarlos sobre los sistemas eléctricos de baja tensión. La georeferenciación de todos los elementos de la compañía se presenta como una herramienta disponible para modelar las redes y realizar análisis de flujo de carga, específicamente en el sistema de baja tensión y donde sea posible obtener variables de interés para la totalidad del sistema de Baja Tensión.

A partir de los resultados de los flujos de potencia en el sistema de baja tensión es posible, además, calcular las pérdidas de potencia debidas a los transformadores y a los circuitos, por lo que es posible estimar las pérdidas no técnicas. Con lo anterior, la compañía puede orientar los planes de control de hurto.

Finalmente, el software a implementar, contribuirá a una mejor planificación y desarrollo en el sistema de BT de la región metropolitana.

1.3 Alcance

En el presente trabajo se pretende diseñar e implementar una herramienta para el análisis del sistema de baja tensión que permita ejecutar flujos de carga, cálculo de pérdidas y realizar proyectos como incluir nuevos transformadores, líneas, y cargas, entre otras funcionalidades. En la actualidad la Compañía posee un software en etapa preliminar y los resultados se entregan en forma tabular.

Para tener un dominio aceptable de los conocimientos necesarios a la hora de embarcarse en este proyecto, ha sido necesaria una preparación teórica de varios meses de estudio minucioso. Se ha trabajado el estudio de los sistemas de distribución como de las complementarias para una mejora en el análisis de las redes de BT que se pretende utilizar.

1.4 Objetivos Generales

- Diagnosticar los actuales métodos utilizados para calcular flujos de potencia por el programa de Baja Tensión empleado por la Compañía.
- Implementar una metodología para realizar una modelación adecuada de los clientes trifásicos del sistema de BT.
- Revisar, modificar e implementar algoritmos para un mejor diagnóstico de la red y desarrollos de proyectos.

1.5 Objetivos Específicos

- Revisar, depurar, actualizar y mejorar el actual software de la versión preliminar del Flujo de BT.
- Implementar un módulo de visualización de los resultados de flujo de potencia para la modificación y manejo de ésta.
- Modelar los clientes BT (BT1, BT2, BT3 y BT4) para el flujo de potencia y así obtener mejor análisis del sistema de baja tensión.
- Realizar modificaciones del sistema por medio de una interfaz gráfica para simular proyectos que involucran cambios en las variables eléctricas.
- Incorporar en la red las simbologías de los equipos involucrados en la red.
- Incluir en el software de flujo de potencia en baja tensión el cálculo de los coeficientes que relacionan el factor de uso del transformador con las pérdidas en la red, para apoyar el cálculo de las pérdidas en baja tensión
- Visualización de resultados mediante reportes, poder analizar diversos casos y con la capacidad de realizar búsquedas geográficamente en las redes de Baja Tensión.

1.6 Estructura de Trabajo

Este documento está compuesto por 5 capítulos, los cuales se describen a continuación.

El capítulo 1 se detalla los antecedentes, alcances, objetivos del trabajo.

El capítulo 2 se presentan las características y variables de interés de un sistema de distribución en Baja Tensión, además se detalla de forma global las metodologías y criterios empleados para la realización de la planificación en redes BT en la Compañía.

El capítulo 3 se presentan los distintos métodos de flujo de potencia y las razones por las cuales no se utilizan los métodos tradicionales para el flujo de carga del presente trabajo.

El capítulo 4 se describe detalladamente los algoritmos involucrados para realizar el flujo de potencia como la modelación de las cargas a partir de la energía facturada y tipo de tarifa de los clientes. También, se describen los análisis y proyectos que se pueden realizar con el software que se presenta en este trabajo.

El capítulo 5 se analizan los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología y los criterios definidos en los capítulos anteriores, obteniéndose la siguiente información para cada circuito BT:

- Regulación de tensión.
- Coeficientes que relacionan las pérdidas en circuito BT con el factor de uso del transformador.
- Factor de utilización en transformadores.
- Factor de utilización en líneas de baja tensión.

Finalmente en el Capítulo 6 se analiza el trabajo realizado desde el punto de vista de los objetivos planteados inicialmente, obteniéndose las conclusiones pertinentes. Además, se postulan posibles mejoras y/o adiciones que podrían realizarse en futuros diseños.

2 Sistema de distribución en baja tensión

En el siguiente capítulo se describe los elementos y características que poseen los sistemas de distribución. Se detallan las características generales de un sistema de distribución, los componentes de un sistema de distribución en baja tensión y variables de análisis para diagnosticar las redes.

Además, se muestran algunas características en datos porcentuales del actual sistema de baja tensión de la compañía, con el fin de identificar los puntos de mayor interés, las tecnologías empleadas y los criterios de planificación que se utilizan para el desarrollo de nuevos proyectos en la red BT.

2.1 Sistema de distribución

Los Sistema Eléctricos de Potencia se separan en etapas de Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.

La etapa de distribución comienza desde las subestaciones de AT(alta tensión)/MT que reducen la tensión a un voltaje adecuado (12kV o 23 kV) para la distribución local por medio de los alimentadores (MT), que abarcan una zona de espacio definido, a los clientes finales en MT y a los transformadores de MT/BT o de distribución, montados sobre postes, en casetas o cámaras subterráneas para transformar la tensión para los usuarios finales.

En la figura 2.1 se ve el proceso desde la generación hasta los usuarios finales, en los cuales se pueden conectar en media tensión, o a la red de baja tensión.

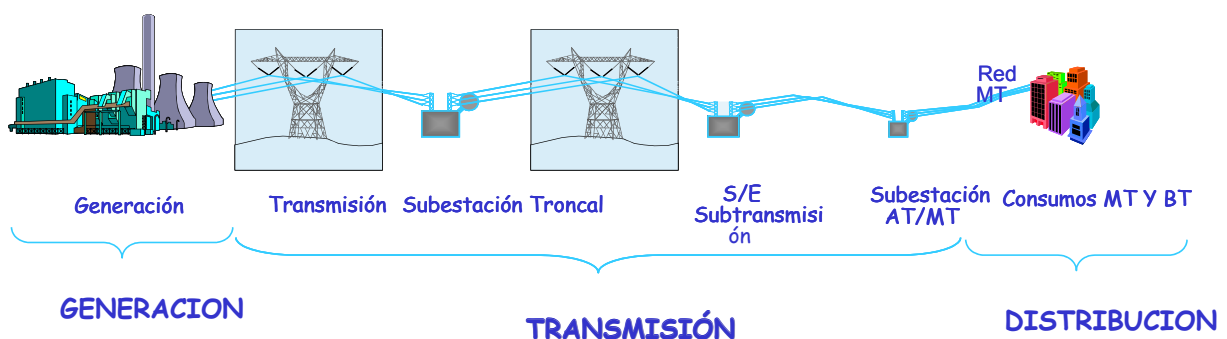


Fig. 2.1 Etapas que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia

2.2 Características del Sistema de distribución de Baja Tensión

En un sistema de distribución se puede distinguir:

- **Sistema de distribución primario o en Media Tensión:** con tensiones de funcionamiento típicas entre 12 y 23 kV, y con una característica muy radial. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión. En el caso chileno las tensiones a la salida de baja tensión son de 220 V entre línea y neutro y 380 V entre fases.)
- **Sistema de distribución secundario o en Baja Tensión:** operan a continuación de los anteriores y en la misma tensión de las redes de los clientes (380 y 220 V), y entregan la potencia y energía requeridas por los usuarios.

A continuación se explican las características que poseen los sistemas de distribución secundaria, elementos y las variables para su análisis.

2.2.1 Características Generales

Dentro de las características principales se encuentran:

- **Topologías por lo general radiales:** El flujo recorre un alimentador principal el cual proporciona de energía eléctrica a los consumos por medios de ramas. Se observa además que la corriente sigue solo un sentido a la carga final.
- **Conexiones de distintos tipos:** En estos sistemas se pueden encontrar distintos tipos de conexiones: trifásicas y monofásicas. En MT se encuentra en su gran mayoría conexiones trifásicas. En el sistema de BT se encuentran las más variadas conexiones. En su gran parte existe consumo monofásico debido a los clientes residenciales. Debido a esto los desequilibrios se aminoran haciendo una repartición equitativa de las cargas en las distintas fases.
- **Cargas de distintas naturalezas:** Otro punto a notar es la naturaleza de las cargas. Se encuentra comúnmente cargas de los tipos: residenciales, industriales, agroindustriales y comerciales. Cada uno de estos tipos tiene sus propias características de consumo.
- **Líneas sin transposiciones:** se tiene que en BT no existen transposiciones debido a que las líneas son de cortas distancias (menos de 500 m). Esta condición implica que las caídas de tensión debido a los acoplamientos sean desequilibradas.

2.2.2 Características de los Sistema de Distribución de Baja Tensión en Chile.

Desde el punto de vista de los sistemas de distribución en baja tensión en Chile se distinguen del MT y AT en los siguientes puntos:

- Cada sistema tiene una tensión nominal en el secundario del transformador de distribución de 220 V entre fase y neutro.
- Los clientes son regulados y poseen tarifas según su consumo, las cuales se especifican en el marco regulatorio [2].
- La mayor cantidad de clientes es residencial [7], por lo que tienen una curva de comportamiento de demanda similar entre ellos. Los demás clientes son comerciales, industriales, públicos y gubernamentales.
- Debido a la gran cantidad de circuitos BT, en el sistema solamente se mide la energía.
- El crecimiento del consumo es en general del tipo vegetativo, es decir, aumenta el consumo de los clientes ya conectados.

2.2.3 Elementos del sistema de Baja Tensión

A continuación, se explican los principales elementos en el sistema de baja tensión para modelarlos y realizar flujo de potencia adecuado. En donde se identifican los siguientes:

- **Transformador de distribución:** Corresponde al elemento que interconecta la red MT y la red BT, el cual suministra la potencia a los clientes de baja tensión.
- **Circuitos BT:** Corresponde a todos los cables o conductores que se conectan desde el transformador de distribución (MT/BT) y que conforman la red de distribución secundaria.
- **Acometidas:** Corresponde al conductor que va desde la red de distribución secundaria hasta el punto de conexión a la red (PCR).
- **PCR's:** El punto de conexión a la red corresponde al lugar físico donde el consumidor se conecta al sistema de baja tensión a través de la acometida. El punto de conexión a la red puede a su vez ser el mismo para varios clientes. Por ejemplo: un edificio.
- **Elementos de protección:** Corresponde al conjunto de elementos orientados a proteger el circuito BT de fallas. Estos van desde interruptores termo magnéticos de los consumidores, hasta el fusible de alta tensión del transformador.
- **Medidores:** Se utilizan de acuerdo a la tarifa elegida por el cliente, midiendo en la mayoría de los casos la energía en kWh de los clientes.
- **Clientes:** Consumidores finales que pueden ser residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público, edificios gubernamentales, entre otros.

La secuencia lógica de interconexión de todos estos elementos se observa en la Fig. 2.2

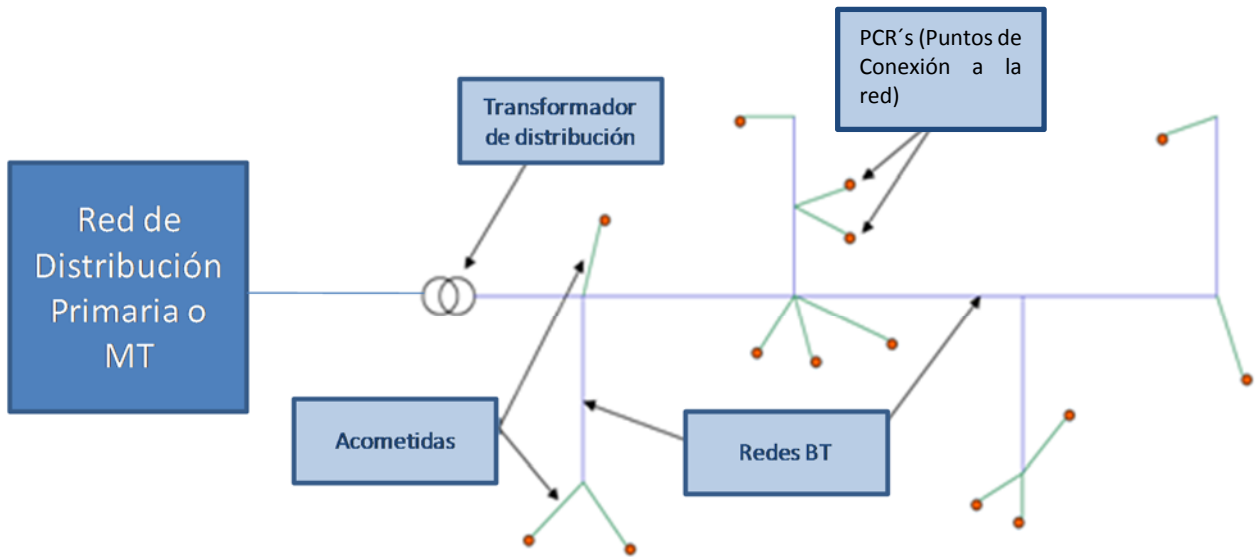


Fig. 2.2 Elementos principales de una red de distribución en Baja Tensión.

2.2.4 Tecnología utilizada

Para que se pueda abastecer con buena calidad el suministro de energía eléctrica, la compañía utiliza diversas tecnologías dependiendo de la densidad poblacional de la zona, aplicándose los elementos adecuados para cada situación las que se enumeran a continuación:

1.- Según tipo de montaje:

- **Aérea:** El montaje de los conductores se realiza al aire libre sobre postes. El costo de inversión es bajo comparado con el sistema subterráneo, además de ser ventajoso para la inspección de fallas y una mejor disipación del calor de los conductores. El transformador de distribución se encuentra montado en los postes y a la vista de acuerdo a la normativa de la compañía distribuidora.

En el sistema de distribución de Baja Tensión de la ciudad Santiago de Chile se utilizan tres tecnologías principales en líneas aéreas:

- **Distribución aérea normal (DAN):** Corresponde a una distribución trifásica en media tensión y baja tensión utilizando aluminio o cobre desnudo. Se utiliza un transformador de distribución secundario trifásico conectado en delta-estrella. Su

principal inconveniente radica en que es una red expuesta, que desde el punto de vista de operación trae inconvenientes por potenciales fallas.

- **Distribución aérea económica (DAE):** Corresponde a una distribución en media tensión monofásica, utilizando transformadores de distribución monofásicos pequeños de 5, 10 o 15 [kVA]. La red de distribución de baja tensión no es convencional, debido a que de cada transformador monofásico salen arranques directamente a los consumos a través de un conductor. Su uso está orientado principalmente hacia sectores específicos como alternativa al hurto de conductor y energía. Aunque es una instalación económica, requiere constante mantención, pero ya no se utilizan en nuevas instalaciones.
- **Distribución aérea concéntrica (DAC):** Corresponde a una distribución en MT trifásica, empleando transformadores trifásicos conectados en delta-estrella. La distribución en baja tensión se realiza utilizando un cable pre ensamblado de aluminio (CALPE), el cual contiene las tres fases y el neutro como se muestra en la Fig. 2.3

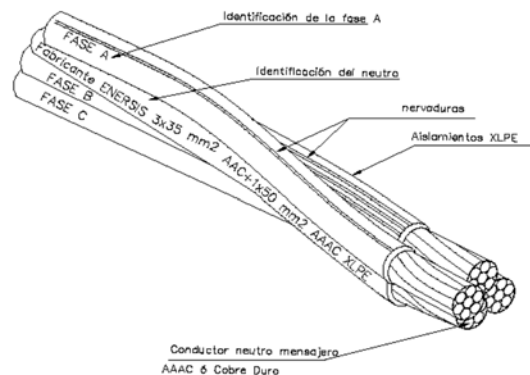


Fig. 2.3 Cable pre ensamblado utilizado en DAC.

- **Distribución Subterránea:** Este sistema se emplea para abastecer a sectores con una densidad energética alta. Aunque presentan una mayor confiabilidad y calidad de servicio, la inversión es varias veces mayor que los sistemas aéreos. Los transformadores y circuitos de baja tensión se encuentran en cámaras bajo el nivel de suelo. En este tipo de red, se determinan cables de sección apropiada de acuerdo con la carga que alimentarán, parten en diferentes direcciones, desde donde se encuentra conectado el transformador constituyendo los alimentadores secundarios.

2.- Según el tipo de transformador:

- **Monofásico:** Se alimentan por el lado primario a través de dos fases de un alimentador de media tensión, y se realiza la distribución secundaria a través de cable concéntrico hacia los usuarios finales.
- **Trifásicas:** Se alimentan por el lado primario a través de las tres fases de un alimentador de media tensión, y se realiza la distribución secundaria con las tres fases más un neutro creado a partir de la conexión delta-estrella del transformador de distribución.

3.- Según la configuración de los circuitos BT:

- **Radiales puras:** La distribución secundaria se realiza a través de un alimentador secundario principal con ramales hacia los consumos. La corriente tiene el mismo sentido desde el transformador de distribución hasta el último consumo. No existe respaldo entre transformadores contiguos.
- **Radiales con amarres:** Idénticamente al sistema radial puro, con la salvedad que los ramales secundarios pueden interconectarse entre ellos, pero no con ramales de otro transformador.
- **Enmalladas:** Sistemas del tipo anillo donde las redes de baja tensión de distintos transformadores de distribución se interconectan y se dan respaldo. Este caso se observa en el sistema empleado en el centro de Santiago.

Después de revisadas las tecnologías que se utilizan en el siguiente punto se procede a detallar las variables de análisis que el sistema requiere para entender su comportamiento.

2.2.5 Variables de análisis

Las variables que serán necesarias para realizar el análisis y así detectar problemas de la red de BT son:

Factor de utilización del transformador: Es la razón de la demanda del transformador sobre la capacidad de potencia que tiene el transformador. Por lo tanto el factor de utilización es

$$fu = \frac{D_{\max}}{S_{\text{nom}}} \quad (2.1)$$

En que:

- f_u : Factor de utilización
- D_{\max} : Demanda máxima consumida por todas las cargas conectadas al T/D, (kVA).
- S_{nom} : Potencia nominal del transformador, (kVA).

Aunque este factor es una medida de su grado de carga, y se supone que en condiciones normales de operación debe ser menor o igual a 1, en muchos casos, debido a que los transformadores pueden soportar una sobrecarga por un tiempo determinado, el factor de utilización puede ser mayor a la unidad lo que refleja que esta sobrecargado.

Factor de carga de un circuito BT: Es la razón de la demanda media en un periodo de tiempo sobre la demanda máxima ocurrida durante ese periodo. Por lo tanto el factor de carga es.

$$f_c = \frac{D_{\text{media}}}{D_{\max}} < 1 \quad (2.2)$$

En que:

- f_c : Factor de carga
- D_{media} : Demanda media requerida por todas las cargas conectadas al T/D en un periodo de tiempo T (kVA).
- D_{\max} : Demanda máxima requerida por todas las cargas conectadas al T/D en un periodo de tiempo T (kVA).

Un ejemplo del factor de carga de un transformador de distribución, calculado a partir de una curva de demanda en valores porcentuales se observa en la Fig. 2.4

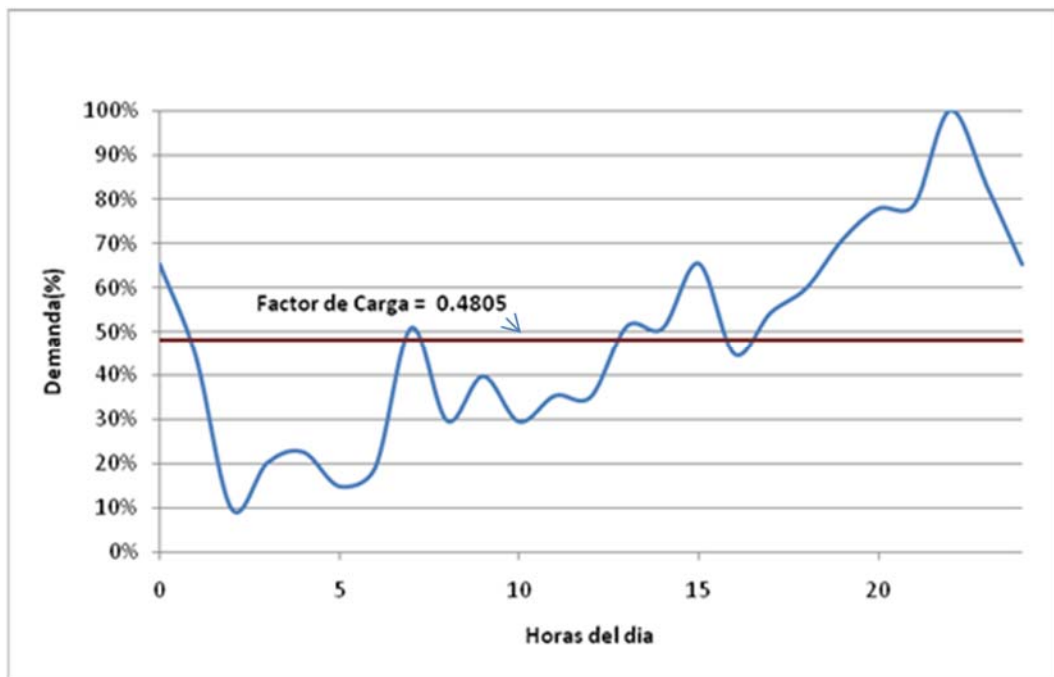


Fig. 2.4 Ejemplo del factor de carga de un transformador de distribución, observando su demanda de potencia en un periodo de 24 horas.

Cabe señalar que este factor de carga corresponde al visto desde el transformador, que por lo general será mayor que el factor de cada cliente.

Otra forma de expresar el factor de carga, que será utilizada en el análisis de la red de baja tensión, es a través del factor de carga anual, el que considera un período de tiempo de 8760 horas.

$$fc = \frac{E_{\text{anual}}}{D_{\text{max}} \times 8760} \quad (2.3)$$

En que:

- fc : Factor de carga.
- E_{anual} : Energía consumida en el periodo de 1 año (kWh)
- D_{max} : Demanda máxima requerida por todas las cargas conectadas al T/D durante el año (kW).

La ecuación (2.2) y ecuación (2.3) son equivalentes si el periodo de tiempo considerado es el mismo.

La regulación de tensión en el circuito BT: Determina la calidad de la magnitud dla tensión en un circuito BT. Por lo tanto la regulación de tensión es.

$$\text{reg} = \frac{V - V_{\text{nom}}}{V_{\text{nom}}} \times 100 \quad (2.4)$$

En que:

- reg : Regulación de tensión del circuito BT, (%).
- V : Es la tensión fase neutro a la salida en BT del transformador que alimenta el circuito BT, (V).
- V_{nom} : Corresponde a la tensión nominal que debe ser suministrado al cliente, y que se define en 220V fase-neutro por las características que tiene el sistema de distribución secundaria en Chile.

La regulación de tensión en un periodo se calcula para la condición más crítica, que generalmente ocurre cuando la demanda es máxima.

Factor de utilización de conductores BT: Corresponde al uso de los conductores utilizados en redes BT de acuerdo a la capacidad térmica de éstos, definida por el fabricante. Por lo tanto determinando la corriente es posible determinar si se encuentra sobrecargado según su capacidad térmica. Por lo tanto el factor de utilización de conductores es.

$$f_{u_{\text{conduc}}} = \frac{I}{C_T} \quad (2.5)$$

donde

- $f_{u_{\text{conduc}}}$: Factor de utilización del conductor.
- C_T : Capacidad Térmica del conductor en, A.
- I : Corriente que circula por el conductor, en A.

Pérdidas en transformadores de distribución: Corresponden a las pérdidas por potencia o energía que tiene un T/D, las cuales pueden ser descompuestas en dos tipos principalmente:

- Pérdidas en el cobre que dependen de la corriente al cuadrado
- Pérdidas en el hierro que dependen de la tensión al cuadrado.

Conociendo la condición de operación de cada T/D durante el mes, se calculan las pérdidas en el hierro y el cobre de acuerdo a la siguiente expresión (2.6):

$$P = P_{fe1} + P_{cu1} = P_{fe}V^2 + P_{cu}V^2 = P_{fe}V^2 + P_{cu}fu^2 \quad (2.6)$$

En que:

- P : Pérdidas por potencia, (W).
- P_{fe1} : Pérdidas debido al hierro del transformador, (W).
- P_{cu1} : Pérdidas debido al cobre del transformador, (W).
- V : Tensión en pu del transformador de distribución.
- I : Corriente en pu suministrada por el transformador de distribución.
- fu : Factor de utilización del transformador de distribución
- P_{fe} : Pérdidas en el hierro a tensión nominal, (W).
- P_{cu} : Pérdidas en el cobre a corriente nominal, (W).

Como la tensión suponemos que se mantiene medianamente constante en torno al valor nominal, las pérdidas en el transformador de distribución quedan reducidas a la expresión (2.7), cuyos términos son equivalentes a los empleados en la expresión (2.6).

$$P = P_{fe} + P_{cu} \times fu^2 \quad (2.6)$$

Las pérdidas nominales del hierro y del cobre en un transformador de distribución dependen de la capacidad, tensión, número de fases y su diseño entre otras características

Pérdidas por desbalance: Componente multiplicativo de las pérdidas de potencia y energía, que da cuenta del incremento de las pérdidas técnicas, producto del desbalance entre las fases. No se aplica a redes monofásicas.

Producto del desbalance de corriente presente en las redes de distribución de baja tensión, las redes experimentan pérdidas de potencia mayores que las calculadas empleando flujos de potencia equilibrados, tal como los empleados en el cálculo de los modelos de pérdidas en redes BT.

El factor de incremento en las pérdidas de potencia producto del desequilibrio de fases se define de acuerdo a la expresión (2.8).

$$F_{des} = \frac{\sum P_{p_des}}{\sum P_{p_eq}} = \frac{(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)}{\frac{(I_A + I_B + I_C)^2}{3}} \quad (2.7)$$

En que:

- P_{p_des} : Pérdidas de un circuito BT considerando la carga desbalanceada, (W).
- P_{p_eq} : Pérdidas de un circuito BT considerando la carga balanceada, (W).
- $I_{A,B,C}$: Corrientes de cada fase, (A).
- F_{des} : Factor de desbalance o de asimetría.

2.2.6 Tipos de Clientes y tarifas en Baja Tensión

En el sistema de baja tensión en Chile encontramos que es posible clasificar los clientes por tarifa debido a que cada una de ellas se caracteriza por un tipo de comportamiento en el consumo de energía eléctrica.

Los consumidores en BT son clientes regulados¹ y pueden elegir libremente entre las opciones tarifarias con sus limitaciones correspondientes. Estas opciones tarifarias de los clientes BT son: [2].

- BT1 son en su mayoría clientes residenciales, unos pocos comerciales e industriales, pero son sólo aquellos clientes cuya potencia conectada sea menor a 10 kW. Estos clientes son en su mayoría monofásicos
- BT2 son aquellos clientes con potencia contratada y medidor simple de energía, significa que pueden usar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el

¹ Los suministros a usuarios finales son aquellos cuya potencia conectada es inferior o igual a 2000 kW, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo N° 90 del D.F.L. N° 1/82[2].

período de la vigencia de dicha potencia contratada, que normalmente es de un año. Estos consumos pueden ser tanto trifásicos como monofásicos.

- BT3 esta opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor de energía y demanda máxima leída. Se entiende por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos. La mayoría de los clientes con esta tarifa son trifásicos.
- BT4 son para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico y demanda máxima contratada o leída en horas fuera de punta. La mayoría de los clientes con esta tarifa son trifásicos. En esta opción existen las siguientes tres modalidades de medición:
 - BT-4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
 - BT-4.2: Medición de la energía total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
 - BT-4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

A nivel de tarifa los clientes BT son en su mayoría BT1 y se distribuyen porcentualmente en comparación con los otros BT como se muestra en la Fig. 2.5:

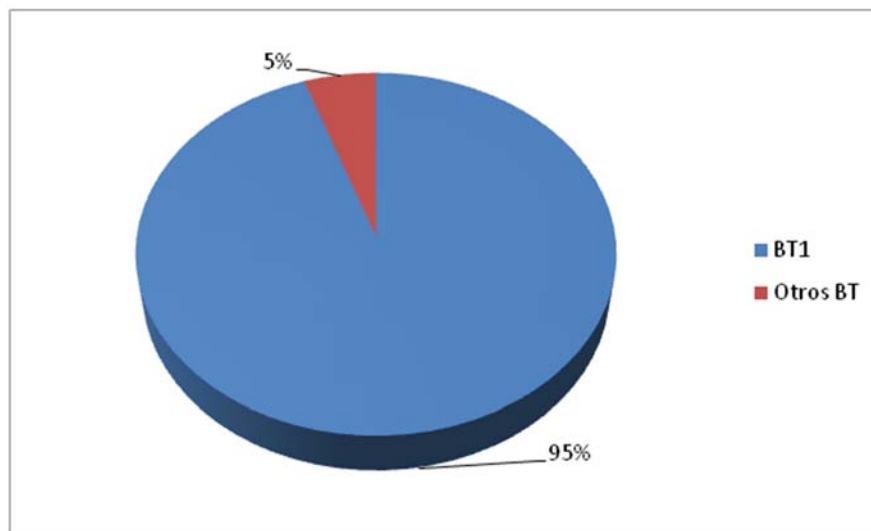


Fig. 2.5 Distribución de los clientes BT según Tarifa

Aunque la mayoría de clientes es BT1 el consumo de los otros clientes BT es significativo, debido a que en su mayoría es del tipo comercial y esto se puede apreciar claramente en la Fig. 2.6.

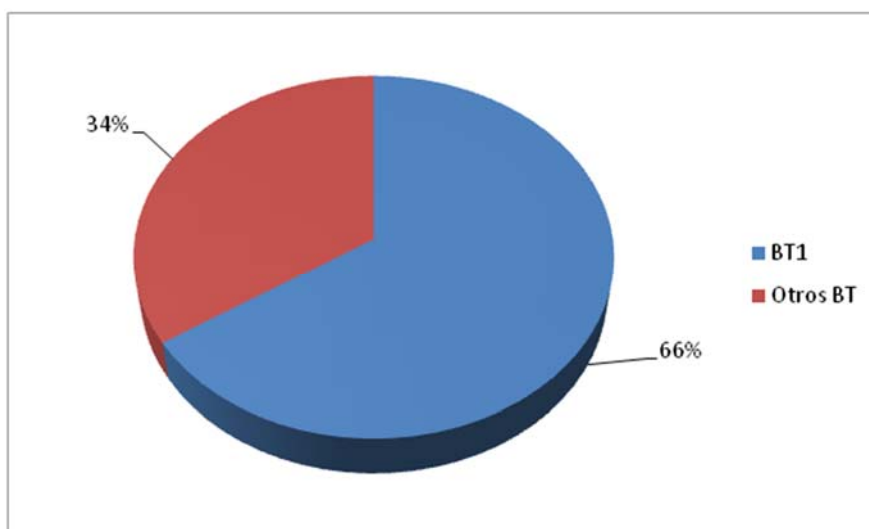


Fig. 2.6 Consumo de energía según tarifa

Al modelar el consumo a demanda máxima del sistema dependerá del tipo de tarifa de los clientes, por lo cual se dividirán en clientes BT1 y no BT1 para la modelación.

2.3 Criterios de Planificación de la red eléctrica de Baja Tensión

Los criterios de Planificación del sistema de Baja Tensión establecen cómo se debe abordar su expansión de manera que permita satisfacer la creciente demanda de energía y de esta forma determinar las inversiones que se realizarán en el sistema de Baja Tensión.

Los criterios se deben en su mayoría a que el Estado como ente regulador, impone criterios de calidad que deben ser tomados en cuenta, por lo cual son resumidos en los siguientes puntos.

2.3.1 Marco Regulatorio Chileno para Sistema de Distribución en Baja Tensión

En Chile, las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad son desarrolladas por el sector privado, siendo el Estado, solo un ente regulador, fiscalizador y subsidiario. Por lo que las empresas en general, tienen amplia libertad para decidir acerca de sus inversiones, comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento. [2]

2.3.1.1 Regulación de Tensión

Las Normas Internacionales y en particular el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, plantean las siguientes holguras con respecto al voltaje nominal en cualquier punto de conexión entre una empresa eléctrica y cada cliente en Baja Tensión (BT). Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el voltaje deberá estar dentro del rango de -7,5% a +7,5% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro. Se entiende por BT los voltajes nominales menores o iguales a 400 V entre fases.

Además, el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Chile establece que la caída de tensión provocada por la corriente máxima que circula por un conductor no debe exceder de un 3% de la tensión nominal de alimentación. Junto a lo anterior, establece que la caída de tensión en el punto más desfavorable de la instalación no debe exceder de un 5% de dicha tensión.

2.3.1.2 Interrupciones

Con respecto a las interrupciones, estas tienen una relación directa con la regulación de tensión debido a que en el DFL1 artículo 25 c) se establece que:

Se entiende por interrupciones:

"Las disminuciones de tensión de magnitud típica bajo el 10% dla tensión nominal, serán interrupciones de tensión clasificadas según lo siguiente:

- i. Momentáneas: de duración típica entre 0,5 ciclos y 3 segundos
- ii. Temporal: de duración típica entre 3 segundos y un minuto
- iii. Sostenida: de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica nula."

2.3.2 Proceso de planificación en Baja Tensión empleadas por la compañía.

El proceso de planificación consiste en simular los futuros requerimientos de demanda, calidad de servicio y situaciones de entorno, que presentarán los elementos que componen la red. Para detectar las vulnerabilidades, identificar las alternativas de solución y seleccionar aquellas que resulten más rentables. Donde la demanda proyectada es el factor más importante la cual depende de:

- **El crecimiento vegetativo:** corresponde al aumento del consumo de los clientes existentes, así como nuevos clientes cuyas demandas no provoquen un impacto importante en la demanda de las redes existentes
- **El crecimiento escalonado:** es la expansión del consumo cuya causa se explica por la incorporación de grandes clientes o por grupo habitacionales nuevos, es decir, este conjunto puede que represente una proporción de demanda importante en la red

Además se estudian en el proceso de planificación los antecedentes históricos con que cuentan la compañía como pueden ser [4]:

- Registros de interrupciones en transformadores de distribución por sobrecarga y desequilibrio.
- Registros de fallas clasificados por otras causas tales como: hurto, viento, ramas, etc.
- Registros de reclamos de clientes.
- Mediciones en los sectores con potenciales problemas de sobrecarga o de tensión.
- Planes de medidas en transformadores de distribución.
- Estudio de la situación actual de la red BT (niveles de carga y tensión)

Conociendo la demanda proyectada y los antecedentes históricos de la compañía, se procede a estimar el comportamiento de la red y se compara los resultados obtenidos de niveles de carga, niveles de tensión y calidad de suministro, con los criterios de riesgo técnicos aceptados para cada componente.

2.3.2.1 Criterios de Riesgo Técnico

Se indican a continuación los criterios de planificación de transformación MT/BT y redes de distribución BT

Transformación MT/BT

Los estudios de detección de necesidades de inversión en redes existentes en transformadores se realizan debido a:

- Transformadores de distribución con un factor de utilización mayor a 1: esto es debido al crecimiento de la demanda en donde se podrá instalar otro transformador o cambiar el límite de zona del transformador.
- Conjunto de transformadores de distribución con conectividad por medio de la red BT con un factor de utilización del conjunto menor a 0,4: se estudia realizar un traslado de uno o

más de las unidades de transformación que se encuentran, si es que no hay antecedentes de un crecimiento de la demanda en el sector subutilizado.

- Transformadores de distribución con un factor de utilización menor 0,2: se evalúa la posibilidad de trasladar el transformador, si es que no hay antecedentes de un crecimiento de la demanda en la red que abastece y si existe otro equipo que pueda abastecer la demanda del T/D subutilizado.

Además para la protección de los transformadores de distribución con el fin de evitar fallas debido al costo de los transformadores y el impacto que tiene una falla, se consideran elementos para su protección:

- Sobrecarga: Fusibles o interruptor termo magnético.
- Cortocircuito: Fusible en MT.

Circuitos de BT

La mayoría de las redes son aéreas y para futuros proyectos sólo se instalan redes subterráneas cuando:

- Existen ordenanzas municipales que lo exigen.
- En zonas de alta densidad que impiden técnicamente construir redes aéreas (espacios físicos, conductores, transformadores).
- Por solicitudes específicas de clientes.

Además, no se admite sobrecarga en los conductores de la red BT, tanto aéreos como subterráneos. Por lo cual los criterios para determinar el cambio de un conductor por otro de mayor sección son los siguientes:

- Ampacidad, especialmente para el caso de cable subterráneo, aportado por el fabricante o la norma de construcción.
- Límite de regulación de tensión, refuerzos en donde los clientes superan una regulación de 7,5 %, considerando tensión nominal en el cabezal del circuito BT.
- Límite dado por la capacidad de respaldo entre redes y transformadores.
- Conveniencia económica de la operación como la disminución de las pérdidas técnicas.

Los circuitos BT que se proyecten deberán quedar, en lo posible, interconectados con otras líneas de zonas de distribución diferentes pero de la misma tensión, a través de límites de zonas, quedando con la misma secuencia de fases.

Para ver cuáles son las secciones de cable a usar en una red, deberá considerarse toda la potencia del transformador que alimenta la red para la salida o salidas de otros transformadores. Para aquellos casos en que la capacidad de transporte sea sobrepasada, las redes se instalarán conectadas en paralelo.

Se utilizará sección uniforme en toda la red, pudiendo sacar derivaciones con secciones inferiores, especialmente en pasajes sin salida.

Lo anterior se debe a los siguientes aspectos cualitativos:

- El cambio de sección generalmente trae consigo el corte del conductor principal generando una unión eléctrica y con ello un futuro punto de falla. Por lo anterior se deben disminuir al máximo los cortes de conductor en redes con cable pre ensamblado.
- La variación del costo entre secciones no es muy significativa.
- Posibilita la intercalación de transformadores sin realizar cambios en el conductor, solo de límites de zona.
- La inversión total considerando el cambio del conductor por uno de mayor sección normalmente es de un costo mayor que construir inicialmente con el conductor de mayor sección.
- Disminución de pérdidas, regulación de tensión e incidencia de robo de cable en la zona.

2.4 Resumen del Capítulo

En este capítulo se definieron los elementos que se considerarán para el modelo de flujo de carga, las variables para el análisis de la red de Baja tensión. Además, se presentaron los antecedentes principales de la compañía y la tecnología utilizada en las redes de baja tensión.

Se explica también el procedimiento de planificación utilizado en el sistema de baja tensión por la Compañía, con el fin de aplicar los criterios establecidos, en el desarrollo de las utilidades necesarias del software y simular los posibles proyectos que se puedan realizar en la red BT.

3 Flujo de potencia para sistemas de distribución

En un sistema eléctrico de distribución el estudio más importante es el flujo de potencia. El problema del flujo de potencia consiste en calcular las tensiones en los nodos del sistema y el flujo de potencia en las líneas. Por lo tanto se necesita conocer las condiciones de las cargas y los niveles de tensión en los transformadores.

Existen algoritmos para el cálculo del flujo de potencia basados fundamentalmente en los siguientes métodos:

- Gauss-Seidel,
- Newton-Raphson completo
- Newton-Raphson desacoplado (desacoplado y desacoplado rápido) [11].

Sin embargo, estos algoritmos han sido elaborados para un mejor análisis en sistemas de transmisión, y principalmente enmallado.

En los sistemas de distribución se aprovecha la topología radial y en base a esta característica es que se han desarrollado otros métodos que se mencionan más adelante en este trabajo.

3.1 Métodos Tradicionales

Los métodos tradicionales no arrojan buenos resultados al ser aplicados en sistemas de distribución [11]. A continuación se mencionarán las principales desventajas que existen ante los sistemas de distribución.

- **Gauss Seidel:** Gauss Seidel se caracteriza por ser insensible a las tensiones iniciales, esto debido a la matriz de admitancia. Pero no se puede aplicar en sistema radiales debido a su lenta convergencia, por la existencia de una matriz de Admitancia rala o dispersa, esto es que la característica radial del sistema lleva a que en la diagonal de la matriz se obtengan valores pequeños. Las tensiones de cada interacción son inversamente proporcionales a la matriz de admitancia y se producirán grandes variaciones en la tensión haciendo lenta la convergencia.
- **Newton Rhapsion:** los métodos de Newton Rhapsion se conocen por la convergencia cuadrática (por lo cual es rápida). Sin embargo los problemas en sistemas radiales en el

Newton Rhapsod completo es que se requiere invertir para cada interacción la matriz Jacobiana que es 4 veces mayor que la matriz de admitancia utilizada en el Gauss Seidel y además el Jacobiano también es rala, lo cual hace que el proceso también se ralentice.

- **Newton Rhapsod desacoplado (desacoplado y desacoplado rápido):** Las versiones desacopladas tiene un número de aproximaciones que simplifica el Jacobiano .Pero estas aproximaciones son debido a que se considera que la razón X/R es alta, lo cual en sistema de distribución radial en la mayoría de los casos no sucede debido a que esta razón es cercana a la unidad o X es mayor que R, lo cual hace al método de Newton Rhapsod desacoplado el menos idóneo para sistemas radiales.

En conclusión, los resultados no satisfactorios de los métodos tradicionales de flujo de potencia son causa de las características ya mencionadas de los sistemas de distribución (especialmente por la topología radial y el amplio rango de la razón X/R). Por eso empresas distribuidoras utilizan frecuentemente métodos de análisis simplificados que satisfacen sus requerimientos.

3.2 Métodos para Sistemas radiales

Como se indicó los métodos tradicionales Gauss Seidel y Newton Rhapsod no arrojan buenos resultados cuando son aplicados en redes de distribución. Los métodos de flujo de potencia radial especializados para los sistemas de distribución radial son solo extensiones del método iterativo de Gauss Seidel, siendo los más usados:

- Método de escalera.
- Método de suma de potencia.
- Método de suma de corriente.

En este Trabajo de Título se utiliza el método de suma de corrientes debido a que se conocerá en el momento de aplicar el flujo la tensión trifásica en el nodo fuente, la potencia de todas las cargas, y también los parámetros y el modelo matemático de las líneas.

3.2.1 Método de suma de Corrientes.

Este método es un método de flujo de potencia radial iterativo con barrido hacia atrás¹ y adelante² Para poder aplicar este método deben ser enumerados los nodos empezando desde el nodo fuente³

¹ Barrido hacia atrás: desde el nodo 1 hacia el nodo 9 y 8 tomando como referencia la Fig. 3.1

² Barrido hacia adelante: desde el nodo 9 y 8 en la última etapa hacia el nodo 1 tomando como referencia la Fig. 3.1.

³ Nodo fuente (Slack): es aquel nodo que entrega potencia (en caso de baja tensión será el transformador).

y después todos los nodos de carga⁴. Las ramas de una etapa solamente serán reenumerados después que todas las ramas de las etapas anteriores conforme a lo ilustrado en la Fig. 3.1

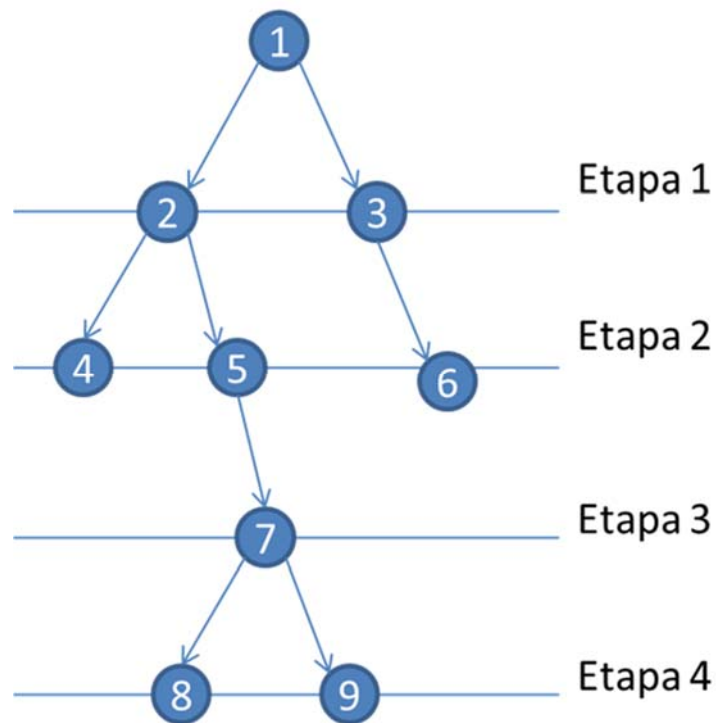


Fig. 3.1 Enumeración de las ramas de un sistema de distribución radial

El método se describe a continuación:

- Paso 1: Asignar la tensión requerida al nodo fuente y asignar la tensión a todos los nodos de carga del sistema.
- Paso 2: Calcular la inyección de corriente a cada nodo de la red, (conociendo la demanda se supone la tensión) de acuerdo a la siguiente ecuación

$$I_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{V_i^{(k-1)}} \right)^* - Y_i V_i^{(k-1)} \quad (3.1)$$

⁴ Nodo de carga: es aquel nodo que demanda o retira potencia (en caso de baja tensión sería un conjunto de clientes)

En que

- S_i : Es la inyección de potencia en el nodo i .
 - V_i : Es la tensión en el nodo i .
 - Y_i : Es la admitancia de todos los elementos shunt conectados al nodo i .
 - k : Es el contador de iteraciones.
- Paso 3: Partiendo de las ramas de la última etapa en dirección al nodo fuente, las corrientes son calculadas en cada rama haciendo la suma de corriente del propio nodo con la corriente de todos las ramas que derivan del mismo nodo, o sea:

$$J_l^{(k)} = -I_j^{(k)} + \sum_{m \in M} J_m^{(k)} \quad (3.2)$$

En que

- J_m : Son los flujos de corrientes en la sección del alimentador m
 - M : Es el conjunto de ramas conectadas al nodo j
 - k : Es el contador de iteraciones.
- Paso 4: Partiendo del nodo raíz y progresivamente avanzando para las últimas etapas, se calcula la nueva tensión de cada nodo. Para poder hacer esto es necesario conocer la tensión del nodo anterior. Para el nodo raíz se asume un valor predeterminado en el inicio del proceso iterativo (tensión de referencia). Se pueden calcular los tensiones en los nodos de la siguiente forma:

$$V_j^{(k)} = z_l^{(k)} J_l^{(k)} \quad (3.3)$$

- Paso 5: Para probar la convergencia del algoritmo se calcula la máxima diferencia de tensión por fase entre dos iteraciones seguidas. Si esta diferencia es menor que una tolerancia límite predefinida (Criterio de convergencia), el proceso finaliza el flujo; caso contrario, se regresa al paso 2.

3.3 Resumen del capítulo

En este capítulo se justificó el no uso de métodos tradicionales de cálculo de flujo de potencia debido a su lenta convergencia y suposiciones que no son aplicables a las redes de baja tensión.

Además se presentan métodos para sistemas radiales indicando que el utilizado en este proyecto es el “Método de suma de Corrientes”.

Se explica también el método de suma de corriente paso a paso indicando cálculos utilizados y criterio de convergencia.

4 Descripción del método y algoritmo computacional utilizado para los proyectos y modelamiento de la red de Baja Tensión.

Este capítulo presenta además una propuesta para determinar sobrecargas en transformadores, regulación de tensión, pérdidas y estrangulamiento de conductores para todos los circuitos de baja tensión que se encuentren correctamente georreferenciados.

Se sabe que para aumentar la eficiencia de las compañías distribuidoras, se hace necesario conocer el comportamiento en la red de BT tanto a corto plazo como a largo plazo.

Simular las redes de baja tensión no resulta sencillo, debido a que se necesita para analizar la red una gran cantidad de información. Por esta razón se necesita observar su comportamiento frente a su crecimiento (vegetativo o escalonado).

Para realizar estas estimaciones se necesita contar con modelos del sistema en baja tensión y metodologías que permitan calcular las variables eléctricas de interés. Es decir, se debe elegir un modelo que aunque simple debe ser representativo para nuestros fines, para determinar mediante los resultados las necesidades de inversión en transformadores MT/BT y redes BT que se requieren.

Por lo cual debemos disponer de bases de información que contengan todos los atributos que se requieren para obtener los datos físicos del sistema y finalmente determinar el uso de las instalaciones, problemas de pérdidas, estrangulamientos de conductores y regulación.

Para esto a continuación se detallará el procedimiento utilizado para obtener bases consolidadas, la asociación georeferenciada de la información, las metodologías para obtener flujos de carga en redes BT y los parámetros que permiten evaluar el uso de las instalaciones.

4.1 Procesamiento de los datos obtenidos de la compañía

El diagrama global de los procesos realizados para obtener la información para ejecutar el flujo de carga se muestra en la Fig. 4.1

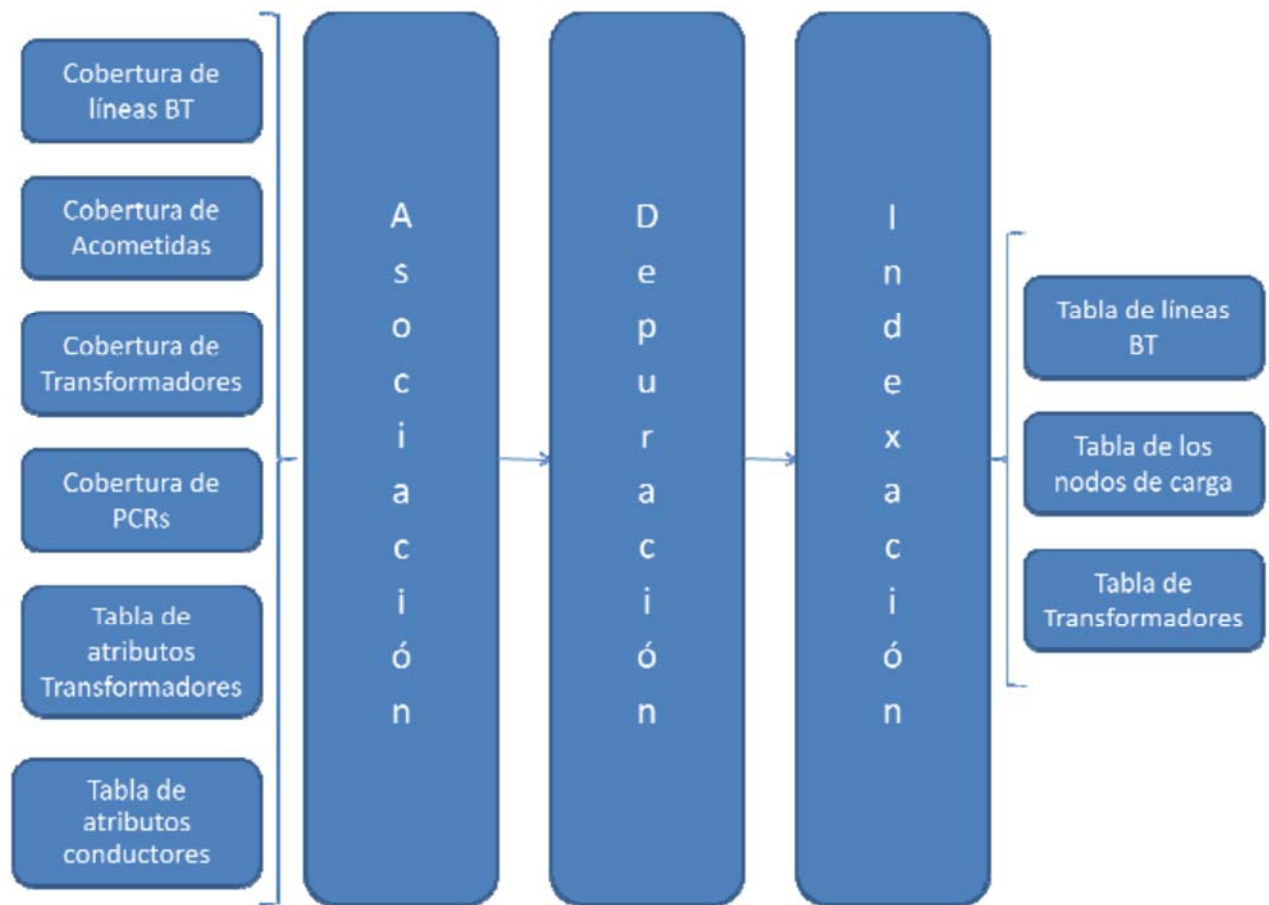


Fig. 4.1 Diagrama de procesos para consolidar los datos necesarios para el flujo de carga.

Asociación: Las bases de datos se relacionan unas con otras con el fin de obtener una correspondencia entre los elementos de un circuito BT, es decir, identificar los conductores, nodos y PCR's que pertenecen a cada transformador. Cabe decir que estas asociaciones son de tipo directa (por etiquetas comunes) y geográficas (distancia entre elementos).

Depuración: Las bases contienen información errónea en algunos casos, por lo que es necesario eliminarla. Por ejemplo aquellos transformadores que no tienen conductores o clientes asociados.

Indexación : Para que el flujo de potencia de baja tensión pueda acceder más eficientemente a las tablas que contienen la información de los elementos, se realiza una Indexación de las tablas, es decir, se ordenan y se establecen las referencias de cada circuito con el respectivo índice en las distintas tablas.

4.1.1 Descripción de los datos georreferenciados.

En la compañía se cuenta con un sistema de información georreferenciada que contiene los principales elementos que componen el sistema de distribución. En el caso del sistema de baja tensión se dispone de las siguientes capas de elementos tales como:

- Transformadores MT/BT.
- Líneas BT.
- PCR.
- Postes.

Cada capa georreferenciada presenta las siguientes características:

- Ubicación Geográficas en coordenadas UTM
- Atributos de cada elemento. Por ejemplo: potencia nominal de un transformador, capacidad de los conductores, clientes asociados a cada transformador, etc.

El sistema de baja tensión, contiene una gran cantidad de información, la cual será utilizada como base para obtener las propiedades eléctricas de los elementos que componen la red BT. En la Fig. 4.2 se observa la representación de una parte del sistema de baja tensión.

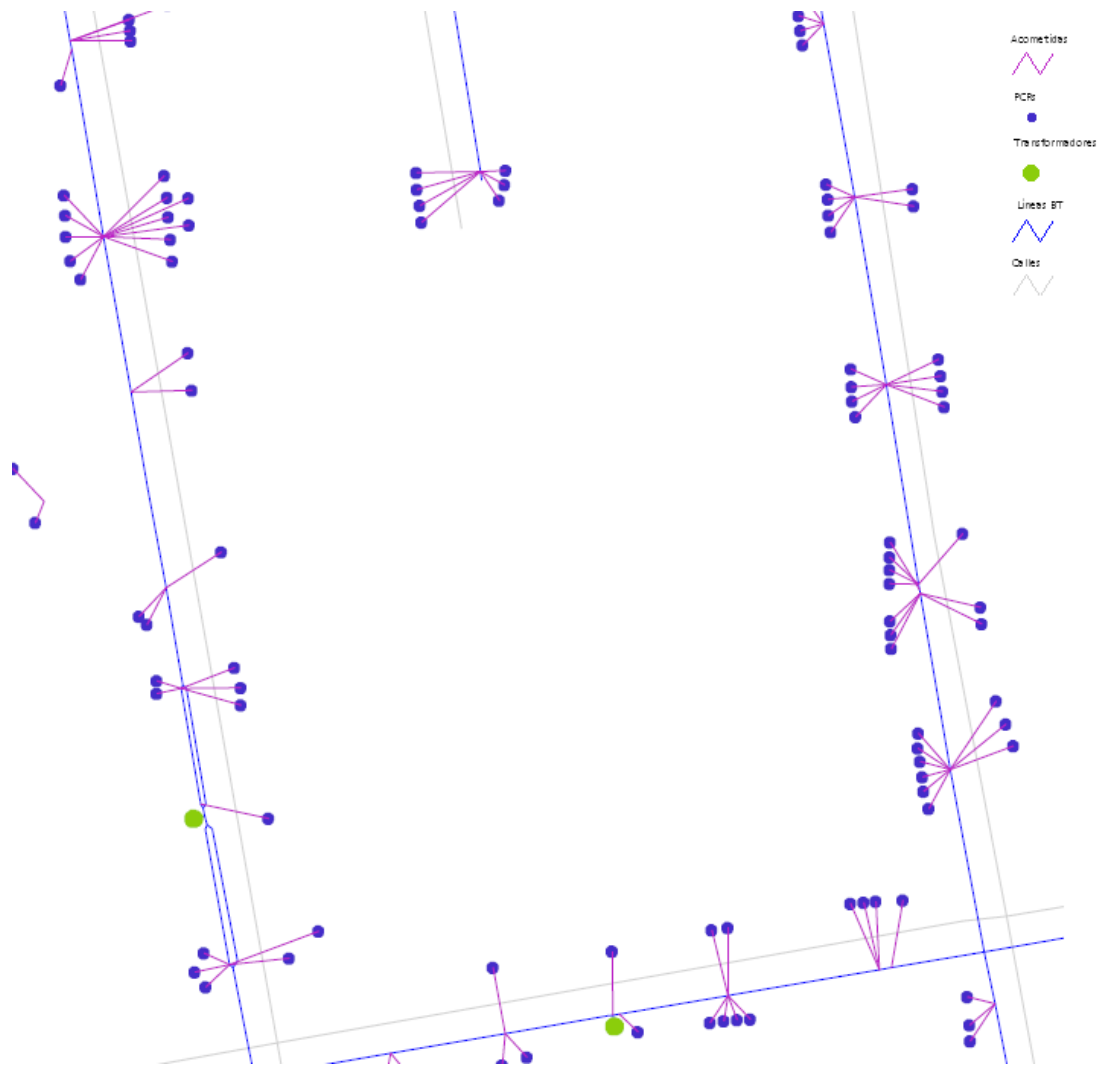


Fig. 4.2 Elementos de la red de baja tensión representados gráficamente en ArcView

En la Fig. 4.2 se observan los elementos de la red donde los transformadores están en verde y los PCR en azul, además se diferencia las líneas de baja tensión en color azul y las acometidas están en color rosa.

4.1.2 Bases de información

Las bases de información para obtener los datos necesarios del sistema para así analizar el estado y los riesgos de la red frente a cambios de demanda o de instalaciones son las siguientes

- Bases con información de los elementos de la red:
 - Capa georeferenciada de:

- nodos BT.
- de redes BT.
- de transformadores de distribución MT/BT.
- de PCR (Punto de conexión a la red).
- de acometidas.
- Base de clientes masivos, con información sobre el consumo de energía mensual, demanda máxima leída hora punta y fuera de punta para los clientes BT3 y BT4.3, potencia conectada para todos los clientes y PCR asociado a cada cliente.

A partir de toda esta información se realiza los procedimientos indicados en la Fig. 4.1, cuya finalidad es preparar la información para ser utilizada por el flujo de potencia de baja tensión.

El procedimiento de asociación de las bases de datos, se resume en los siguientes puntos:

- Asociación
 - de las capas georreferenciadas de Transformadores MT/BT y Redes BT
 - de las capas georreferenciadas de PCR's a las redes BT
 - de las capas georreferenciadas transformadores MT/BT a los PCR's.
 - de las bases de energías mensuales por cliente con la cobertura georreferenciadas de los PCR's.

Con la asociación de los datos se obtiene la cantidad de:

- PCR's con sus respectivos clientes asociada a cada transformador MT/BT
- Líneas BT asociada a cada transformador MT/BT

Luego se deben filtrar lo posibles errores que se encuentren en la información dada; estas bases se filtran según los siguientes criterios:

- T/D sin ningún cliente asociado.
- T/D sin redes asociadas.
- T/D cuya energía anual sea cero.
- Redes que geográficamente no se encuentren unidas galvánicamente, pero que en la realidad si lo están. Esta corrección es muy importante, debido a que errores de este tipo influyen de manera significativa en los resultados que entregue el flujo.

Después, se debe indexar la información requerida para ser más eficiente el acceso a las tablas finales, es decir, se ordenan y se establecen las referencias de cada circuito con el respectivo índice de las distintas tablas.

Finalmente, se obtienen 4 tablas de datos que contiene

- Transformadores
 - N° de fases: trifásico o monofásico.
 - Tensión Nominal en BT (220 Vfn).
 - Capacidad Nominal.
 - Energía Anual de cada T/D.
 - N° de Clientes de cada T/D.
 - Nomenclatura utilizada por la empresa de cada T/D
- redes BT
 - Sistemas aéreos o subterráneos.
 - Tipos de Conductores.
 - Capacidad Térmica de los Conductores.
 - Longitud de redes BT por tipo de conductores.
 - Resistencia e Inductancia
- PCR's
 - N° de Clientes monofásicos por PCR
 - N° de Clientes trifásicos por PCR
 - Demanda leída por PCR (Demanda leída de los clientes trifásicos).
 - Energía anual de clientes monofásicos y trifásicos por PCR.
- Clientes
 - PCR Asociado a cada cliente.
 - Transformador asociado a cada cliente.

Finalmente a partir de las bases de Transformadores MT/BT, Redes BT, PCR's o cargas BT se pueden obtener los datos Físicos del Sistema y determinar el comportamiento eléctrico del sistema de baja tensión.

4.2 Demanda de Potencia en el Sistema BT.

Para obtener la demanda eléctrica de cada PCR se utiliza la expresión (2.3), que expresa que a partir de la energía, y conociendo el factor de carga, se establece la demanda máxima en cada cliente. Por lo tanto, a partir de la energía facturada de los clientes masivos, y aplicando un factor de carga correspondiente a cada cliente, se determina la demanda máxima registrada en el transformador y su correspondiente factor de uso.

El factor de carga en el modelo realizado se obtiene, según tipo de tarifa:

- Clientes BT1
- Clientes no BT1

4.2.1 Factor de carga clientes BT1

La población de clientes masivos está conformada por clientes de categorías residenciales, comerciales e industriales principalmente, sin embargo, es posible distinguir en cada categoría niveles de consumo diferentes. Además se puede clasificar el consumo eléctrico de los clientes masivos según su tarifa.

Cada tipo de tarifa tiene un comportamiento según el tipo de consumo de los clientes. Por ejemplo los clientes BT1, son esencialmente de consumo monofásico y clientes residenciales, por lo cual la máxima demanda se presenta en hora punta¹.

Los clientes BT1 solo cuentan con medidores registradores de energía, a los cuales se les realiza una lectura mensual en periodos comprendidos entre 27 y 33 días. Por lo tanto, a partir de la energía facturada de los clientes BT1, y aplicando un factor de carga, se determina la demanda máxima registrada en el transformador por parte de los clientes BT1.

El modelo para los clientes BT1, se basa en que a partir de la energía y conociendo el factor de carga, se establece la demanda máxima del transformador de distribución. Por lo tanto, a partir de la energía facturada de los clientes BT1, y aplicando un factor de carga correspondiente al sector de suministro, se determina la demanda máxima registrada en el transformador y su correspondiente factor de uso. [16]

¹ El horario se extiende entre las 18:00 y las 23:00 horas entre los meses de abril a septiembre. Este periodo se caracteriza por el alto consumo de potencia en la red eléctrica.

El factor de carga de cada cliente BT1, se calcula de acuerdo a un estudio realizado por la compañía [16], en el cual clasifican el consumo de los clientes BT1 en 4 tipos según energía consumida y estratos como se muestra en la Tabla 4.1.

Clase	Energía Mínima kWh	Energía Máxima kWh
1	0	110
2	110	150
3	150	300
4	300	>300

Tabla 4.1 Definición de clase de clientes BT1

Para cada una de las cuatro clases de clientes, se realiza un procedimiento que agrupa aleatoriamente un número n clientes del mismo tipo, determinando su factor de carga conjunto. Cada tipo tiene un factor de carga

Para obtener las curvas representativas del factor según tipo de cliente y número de clientes son modeladas por la siguiente ecuación

$$f(i,nc) = \begin{cases} k_1 \log(nc) + k_2, & nc < nc1 \\ A \cdot nc + B, & nc \geq nc1 \end{cases} \quad (4.1)$$

En que:

- $fc(i,nc)$: factor de carga según tipo de cliente y número de clientes.
- i : tipo de clientes
- nc : número de clientes.
- $nc1$: límite de número de clientes en donde la curva del factor de carga se empieza a comportar de manera lineal

Y la función representada en la Fig. 4.3 muestra que cuando se llega o sobrepasa los $nc1$ clientes el factor de carga se empieza a estabilizar.

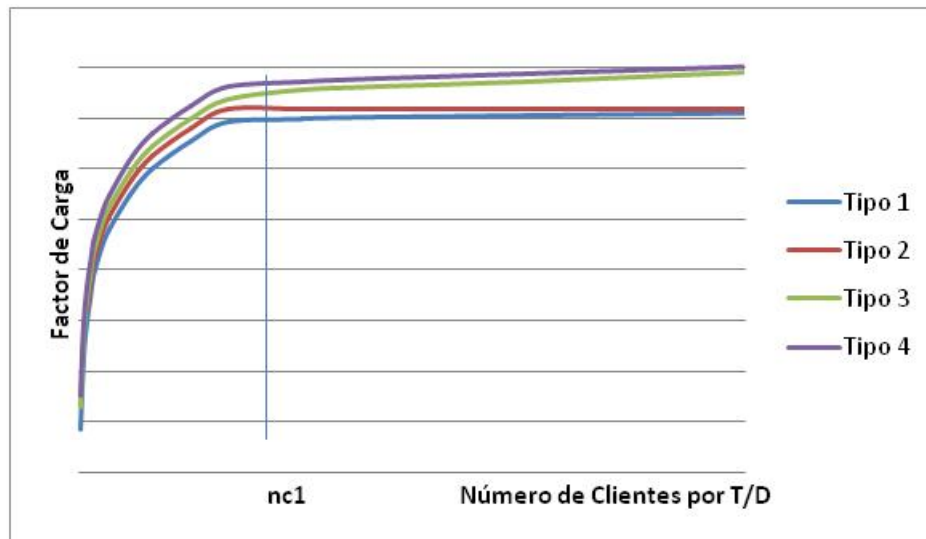


Fig. 4.3 Curva de Factor de Carga por tipo de cliente y según número de clientes que tenga el T/D.

Como se observa en la Fig. 4.3 a medida que el número de clientes crece, el factor de carga del T/D tiende a un valor que depende del tipo de clientes que estén conectados al transformador en particular.

Este modelo de factor de carga se utiliza para el modelo de carga de cliente BT1 y se ocupa como base para el análisis de flujo de carga.

4.2.1.1 Metodología de asignación del factor de carga cliente BT1

Con las curvas del factor de carga en función del número y tipo de clientes, se realiza el siguiente procedimiento:

1. Cada cliente del año, se clasifica según el tipo definido dependiendo de la energía anual consumida para establecer su condición de consumo.
2. Como se conoce qué cliente está conectado a cada transformador, se agrupan los clientes de cada T/D calculando el porcentaje para cada transformador de los 4 tipos de clases de clientes definidos.
3. Se escoge la curva de factor de carga para cada transformador según su porcentaje mayoritario de cada clase de cliente, que por cierto, tenderá a un valor debido a que se supone que los consumidores de un mismo sector tienen una situación socioeconómica similar.
4. Con la curva escogida, y conociendo el número de clientes asociada a cada T/D, se determina el factor de carga medio asociado al circuito correspondiente al T/D. Por lo

tanto, si se desea conocer la demanda diversificada de cada cliente correspondiente al circuito asociado se aplica el factor de carga antes descrito.

4.2.2 Estudio del factor de cargas para clientes no BT1

Los cliente no BT1 son en su mayoría comerciales y de consumo trifásico por lo cual la demanda máxima de estos tipos de clientes no se encuentra en horario punta y su comportamiento durante el día es en general plana entre las 8 y las 18:00 debido a que como establece en el capítulo 2.2.6 las tarifas de estos clientes son con potencia contratada o demanda máxima leída en hora punta y fuera de punta o combinación de ambas.

El comportamiento de clientes no BT1 se puede apreciar en la siguiente gráfica Fig. 4.4 correspondiente al consumo visto desde un transformador de distribución, el cual su mayoría de clientes son no BT1.

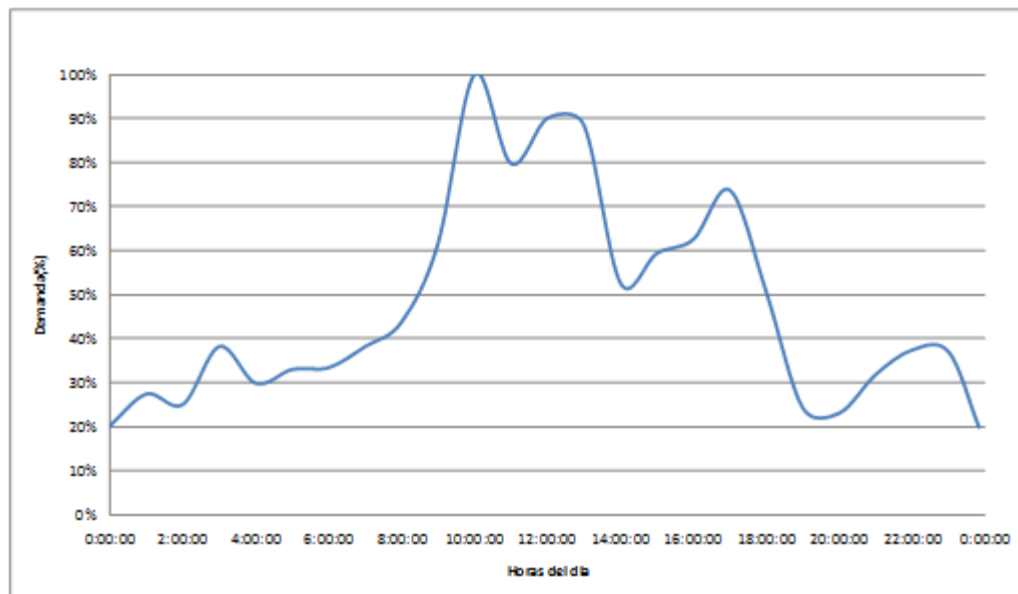


Fig. 4.4 Demanda de un T/D de distribución con respecto a su demanda máxima

Si observamos la Fig. 4.4, se tiene que la demanda del T/D se asimila al consumo de un sector industrial.

Los clientes no BT1 son en su mayoría comercial e industriales y se componen por clientes con tarifa BT2, BT3 y los BT4 con sus derivados los cuales según cantidad de clientes se separan de la siguiente forma. (Fig. 4.5 y Fig. 4.6).

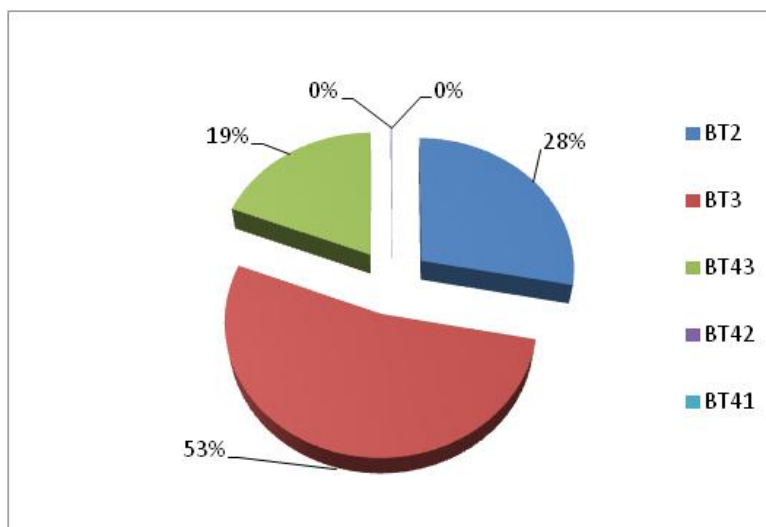


Fig. 4.5: Clasificación de los clientes no BT1 por tipo de Tarifa

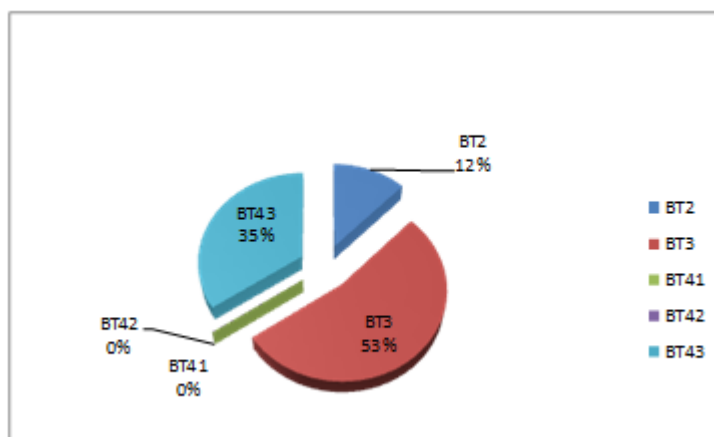


Fig. 4.6: Clasificación de la energía consumida de los no BT1 por tipo de Tarifa

Debido a que los clientes BT41 y BT42 son el 0,09% de los clientes en el sistema BT y no representan un consumo de energía considerable, no se analizaran y nos enfocaremos en el comportamiento de los clientes BT2, BT3 y BT43.

Para asignar la estimación de demanda a los clientes no BT1 se realizó una modelación distinta a los clientes BT1 según su tarifa. Debido a que un cliente residencial consume de distinta forma que uno comercial o industrial.

Se comenzará observando los valores comunes que den factor de carga entre energía consumida y demanda leída o potencia conectada según los datos que se posean de los clientes

4.2.2.1 Clientes BT2.

Se analizaran los clientes BT2 que son aquellos con potencia contratada, los cuales, en el análisis hecho en la memoria anual de la compañía [16], los clientes BT2 se separan esencialmente entre clientes de consumo municipal (edificios municipales y alumbrado público) y de consumo comercial.

Si se calcula el factor de carga de los clientes BT2 con la potencia contratada se obtiene el histograma que se observa en la Fig. 4.7

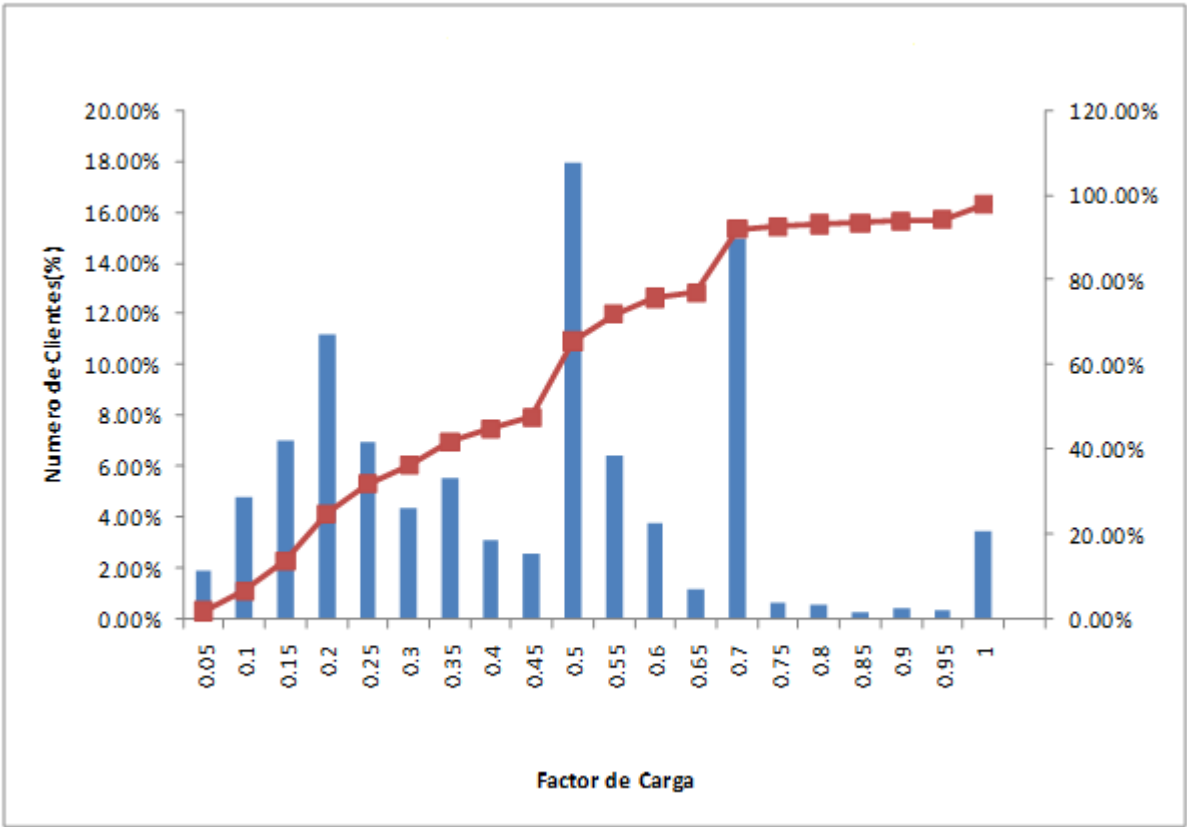


Fig. 4.7 Histograma del Factor de carga de Clientes BT2

Se observa que el 81 % de los clientes está entre los factores de carga 0,2 y 0,7 por lo cual se considera este como un rango razonable para los clientes BT2.

4.2.2.2 Clientes BT3.

Los clientes BT3 son aquellos con demanda máxima leída, y el 50 % son clientes comerciales y según el otro 50% son esencialmente clientes residenciales, municipales e industriales.

Debido a que se conoce la demanda máxima leída, es posible calcular el factor de carga de los clientes BT3, para los cuales, se aprecia la frecuencia del factor de carga v/s número de clientes porcentualmente en la Fig. 4.8

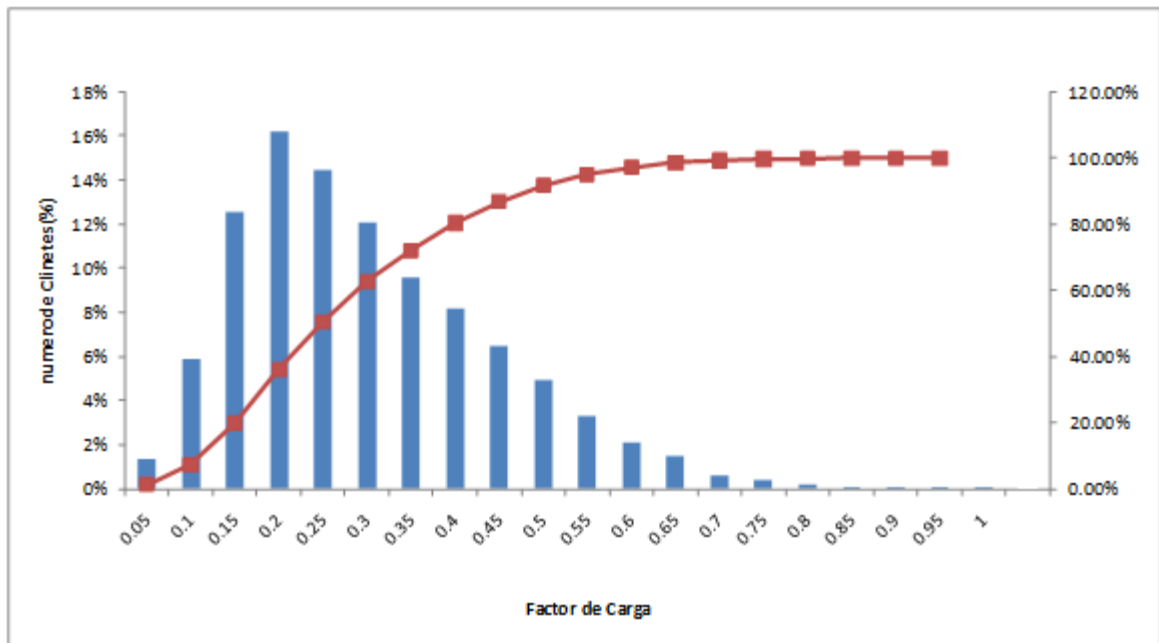


Fig. 4.8 Histograma del Factor de carga de Clientes BT3

Se puede apreciar que en los clientes BT3 el factor de carga se encuentra alrededor del 95% entre 0,1 y 0,6 donde se puede apreciar que el valor más frecuente es entre 0,2 y 0,25.

4.2.2.3 Clientes BT43.

Los clientes BT43 son aquellos que tienen lectura de la demanda máxima en hora punta y suministrada (es parecido a tarifa BT3 pero con la salvedad que se registra la potencia máxima en hora punta y fuera de punta). Este tipo de tarifa es utilizada esencialmente por clientes comerciales.

A los clientes que poseen lectura de demanda máxima en hora punta y fuera de punta se calculara el factor de carga propio con el máximo de estas dos. Con el histograma podremos ver cuál es la tendencia del factor de carga de estos clientes.

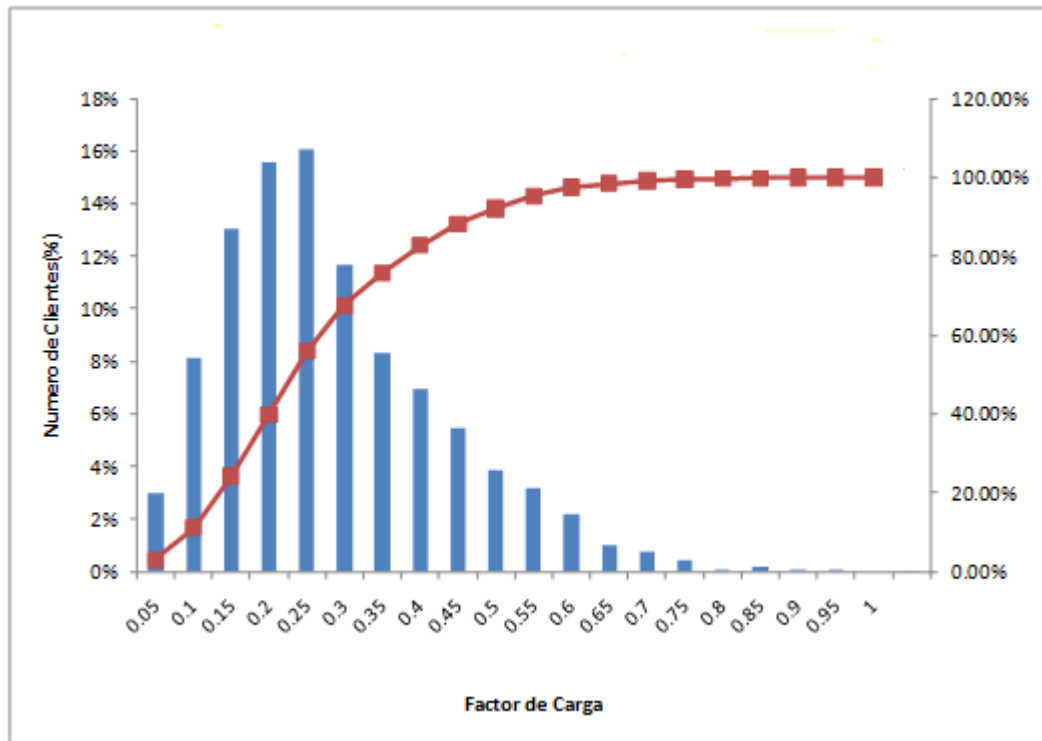


Fig. 4.9: Histograma del Factor de carga de Clientes BT43

Se puede apreciar que en los clientes BT43 el factor de carga se encuentra alrededor del 97% entre 0,1 y 0,75 donde se puede apreciar que el valor más frecuente es entre 0,25 y 0,3.

4.2.3 Curva del factor de carga clientes no BT1

Conociendo el comportamiento de los clientes no BT1 se puede elaborar una curva de aproximación del factor de carga según energía consumida anual, para una mejor modelación del grupos de clientes no BT1 de cada PCR [13] y así por medio de la curva encontrada obtener el factor de carga propio de los clientes no BT1 sin lectura de demanda.

La curva del factor de carga de clientes no BT1 se obtendrá con la lectura de energía y demanda máxima de potencia de los clientes BT3 y BT43. Los factores de carga de cada cliente se calcularán en base a la energía anual consumida de cada cliente y la lectura de la demanda máxima durante ese año.

Los datos pertenecientes a clientes BT3 y BT43 fueron ordenados por cantidad de energía consumida y se les calculó un factor de carga propio. Los datos se agruparon en grupos de 200 datos y con el factor de carga promedio y energía promedio de cada grupo se obtuvo la curva que se muestra en la Fig. 4.10.

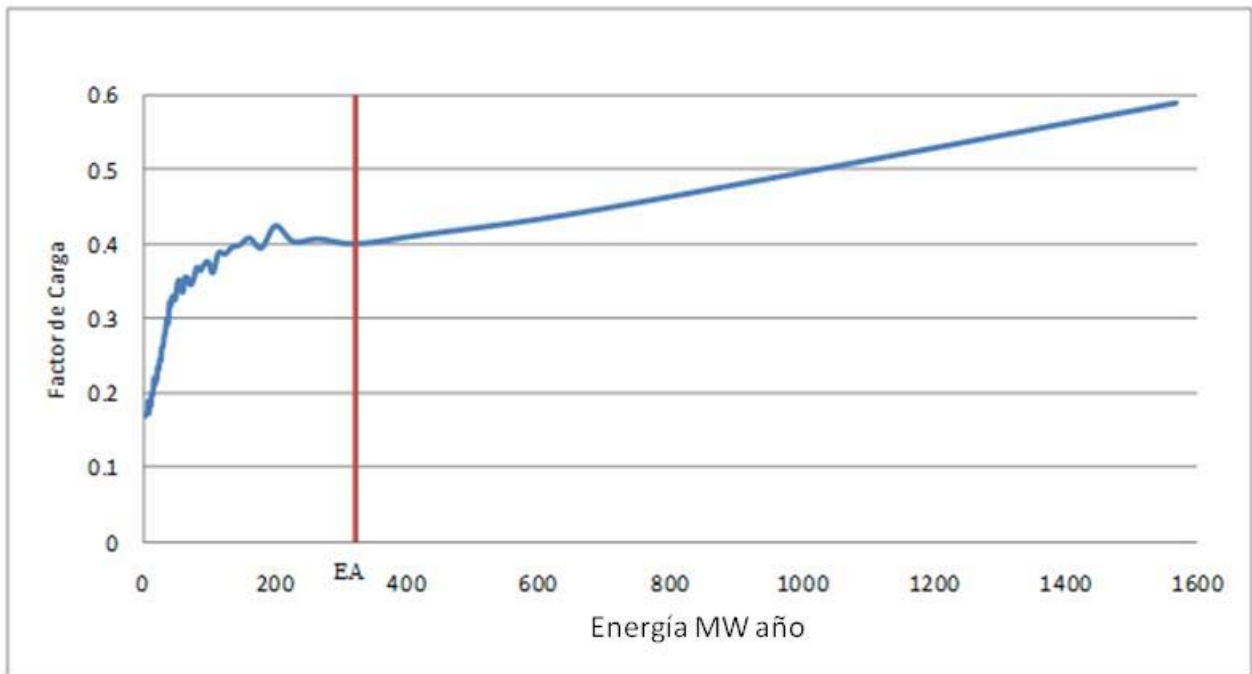


Fig. 4.10 Factor de Carga de Clientes no BT1 con respecto a Energía Consumida

Se observa que a partir de cierto nivel de energía anual (EA) consumido la tendencia logarítmica que predominaba pasa a comportarse de forma lineal.

Se modeló la curva por la siguiente ecuación

$$f(E) = \begin{cases} k_1 \log(E) + k_2, & E < EA \\ A \cdot E + B, & E \geq EA \end{cases} \quad (4.2)$$

En que

- $f_c(E)$: factor de carga según Energía consumida.
- E : Energía Consumida anual de un cliente en MW.
- k_1, k_2, A, B constantes.

4.2.3.1 Metodología de asignación del factor de carga cliente no BT1

Luego de haber obtenido la curva del factor de carga en función de la energía consumida para los clientes no BT1, se realiza el siguiente procedimiento para la asignación y modelación de las cargas con clientes no BT1.

1. Se calcula el factor de carga propio de los clientes no BT1, para aquellos con lectura de demanda.
2. Se calcula el factor de carga por energía consumida a los clientes BT2 por medio de su potencia conectada saturando los valores entre 0,2 y 0,7.
3. Se calcula el factor de potencia de los cliente no BT1 que no posean lectura de demanda por medio de la curva de factor de carga mostrada en el capítulo 4.2.3
4. Con los clientes no BT1 con su propio factor de carga se procede a verificar casos inusuales:
 - a. Para aquellos clientes con factor de carga menores a 0,1 se calculará el factor de carga por medio de la curva de factor de carga en función de la energía mostrada en el capítulo 4.2.3 y si esta propiedad se sigue cumpliendo se procederá a aproximar el factor de carga a 0,1
 - b. Los clientes con factor de carga mayor que 1 son ilógicos por lo cual se calculará el factor de carga propio por medio de la curva de factor de carga en función de la energía mostrada en el capítulo 4.2.3

4.3 Modelo Circuital

Con las bases ya consolidadas y con los datos disponibles de la demanda de cada PCR's o cliente se utiliza un modelo circuital, donde los transformadores se consideran fuente de tensión y las cargas son retiro de potencia.

A continuación se presentan los supuestos que se consideran en el modelo circuital:

- Se considera el circuito BT monofásico, parte de un sistema trifásico balanceado, debido a que no se dispone de información de qué cliente se encuentra conectado a cada una de las fases.
- La tensión en el secundario del transformador se modela como una fuente de tensión fija
- Las cargas son modeladas como retiros de potencia constante por PCR. La cual se obtendrá mediante el factor de carga de cada cliente
 - El factor de carga de los clientes BT1 se determina según la metodología descrita en el capítulo 4.2.1.1.
 - El factor de carga de los clientes no BT1 se determina según la metodología descrita en el capítulo 4.2.3.1.

- Con el factor de carga y energía consumida se obtiene la demanda utilizando la expresión (2.3) y se agrupa por PCR's.
- Los conductores de los circuitos BT se modelan como una impedancia con su respectiva resistencia y reactancia.
- El factor de potencia se considera constante para las cargas, utilizando 0,95. Valor el cual fue considerado debido a un estudio realizado en la compañía [6].

Para la representación de los nodos de los elementos y resolución del sistema se emplea Teoría de Grafos [12]. Debido a que el sistema de baja tensión es de tipo radial, se emplea un modelo que relaciona los distintos nodos del circuito a través de una relación de parentesco y atributos comunes. Cada nodo tiene un nodo padre, a excepción del nodo correspondiente al transformador (nodo raíz), y cada uno de estos se encuentra en una etapa o generación dentro del árbol correspondiente al circuito. Si consideramos el ejemplo de la Fig. 4.11, se observa que cada uno de los 9 nodos del circuito BT tiene características propias dentro las que se destacan: el nodo padre, la etapa en la que se encuentra, las características del conductor, entre otras.

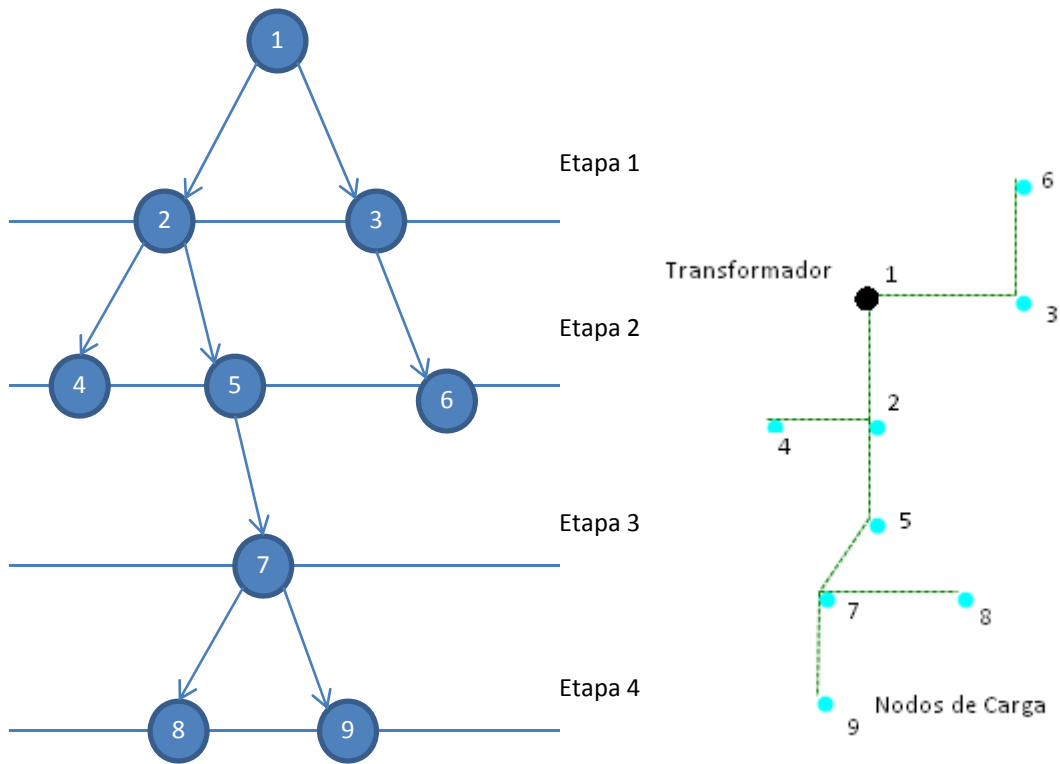


Fig. 4.11 Modelo de la red en forma nodal

Las admitancias de las líneas se obtendrán mediante el largo y las características del conductor, las admitancias asociadas al retiro de potencia por parte de los PCR's se determinará de la siguiente manera:

$$Y_C = \frac{P}{nf \times V_n^2 \times \cos \varphi} \quad (4.3)$$

Donde:

- Y_c : Admitancia de Carga del nodo
- P : Potencia demandada por el nodo (puede ser trifásica o monofásica)
- V_n : Tensión nominal.
- φ : ángulo de desfases entre la corriente y la tensión.
- nf : número de fases (puede ser 1 o 3)

4.4 Consideraciones en el flujo de Baja Tensión

Para llevar a cabo los cálculos de las variables eléctricas, se necesita conocer los supuestos del flujo de potencia utilizados para poder modelar en forma adecuada las cargas trifásicas y cálculos de pérdidas involucrados.

La determinación de los flujos de potencia en redes de baja tensión resulta muy complejo, debido a la gran cantidad de información, tales como número de tramos y tipos de conductores.

Además, es muy importante que para realizar un flujo de potencia en BT se debe contar con información georreferenciada correcta, debido a que los errores son sensibles para el cálculo de los flujos.

A continuación se describe esquemáticamente en la Fig. 4.12 el flujo de potencia para Baja Tensión desarrollado, el cual es un modelo simplificado que permite realizar cálculos de pérdidas, de estrangulamiento de los conductores, factores de utilización y regulación en baja tensión.

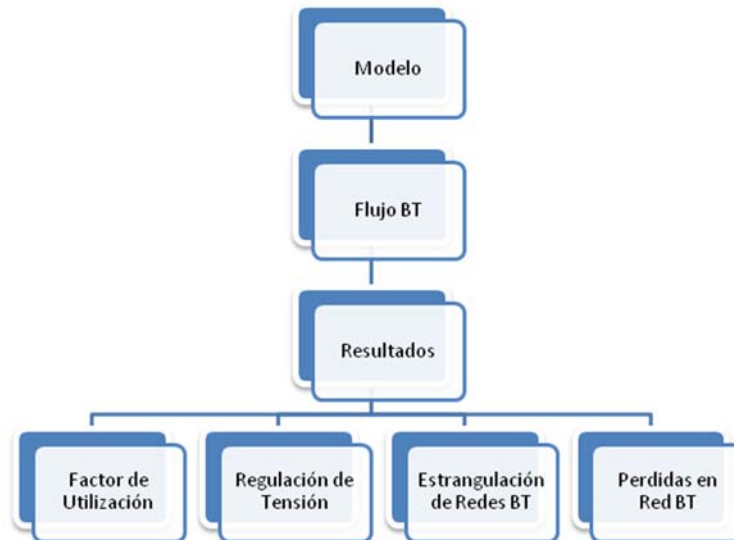


Fig. 4.12 Esquema de aplicación del Flujo de Baja Tensión

La principal consideración a tomar en cuenta es que en el método de suma de corrientes es válido para cargas activas cuya demanda no es función de la tensión, sin embargo, la mayoría de las cargas en baja tensión son pasivas y proporcionales a la tensión al cuadrado. Por lo tanto en el modelamiento del flujo de carga, para el cálculo de la corriente, considerando cargas activas, presenta las siguientes modificaciones:

- Se determina una impedancia equivalente por nodo, a partir de la demanda y la tensión nominal.
- La corriente de demanda de cada nodo, se calcula a partir de la impedancia de carga y la tensión, en vez de la potencia y la tensión.

Se suponen todas las cargas de origen pasivo, dejando el modelo y el motor de cálculo disponible para ser utilizado con cargas activas, pasivas o mixtas en un mismo circuito.

En la Fig. 4.13 se muestra un diagrama del flujo de potencia en donde:

- n : es el número de nodos del sistema.
- Y_{ii} : Es la admitancia del nodo i , en Ω^{-1} .
- V_i : la tensión del nodo i , en V.
- I_{ii} : corriente de carga en el nodo i , en A.
- I_{ik} : corriente entre el nodo i,k , en A.
- Z_{ik} : impedancia de línea entre el nodo i y el nodo k , en Ω .

- e_i : error de tensión en el nodo i , en $^{\circ}/1$.
- e_{\max} : error de tensión máxima permitido, en $^{\circ}/1$

En el caso particular de este trabajo se considera un e_{\max} del 0,01%, que se alcanza en la mayoría de los circuitos en menos de cuatro iteraciones.

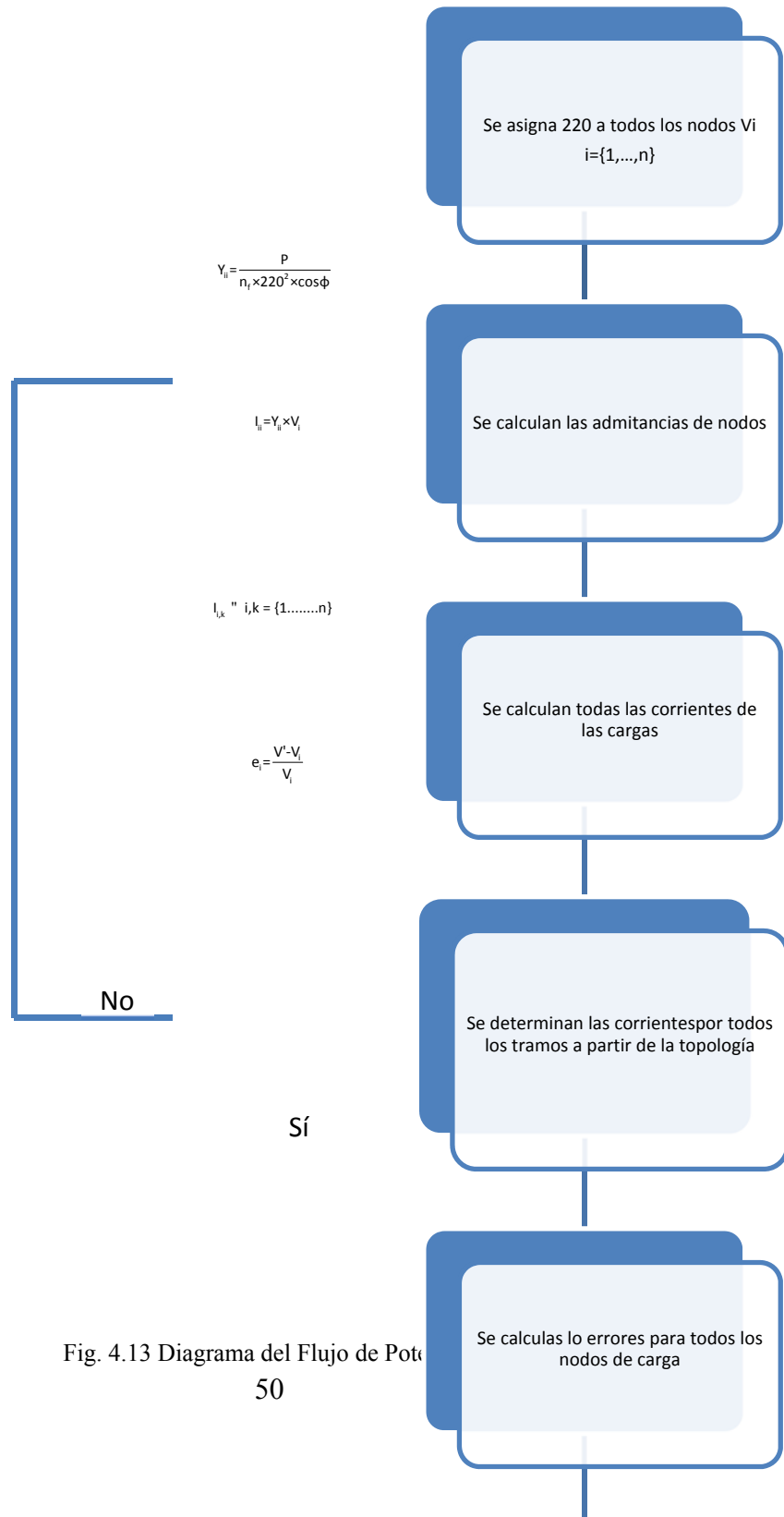


Fig. 4.13 Diagrama del Flujo de Pot

El flujo de potencia fue desarrollado en C++ [9] en base al modelo presentado en este capítulo, en el cual se obtienen las tensiones de todos los nodos de carga del sistema de baja tensión, la corriente que circula por las ramas, y las pérdidas correspondientes de la red asociada a cada transformador de distribución.

Utilizando las ecuaciones descritas en el capítulo número dos, se determinan para cada circuito de baja tensión la siguiente información:

- Factor de utilización
- Pérdidas en redes BT
- Pérdidas en transformadores MT/BT
- Regulación de tensión
- Estrangulamiento de redes.

Esta información completa la tabla de datos mencionada en el capítulo 4.1.2, lo cual con el desarrollo de una interfaz, se puede visualizar los resultados y lograr un buen análisis de la red.

4.5 Visualización de resultados

Los resultados de las simulaciones son almacenados en bases de datos con formato dbf, los cuales son mostrados gráficamente, por medio de una interfaz desarrollada en C#[15].

La Fig. 4.14 muestra una captura de pantalla del software desarrollado, el cual muestra la tensión en cada nodo, la corriente en tramo de red BT, el factor de utilización del transformador y regulación de tensión de éste. Además el circuito de baja tensión se encuentra a escala según la información proporcionada por la georreferenciación.

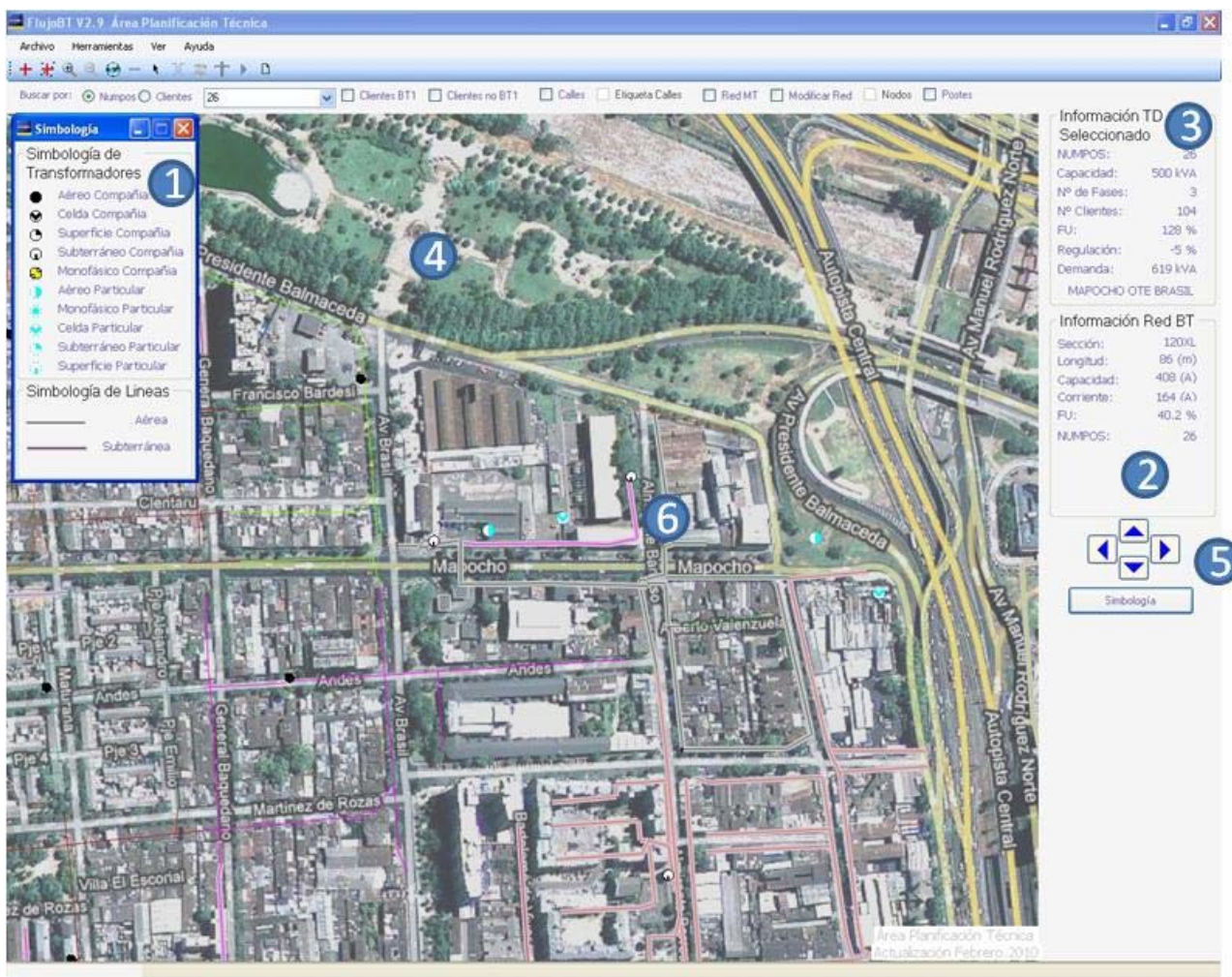


Fig. 4.14 Interfaz visual del flujo de baja tensión

En esta captura se puede visualizar

1. Simbología utilizada para representar las redes clasificándolas en aéreas, subterráneas y los transformadores según particular, compañía y tipo de transformador.
2. Información de la red o elemento seleccionado por ejemplo en la Fig. 4.14 se observa los valores de capacidad máxima del conductor, la corriente que circula por el tramo seleccionado, la sección o tipo del conductor, la longitud del tramo y el factor de uso según su capacidad máxima de corriente.
3. La información del transformador (debido a que la interfaz muestra la red asociada a este transformador y de los transformadores que están en un radio de 600 metros)
4. Visualización de una imagen satelital correspondiente al sector visualizado.
5. Flechas para mostrar las redes que se encuentren, al norte, sur, este y oeste de la red visualizada.
6. Las redes están representadas al frente de la imagen satelital.

También se realizó una asociación de las calles por medio de las coordenadas geográficas y así poder obtener una búsqueda por nombre de calle, comuna y como resultado la red asociada a la dirección ingresada

Se pueden realizar reportes y capas georeferenciadas de las zonas con posibles problemas según el flujo de potencia obtenido y con esto los centros de mantención pueden anticiparse a posibles fallos que ocurran en la red de baja tensión.

La visualización gráfica fue realizada de tal manera de poder hacer cambios de las líneas y cargas, en la posición y los valores eléctricos que poseen, para simular proyectos, lo que significa que también se puede obtener resultados del flujo de carga simultáneo de la red y así analizar las tensiones en las cargas y las corrientes por las redes de baja tensión. Con estos datos es posible determinar los grados de carga de las líneas y transformadores en las zonas que involucran los futuros proyectos.

4.5.1 Proyectos que se pueden realizar con el software

Luego de tener un levantamiento de los proyectos en baja tensión que se ejecutan descritos en los criterios de planificación y con reuniones de coordinación con las empresas involucradas, se adecuó la visualización de los resultados de tal manera de poder simular los proyectos.

Se averiguó cuáles son los conductores y equipos de transformación ocupados, con los cuales se obtuvo una base de datos de los materiales utilizados en la ejecución del proyecto.

Entre los proyectos que se pueden simular por medio del software en el sistema de baja tensión son los siguientes:

- **Cambio de transformador:** se produce especialmente cuando el transformador tiene un $fu > 1$ y así cambiar por uno con mayor capacidad y evitar falla o problemas por demanda no suministrada. Por otro lado al disminuir el factor de uso de los transformadores disminuye las pérdidas de cobre en el transformador y así se obtiene una mayor eficiencia de la red.
- **Refuerzo de redes:** Es principalmente para evitar sobre carga de los conductores y así evitar problema de regulación que acarrea un conductor saturado o posible corte en el suministro de energía eléctrica.

- **Agregar, modificar o quitar clientes:** Para representar la demanda proyectada, por medio de la interfaz se puede alterar la potencia de los nodos de carga¹, agregar clientes no considerados o incluir nuevo nodos de carga.
- **Cambio de límite de zona del transformador de distribución:** Cuando un transformador esta subutilizados normalmente es candidato a ser retirado por lo cual la demanda que abastecía pasa al transformador más cercano que pueda abastecer la demanda que deja de suministrar el transformador candidato a retiro. Hay otras circunstancias que ocurren que llevan a cambio de límite de zona del transformador que serán mencionadas más adelante
- **Instalación de un nuevo transformador:** Cuando llega un nuevo gran cliente o una población residencial nueva o para apoyar alguna red con transformador con $fu > 1$.
- **Redes nuevas:** Diseñar las redes nuevas de un transformador recientemente instalado o de un transformador existente o para dar conectividad por medio de la red de baja tensión entre dos o más transformadores y así obtener la posibilidad de respaldo en caso de falla entre los transformadores conectados.

4.5.1.1 Agregar, Quitar y Modificar elementos existentes en la red BT

Al agregar nuevos elementos estos deben cumplir ciertas condiciones las cuales son:

- Las líneas deben tener asignado un transformador por lo cual estos no se pueden dejar en el aire sin que pertenezca a la red de un equipo de transformación.
- Los nodos de cargas tiene asignado una línea, por lo cuales solo se agregan sobre los extremos de una línea.
- Los transformadores se pueden agregar donde no hay otro transformador, es decir, en el aire o redes existentes.

Los elementos que se pueden modificar son:

Los nodos de carga

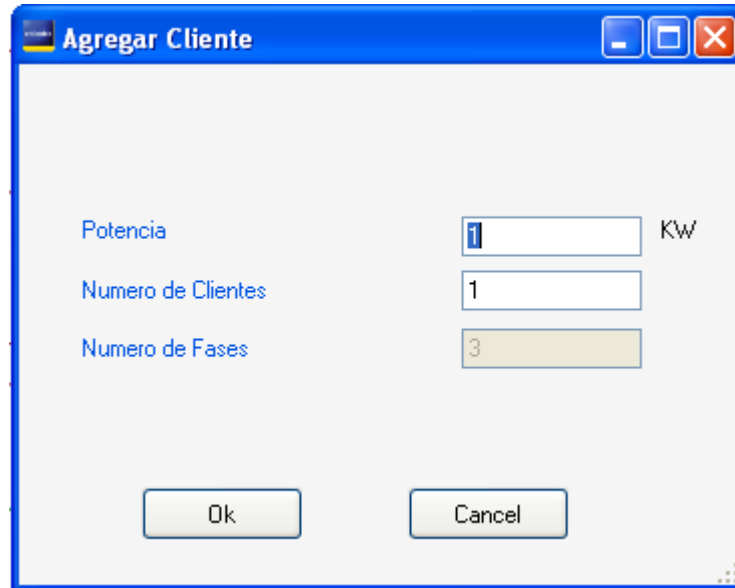
En los nodos de carga se pueden modificar la potencia en kW y el número de clientes.

La demanda del nodo se modifica para analizar un aumento o una baja de demanda por la entrada o salida de clientes y así observar el comportamiento de la red del transformador que abastece este

¹ Son agrupaciones de PCR's cercanos a esa posición o clientes, los que se pueden distinguir por tarifas de clientes en clientes BT1 y clientes no BT1

nodo y analizar si es que ocurren problemas. Por ejemplo de regulación de tensión o abastecimiento de la demanda.

En la Fig. 4.15 se aprecia la interfaz en la cual se puede modificar un nodo de carga



The image shows a Windows-style dialog box titled "Agregar Cliente". It contains three input fields with the following labels and values: "Potencia" with the value "1" and the unit "Kw", "Numero de Clientes" with the value "1", and "Numero de Fases" with the value "3". At the bottom of the dialog, there are two buttons labeled "Ok" and "Cancel".

Fig. 4.15 Interfaz para modificar nodos de carga

En la Fig. 4.15 se puede ver las características de un nodo de carga donde su demanda máxima es de 1 kW y 1 cliente el cual es no BT1 debido a que muestra número de fases igual tres¹.

Además se puede agregar o quitar nodos de carga en el sistema, especificar si estos son clientes BT1 o no BT1 (para aquellos se agrega en el campo número de fases 1 o 3), la potencia y número de clientes que abarca.

Transformadores

Se puede modificar la capacidad nominal y la tensión nominal del transformador.

¹ Debido a que los clientes no BT1 son en su mayoría clientes trifásicos. También puede ser un uno y esto representaría a clientes BT1.

La capacidad nominal del transformador se puede modificar eligiendo entre unas de las opciones que posee la compañía en equipos de transformación MT/BT que se disponen para proyectos en los cuales se modifican:

- la capacidad,
- si es aéreo, superficie o subterráneo
- número de fases

Con esta cualidad del software de modificar el transformador se puede analizar eléctricamente los proyectos de cambio de transformadores por sobreutilización o subutilización.

La tensión se cambia para ver si existe problema de regulación de tensión en los clientes que se tendría, si es que el transformador esta con un valor distinto a los 220 V fase neutro.

En la Fig. 4.16 se ve la interfaz en la cual se puede modificar los datos de un transformador

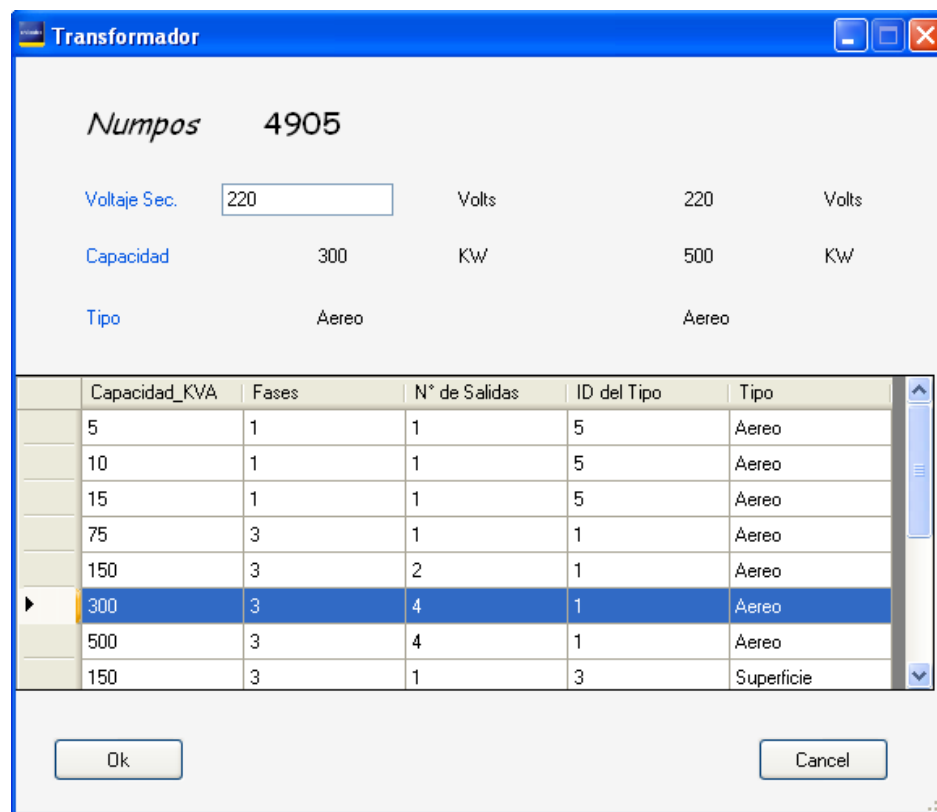


Fig. 4.16 Interfaz para modificar Transformadores

En la Fig. 4.16 se ve claramente las características de un transformador, donde a la derecha aparecen las características que tenía antes y a la izquierda después de la modificación.

Además, se puede agregar transformadores en el sistema y realizar las redes correspondientes a ese nuevo transformador o para apoyar alguna parte de la red de un transformador sobreutilizado.

Líneas de Baja Tensión

En la red de baja tensión de Santiago para remplazo o futuro proyectos se pueden utilizar solo cierto tipo de conductores debido a que se establece, de acuerdo al manual de proyectos [10], que se utilizará para refuerzo o nuevos circuitos en líneas aéreas, conductores de aluminio pre ensamblados. Para las líneas subterráneas se utilizan cables unipolares. El hecho de utilizar cables pre ensamblados en las líneas aéreas es debido a las siguientes características [10]:

- Cable forrado, dificulta el hurto de energía.
- Especial para ser instalado en zonas arborizadas.
- La tasa de falla es menor que en la red aérea tradicional.
- Ocupa un espacio vertical muy reducido en comparación con la red desnuda,
- El conductor pre ensamblado puede solucionar, producto de ocupar un menor espacio físico, problemas normativos de distancias.
- La diferencia de costo entre el conductor desnudo y el aéreo pre ensamblado es cada vez menor gracias a la reducción de costos en la fabricación del cable.

Entonces con el software se pueden cambiar los datos de un conductor por otro y cambiarán las propiedades de la capacidad máxima permitida, resistencia y reactancia de cada línea

Esto sirve para analizar el cambio del conductor. Lo cual se realiza normalmente para arreglar problemas que puedan ocurrir por saturación del conductor, lo que provoca problemas de regulación de tensión en los clientes y posibles fallas en los componentes de la red.

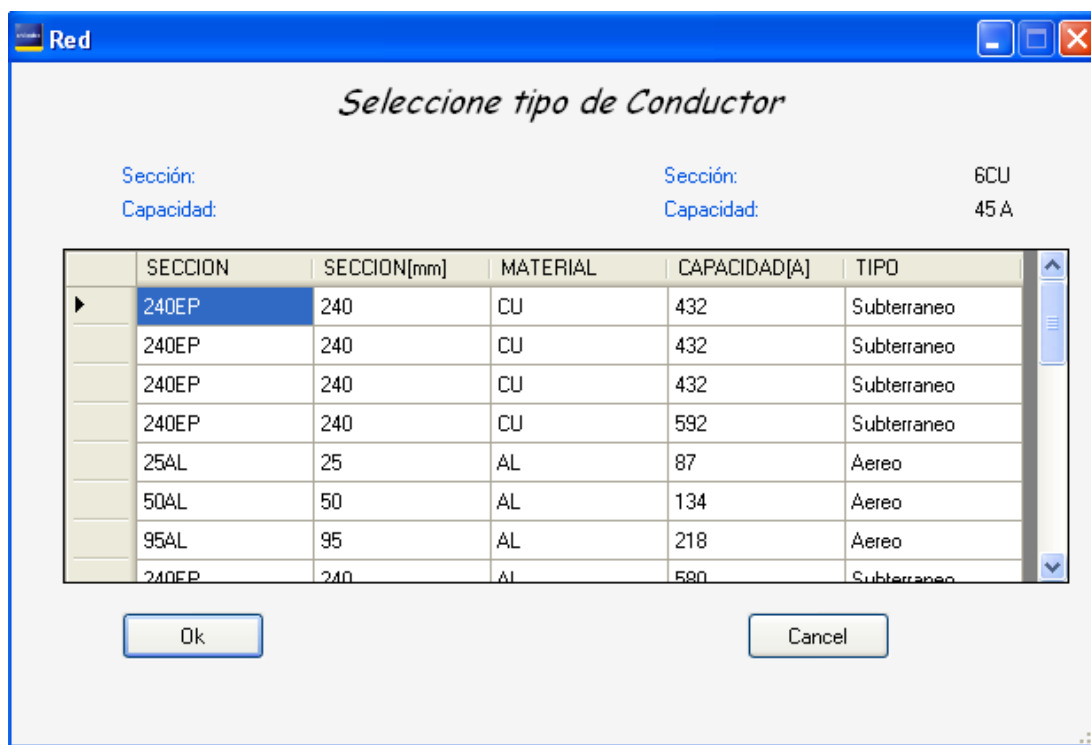


Fig. 4.17 Interfaz para modificar líneas BT

En la Fig. 4.17 se ve las características de un tramo de red BT, donde a la derecha aparecen las características que tenía antes y la izquierda después de la modificación.

El programa desarrollado deja alterar el largo y la posición de la red BT. Lo cual se puede aprovechar para corregir los posibles descoordinaciones que puedan ocurrir con la base de información y con lo que realmente se ve en terreno.

Además se pueden agregar redes para corregir errores que sean vistos en terreno o para representar una nueva extensión a realizar debido a la llegada de nuevos clientes

4.5.1.2 Cambio de límite de zona del transformador de distribución.

Un transformador tiene una cantidad de redes asignadas y esta redes nodos de carga o PCR's. Obviamente estas redes están entrelazadas entre sí y el conjunto de redes entrelazadas es la zona del transformador.

Para que quede más claro en la Fig. 4.18 se puede ver dos transformadores que son los puntos negros con sus zonas demarcadas de un respectivo color para cada uno de los transformadores y además se pueden observar los PCRs de cada red.

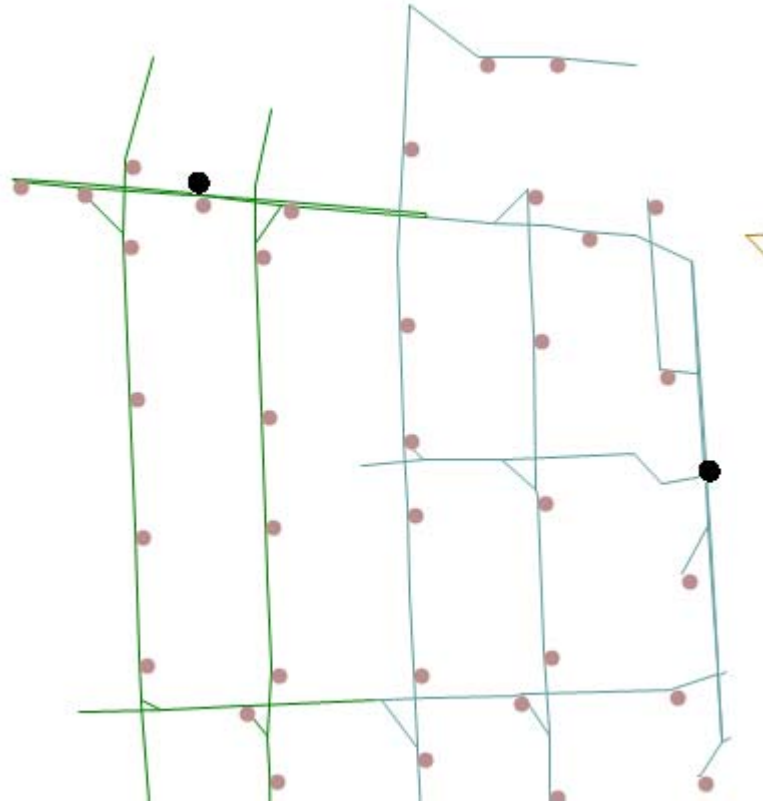


Fig. 4.18 Red de Baja Tensión

El cambio de límite de zona se realiza cuando:

- Existen clientes en los extremos de la zona con regulación de tensión baja. Esto ocurre debido a que mientras más lejano esté el cliente de la unidad de transformación, su regulación va bajando con respecto a la tensión encontrada en el transformador.
- Hay que quitarle carga a un transformador porque está sobreutilizado (con factor de uso mayor a 100%). Una opción es que un T/D cercano con un factor de uso bajo un 80 % pueda soportar parte de la demanda del transformador sobre utilizado
- O cuando hay retiro de transformadores por una subutilización. Para asignar los clientes del candidato a retiro a uno de los transformadores cercano.

Todas las redes del sistema de baja tensión están asociadas a un transformador, además cada red tendrán nodos en los extremos. Por lo cual llamaremos transformadores T1 al que pertenecía las redes antes y T2 al transformador a donde pertenecerán las redes

Para cambiar el límite de zona se realiza el siguiente algoritmo

- Se selecciona todas las redes a cambiar de transformador (T1)
- se selecciona el transformador a donde pertenecerán las redes (T2)
- Entre las redes se verifica si alguno tiene incidencia con una red perteneciente a T2
- Si no hay alguna red incidente perteneciente a T2 no se realiza el cambio de límite de zona. En caso contrario se utiliza el Algoritmo de Floyd-Warshall[14] para realizar una matriz de distancia entre los nodos de las redes seleccionadas.
- En la matriz de distancia se observa si alguno de los camino es improbable. Si todos tienen un valor finito se realiza el cambio de límite de zona deseado
- Finalmente, al ejecutar el flujo se podrá analizar el comportamiento de la red ante los cambios realizados.

4.5.2 Herramientas para análisis de resultados

El software tiene herramientas para identificar problemas de la red como:

- **Estrangulamiento de conductores:** Se identifican todos los conductores con un factor de uso mayor a 80%.
- **Sobreutilización de transformadores:** Se identifican todos aquellos que su factor de uso sobrepasen el 100%.
- **Regulación de tensión de los nodos de carga:** Se identifican a todos aquellos con regulación mayor al 4,5% por precaución y también aquellos mayores al 7,5% que deban ser intervenidos debido a que están fuera de la regulación permitida.

En la Fig. 4.19 se observa cómo muestra los problemas de la red el software desarrollado.

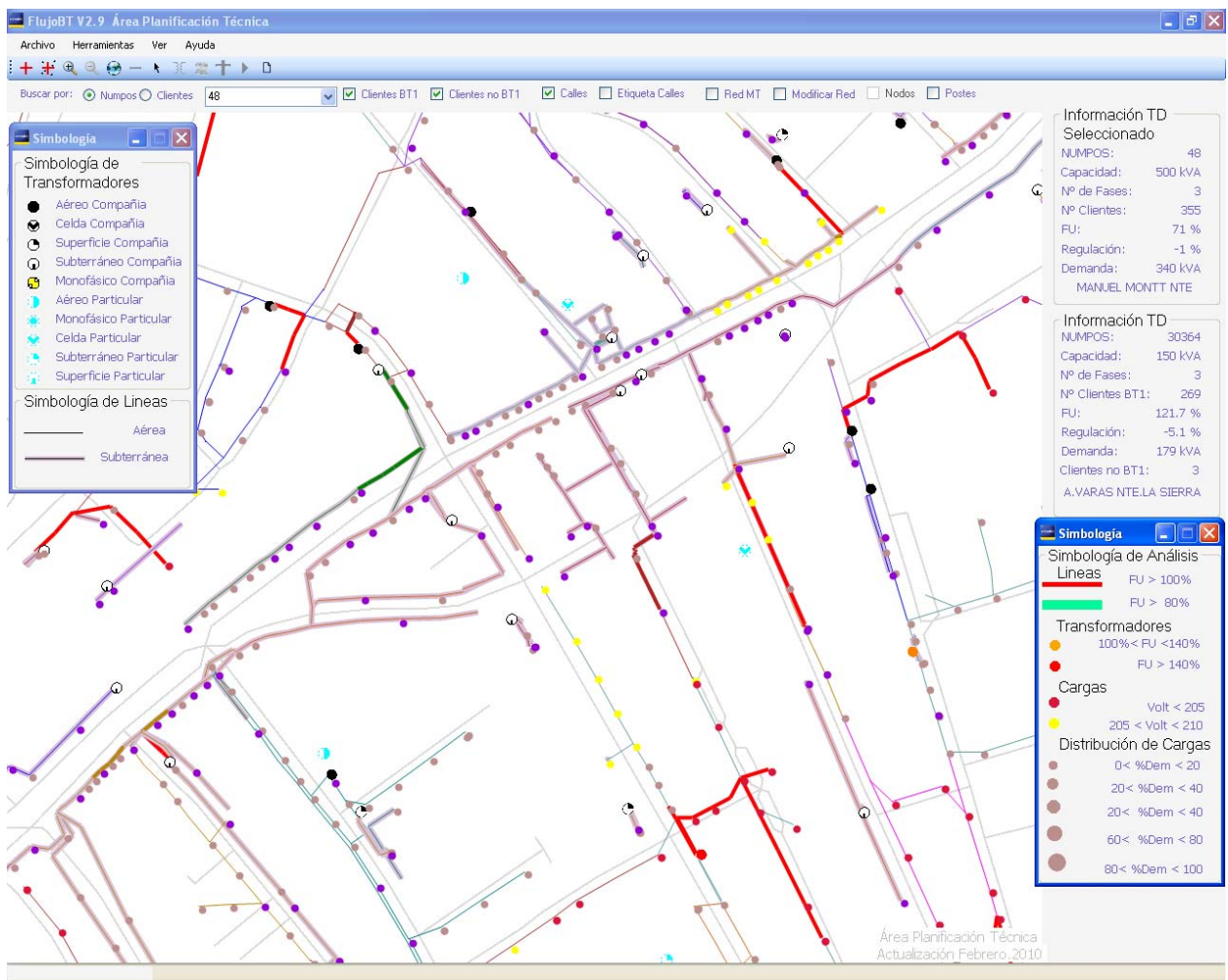


Fig. 4.19 Visualización de resultados del flujo de carga y problemas identificados según criterio de la compañía

Adonde se puede ver que las líneas que sobrepasan el 80% de utilización tiene un grosor de la línea mayor de lo normal y de color sólido, en rojo se ven aquellas con un factor de uso mayor al 100%. Además, se ven en color amarillo las cargas con un tensión entre 205 y 210 V fase neutro, en rojo aquellos con una tensión menor a 205 V fase neutro (en color morado se ven aquellos nodos de cargas que son de clientes no BT1 sin problemas de regulación y en café los BT1 sin problemas de tensión). Y en caso de los transformadores se ve en color rojo aquellos con un factor de uso mayor a 140% y en caso de que estén entre 100% y 140% en naranja.

Con esto la herramienta visual puede mostrar cuales son los motivos de posibles fallas que puedan ocurrir o actuar de forma preventiva y analizar cuál es la mejor solución al problema encontrado en la red.

Se puede realizar reportes del estado de la red según criterio del usuario. Debido a que se pueden generar reportes según:

- Transformadores
 - Factor de utilización: uno puede pedir que identifique todos aquellos en el sistema que estén bajo o sobre un valor impuesto por el usuario.
 - Capacidad nominal: identificar todos aquellos con capacidad impuesta por el usuario o mayor o menor al valor indicado.
 - Regulación de tensión de las cargas correspondiente al transformador: el usuario puede solicitar que identifique aquellos transformadores que posean cargas con mayor o menor porcentaje de regulación indicado por el usuario.
- Nodos de carga
 - Demanda: identifica a todos los nodos de carga que sean menor o mayor (como desee el usuario) a una demanda indicada por el usuario
 - Tensión: : identifica a todos los nodos de carga que sean menor o mayor (como desee el usuario) a una tensión indicada por el usuario
 - Regulación: identifica a todos los nodos de carga que sean menor o mayor (como desee el usuario) a una regulación de tensión indicada por el usuario
 - Número de clientes: identifica a todos los nodos de carga que sean menor o mayor (como desee el usuario) a una cantidad de clientes indicada por el usuario
- Redes
 - Capacidad nominal del conductor: Se puede identificar a todos los conductores con capacidad nominal mayor, menor o igual a la indicada por el usuario.
 - Factor de utilización del conductor: Se puede identificar a todos los conductores con factor de uso mayor o menor a la indicada por el usuario.
 - Largo del tramo del conductor: Se puede identificar a todos los conductores con largo entre postes, que sean mayor o menor a la indicada por el usuario.
 - Corriente que circula por el conductor: Se puede identificar a todos los conductores con corriente eléctrica de uso mayor o menor a la indicada por el usuario.
 - Sección utilizada por el conductor: puede identificar a todos los conductores con la sección indicada por el usuario.

Con los reportes se podrá reconocer cuales son las zonas más afectadas dependiendo del problema que se busca, por ejemplo en caso de los transformadores ver cuales son con los de mayor factor de uso , ver cuáles son los tramos de conductores con mayor factor de utilización y ver cuáles son los clientes con problemas de regulación

4.6 Pérdidas en Redes BT y Transformadores de Distribución

Además de realizar proyectos y mostrar de forma georeferenciada los resultados del flujo el programa ayuda al cálculo de las pérdidas en redes BT [3].

Según el modelo utilizado las pérdidas de la red BT son dependientes del tipo de conductor que esté instalado y la demanda. Además, las pérdidas dependen cuadráticamente de la corriente, es decir, el cálculo de pérdidas de energía en redes BT, se realiza multiplicando la resistencia de todos los conductores BT de cada T/D asociado, por su respectiva corriente al cuadrado encontrada por medio del flujo de carga.

Ejecutando flujos de carga BT para cada una de las redes, se construye la curva de pérdidas denominada “red - nivel de carga” (transformador), para la cual se espera un comportamiento:

$$y = a \cdot x^2 + b \cdot x + c. \quad (4.4)$$

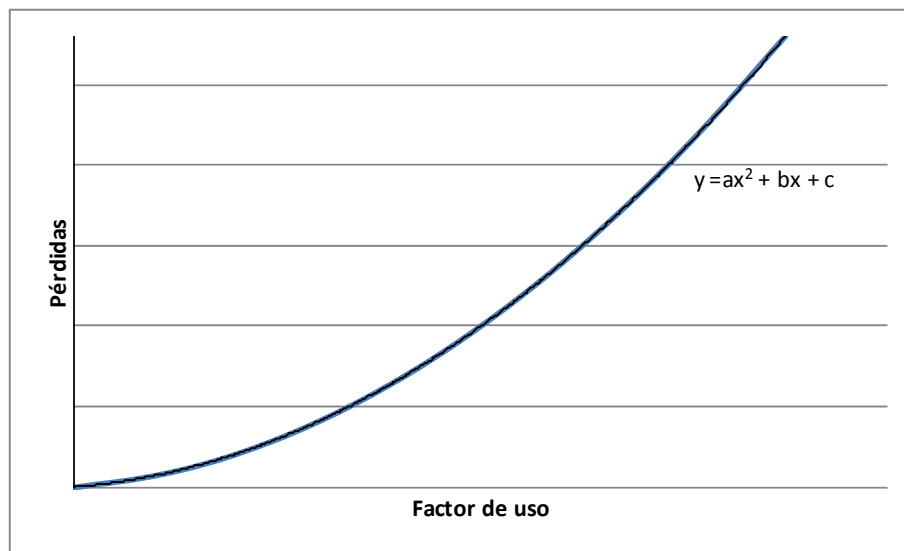


Fig. 4.20 Comportamiento aproximado de las Pérdidas respecto al factor de uso

Para obtener esta curva para cada transformador se realizó la siguiente metodología.

1. Se calculó un flujo de carga base.
2. Luego se calcula un factor de ajuste que se aplicará a la demanda de cada transformador para alterar el factor de uso. Este factor de ajuste es la razón del módulo de la corriente que circula a la salida del transformador por la corriente deseada para obtener el factor de uso requerido. Esto queda más explícito en la expresión (4.5).

$$F_{\text{ajuste}_i} = \frac{\sqrt{I_{x_i}^2 + I_{y_i}^2} \times V_n \times n_{f_i}}{f_u \times P_{n_i}} \quad (4.5)$$

Sabiendo que la corriente deseada es

$$I_{des_i} = \frac{f_u \times P_{n_i}}{V_n \times n_{f_i}} \quad (4.6)$$

En que:

- F_{ajuste_i} : factor de ajuste de demanda para los nodos de carga del transformador i
 - I_{x_i} : Parte real de la corriente que sale del transformador i , (A).
 - I_{y_i} : Parte imaginaria de la corriente que sale del transformador i , (A).
 - V_n : Tensión Nominal fase neutro, (V).
 - P_{n_i} : Potencia nominal del transformador i , (VA).
 - n_{f_i} : Número de fases del transformador i .
 - f_u : Factor de utilización.
 - I_{des_i} : corriente de salida deseada en la salida del transformador.
3. Se aplica el factor de ajuste de cada transformador a las potencias demandadas de cada uno.
 4. Y se calcula el flujo de carga con las cargas ajustadas.
 5. Se realiza todos los pasos anteriores para distintos factores de uso. Usualmente se utilizan 18 distintos factores de uso desde 0,1 a 1,8.
 6. Con los resultados se procede a encontrar los valores de a y b de la función que relaciona las pérdidas con el factor de uso por medio del método de mínimos cuadrados.

Las pérdidas de red calculadas se multiplican por un factor de asimetría que corresponde al factor que corrige las pérdidas BT por desbalance de corrientes en sistemas trifásicos, el cual es asignado a cada transformador según su potencia nominal. Este factor de asimetría se obtiene de un estudio realizado en la compañía [3].

Además, de las pérdidas en la redes BT se obtiene las pérdidas en transformadores de distribución MT/BT que son las del cobre y núcleo del transformador. Estas pérdidas se calculan mediante la expresión (2.7) por medio del factor de utilización, debido a que se tiene los coeficientes P_{fe} y P_{cu}^1 de cada transformador. Las pérdidas en el cobre de transformador se multiplicarán por el factor de asimetría el cual se aplicará en las pérdidas de red

Finalmente las pérdidas de la red de BT se obtienen por medio de la suma de todas las pérdidas de energía involucrada que son las:

- Pérdidas Cobre

¹k_{fe}: Pérdidas del hierro del transformador a tensión nominal.

k_{cu}: Pérdidas del cobre del transformador a tensión nominal.

- Pérdidas Fierro
- Pérdidas Red
- Pérdidas de Acometida

4.7 Resumen de Capítulo

En este capítulo se explica el manejo de base de datos presentados por la compañía y como se manipulan para llegar a una base de información adecuada para realizar el flujo de potencia en la red de baja tensión.

Se presentan además cómo se definen las cargas de clientes de tarifa BT1 en base a la cantidad de clientes de este tipo en cada transformador y las no BT1 en base a su demanda máxima leída en transcurso de un año o energía anual consumida en caso de no poseer la lectura de demanda .

Se presenta el modelo circuital utilizado en el programa de flujo de la red de baja tensión.

Y por último se presenta la visualización de resultados, las herramientas para realizar análisis y una planificación de mejoras en la red de baja tensión.

5 Análisis de resultados

En el capítulo 4, se explica la modelación utilizada en el flujo de potencia y el funcionamiento de la herramienta para el análisis de la red BT y así determinar las condiciones de operación del sistema de baja tensión, las cuales se definieron de acuerdo a:

- Factor de utilización en T/D's.
- Regulación de tensión en circuitos BT.
- Estrangulamiento de conductores en circuitos BT.
- Pérdidas en transformación y en redes BT.

Por otro lado, en el capítulo 2 se revisaron los criterios de planificación de la Compañía, donde se conocieron una serie de criterios de diseños para nuevas redes. Aplicando los criterios definidos a los resultados del flujo de potencia, se obtiene el plan indicativo de obras para baja tensión, por lo cual se realizó un software capaz de alterar la red para ver de forma inmediata las condiciones de la red bajo los cambios.

En este capítulo se mostrará los resultados que se pueden obtener mediante los reportes del programa y coberturas generadas para identificar los problemas según los criterios de la compañía.

En primer lugar se analiza si el algoritmo obtiene resultados coherentes para lo que se hace una constatación con DigSilent.

5.1 Contratación con DigSilent

Aunque el algoritmo converge para todos los circuitos de baja tensión del sistema, se contrasta los resultados con el *software DigSilent* Para tal efecto, se utiliza el esquema de la Fig. 5.2 cuyo circuito corresponde al ejemplo de la Fig. 5.1, el cual, una vez ejecutado, entrega los resultados tabulados en la Tabla 5.1.

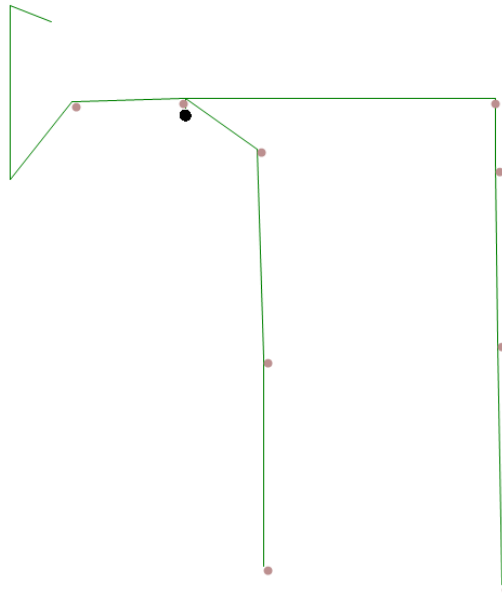


Fig. 5.1 Ejemplo de circuito BT para aplicar flujo de potencia.

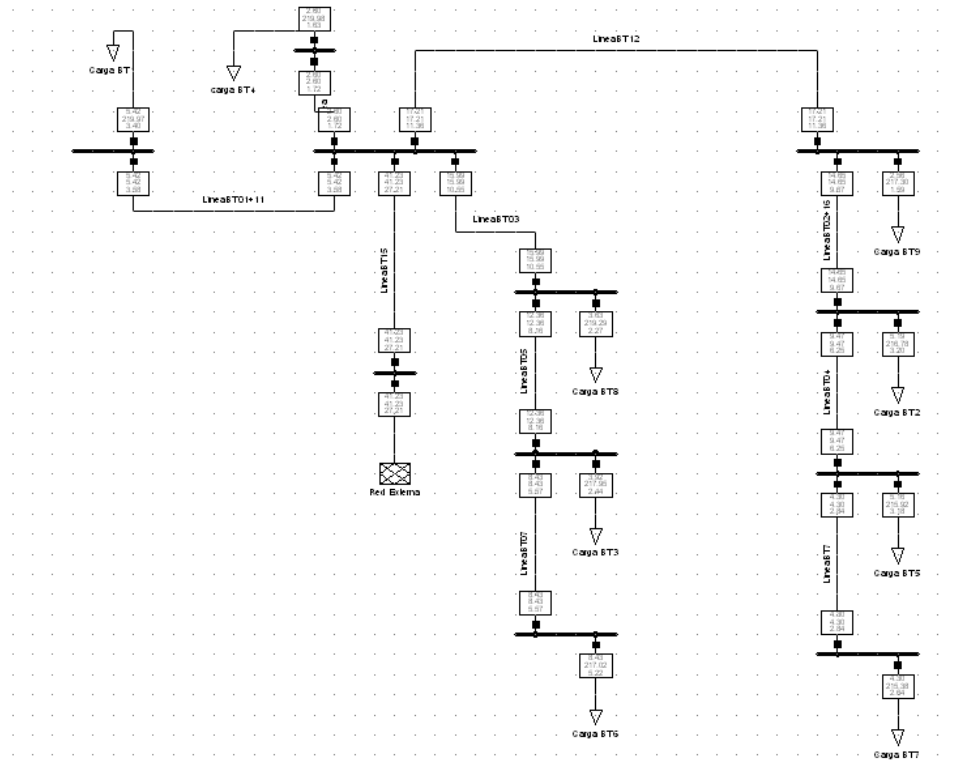


Fig. 5.2 Esquema gráfico del circuito ejemplo en el software DigSilent.

Nodo	Potencia	Tensión fase neutro DigSilent V	Tensión fase neutro Flujo BT V	Error[%]
T	75 kVA	220.00	220.00	0.00%
1	1.63 kW	219.97	219.98	0.00%
2	3.39 kW	219.68	219.97	0.13%
3	2.28 kW	219.3 1	219.29	0.01%
4	2.48 kW	217.99	217.95	0.02%
5	1.62 kW	217.35	217.30	0.02%
6	5.35 kW	217.07	217.02	0.02%
7	3.29 kW	216.85	216.78	0.03%
8	3.29 kW	216.00	215.92	0.04%
9	2.75 kW	215.47	215.38	0.04%

Tabla 5.1 Constatación de resultados entre el flujo en DigSilent y el modelo utilizado.

En la tabla se observa que los errores considerando los retiros de potencia constante no alcanzan el 0,2%. Por lo tanto se establece como válido el modelo utilizado.

5.2 Factor de utilización de los Transformadores MT/BT.

Entre todas las variables que intervienen en la operación del sistema de baja tensión, el factor de utilización del transformador es una de las más importantes, debido a que las inversiones en transformación son superiores a las empleadas en circuitos BT. Para determinar el factor de utilización fue necesario determinar el factor medio de carga de los transformadores para los clientes BT1[16], cálculo que se realizó de acuerdo al estudio descrito en el capítulo 4 y con el factor de carga propio para los clientes no BT1.

Los transformadores utilizados en el flujo se pueden visualizar en la Fig. 5.3 , donde se observa que hay una mayor concentración de transformadores en zonas, donde hay mayor número de clientes como el centro o Providencia mientras en la zonas periféricas disminuye la presencia de transformadores.



Fig. 5.3 Transformadores en la zona de concesión de la compañía en Santiago.

De todos los transformadores se analizará la red de 11 transformadores que se observan en la Fig. 5.4, para los cuales el factor de utilización promedio de los transformadores simulados es de un 86,5%, sin embargo, el promedio es una medida sensible a la dispersión. Por lo tanto, se construye una tabla del factor de utilización de los transformadores, el cual se muestra en la Fig. 5.5. Se observa que la moda corresponde a un 50%, mientras que más del 50% de todos los transformadores tienen un factor de utilización entre 50% y 80%.

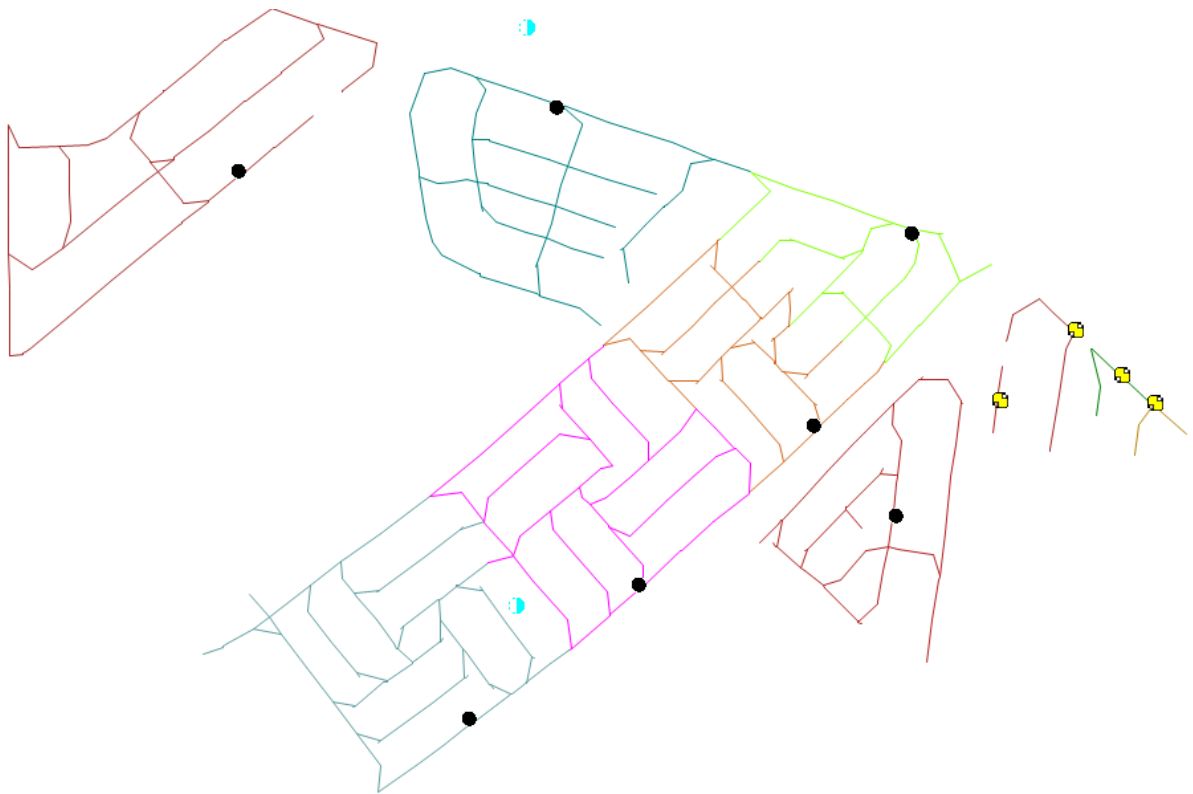


Fig. 5.4 Red Analizada de 11 transformadores

ID Transformador	Ciudad BT1	Fases	Potencia [KVA]	Factor de Utilización	Regulación de Tensión %	Perdidas de red [W]	Tensión 2° [V]	Ciudad no BT1	Corriente [A]
13068	195	3	150	58,79%	-1,42	2532,292	220	0	133,61
30572	131	3	150	48,81%	-7,75	4458,228	220	1	110,94
12795	81	3	75	71,32%	-0,61	290,7952	220	2	81,04
15922	32	1	15	112,67%	-2,08	572,103	220	0	76,81
15921	16	1	10	91,78%	-4,61	392,1417	220	1	41,72
15923	13	1	10	108,01%	-0,89	62,7522	220	0	49,10
30209	10	1	5	133,78%	-1,63	96,3621	220	0	30,40
12796	161	3	150	46,05%	-5,71	2584,8508	220	1	104,66
14243	115	3	150	40,70%	-3,02	1096,4844	220	2	92,51
12887	240	3	150	65,12%	-6,35	3281,5706	220	0	148,01
12974	227	3	150	64,64%	-8,39	5820,8599	220	1	146,91

Tabla 5.2 Resultados del Flujo por Transformador

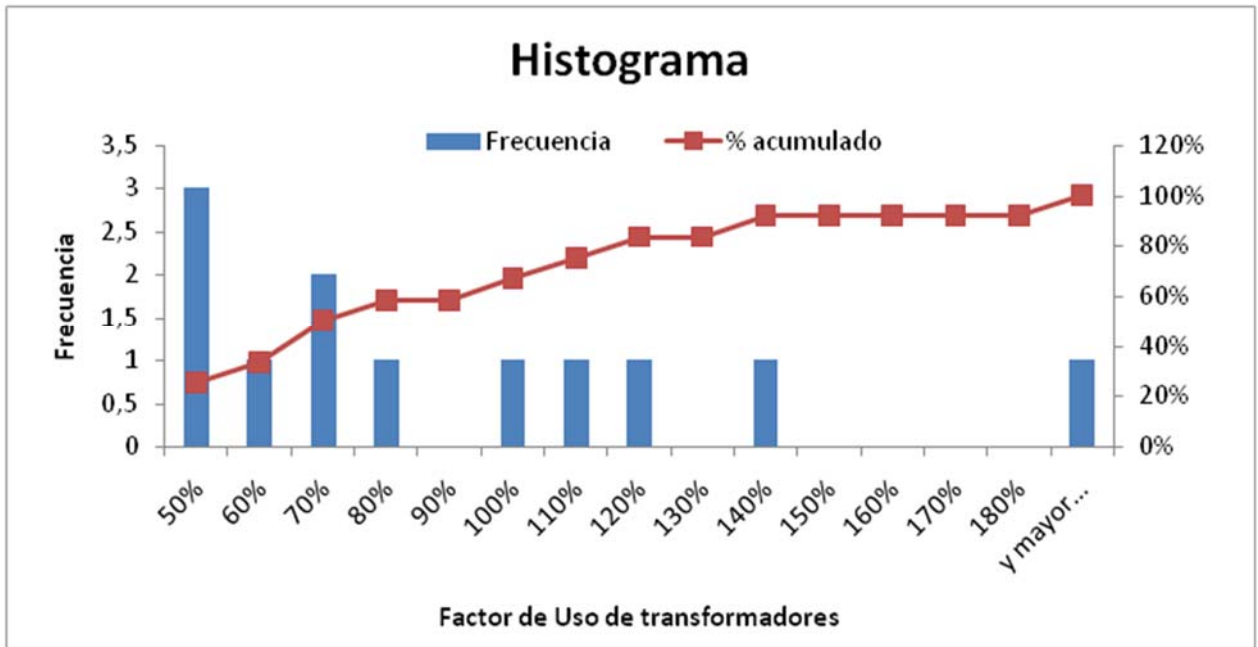


Fig. 5.5 Histograma del factor de utilización de todos los transformadores analizados¹ .

Al desagrupar los transformadores trifásicos y monofásicos, se observa en la Fig. 5.5 que la moda de los transformadores monofásicos tiende al 100%, mientras que los transformadores trifásicos tienen una moda de 50%. La mayor cantidad de transformadores monofásicos presentan una configuración tipo DAE, orientado a sectores de escasos recursos. Actualmente estas zonas presentan un gran crecimiento, lo que explica que los transformadores se encuentren en gran parte sobrecargados. Además este tipo de tecnología para futuras instalaciones no se utilizará.

Considerando que los criterios de inversión por sobreutilización y subutilización de los transformadores, determinan que el factor de utilización debe estar entre 0,2 y 1,4 para unidades menor a 300 kVA y para el resto entre 0,4 y 1,4, se genera la cobertura mostrada en la Fig. 5.6 para determinar los transformadores clasificados por capacidad de uso que se encuentran fuera de la norma.

¹ “y mayor”: la frase mostrada en el histograma, significa que existe un transformador con factor de uso mayor a 180% de su capacidad nominal.

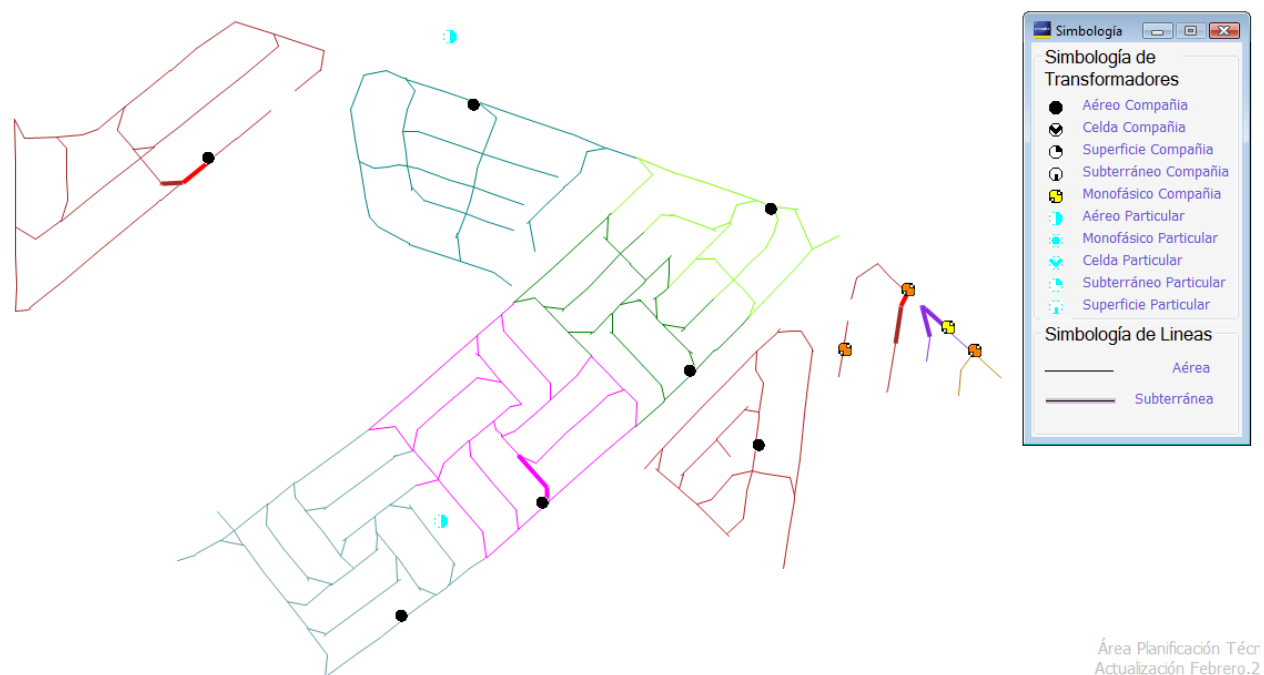


Fig. 5.6 Transformadores y conductores subutilizados o sobreutilizados de los 11 transformadores

La Fig. 5.6 muestra una visión georeferenciada de los transformadores que se encuentran dentro y fuera de norma, observándose que no existen focos de subutilización entre los 11 transformadores analizados.

5.3 Regulación de Tensión

Al ejecutar el flujo de baja tensión, se empleó la tensión nominal a la salida del transformador, sin embargo, debido a la regulación en media tensión este valor puede variar en gran medida. Por lo tanto, los resultados presentados en este punto son indicadores para ser utilizados en media tensión también.

Para ver el comportamiento en término de regulación de tensión en la Fig. 5.7 se muestra los nodos de carga, en donde se resalta en rojo aquellos nodos fuera de norma, es decir, con una regulación por sobre el 7,5% y en amarillo los que están entre 5% y el 7,5%.

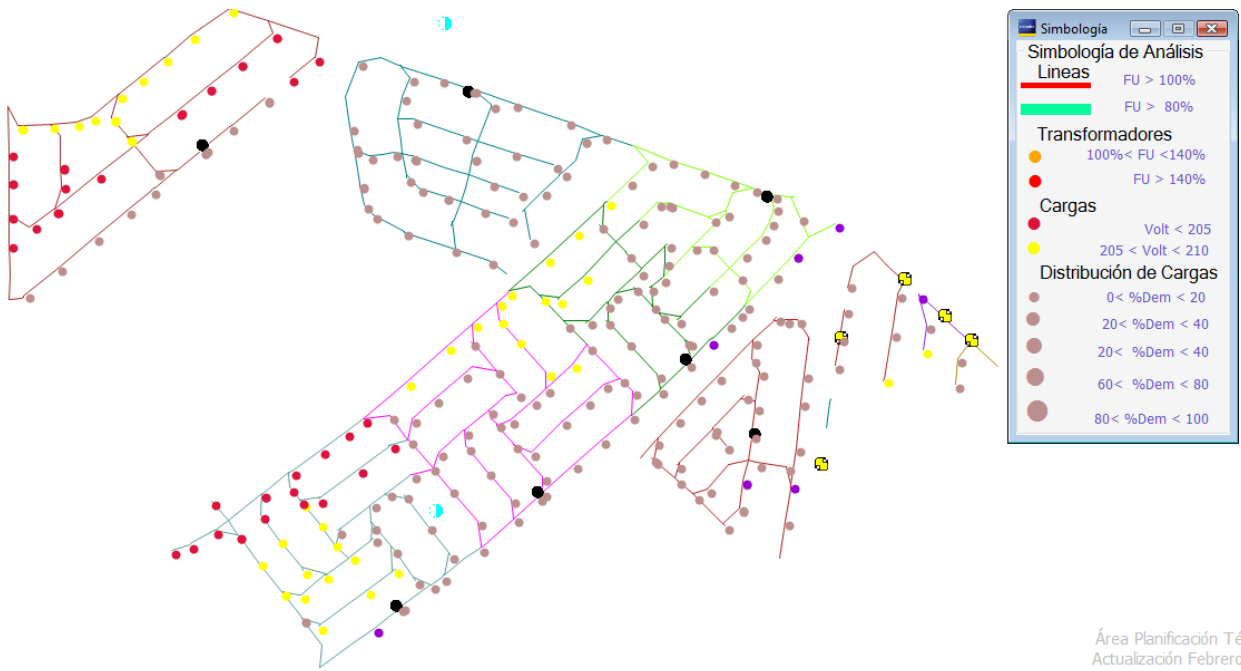


Fig. 5.7 Nodos de Carga con y sin problemas de tensión

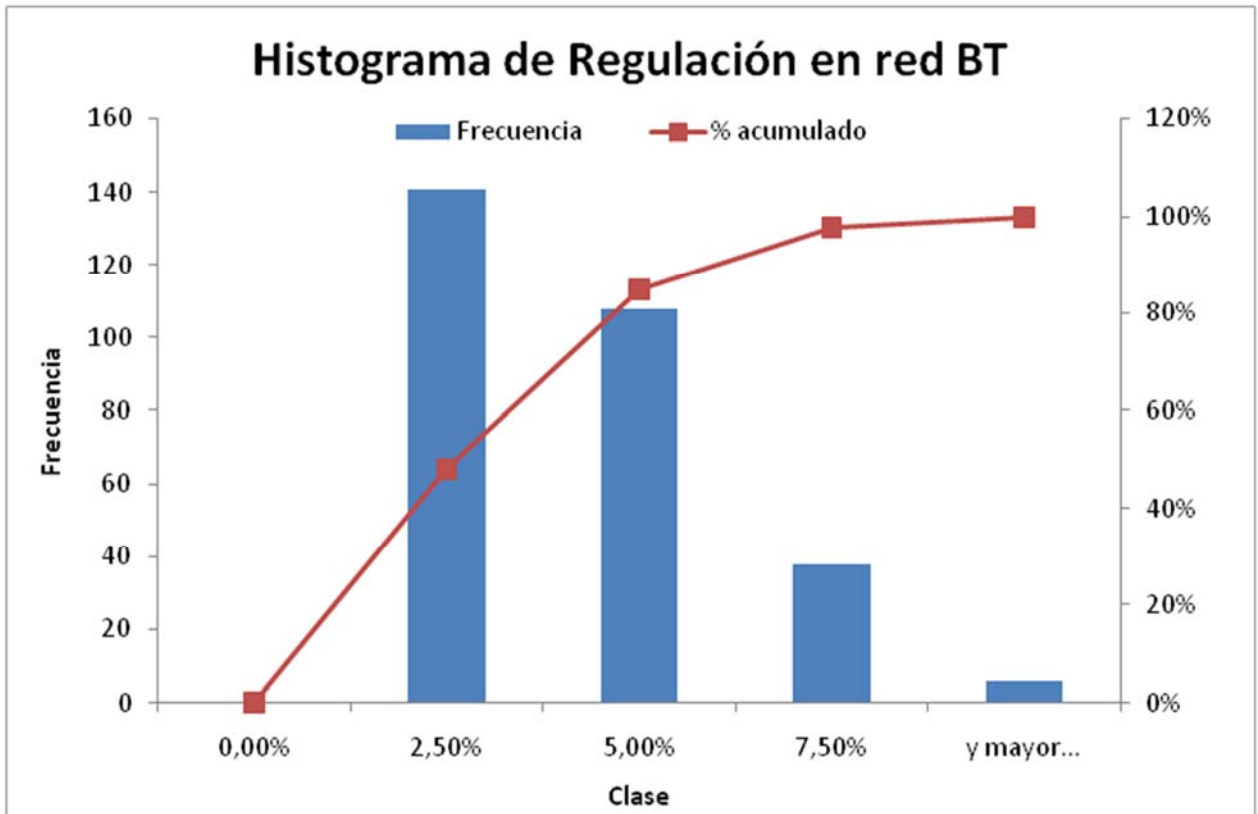


Fig. 5.8 Regulación en circuitos de baja tensión

En la Fig. 5.8 se observa que más del 98% de los circuitos se encuentra dentro de la norma del 7,5% de regulación de tensión.

5.4 Factor de uso de los conductores

A partir del flujo de carga para baja tensión, se obtuvo la corriente máxima para cada tramo de las redes BT, y conociendo la capacidad nominal de cada conductor, se calcula el factor de uso del tramo del circuito BT. En base al factor de uso de los conductores, se construyen la cobertura para identificar los tramos con problemas que se muestra en la Fig. 5.4

Se observa en la Fig. 5.4 que los promedios de uso de los conductores, son aceptables y que la mayoría esta subutilizada sin embargo, está subutilización puede tener ventajas desde el punto de vista de las pérdidas.

Los tramos con problemas de factor de uso son aquellos que están por sobre el 100% que son mostrados en la Fig. 4.19 en rojo y en línea gruesa aquellos por sobre el 80% según su factor de uso.

En la Fig. 5.9, se muestra un histograma de fu de tramos y se pueden indicar que en el sistema de BT el fu de conductores que supera su capacidad nominal, corresponde a menos del 1% del total de conductores.

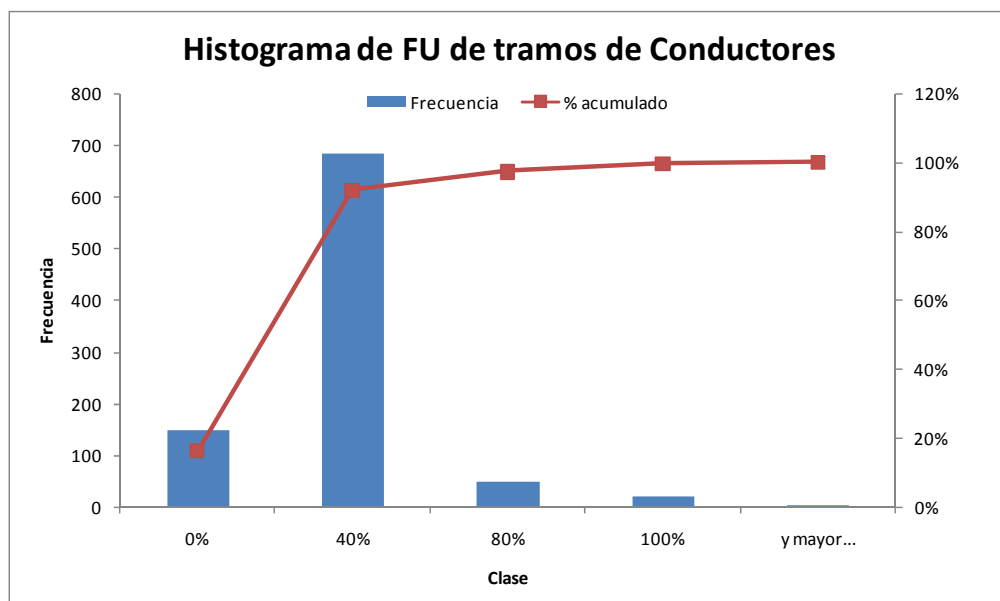


Fig. 5.9 Histograma de los tramos de la red.

5.5 Pérdidas en Redes BT

A partir de los resultados obtenidos en el flujo, y las expresiones definidas en el capítulo 2, se calcula las pérdidas en transformación y en circuitos de baja tensión, para el universo de transformadores analizados.

El programa de Flujo BT entrega una tabla para el cálculo de las pérdidas totales del sistema BT la cual muestra los siguientes resultados:

NUMPOS	KFE	KCU	a	b	CAPA	ASIMET
1	420,00	1847,00	3408,82762	40,90617	150,000	1,0500
11	650,00	3405,00	31425,53608	2122,31372	300,000	1,0200
148	46,00	196,00	313,13010	9,87558	10,000	1,0000

Tabla 5.3 Resultado mostrado por el programa realizado para el cálculo de pérdidas

NUMPOS: Identificador único del transformador.

ASIMT: Factor de Asimetría el cual corrige las pérdidas BT por desbalance de corrientes en sistemas trifásicos.

CAPA: Potencia nominal del Transformador

KFE: coeficiente de pérdidas en el fierro según su potencia nominal.

KCU: coeficiente de pérdidas en el cobre según su potencia nominal.

Para cada pérdida en cobre de transformador y de red se multiplicará por el factor de asimetría.

Además recordar que los factores a y b son para obtener las pérdidas de la red, según el factor de utilización de cada transformador de distribución y así como resultado obtener las pérdidas diarias de la red por medios de los coeficientes a y b encontrados a través del método de mínimos cuadrados y análisis de cada transformador para distintos factores de utilización.

5.6 Proyectos que se pueden realizar en la red analizada

Se muestra en la Fig. 5.7 problema de regulación de tensión en cargas y la Fig. 5.6 problemas de sobre utilización de conductores; para estos problemas se plantearon las siguientes soluciones:

- Cambiar los conductores por unos con mayor capacidad en los dos tramos sobresaturados:
 - En la Fig. 5.6 se observó que uno de los 2 transformadores con problemas de regulación tiene un cable sobresaturado lo cual puede que resuelva el problema de regulación de tensión.
- Traspasar carga de uno de los transformadores con problemas de regulación a otro transformador que se encuentre sin problemas:
 - Por medio de un cambio de límite de zona se podrá analizar si se puede evitar los problemas de regulación de tensión de la red por sobre utilización de conductores

Al realizar cambio de conductor en los dos tramos y con el traspaso de carga de un transformador a otro se puede ver el resultado de la red en la Fig. 5.10

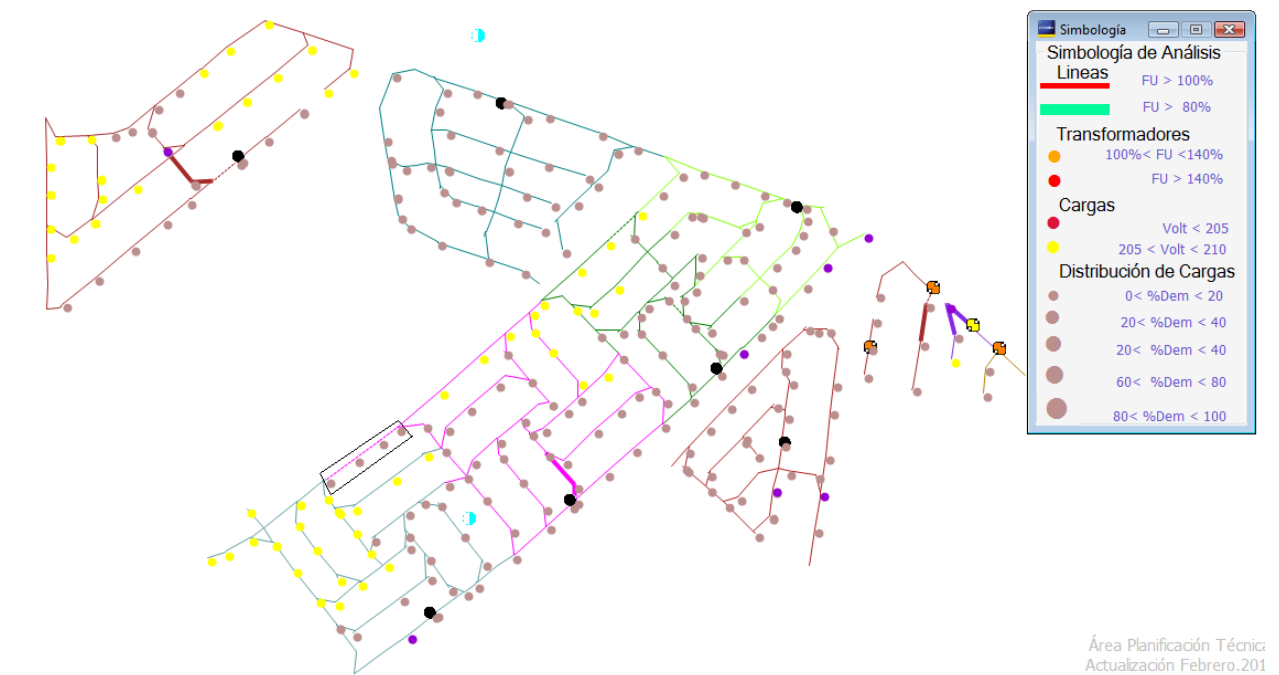


Fig. 5.10 Red analizada con diagnóstico de transformadores, líneas y nodos de carga

En la Fig. 5.10 se ve claramente que no hay tramo por el sobre 100% de su factor de utilización y también se corrigieron los problemas de regulación de tensión.

En el caso de los 2 transformadores que tenían problemas de regulación de tensión, uno se resolvió con el cambio de conductor a uno con mayor capacidad eléctrica y el otro se resolvió con el cambio de límite de zona que se enmarca en un cuadrado en la Fig. 5.10.

En el caso de los transformadores sobreutilizados si se ve en la tabla son todos monofásicos que no superan la capacidad de 15 KVA pero no superan el 140% por lo cual por los criterios de la compañía no son de urgencia cambiarlos por uno de mayor capacidad, proyecto de cambio de límite de zonas o agregar transformadores para aumentar la capacidad de alimentación en la red.

5.7 Resumen

Los transformadores simulados por el flujo de baja tensión fueron un 98% pero se analizaron sólo 11 transformadores del total que se encuentran en la red, de los cuales se extrajo información acerca de la operación del sistema, y aplicando los criterios definidos con anterioridad se estableció los elementos BT que se encuentran fuera de norma.

Se definieron problemas de:

- Sobreutilización y subutilización de transformadores.
- Comportamiento de los transformadores según fu de las pérdidas en sus redes BT.
- Redes sobrecargadas.
- Circuitos BT con regulación fuera de norma.

En este capítulo se mostró todos los resultados obtenidos por medio del flujo de carga, además se mostraron algunos posibles proyectos para resolver los problemas encontrados.

6 Conclusión

En este trabajo se presenta el mejoramiento y la utilización de una herramienta computacional que permite analizar el diseño y estudio de las redes de Baja Tensión georeferenciadamente. El hecho de realizar una herramienta interactiva e intuitiva de fácil manejo, en el dibujo de la red, modificación de parámetros y en el cálculo de flujo de potencia, se logra una herramienta útil y fácil de utilizar para analizar el desarrollo de la red.

La herramienta presentada utiliza para el cálculo de flujos de potencia en redes de baja tensión, el método de cálculo de suma de corrientes. Este es uno de los métodos de solución especial para redes radiales. Este método suma la corriente desde uno de los nodos de carga más lejana hacia el nodo fuente (nodo del transformador). Luego desde el nodo fuente hacia los nodos de carga se calcula la tensión.

En la herramienta mejorada en este trabajo, el factor de carga era referida al sector de suministro de cada transformador y este era calculado en base a un estudio realizado en clientes BT1 [16]. Ahora se calcula el factor de carga según el tipo de tarifa de los clientes tomando para aquellos clientes no BT1 los datos de demanda leído y para los que no la poseen se saca de forma individual respecto a su energía facturada anual mediante una nueva modelación basada exclusivamente clientes no BT1.

Además la herramienta desarrollada presenta la utilidad de poder determinar una estimación de las variables de operación para cada circuito de baja tensión, por lo que ante eventuales problemas de regulación y demanda es posible identificar con mayor rapidez la solución. Además se pueden realizar modificaciones en el sistema que permitan obtener una mejor operación. Por lo cual se pueden realizar diversos estudios como:

- Sobrecarga de redes
- Sobrecarga de transformadores
- Estudio de nivel de tensión de los clientes.
- Cálculo de pérdidas de las redes

En bases a estos estudios se puede simular los proyectos para corregir los problemas detectados o cambiar algunos supuestos del flujo de carga, para solucionar las condiciones de riesgo encontradas y sean más fidedignas como:

1. cambiar la tensión nominal en el transformador, esto puede modificarse, debido a que la tensión puede cambiar por medio de la regulación de la media tensión. El modelo de flujo de carga está habilitado ahora para recibir como dato de entrada la tensión en cada

transformador, cuya información puede ser suministrada por las unidades de la compañía correspondiente.

2. Se puede identificar donde hay clientes no BT1.
3. Se puede identificar el tipo de redes (subterránea o aérea)
4. Se puede identificar el tipo de transformador (monofásico , trifásico y/o subterráneo, aéreo y superficie)
5. Para del cálculo de pérdidas mediante la herramienta se puede obtener la curva que relaciona las pérdidas de cada transformador analizado con su factor de uso para así obtener con la ayuda de la herramienta, las pérdidas mensuales del sistema de baja tensión.

Para la realización de proyectos se puede modificar datos de los parámetros de la red como:

1. La capacidad en los conductores por medio del cambio del tipo de conductor en caso de que este sobrecargado.
2. Modificar la potencia de las carga
3. Modificar la capacidad máxima del transformador.

Finalmente, mencionar que se cumplieron los objetivos generales, que era lograr una modelación adecuada de los clientes no BT1, poder implementar proyectos de forma iterativa y obtener de forma inmediata los resultados y poder identificar los elementos existentes en la red de baja tensión.

Sin embargo hay muchos desarrollos para futuras versiones debido a que se podría realizar un flujo trifásico si se tuviera la información georeferenciada de que cliente se encuentra conectado a cada fase y así analizar también el problema de desbalance.

En definitiva el programa de flujo de potencia que presenta este trabajo, tiene pocos requerimientos de memoria, es robusto y es razonablemente rápido pese a ser georeferenciado. Estas características permiten que este programa se constituya en una poderosa herramienta de análisis, para gran parte de los estudios que se desarrollan sobre sistemas eléctricos de distribución en baja tensión

6.1 Trabajos Futuros

Para futuras versiones y/o correcciones de la herramienta computacional desarrollada, se pueden realizar las siguientes mejoras:

- En primer lugar se podría habilitar la opción de alterar los factores de potencia de las cargas, debido a que el flujo lo deja constante.
- En segundo lugar se podría simular un pequeño medio de generación distribuida (PMGD) (se puede definir a grandes rasgos, como la producción de electricidad a pequeña escala que se realiza cerca de los centros de consumo [17]). Se podría representar la PMGD como una carga negativa con factor de potencia constante (barra PQ). Esta es la forma más común y no implica una modificación del algoritmo utilizado. También se podría representar la PMGD como una inyección de potencia negativa con tensión constante (barra PV). Este caso es más complejo y requiere de un proceso iterativo más dentro del algoritmo del flujo.
- En caso de poder obtener la información de que cliente se encuentra conectado a cada fase del sistema cambiar el modelo circuital de monofásico a trifásico obteniendo resultados por circuito y con esta información analizar posibles problemas de desbalance.

7 Bibliografía

- [1] MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN. "*Decreto 632*". 15 de noviembre de 2000.
- [2] MINISTERIO DE MINERÍA. "D.F.L N°1" 13 de septiembre de 1982.
- [3] CHILECTRA, Gerencia de distribución. "Cálculo de pérdidas técnicas". Enero de 2000. Santiago.
- [4] CHILECTRA, Línea de negocios de distribución regional. "*Criterios de planificación de la red eléctrica de baja tensión*". Enero de 2004. Santiago.
- [5] MINISTERIO DE MINERÍA. "Decreto supremo 327".12 de diciembre 1997.
- [6] REBOLLEDO, Rolando. "*Procedimiento de toma de muestra para el estudio de curvas de consumo de Chilectra S.A.*". Diciembre de 2002. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [7] CHILECTRA, Subgerencia de planificación e ingeniería. "*Determinación de horas de uso clientes BTI*". Diciembre de 2002. Santiago.
- [8] SANHUEZA, Hernán. "*Elementos para el análisis computacional de sistemas de energía eléctrica*". 1995. Universidad de Santiago de Chile.
- [9] DEITEL, Harvey; DEITEL,Paul. "*C++ Como Programar*". Pearson .
- [10] ENERSIS. "*Especificación técnica para líneas aéreas en baja tensión*". Noviembre de 2008.
- [11] CRISTIAN MUÑOZ M. "Flujo de potencia trifásicos para sistema de distribución". Junio de 1989 Pontificia Universidad Católica de Chile
- [12] ROMERO, M. "*Enciclopedia Wikipedia*". *Teoría de Grafos*. 2004

- [13] JAIME PILADUNGA U. “*Análisis del factor de carga y del factor de diversidad para el diseño eléctrico de Centros Comerciales Populares del Municipio de Quito*”.. Mayo 2009.
- [14] CORMEN, THOMAS H.; LEISERSON, CHARLES L.; RIVEST, RONALD L. (1990). “*Introduction to Algorithms*”. MIT Press y McGraw-Hill
- [15] DEITEL, HARVEY; DEITEL, PAUL. “*C# Como Programar*”. Pearson
- [16] RODRIGO MALDONADO I. “*Desarrollo de criterios y metodologías de planificación en redes de BT y de sistemas de Transformación MT/BT*”, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad Federico Santa María. 2004
- [17] LUIS ALFONSO GALLEGO; JESUS MARIA LOPEZ LEZAMA; DIEGO ADOLFO MEJIA GIRALDO “*Flujo de Potencia Trifásico desbalanceado en sistema de distribución con generación distribuida*” Diciembre 2009 Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia

Anexo A: Manual Programa de Flujo de Baja Tensión

ESPECIFICACION FUNCIONAL HERRAMIENTA DE ANÁLISIS Y DE PROYECTOS DE SISTEMAS EN BAJA TENSIÓN

**GERENCIA GESTION REDES SUBGERENCIA DE
PLANIFICACION E INGENIERIA
AREA DE PLANIFICACIÓN TECNICA**



1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de una herramienta de análisis de sistemas de baja tensión nace como una necesidad de poder detectar anomalías en la red, determinar el estado de carga de los componentes y mejorar la gestión de los reclamos.

En este informe se describe cómo opera esta herramienta, cuáles son las bases de datos utilizadas, y otros datos de interés.

Las bases teóricas del motor de cálculo de la herramienta de análisis de sistemas de baja tensión se encuentra en la memoria "Sistema para análisis de flujo de potencia e ingeniería aplicado a redes de Baja Tensión", disponible en el Área Planificación Técnica.



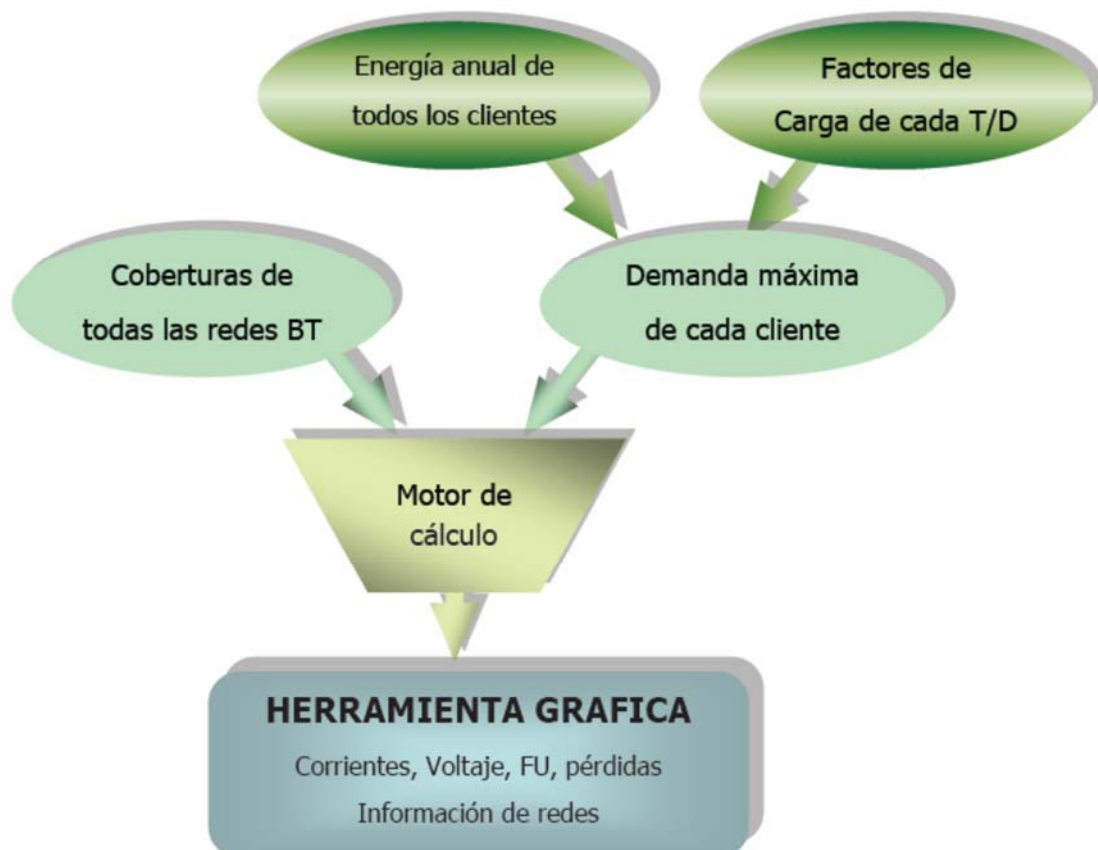
2. METODOLOGIA DE CÁLCULO

El sistema de análisis toma como datos de entrada las energías facturadas de los clientes durante un año, estas energías son traducidas a potencia máxima mediante factores de carga. Además, toma la topología del sistema de baja tensión a través de las coberturas georreferenciadas de las redes BT, transformadores de distribución y clientes.

Mediante un algoritmo de cálculo de flujo de potencia, se determinan los voltajes en las cargas y las corrientes por las redes de baja tensión. Con estos datos es posible determinar los grados de carga de las líneas y transformadores.


Los resultados son almacenados en bases de datos, los cuales son mostrados gráficamente.

Motor de cálculo



Las bases de datos utilizadas por la interfaz gráfica del flujo de baja tensión son las siguientes:

T_OUT.dbf: Contiene los datos geográficos y los resultados del flujo de potencia de los transformadores de distribución.

	ESPECIFICACION FUNCIONAL PARA LA APLICACIÓN DE FLUJO DE CARGA EN BAJA TENSION.	<i>Revisión 1</i>
		<i>Octubre 2013</i>
		<i>Hoja 4 de 43</i>

R_OUT.dbf: Contiene los datos geográficos y los resultados del flujo de potencia de las líneas de baja tensión.

C_OUT.dbf: Contiene los datos geográficos y los resultados del flujo de potencia de los clientes.

Adicionalmente, se instalarán en la misma carpeta las coberturas de la red de media tensión, la planta y vial, las cuales pueden imprimirse junto con la red de baja tensión.

3. MODO DE USO

En la figura 3.1 se muestra la ventana del programa. En blanco se puede apreciar la zona donde son graficadas las redes.



ESPECIFICACION FUNCIONAL PARA LA APLICACIÓN DE FLUJO DE CARGA EN BAJA TENSION.

Revisión 1
Octubre 2013
Hoja 5 de 43

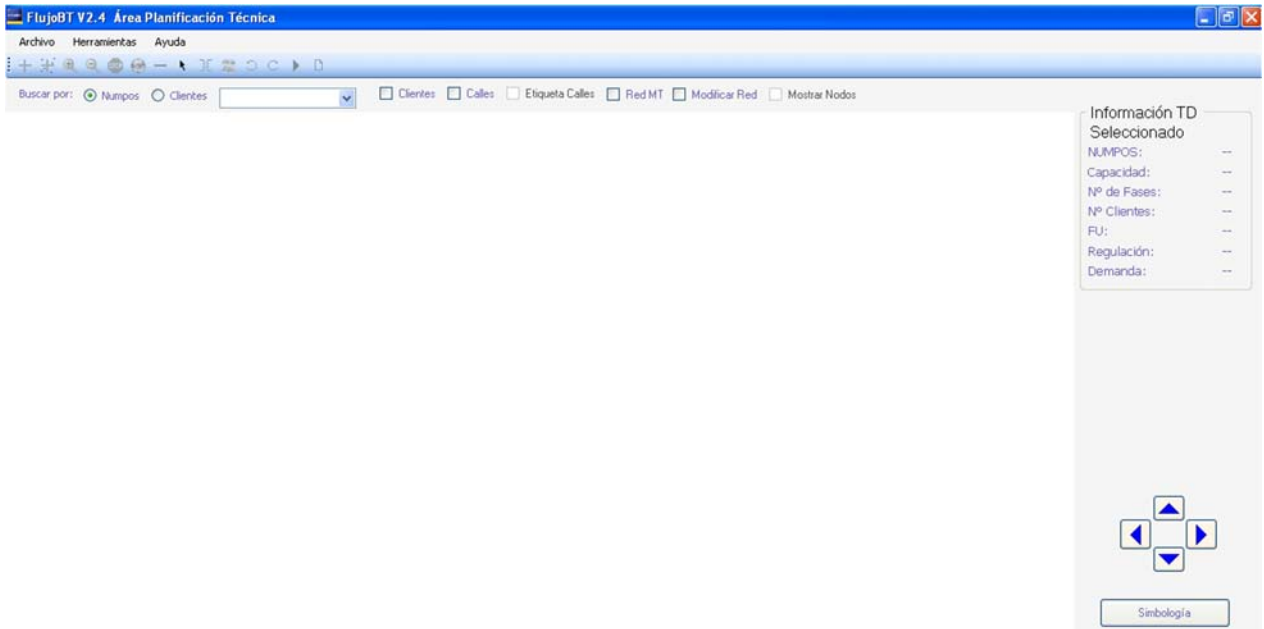


Fig. 3.1 Pantalla de inicio

Para mostrar una red, se debe seleccionar desde la lista desplegable el número de posición del transformador asociado a dicha red (numpos), como se muestra en la Fig. 3.2.

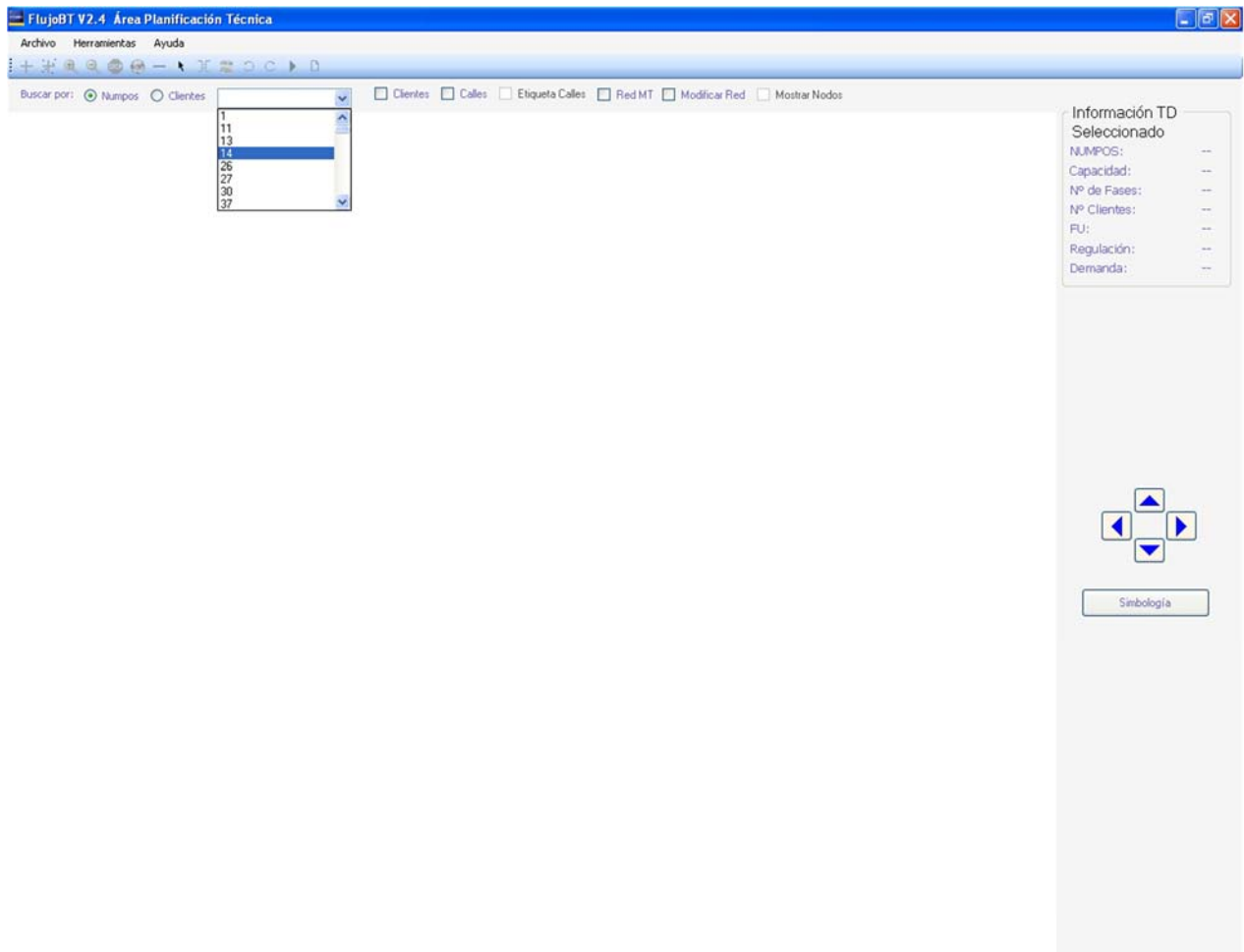


Fig. 3.2 Selección del Número del transformador de distribución.

Al seleccionar el Numpos del transformador, aparecerá en la zona de gráfico la red asociada a ese transformador (en verde) y las redes vecinas dentro de un radio de 300 m aproximadamente.

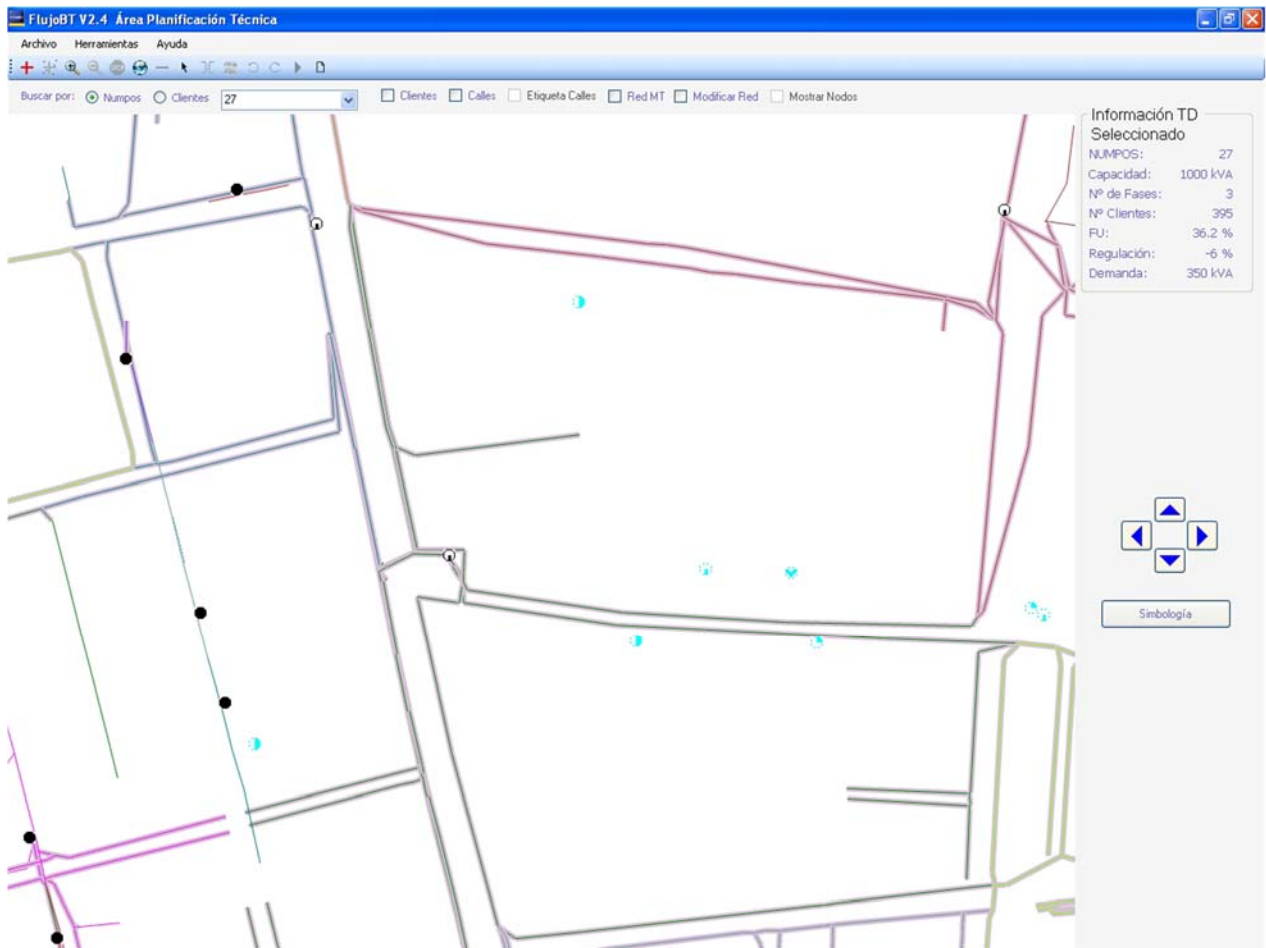


Fig. 3.3 Red correspondiente al numpos N° 27, y sus redes vecinas.

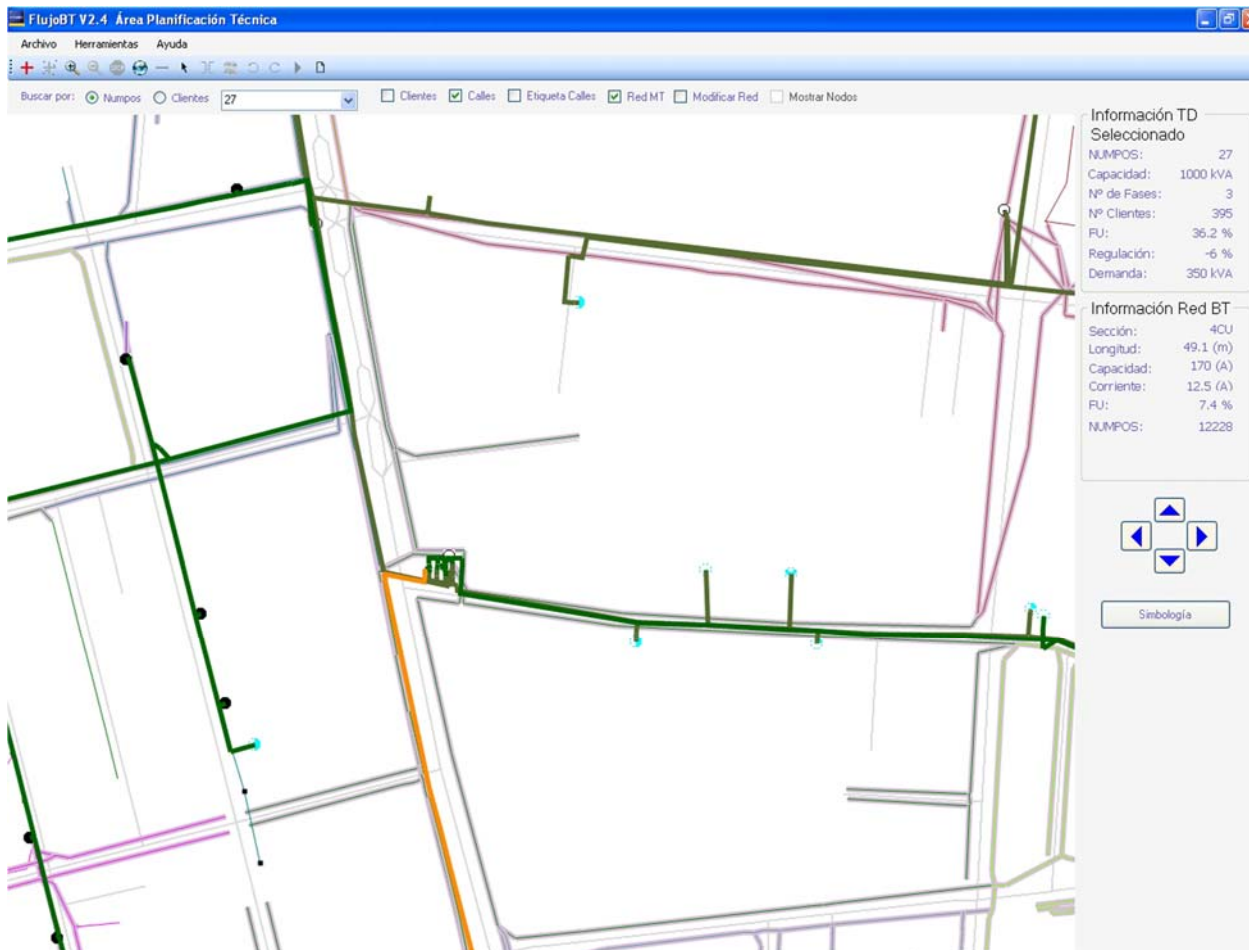



Fig. 3.4 Red de baja y media tensión, calles y clientes asociados al numpos seleccionado y redes vecinas.

En los campos de la derecha se puede apreciar la información asociada a los transformadores de distribución, líneas de baja tensión y clientes.

Además se puede diferenciar entre las redes aéreas y subterráneas del sistema de Baja Tensión

Para visualizar la imagen satelital en donde están las redes y transformadores, se debe presionar el botón  que se encuentra en la barra de herramientas de la aplicación. Solo se desplegara la imagen si se tiene acceso a internet

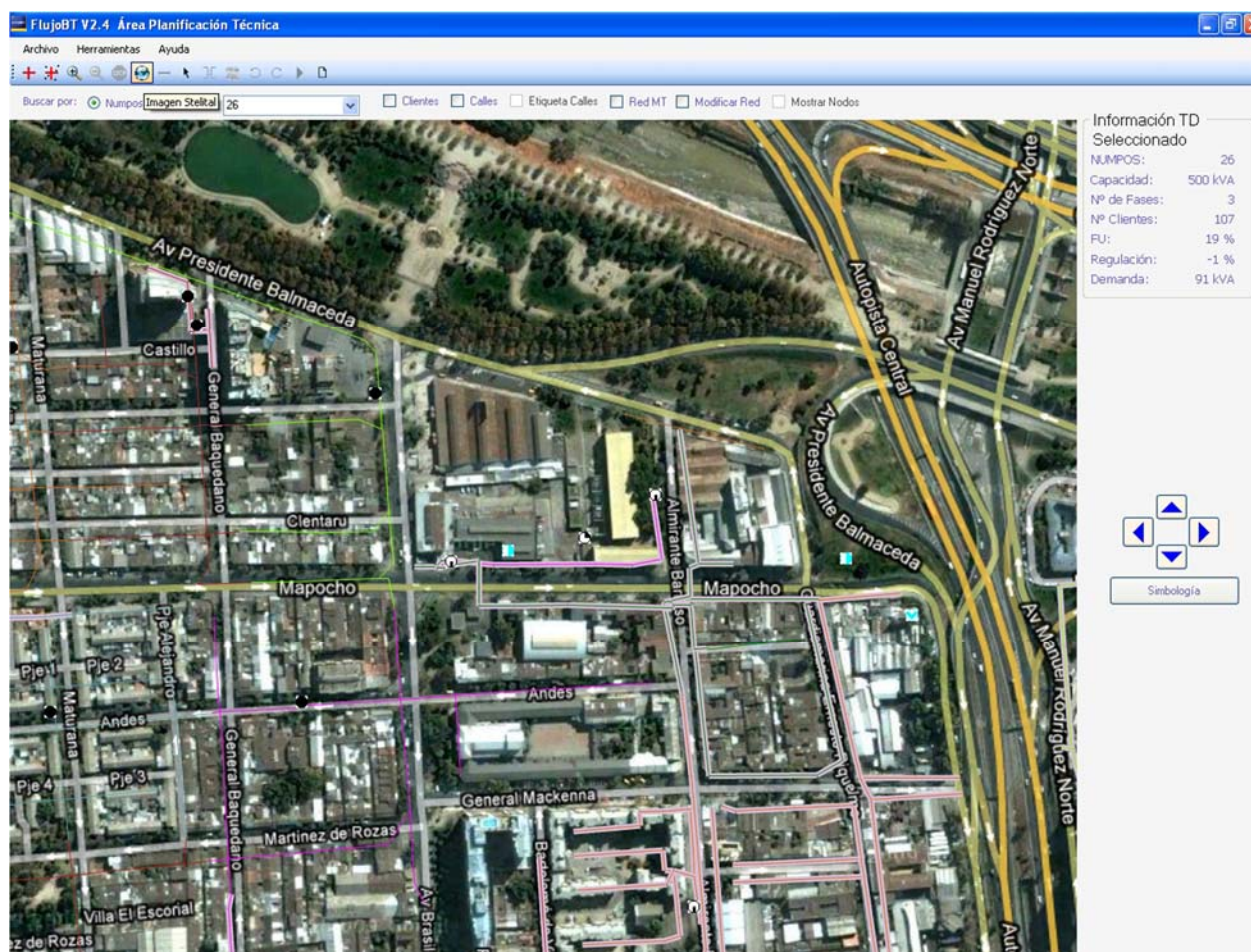




Fig. 3.5 Red de Baja con Imagen satelital de fondo.

Para volver al modo original del despliegue de la red, se debe presionar el botón  que se encuentra en la barra de herramientas de la aplicación.



3.1. Diagnósticos

El sistema de análisis permite realizar diagnósticos gráficos de cargabilidad de líneas y transformadores de distribución. También es posible visualizar el nivel de voltaje de los clientes y el porcentaje representativo de la carga con respecto a la demanda del transformador asociado.

Para realizar el diagnóstico de carga de líneas y transformadores, se debe presionar el botón  que se encuentra en la barra de herramientas de la aplicación.

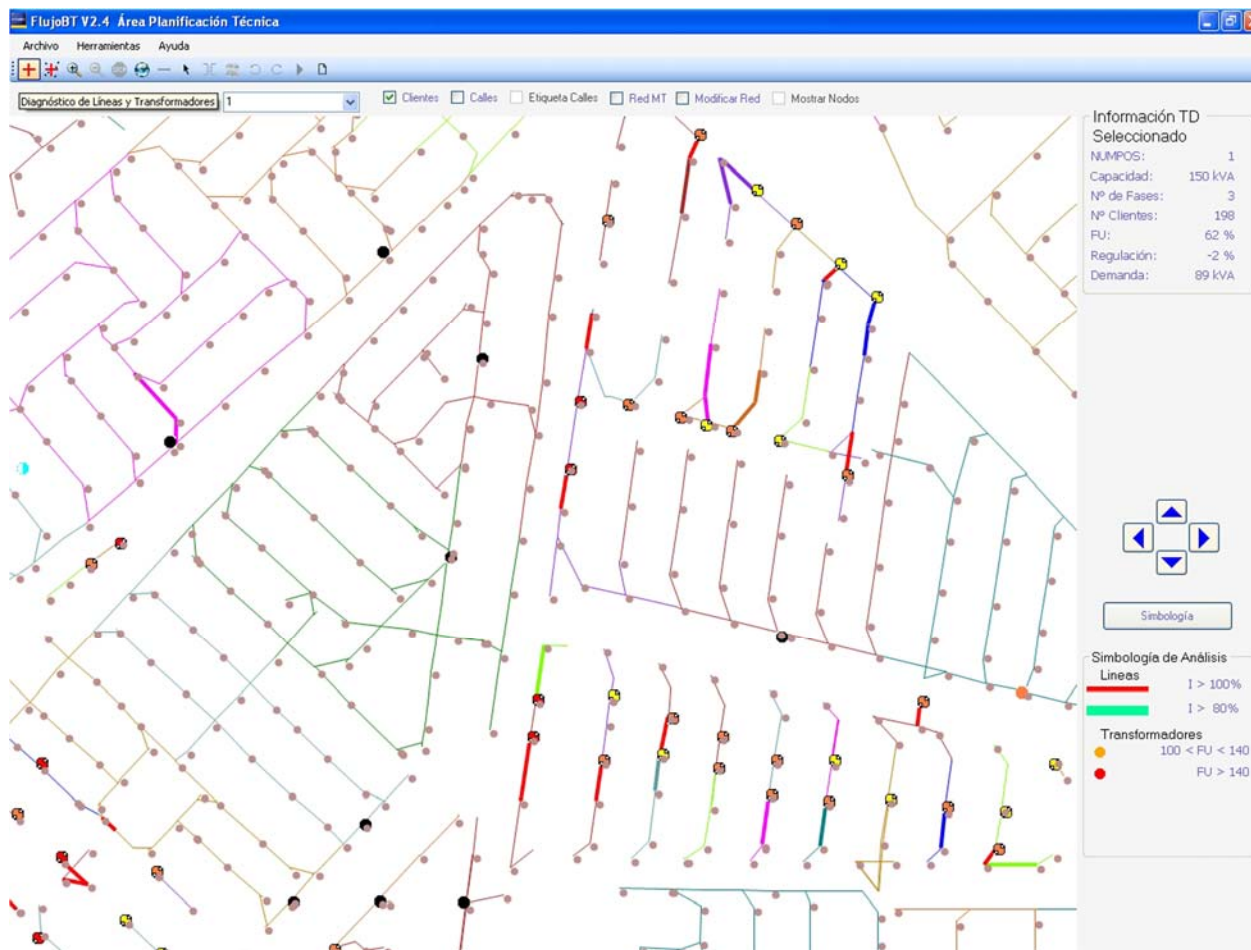



Fig. 3.6 Resultado del diagnóstico de cargabilidad de líneas y transformadores de distribución.

Para realizar el diagnóstico de clientes, se debe presionar el botón  de la barra de herramientas.

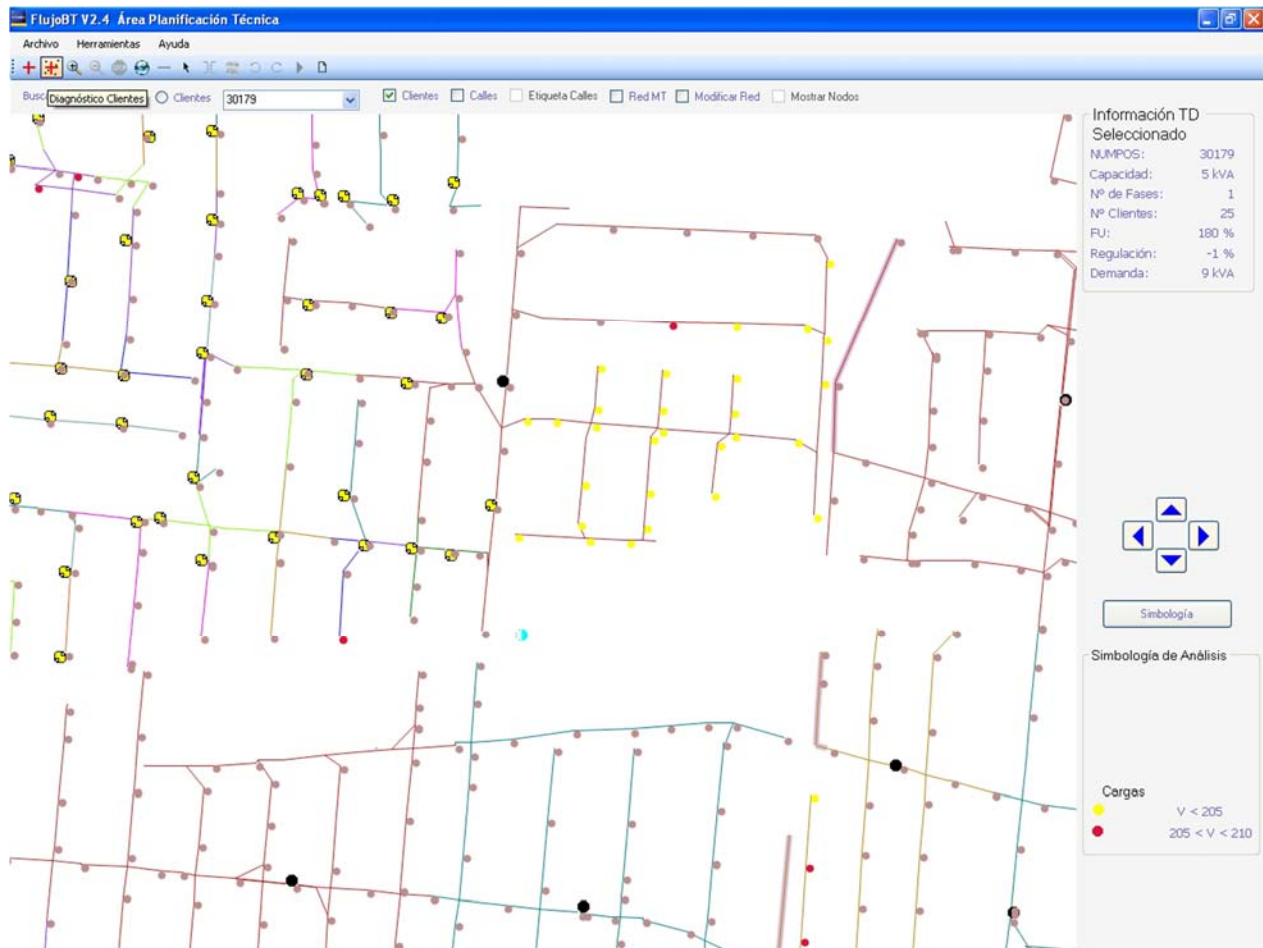


Fig. 3.7 Resultado del diagnóstico de voltaje de clientes.

Para realizar el diagnóstico de Cargas del Sistema, se debe ir a menú herramientas y presionar sobre Diagnostico de Cargas.

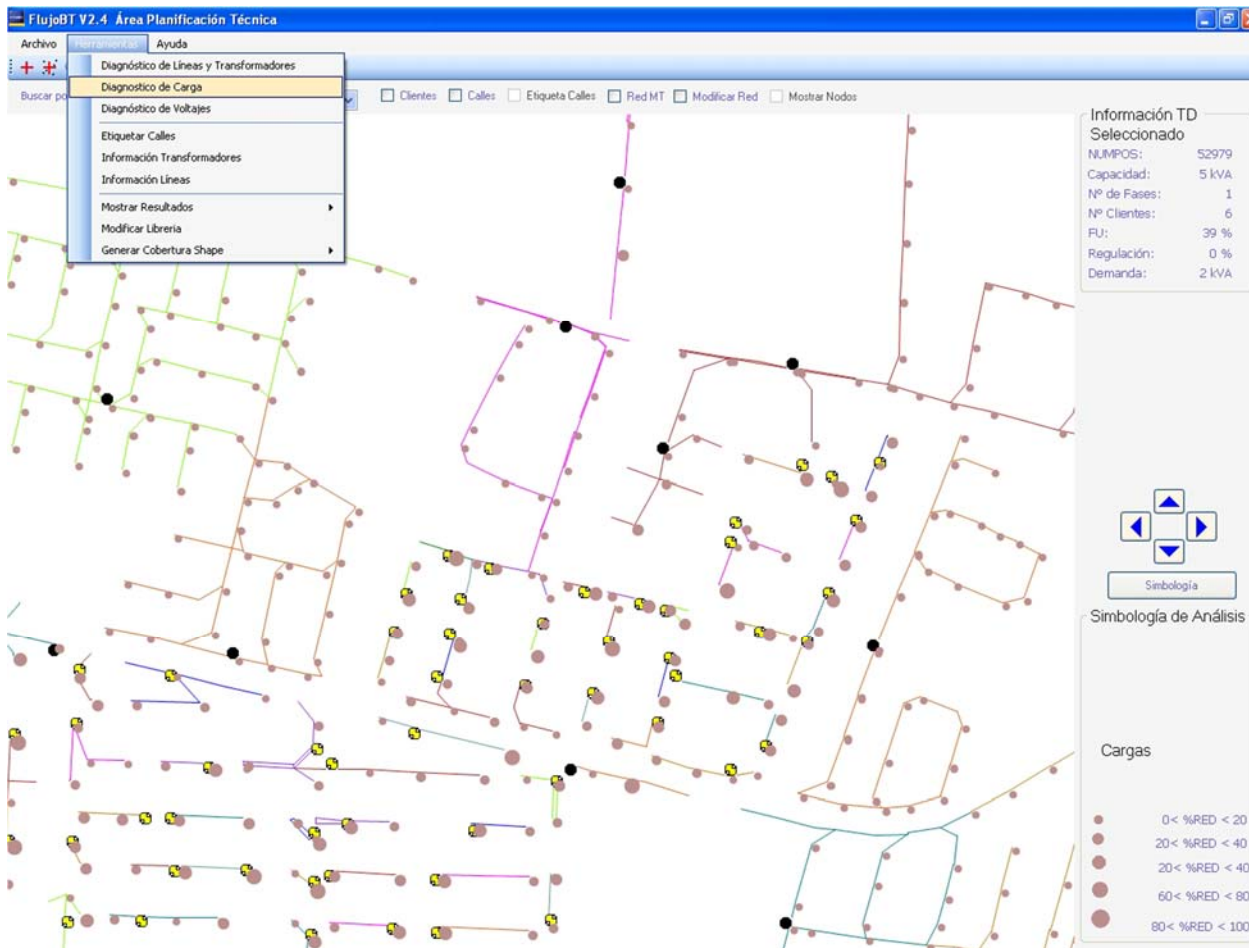


Fig. 3.8 Resultado del diagnóstico de carga de clientes.

Proyectos

Para empezar a realizar proyectos en la red de baja tensión (por ejemplo: refuerzo de redes cambio de límites de zona o cambio en la demanda de clientes, etc.), se debe ir a menú herramientas y presionar sobre la celda asociada a la función Modificar Red.

Para seleccionar las líneas o transformador o carga a editar debemos clicar con el botón derecho del mouse sobre el elemento a cambiar y aparecerá un menú el cual contiene la opción de Editar Elemento.

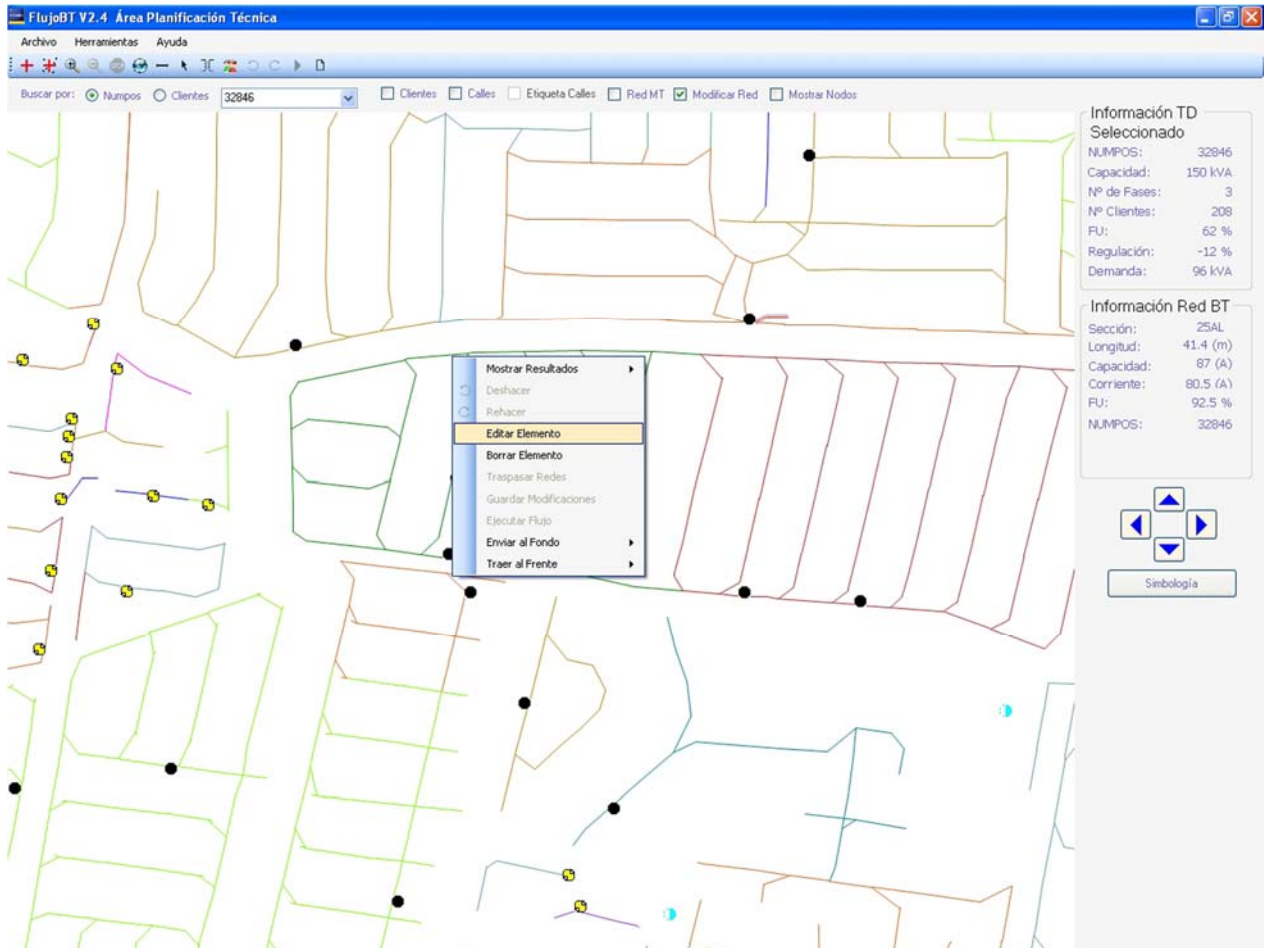


Fig. 3.9 Menú habilitado al clicar con el botón derecho

Refuerzo de líneas

En caso de las líneas de baja tensión se puede seleccionar más de una a la vez presionado con el botón izquierdo del mouse y arrastrándolo por la zona de líneas que quiere seleccionar.

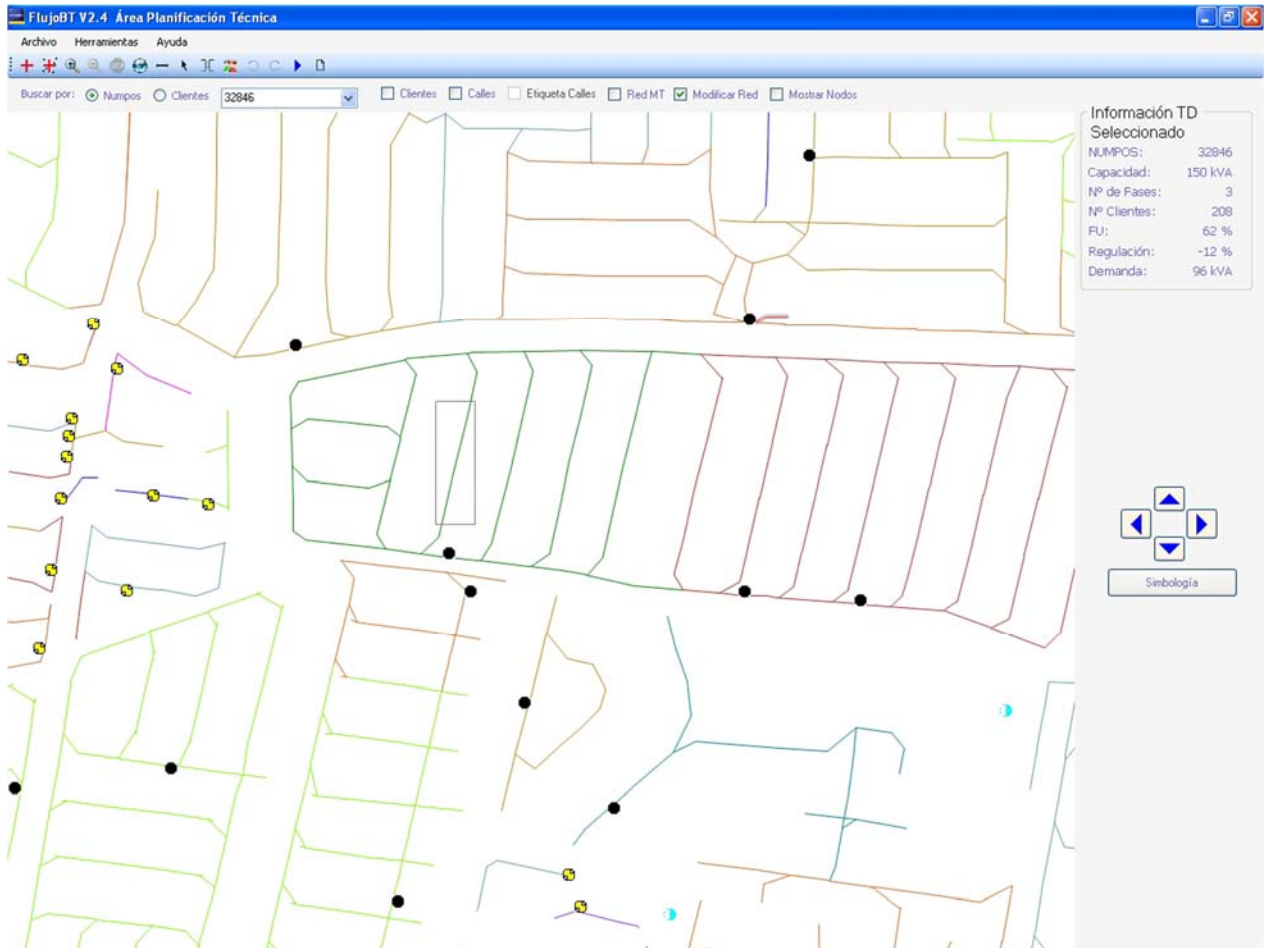


Fig. 3.10 Selección de redes para editar

Luego clics sobre el botón derecho del mouse y aparecerá el siguiente dialogo

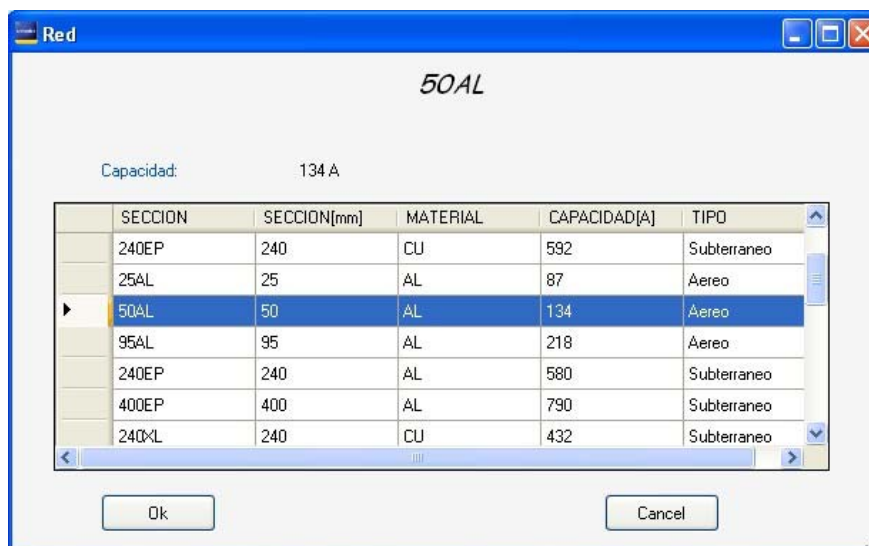


Fig. 3.11 dialogo de lección de conductor

Y luego clicas sobre el conductor deseado y aparecerá la capacidad indicada y la sección del conductor seleccionado en la parte de arriba del dialogo.

Luego clicas sobre el botón Ok.

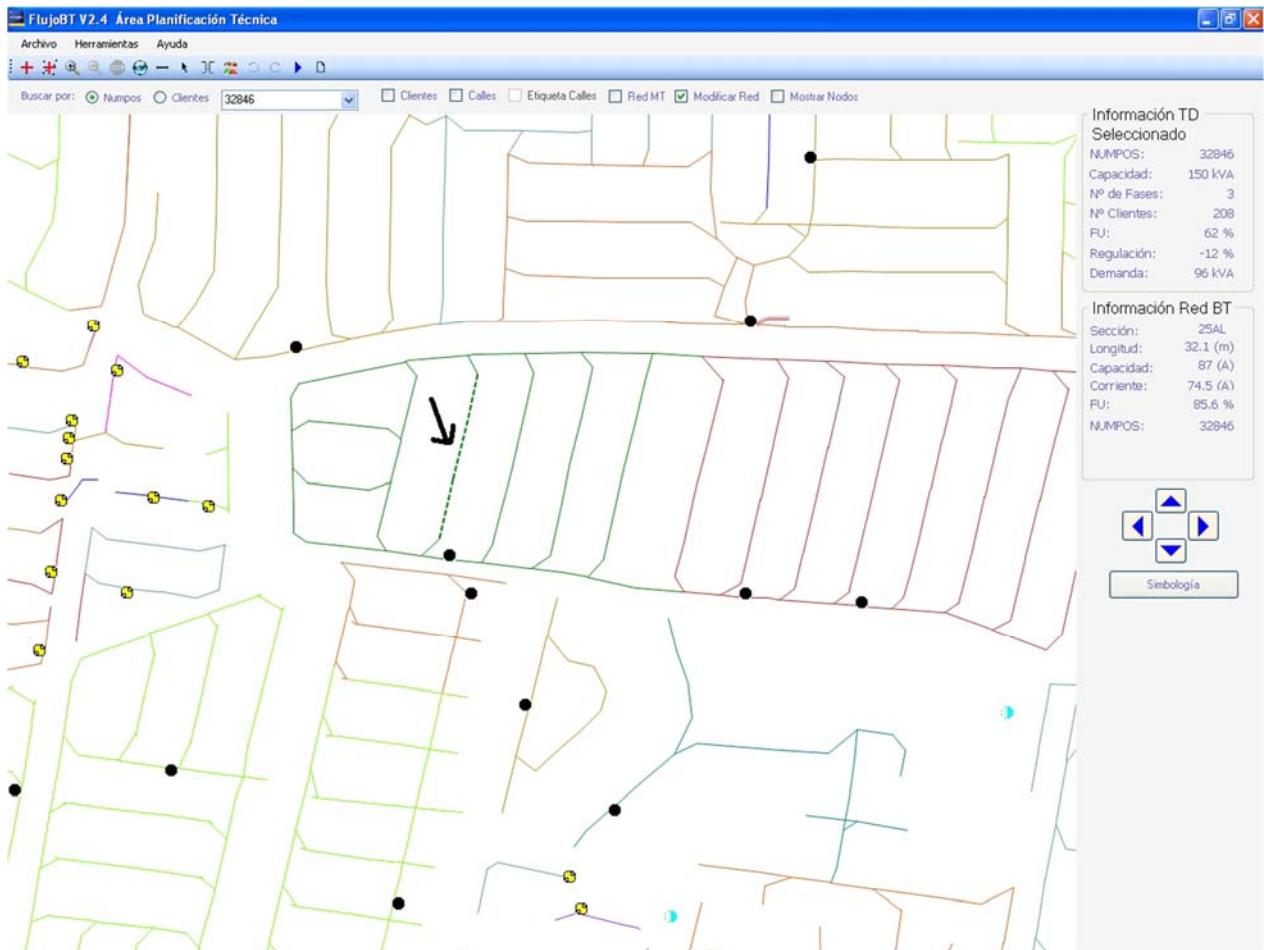


Fig. 3.12 Con red de baja tensión proyectada

Y aparece segmentado el tramo el cual se hizo el refuerzo de la red de un conductor 25AL a uno de 50AL.

Cambio de transformador

Cuando selecciona a editar un transformador aparece el siguiente dialogo

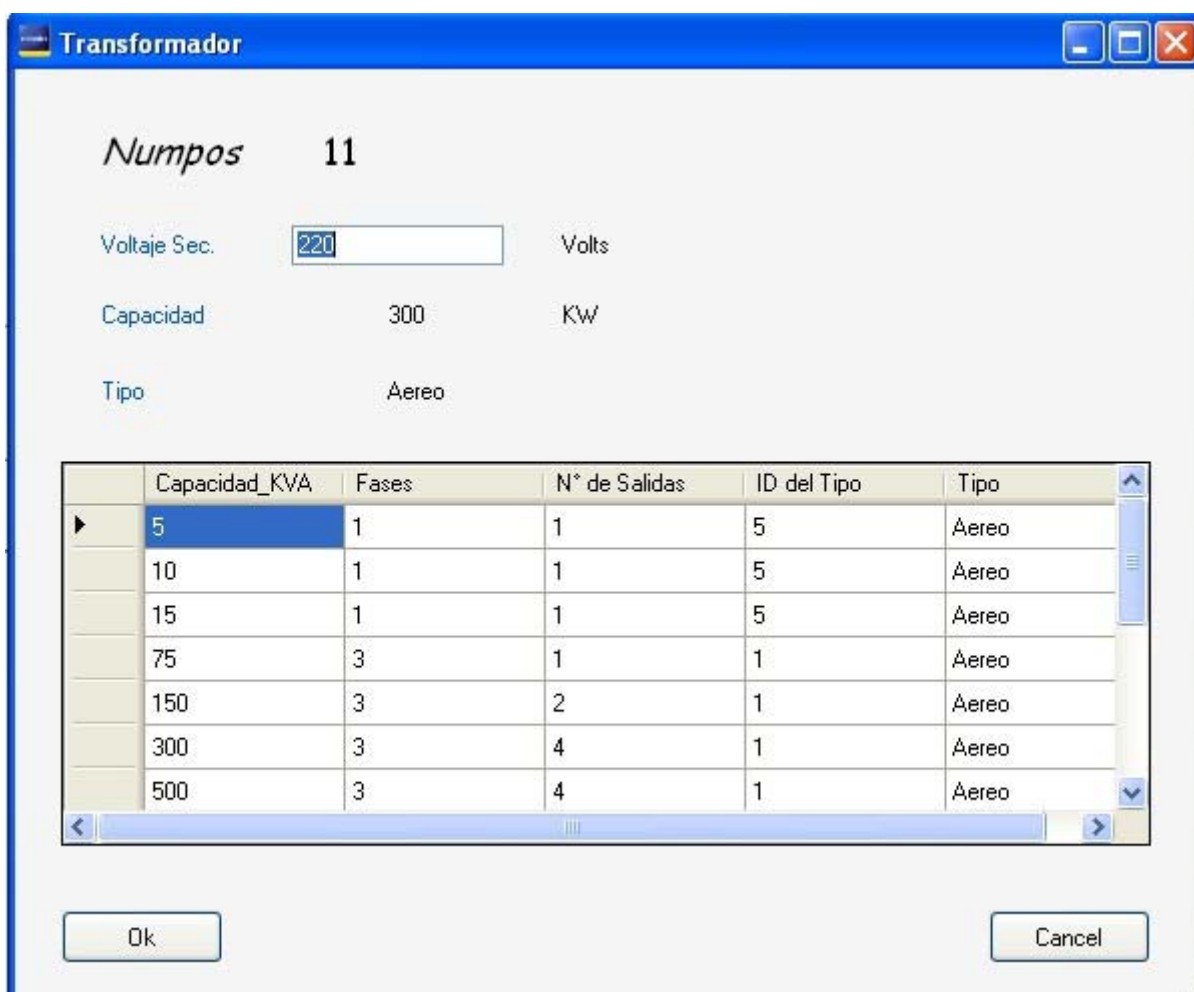


Fig. 3.13 Dialogo para la selección de transformador.

En el cual aparece arriba los datos del transformador a cambiar luego clicas sobre el transformador que desee y cambiara por el seleccionado.

Cambiar demanda y/o número de clientes de los nodos de carga

Cuando selecciona a editar un nodo de carga aparece el siguiente dialogo

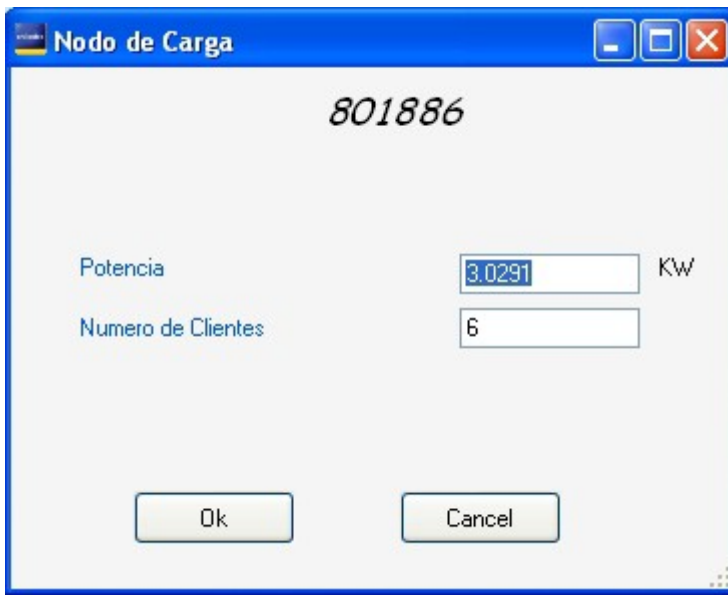


Fig. 3.14. Dialogo para especificar datos de los nodos de carga

En el cuadro aparece la potencia que demanda el nodo de carga y número de clientes la cual tiene,

El proyectista podrá modificar la carga mientras sea números mayores que cero.

Cambio de límites de zona

Para hacer cambios de límites de zona se debe seleccionar con el botón derecho o de la misma forma que para editar la red de Baja tensión “mientras se mantiene apretado el botón control”.

Ejemplo:

Se tiene la siguiente red asociada al numpos 11 que se encuentra pintada de verde.

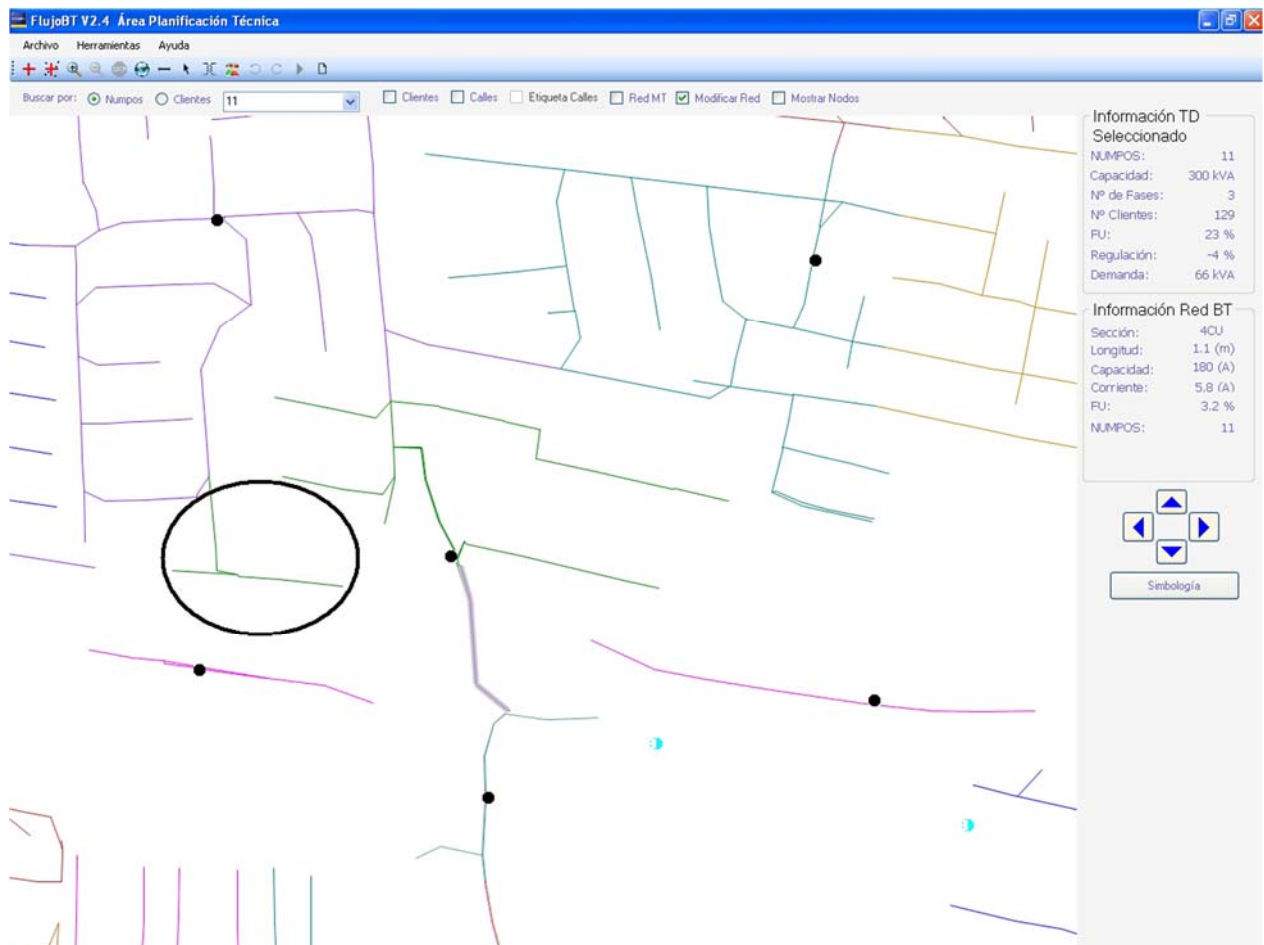


Fig. 3.15. Red a cambiar de equipo

Selecciona las redes de la forma que se indicó anteriormente.

Y estas se verán de color amarillo

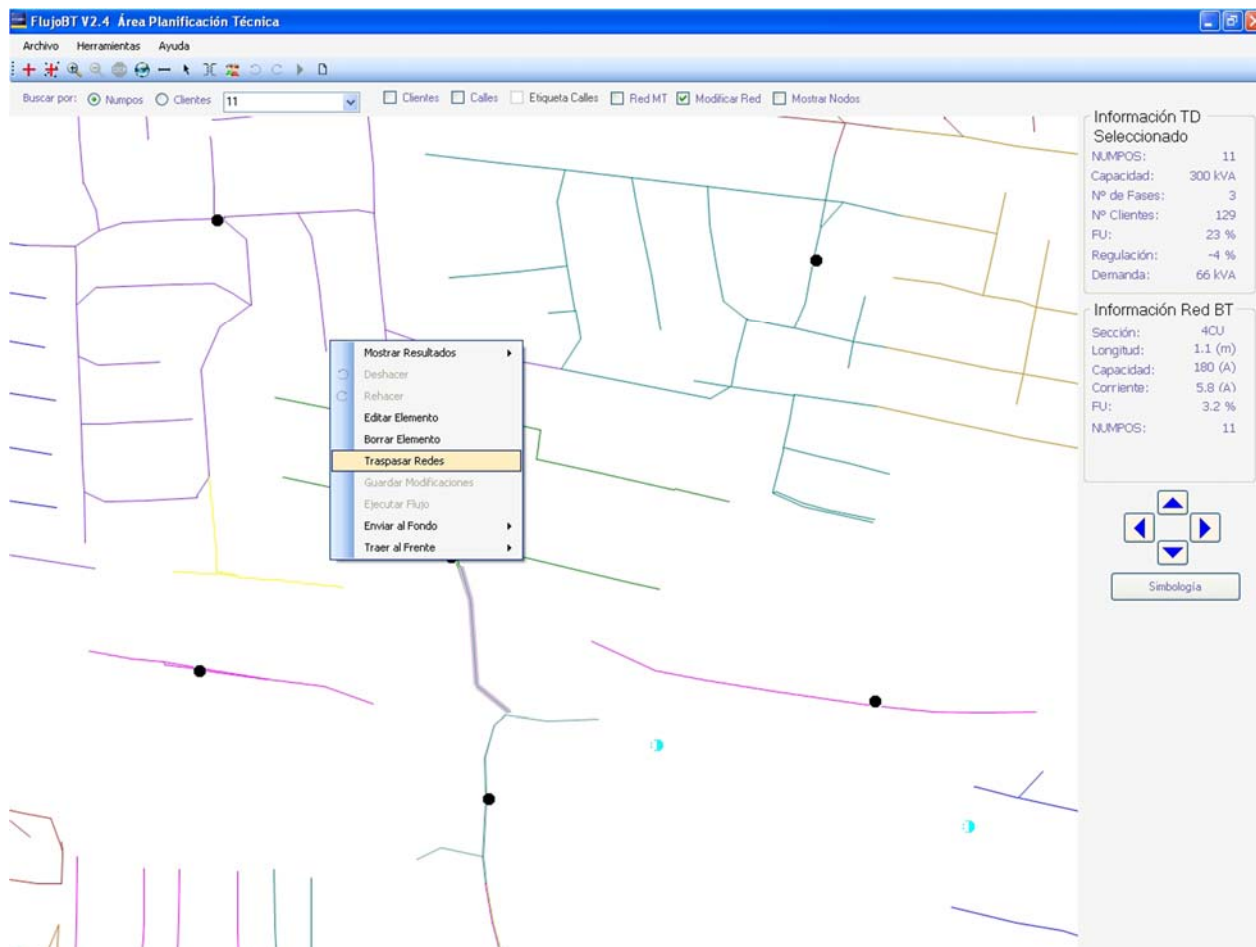


Fig. 3.16 Redes seleccionadas para traspasar

Posteriormente se debe hacer clic en el botón derecho del mouse y presionar la opción de traspasar redes.

Y luego hacer doble clic sobre el transformador al cual se desea asignar las redes a traspasar. Con esto se verá que las redes a traspasar estarán segmentadas y de color del transformador al cual se traspasó que en este caso es el 4821

Ojo: Que las redes se pueden traspasar a otro transformador solo si tiene un camino factible de circulación de corriente hacia el equipo por medio de sus redes.

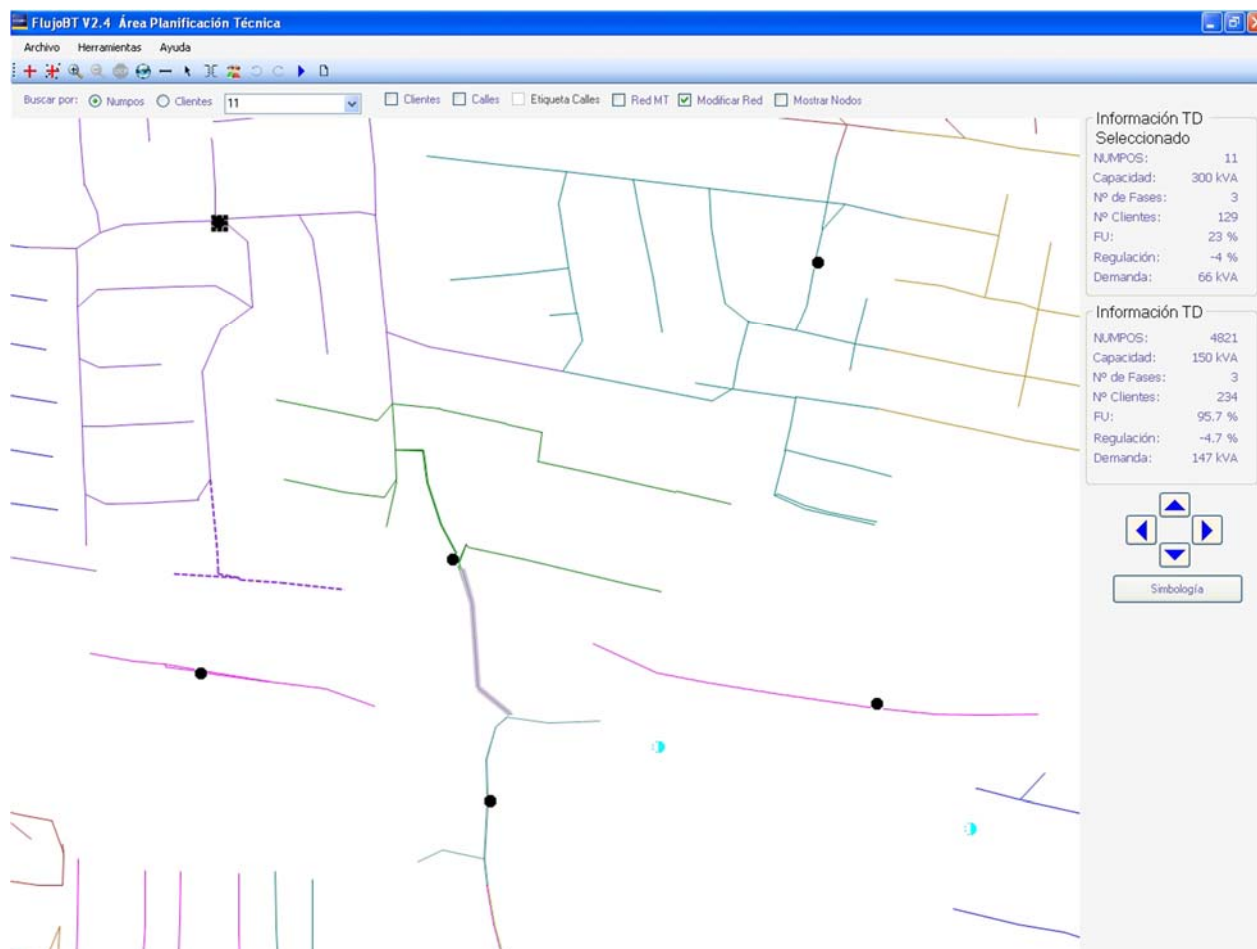



Fig. 3.17 Redes ya proyectadas

Agregar Elementos a la Red

Transformadores

Para agregar transformadores a la red, se debe presionar el botón  que se encuentra en la barra de herramientas de la aplicación.

Posteriormente clicar sobre el botón izquierdo del mouse la ubicación en donde desea que se encuentre el nuevo transformador y aparecerá el siguiente dialogo.

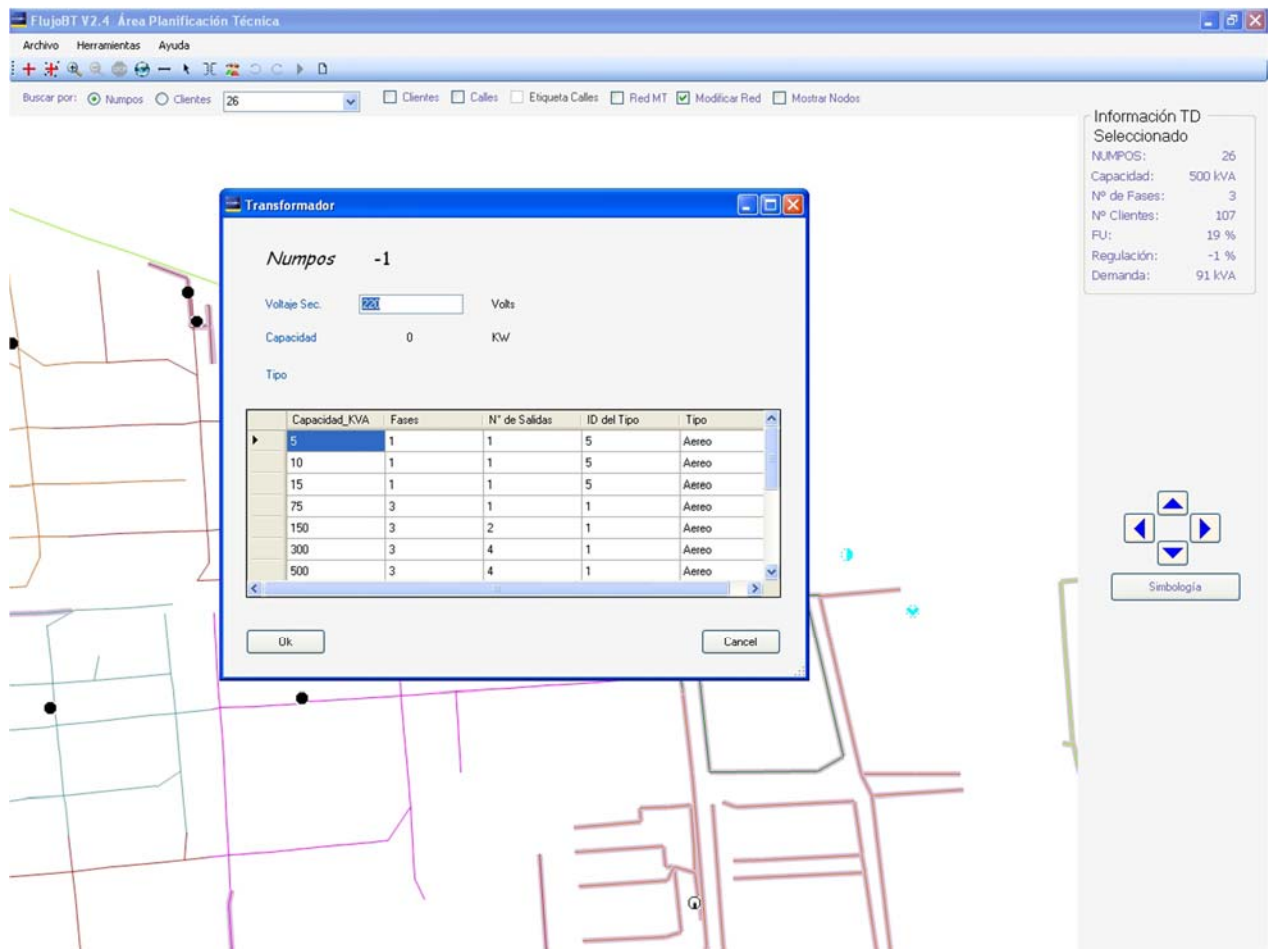


Fig. 3.18 Cuadro que aparece al agregar transformador.

El numpos será negativo y no tendrá capacidad asociada a diferencia de la parte donde editamos el transformador.

Luego de escogida la opción que se desea aparecerá un círculo donde debería estar el transformador como se indica en imagen de abajo

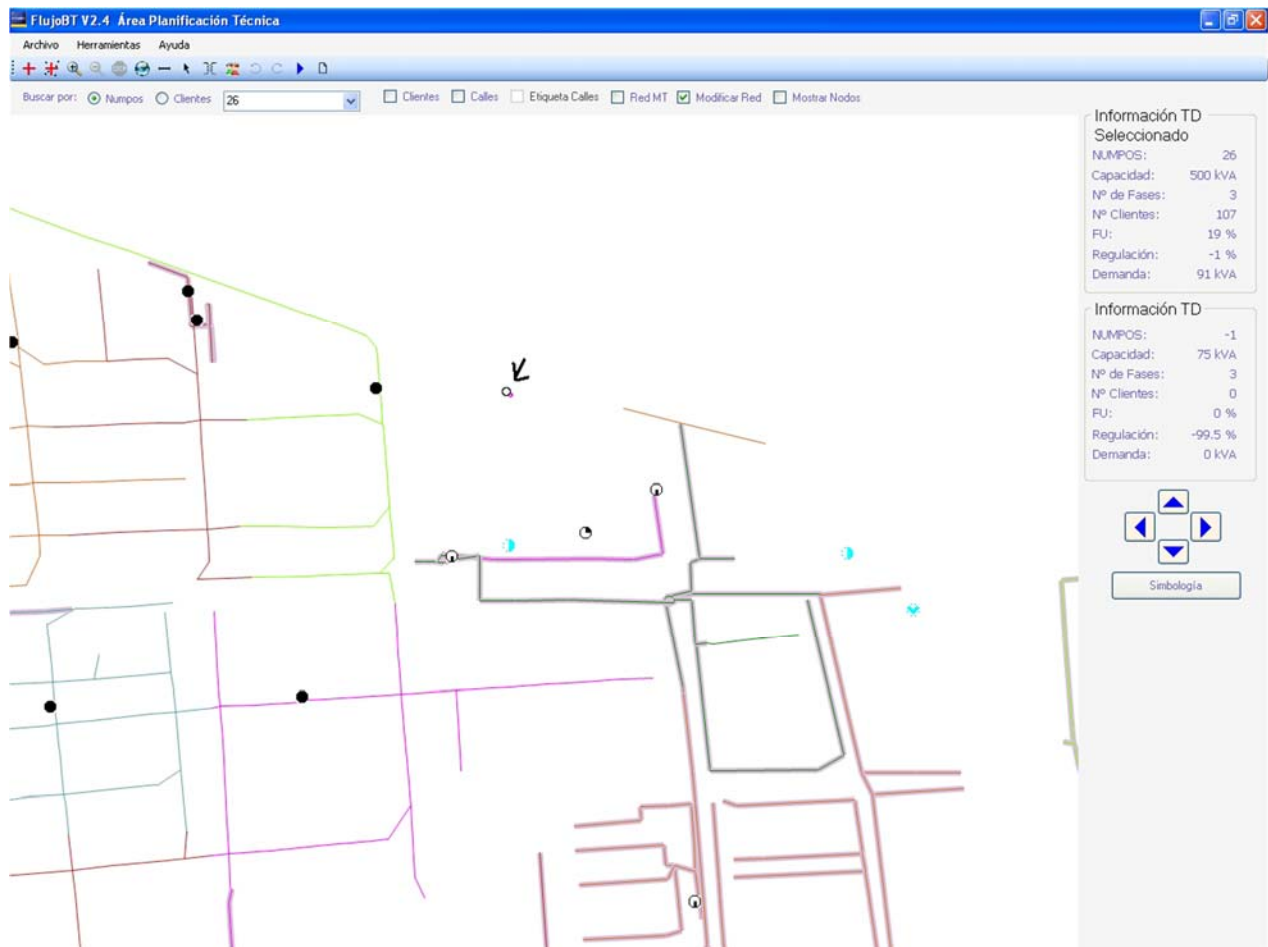


Fig. 3.19 Transformador Nuevo en la red

Si el transformador se encuentra ubicado cercano a unos 8 metros cercano a un nodo se creara una línea que lo unirá a este nodo con el tipo de conductor 5020 de capacidad de 800 A




**ESPECIFICACION FUNCIONAL PARA LA APLICACIÓN DE
FLUJO DE CARGA EN BAJA TENSION.**

Revisión 1
Octubre 2013
Hoja 25 de 43

Para ver los nodos en el sistema se debe presionar sobre la celda mostrar nodo que solo estará habilitada en modo de modificar red

Línea

Para agregar líneas a la red, se debe presionar el botón  que se encuentra en la barra de herramientas de la aplicación.

Posteriormente debe clicar sobre el botón izquierdo del mouse la ubicación en donde desea que se encuentre el inicio de la línea y luego clicar de la misma forma para escoger el otro extremo.

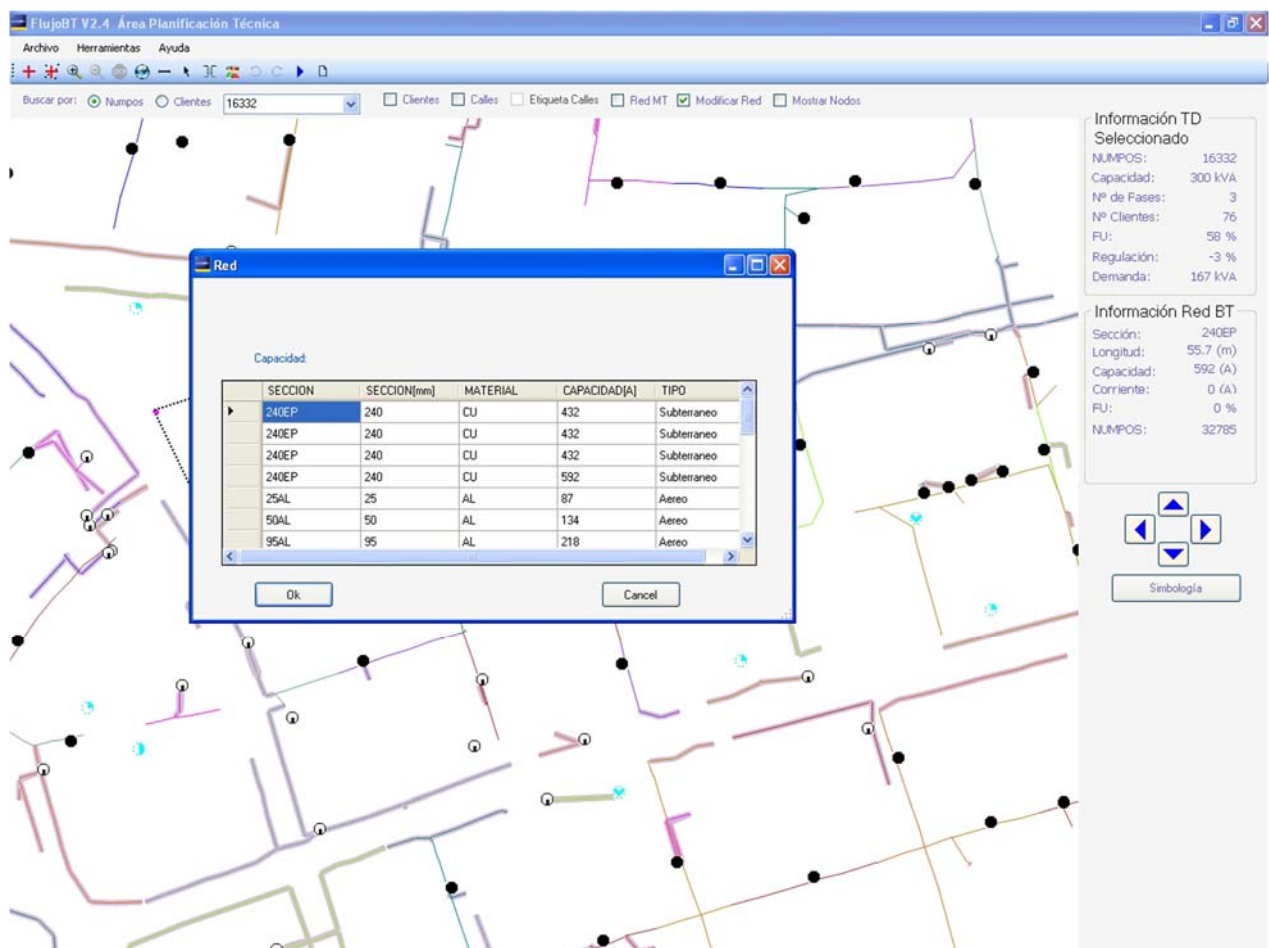


Fig. 3.20 Ingreso de una nueva red

Luego de escogida el conductor que se desea aparecerá una línea de puntos donde debería estar la línea. Tal como se indica en la imagen 3.21

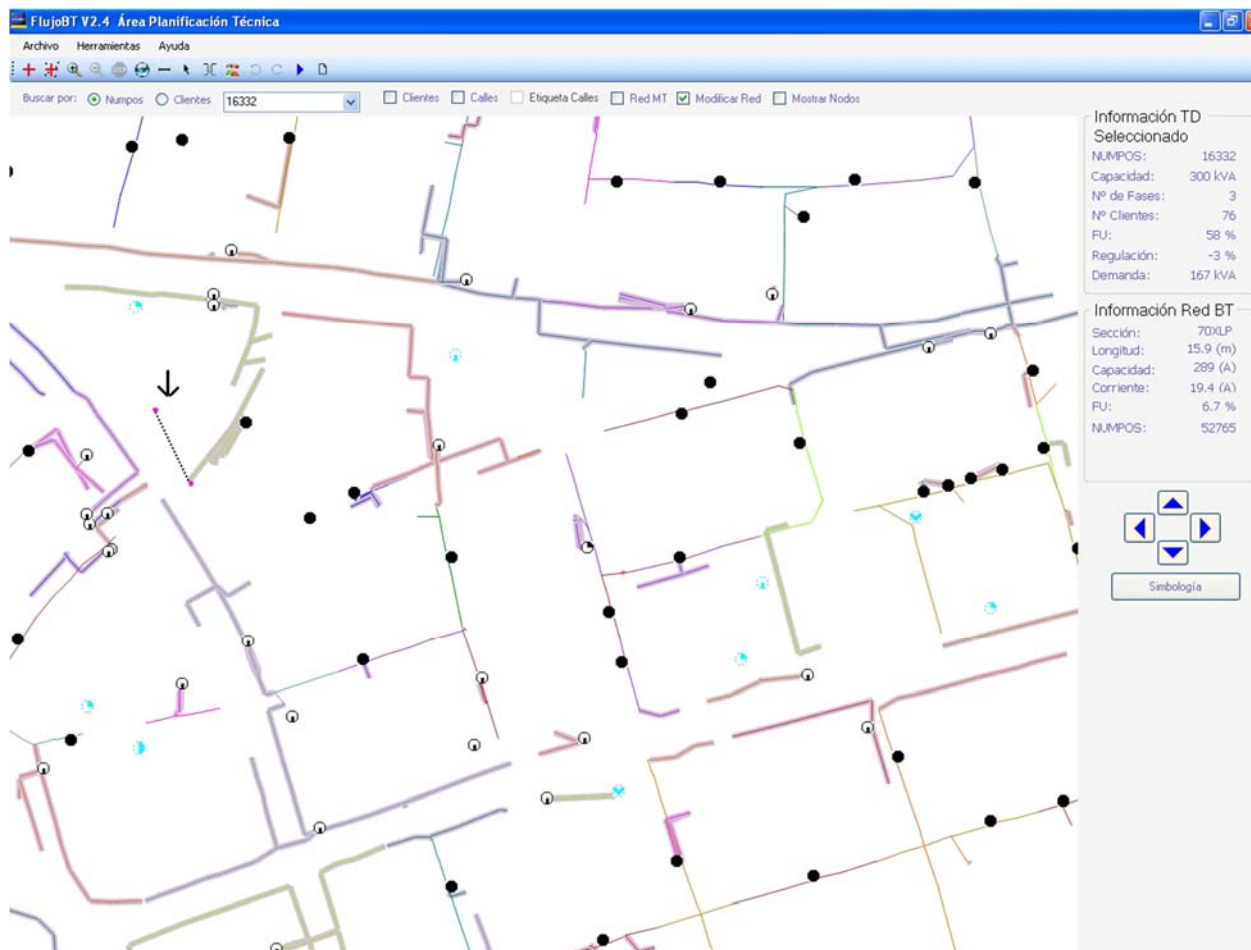



Fig. 3.21 Red nueva ingresada

Para poder agregar una línea se debe conectar algún extremo a un nodo ya existente en la red.

Nodo de Carga

Para agregar nodos de carga, se debe presionar el botón  que se encuentra en la barra de herramientas de la aplicación.

Posteriormente clicar sobre el botón izquierdo del mouse la ubicación en donde desea que se encuentre el nuevo nodo de carga y aparecerá el siguiente dialogo.

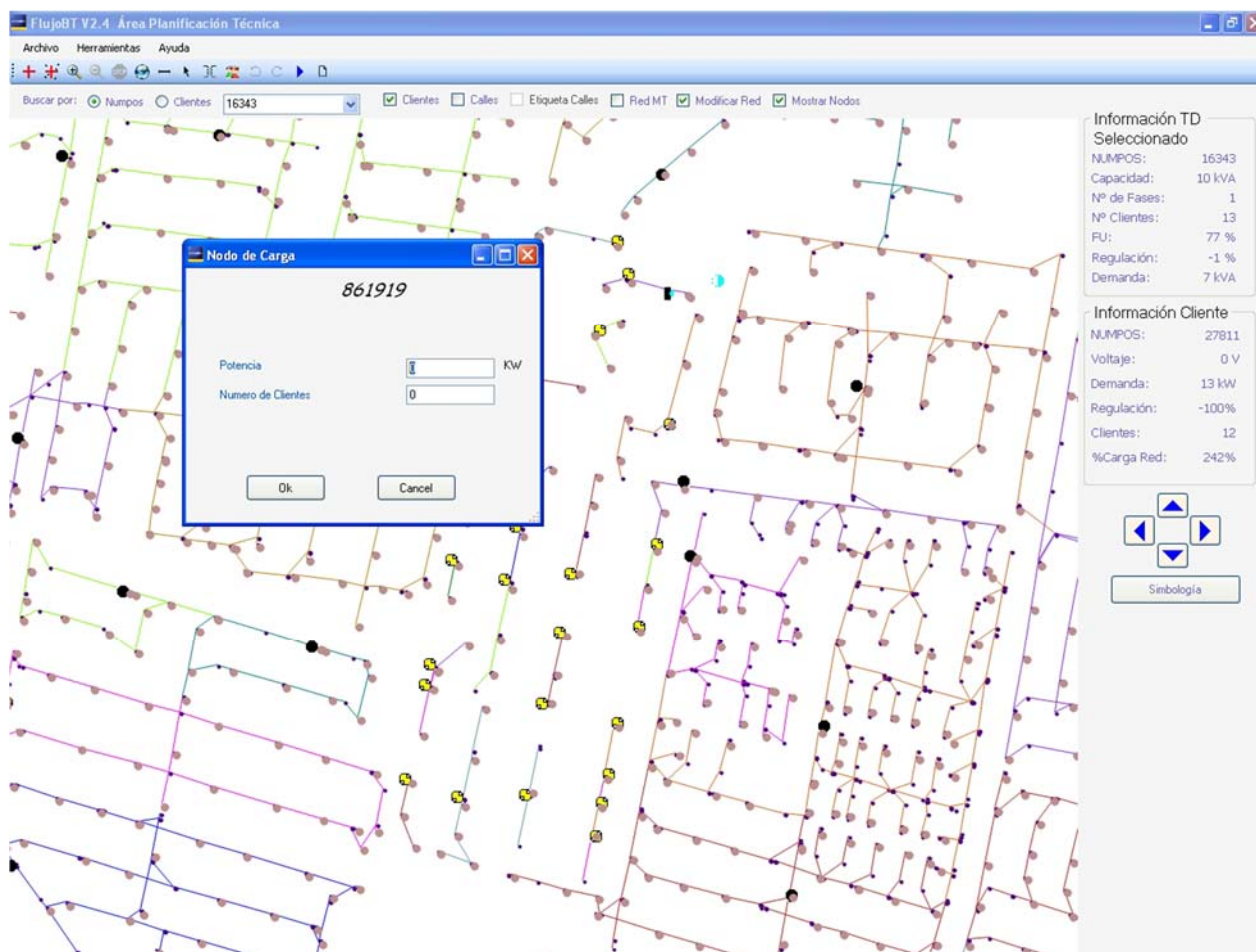


Fig. 3.22 Ingreso de nuevos nodo de carga

Luego de llenar las celdas con los datos deseados, recordando que “no se puede dejar en cero”, aparecerá un punto de color celeste que represente el nuevo nodo de carga.

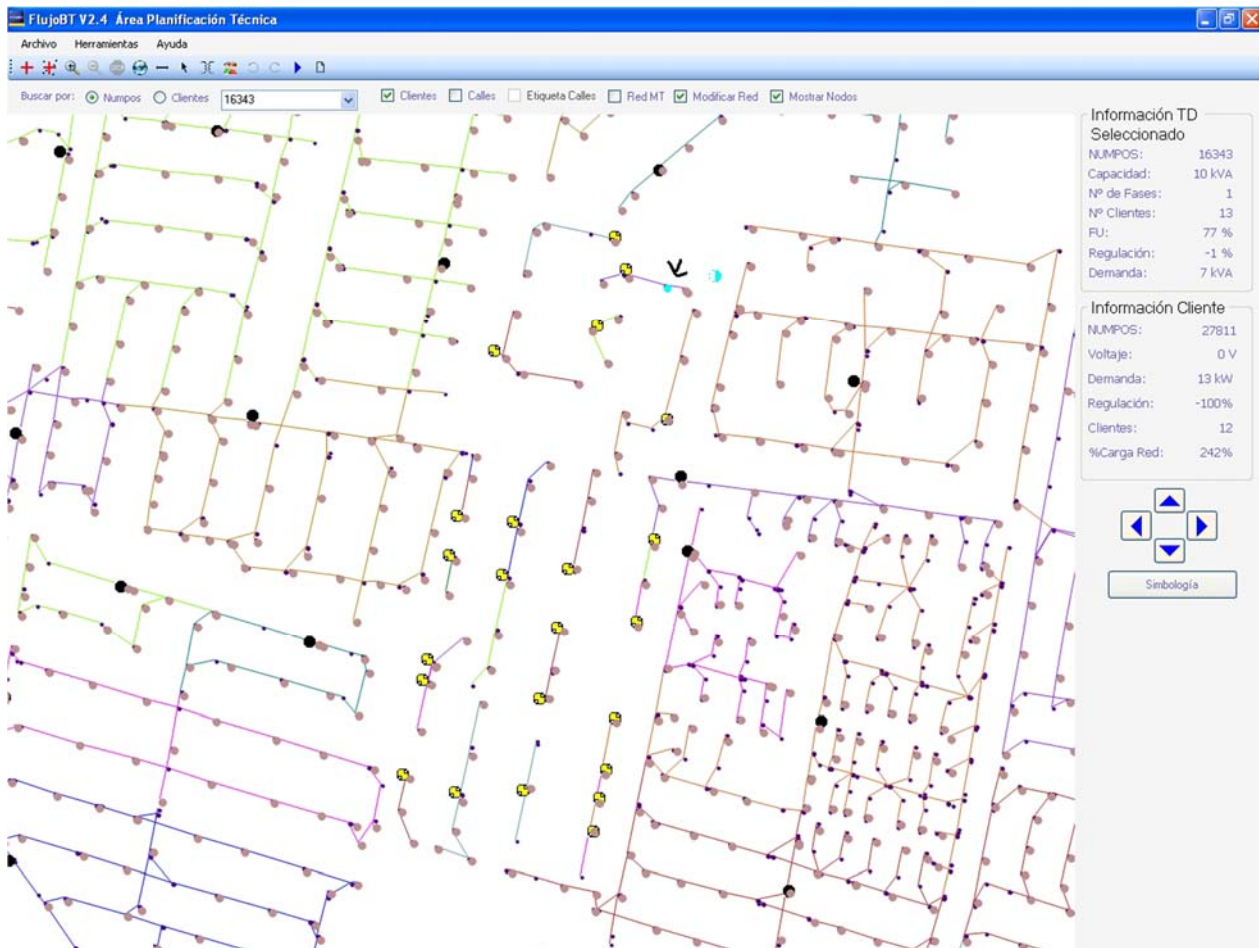



Fig. 3.23 Nodo de carga ingresado

Para Poder agregar un nodo de carga debe clicar sobre un nodo ya existente y que no esté previamente ocupado por otro nodo de carga o transformador.

Correr Flujo de Baja Tensión

Para un nuevo de cálculo el Flujo, se debe presionar el botón  que se encuentra en la barra de herramientas de la aplicación.

Este botón estar habilitado mientras se detecte que la red haya sufrido un cambio ya sea en lo datos de los elementos que lo componen o el ingreso de uno nuevo.

Grabar Proyecto

Uno puede guardar los cambios realizados en archivo de extensión *.fbt en el menú de archivo presionando en la opción guardar modificaciones.



Fig. 3.24 Menú guardar proyecto

Cargar Proyecto

Para cargar proyectos de extensión *.fbt se tiene que ir a la opción ingresar bases luego en este presionar sobre abrir y por ultimo clicar la opción Proyecto.

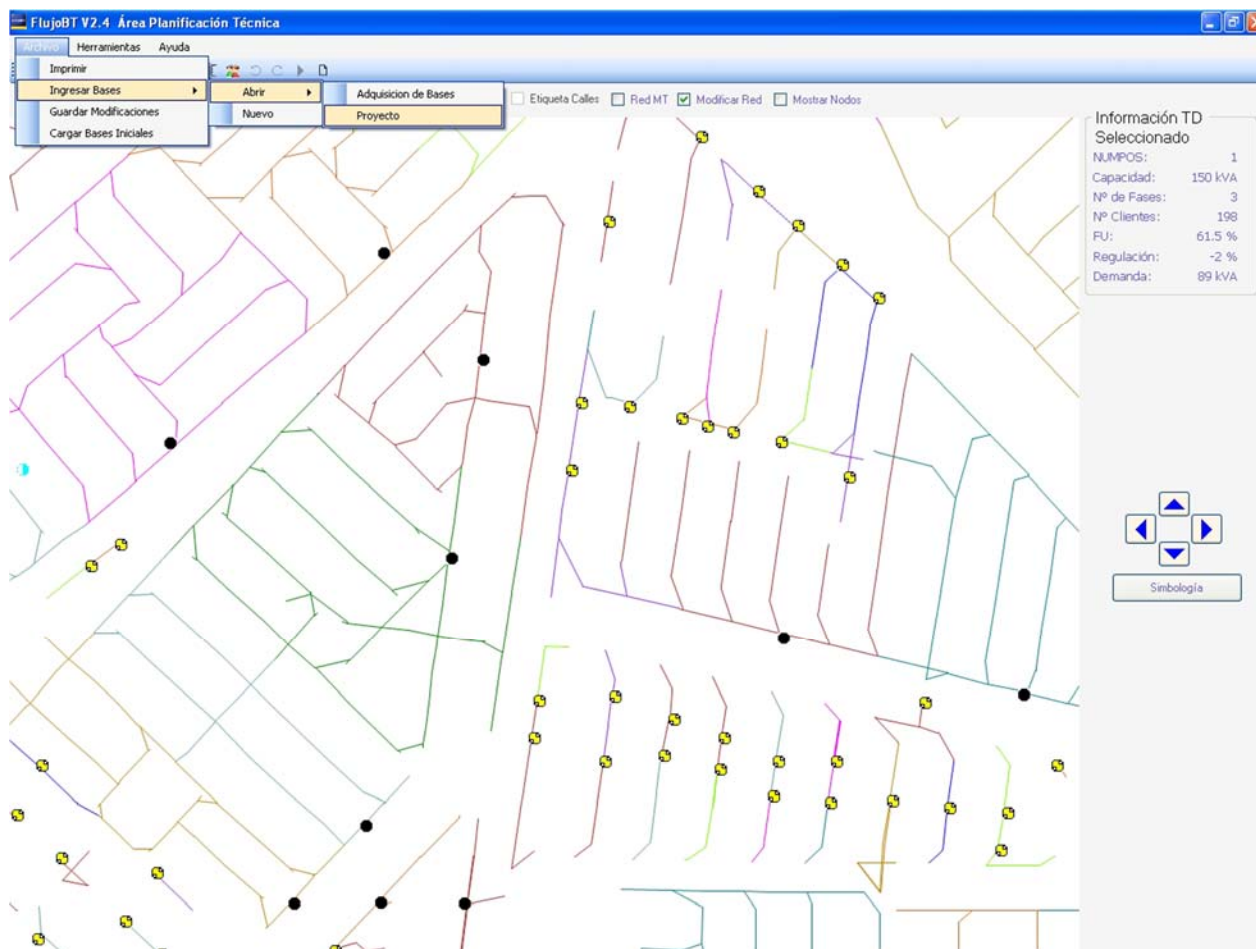


Fig. 3.25 Menú cargar proyecto

Cargar Bases Iniciales

Esta opción está en el menú Archivo, y sirve para que nuevamente pueda trabajar con los datos del Flujo de BT del todo el sistema sin ninguna proyección o cambio que haya realizado.

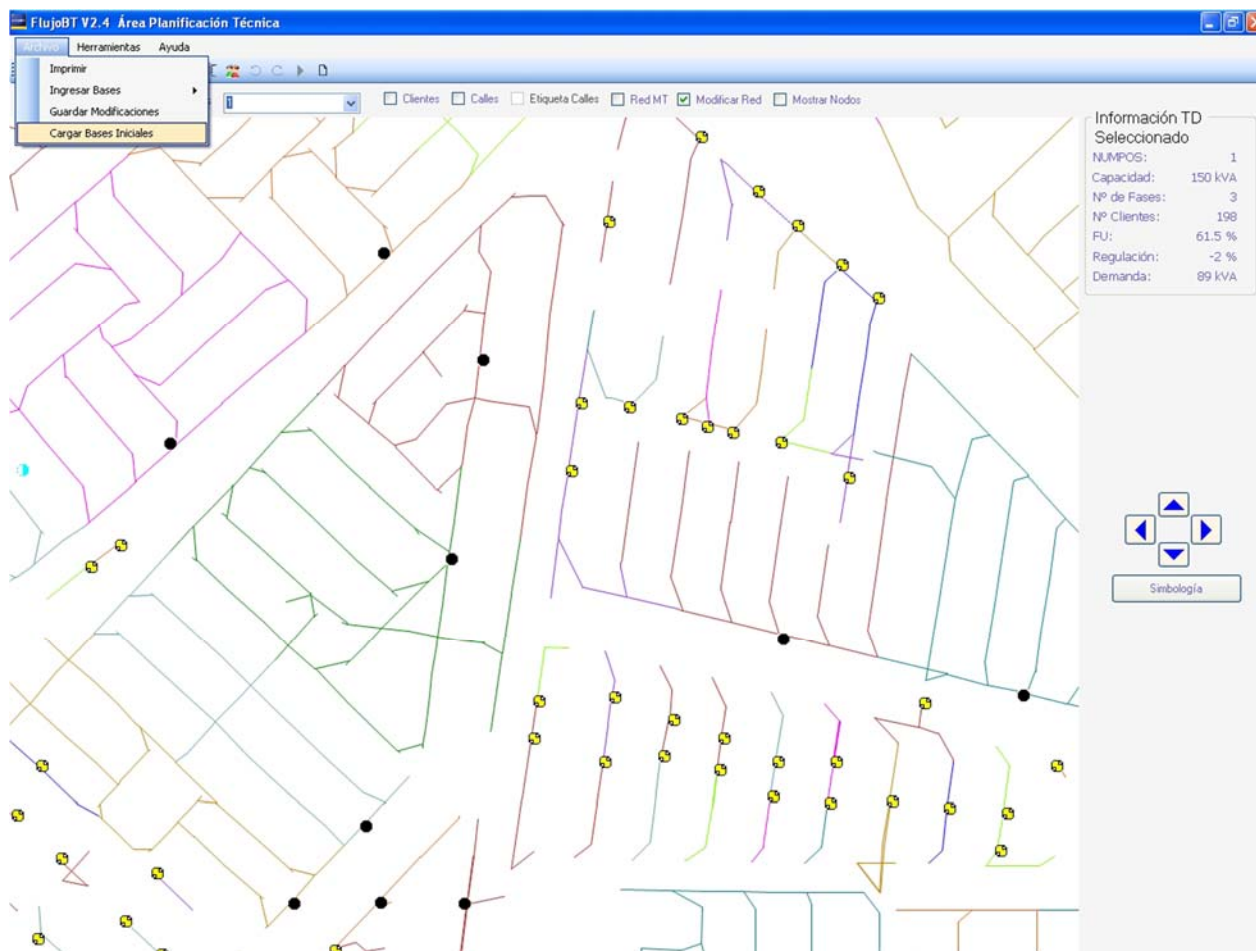


Fig. 3.26 Cargar Bases Iniciales

4. Reportes

Para poder realizar Reportes debe estar cargada alguna red en el sistema. Luego debe clicar en el menú la opción herramientas y dentro del menú herramientas clicar la opción generar reportes.

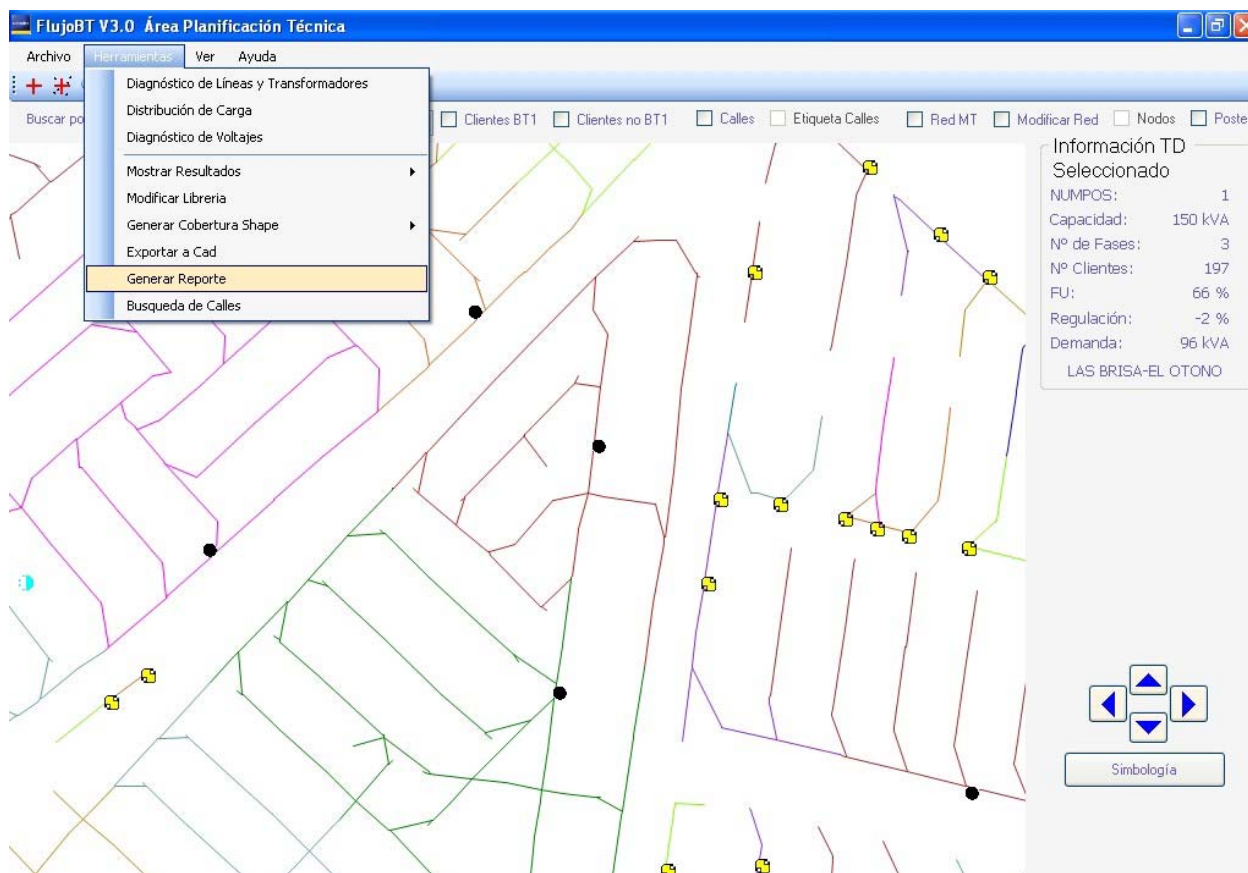


Fig. 4.1 Generar Reportes en el menú

Luego de clicar sobre la opción aparece el dialogo mostrado en la Fig. 4.2

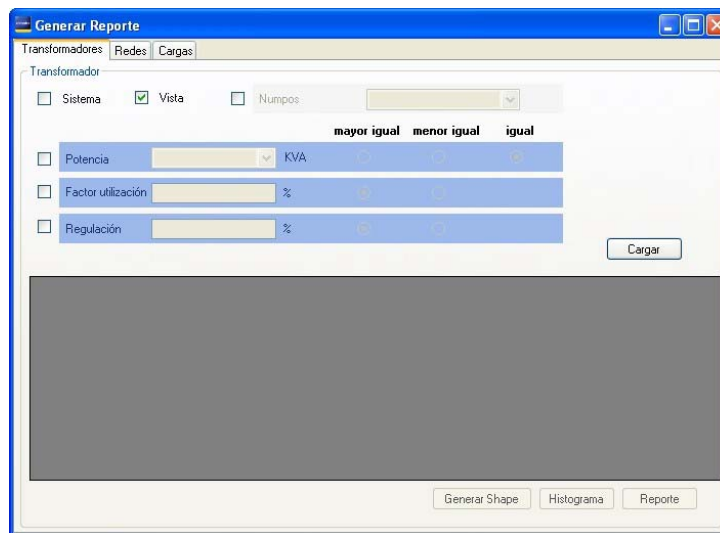


Fig. 4.2 Generador de Reportes

Mediante el dialogo mostrado en la Fig. 4.2 se puede realizar filtros para los transformadores, redes y cargas del sistema de Baja Tensión.

4.1. Filtros de los reportes

Cada uno de los elementos de la red de baja tensión tiene los siguientes filtros presentados en la siguiente tabla.

Elemento	Filtro	Descripción
Transformadores	Potencia	Potencia Nominal del transformador en KVA
	Factor de Utilización	% de utilización del transformador a demanda máxima
	Regulación	de las cargas asociado al transformador el de peor regulación de tensión
Redes	Capacidad	Capacidad máxima de corriente que soporta el conductor
	Factor de Utilización	% de utilización del conductor con respecto a su capacidad
	Largo	Largo del tramo de la línea BT
	Corriente	Corriente en Ampere que circula por el tramo de línea
	Sección	Sección del conductor
Cargas	Potencia	Demanda máxima de la carga

	Tensión	Voltaje de la carga
	N° de Clientes	Número de clientes que representa la carga
	Regulación	Regulación de tensión de la carga

Tabla 4-1: Filtros para cada elemento para realizar reportes.

Para activar los filtros se debe presionar el botón el cual aparecerá la siguiente Fig. 4.3.

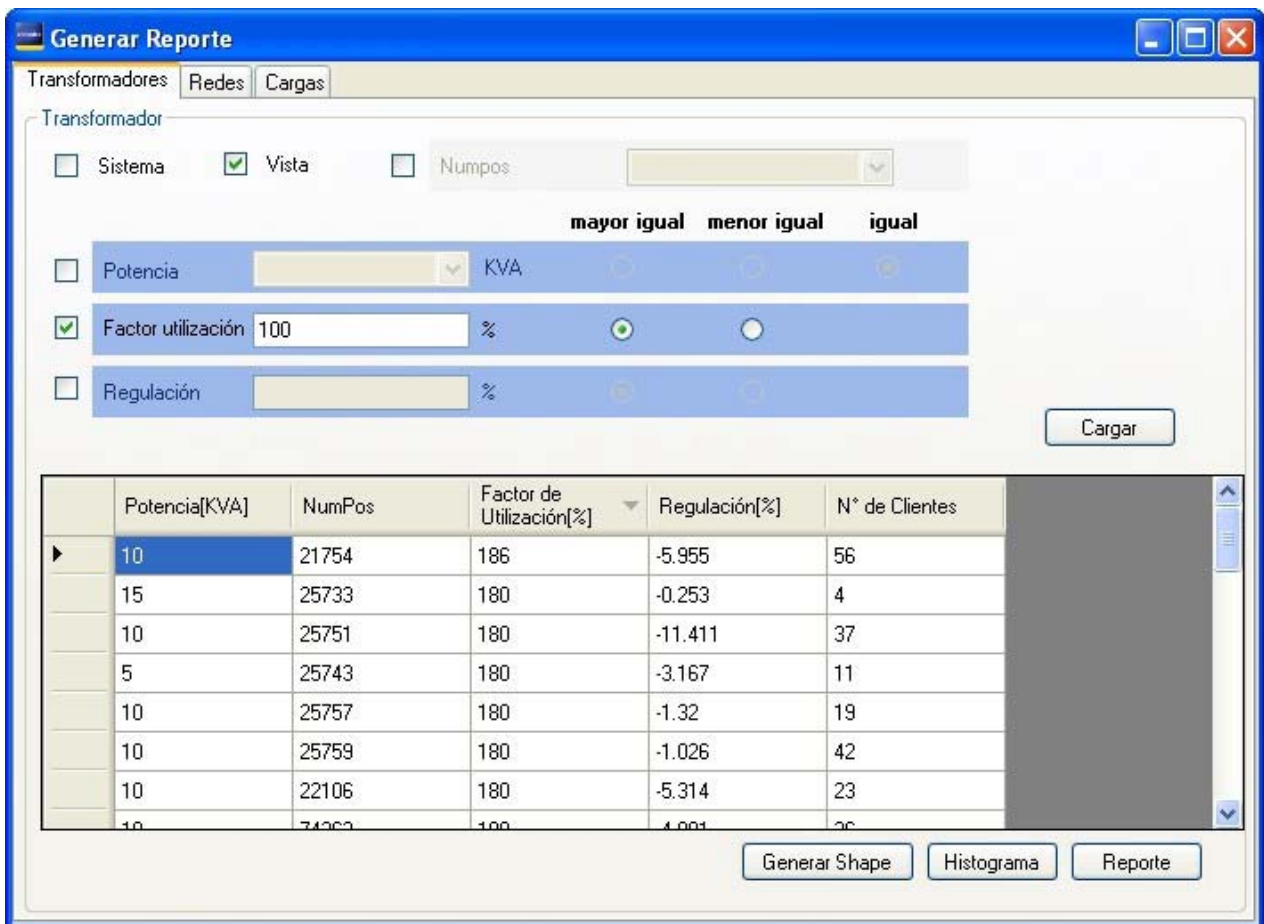




Fig. 4.3 Ejemplo de activación de Filtro

Como se puede apreciar en la Fig. 4.3 se ve que busca en la tabla transformadores todos aquellos transformadores que estén con factor de utilización mayor a 100% de los que están visualizados. Si se escogía la caja del sistema tendrías como resultados

todos los transformadores que estén por sobre 100% en el sistema de Baja tensión concesionado por Chilectra S.A...

Para exportar la información mostrada en la tabla se debe presionar el botón  donde aparecerá la siguiente interfaz mostrada en la Fig. 4.4.



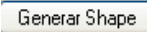
The screenshot shows a software window titled "Reporte de Transformadores". It features a toolbar with various icons and a main content area. The content area includes the Chilectra logo, the title "SISTEMA DE BAJA TENSION", a date "19-10-2010", and a sub-header "Transformadores". Below this is a table with the following data:

NumPos	Nº de Clientes	Factor de Utilización[%]	Regulación[%]	Potencial[KVA]
25,726	14.00	115.00	0.00	10
51,738	14.00	119.00	0.00	10
25,732	18.00	116.00	-7.50	15
25,733	4.00	180.00	-0.25	15

At the bottom of the window, there is a status bar with the following information: "Nº de página actual: 1", "Nº total de páginas: 1+", and "Factor de zoom: 100%".

Fig. 4.4 Modulo para exportar reporte

Después de presionar el botón que esta destacado en la Fig. 4.4 se puede exportar la tabla a formato xls, doc, pdf, rtf, etc.

También como se aprecia en la Fig. 4.3 hay una forma de exportar en formato Shape al presionar el botón  en este caso generaría un shape de puntos con la información de la tabla mostrada en la Fig. 4.3. En caso de las cargas sería un shape de puntos y en caso de las redes vendría siendo un shape de líneas.

También hay otra forma en el programa en donde se puede exportar a Shape de un proyecto (lo que se muestra en la ventana del programa) y de las bases que utiliza el programa de todo

el sistema de Baja Tensión al presionar Generar Cobertura Shape y luego clicar sobre la opción deseada Como se muestra en la Fig. 4.5.

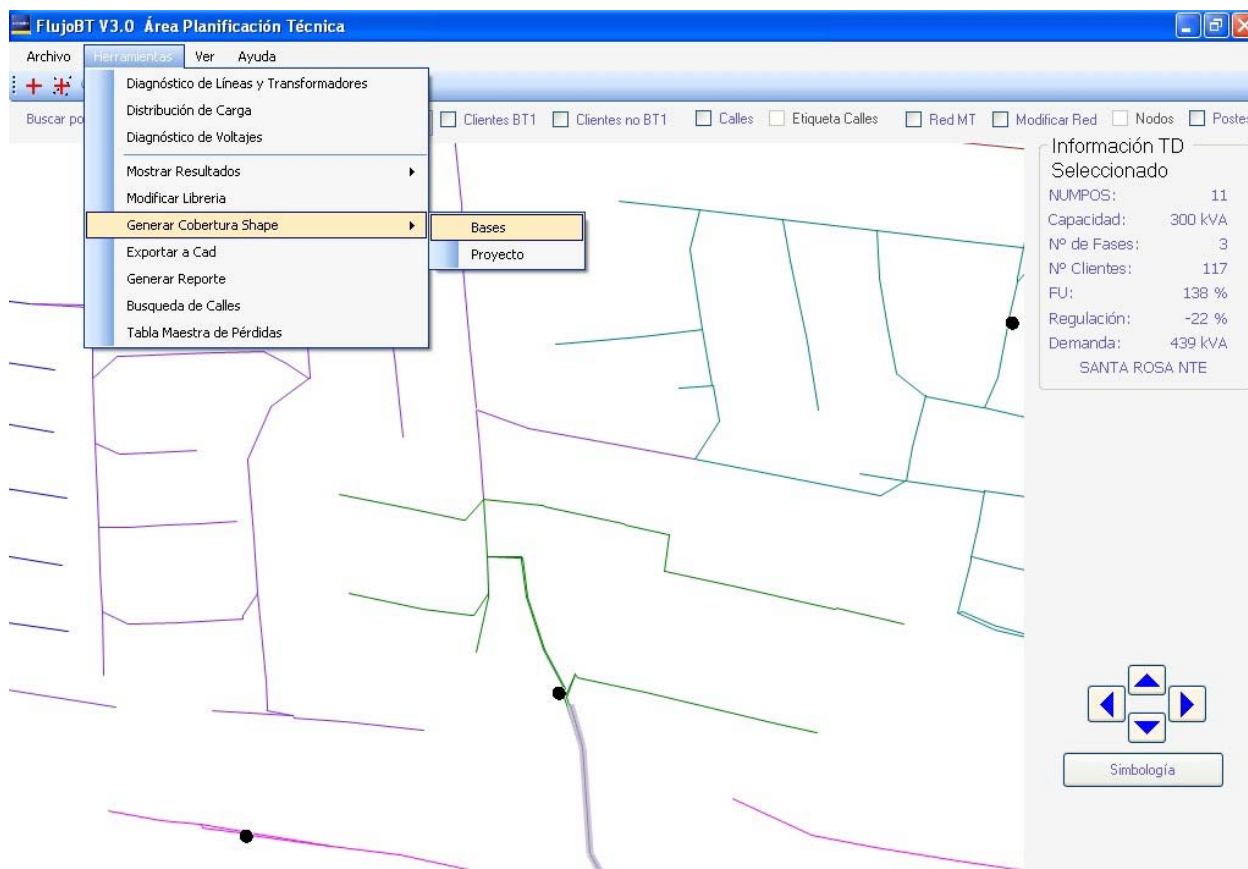


Fig. 4.5 Como Generar Cobertura Shape.

La tabla de información del Shape es distinta al de los reportes y tiene el formato que utiliza el programa para diseñar la red en la ventana del programa.

5. Exportación a Formato DXF

Para poder realizar exportación de dato a DXF (es compatible con Auto CAD) debe estar cargada alguna red en el sistema. Luego debe clicar en el menú la opción herramientas y dentro el menú herramientas clicar la opción Exportar a Cad.

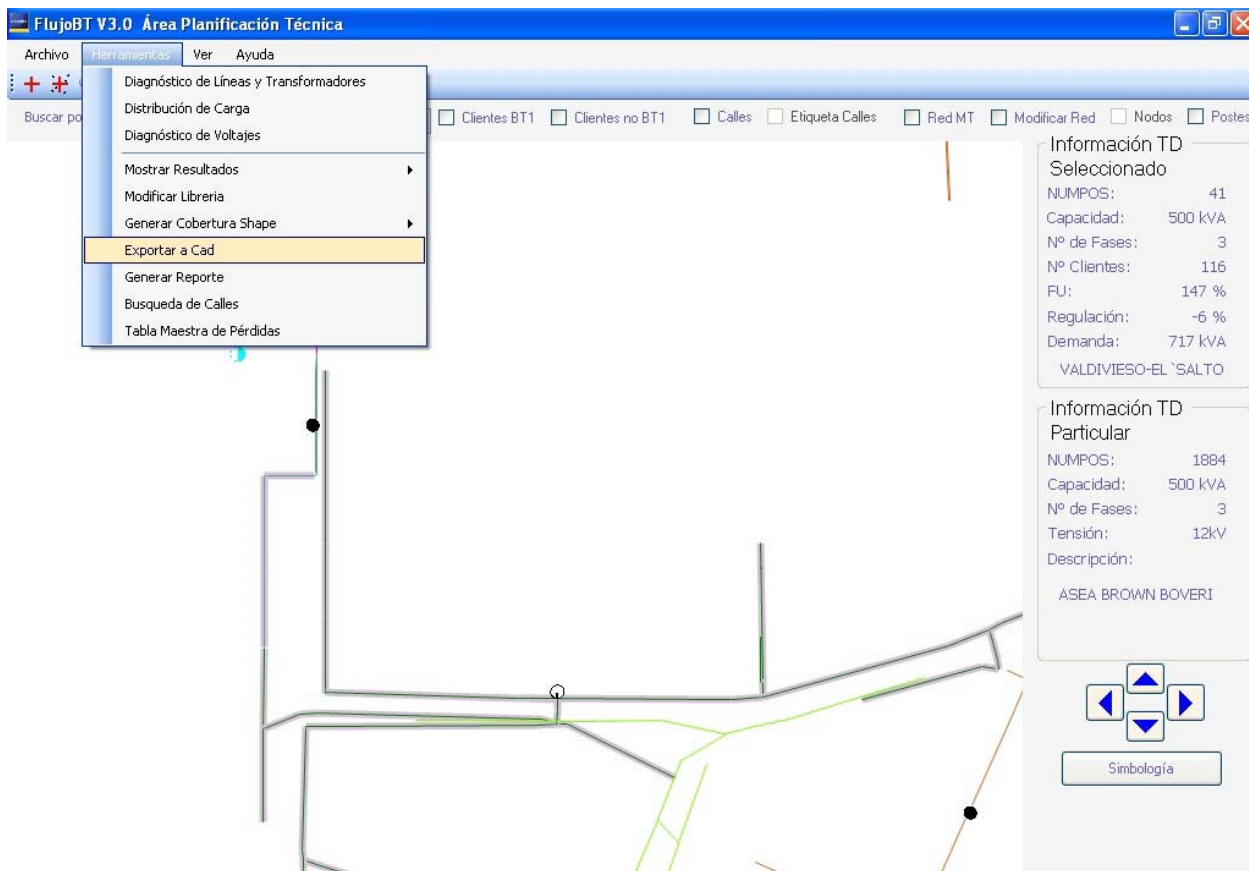


Fig. 5.1 Exportar a Cad en el menú

Luego de clicar sobre la opción aparece el dialogo mostrado en la Fig. 5.2.



Fig. 5.2 Seleccionador de Numpos a Exportar

En el Diálogo mostrado en la Fig. 5.2 se selecciona la red del o los numpos a exportar o de todo el sistema visualizado en la ventana del programa. En este caso elegiremos todos para mostrar el resultado en DXF al presionar ok en la

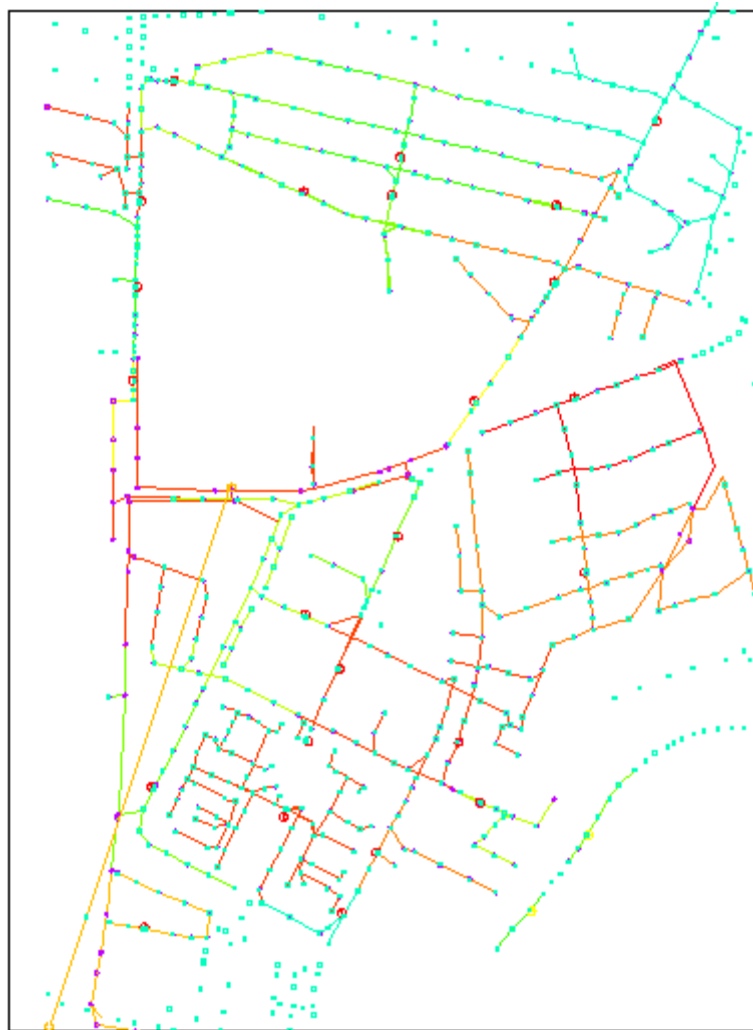


Fig. 5.3 Resultados de la exportación

Como se ve en la figuras además de las cargas transformadores y redes se exportan los postes de la zona.

6. Búsqueda de Calles

Para poder realizar una Búsqueda por nombre de calle debe clicar en el menú la opción herramientas y dentro el menú herramientas clicar la opción Búsqueda de Calles.

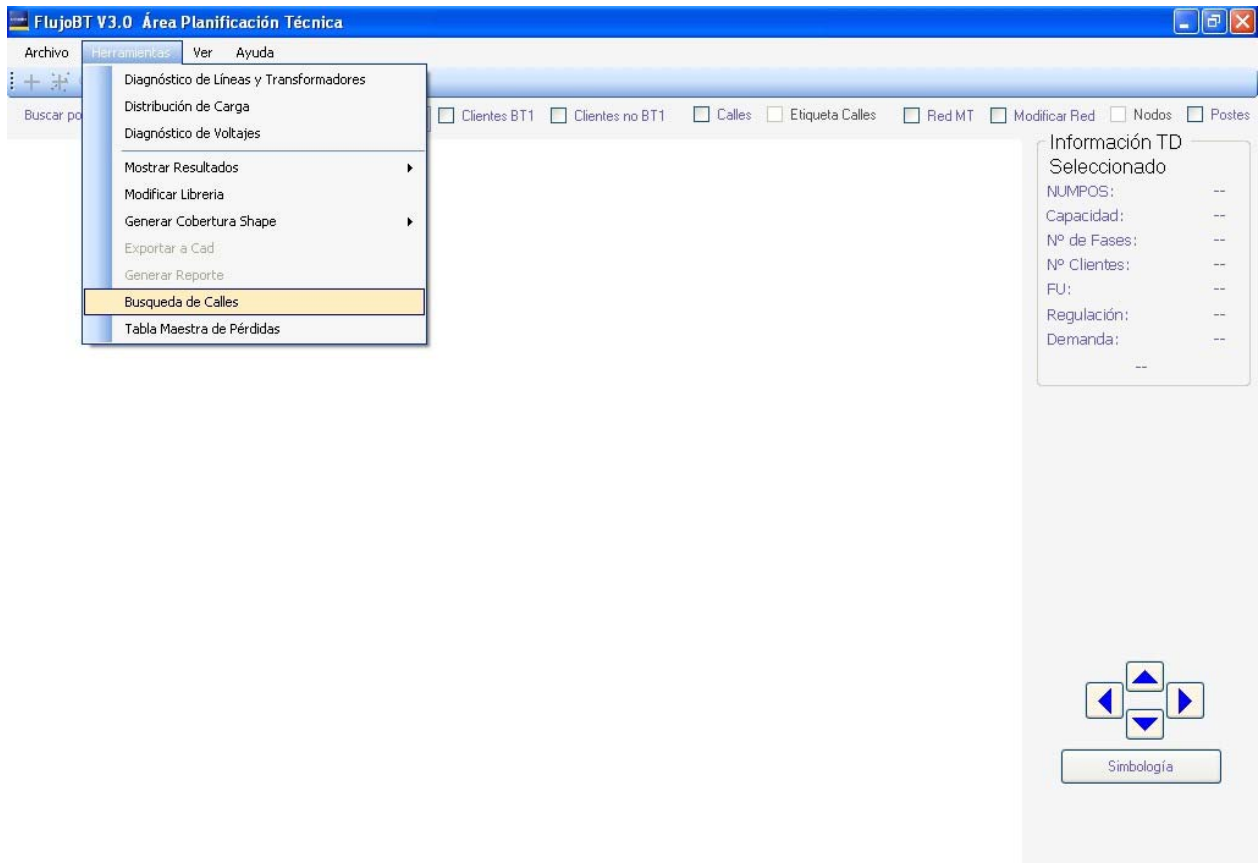


Fig. 6.1 Búsqueda de calle en el menú

Luego de clicar sobre la opción aparece el dialogo mostrado en la Fig. 6.2

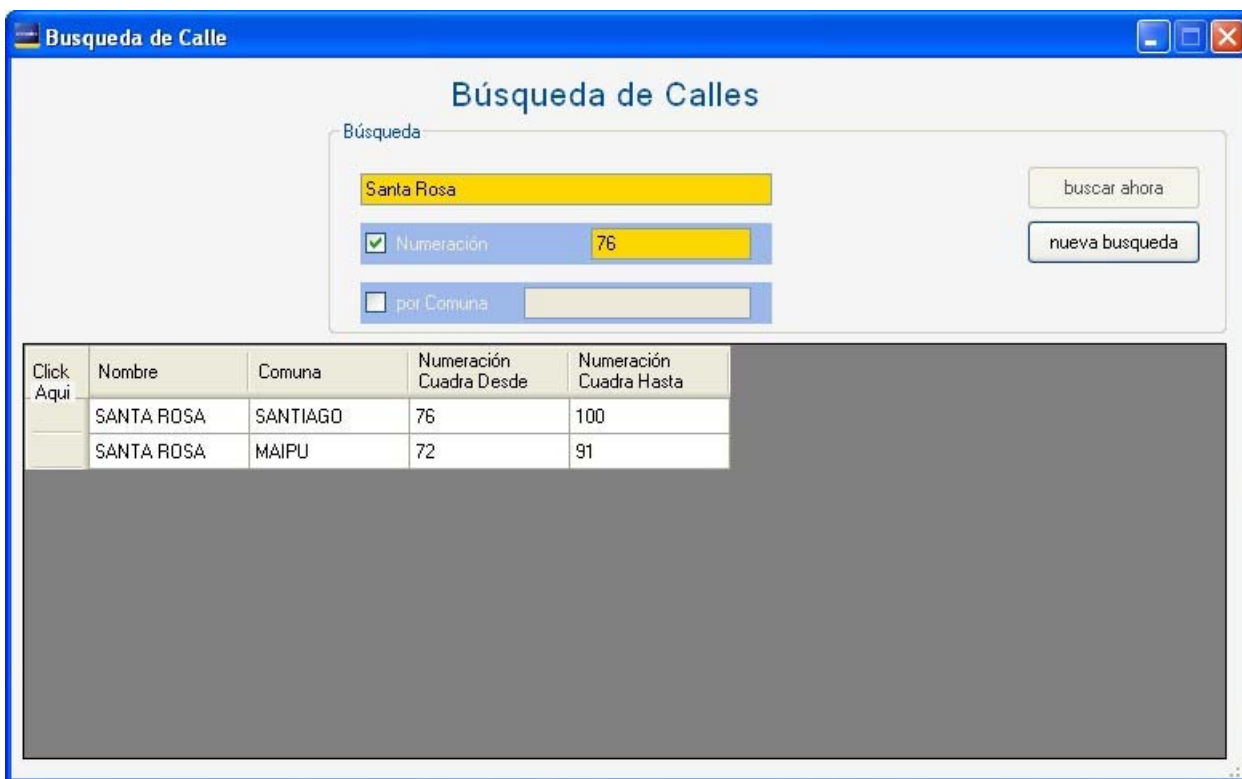


Fig. 6.2 Dialogo para buscar la calle o dirección deseada.

En el Diálogo mostrado en la Fig. 6.2 se observa que se puede buscar por nombre de calle, comuna y numeración de la localización

Se muestra la dirección Santa Rosa 76 y se ve los posibles resultados que se desea encontrar, los cuales aparecen después de clicar el botón "buscar ahora".

Para ir al lugar donde se desea debe clicar debajo de donde dice "click Aquí" en la fila donde se encuentra la opción deseada que en este caso es Santa Rosa 76 Comuna Santiago.

Y si clicamos sobre el botón  el resultado es el deseado.



ESPECIFICACION FUNCIONAL PARA LA APLICACIÓN DE FLUJO DE CARGA EN BAJA TENSION.

Revisión 1
Octubre 2013
Hoja 43 de 43

