



Proyecto Final de Grado

Abril - 2021

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

Autor: Gastón Giménez

Carrera: Ingeniería Eléctrica

Tutor: Mg. Ing. Carlos Alberto Agüero

Co-Tutor: Ing. Juan Vignerte

Evaluadores:

Ing. Guillermo di Mauro

Ing. Rubén Zuanetti

Ing. Oscar Noguera



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Agradecimientos:

- A mi familia y a mis amigos, quienes me acompañaron durante todos estos años.
- A mi Tutor Carlos y Co-Tutor Juan, quienes me ayudaron en la realización de este Trabajo Final.
- A los docentes de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Índice

1- Introducción.....	1
1.1 – Objetivos.....	3
1.2 – Software para administración de datos y digitalización de redes eléctricas.....	4
1.3 – Software para digitalización de subestaciones transformadoras y realización de simulaciones.....	20
1.4 – Software para análisis de datos y generación de resultados.....	22
2 – Antecedentes, estado del arte	25
2.1 – Curvas de carga	25
2.1.1 – Estudios internacionales sobre curvas de carga.....	27
2.1.2 – Sistema por unidad, potencia media y energía	33
2.1.3 – Estudio sobre curvas de carga en la región en estudio	34
2.1.4 – Curvas utilizadas para el proyecto.....	36
2.2 – Desequilibrio de cargas.....	42
2.2.1 – Índice de desequilibrio	45
2.2.2 – Estadísticas adicionales sobre desequilibrio	49
3 – Metodología.....	53
3.1 – Utilización de datos del GIS.....	53
3.2 – Digitalización de una subestación transformadora en DIgSILENT	59
3.3 – Generación de resultados en el software de cálculo Matlab.....	66
3.3.1 – Código de Matlab	70
3.4 – Visualización de resultados en el GIS	75
3.4.1 – Creación de menú personalizado	78
4 – Ejemplo de un cálculo completo	83
4.1 – Ejemplos con variaciones en la red eléctrica	93
4.2 – Análisis de casos extremos de desequilibrio.....	98
5 – Conclusiones	103
5.1 – Comentarios finales y propuestas para trabajos futuros	104
6 – Anexos	107

6.1 – Anexo I – Aspectos Técnicos de la Información Solicitada [1].....	107
6.2 – Anexo II – Categorías tarifarias de la provincia de Buenos Aires según el OCEBA [10].....	110
6.3 – Anexo III – Instalación de la personalización y archivos necesarios	112
7 – Bibliografía.....	117

Índice de Figuras

Figura 1.2.1 - Entorno de trabajo AutoCAD Map.....	5
Figura 1.2.2 – Datos de objeto de un tramo de red eléctrica.	6
Figura 1.2.3 - Datos de un seccionador fusible.....	7
Figura 1.2.4 - Base de datos externa en el entorno de AutoCAD Map.....	8
Figura 1.2.5 – Topología, paso 1.....	9
Figura 1.2.6 – Topología, paso 2.....	10
Figura 1.2.7 – Topología, paso 3.....	10
Figura 1.2.8 – Topología, paso 4.....	11
Figura 1.2.9 – Análisis de topología.....	11
Figura 1.2.10 – Limpieza de dibujo, paso 1.....	12
Figura 1.2.11 – Limpieza de dibujo, paso 2.....	13
Figura 1.2.12 – Limpieza de dibujo, paso 3.....	13
Figura 1.2.13 – Cuadro de diálogo, consulta.....	14
Figura 1.2.14 – Representación bloque SECCIONADOR-SG.....	16
Figura 1.2.15 – Bloque PATGA en tramos que se cruzan.....	16
Figura 1.2.16 – Bloque TRANSFORMADOR.....	17
Figura 1.2.17 – Representación de un centro de transformación aéreo.....	17
Figura 1.2.18 – Representación seccionadores Abierto/Cerrado.....	18
Figura 1.2.19 – Bloques PATGA y RETENCIÓN.....	18
Figura 1.2.20 – Representación de clientes en un edificio.....	19
Figura 1.2.21 – Justificación de textos Medio e Izquierda (MI) y Medio y Derecha (MD).....	19
Figura 1.3.1 – Entorno de trabajo PowerFactory DlgSILENT.....	21
Figura 1.4.1 – Entorno de trabajo Matlab.....	23
Figura 2.1.1.1 – Curvas de carga de usuarios residenciales 301 kWh/mes – 500 kWh/mes.....	27
Figura 2.1.1.2 – Curva de carga de un transformador de distribución.....	28
Figura 2.1.1.3 – Curva de carga de usuarios residenciales.....	29
Figura 2.1.1.4 – Curva de carga de usuarios industriales.....	29
Figura 2.1.1.5 – Curva de carga de alumbrado público.....	29
Figura 2.1.1.6 – Superposición de curvas.....	31
Figura 2.1.1.7 – Curva día hábil.....	31

Figura 2.1.1.8 – Curva día no hábil.....	32
Figura 2.1.1.9 – Curva de carga para usuarios residenciales.....	33
Figura 2.1.3.1 – Curva de carga Grupo A.....	36
Figura 2.1.4.1 – Curva de carga T1R.....	38
Figura 2.1.4.2 – Curva de carga T1G.....	38
Figura 2.1.4.3 – Curva de carga T2.....	39
Figura 2.1.4.4 – Curva de carga T3BT.....	39
Figura 2.1.4.5 – Curva de carga T3MT.....	40
Figura 2.1.4.6 – Curva de carga AP.....	40
Figura 2.1.4.7 – Comparación de curvas residenciales (misma región).....	41
Figura 2.1.4.8 – Comparación de curvas residenciales (diferentes regiones).....	42
Figura 2.2.1 – Distribución campo magnético (tensiones equilibradas).....	44
Figura 2.2.2 – Distribución campo magnético (tensiones desequilibradas).....	44
Figura 2.2.3 – Calentamiento transformador.....	45
Figura 2.2.1.1 – Corriente eficaz por fase.....	46
Figura 3.1.1 – Transformador.....	54
Figura 3.1.2 – Potencia nominal del transformador.....	54
Figura 3.1.3 – Subestación S-897.....	55
Figura 3.1.4 – Consumidores de la subestación S-897.....	55
Figura 3.1.5 – Longitud de las líneas.....	56
Figura 3.1.6 – Vinculación base de datos.....	56
Figura 3.1.7 – Creación del vínculo a la base de datos.....	57
Figura 3.1.8 – Creación del vínculo a la base de datos.....	57
Figura 3.1.9 – Vinculación de textos a la base de datos.....	58
Figura 3.1.10 – Tarifa y consumo del cliente.....	58
Figura 3.2.1 – Importación de imagen del GIS, paso 1.....	59
Figura 3.2.2 – Importación de imagen del GIS, paso 2.....	59
Figura 3.2.3 – Importación de imagen del GIS, paso 3.....	60
Figura 3.2.4 – Imagen importada del GIS.....	60
Figura 3.2.5 – Herramientas de dibujo de DlgSILENT.....	61
Figura 3.2.6 – Red de baja tensión digitalizada.....	61

Figura 3.2.7 – Curvas cargadas en DIgSILENT.....	62
Figura 3.2.8 – Valores de curva de carga T1G.....	63
Figura 3.2.9 – Curva T1G completa para una semana.....	63
Figura 3.2.10 – Simulación cuasi-dinámica.....	64
Figura 3.2.11 – Configuración de la simulación cuasi-dinámica.....	64
Figura 3.2.12 – Resultados de la simulación cuasi-dinámica.....	65
Figura 3.2.13 – Exportación de resultados de la simulación.....	65
Figura 3.2.14 – Configuración de la exportación.....	66
Figura 3.3.1 – Grabadora de macros en Excel.....	67
Figura 3.3.2 – Nombre de la macro.....	67
Figura 3.3.3 – Importación de datos del archivo de texto.....	67
Figura 3.3.4 – Asistente para importar texto, paso 1.	68
Figura 3.3.5 – Asistente para importar texto, paso 2.....	68
Figura 3.3.6 – Asistente para importar texto, paso 3.....	69
Figura 3.3.7 – Importación de datos, último paso.....	69
Figura 3.3.8 – Finalización de la grabación de macro.....	69
Figura 3.3.9 – Ejemplo archivo de salida.....	73
Figura 3.3.10 – Ejemplo gráficos.....	75
Figura 3.3.11 – Ejecución del código de Matlab.....	75
Figura 3.4.1 – Bloque de resultados en el GIS.....	76
Figura 3.4.1.1 – Ingreso al archivo acad.pgp.....	79
Figura 3.4.1.2 – Comandos externos en acad.pgp.....	79
Figura 3.4.1.3 – Archivo mns.....	80
Figura 3.4.1.4 – Carga del menú personalizado.....	81
Figura 3.4.1.5 – Menú personalizado.....	81
Figura 4.1 – Importación de la red digitalizada.....	83
Figura 4.2 – Abrir archivo pfd.....	83
Figura 4.3 – Confirmación de la importación.....	84
Figura 4.4 – Nombre del proyecto.....	84
Figura 4.5 – Activación del proyecto.....	84
Figura 4.6 – Selección del proyecto.....	85

Figura 4.7 – Subestación transformadora digitalizada.....	85
Figura 4.8 – Ejecución de la simulación cuasi-dinámica.....	86
Figura 4.9 – Configuración de la simulación cuasi-dinámica.....	86
Figura 4.10 – Simulación cuasi-dinámica ejecutada.....	86
Figura 4.11 – Curvas resultantes de la simulación.....	87
Figura 4.12 – Exportación de resultados de la simulación.....	87
Figura 4.13 – Revisión de la configuración de la exportación.....	88
Figura 4.14 – Entorno de AutoCAD y vista del menú personalizado.....	88
Figura 4.15 – Cargar Código Vlisp.....	89
Figura 4.16 – Carga del código, paso 1.....	89
Figura 4.17 – Carga del código, paso 2.....	89
Figura 4.18 – Opción Obtener Curvas.....	90
Figura 4.19 – Guardado del archivo de Excel con las curvas.....	90
Figura 4.20 – Opción Abrir Matlab.....	90
Figura 4.21 – Ejecución del código de Matlab.....	91
Figura 4.22 – Resultados de la simulación en Matlab.....	91
Figura 4.23 – Opción Importar Resultados.....	92
Figura 4.24 – Resultados.....	92
Figura 4.1.1 – Grupo de cargas pertenecientes a I fase R.....	93
Figura 4.1.2 – Cambio de fases.....	94
Figura 4.1.3 – Activación de la variación.....	94
Figura 4.1.4 – Cambio de fase de la acometida.....	95
Figura 4.1.5 – Elección de la nueva fase de la acometida.....	95
Figura 4.1.6 – Curvas resultantes de la simulación.....	96
Figura 4.1.7 – Opción Obtener Curvas.....	96
Figura 4.1.8 – Guardado del archivo de Excel con las nuevas curvas.....	96
Figura 4.1.9 – Ejecución del código de Matlab.....	97
Figura 4.1.10 – Resultados de la simulación en Matlab.....	97
Figura 4.1.11 – Importar Resultados.....	97
Figura 4.1.12 – Resultados.....	98
Figura 4.2.1 – Variación de la red.....	99

Figura 4.2.2 – Resultados de la simulación en Matlab.....	99
Figura 4.2.3 – Resultados.....	100
Figura 4.2.4 – Resultados de la simulación en Matlab.....	100
Figura 4.2.5 – Resultados.....	101
Figura 6.3.1 – Ingreso al archivo acad.pgp.....	113
Figura 6.3.2 – Archivo acad.pgp.....	114
Figura 6.3.3 – Carga del menú personalizado.....	115
Figura 6.3.4 – Menú personalizado cargado.....	115

Índice de Tablas

Tabla 2.1.3.1 – Agrupación de las tarifas en grupos.....	35
Tabla 2.1.4.1 – Curvas de carga a utilizar.....	37

Resumen

En este trabajo se presenta una metodología que permite aprovechar datos cargados en un Sistema de Información Geográfica (GIS) para determinar el estado de carga por fase y el desequilibrio de corrientes en el punto seleccionado de la red.

Para esto se utilizarán datos reales de una red cargados en el software AutoCAD Map y se digitalizará y configurará una red eléctrica de baja tensión en el programa DlgSILENT. Luego, se ejecutará una simulación en este mismo programa, que permitirá obtener la corriente por fase entregada por el transformador que abastece esta red de baja tensión, para diferentes momentos de un período de tiempo.

Los resultados de la simulación serán exportados y analizados con la ayuda de los softwares Matlab y Microsoft Excel para obtener los resultados deseados.

Entre los resultados a obtener, se destaca el desarrollo de un índice que varía entre 0% y 100% y tiene en cuenta todo el período de tiempo considerado, para reflejar el grado de desequilibrio de las cargas. También se calcularán otros parámetros relacionados con el desbalance que serán explicados en el presente informe.

Por último, los resultados de los cálculos serán visualizados de manera clara en el GIS, en el entorno de AutoCAD Map.

Además, se plantearán posibles modificaciones en la red que puedan reducir el desequilibrio de las cargas, lo que producirá que cambie el índice de desequilibrio desarrollado.

Se buscará automatizar la mayor cantidad de pasos posibles, para reducir la posibilidad de errores por parte de quien opere los programas, como también para llegar a los resultados de la manera más sencilla posible. Para esto, se hará uso de una herramienta de AutoCAD Map, que es la creación de un menú personalizado que contenga las acciones que forman parte del procedimiento que debe realizarse, además de la programación en Visual Lisp y en Matlab para facilitar los cálculos.

Por otro lado, se realizará una investigación sobre curvas de carga de diferentes partes del mundo, para obtener curvas representativas de la región en estudio, que es la provincia de Buenos Aires, Argentina.

1- Introducción

La Dirección Provincial de Energía (DPE) de la provincia de Buenos Aires en la disposición N° 1452/08 establece como requerimiento informativo para los concesionarios provinciales y municipales de distribución de energía eléctrica, la presentación con carácter de declaración jurada de una base de datos georreferenciada correspondiente a sus instalaciones dedicadas al servicio público de distribución de energía eléctrica [1].

Además, designa aspectos generales y aspectos técnicos del modelado, que definen la forma en que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben presentar dicha documentación:

Todo concesionario de distribución de electricidad actuante en la jurisdicción eléctrica de la provincia de Buenos Aires deberá cumplimentar el informe solicitado, respetando el contenido, metodología, especificaciones informáticas y normas de presentación que solicita la Dirección Provincial de Energía [2]. A continuación, se detallan algunos aspectos de dicho pedido de información.

Las instalaciones a auditar se corresponden a todos aquellos activos que siendo de propiedad del Concesionario, se encuentren afectados total o parcialmente al desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica que el mismo presta dentro de su área de concesión [2].

Para una eficaz realización de la tarea y aprovechamiento de sus resultados, la Dirección Provincial de Energía solicita que cada uno de los concesionarios involucrados, tenga una herramienta de control previo y generación de archivos necesarios para el envío de la información de utilización obligatoria.

En cuanto a los Aspectos Técnicos, la DPE define ciertas consideraciones que deben tenerse en cuenta a la hora de representar en la base de datos nodos, líneas y elementos como transformadores, reguladores de tensión y capacitores. También establece de qué manera se deben completar los datos numéricos y alfanuméricos, como niveles de tensión, fechas de instalación o secciones de materiales conductores.

En el Anexo I, se muestran ejemplos de la forma en que la DPE solicita que se presenten los aspectos técnicos de la información.

Por otro lado, a lo largo del trabajo se hablará en numerosas ocasiones sobre el concepto de Sistemas de Información Geográfica (SIG, o GIS por sus siglas en inglés). Una definición concreta de este término se encuentra en una Tesis de Doctorado de la Universidad de Cataluña, según la cual un GIS es [3]:

Un sistema organizado de equipo informático, software, datos geográficos y descriptivos, así como diseños personales para hacer más eficiente la captura,

almacenamiento, actualización, manipulación, análisis y despliegue de todas las formas de información georreferenciada.

Según el autor de ese trabajo, el concepto de “información” hace referencia a datos, características o atributos descriptivos de cada objeto o elemento en estudio. En este proyecto, los objetos son, entre otros, transformadores de distribución, líneas y usuarios. Mientras que la información se puede presentar como la sección de los conductores, el consumo de los clientes o la potencia nominal de un transformador, por ejemplo. Y la palabra “geográfica” se refiere a la forma en la que los objetos están referenciados o relacionados con una posición específica en el espacio. En este caso se puede pensar, por ejemplo, en un alimentador que tiene determinada longitud y sigue un recorrido específico en el GIS.

En este trabajo en particular, se aprovecharán los datos que demanda la DPE, que se encuentran cargados en un GIS en el software AutoCAD Map, para esquematizar y configurar en el programa DIgSILENT toda la red de baja tensión que abastece un transformador de distribución de la red de la ciudad de Balcarce.

Más adelante en este mismo capítulo, se explicarán las ventajas de la utilización de los softwares AutoCAD Map y DIgSILENT, para el almacenamiento de los datos del GIS y la configuración de una red de baja tensión, respectivamente.

También es necesario hacer referencia al Sistema GIS aplicado a la Calidad de Servicio Eléctrico (SigreGIS), que es: *un software que posee herramientas para el mantenimiento, administración e intercambio de información que permite generar informes mensuales a los organismos de control (OCEBA y DPE). Por medio del sistema SigreGIS, la Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP) mantiene desde 2007 un Convenio de Asesoramiento y Asistencia Técnica con la empresa distribuidora de energía eléctrica de la ciudad de Balcarce, provincia de Buenos Aires, Argentina [4].* Uno de los objetivos de este trabajo, como se explicará con detalle a continuación, es utilizar los datos previamente cargados en el sistema SigreGIS y las herramientas de identificación de áreas abastecidas, referentes a una red de distribución de la ciudad de Balcarce, para realizar simulaciones en el software DIgSILENT y obtener una serie de resultados. Luego, estos resultados serán visualizados en el GIS, en el entorno de AutoCAD Map.

Otro tema importante que se va a abordar en este proyecto, es la investigación de las curvas de carga representativas de los distintos tipos de clientes consumidores de energía eléctrica que alimenta una empresa distribuidora. La utilización de las curvas que más se asemejen a la verdadera forma en que los clientes consumen energía eléctrica, conducirá a resultados más exactos. Esto se debe a que se utilizará la demanda de los clientes para cada momento del día, en combinación con la energía consumida, que es un dato a obtener del GIS.

A través de las curvas de carga en conjunto con los datos obtenidos del sistema SigreGIS, entre los que se destacan el consumo de energía semestral y el tipo de tarifa de cada cliente, se representará una parte de una red de baja tensión en DIgSILENT y se calculará la corriente entregada por fase por un transformador de distribución a lo largo

de una semana, así como el desequilibrio de las cargas, lo que constituye uno de los principales objetivos de este trabajo, como se explicará a continuación.

1.1 – Objetivos

El sistema SigreGIS es un software que permite a empresas distribuidoras tomar decisiones y se utiliza para aplicaciones como el cálculo del estado de carga de las redes y localización de fallas [4]. Además, permite generar informes sobre la Calidad de Servicio solicitados por el organismo de control de la Provincia de Buenos Aires, por lo que se ha implementado en diferentes distribuidoras eléctricas de la provincia, como la Cooperativa de Electricidad de Balcarce LTDA., Cooperativa de Provisión de Electricidad, Servicios Públicos, Vivienda y Crédito de Mar del Plata LTDA., Cooperativa de Electricidad de San Cayetano y Cooperativa de Electricidad Laguna de los Padres [5].

El objetivo principal del presente proyecto es elaborar herramientas en el sistema SigreGIS que ayuden a determinar el estado de carga por fase de un transformador de distribución, considerando en el cálculo, el desequilibrio de las cargas. Para conseguirlo, se utilizarán datos verdaderos cargados en una plataforma GIS en el software AutoCAD Map. Estos datos se utilizarán para esquematizar y configurar una red eléctrica en el programa DIgSILENT, donde se realizará una simulación que permitirá obtener la corriente entregada por fase por el transformador, en cada momento del día. Luego, los datos extraídos de la simulación serán recolectados y procesados en el software de cálculo Matlab, donde se obtendrán los porcentajes de carga y un conjunto de valores que reflejan el desbalance de las cargas. Entre estos valores se destaca un índice que muestra el grado de desequilibrio y se calcula a partir de las curvas de corriente de fase, durante un período de tiempo determinado. Por último, los resultados deben visualizarse con claridad en el GIS, por lo que se deben diseñar herramientas para importar los porcentajes de carga y los parámetros de desequilibrio, al entorno de AutoCAD.

Además, para facilitar el trabajo del operador y disminuir la posibilidad de errores, se buscará automatizar la mayor cantidad de pasos posibles, haciendo uso de una herramienta de AutoCAD, que es la creación de un menú personalizado. En él, se encontrarán botones que llamarán a comandos que permitirán la realización de diferentes operaciones, para la obtención de los resultados finales. Entre estas operaciones se destacan el procesamiento de los datos obtenidos de la simulación de una semana completa y la importación de los resultados finales, como se explicará en los capítulos siguientes.

La subestación transformadora utilizada como ejemplo para los cálculos en este trabajo, es una perteneciente a la red eléctrica de la ciudad de Balcarce, de la que se obtienen del GIS los datos propios del transformador, como el nivel de tensión y la potencia nominal, y los datos de los clientes, como el consumo de energía y el tipo de tarifa contratada. Además, se aprovechará el dato de la ubicación geográfica de los clientes y el recorrido de las líneas representado geográficamente en el GIS.

Se determinará área abastecida por el transformador, que consiste en un análisis de continuidad para identificar los clientes que son alimentados por el transformador en estudio. Para esto, se hará uso de una herramienta de AutoCAD Map llamada topología de red, que será explicada detalladamente a continuación.

También se plantearán maniobras en la red para equilibrar la carga, lo que producirá que cambie el valor del índice calculado y de los otros parámetros para estudiar el desequilibrio en las cargas. Para esto, se volverá a hacer uso del software DIGSILENT, específicamente de la simulación que permite obtener las corrientes entregadas por el transformador en el período de tiempo en estudio. Luego, los resultados se importarán nuevamente desde AutoCAD Map, como se explicará en el capítulo que trata sobre la metodología.

Por otro lado, para relacionar el consumo de energía de cada cliente con la potencia que demanda en cada momento del día, se deben conocer las curvas de carga. Para esto, se realizará una investigación abordando conceptos relacionados con las curvas de carga y analizando estudios de diferentes partes del mundo, para determinar las curvas representativas de la región en estudio.

1.2 – Software para administración de datos y digitalización de redes eléctricas

Las empresas encargadas de la distribución de la energía eléctrica tienen una gran cantidad de información relacionada con sus redes. Es por este motivo que se hace imprescindible contar con una herramienta que permita administrar y visualizar esta información, de manera que se pueda acceder a cualquier parte de ella de manera rápida y sencilla. Estos datos generan ventajas técnicas y económicas, ya que permiten organizar o mejorar planes de mantenimiento, llevar un control de la red, o asignar una cuadrilla para realizar una reparación determinada, lo que puede derivar en grandes ahorros de tiempo y dinero.

Estos datos pueden estar relacionados con los clientes, por lo que cada uno de ellos cuenta con un código único que los identifica. Además, para cada cliente se puede registrar el tipo de tarifa que tiene contratada, el código del medidor, la dirección, el nombre del titular y el consumo de energía, entre otros datos.

También existen datos asociados a los elementos que componen la red como, por ejemplo: la sección, material, longitud y cantidad de fases para el caso de los alimentadores; la potencia nominal, tipo de conexión, cantidad de salidas, tensión del lado de alta y baja de los transformadores; el tipo o estado de seccionadores o fusibles. Todos estos datos pueden estar cargados dentro del dibujo y en el mismo archivo, como información asociada a cada objeto, o como un vínculo en el dibujo y la información fuera de él, en una base de datos externa.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

Además, los organismos de control exigen a las empresas distribuidoras de energía eléctrica contar con un GIS que contenga esta información. Una herramienta eficiente para almacenar, organizar y visualizar estos datos es la utilización del programa AutoCAD Map.

AutoCAD es un software de diseño 2D y 3D, creado por la empresa Autodesk, que es utilizado por ingenieros, arquitectos, diseñadores y otros profesionales alrededor del mundo para dibujo y modelado. AutoCAD Map contiene, además, otras herramientas que permiten utilizarlo como plataforma GIS. La principal es la posibilidad de insertar cualquier zona del mapa en el entorno de trabajo, para poder realizar dibujos georreferenciados sobre él.

En la Figura 1.2.1, se observa el entorno de trabajo de AutoCAD Map:

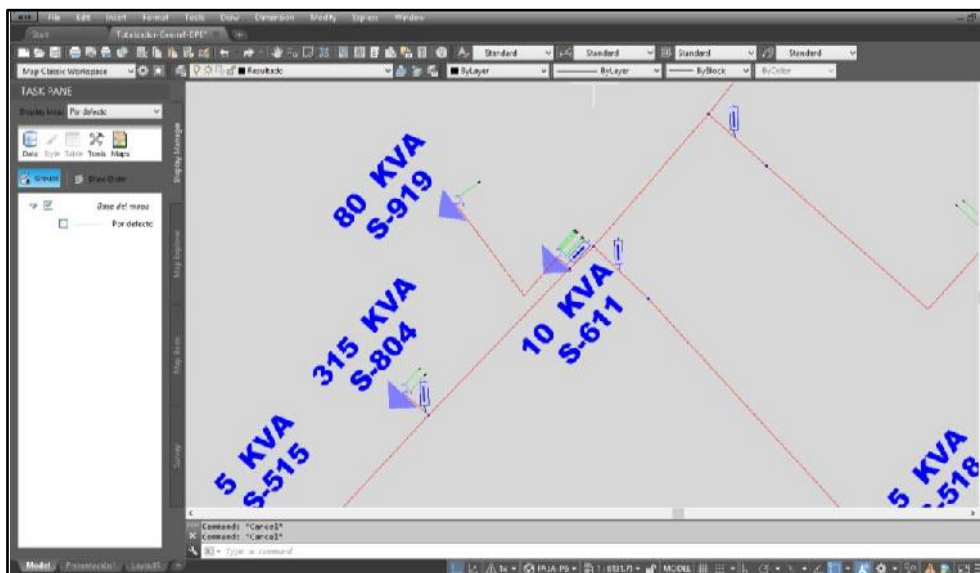


Figura 1.2.1 - Entorno de trabajo AutoCAD Map.

Los objetos existentes en la naturaleza pueden ser representados mediante formas geométricas o mediante celdas con información. La representación utilizada en el software AutoCAD Map corresponde a la primera de las mencionadas, conformando lo que se conoce como GIS Vectorial. El territorio y los objetos que hay en él, se visualizan a partir de la asociación de vectores, que representan las fronteras del objeto y que se localizan en el espacio mediante las coordenadas del punto inicial y final. De esta manera, existe una lista de coordenadas de cada objeto, junto a su relación espacial con otros objetos, que recibe el nombre de información espacial [6].

Otros conceptos importantes para comprender la digitalización de información en AutoCAD Map son [6]:

Objeto de dibujo: cualquier entidad gráfica, tal como una línea, polilínea, arco, texto o punto.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

Atributos: información textual asociada con uno o más objetos del dibujo.

Información espacial: datos sobre la localización y forma de entidades geográficas, y la relación entre estas entidades.

Análisis espacial: proceso de extracción o creación de nueva información a partir de datos geográficos.

Consulta: herramienta para extraer datos de uno o más dibujos.

Topología: relaciones matemáticas entre grupos de nodos, arcos y polígonos que tienen relación entre sí.

Digitalización: método para convertir información en papel a información digital, por ejemplo, un mapa.

El software permite acceder simultáneamente a múltiples mapas y datos, a través del concepto de “proyecto”, que sirve para manejar estos grupos de datos. Además, los objetos como líneas, puntos y áreas que pertenecen a un proyecto pueden tener asociados “datos de objeto”, que permiten agregar información al GIS, relacionada con estas entidades de dibujo. Una tabla de datos de objeto contiene campos, cada uno de los cuales puede tener un nombre y un valor determinado. Es posible también asignar más de una tabla de datos de objeto a una misma entidad. Como ejemplo, se muestra en la siguiente figura un tramo de la red eléctrica de Balcarce, que tiene asociadas dos tablas de datos de objeto, una con el nombre OCEBA y otra con el nombre RED:

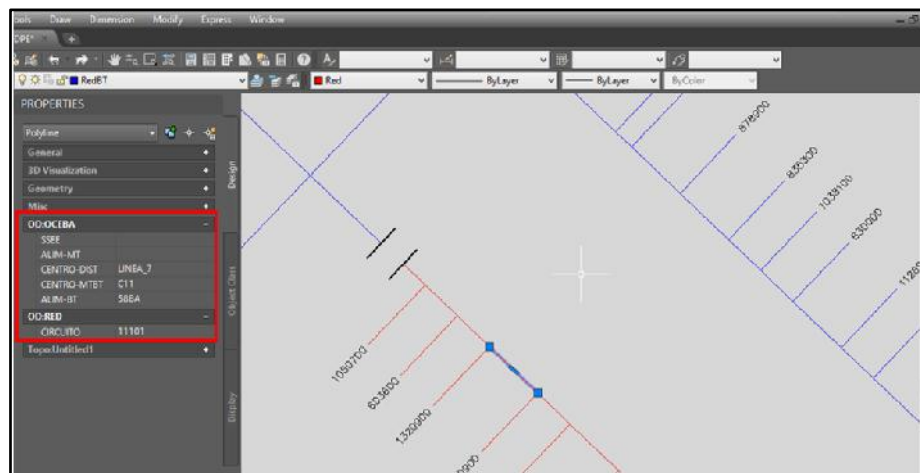


Figura 1.2.2 – Datos de objeto de un tramo de red eléctrica.

Por otro lado, la información relacionada con un objeto puede encontrarse fuera del dibujo, en una base de datos externa. De esta manera, se puede asociar un registro de una base de datos con uno o más objetos del dibujo, o asociar un objeto con varios registros de la base de datos. Para esto, es necesario ligar la base de datos al dibujo y luego ligar los objetos a los registros, que después pueden ser visualizados o editados tanto dentro del dibujo, como en la base de datos misma. Es ideal utilizar una base de datos cuando ésta ya fue creada desde una aplicación externa, como en el caso de este

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

trabajo final, donde se hará uso de una base de datos que contiene información sobre los consumidores de energía eléctrica de la ciudad de Balcarce.

En el sistema SigreGIS, donde se encuentra digitalizada la red eléctrica de la ciudad de Balcarce, resulta sencillo acceder a los datos de un cliente o de una parte de dicha red en AutoCAD Map. Solamente se debe buscar su ubicación y seleccionar la opción “propiedades” del menú contextual. De esta manera, la información se puede visualizar en el sector izquierdo de la imagen, como se muestra en la figura 1.2.3.

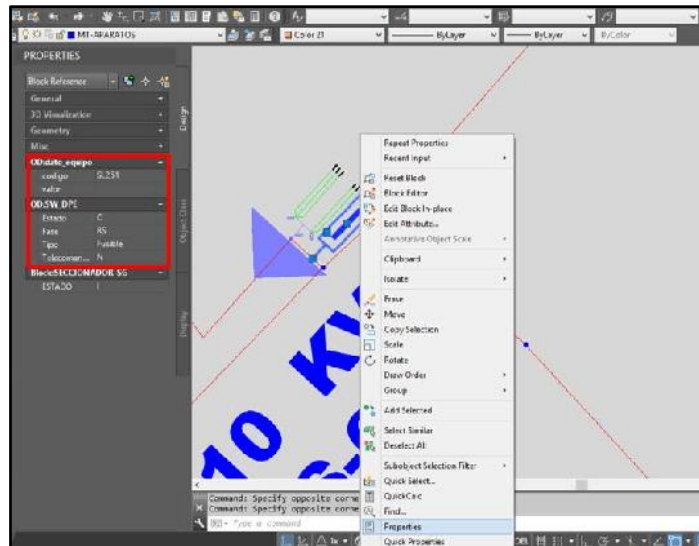


Figura 1.2.3 - Datos de un seccionador fusible.

También, como se mencionó anteriormente, es posible visualizar en el mismo programa la información que se encuentra en una base de datos externa y está asociada a entidades propias del dibujo, como el código de cada cliente:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

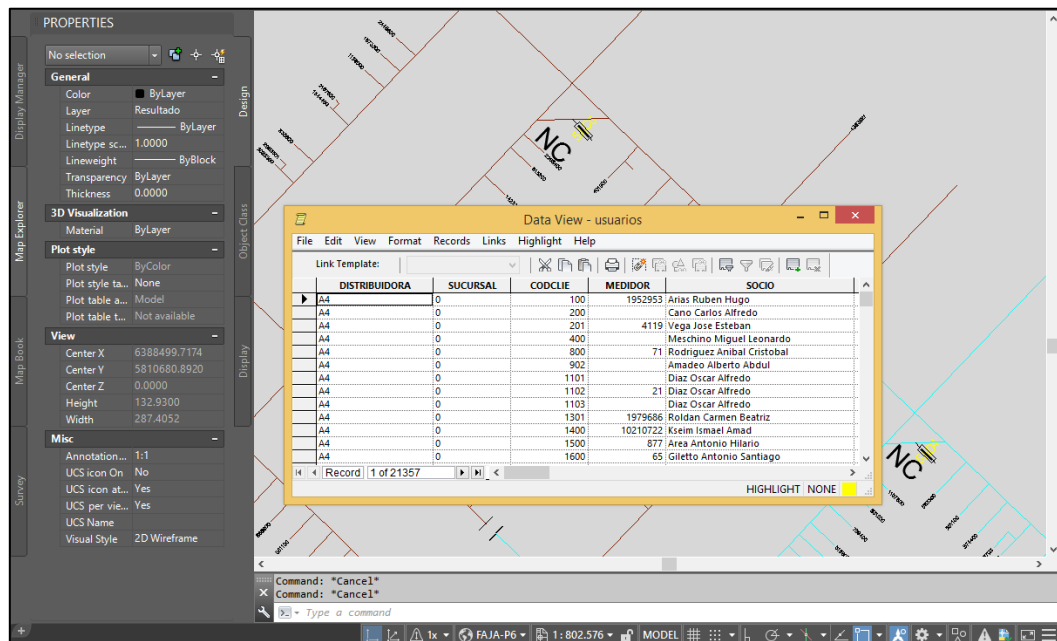


Figura 1.2.4 - Base de datos externa en el entorno de AutoCAD Map.

Todas estas herramientas facilitan el acceso a un dato específico que esté cargado en el GIS. En este trabajo se aprovechará, además de la red ya digitalizada, el dato del consumo de energía de los clientes para realizar cálculos posteriores.

Una de las principales herramientas en la resolución de problemas utilizando GIS es la topología, que es *un conjunto de conexiones que establecen cómo nodos, objetos de vínculo (líneas y polígonos), se relacionan unos con otros. Las topologías son la base de los sistemas GIS y permiten realizar análisis de redes y análisis espacial.* Existen tres tipos de topologías [6]:

- *Topología de nodos: un sistema de objetos relacionados que se pueden usar para analizar relaciones entre puntos individuales en un mapa, tales como una válvula no conectada.*
- *Topología de redes: un sistema de vínculos conectados usado para desarrollar análisis en entidades topográficas lineales tales como líneas eléctricas.*
- *Topología de polígonos: abarca áreas o polígonos que se forman de segmentos (vínculos) interconectados. Pueden usarse para analizar relaciones entre superficies de tierra tales como áreas de cosecha, predios, etc.*

Mientras el mapa da información como la distancia entre dos puntos, las topologías pueden informar estadísticas acerca de las redes como, por ejemplo, mostrar si una tubería de agua o una línea eléctrica se encuentra conectada en una red compleja.

Cuando se trabaja con redes eléctricas, el tipo de topología más comúnmente usada es la de redes. Los segmentos que conectan cada par de puntos en el mapa tienen un punto inicial, un punto final y un identificador. En la topología, estos segmentos se denominan vínculos y los puntos donde comienzan y terminan, se llaman nodos. Además,

cada vínculo tiene una dirección, que informa en qué sentido es posible el movimiento. Los valores pueden ser 1, donde la dirección del movimiento es en el sentido en que el segmento fue creado, -1 donde el sentido es el inverso, o 0 donde el movimiento es posible en ambos sentidos. Esto cobra importancia, por ejemplo, en el caso de una salida de una subestación transformadora, donde el flujo de potencia debe ser saliente hacia aguas debajo de la red, y no puede ser entrante. Por último, cada segmento tiene un valor de resistencia, que debe ser superado para que sea posible el movimiento.

El comando para crear una topología es “_maptopocreate” y el cuadro de diálogo que se abre es el siguiente:

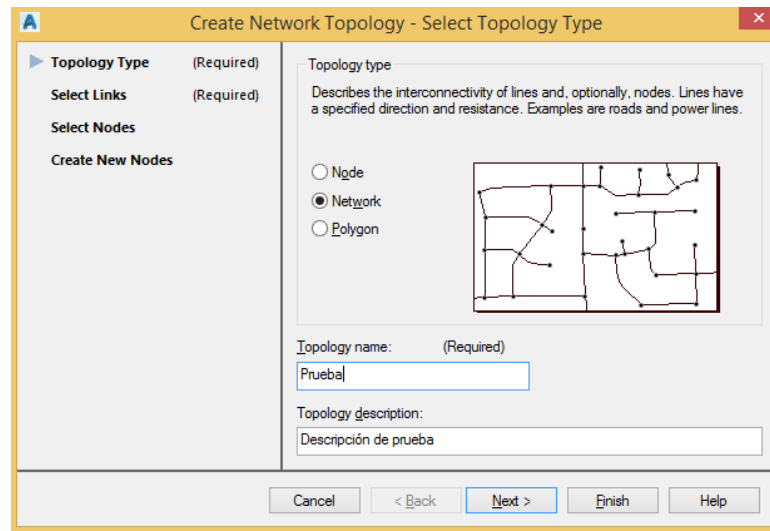


Figura 1.2.5 – Topología, paso 1.

En este paso, se debe seleccionar el tipo de topología a crear, el nombre y se puede escribir una descripción. Luego, se deben seleccionar los objetos que forman parte de la topología, ya sea manualmente o indicando las capas en las que se encuentran:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

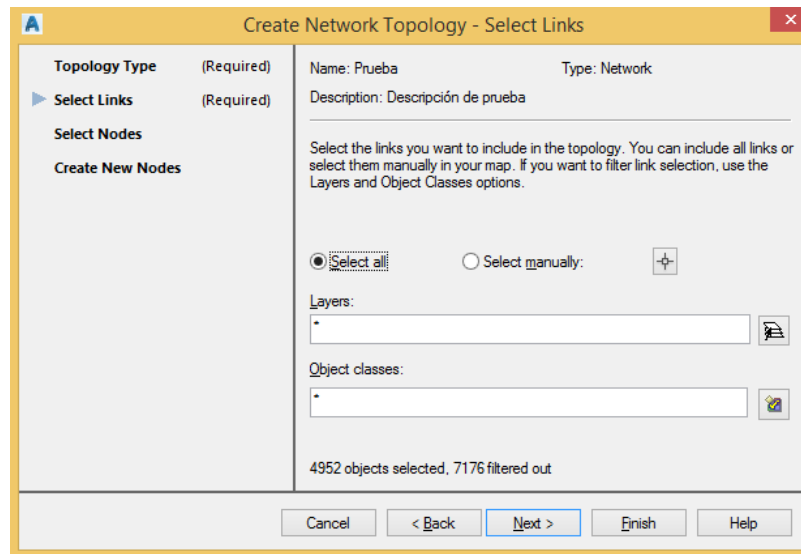


Figura 1.2.6 – Topología, paso 2.

En el caso de una red eléctrica, los objetos podrían ser transformadores, líneas, acometidas y usuarios. Después, deben seleccionarse los nodos donde los segmentos comienzan y terminan. Al igual que con los objetos que componen la topología, los nodos pueden seleccionarse manual o automáticamente, indicando las capas. También se puede indicar que un bloque funcione como un nodo.

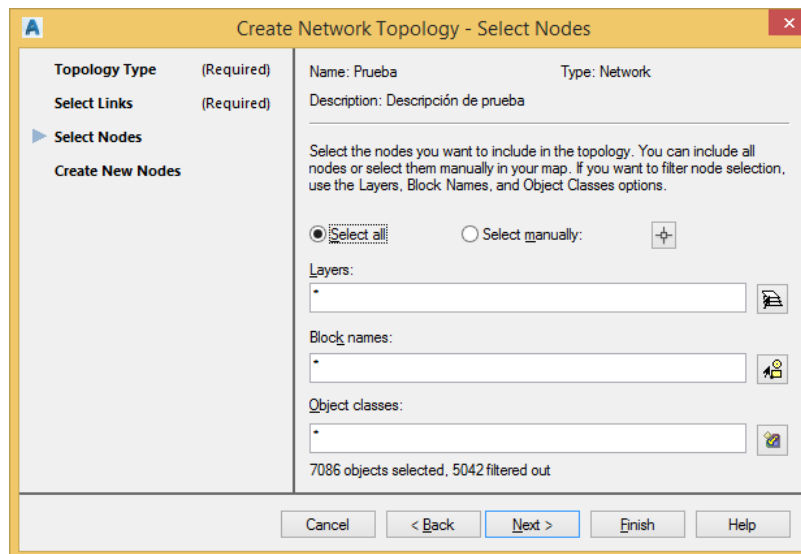


Figura 1.2.7 – Topología, paso 3.

Siguiendo con el ejemplo de la red eléctrica, los nodos podrían ser justamente nodos eléctricos, y también bloques como transformadores y seccionadores.

Por último, debe indicarse en qué capa se crearán estos nodos y si se representarán con puntos, o con algún bloque diseñado anteriormente:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

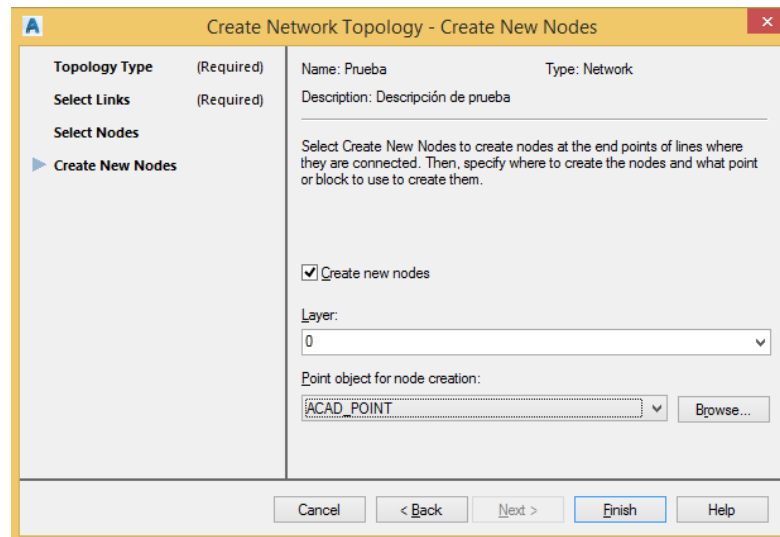


Figura 1.2.8 – Topología, paso 4.

Para la creación de una topología de alguno de los otros dos tipos (de nodos o de polígonos), el comando es el mismo y también deben seguirse una serie de pasos en donde se seleccionan los objetos y demás.

Una vez creada la topología, es posible realizar un análisis sobre ella con el comando “_mapantoponet”:

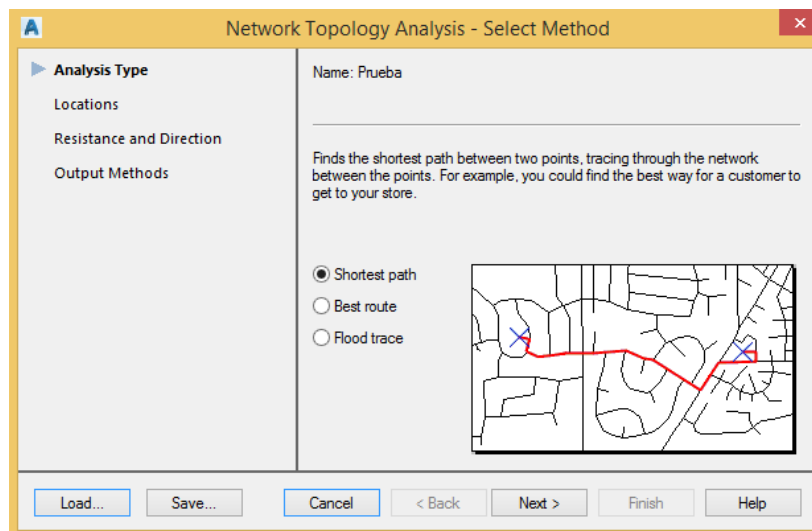


Figura 1.2.9 – Análisis de topología.

Existen tres opciones [6]:

- Ruta más corta: busca el recorrido más corto entre dos puntos, siguiendo los segmentos que pertenecen a la topología.

- Ruta óptima: busca el camino entre un punto inicial y un punto final que el usuario especifique, teniendo en cuenta la distancia, dirección y resistencia de los segmentos.
- Rastrear flujo: da como resultado todos los nodos y segmentos pertenecientes a la topología que se encuentren dentro del radio especificado a partir de un punto definido, teniendo en cuenta la resistencia máxima especificada y la de cada una de los segmentos.

Por otro lado, frecuentemente la digitalización de información resulta en errores como líneas que no se intersecan u objetos duplicados. A través de la limpieza de dibujos es posible corregir estos errores, manualmente o automáticamente. El comando para realizar la limpieza es “_mapclean” y cuando se ejecuta, aparece un cuadro de diálogo:

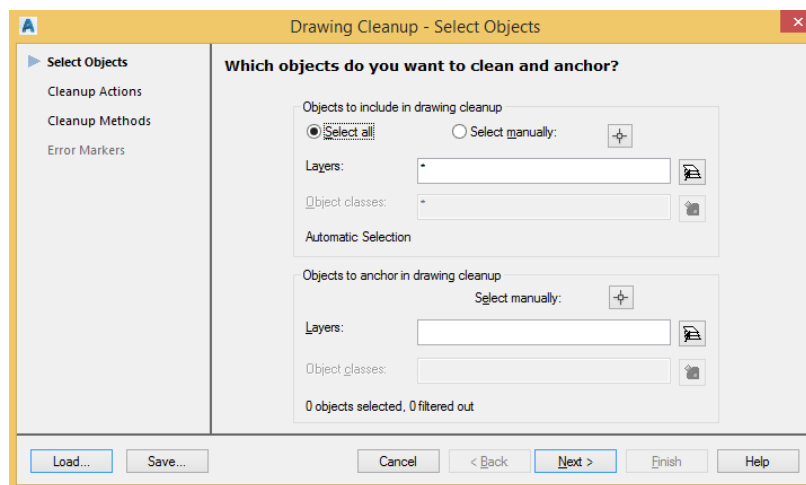


Figura 1.2.10 – Limpieza de dibujo, paso 1.

Aquí se deben seleccionar los objetos sobre los que se va a realizar la limpieza. Esta selección se puede hacer eligiendo cada objeto individualmente o indicando las capas en las que se encuentran las entidades sobre las que se quiere trabajar.

El segundo paso consiste en seleccionar los métodos de limpieza que se quieren aplicar. Es conveniente realizar estos métodos de a uno e ir guardando el proyecto periódicamente, para evitar borrar o modificar objetos que estén correctamente dibujados. Algunas de las opciones de limpieza de dibujos que se pueden aplicar son: eliminar objetos duplicados, eliminar objetos con una longitud menor a la especificada, o extender líneas que parecen intersecarse, pero no lo hacen.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

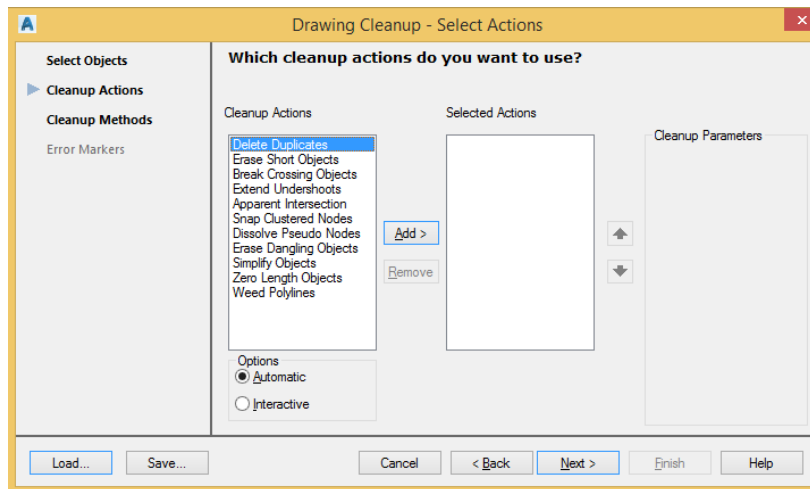


Figura 1.2.11 – Limpieza de dibujo, paso 2.

Por último, se debe elegir si se quieren modificar los objetos originales, conservarlos y crear nuevos objetos o eliminarlos y crear nuevos objetos.

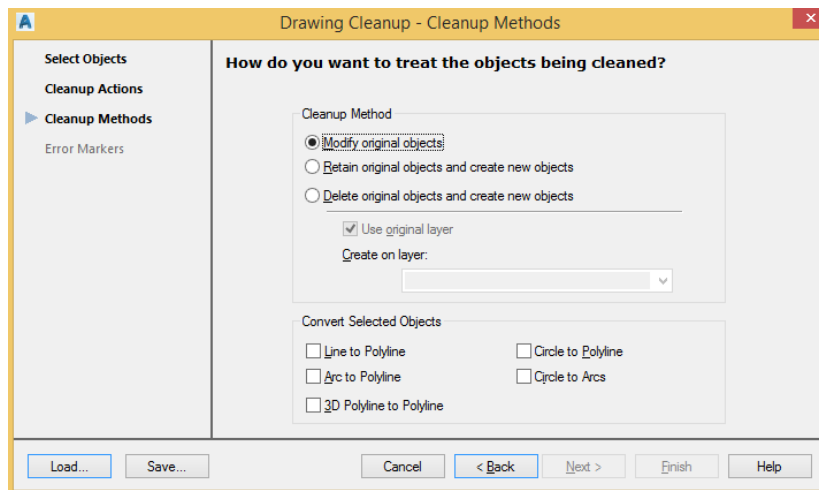


Figura 1.2.12 – Limpieza de dibujo, paso 3.

Otra herramienta importante al trabajar con GIS es la posibilidad de realizar consultas. Estas permiten obtener información específica sobre un grupo de objetos del dibujo. Esta información puede estar relacionada con alguna propiedad de un objeto, como el color, la capa o la longitud de una línea, o con un dato específico como un dato de objeto o el valor de un atributo. El comando para abrir el cuadro de diálogo es “_adequery”:

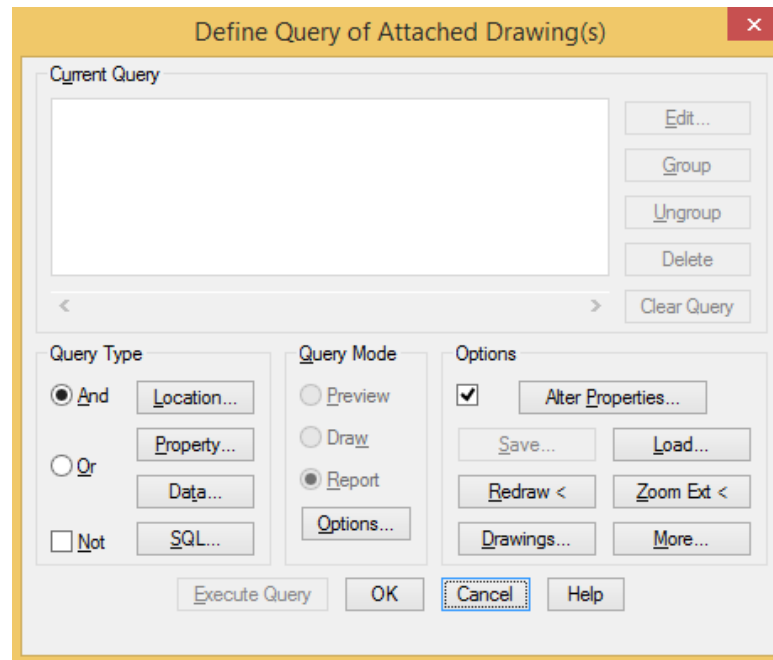


Figura 1.2.13 – Cuadro de diálogo, consulta.

Existen cuatro tipos de consultas [6]:

- Localización: solicita información basado en la ubicación de los objetos en el dibujo. Por ejemplo, una consulta de todos los objetos que se encuentren dentro de un polígono.
- Propiedades: solicita información basado en las propiedades como color, tipo de línea, capa, etc.
- Datos: solicita información según los valores contenidos en tablas de datos de objetos o atributos de bloque. Por ejemplo, una consulta de todos los transformadores con una potencia mayor a 200 kW.
- SQL: solicita información de valores contenidos en una base de datos externa. Por ejemplo, una consulta sobre todos los clientes que consuman menos de 300 kWh de energía.

También existe una acción que especifica de qué manera serán manipulados los objetos que cumplen con la condición. Esto se denomina “modo” de consulta y existen tres diferentes [6]:

- Modo vista previa: los objetos no son copiados al proyecto en uso.
- Modo dibujo: crea una copia de los objetos al proyecto en uso y los objetos que ya existen en el proyecto no se copian.
- Modo reporte: crea un archivo externo delimitado por coma con el resultado de la consulta.

Las consultas pueden guardarse si se planean realizar más de una vez. Es posible guardar una consulta de forma interna, de manera que solamente pueda ser utilizada en

el proyecto actual, o externa, donde se genera un archivo de extensión “qry”. Es conveniente utilizar consultas externas cuando se desea ejecutar la misma consulta en otro proyecto.

Además, las consultas pueden ser nombradas y agrupadas en categorías con diferentes nombres, para organizar mejor el trabajo.

Todas estas herramientas se encuentran presentes en el software AutoCAD Map y se pueden aplicar a diferentes GIS. Permiten resolver diferentes problemáticas si son utilizadas correctamente. En este caso, el principal interés es hacer uso de las herramientas mencionadas para llevar a cabo diferentes tipos de análisis en redes eléctricas.

Principalmente el uso de las topologías de redes y el rastreo de flujo permite realizar análisis de continuidad en las redes eléctricas y para esto es necesario que las entidades de dibujo utilizadas cumplan con ciertos requerimientos, que son estudiadas con detalle en la utilización del sistema SigreGIS [5].

Entidades para digitalizar tramos de red.

Si bien es posible utilizar líneas o arcos para dibujar los tramos de las redes, es conveniente que estos sean representados únicamente por polilíneas, por dos motivos: principalmente debido a que las polilíneas agrupan los tramos en una sola entidad y también para evitar sumar diferentes tipos de entidades en las opciones de filtrado en las herramientas automáticas de selección.

Además, al digitalizar redes eléctricas es importante que exista continuidad entre las entidades de dibujo si existe continuidad eléctrica, por lo que deben utilizarse correctamente los modos de referencia a entidades de AutoCAD, para que no existan líneas que deberían tocarse y no lo hacen, o líneas cortas que interrumpen la continuidad.

Equipos de maniobra y protección.

También se deben respetar ciertas consideraciones a la hora de representar equipos de maniobra y protección. En el sistema SigreGIS, se utiliza un bloque denominado SECCIONADOR-SG para la representación de interruptores, seccionadores y reconectores, en donde solamente interesa la función como nodo abierto o cerrado. En función del estado, se le asignará un determinado valor de resistencia cuando se genera la topología. El mismo bloque se utiliza en las redes de AT, MT y BT, diferenciándose en cada caso por la ubicación en la capa correspondiente. En el diseño de este bloque debe tenerse en cuenta que [5]:

- El punto de inserción debe ser claro para su ubicación en el extremo del tramo de la red. Este punto es el que considera la topología y debe estar ubicado en extremos de los tramos de red.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

- Fácil identificación de su estado abierto/cerrado.
- De fácil selección para conmutar el estado ante la necesidad de simular maniobras en la red.

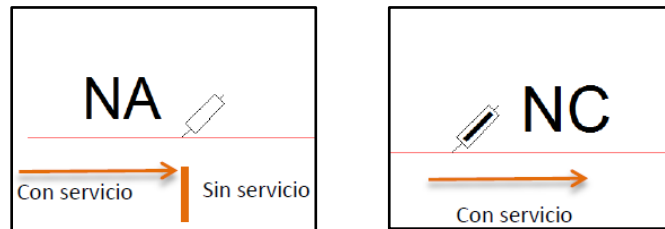


Figura 1.2.14 – Representación bloque SECCIONADOR-SG [5].

Tramos de red que se cruzan.

Por otro lado, para el análisis de tramos de red que se cruzan se presentan dos alternativas [5]:

- Si los tramos se interconectan, debe verificarse que los extremos de las polilíneas converjan en un mismo punto. Cuando se utiliza la herramienta de generación de topología de red, de no encontrar un nodo, lo agregará automáticamente en ese punto, sin embargo, para visualizar la unión y facilitar el seguimiento de los circuitos en planos impresos se agrega un bloque PATGA que resalta la vinculación entre tramos, como se observa en la Figura 1.2.15.
- En los tramos que se cruzan, pero no se conectan eléctricamente, es suficiente con evitar interrumpir la polilínea en el punto de cruce, sin embargo desde el punto de vista de la lectura y seguimiento visual de los circuitos es importante resaltar la diferencia por la ausencia del bloque.

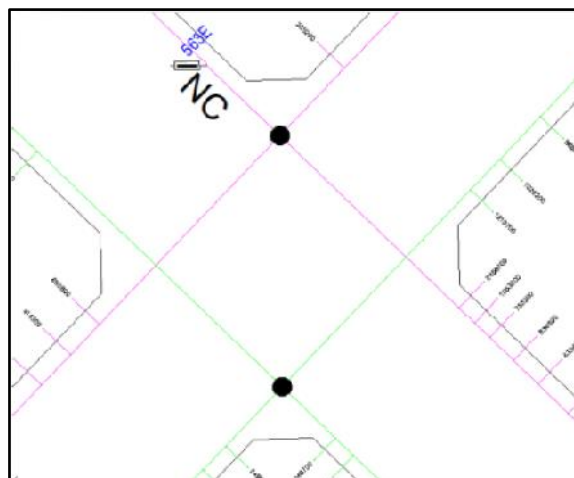


Figura 1.2.15 – Bloque PATGA en tramos que se cruzan [5].

Centros de transformación.

Para la representación de las estaciones transformadoras en el sistema SigreGIS, se utiliza un bloque llamado TRANSFORMADOR de fácil identificación. El punto de inserción está definido en el punto de conexión con la red para evitar corrimientos si se modifica el tamaño del bloque:

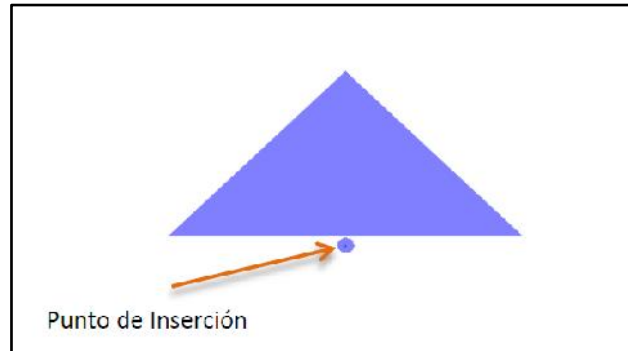


Figura 1.2.16 – Bloque TRANSFORMADOR [5].

La representación de la estación transformadora también cuenta con tramos digitalizados con polilíneas en una capa llamada MT-TRAFOS que representan la conexión entre el lado de alta y baja tensión, un seccionador principal para desconectar el Centro de Transformación, salidas en baja tensión y un bloque con atributos de potencia nominal y nombre de la estación transformadora.

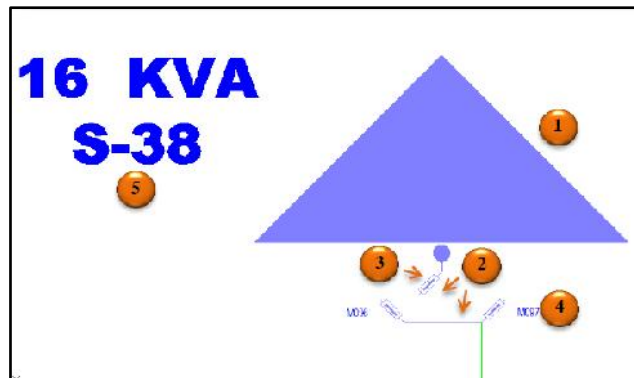


Figura 1.2.17 – Representación de un centro de transformación aéreo [5].

- 1- Bloque TRANSFORMADOR, 2- Conexión entre el lado de alta y baja tensión, 3- seccionador principal, 4-Salidas en BT, 5- Bloque con atributos

Es importante destacar que la herramienta de creación de topologías le asigna al tramo de conexión entre el lado de alta y baja tensión, una sola dirección posible para el flujo (del lado de mayor al de menor tensión), ya que un corte en el lado de baja tensión no debe extenderse al de media tensión a la hora de realizar un análisis de flujo.

Redes de baja tensión.

Las consideraciones para la digitalización de las redes de baja tensión en el sistema SigreGIS fueron las siguientes [5]:

- Las redes se ubican en la capa *BT-RED* y los bloques *SECCIONADOR* en *BT-APARATOS*.

- Para resaltar aún más el estado *Abierto* o *Cerrado* de un seccionador se incorpora en proximidades un bloque *ESTADO* con dos valores posibles *NA* o *NC*. Este bloque no interviene en la generación de topología y es de uso opcional, su función es resaltar el estado para facilitar la lectura de los planos.

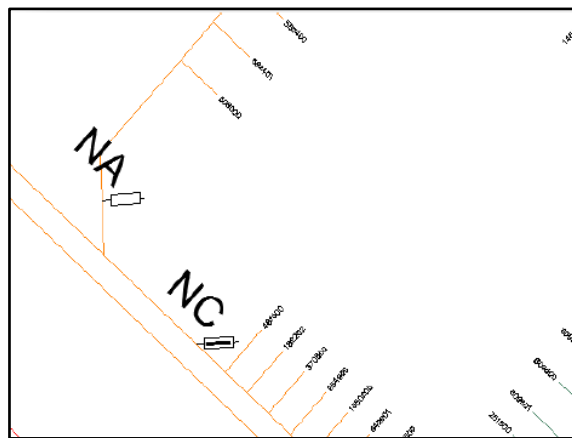


Figura 1.2.18 – Representación seccionadores Abierto/Cerrado [5].

- Se incorpora un bloque en los cruces de redes con vínculo eléctrico (bloque *PATGA*). Como en el caso del bloque *ESTADO*, su función es resaltar la unión entre tramos en casos donde podría haber dudas de interpretación de los planos impresos y no son tomados en cuenta en la generación de la topología.

- Un tercer bloque de utilidad en la interpretación de planos es *RETENCIÓN* que claramente enfatiza el fin de una línea y no contacto eléctrico con la contigua:

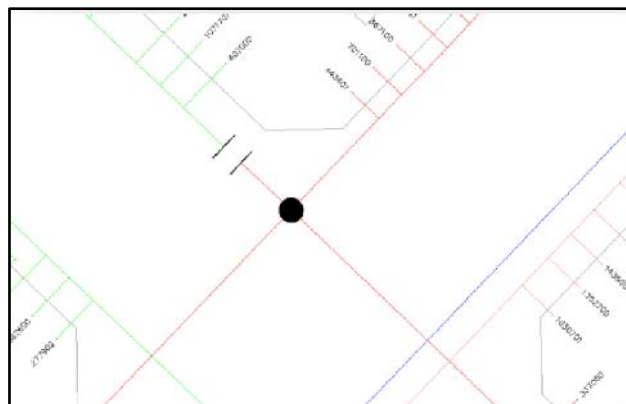


Figura 1.2.19 – Bloques *PATGA* y *RETENCIÓN* [5].

Clientes.

Los consumidores de energía eléctrica son representados en el sistema SigreGIS por un texto con el código único que los identifica en la capa usuarios, y la acometida a la red por una polilínea en la capa fase.

Para representar edificios, las acometidas y textos se agrupan dentro de un rectángulo para facilitar la interpretación visual:

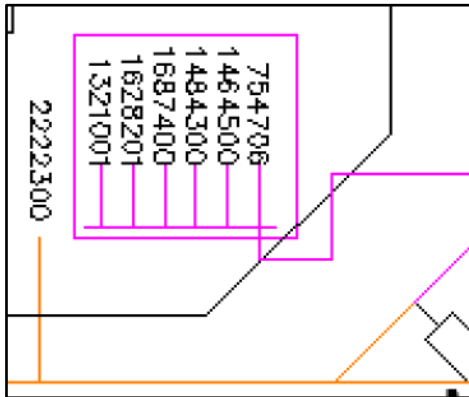


Figura 1.2.20 – Representación de clientes en un edificio [5].

El texto sirve para identificar a cada cliente y además para realizar la vinculación masiva de entidades a la base de datos de clientes.

La polilínea de la capa fase también está asociada a la base de datos y es la entidad utilizada para realizar los análisis de continuidad y determinar los clientes involucrados en cada contingencia. Para que sea posible la vinculación entre la polilínea que representa la acometida y la base de datos, es necesario que se respeten ciertas consideraciones [5]:

- *El punto de inserción del texto sea al medio e izquierda o al medio y derecha según la ubicación del cliente:*

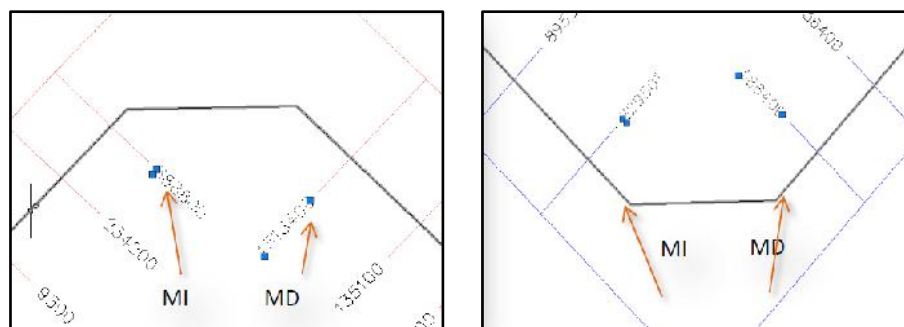


Figura 1.2.21 – Justificación de textos Medio e Izquierda (MI) y Medio y Derecha (MD) [5].

- *La distancia entre el punto de inserción del texto y la polilínea no supere 1 unidad de dibujo (UD), siendo 1 UD = 1 metro.*

- *La distancia mínima entre textos es de 1 UD.*

Respetando estas reglas referentes a la ubicación relativa entre el texto en la capa usuarios y el extremo de la polilínea de la capa fase, en conjunto con las reglas generales de continuidad establecidas para las redes, la acometida puede ser incluida en la topología de red.

Herramientas de SigreGIS

El sistema SigreGIS contiene diferentes herramientas desarrolladas principalmente para evaluar la calidad de servicio en redes de distribución. Algunas de ellas están destinadas a registrar datos de las interrupciones del servicio, identificar el punto de la red donde se produce una falla y detectar el área afectada.

Sin embargo, la herramienta del SigreGIS que debe utilizarse para la metodología planteada en el presente trabajo final es la que permite generar automáticamente una topología de red, que en este caso será utilizada para determinar el área abastecida por un transformador de distribución.

Esta herramienta (Rehacer Topología) simplifica la generación de una topología de red a un solo comando, que al utilizarse reemplaza una topología creada anteriormente denominada FASE, borrándola y generándola nuevamente [5].

Además, la herramienta Prueba Topológica simplifica en una sola operación la posibilidad de verificar una topología o continuidad entre tramos. Pide marcar un punto sobre la red, detecta el nodo más cercano y resalta en color amarillo el resultado de un análisis de Rastreo de Flujo en modo previsualización. Con esta herramienta, seleccionando como punto de inicio para el trazado de flujo el punto de conexión entre el lado de media y baja tensión del transformador, se puede visualizar fácilmente el área abastecida por el mismo [5].

Al realizar este análisis de Rastreo de Flujo en modo previsualización puede ser limpiado con un comando (_REGEN), si se producen modificaciones accidentales.

1.3 – Software para digitalización de subestaciones transformadoras y realización de simulaciones

Los datos cargados en el GIS deben llevarse a un programa capaz de utilizarlos para realizar un cálculo eléctrico más complejo. En particular, se debe representar una subestación transformadora y toda la red de baja tensión a la que abastece, para realizar una simulación que permita obtener las corrientes de fase entregadas por este transformador, a lo largo de un período de tiempo. El software elegido para esta función es PowerFactory de DIgSILENT.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

El programa de cálculo DigSILENT es una herramienta computarizada avanzada de diseño asistido en ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia comerciales, industriales y a gran escala [7].

En PowerFactory hay dos conjuntos distintos de información que pueden ser definidos [7]:

- *Datos que pertenecen al sistema en estudio, es decir, datos eléctricos.*
- *Datos de la gestión del estudio, por ejemplo, gráficos, flujos de carga, las áreas de la red que deben ser consideradas para el cálculo, etc.*

La importancia de la utilización de este programa reside en el hecho de poder realizar un análisis en redes eléctricas complejas, tanto radiales como malladas, lo que llevaría más tiempo y trabajo de resolver manualmente. Además, los resultados obtenidos pueden extraerse a otros programas para procesarlos y sacar conclusiones.

En la siguiente figura se observa el entorno de trabajo de DigSILENT y las partes que lo componen:

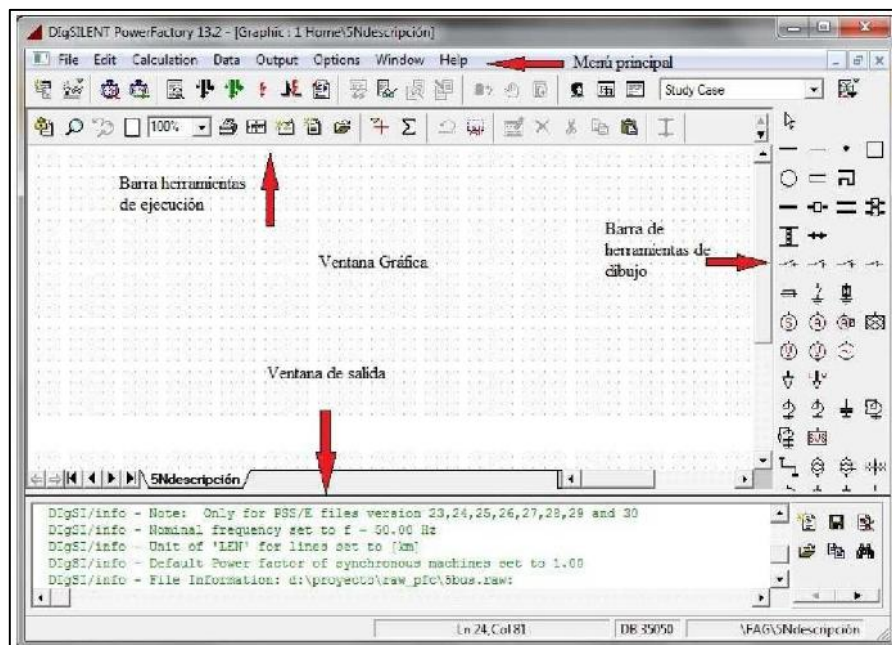


Figura 1.3.1 – Entorno de trabajo PowerFactory DigSILENT.

En la barra de herramientas de dibujo se encuentran los elementos de los que se puede componer la red, como generadores, transformadores, barras, impedancias, líneas y diferentes tipos de cargas. De cada elemento es posible configurar los parámetros eléctricos correspondientes y también seleccionar un “tipo”, que puede ser un modelo predefinido ya existente en la librería del mismo programa, o un tipo nuevo creado por el usuario.

Además, el software permite realizar diferentes simulaciones para poder determinar el estado de alguna parte de la red, como cálculos de flujo de carga y cortocircuitos. En este trabajo en particular, se hará uso de una herramienta llamada simulación quasi-dinámica, que permite obtener las corrientes de fase en algún punto de la red, a lo largo de período de tiempo determinado, mediante cálculos de flujo de potencia en estado estable con el método de Newton-Raphson.

1.4 – Software para análisis de datos y generación de resultados

Una vez que se realiza la simulación en DigSILENT, los datos serán llevados a otro programa, capaz de estudiarlos y tratarlos convenientemente para obtener los resultados deseados. El programa que realiza esta función será el software Matlab, que es utilizado por ingenieros y científicos de todo el mundo para analizar y diseñar sistemas y productos e implementar algoritmos en sistemas web, empresariales o de producción. El lenguaje de Matlab está basado en matrices, que es una forma muy conveniente para expresar las matemáticas computacionales. Las gráficas integradas facilitan la visualización de los datos y la obtención de información a partir de ellos [8].

Otras características del software son [8]:

- *Opera principalmente en arreglos y matrices, tanto de forma total como parcial. Una matriz es un arreglo bidimensional que a menudo se utiliza para el álgebra lineal.*
- *El área de trabajo contiene variables creadas dentro de Matlab o importadas a la plataforma a partir de archivos de datos u otros programas como Microsoft Excel.*
- *Existe una gran cantidad de funciones que realizan distintas tareas computacionales, desde operaciones algebraicas sencillas como sumas o multiplicaciones, hasta ciclos “for” o “while”.*

En la siguiente figura se puede observar el entorno de trabajo de Matlab, con cada una de las partes que lo componen:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

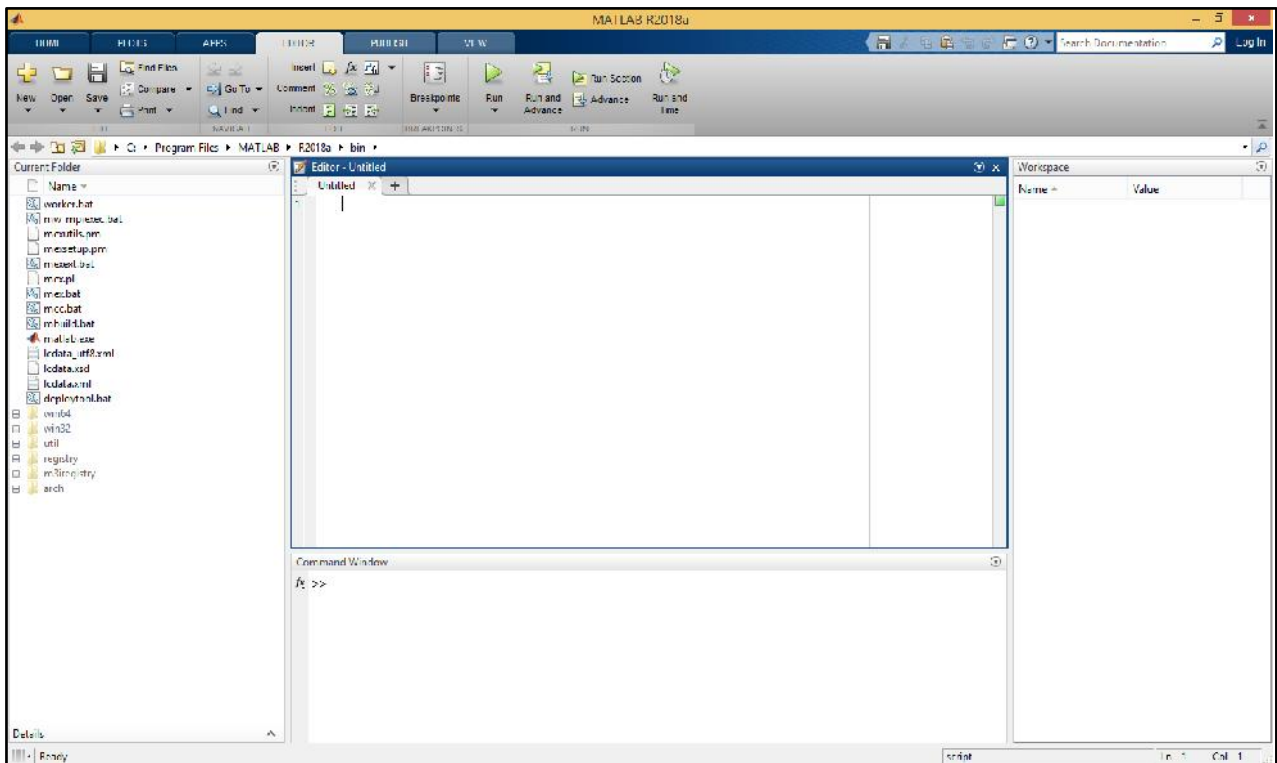


Figura 1.4.1 – Entorno de trabajo Matlab.

Como se puede apreciar en la figura, el entorno de Matlab tiene 4 ventanas principales:

- **Command Window:** es el lugar donde se ejecutan las operaciones. Ingresando una instrucción en esta ventana, Matlab inmediatamente realiza el cálculo o la función. Se puede asignar valor a una variable, realizar una operación algebraica o realizar una función predefinida por Matlab o previamente programada por el usuario.
- **Workspace:** en el espacio de trabajo, Matlab almacena todas las variables que fueron creadas en Command Window. Es posible configurar esta ventana para que muestre las propiedades que el usuario desee de cada variable, como por ejemplo el nombre, el valor, el tipo, el tamaño y en el caso de matrices, también puede mostrar el valor máximo y el mínimo, entre otras cosas.
- **Current Folder:** es el directorio de la computadora donde se almacenan todas las variables y códigos que se vayan creando. También es el lugar donde el software busca los archivos que se necesiten leer o sobrescribir, en el caso de que un código así lo requiera.
- **Editor:** en esta ventana se pueden escribir una secuencia de comandos que el programa no va a ejecutar, hasta que este código completo sea guardado y ejecutado en su totalidad.

En este trabajo, se aprovecharán las posibilidades de resolución de problemas que ofrece Matlab, para trabajar con los datos obtenidos de DIGSILENT y generar los

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

resultados que luego serán exportados y visualizados en el GIS, como se explicará en el capítulo 3.

2 – Antecedentes, estado del arte

2.1 – Curvas de carga

Una manera de calcular la potencia o la corriente que está entregando un transformador en un determinado instante de tiempo, es conociendo y sumando las demandas de cada uno de los consumidores de energía eléctrica a los que ese transformador abastece. Luego, para obtener curvas que muestren la corriente entregada por el transformador a lo largo de un período de tiempo, como un día completo o una semana, es necesario conocer la potencia que demanda cada uno de esos consumidores, en todo el período de tiempo considerado. Es por este motivo que se hace indispensable estimar de alguna manera, las curvas de carga de cada cliente que compone la red.

Las curvas de carga o curvas de demanda diarias son gráficos en los que se representa la variación de la potencia demandada por un usuario en cada momento del día. La forma de estas curvas depende principalmente del propósito para el que se utilice esa energía eléctrica. De esta manera, la forma típica de las curvas de carga es diferente si se hace referencia, por ejemplo, a un usuario residencial, un comercio o una industria. Además, la forma también varía dependiendo de los hábitos de consumo de los clientes, la región del mundo en el que se ubiquen, la estación del año y muchos otros factores. También existen ocasiones en las que se da un pico en la demanda de energía eléctrica, debido a sucesos particulares como podría ser por ejemplo un evento deportivo importante que se transmite alrededor del mundo.

El estudio de la demanda de energía eléctrica ha constituido un importante tema de investigación a lo largo del tiempo, ya que su determinación permite dimensionar la red eléctrica correctamente. En el caso de la red de distribución, sirve para estimar la demanda de los consumidores y, de esta manera, determinar la sección de los cables y la potencia de los transformadores.

Además, para el caso de centrales eléctricas, como la energía eléctrica no puede almacenarse para usos futuros, se debe estimar la demanda prevista para disponer en barras de generación, la potencia demandada más un margen para prever los errores de estimación o fluctuaciones inesperadas de la carga [9].

Es por esto que existen muchos trabajos y estudios que tienen como objetivo la determinación de la curva de carga característica de cada tipo de usuario.

En la zona en estudio en particular, las categorías tarifarias vigentes que se aplican en la provincia de Buenos Aires para caracterizar a los usuarios y establecer los costos fijos y variables de la energía, como establece el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA), son [10]:

T1R - USO RESIDENCIAL: esta categoría hace referencia a casas o departamentos destinados a vivienda o lugares cuyos ocupantes desarrollen trabajos a

domicilio, pero no atención al público. También se aplica a zonas urbanas y suburbanas sin servicio de agua corriente por red de cañerías.

T1RE - SERVICIO ESTACIONAL: consiste en usuarios residenciales cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos 75% el promedio de los consumos facturados en ese año calendario.

T1G - SERVICIO GENERAL: se aplica en casos como establecimientos comerciales, dependencias administrativas, asociaciones civiles, entidades con o sin fines de lucro, embajadas y consulados.

T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL: se considera como suministro estacional el recibido por aquellos usuarios del servicio general cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos cincuenta por ciento (50%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario.

T1AP - ALUMBRADO PUBLICO: se aplica en los usuarios que utilizan el suministro para el Servicio Público de Alumbrado y Señalamiento Luminoso, en iluminación de caminos, avenidas, calles, plazas, puentes y demás vías de uso público.

T2 - MEDIANAS DEMANDAS: se aplica a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a diez kilovatios (10 KW) y menor de cincuenta kilovatios (50 KW).

T3 - GRANDES DEMANDAS: se aplica a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a cincuenta kilovatios (50 KW).

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES: se aplica a usuarios con una demanda máxima que no exceda 10 kW o se encuentren servidos a través de una línea de media tensión, en forma directa o a través de puestos de transformación de media tensión a baja tensión individuales o compartidos.

En el Anexo II, se explica detalladamente cada una de estas categorías tarifarias que define el OCEBA, para la aplicación en la provincia de Buenos Aires.

En este trabajo se buscarán estimar las curvas de carga de la zona de la ciudad de Balcarce, ya que esa es la red que se tiene digitalizada en el GIS. La utilización de curvas de carga representativas de esta región hará que se obtengan resultados más precisos. Como se comentó anteriormente, las curvas de carga varían según el lugar del mundo en estudio por lo que, si se realizara el procedimiento explicado en este trabajo para estudiar una red eléctrica de otro lugar, es recomendable encontrar curvas de carga que representen mejor esa zona. En caso contrario, se podría perder precisión en los resultados de los cálculos.

2.1.1 – Estudios internacionales sobre curvas de carga

Una forma para determinar las curvas de carga se puede ver en un estudio de la Universidad de San Pablo del año 2007, que se encuentra publicado en la revista Ciencia y Tecnología “Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución” [11]. Este trabajo tiene como objetivo utilizar datos obtenidos de empresas de distribución relacionados con mediciones de demanda de consumidores representativos, y utilizarlos para obtener las curvas estimadas de los transformadores de distribución y los alimentadores principales.

La empresa distribuidora de energía de la región instaló los equipos apropiados para realizar mediciones de potencia a diferentes usuarios a lo largo de días de semana, sábados y domingo. Los datos entregados por los medidores fueron clasificados dependiendo del tipo de consumidor (residencial, comercial e industrial) y, además, se realizaron sub-clasificaciones para cada tipo de consumidor, dependiendo de la energía consumida mensualmente.

Luego, se realizó un análisis estadístico para cada grupo de curvas, en donde se aplicaron los conceptos de estadística del valor medio y la desviación estándar. Como ejemplo, se muestra la curva representativa obtenida para usuarios residenciales con consumos mensuales en el intervalo de 301 kWh - 500 kWh:

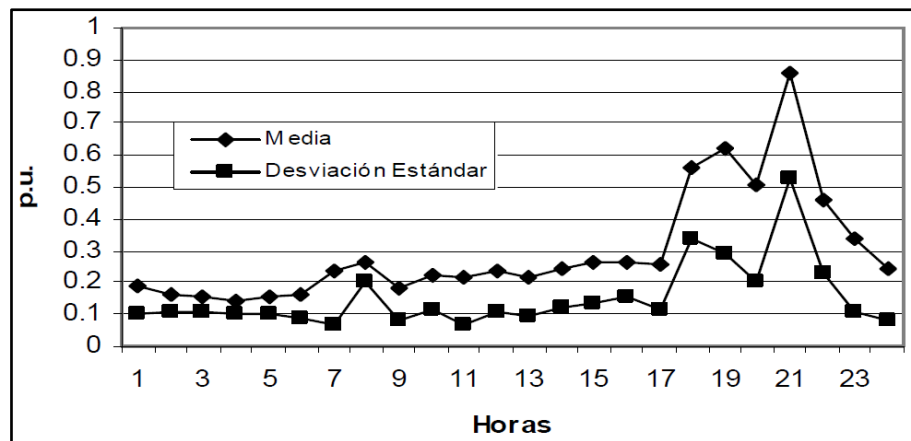


Figura 2.1.1.1 – Curvas de carga de usuarios residenciales 301 kWh/mes – 500 kWh/mes [11].

De esta manera, se obtiene un conjunto de curvas para cada tipo de usuario y dentro de estos tipos, según el consumo mensual. Este procedimiento se repitió para el resto de los grupos, obteniéndose la media y la desviación estándar en cada hora del día. Luego, se realizó la agregación de estos datos individuales a los transformadores, teniendo en cuenta la media y la desviación estándar de cada grupo, para lograr el objetivo del trabajo que es la determinación de las curvas de los transformadores de distribución. Los resultados obtenidos se pueden ver en la siguiente figura:

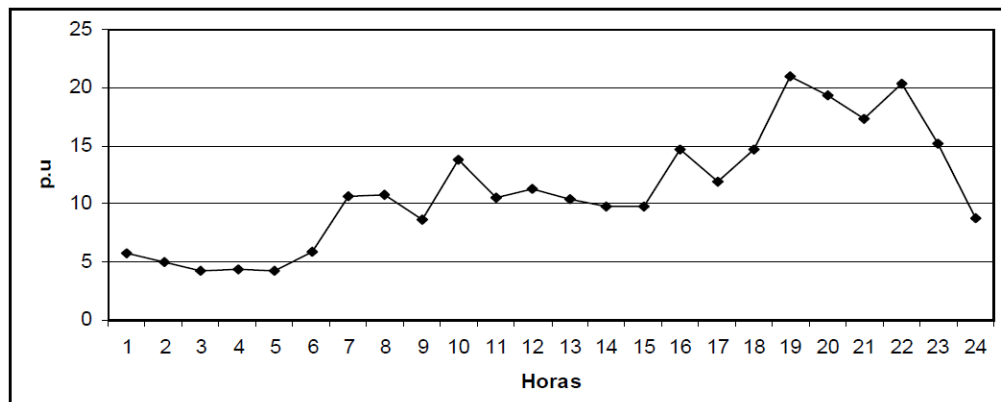


Figura 2.1.1.2 – Curva de carga de un transformador de distribución [11].

El presente trabajo final tiene algunas similitudes y otras diferencias con el estudio realizado en San Pablo. Ambos trabajos buscan obtener las curvas del transformador de distribución a partir del consumo de cada uno de los usuarios a los que abastece. Las principales diferencias consisten en que, en el trabajo de San Pablo, la combinación de las curvas de los clientes se hace a partir del uso de la estadística y se obtiene la potencia entregada por el transformador. En este trabajo, en cambio, lo que se busca obtener son las corrientes de fase que entrega el transformador y la forma de llegar a ese resultado es a través de una simulación en la que se tienen en cuenta todos los consumos de los clientes que abastece este transformador.

Otro trabajo internacional que tiene más similitudes con este proyecto es un estudio del año 2014, de la Universidad de Camagüey, Cuba. Este trabajo fue publicado en la revista científica INGE CUC y se denomina “Obtención de Curvas de Carga de Transformadores de Distribución mediante la Facturación: estudio de Caso” [12]. Tiene como objetivo estimar la curva de carga de varios transformadores de distribución y comparar estos resultados con mediciones realizadas a los mismos.

El primer paso de la metodología es clasificar a los usuarios según el tipo de cliente. La clasificación hecha distingue entre 11 tipos, entre los que se pueden mencionar como ejemplo: usuario residencial, no residencial privado, industrial privado, industrial estatal y alumbrado público. Esto es similar a lo que ocurre en la provincia de Buenos Aires, donde también existe una clasificación de los consumidores de energía eléctrica, aunque los grupos definidos son diferentes.

Luego, la metodología continúa asignando a cada tipo de cliente, curvas de carga características que representen los hábitos de consumo de cada uno. Como ejemplo, se muestran las curvas asignadas a los usuarios residenciales, industriales y alumbrado público:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

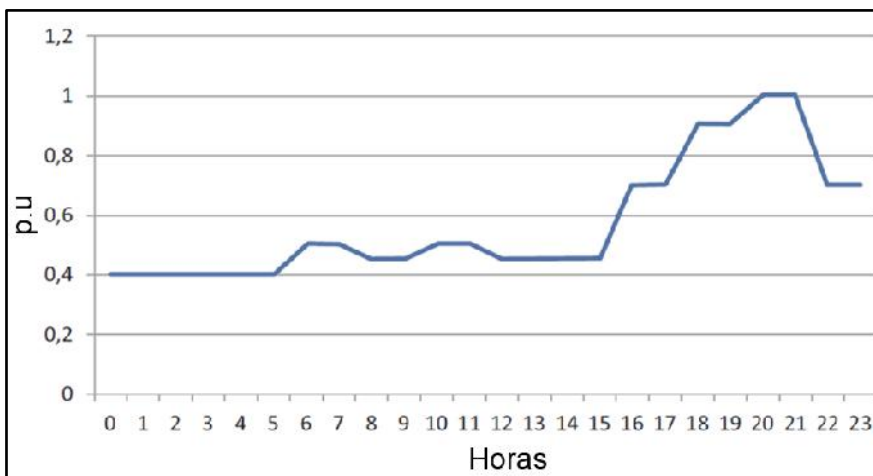


Figura 2.1.1.3 – Curva de carga de usuarios residenciales [12].

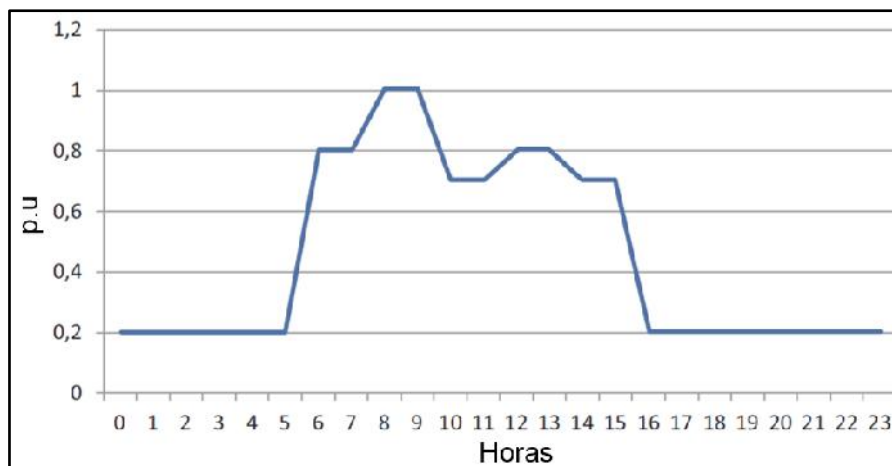


Figura 2.1.1.4 – Curva de carga de usuarios industriales [12].

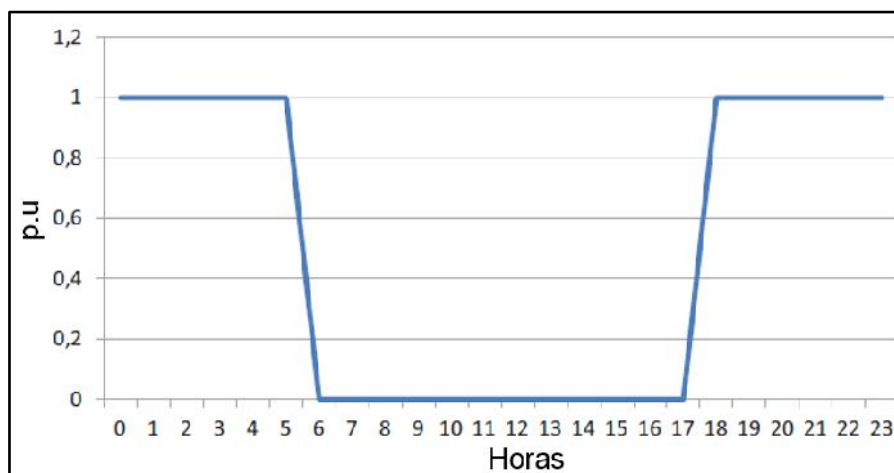


Figura 2.1.1.5 – Curva de carga de alumbrado público [12].

Además, la base de datos utilizada cuenta con dos datos utilizados para construir la curva de carga en Watts de cada usuario. El primero es un parámetro característico de cada una de las curvas de carga, denominado “Factor de carga”, que es el cociente entre la potencia media demandada en un intervalo de tiempo y la potencia máxima en dicho intervalo. Mientras que el segundo, es la energía facturada mensualmente a cada usuario. Estos dos valores son utilizados para calcular la potencia máxima demandada por cada usuario, con la siguiente expresión:

$$P_{m\acute{a}x} [kW] = \frac{E_{facturada} [kWh]}{F_{carga} * 24 * 30} \quad (2.1.1.1)$$

Por otro lado, en el trabajo se consideran las pérdidas existentes entre el transformador y la acometida y se asumen como un 10 % de la potencia máxima calculada. Para esto se considera que las pérdidas técnicas son aproximadamente un 5 %, más las pérdidas negras que la empresa comercial asume con este mismo valor [12].

Finalmente, con la potencia máxima y las curvas de carga, es posible calcular la potencia demandada por cada uno de los usuarios en cada momento del día y, teniendo en cuenta también las pérdidas, sumarlas para obtener la potencia entregada por el transformador de distribución, también en función de las horas del día.

Otro estudio que busca definir las curvas de carga de los diferentes tipos de consumidores es un trabajo de grado realizado en la Universidad Pontificia Bolivariana de la ciudad de Medellín, titulado “Caracterización de la carga eléctrica y aplicación de resultados en la selección de transformadores de distribución en el Municipio de la Ceja del Tambo” [13].

En este trabajo, se buscó que la información obtenida le sirva al operador de red como apoyo a sus procesos de planificación, diseño, operación y comercialización para la toma de decisiones relacionadas con proyecciones de demanda, optimización de la red y diseño de planes de mantenimiento.

El trabajo consistió en un estudio del Municipio de La Ceja del Tambo, región situada en el noroeste de Colombia, y su objetivo fue determinar la demanda eléctrica a través de la caracterización de la forma y magnitud de las curvas de carga. Para esto, se utilizaron datos relacionados con transformadores de distribución de la zona, en períodos de 15 minutos durante una semana completa, resultando en un total de 672 datos por transformador. La información disponible en cada transformador fue:

- La ubicación del transformador en el municipio.
- La tarifa de los usuarios a los que alimenta el transformador.
- El consumo de cada usuario.
- Si se trataba de un día hábil o no hábil, sin considerar semanas con períodos de vacaciones o feriados.

Luego, se realizó una revisión visual de las curvas obtenidas de cada usuario controlando manualmente los datos y, de esta manera, se descartaron ciertos transformadores cuyas curvas presentaron irregularidades de forma y magnitud.

Por medio de la aplicación del test de Kendal W, las curvas de la región se agruparon de acuerdo a la similitud identificada por superposición e inspección visual, clasificándose como se muestra en la siguiente figura:



Figura 2.1.1.6 – Superposición de curvas [13].

Una vez realizada esta clasificación, se obtuvieron dos clases de curvas características de consumo en por unidad, teniendo en cuenta las formas que presentaban una concordancia mayor al 80%.

Como ejemplo se muestran una curva en por unidad obtenida para un día hábil y una para un día no hábil:

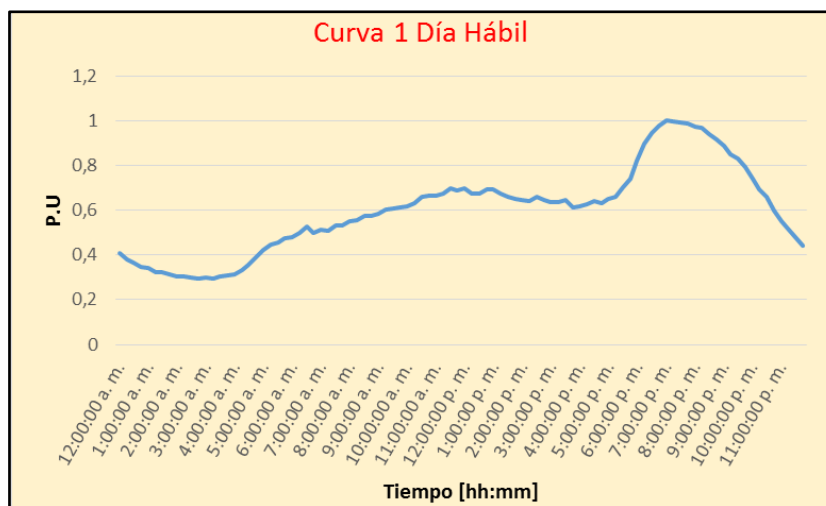


Figura 2.1.1.7 – Curva día hábil [13].

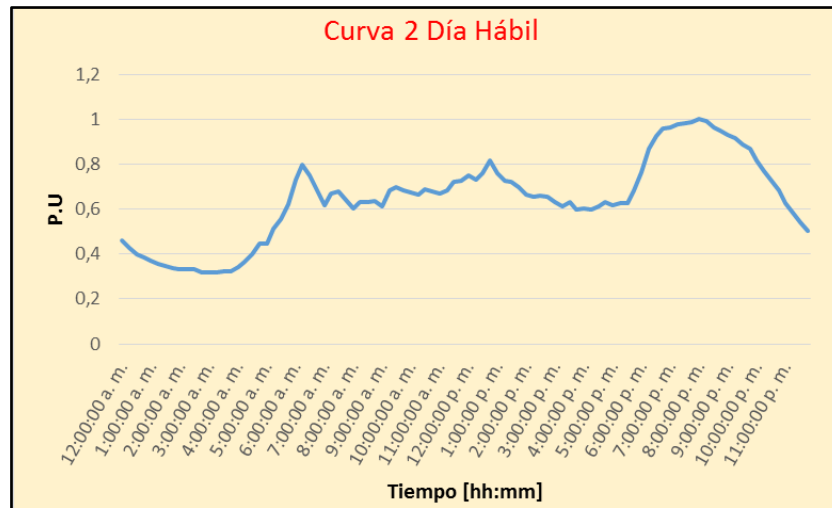


Figura 2.1.1.8 – Curva día no hábil [13].

Otro estudio que tuvo como objetivo el modelado de la demanda eléctrica fue realizado en Alemania y Polonia en 1999 y presentado en una conferencia del Instituto de Ingenieros Electrónicos y Electricistas (IEEE) [14].

Su fundamento consiste en que algunos Ingenieros pueden usar los datos de la forma de la carga eléctrica para predecir la demanda, planificar mejoras en diferentes partes de los sistemas de distribución y optimizar las redes.

El principio del modelado se basa en realizar mediciones en nodos de media tensión del sistema de distribución, en los que una red de baja tensión puede conectarse. Estas mediciones son analizadas con redes neuronales en tres pasos:

- Clasificación de los consumidores en clases características.
- Entrenamiento de una red neuronal con curvas de cargas conocidas previamente.
- Utilización de la red neuronal entrenada para predecir la demanda a partir de cierta información suministrada.

Luego, un programa computacional pone en práctica el algoritmo con redes neuronales y obtiene agrupaciones con los distintos perfiles diarios de carga. Esto permite obtener una curva diaria de demanda típica para cada tipo de cliente perteneciente a la red.

Este procedimiento fue utilizado en una red de distribución de 15 kV en Polonia, realizando mediciones en 26 transformadores 15/0,4 kV elegidos aleatoriamente, registrando datos durante un período de 2 semanas cada 15 minutos. También se utilizó el método en una red de 10 kV en Alemania, realizando mediciones en 9 nodos diferentes [14].

De esta manera se puede determinar, por ejemplo, la curva típica para los usuarios residenciales:

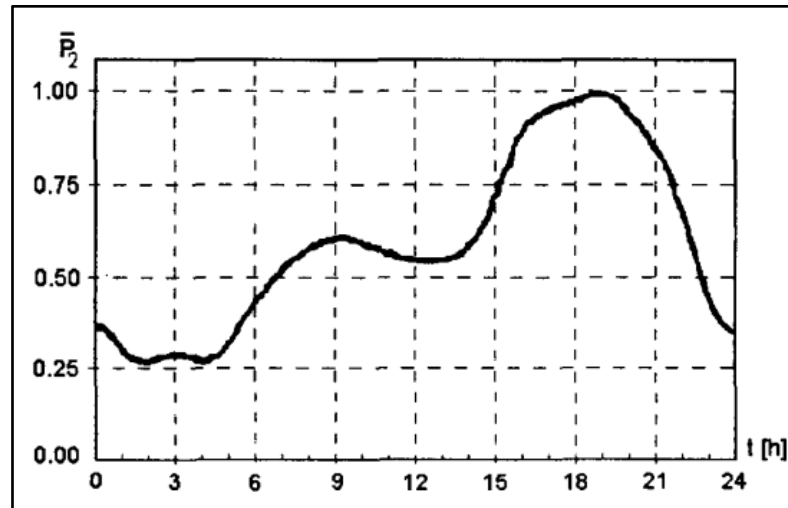


Figura 2.1.1.9 – Curva de carga para usuarios residenciales [14].

Nótese que en el eje de las ordenadas, en las figuras de los estudios realizados en la Universidad de San Pablo, en Camagüey, en Medellín, y en Alemania y Polonia, la potencia no está dada en Watts, sino en por unidad (p.u.), lo que introduce un concepto importante que es necesario comprender, para entender la forma en la que se muestran los datos. Este concepto será explicado a continuación en este mismo capítulo.

2.1.2 – Sistema por unidad, potencia media y energía

En algunas ocasiones, es conveniente expresar el valor de una magnitud en el sistema por unidad. Esto implica definir arbitrariamente una cantidad base y expresar cada valor en relación a esa cantidad, para obtener el valor en por unidad. Es decir:

$$Valor_{p.u.} = \frac{Valor_{verdadero}}{Valor_{base}} \quad (2.1.1.2)$$

Cabe aclarar que el valor verdadero y el valor base deben tener la misma unidad, para que el valor en por unidad sea adimensional. En el caso de sistemas eléctricos de potencia, es común utilizar como valores base la tensión en barras o la potencia nominal de algún equipo. Si se está trabajando con curvas, es normal definir como valor base al valor máximo o al valor medio.

Como se puede observar en las figuras 2.1.1.3, 2.1.1.4, 2.1.1.5, 2.1.1.7, 2.1.1.8 y 2.1.1.9, el valor máximo que toma la variable dependiente es 1 y esto ocurre porque el valor elegido como potencia base es la potencia máxima, por lo que el cociente entre la potencia verdadera y la potencia base da como resultado 1, en los instantes en los que la potencia demandada es la máxima.

En el estudio de la Universidad de San Pablo, en cambio, el valor elegido como potencia base no es la potencia máxima, ni la potencia media, sino un valor distinto elegido por los autores de ese trabajo. En la figura 2.1.1.2, se puede ver que los valores de la curva superan el 1 en por unidad.

Otros dos conceptos que es necesario comprender, son la energía consumida y la potencia media en un período de tiempo. Cuando se tiene un gráfico de potencia en función del tiempo, el área bajo esa curva y hasta el eje de las abscisas es la cantidad de energía consumida en ese período de tiempo, mientras que la potencia media es el valor medio de la función en ese intervalo. En otras palabras, una demanda de potencia constante e igual a la potencia media en toda la duración del intervalo de tiempo considerado, provocaría un consumo de energía igual al de la verdadera curva de potencia.

$$E = \int_{T_{inicial}}^{T_{final}} p(t)dt = P_{media} * Tiempo \quad (2.1.2.1)$$

En el trabajo de la Universidad de Camagüey, el período de tiempo considerado es un mes. En este trabajo, en cambio, el período es de 6 meses, ya que la energía que se tiene como dato del sistema SigreGIS, debido a los requerimientos del OCEBA, corresponde a la energía facturada en un semestre. La cantidad de horas en 6 meses de un año promedio de 365 días es:

$$Horas \ de \ un \ semestre = \frac{Horas \ de \ un \ año}{2} = \frac{365 * 24 \ horas}{2} = \frac{8760 \ horas}{2} = 4380 \ horas$$

Por lo tanto, la relación entre la potencia media y la energía en un período de 6 meses, resulta:

$$E_{semestral} [kWh] = P_{media} [kW] * 4380 [hs] \quad (2.1.2.2)$$

En los capítulos siguientes, cuando se deba ingresar en el software DigSILENT la potencia media de cada usuario, se utilizará el dato de la energía facturada en un semestre y según la ecuación 2.1.2.2, se calculará como:

$$P_{media} [kW] = \frac{E_{semestral} [kWh]}{4380 [hs]} \quad (2.1.2.3)$$

2.1.3 – Estudio sobre curvas de carga en la región en estudio

Un trabajo denominado “Propuesta metodológica para la determinación de las curvas de carga y los factores Ki de distribuidores municipales”, presentado en el congreso “2º Encuentro Nacional de Cooperativas BIEL 2005”, tuvo como objetivo obtener mediante mediciones, las curvas de carga representativas para cada tarifa vigente en la provincia de Buenos Aires, con el propósito de controlar la calidad del

producto. El proyecto fue impulsado por la Federación de Cooperativas de Electricidad y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires Ltda. (FEDECOBA) y el director del mismo fue el Ing. Rubén O. Ferreyra, actual profesor titular de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Uno de los fundamentos del estudio radica en el hecho de que si una empresa distribuidora conoce la energía que consumen sus usuarios y las curvas de carga de cada tipo de consumidor, podrá evaluar el impacto de las reformas que se estén previendo realizar sobre la red, ya que con esta información es posible calcular la potencia máxima que demandarán en conjunto un grupo de usuarios [15].

Las diferentes tarifas fueron agrupadas en ocho grupos, a los que se les asignó una curva de carga característica:

Grupo A	Pequeñas Demandas – Residencial (T1R, T1RE, TIS)
Grupo B	Pequeñas Demandas – Servicio General (T1GBC, T1GAC, T1GE)
Grupo C	Pequeñas Demandas – Alumbrado Público (T1AP)
Grupo D	Medianas Demandas – Baja Tensión (T2BT, T6BT)
Grupo E	Medianas Demandas – Media Tensión (T2MT, T6MT)
Grupo F	Grandes Demandas – Baja Tensión (T3BT, T5BT)
Grupo G	Grandes Demandas – Media Tensión (T3MT, T5MT)
Grupo H	Pequeñas Demandas Rurales (T4)

Tabla 2.1.3.1 – Agrupación de las tarifas en grupos [15].

Luego, se desarrolló un software específicamente para este propósito, definido para recibir datos de cualquier marca y modelo registrador. Realizando el seteo adecuado, se transforma la información proveniente de cualquiera de ellos en un formato uniforme.

La calidad de la medición es analizada por el software antes de incluirla en la base de datos y procesarla. Las validaciones realizadas son [15]:

- Que estén representados los 7 días de la semana.
- Que cada hora esté representada con al menos un valor.
- Que no estén invalidados más de dos registros de la misma hora en distinto día.

Además, el software cuenta con filtros para diferenciar los registros a promediar considerando, por ejemplo: rango de fechas, zonas, estación del año, tarifa, entre otros.

A modo ilustrativo, se muestra la curva de carga obtenida para el Grupo A – Pequeñas Demandas Residenciales:

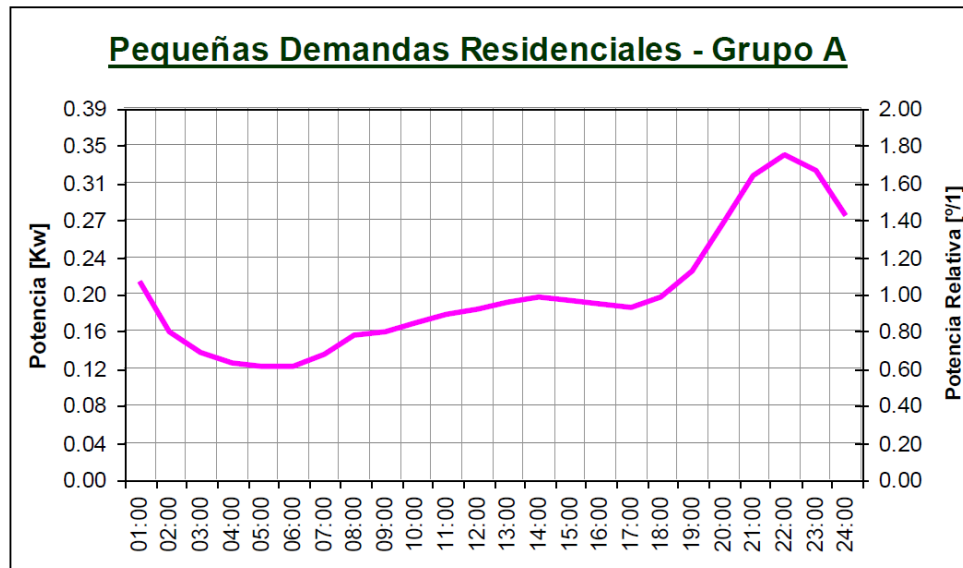


Figura 2.1.3.1 – Curva de carga Grupo A [15].

2.1.4 – Curvas utilizadas para el proyecto

Las curvas de carga que se utilizarán como base para realizar las simulaciones fueron obtenidas a través de una comunicación con el Ingeniero Emiliano Pablo Carrera, Jefe de Ingeniería Regulatoria y tarifas de la empresa EDEA, quien le realizó el pedido a el Ingeniero Luis Casamitjana, Jefe Planeamiento, Calidad de Producto y Servicio de EDEA.

Junto al envío de la información, mencionaron algunas consideraciones a tener en cuenta sobre la obtención de estas curvas de carga:

- Se utilizaron muestras distribuidas a lo largo del año, por lo que representan una situación promedio anual.
- Los muestreos utilizados para obtenerlas son del año 2000 y son las curvas utilizadas actualmente por la empresa.
- Son representativas de toda el área de concesión de EDEA.

Este último punto resulta de gran importancia, ya que el área de concesión de EDEA incluye a la ciudad de Balcarce, que es la zona a la que pertenece la red eléctrica que se tiene digitalizada en el GIS. Por lo tanto, la estimación de las curvas de carga realizada por la empresa EDEA resulta de alta confiabilidad para obtener resultados precisos ya que, tanto ese estudio como el presente proyecto final, se consideran clientes con la misma forma de vida, costumbres y hábitos de consumo, así como también coinciden los factores climáticos y los horarios de salida y puesta del sol.

A continuación, se muestra una tabla con los datos obtenidos y las curvas de carga para cada categoría tarifaria. Cabe aclarar que los valores están dados en el sistema por unidad y la potencia base es la potencia media, lo que es comprobable en cada curva, al ser 1 el promedio de los 24 valores.

HORA	T1R	T1G	T2	T3BT	T3MT	AP
01:00	1,0725	0,8869	0,9058	0,7868	0,9539	2,0192
02:00	0,8707	0,8723	0,8062	0,7392	0,9285	2,0192
03:00	0,7516	0,8305	0,7381	0,7304	0,8868	2,0192
04:00	0,6855	0,8130	0,7043	0,8192	0,9055	2,0192
05:00	0,6818	0,8323	0,7019	0,8017	0,8844	2,0192
06:00	0,6502	0,8283	0,7370	0,8437	0,9629	1,7836
07:00	0,6702	0,9069	0,7949	0,9400	0,9772	1,1863
08:00	0,7438	0,9729	0,8816	1,0358	1,0037	0,6057
09:00	0,7914	1,0666	1,0376	1,1862	1,0346	0,0224
10:00	0,8386	1,0818	1,1422	1,2570	1,0808	0,0000
11:00	0,8412	1,0914	1,1915	1,2660	1,0921	0,0000
12:00	0,9051	1,1503	1,1788	1,2678	1,1092	0,0000
13:00	0,9075	1,1212	1,1639	1,1963	1,0928	0,0000
14:00	0,9699	1,0914	1,1342	1,2117	1,0690	0,0000
15:00	0,9531	1,1114	1,0951	1,1701	1,0526	0,0000
16:00	0,9911	1,1061	1,0422	1,1079	1,0510	0,0000
17:00	0,9786	1,1134	1,0269	1,0699	1,0482	0,0000
18:00	0,9764	1,1113	1,0353	0,9929	0,9816	0,1234
19:00	1,1838	1,0211	1,1022	0,9669	0,9743	0,7880
20:00	1,3788	1,0236	1,1554	0,9812	0,9996	1,3826
21:00	1,5977	1,0529	1,2005	1,0128	1,0261	1,9547
22:00	1,6608	1,0017	1,1392	0,9373	1,0158	2,0192
23:00	1,5518	0,9625	1,0797	0,8559	0,9300	2,0192
24:00	1,3478	0,9502	1,0056	0,8234	0,9395	2,0192

Tabla 2.1.4.1 – Curvas de carga a utilizar.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

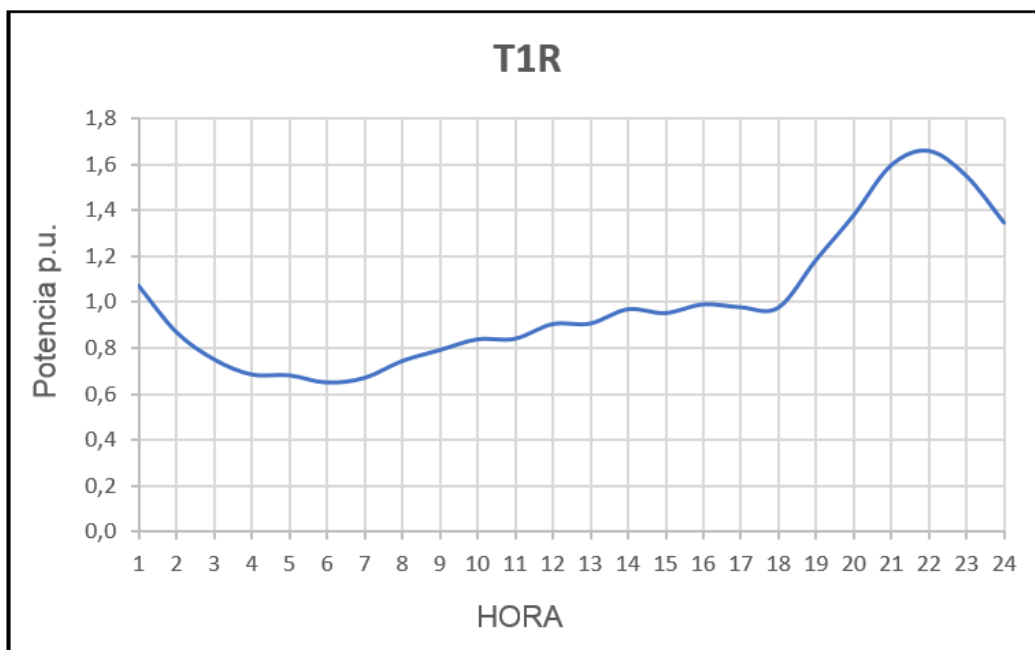


Figura 2.1.4.1 – Curva de carga T1R.

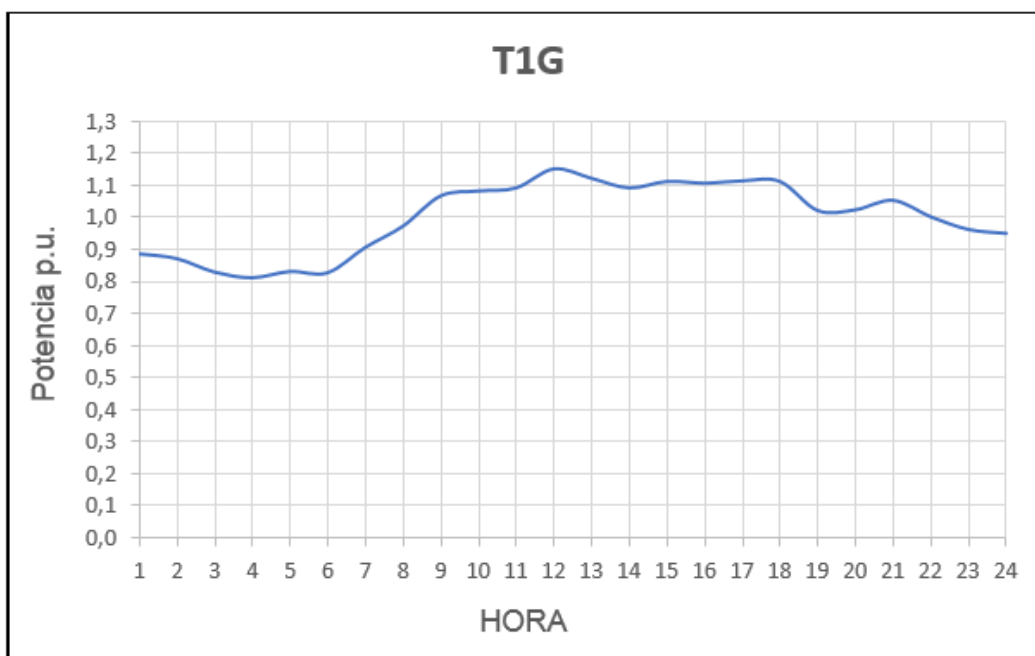


Figura 2.1.4.2 – Curva de carga T1G.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

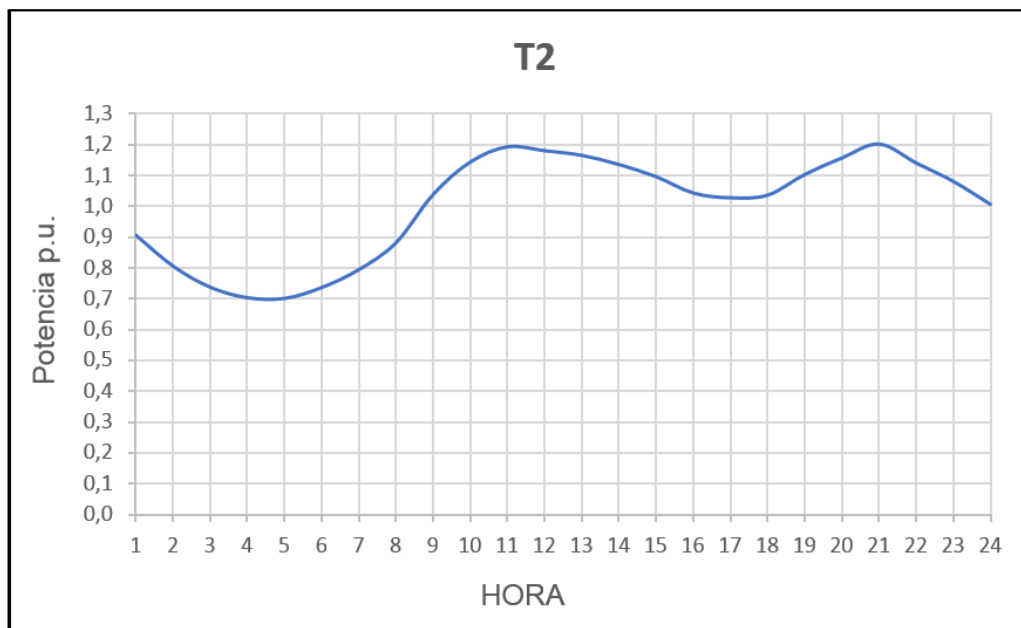


Figura 2.1.4.3 – Curva de carga T2.

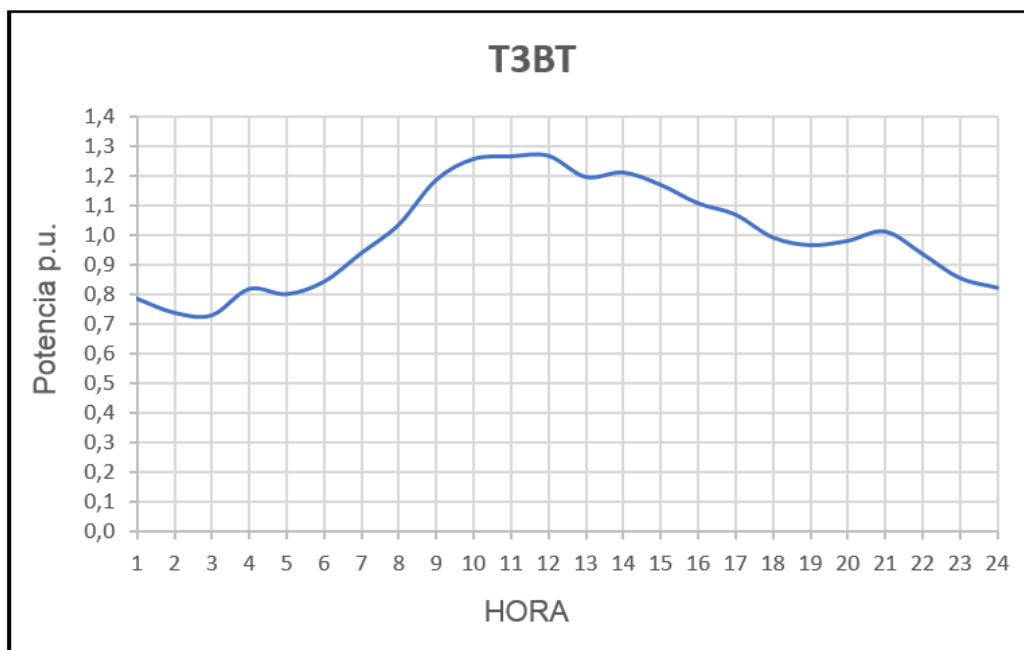


Figura 2.1.4.4 – Curva de carga T3BT.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

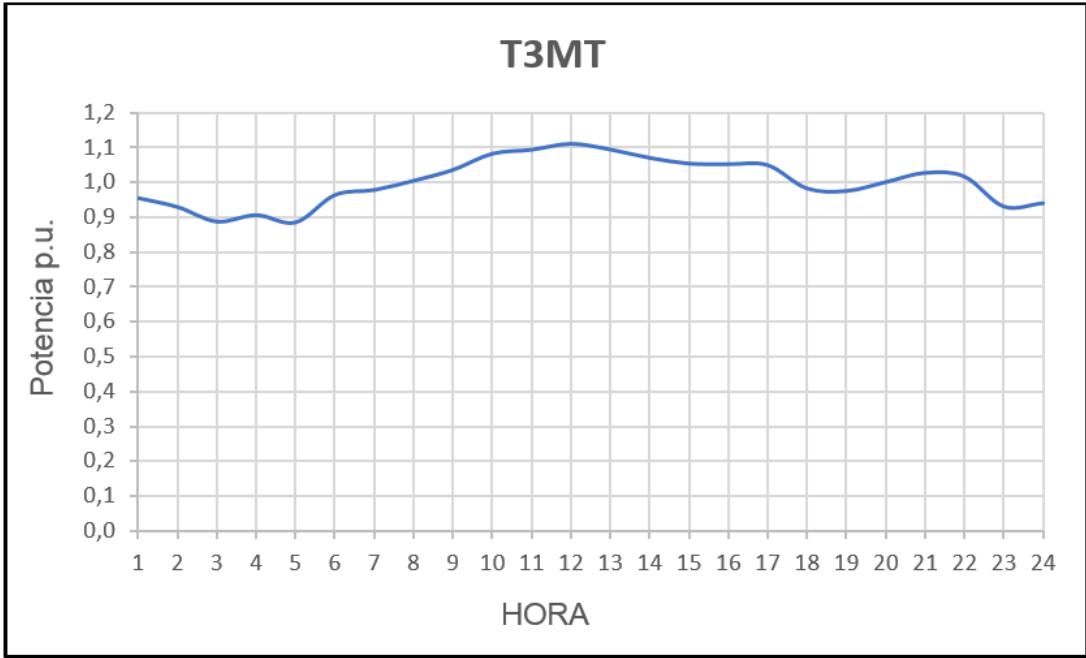


Figura 2.1.4.5 – Curva de carga T3MT.

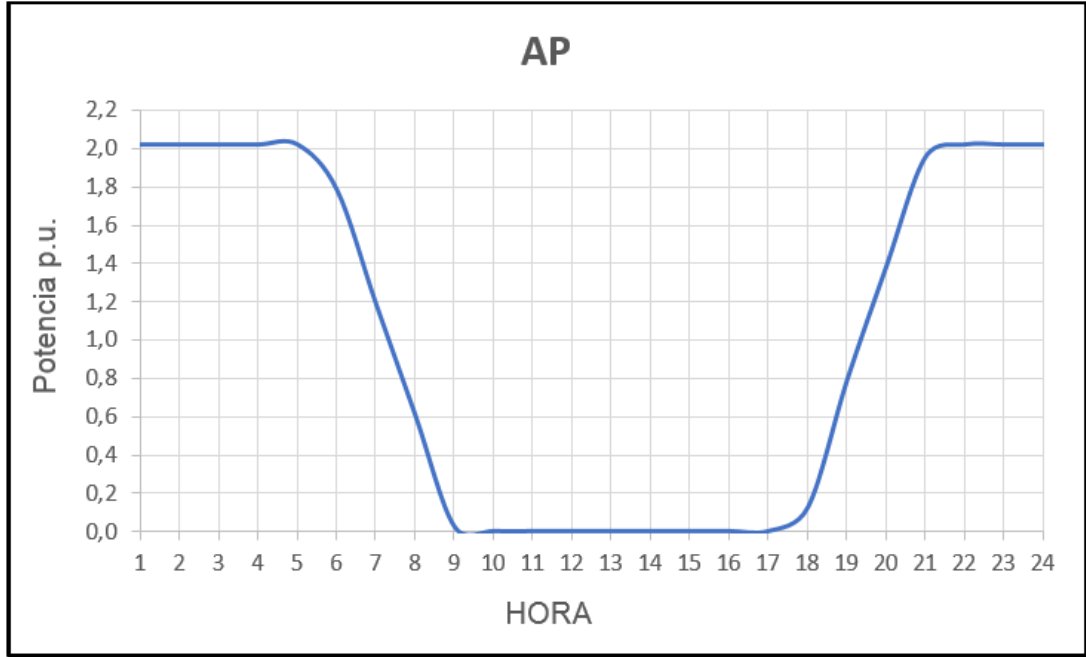


Figura 2.1.4.6 – Curva de carga AP.

Si se compara la curva residencial con la obtenida en el trabajo de FEDECOBA, se puede observar que son muy similares en la forma y en los horarios donde la demanda aumenta o disminuye. Esto se debe a que la región en estudio es la misma, por lo que coinciden los hábitos de consumo de los usuarios, la salida y puesta del sol, entre otros factores que influyen en las curvas. Existen pequeñas diferencias en los valores, pero esto puede deberse simplemente a que las muestras tomadas no son las mismas.

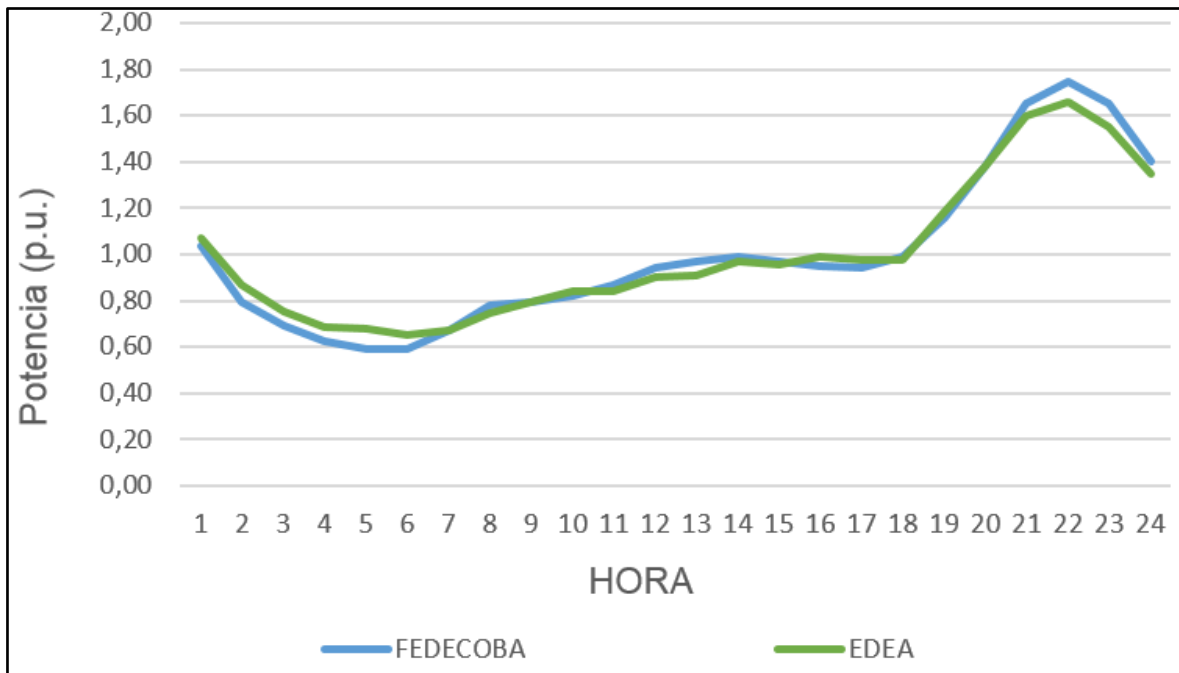


Figura 2.1.4.7 – Comparación de curvas residenciales (misma región).

Comparando las curvas de EDEA, en cambio, con las obtenidas en los trabajos de Brasil o Cuba, por ejemplo, se puede notar que las diferencias de forma son mayores y solamente se puede ver que tienen en común un pico marcado a la noche, entre las 20 y 23 horas. Esto es de esperarse ya que, como se explicó anteriormente, las curvas de carga dependen en gran medida del lugar del mundo al que hagan referencia.

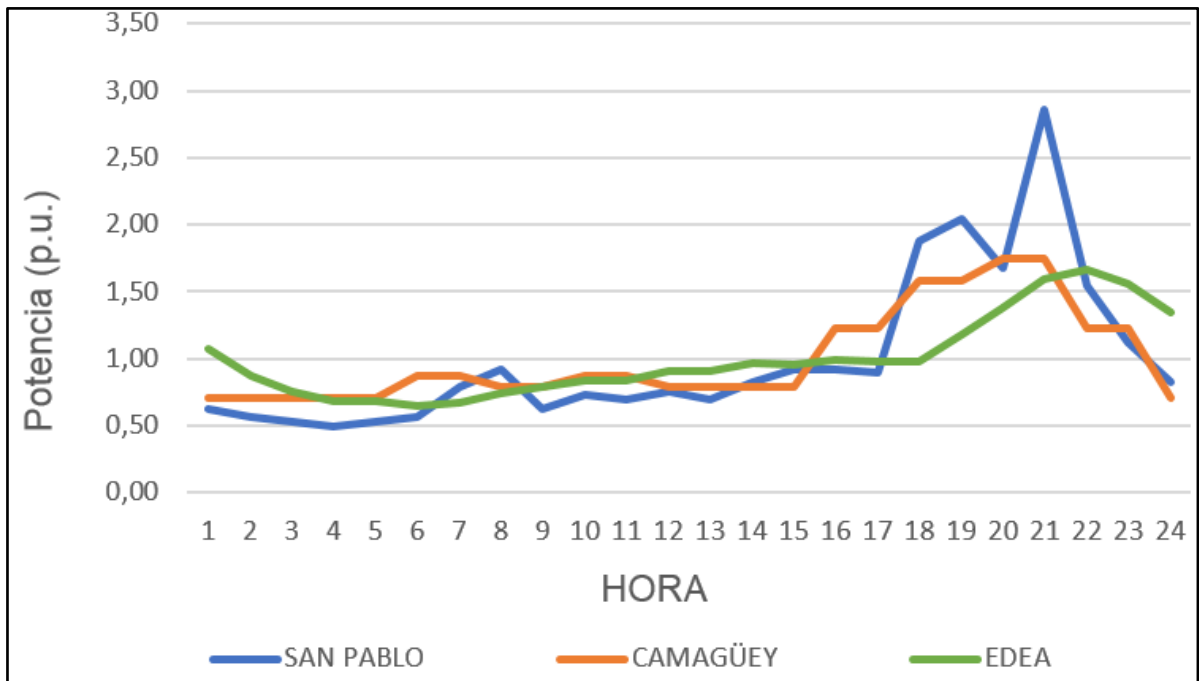


Figura 2.1.4.8 – Comparación de curvas residenciales (diferentes regiones).

Cabe aclarar que de las curvas de EDEA se tienen los valores exactos en por unidad para cada hora del día, mientras que en el resto de las curvas también se tienen valores en por unidad, pero referidos a diferentes valores base. Es por esto que, para facilitar la comparación entre curvas, es necesario convertir los valores de potencia a un mismo sistema por unidad. Esto permite que las curvas puedan observarse sobre un mismo gráfico, como en las figuras 2.1.4.7 y 2.1.4.8.

Por lo tanto, las curvas de carga que se utilizarán para realizar las simulaciones sobre la red eléctrica de Balcarce, son las representativas de toda el área de concesión de EDEA y fueron provistas por los Ingenieros de esta misma empresa.

2.2 – Desequilibrio de cargas

Como se dijo en la introducción, uno de los principales objetivos de este trabajo es determinar el desequilibrio de las cargas a las que alimenta un transformador de distribución. Para realizar este cálculo, se desarrollarán una serie de índices que permitirán cuantificar el desequilibrio de corrientes a la salida de ese transformador. La información con la que se cuenta para calcular los índices, cuya obtención será explicada en el capítulo 3, son los gráficos que muestran la evolución de la corriente eficaz en función del tiempo en ese lugar de la red, inmediatamente aguas abajo del transformador en estudio.

El desequilibrio de corrientes puede ocurrir por diferentes motivos, siendo el más importante e inevitable el hecho de que existan cargas monofásicas en sistemas

trifásicos. Al conectar cargas monofásicas del lado de baja tensión de un transformador de distribución, si estas cargas no están uniformemente distribuidas entre las fases, la corriente consumida por cada fase será distinta, por lo que se produciría una situación de desequilibrio. En las redes de baja tensión se puede intentar disminuir este desequilibrio, asignando la misma cantidad de clientes a cada fase. Sin embargo, las características temporales de estos clientes no serán iguales, lo que conlleva a que las corrientes de fase difieran y se siga estando en una situación de desequilibrio. Por lo tanto, en una red de distribución con un gran número de clientes, resulta prácticamente imposible que un transformador entregue una terna de corrientes perfectamente equilibrada en todo momento.

Una de las consecuencias del desbalance de corrientes es el dispar calentamiento de cables y líneas, como también un incremento en las pérdidas por efecto Joule. Además, el desequilibrio de corrientes genera desequilibrio en las tensiones, lo que puede crear problemas en máquinas rotativas y rectificadores trifásicos. En el caso de motores que tienen una impedancia de secuencia inversa pequeña, usualmente de entre un quinto y un décimo de la impedancia de secuencia directa, el hecho de que existan tensiones de secuencia inversa de solamente 2% generarían una corriente de secuencia inversa de entre el 10% y 20% de la corriente nominal de la máquina. Esta corriente adicional aumenta las pérdidas y, en consecuencia, el calentamiento del equipo. Además, las componentes de secuencia inversa y de secuencia cero de la tensión no producen par útil, por lo que se deben tratar de reducir al máximo [16].

En el caso de los transformadores, tanto el desequilibrio de tensiones como el de corrientes tienen efectos negativos en su desempeño. En una investigación realizada en Malasia se buscan analizar e identificar las consecuencias que tienen, tanto el desbalance de tensiones como el de corrientes en los transformadores, para reducir al mínimo el desequilibrio de cargas.

En este trabajo se estudiaron experimentalmente las consecuencias de someter a un transformador de distribución de 100 kVA a condiciones equilibradas y luego desequilibradas, para observar las diferencias.

Aunque no se especifica exactamente cuál es la condición en cada uno de los casos, el estudio muestra imágenes realizadas con métodos de elementos finitos, donde se ve la distribución del campo magnético en el núcleo, trabajando con tensiones equilibradas y desequilibradas [17]:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

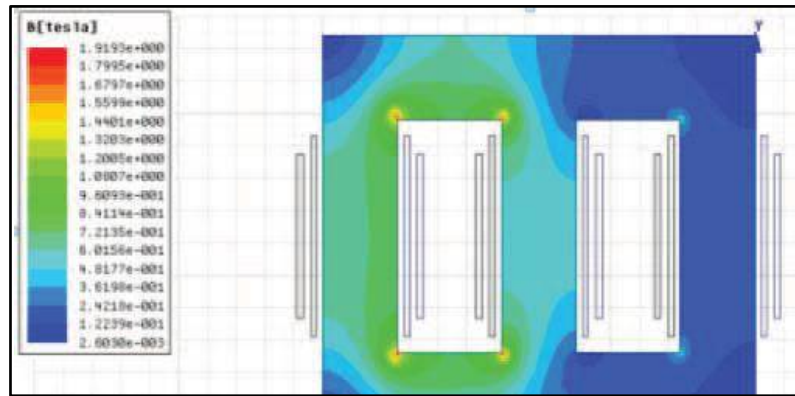


Figura 2.2.1 – Distribución campo magnético (tensiones equilibradas) [17].

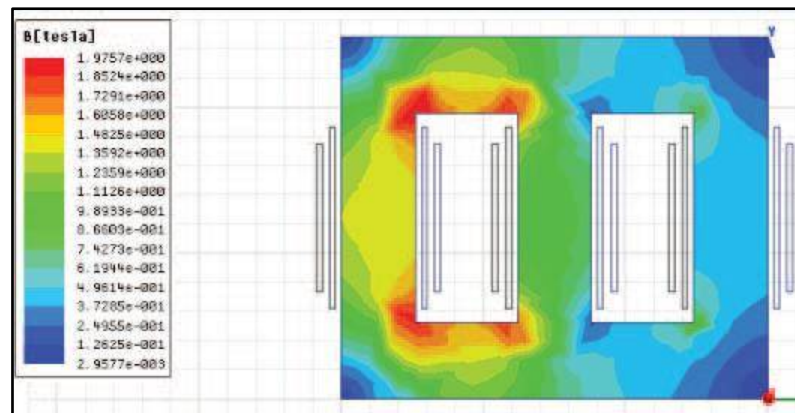


Figura 2.2.2 – Distribución campo magnético (tensiones desequilibradas) [17].

El desequilibrio en las tensiones provoca un aumento en la densidad de flujo y, por lo tanto, en las pérdidas en el núcleo y en el cobre, mientras que el desequilibrio en las cargas solamente aumenta las pérdidas en el cobre [17].

Además, el desbalance de corriente tiene influencia en el calentamiento del transformador. Un estudio realizado en China en el año 2018 muestra cómo el desequilibrio de corrientes aumenta la temperatura del aceite, en transformadores que utilizan este método de refrigeración. Por otro lado, las pérdidas adicionales en el cobre que tienen lugar cuando hay corrientes desequilibradas, dependen no solamente del grado del desbalance, sino también del factor de carga promedio. Este fenómeno cobra mayor importancia cuando el transformador se encuentra trabajando con un factor de carga alto [18].

En la siguiente figura, se observa el calentamiento del transformador, para diferentes grados de desbalance de corrientes, con el transformador trabajando al 70% de su capacidad nominal.

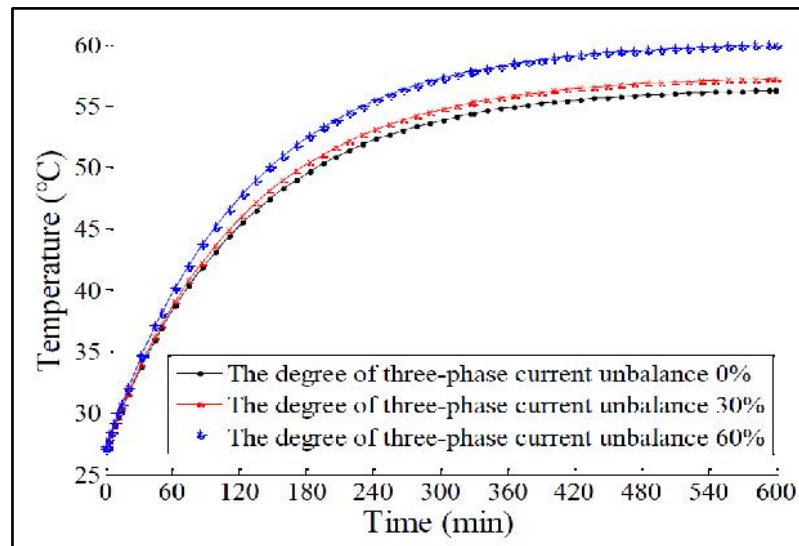


Figura 2.2.3 – Calentamiento transformador [18].

En este trabajo no se van a estudiar individualmente los efectos del desbalance sobre los elementos que componen la red, sino que se buscará analizar el desequilibrio en función de las corrientes que entrega un transformador de distribución. Disminuyendo este desequilibrio será posible reducir las consecuencias negativas sobre el mismo transformador y también las mencionadas anteriormente sobre las cargas y líneas.

2.2.1 – Índice de desequilibrio

Para poder cuantificar el desequilibrio en función de las tres curvas de corrientes de fase, es necesario definir un valor numérico que refleje la situación. El resultado de este índice debe mostrar claramente el grado de desbalance y para esto es necesario que cumpla las siguientes condiciones:

- Debe tener en cuenta todo el período de tiempo considerado y no solo un momento puntual.
- Debe tener un valor mínimo y un valor máximo entre los que varía.
- Debe tender al valor mínimo si el desequilibrio es bajo, y al valor máximo si el desequilibrio es elevado.
- En el caso extremo de que la carga esté perfectamente equilibrada, el índice debe ser igual al valor mínimo.
- Debe mostrar la relación entre las curvas de manera relativa y no absoluta. Es decir, si para ciertas curvas el índice da un valor determinado, en el caso de que las tres curvas se modifiquen en la misma proporción (por ejemplo, las tres curvas duplican sus valores en todo momento), el índice no debe variar.

Se mostrará la forma de calcular el índice a partir del siguiente gráfico, que representa la evolución en el tiempo de tres corrientes eficaces genéricas “R”, “S” y “T”.

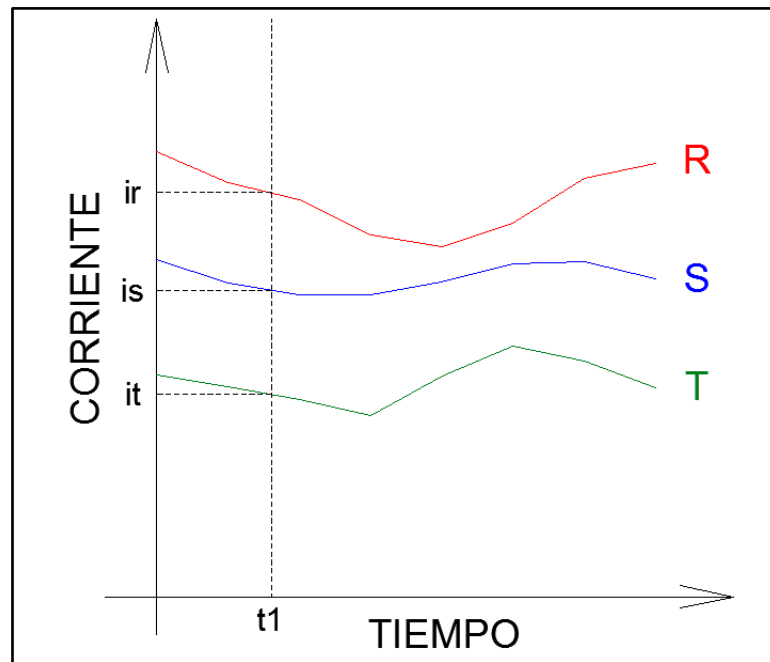


Figura 2.2.1.1 – Corriente eficaz por fase.

El índice se calcula primero para un momento determinado “t1” y luego se hace lo mismo para el resto del intervalo, para luego combinar los resultados y obtener un índice que contemple el intervalo completo.

Suponiendo que en el instante de tiempo t1, las corrientes de fase son “ir”, “is” e “it”, el primer paso es calcular la corriente promedio “ip”:

$$ip = \frac{ir + is + it}{3} \quad (2.2.1.1)$$

Luego, se debe calcular cuánto difieren las corrientes de fase de ese promedio. Para contemplar por igual las diferencias por encima y por debajo, se utiliza el valor absoluto, y para trabajar con valores relativos, se divide por el promedio:

$$A = \frac{|ir - ip|}{ip} \quad (2.2.1.2)$$

$$B = \frac{|is - ip|}{ip} \quad (2.2.1.3)$$

$$C = \frac{|it - ip|}{ip} \quad (2.2.1.4)$$

Así, por ejemplo, si la corriente de la fase R es 12 [A] y el promedio es 10 [A], el valor A resultaría:

$$A = \frac{|12 - 10|}{10} = 0,2$$

Esto indica que, en ese instante de tiempo, la corriente de la fase R es un 20% mayor que el promedio. Si la corriente de esa fase fuera 8 [A], el valor A resultaría también 0,2, ya que esa corriente es un 20% menor que la corriente promedio.

$$A = \frac{|8 - 10|}{10} = 0,2$$

De esta manera, los índices A, B y C contemplan por igual las diferencias por encima y por debajo del promedio.

El paso siguiente es hacer el promedio de los tres valores calculados A, B y C, obteniendo el índice parcial de desequilibrio para el instante de tiempo t1.

$$\text{Índice parcial} = \frac{A + B + C}{3} \quad (2.2.1.5)$$

Es importante reconocer que este índice parcial tiene en cuenta solamente las proporciones entre las corrientes y eso se puede ver con un ejemplo. Suponiendo que las corrientes de fase son 10 [A], 20 [A] y 30 [A], resulta según la ecuación 2.2.1.1:

$$ip = \frac{10 [A] + 20 [A] + 30 [A]}{3} = 20 [A]$$

Luego, según las ecuaciones 2.2.1.2 - 2.2.1.5:

$$A = \frac{|10 - 20|}{20} = 0,5 \quad ; \quad B = \frac{|20 - 20|}{20} = 0 \quad ; \quad C = \frac{|30 - 20|}{20} = 0,5$$

$$\text{Índice parcial} = \frac{0,5 + 0 + 0,5}{3} = 0,33$$

Si las corrientes se modifican en la misma proporción, es fácil ver que el índice parcial no cambia. Por ejemplo, si todas las corrientes valieran el doble (20 [A], 40 [A] y 60 [A], respectivamente):

$$ip = \frac{20 [A] + 40 [A] + 60 [A]}{3} = 40 [A]$$

Luego:

$$A = \frac{|20 - 40|}{40} = 0,5 \quad ; \quad B = \frac{|40 - 40|}{40} = 0 \quad ; \quad C = \frac{|60 - 40|}{40} = 0,5$$

$$\text{Índice parcial} = \frac{0,5 + 0 + 0,5}{3} = 0,33$$

Por lo tanto, se cumple la condición mencionada anteriormente, en la que se busca que el índice muestre las relaciones entre las curvas de manera relativa y no absoluta.

Luego, el procedimiento de cálculo para obtener el índice parcial debe repetirse para cada uno de los instantes en los que se tienen los valores de las tres curvas.

Finalmente, el índice de desequilibrio total resulta del promedio de todos los índices parciales obtenidos:

$$\text{Índice de desequilibrio} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{Índices parciales}}{N} \quad (2.2.1.6)$$

Siendo N la cantidad de instantes en los que se conocen los valores eficaces de las tres corrientes de fase.

Si la carga está perfectamente equilibrada, las curvas de corrientes de fase serán idénticas, todos los índices parciales valdrán cero y el índice de desequilibrio total también será nulo:

$$\text{Carga equilibrada} \rightarrow ir = is = it = ip$$

$$A = \frac{|ir - ip|}{ip} = 0 \quad ; \quad B = \frac{|is - ip|}{ip} = 0 \quad ; \quad C = \frac{|it - ip|}{ip} = 0$$

$$\text{Índice parcial} = \frac{0 + 0 + 0}{3} = 0$$

$$\text{Índice de desequilibrio} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{Índices parciales}}{N} = \frac{0}{N} = 0$$

Por lo tanto, el valor mínimo que toma el índice es 0 y ocurre cuando la carga está perfectamente equilibrada.

Por otro lado, resulta un poco más complejo deducir cuál es el valor máximo que puede tomar el índice. Para esto, es necesario imaginar una carga totalmente desequilibrada y este sería el caso de una carga elevada en una de las fases y ninguna carga en las otras dos fases. Suponiendo que toda la carga se encuentra conectada a la fase R, el transformador entregará en esa fase una corriente "ir" y no entregará corriente en las fases S y T.

$$is = it = 0$$

La corriente promedio resulta:

$$ip = \frac{ir + is + it}{3} = \frac{ir + 0 + 0}{3} = \frac{ir}{3}$$

Luego, los valores A, B y C son:

$$A = \frac{|ir - \frac{ir}{3}|}{\frac{ir}{3}} = 2 \quad ; \quad B = \frac{|0 - \frac{ir}{3}|}{\frac{ir}{3}} = 1 \quad ; \quad C = \frac{|0 - \frac{ir}{3}|}{\frac{ir}{3}} = 1$$

El índice parcial para ese instante de tiempo es:

$$\text{Índice parcial} = \frac{2 + 1 + 1}{3} = \frac{4}{3}$$

Por lo tanto, conociendo el valor máximo, el índice parcial puede normalizarse para obtener un valor porcentual entre 0 y 100% que sea más fácil de interpretar.

$$\text{Índice parcial normalizado \%} = \frac{\text{Índice parcial}}{4/3} * 100 \quad (2.2.1.7)$$

Luego, el índice de desequilibrio normalizado es:

$$\text{Índice de desequilibrio normalizado \%} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{Índices parciales normalizados \%}}{N} \quad (2.2.1.8)$$

De esta manera, cuando el índice de desequilibrio valga 4/3, el índice normalizado valdrá 100%.

Este índice será uno de los valores que se van a obtener y exportar al GIS para su visualización.

Las ecuaciones 2.2.1.1 - 2.2.1.5 son utilizadas en un estudio realizado en Indonesia, donde se midieron tensiones y corrientes en 15 transformadores situados en una ciudad de ese país, para luego calcular las pérdidas [19]. La diferencia con este trabajo consiste en que en ese estudio las mediciones son de un momento puntual, mientras que aquí se trabaja con un período de tiempo. Por este motivo, al cálculo del índice para tres datos puntuales de corriente de fase, se le agrega la ecuación 2.2.1.6, para tener en cuenta todo el intervalo de tiempo.

También se utilizan algunas de estas ecuaciones (2.2.1.1 – 2.2.1.4) en el estudio ya mencionado realizado en China [18], aunque los índices que aquí se llaman A, B y C no se combinan para obtener un nuevo índice (como en la ecuación 2.2.1.5), sino que se utilizan para conseguir una expresión de las pérdidas en el cobre en función de ellos.

2.2.2 – Estadísticas adicionales sobre desequilibrio

Además de calcular el promedio de todos los índices parciales de desequilibrio, se puede aprovechar la información obtenida de la simulación para reflejar lo mejor posible

la situación del transformador. Diferentes combinaciones de índices parciales pueden llevar al mismo promedio final, pero es necesario realizar un análisis más profundo. Si el índice normalizado tiene un valor del 40%, por ejemplo, esto puede haber ocurrido porque los índices parciales están cerca de ese valor en su mayoría, o porque hay algunos índices parciales bajos y otros altos que, en promedio, llevan a ese valor final.

Por este motivo, es conveniente hacer uso de todos los índices parciales y, con la ayuda del software Matlab, definir otras estadísticas que ayuden a comprender la situación de forma correcta.

La norma IEC 61000 en su sección 4-30 define métodos para medir e interpretar resultados sobre ciertos parámetros en sistemas eléctricos de corriente alterna de 50 o 60 ciclos [20]. La norma aborda estos parámetros para estudiar la calidad del servicio que brindan las empresas distribuidoras de energía, pero algunos conceptos se pueden extrapolar al presente trabajo, para comprender lo que sucede con la corriente entregada por un transformador de distribución.

Algunos de estos parámetros son: magnitud de la tensión de alimentación, flicker, interrupciones en la alimentación, armónicos de tensión y corriente. Sin embargo, el parámetro que más relación tiene con este trabajo final es el desequilibrio. La norma dedica una sección a la explicación de la forma de medir este fenómeno, el período de tiempo que debe tenerse en cuenta y los resultados que deben ser obtenidos. Tanto para la tensión como para la corriente, la norma define dos índices para calcular el desbalance [20]:

- El desbalance de secuencia negativa “ u_2 ”:

$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} * 100\% \quad (2.2.2.1)$$

- El desbalance de secuencia cero “ u_0 ”:

$$u_0 = \frac{U_0}{U_1} * 100\% \quad (2.2.2.2)$$

Donde U_1 , U_2 y U_0 son las componentes de secuencia directa, inversa y homopolar de la tensión de fase, respectivamente. Para el caso de las corrientes, las ecuaciones son las mismas, pero con las componentes de secuencia de la corriente en lugar de las de la tensión.

Luego, en el Anexo B de esta norma, se especifica que estas mediciones deben tomarse cada 10 minutos o cada 2 horas y el intervalo de medición debe ser de al menos una semana. Son tres los cálculos que se sugieren realizar con los datos de las ecuaciones 2.2.2.1 y 2.2.2.2, teniendo en cuenta los valores contractuales entre la empresa distribuidora de energía y el organismo de control [20]:

- *El número, o porcentaje de valores durante el intervalo de medición, que excedan los valores contractuales.*
- *Los valores más altos.*
- *El percentil 95 de las mediciones.*

Estas tres ideas serán adaptadas para la utilización en este proyecto final, pero el desequilibrio en cada momento del intervalo de tiempo será calculado con las ecuaciones 2.2.1.5 y 2.2.1.7, y no con las componentes simétricas.

Como se explicó anteriormente, en las curvas de carga a utilizar hay un valor en por unidad en cada hora. Por lo tanto, las corrientes de fase a la salida del transformador serán evaluadas una vez por hora, lo que da un total de 24 mediciones por día. Se respetará lo que indica la norma IEC 61000 y el período de tiempo a considerar será de una semana completa. Por lo tanto, habiendo 24 mediciones por día, en una semana se tendrán 168 datos de cada una de las tres corrientes de fase. Esto da como resultado 168 índices parciales de desequilibrio con los que se debe trabajar.

Al estar analizando la situación de un transformador de distribución, a diferencia de la norma, no se tiene un valor contractual con el que se deben comparar los índices de desequilibrio. Por lo tanto, en lugar de comparar los 168 índices parciales con un valor contractual, estos índices serán separados en 4 intervalos dependiendo de su valor. Aprovechando que se tiene un índice normalizado, cuyo valor varía entre 0% y 100%, se calculará qué porcentaje de estos 168 índices parciales tienen un valor entre 0% y 25%, entre 25% y 50%, entre 50% y 75%, y entre 75% y 100%.

También se obtendrá el valor más alto de desequilibrio, representado por el porcentaje más alto de los 168 índices parciales.

Por último, se calculará el percentil 95, que da como resultado el valor del índice por debajo del cual se encuentran el 95% de las mediciones, luego de haber ordenado los 168 índices parciales de menor a mayor.

En resumen, luego de la simulación en DigSILENT, se obtendrán las tres curvas de corriente de fase a la salida de un transformador de distribución y se calculará un índice parcial de desequilibrio para cada hora de esa semana. Esto dará como resultado 168 índices, de los que se calculará:

- El promedio, obteniendo el índice total.
- El porcentaje de índices que caen dentro de cada intervalo (0%-25%, 25%-50%, 50%-75% y 75%-100%).
- El índice máximo.
- El percentil 95.

En el siguiente capítulo se explicará la forma de realizar estos cálculos, que serán realizados con la ayuda del software Matlab y luego se exportarán al GIS.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

3 – Metodología

En este capítulo se explicará cómo se realizó cada una de las partes del trabajo y las condiciones necesarias para que los programas funcionen correctamente.

Existe una serie de archivos que deben estar ubicados en la carpeta llamada "TF_GIMENEZ" que, a su vez, debe estar dentro de la carpeta "C" de la computadora. A medida que se mencionen los archivos, se explicará la función que cumplen y se especificará si es necesario que se encuentren dentro de la carpeta mencionada, o no.

En el Anexo III, se resume lo que debe cumplirse para que los programas funcionen correctamente.

El proceso consiste en 4 pasos principales bien diferenciados. Este capítulo dedicará una sección a cada uno de ellos:

El primer paso consiste en reconocer los datos necesarios del GIS que serán utilizados en la simulación. Entre estos datos se destacan la potencia del transformador, el consumo y el tipo de tarifa de los clientes. También se obtendrá del GIS la distribución espacial de los clientes y otros datos como la longitud de las líneas.

En el segundo paso, se deben utilizar estos datos para digitalizar en el programa DlgSILENT, la subestación transformadora y todos los consumidores a los que abastece. Una vez configurada la red, se realizará una simulación para obtener las curvas de corriente a la salida del transformador y se exportarán los resultados obtenidos.

En tercer lugar, es necesario recolectar la información proveniente de la simulación y procesarla. Para esto, se utilizará el programa Microsoft Excel y también el software de cálculo Matlab. En este paso se calcularán todos los índices explicados en el capítulo anterior, como el índice de desequilibrio, los porcentajes de mediciones en cada intervalo y el percentil 95. También se obtendrá el estado de carga promedio por fase del transformador en estudio.

Cuarto y último, se importarán todos los resultados obtenidos al GIS y se visualizarán de forma clara a través de la creación de un bloque de AutoCAD.

Para agilizar el proceso y reducir la posibilidad de errores, se creará un menú personalizado en AutoCAD, que permitirá realizar cada uno de los pasos correspondientes.

3.1 – Utilización de datos del GIS

La distribución en la ciudad de Balcarce se da por medio de líneas de 13.2 kV, denominados distribuidores. Todos los distribuidores son alimentados desde una estación transformadora (ET) con una potencia instalada de 15 MVA. En total la red local

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

tiene 11 distribuidores, de los cuales 5 son dedicados a alimentar las zonas urbanas de la ciudad, y el resto recorre zonas rurales o alimenta pequeños centros urbanos [4].

Además, en el sistema SigreGIS, se encuentra digitalizada una gran cantidad de transformadores de distribución y las redes de baja tensión a las que alimentan. El dibujo con el que se representa el transformador, junto a sus salidas en baja tensión, se observa en la siguiente figura:

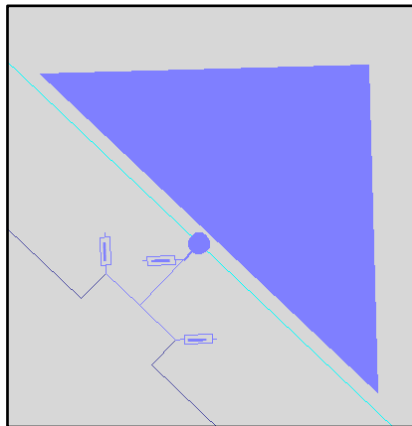


Figura 3.1.1 – Transformador.

La subestación transformadora utilizada para la metodología es la “S-897” y tiene una potencia nominal de 80 kVA.

Este dato se encuentra en uno de los datos de objeto cargados en el GIS:

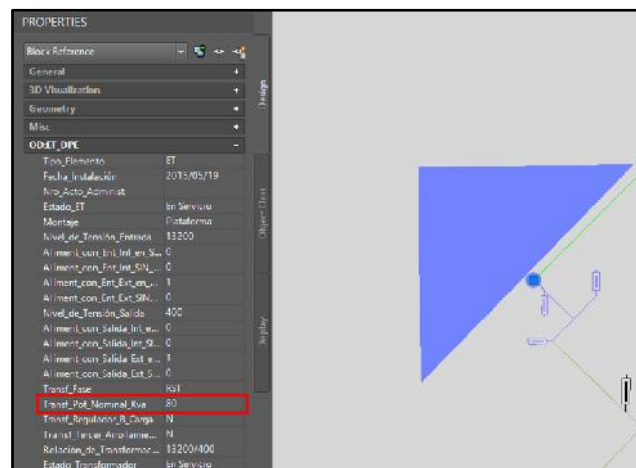


Figura 3.1.2 – Potencia nominal del transformador.

Todos los usuarios a los que abastece este transformador se pueden observar en la siguiente figura, donde se han quitado las partes cercanas de las redes de baja tensión alimentadas por otros transformadores, para una mejor apreciación de la imagen:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

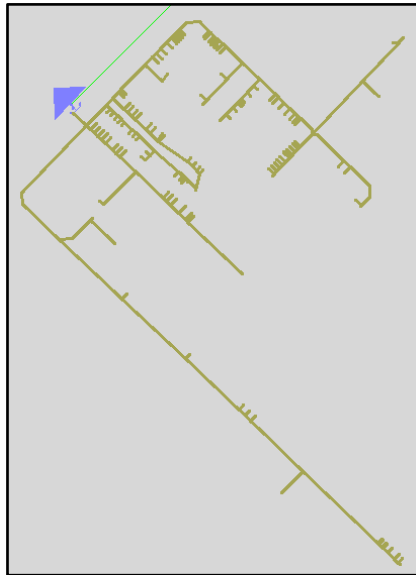


Figura 3.1.3 – Subestación S-897.

Si se ve la imagen de cerca, se puede observar cada uno de los consumidores con el código único que los identifica:

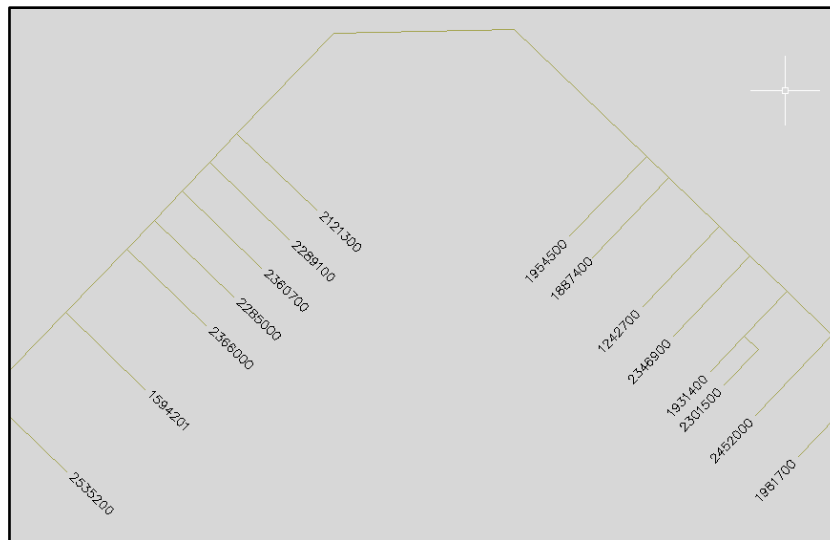


Figura 3.1.4 – Consumidores de la subestación S-897.

Otro de los datos del GIS que se deben observar para luego digitalizar la red es la longitud de cada una de las líneas de baja tensión. Para esto, se selecciona la línea y con el botón secundario se despliega el menú del que debe seleccionarse “propiedades”. También se puede ingresar el comando “_properties” una vez seleccionada la línea:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

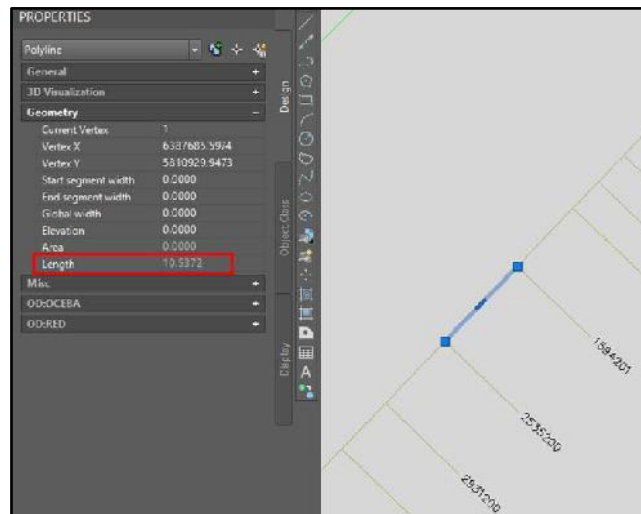


Figura 3.1.5 – Longitud de las líneas.

En ese caso, la línea seleccionada tiene una longitud aproximada de 10,5372 metros. Aunque este dato se haya aproximado en el momento en que se digitalizó la subestación en AutoCAD, permitirá que el programa que realiza la simulación (DIgSILENT) tenga en cuenta las pérdidas en las líneas.

Por el lado de los clientes, los datos a tener en cuenta son el tipo de tarifa y la energía consumida en el último semestre. Estos datos se encuentran en la base de datos externa del sistema SigreGIS. Es por esto que hay que vincular esta base de datos al AutoCAD Map, si es que no está vinculada. Para esto se debe arrastrar el archivo desde la carpeta donde se encuentre hasta la solapa “Task Pane”:

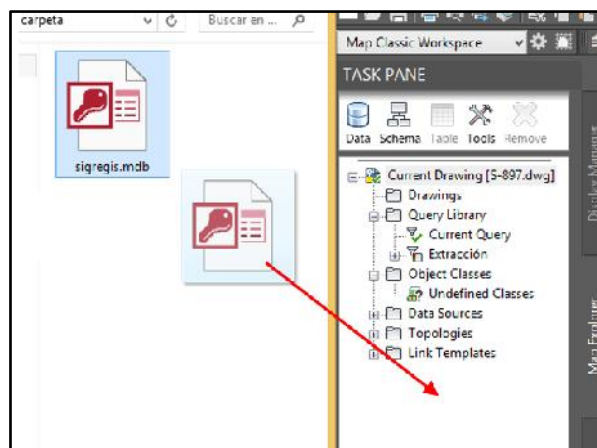


Figura 3.1.6 – Vinculación base de datos.

Luego, se debe crear el vínculo con el botón secundario en la tabla llamada “usuarios” y seleccionar la opción “definir plantilla de vínculo” del menú contextual:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

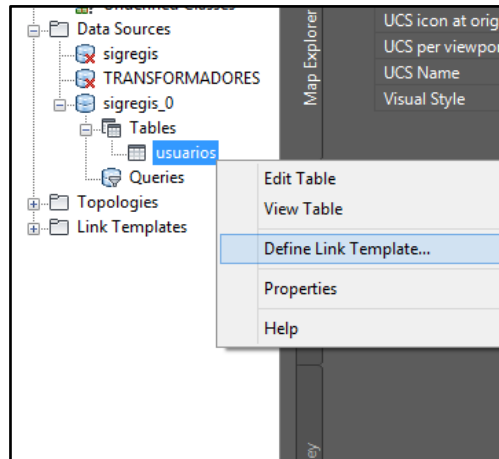


Figura 3.1.7 – Creación del vínculo a la base de datos.

Se abrirá un cuadro de diálogo en el que se debe nombrar al vínculo y seleccionar la columna “CODCLIE” como clave, para que todos los registros se asocien al cliente correcto:

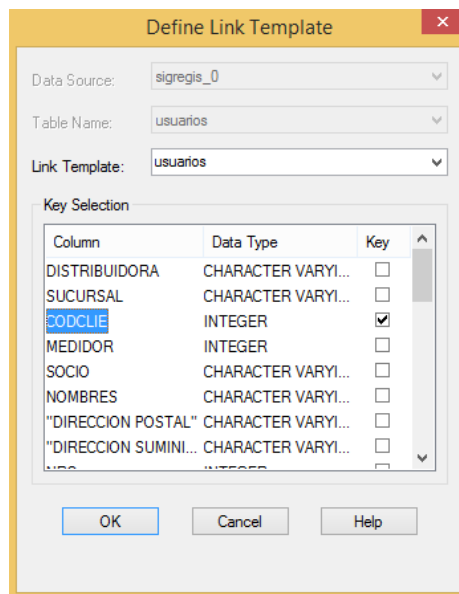


Figura 3.1.8 – Creación del vínculo a la base de datos.

Finalmente, para vincular los textos a la base de datos, se debe ingresar el comando “_adegenlink”, completar el cuadro de diálogo como se observa en la siguiente imagen y luego seleccionar el dibujo completo o la opción “all” en la barra de comandos:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

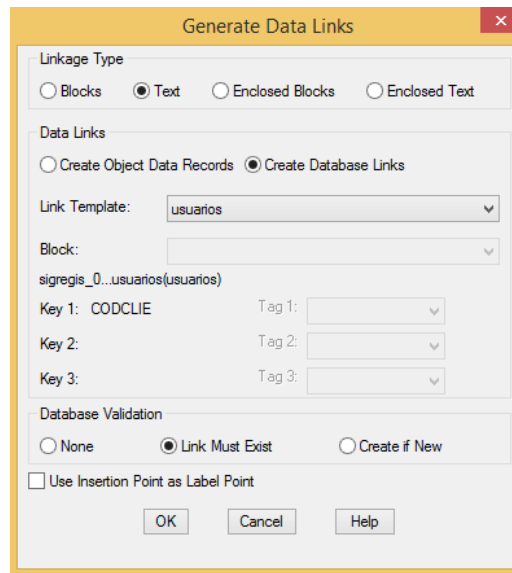


Figura 3.1.9 – Vinculación de textos a la base de datos.

Una vez realizados estos pasos, se puede ver el tipo de tarifa y el consumo en el último semestre de cada cliente. La forma de acceder a estos datos es igual que en el caso de las líneas, seleccionando cada cliente y la opción “propiedades” del menú contextual o ingresando el comando “_properties”:

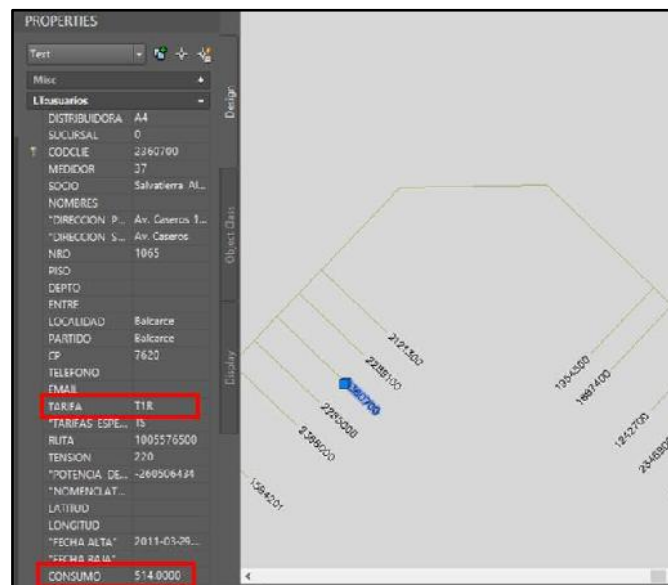


Figura 3.1.10 – Tarifa y consumo del cliente.

El último dato que debería obtenerse del GIS es la fase de la que consume energía cada cliente. Como este dato no se encuentra en la base de datos, se asumirán arbitrariamente las fases y luego se realizarán modificaciones para analizar de qué manera el cambio de las fases influye en los resultados de los cálculos.

3.2 – Digitalización de una subestación transformadora en DigSILENT

El software Power Factory de DigSILENT permite realizar cálculos eléctricos de distinto tipo, como flujos de carga o cálculo de cortocircuitos. En este caso, se desean obtener las corrientes de fase entregadas por un transformador de distribución que abastece distintos tipos de usuarios residenciales, comerciales y demás.

Como se explicó previamente los datos que se obtienen del GIS y que se deben cargar en DigSILENT son el consumo, el tipo de tarifa y la fase de cada uno de los clientes.

El primer paso consiste en representar la red de baja tensión, respetando la distribución espacial de los clientes que se puede ver en el GIS. Para esto se debe trabajar con capas, insertando una imagen obtenida del GIS y dibujando encima de ella. Esta imagen proveniente de AutoCAD Map debe tener extensión “.jpg” y guardarse en la carpeta donde está instalado DigSILENT.

Luego, dentro del programa la imagen se carga con los siguientes pasos. Primero se hace clic con el botón secundario y se elige la opción “Layers” del menú contextual:

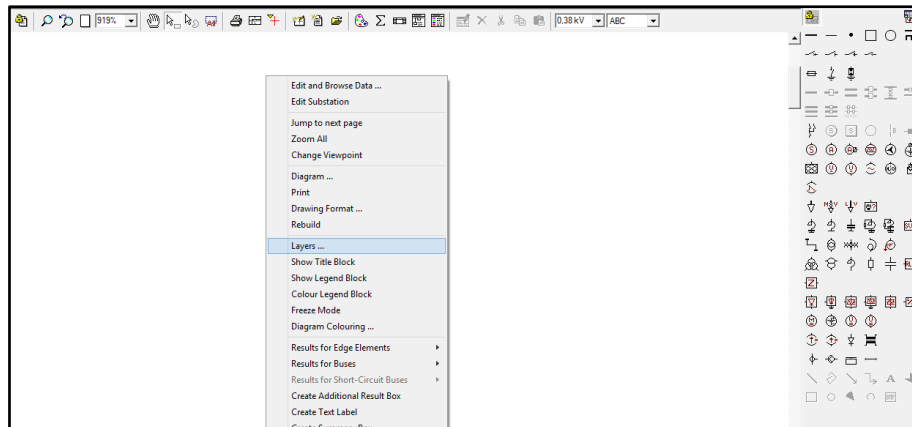


Figura 3.2.1 – Importación de imagen del GIS, paso 1.

En la pestaña “Configuration”, debe seleccionarse la capa “Background” y también el archivo .jpg obtenido del GIS:

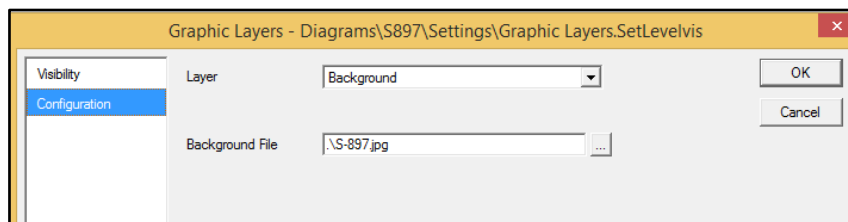


Figura 3.2.2 – Importación de imagen del GIS, paso 2.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

De esta manera, se cargará en esa capa la imagen, que podrá ser visualizada en pantalla una vez activada la capa. Para esto, en la pestaña “Visibility”, la capa Background debe estar visible:

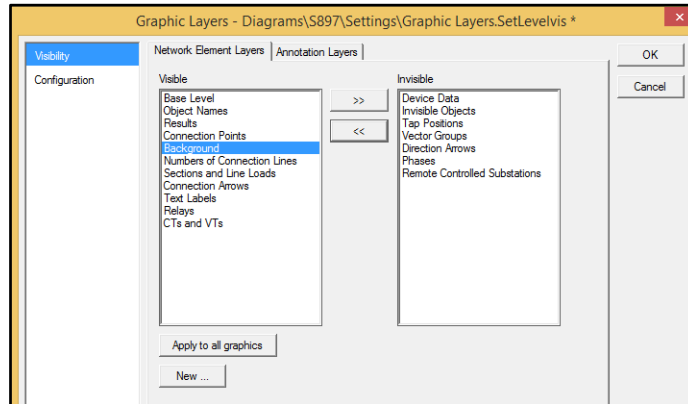


Figura 3.2.3 – Importación de imagen del GIS, paso 3.

Los elementos que componen la red se encuentran en la capa llamada “Base Level”, por lo que esta capa también debe estar del lado de las capas visibles.

Una vez realizados estos pasos, la imagen se verá en el entorno de trabajo de DlgSILENT y se podrá digitalizar la red respetando la ubicación de cada cliente y la del transformador:

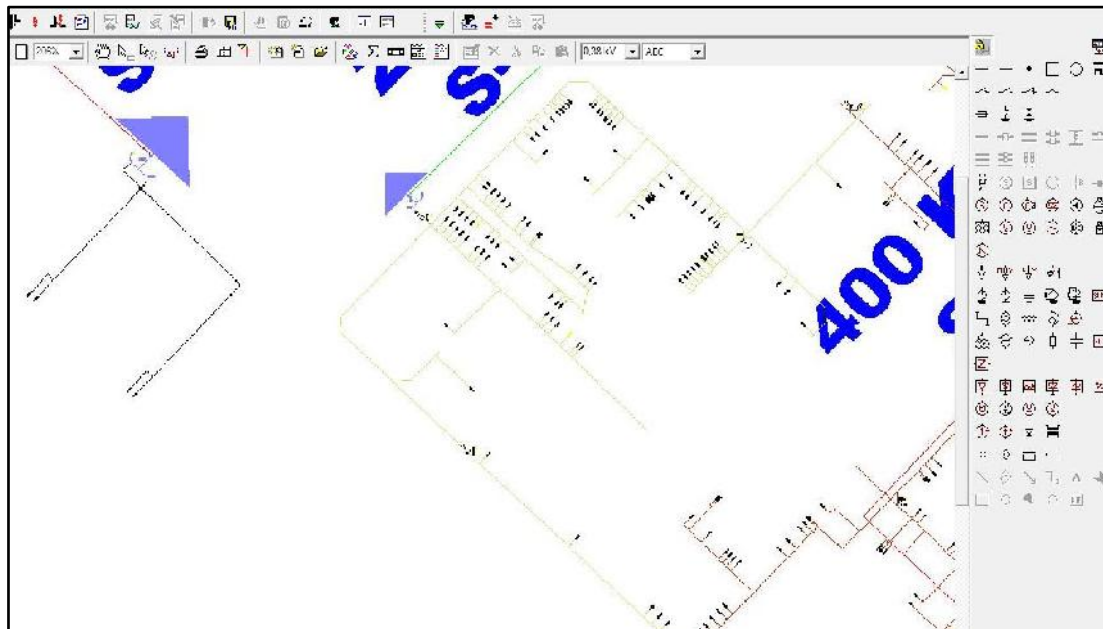


Figura 3.2.4 – Imagen importada del GIS.

Con la imagen de fondo, se deben ir colocando las líneas, acometidas y cargas de la red de baja tensión, utilizando la barra de herramientas de dibujo que se encuentra en la parte derecha de la Figura 3.2.4.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

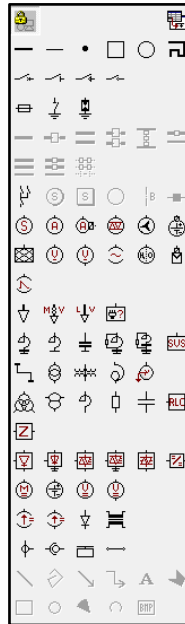


Figura 3.2.5 – Herramientas de dibujo de DlgSILENT.

El resultado de la digitalización se puede observar en la siguiente imagen, donde se ha puesto invisible la capa “Background” con la imagen del GIS:

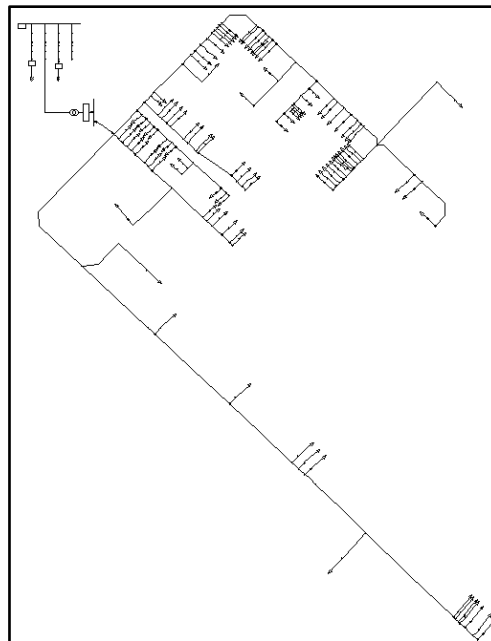


Figura 3.2.6 – Red de baja tensión digitalizada.

Cada elemento que se ingresa al dibujo debe configurarse, respetando los datos obtenidos del GIS. En las líneas se debe indicar su longitud y en las acometidas la fase, mientras que en las cargas hay que ingresar el tipo (monofásica o trifásica), la potencia

media según la ecuación 2.1.2.3 y las curvas de carga en por unidad obtenidas en la sección 2.1.4.

El programa DlgSILENT permite cargar en su librería diferentes curvas de carga en por unidad y luego asignar una de esas curvas a cada carga del dibujo. En este caso, se ingresarán 6 curvas, una para cada tarifa:

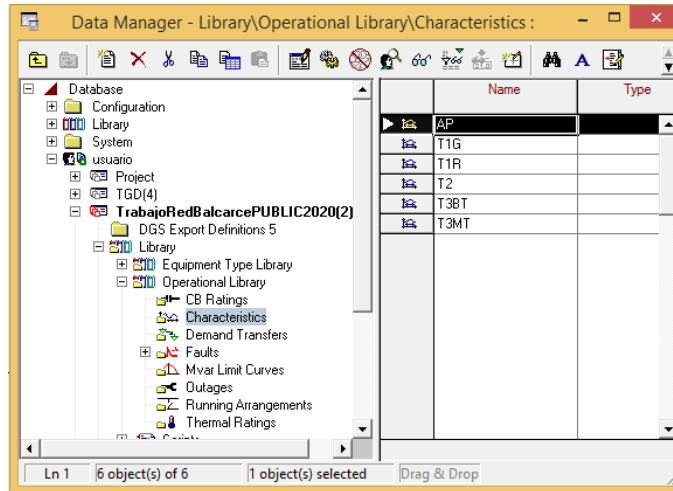


Figura 3.2.7 – Curvas cargadas en DlgSILENT.

Es necesario hacer una aclaración con respecto a las curvas de carga para los distintos días de la semana. Como se explicó en la sección 2.2.2, para respetar lo indicado en la norma IEC 61000, el período de tiempo de evaluación debe ser de una semana. Por lo tanto, por falta de mayor precisión en los datos suministrados por los Ingenieros de EDEA con respecto a las curvas de carga, se utilizarán las curvas ya mostradas para los días de semana y durante los días sábados y domingos se realizarán las siguientes suposiciones:

- Las curvas de usuarios comerciales e industriales (T1G, T2, T3BT y T3MT) se tomarán iguales que en los días de la semana, para el día sábado durante las primeras 12 horas, considerando que la mayor parte de los comercios e industrias trabajan medio día. Mientras que para el resto del día sábado y durante todo el domingo, la potencia en cada hora se considerará como un 10% de la potencia consumida en la misma hora en un día de semana.
- Las curvas de alumbrado público (AP) y usuarios residenciales (T1R) se mantendrán con las mismas potencias durante los 7 días de la semana.

Por lo tanto, los datos que se tienen para un día completo de 24 horas, en todas las categorías tarifarias se repiten los primeros 5 días, es decir las primeras 120 horas de la semana. Luego, para los días sábado y domingo, que representan las horas 121-168 de la semana, se sigue el criterio explicado anteriormente.

La potencia en por unidad para cada hora de la semana se carga en la librería del programa, individualmente para cada tarifa, siguiendo los valores de la Tabla 2.1.4.1.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

Como ejemplo, se muestra la carga de los valores de la tarifa T1G. En la imagen se puede observar que hay un valor por hora y que los valores están expresados en porcentaje con respecto a la potencia media:

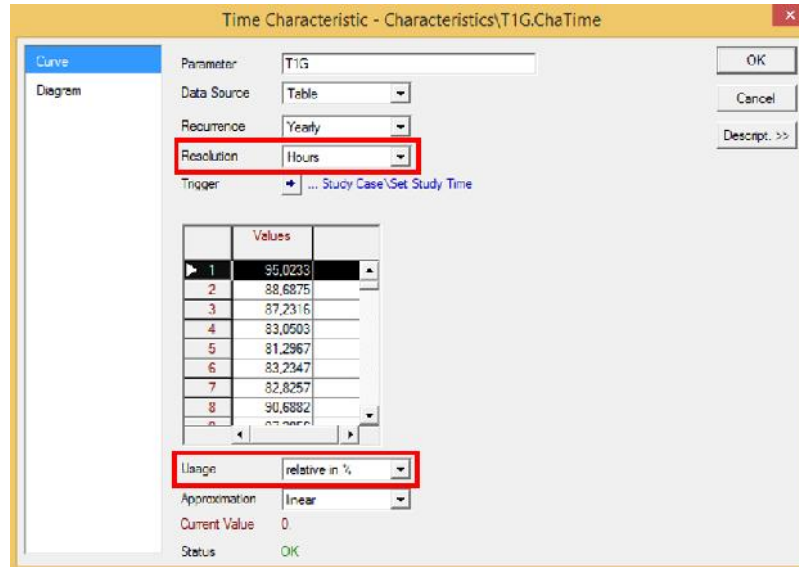


Figura 3.2.8 – Valores de curva de carga T1G.

En la pestaña “Diagram” se puede visualizar el gráfico de potencia en función del tiempo para una semana completa, donde es posible ver que hay 5 días idénticos y a partir de la segunda mitad del sexto día (sábado) disminuye la demanda.

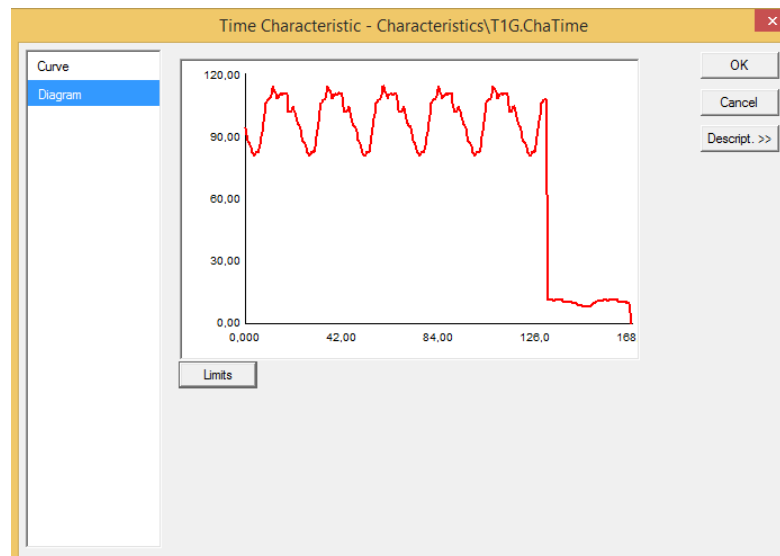


Figura 3.2.9 – Curva T1G completa para una semana.

De esta manera, cada usuario tiene asignada una potencia media calculada a partir de su consumo de energía en el último semestre y un valor de potencia en por unidad para cada una de las 168 horas de la semana. Esto le permite al software

combinar las demandas de potencia en cada hora y obtener las curvas de corriente por fase que entrega el transformador de distribución.

En DlgSILENT, esta simulación recibe el nombre de “Simulación cuasi-dinámica” y se debe ejecutar cada vez que se quieran conocer las curvas de corriente a la salida del transformador. El comando se encuentra en la barra de herramientas principal del programa:

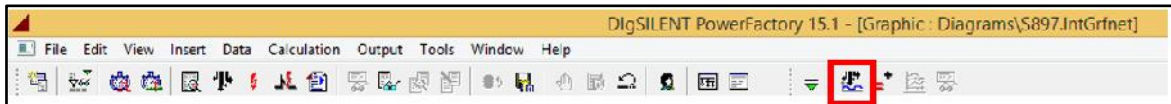


Figura 3.2.10 – Simulación cuasi-dinámica.

En el cuadro de diálogo se deben configurar tres opciones. La primera es que el cálculo considere las condiciones desequilibradas y tenga en cuenta la fase de los consumidores. La segunda consiste en la configuración del período de tiempo de la simulación, que debe ser de una semana. La tercera es la indicación de cada cuánto tiempo el programa debe realizar las cuentas para determinar las corrientes de fase. Aquí debe elegirse que estos pasos sean de 60 minutos. Anteriormente se mencionó que la norma IEC 61000 sugiere realizar mediciones cada 2 horas o cada 10 minutos, pero en las curvas de carga utilizadas para este trabajo se tiene un dato de potencia en por unidad para cada hora, por lo que ese será el intervalo considerado.

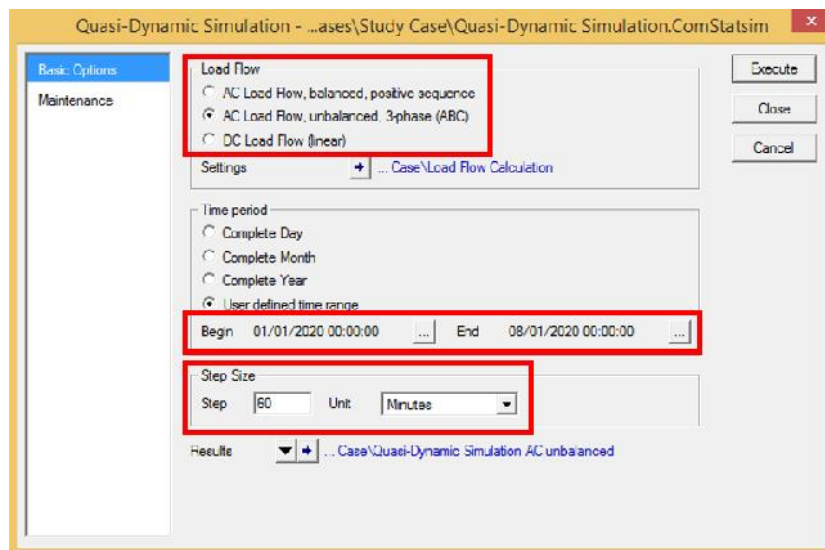


Figura 3.2.11 – Configuración de la simulación cuasi-dinámica.

Una vez configurada y ejecutada la simulación, se creará una pestaña nueva en la que aparecerán las curvas de corriente de cada fase en [kA]:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

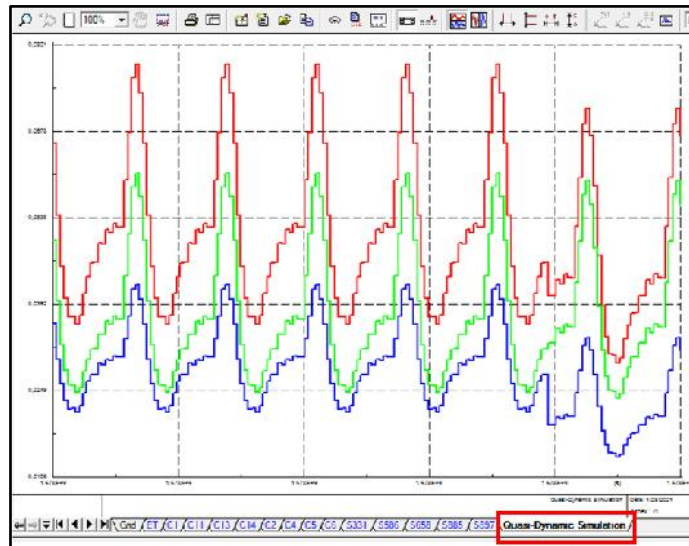


Figura 3.2.12 – Resultados de la simulación cuasi-dinámica.

Los gráficos que muestra el software son los resultados de la semana completa configurada en la simulación. Para poder trabajar con estos datos, es necesario exportarlos fuera de DlgSILENT para luego importarlos con el software Matlab. La exportación se logra con el botón secundario en cualquier parte del gráfico y seleccionando la opción “Export” del menú contextual:

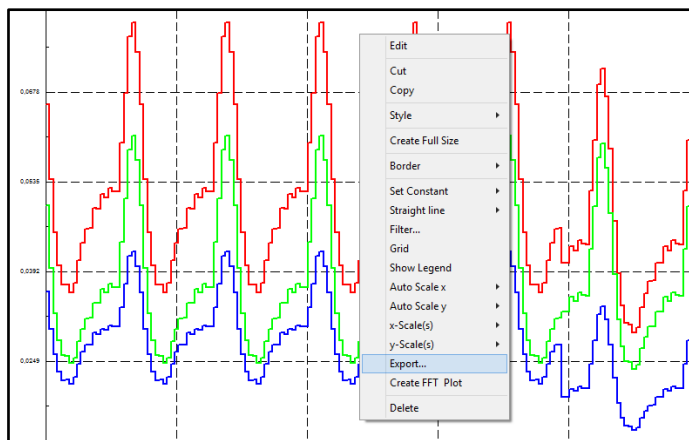


Figura 3.2.13 – Exportación de resultados de la simulación.

Esto abrirá un cuadro de diálogo en el que se debe indicar el nombre del archivo y las variables a exportar. Para que los datos contenidos en este archivo se puedan leer luego con Matlab, es necesario respetar el nombre que se muestra en la siguiente figura, como también el tipo de archivo, en el que los datos deben estar separados por coma (.csv):

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

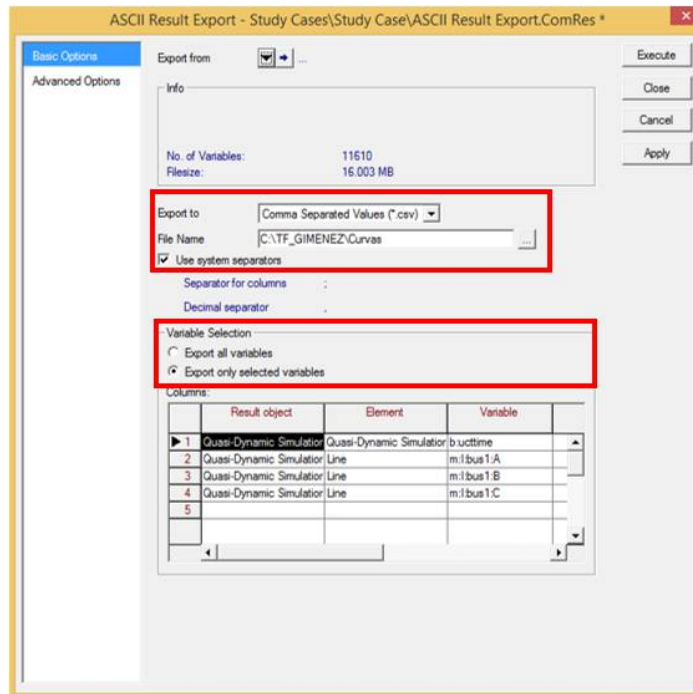


Figura 3.2.14 – Configuración de la exportación.

Al ejecutar la exportación, se creará un archivo de datos separados por coma en la carpeta de trabajo mencionada TF_GIMENEZ, que no debe eliminarse en ningún momento.

Este es el último paso que debe realizarse en DigSILENT antes de comenzar el siguiente paso, que es el tratamiento de los datos obtenidos de la simulación.

3.3 – Generación de resultados en el software de cálculo Matlab

Previamente a ejecutar el código de Matlab que permite calcular los índices a partir de las curvas de corriente, es necesario disponer de los datos de una manera que Matlab pueda leerlos y procesarlos.

Para esto se hará uso del programa Microsoft Excel y se transformará el archivo de datos separados por coma obtenido de DigSILENT, en un libro de Excel con los datos convenientemente agrupados.

El procedimiento para llevar a cabo este proceso será grabado en una macro, para que luego solamente sea necesario ejecutar esta macro y que los pasos se realicen automáticamente.

Esto se realiza desde la pestaña “Programador” y con la opción “Grabar macro”. De esta manera, el programa registrará todas las acciones que se realicen a continuación

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

antes de detener la grabadora y las realizará automáticamente la próxima vez que se ejecute la macro grabada.



Figura 3.3.1 – Grabadora de macros en Excel.

También es posible que la macro se ejecute automáticamente en el momento que se abre Excel. Para esto, en el próximo paso se debe asignar el nombre “Auto_Open” a la macro:

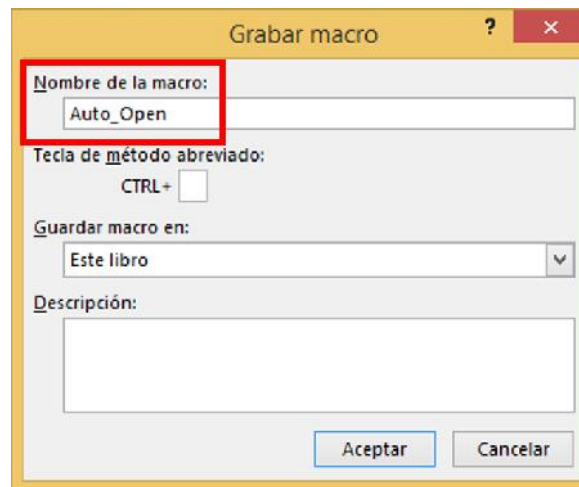


Figura 3.3.2 – Nombre de la macro.

Una vez seleccionada la opción Aceptar, la grabación comienza y es necesario importar los datos del archivo de texto desde la pestaña “Datos”, eligiendo “Obtener datos externos” y “Desde un archivo de texto”:

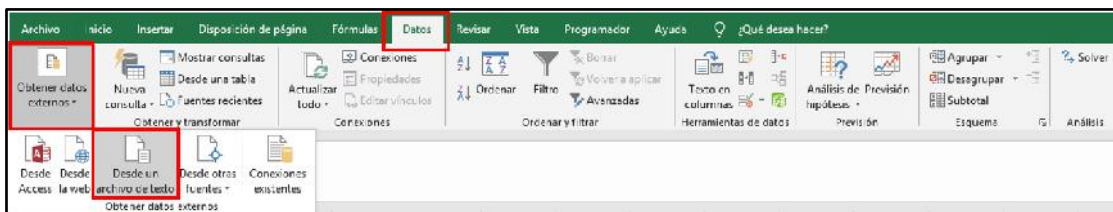


Figura 3.3.3 – Importación de datos del archivo de texto.

Esto abrirá el explorador y se debe seleccionar el archivo obtenido de DigSILENT “Curvas.csv”, que se encuentra dentro de la carpeta de trabajo TF_GIMENEZ.

En el cuadro de diálogo se debe indicar que los datos están delimitados (en este caso por punto y coma):

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

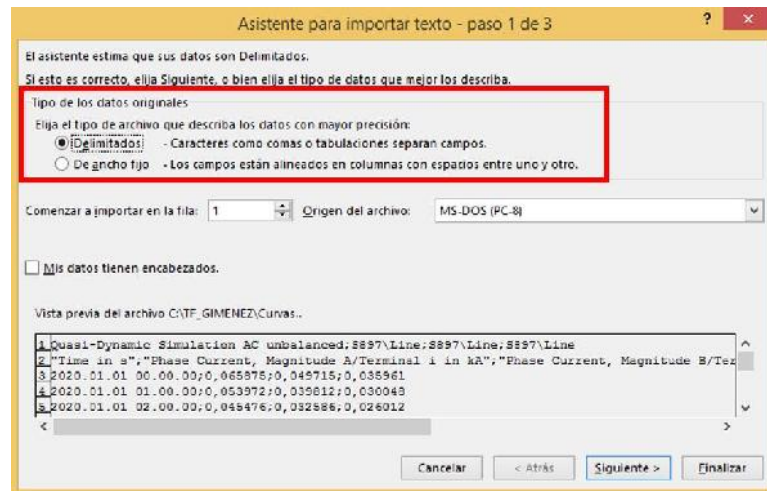


Figura 3.3.4 – Asistente para importar texto, paso 1.

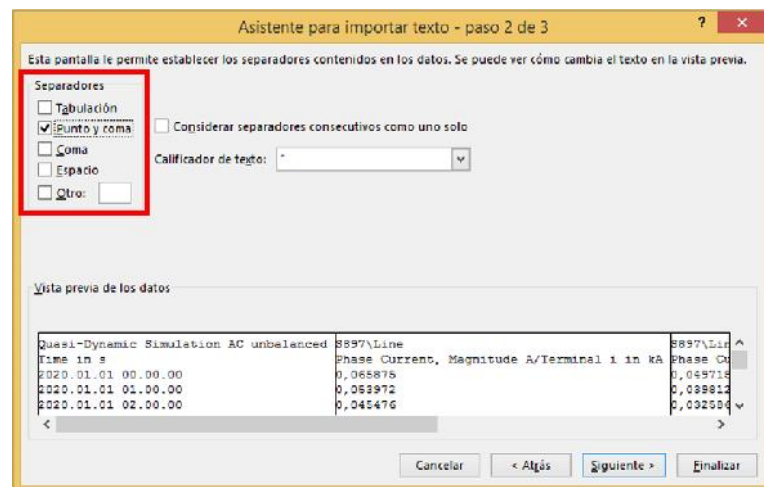


Figura 3.3.5 – Asistente para importar texto, paso 2.

En el siguiente paso, se debe indicar el formato de los datos. Seleccionando “General”, Excel diferencia correctamente los valores numéricos y los textos.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

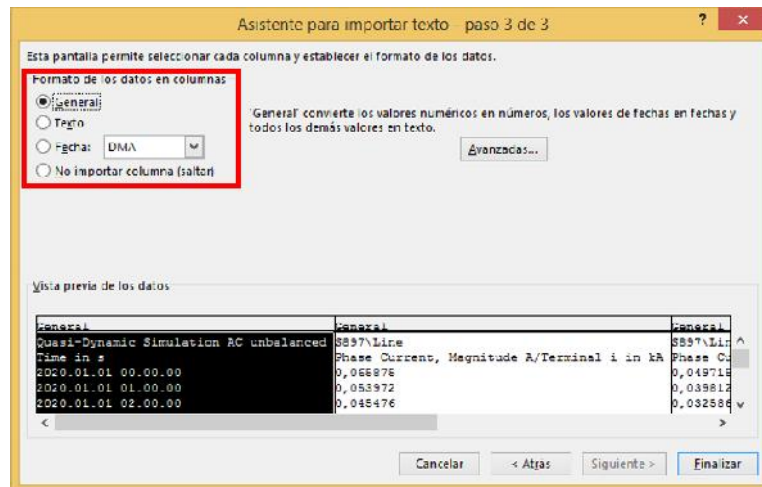


Figura 3.3.6 – Asistente para importar texto, paso 3.

Por último, para completar la importación, se debe seleccionar que los datos ingresen en la hoja de cálculo existente y en la primera celda:

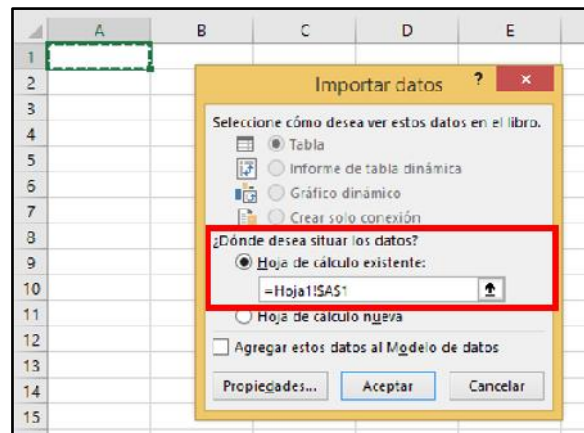


Figura 3.3.7 – Importación de datos, último paso.

Una vez realizados estos pasos, los datos se ubicarán en 3 columnas y 168 filas, además de los encabezados, donde cada columna representa una fase y cada fila un momento en el que se calculó el valor de corriente eficaz.

Luego el libro de Excel debe guardarse con el nombre de “Curvas.xlsx” en la carpeta TF_GIMENEZ.

Por último, se detiene la macro en la pestaña Programador.



Figura 3.3.8 – Finalización de la grabación de macro.

Todas las acciones realizadas desde que se inició la grabación de macro hasta que se detuvo, quedan registradas y serán ejecutadas automáticamente la próxima vez que se abra el programa desde el que se creó la macro, por haberla llamado "Auto_Open".

Es de gran importancia que este libro de Excel sea guardado con el nombre de "CargarCurvas.xlsm", para que pueda ser abierto desde el GIS, como se explicará más adelante.

Hasta este momento se tiene entonces, un archivo de Excel que, al abrirlo, genera y guarda automáticamente otro libro de Excel con los resultados de la simulación cuasi-dinámica realizada en DIgSILENT, que muestra las corrientes de fase en [kA] a la salida del transformador de distribución, cada una hora durante una semana completa.

El próximo paso consiste en realizar un código en Matlab que lea los datos de este libro de Excel y calcule todos los índices de desequilibrio y los porcentajes de carga de cada fase.

3.3.1 – Código de Matlab

El código desarrollado debe utilizar los resultados de la simulación de DIgSILENT que se encuentran en el archivo "Curvas.xlsx", calcular los resultados y llevarlos a un archivo que AutoCAD Map sea capaz de leer.

Los fragmentos del código se irán mostrando en cursiva y se realizará una breve explicación para mostrar lo que el software hace en cada parte. El código completo se compone de la combinación de todos los apartados que se mostrarán a continuación, en el orden en que van apareciendo.

```
clear  
clc
```

Las primeras dos líneas solamente eliminan los valores de las variables guardadas anteriormente y limpian la ventana "Command Window" de Matlab.

```
Curvas=xlsread('Curvas.xlsx');  
ir=Curvas(:,1);  
is=Curvas(:,2);  
it=Curvas(:,3);
```

Luego, se realiza la importación de las curvas de corriente de Excel a una matriz de 3 columnas y 168 filas llamada "Curvas". Las columnas representan las fases y se utilizan para completar 3 vectores de 168 elementos cada uno, denominados "ir", "is" e "it". Una vez que se tienen todos los datos de las corrientes en 3 vectores, ya es posible calcular el índice de desequilibrio con las ecuaciones 2.2.2.1 – 2.2.2.8.

```
promedioparcial=(ir+is+it)/3;
for i=1:length(ir)
aux(i)=(abs(ir(i)-promedioparcial(i))/promedioparcial(i)+abs(is(i)-
promedioparcial(i))/promedioparcial(i)+abs(it(i)-
promedioparcial(i))/promedioparcial(i))/3)/(4/3);
end
desequilibrio=sum(aux)/i*100;
```

En el vector llamado “promedioparcial”, se ubican los 168 promedios de las 3 corrientes de fase, calculados con la ecuación 2.2.2.1. En el ciclo “for”, se realiza un bucle de 168 pasos, en cada uno de los cuales se calculan los índices parciales normalizados y finalmente, en la variable “desequilibrio”, se calcula el promedio de estos índices parciales, obteniendo el índice de desequilibrio normalizado.

```
PotenciaNominal=load('C:\TF_GIMENEZ\Potencia_Nominal.txt');
CorrienteNominal=PotenciaNominal/(400*sqrt(3));
Cargair=100*sum(ir)/(i*CorrienteNominal);
Cargais=100*sum(is)/(i*CorrienteNominal);
Cargait=100*sum(it)/(i*CorrienteNominal);
```

En este paso se calculan los porcentajes de carga promedio de cada fase del transformador. Primero se carga en la variable “PotenciaNominal” el valor de este dato propio del transformador. Para que esto se realice correctamente, es necesario crear en la carpeta de trabajo TF_GIMENEZ un archivo de texto denominado “Potencia_Nominal.txt” que contenga el valor de este dato obtenido del GIS, en [kVA]. Si se realiza el cálculo para otro transformador, el número escrito en este archivo de texto debe ser modificado a su correspondiente potencia nominal.

La corriente nominal del lado de baja tensión del transformador de distribución se calcula con la siguiente ecuación:

$$Corriente\ nominal\ [kA] = \frac{Potencia\ nominal\ [kVA]}{400\ [V] * \sqrt{3}} \quad (3.3.1.1)$$

Y el porcentaje de carga promedio es:

$$Porcentaje\ de\ carga = \frac{Promedio\ corriente\ de\ fase\ [kA]}{Corriente\ nominal\ [kA]} * 100 \quad (3.3.1.2)$$

Los 3 porcentajes se almacenan en las variables “Cargair”, “Cargais” y “Cargait”, y serán exportados más adelante, para poder llevar estos resultados al GIS.

También se explicó que se deben calcular otros parámetros relacionados con el desequilibrio de cargas como el índice parcial máximo, el percentil 95 y los valores que caen en los distintos intervalos.

```
maxdes=max(aux)*100;
```

Esta línea almacena en la variable “maxdes” el máximo índice parcial de desequilibrio en porcentaje, obtenido del vector auxiliar utilizado para calcular el índice total.

```
mediciones1=0;
mediciones2=0;
mediciones3=0;
mediciones4=0;
for j=1:length(aux)
    if aux(j)<=1/4
        mediciones1=mediciones1+1;
    else if aux(j)<=1/2
        mediciones2=mediciones2+1;
    else if aux(j)<=3/4
        mediciones3=mediciones3+1;
    else if aux(j)<=1
        mediciones4=mediciones4+1;
    end
end
end
end
porcentaje1=mediciones1/length(aux)*100;
porcentaje2=mediciones2/length(aux)*100;
porcentaje3=mediciones3/length(aux)*100;
porcentaje4=mediciones4/length(aux)*100;
```

Mediante esta serie de condicionales dentro de un bucle “for”, se obtiene la cantidad de índices parciales que se encuentran dentro de los intervalos 0%-25%, 25%-50%, 50%-75% y 75%-100%. El procedimiento consiste en recorrer los elementos del vector auxiliar utilizado anteriormente y analizar en qué intervalo se encuentra cada uno de estos elementos. Se utilizan 4 contadores que se inicializan en cero y van sumando uno, cada vez que una medición se encuentre en el intervalo correspondiente. Finalmente, los porcentajes se obtienen dividiendo el resultado final de cada contador, entre la cantidad de mediciones.

```
ordenado=sort(aux);
percentil=ordenado(160)*100;
```

El percentil 95 se almacena en la variable “percentil” y surge del valor del índice por debajo del cual se encuentran el 95% de las mediciones, luego de haber ordenado los 168 índices parciales de menor a mayor.

El comando “sort” ordena los datos del vector auxiliar y este nuevo vector ordenado de 168 elementos se almacena en la variable “ordenado”. Luego, el percentil 95 es el dato que está en la posición 160, ya que:

$$168 * 0,95 = 159,6$$

Una vez obtenidas todas las variables buscadas, es necesario exportarlos a algún archivo que sea posible leer desde el GIS. Para esto, se utilizan los siguientes comandos que crean un archivo de texto en la carpeta de trabajo y escriben los resultados finales de las variables en el mismo.

```
salida=fopen('C:\TF_GIMENEZ\Salida.txt','w');
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',desequilibrio);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',porcentaje1);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',porcentaje2);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',porcentaje3);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',porcentaje4);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',maxdes);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',percentil);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',Cargair);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',Cargais);
fprintf(salida,'%3.2f\r\n',Cargait);
fclose(salida);
```

El comando “fopen” abre el archivo y “fclose” lo cierra una vez terminada la exportación. La variable “salida” es la que contiene el archivo de texto. Mediante “fprintf” se escribe al archivo y “%3.2f\r\n” indica que las variables pueden contener hasta 3 dígitos no decimales y 2 decimales, y que luego de escribir una variable se debe pasar a la línea siguiente.

El archivo de texto creado “Salida.txt” no debe eliminarse de la carpeta de trabajo en ningún momento. Si se realiza una segunda simulación con diferentes datos, Matlab reemplazará el texto con los nuevos resultados, sobrescribiendo el archivo anterior.

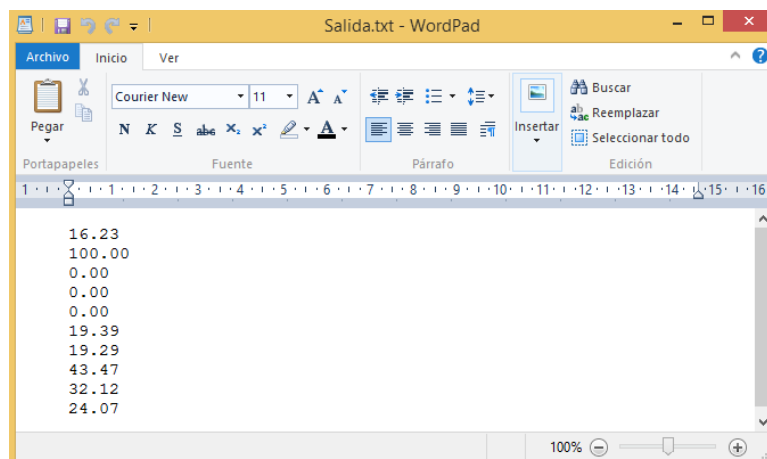


Figura 3.3.9 – Ejemplo archivo de salida.

Por último, para ayudar a comprender la situación, se crean tres gráficos que muestran la evolución de la corriente eficaz a lo largo de la semana. Un gráfico es para los días de la semana, otro para el día sábado y el último para el domingo.

```
x=(0:167)';

figure(3)
xd=x-144;
plot(xd,ir*1000,xd,is*1000,xd,it*1000,'linewidth',2)
title('Curvas de corriente día domingo');
xlabel('HORA');
ylabel('CORRIENTE [A]');
legend('IR','IS','IT','location','northeastoutside');
set(gca,'fontsize',(15));
xlim([0,24]);
grid on;

figure(2)
xs=x-120;
plot(xs,ir*1000,xs,is*1000,xs,it*1000,'linewidth',2)
title('Curvas de corriente día sábado');
xlabel('HORA');
ylabel('CORRIENTE [A]');
legend('IR','IS','IT','location','northeastoutside');
set(gca,'fontsize',(15));
xlim([0,24]);
grid on;

figure(1)
plot(x,ir*1000,x,is*1000,x,it*1000,'linewidth',2)
title('Curvas de corriente día de semana');
xlabel('HORA');
ylabel('CORRIENTE [A]');
legend('IR','IS','IT','location','northeastoutside');
set(gca,'fontsize',(15));
xlim([0,24]);
grid on;
```

Los comandos utilizados realizan diferentes acciones como configurar los ejes, definir los títulos del gráfico y de los ejes, escribir y posicionar la leyenda y seleccionar el tamaño de la fuente. La corriente se muestra en Amperes y el tiempo en horas.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

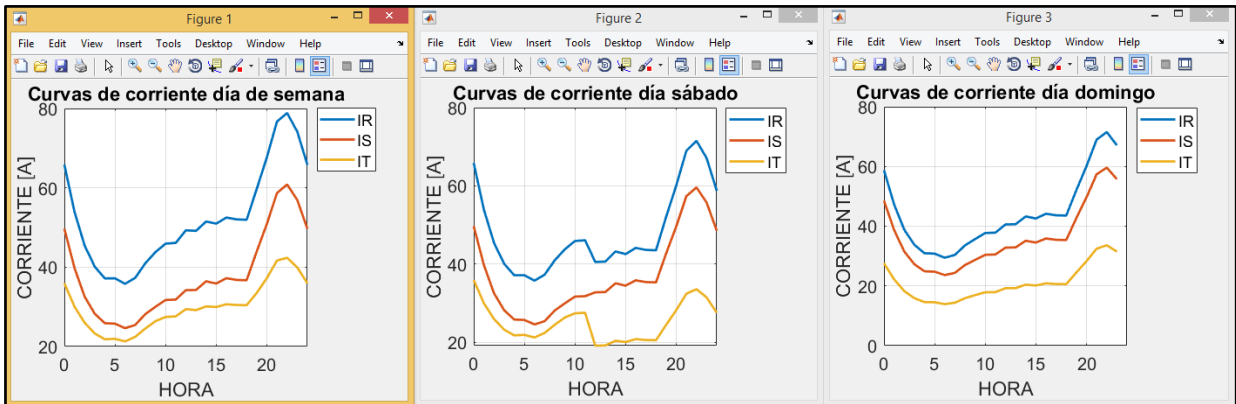


Figura 3.3.10 – Ejemplo gráficos.

Con estas líneas finaliza el código, que para ejecutarlo se debe presionar la opción “Run” de la pestaña “Editor”:



Figura 3.3.11 – Ejecución del código de Matlab.

Una vez ejecutado el código, Matlab realizará todas las acciones explicadas, leyendo el libro de Excel con los datos, calculando los índices, exportando los resultados al archivo de texto “Salida.txt” y creando los gráficos.

3.4 – Visualización de resultados en el GIS

El último paso de la metodología consiste en visualizar en el GIS los resultados obtenidos con la ayuda de Matlab.

Como los resultados se encuentran en un archivo de texto fuera de AutoCAD, se hace uso de un código de programación en el lenguaje AutoLISP, que permite realizar comandos dentro de AutoCAD y también realizar acciones como leer los datos de un archivo de texto externo.

Para que el código funcione correctamente, se debe crear un bloque externo a AutoCAD, con el nombre “Resultado.dwg” y que se encuentre dentro de la carpeta de trabajo TF_GIMENEZ. El código permite importar los datos del archivo de texto obtenido de Matlab, como los atributos de este bloque externo.

El bloque contiene algunos textos fijos y otros lugares donde se posicionarán los atributos, que se ven con la palabra “DATO” seguida por un número del 1 al 10, ya que son 10 los resultados obtenidos de Matlab.

RESULTADOS					
ÍNDICE			DATO1		
DATO2	DATO3	DATO4	DATO5		
MÁXIMO	DATO6	PERCENTIL 95	DATO7		
IR	DATO8	IS	DATO9	IT	DATO10

Figura 3.4.1 – Bloque de resultados en el GIS.

Como se puede observar, el orden de los datos no es aleatorio, sino que coinciden con orden en el que se escriben los resultados desde Matlab al archivo de texto “Salida.txt” en la sección correspondiente del código.

Por lo tanto, los atributos significan lo siguiente:

- DATO1: índice de desequilibrio normalizado
- DATO2: porcentaje de índices parciales en el intervalo 0%-25%.
- DATO3: porcentaje de índices parciales en el intervalo 25%-50%.
- DATO4: porcentaje de índices parciales en el intervalo 50%-75%.
- DATO5: porcentaje de índices parciales en el intervalo 75%-100%.
- DATO6: máximo índice parcial de desequilibrio.
- DATO7: percentil 95
- DATO8: porcentaje de carga promedio de la fase R.
- DATO9: porcentaje de carga promedio de la fase S.
- DATO10: porcentaje de carga promedio de la fase T.

Los datos 2, 3, 4 y 5 tienen color, para ayudar visualmente a la interpretación del problema. Como cada uno de estos valores representa un porcentaje diferente del total de 168 índices, la suma de estos 4 porcentajes será en todos los casos 100%. De esta manera, números altos en colores verde o amarillo harán suponer rápidamente que existen muchos índices de desequilibrio bajos, indicando una situación favorable. Por el contrario, porcentajes altos en los colores naranja y rojo indicarán que hay una situación de desequilibrio que es necesario corregir.

Aunque también es importante prestar atención a los valores numéricos de los índices y no solamente a los colores, estos ayudan a obtener una interpretación rápida de la situación.

A continuación, se muestra el código en lenguaje AutoLISP que importará este bloque con sus atributos, para insertarlo en el GIS y visualizar los resultados:

(defun c:INRESULT())

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

```
(setq attdia_before (getvar "attdia"))
(setq attreq_before (getvar "attreq"))
(lee_txt)
(setvar "attdia" 0)
(setvar "attreq" 1)
(command "_insert" "Resultado" pause "" "" "" Dato1 Dato2 Dato3 Dato4 Dato5 Dato6 Dato7 Dato8 Dato9
Dato10)
(setvar "attdia" attdia_before)
(setvar "attreq" attreq_before)

)
(defun Lee_txt ()
(setq ruta-informes "C:\\TF_GIMENEZ")
(IF (setq archTXT (open (strcat ruta-informes "\\Salida.txt")
"r"
)
)
)
)
(PROGN
(setq texto "      sigre" nr 0)
(setq fich_item (read-line archTXT))
(setq fich_list '())
(while fich_item

(setq texto fich_item nr (+ nr 1))
(if (= 1 nr) (setq dato1 texto))
(if (= 2 nr) (setq dato2 texto))
(if (= 3 nr) (setq dato3 texto))
(if (= 4 nr) (setq dato4 texto))
(if (= 5 nr) (setq dato5 texto))
(if (= 6 nr) (setq dato6 texto))
(if (= 7 nr) (setq dato7 texto))
(if (= 8 nr) (setq dato8 texto))
```



```
(if (= 9 nr) (setq dato9 texto))  
(if (= 10 nr) (setq dato10 texto))  
  
(setq fich_item (read-line archTXT))  
)  
(close archTXT)  
)  
(ALERT "No se encontró Salida.txt")  
)  
)
```

El código llamado "INRESULT" sirve para importar el bloque llamado "Resultado" con sus 10 atributos y utiliza un programa auxiliar denominado "Lee_txt" que realiza una serie de acciones: primero verifica si existe el archivo de texto llamado "Salida.txt" en la carpeta especificada y muestra un mensaje de error si no se encuentra. En el caso de encontrarlo, lee los primeros 10 renglones y almacena sus valores para que puedan ser utilizados en el código principal "INRESULT".

Para poder utilizar este código y que funcione el comando INRESULT, primero debe cargarse con el comando de AutoCAD "_appload". Esta acción se incluirá en el menú personalizado y en el capítulo 4 se mostrará de qué manera debe utilizarse.

Una vez cargado que el código esté cargado, con el comando "_inresult" el bloque puede ingresar al programa, con los atributos obtenidos del archivo de texto "Salida.txt". Este paso también se realizará a través de una de las opciones del menú personalizado.

3.4.1 – Creación de menú personalizado

Para facilitar los pasos y disminuir la posibilidad de errores, tanto en la obtención de resultados como en la importación de los mismos al GIS, se creó un menú personalizado en AutoCAD que permite realizar en orden algunos pasos del procedimiento.

Además de la automatización de comandos propios de AutoCAD, también es posible ejecutar programas externos desde AutoCAD sin necesidad de cerrar el programa. Entre estos se encuentran comandos del sistema operativo Windows como "start" o "copy", procesadores de texto como Word o planillas de cálculo como Excel [21].

Las definiciones de los comandos externos se encuentran en el archivo llamado "acad.pgp". La forma de abrirlo es a través del menú "Tools", seguido por las opciones "Customize" y "Edit Program Parameters (acad.pgp)":

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

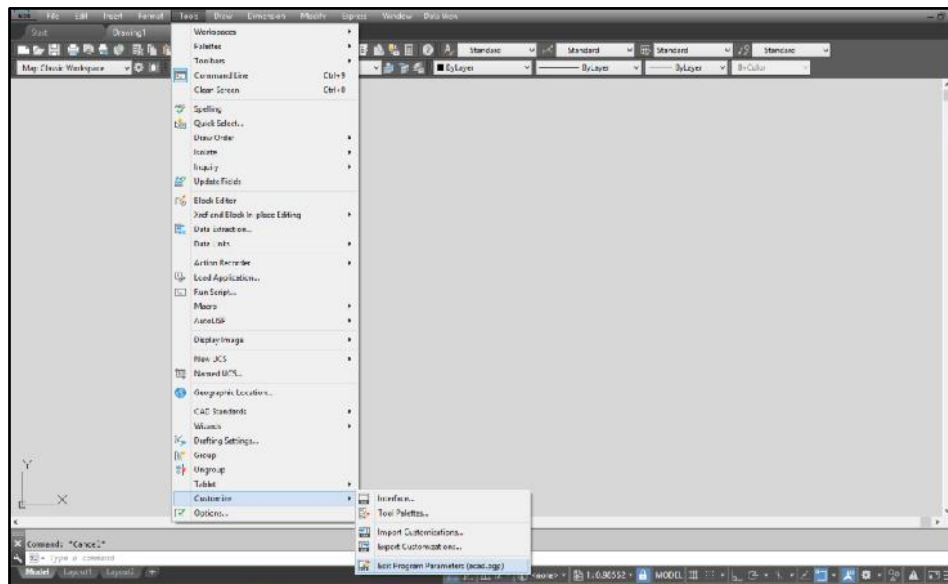


Figura 3.4.1.1 – Ingreso al archivo acad.pgp.

Una vez abierto, se agregan dos líneas con los comandos creados “Curvas” y “Desequilibrio” en la sección del archivo donde ya existen comandos similares para abrir, por ejemplo, el bloc de notas.

Estas dos líneas se deben ver exactamente como se muestra en la siguiente figura, donde el comando de Windows “Start” significa que se debe iniciar el archivo que se indica a continuación, dentro de la carpeta de trabajo:

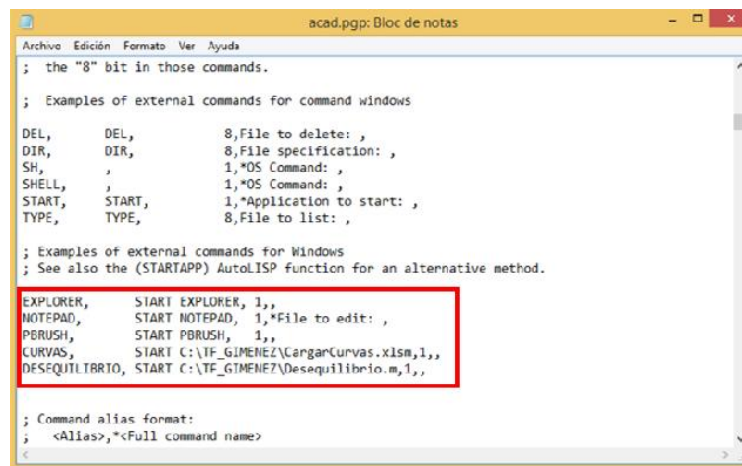
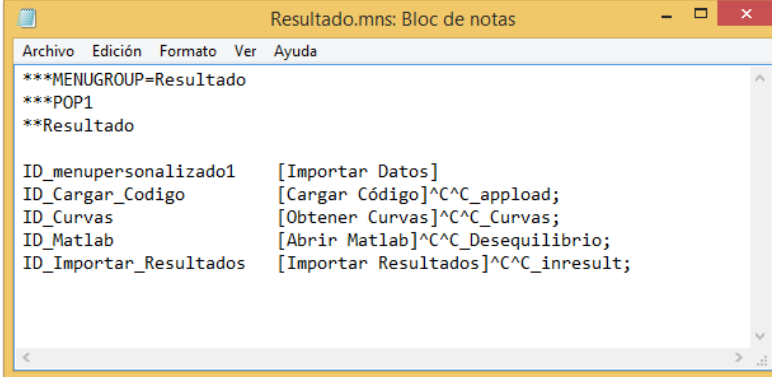


Figura 3.4.1.2 – Comandos externos en acad.pgp.

De esta manera, guardando el archivo acad.pgp, se han creado dos comandos nuevos de AutoCAD. El comando “Curvas” abrirá el archivo de Excel que ejecuta automáticamente la macro para guardar los datos obtenidos de la simulación de DlgSILENT. Mientras que el comando “Desequilibrio” abre el Matlab para que sea más fácil acceder a él.

Luego, se puede personalizar un menú de AutoCAD que contenga estos nuevos comandos creados y otros pasos necesarios para facilitar el proceso. La manera de hacerlo es abriendo cualquier editor de texto y guardarlo en la carpeta de trabajo con el nombre de “Resultado.mns”. Esta extensión permitirá a AutoCAD cargarlo en la barra de menús de la manera en que se haya configurado.

Dentro del archivo mns se deben indicar las opciones que brindará este menú personalizado y los comandos que debe ejecutar cada una de ellas. En este caso, el menú se llamará “Importar Datos” y tendrá 4 opciones en un orden conveniente para evitar errores en la ejecución de los programas.



```
***MENUGROUP=Resultado
***POP1
**Resultado

ID_menupersonalizado1 [Importar Datos]
ID_Cargar_Codigo [Cargar Código]^C^C_appload;
ID_Curvas [Obtener Curvas]^C^C_Curvas;
ID_Matlab [Abrir Matlab]^C^C_Desequilibrio;
ID_Importar_Resultados [Importar Resultados]^C^C_inresult;
```

Figura 3.4.1.3 – Archivo mns.

En las primeras 3 líneas se define el nombre con el que AutoCAD cargará el menú y también se indica que se trata de un menú desplegable. En las siguientes líneas se indica primero el nombre con el que se verá el menú en la barra y luego las 4 opciones que mostrará:

- Cargar Código: ejecutará el comando “_appload” que permitirá cargar el código de programación en Vliisp para luego poder importar el bloque con los resultados. Es necesario ejecutar este comando solamente la primera vez que se utiliza el programa.
- Obtener Curvas: ejecutará el comando creado “_Curvas” para abrir el Excel que ejecuta la macro que lee los resultados de la simulación.
- Abrir Matlab: ejecutará el comando creado “_Desequilibrio” que abrirá el Matlab.
- Importar Resultados: ejecutará el comando “_inresult” creado en el código Vliisp, para importar el bloque con todos los resultados.

Los proyectos de DIgSILENT no se abren como cualquier otro programa y es por este motivo que no se puede automatizar esta acción. Para realizar la simulación, es necesario abrir DIgSILENT y el archivo con la red digitalizada de manera externa a AutoCAD.

Para cargar el menú personalizado al entorno de AutoCAD Map, se debe ingresar el comando “_menuload”. Esto abrirá un cuadro de diálogo en el que se debe indicar la ruta del archivo mns creado y luego seleccionar la opción “Load”:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

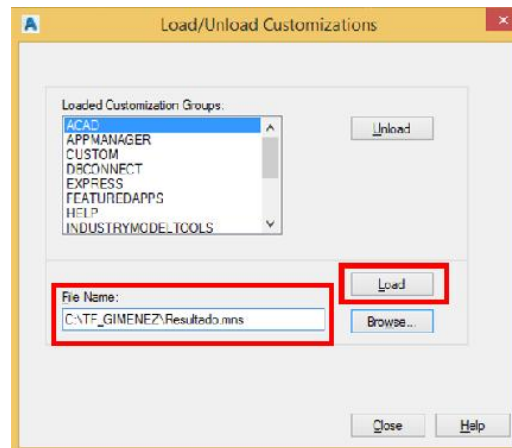


Figura 3.4.1.4 – Carga del menú personalizado.

De esta manera, en la barra de menús de AutoCAD aparecerá también el menú personalizado:

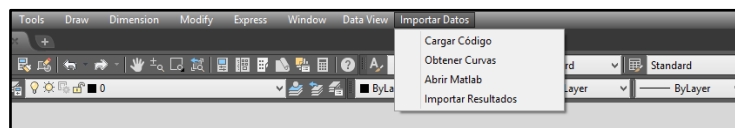


Figura 3.4.1.5 – Menú personalizado.

Con esto concluye la metodología y los programas quedan listos para su utilización. En el siguiente capítulo, se muestra el ejemplo de un cálculo completo de todos los índices, empezando por la carga del código Vllisp y finalizando en la importación y el análisis de los resultados en el GIS.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

4 – Ejemplo de un cálculo completo

El procedimiento comienza en DlgSILENT con el archivo que contiene digitalizada la subestación transformadora y la red de baja tensión a la que abastece. A diferencia de otros programas, en DlgSILENT los archivos no se abren y se editan, sino que se trabaja con proyectos que son importados al entorno de trabajo y luego son activados.

El archivo con el que se trabaja en este proyecto final se encuentra en la carpeta TF_GIMENEZ y se importa desde el menú “File” de DlgSILENT, seguido por “Import” y “Data”:

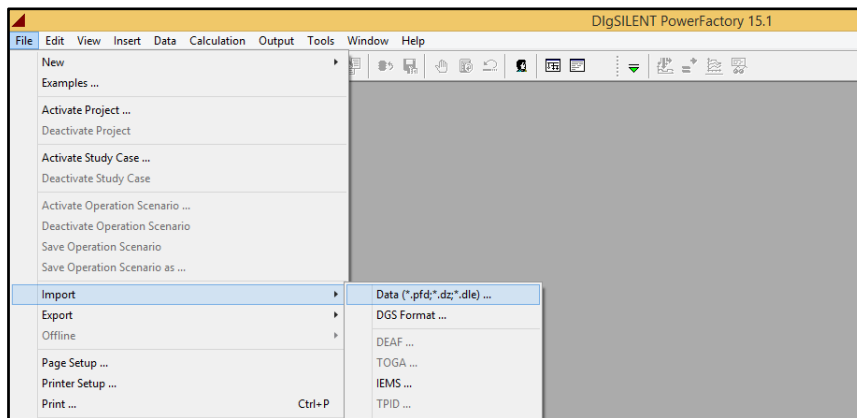


Figura 4.1 – Importación de la red digitalizada.

Se busca el archivo con la red digitalizada y se presiona la opción “Abrir”:

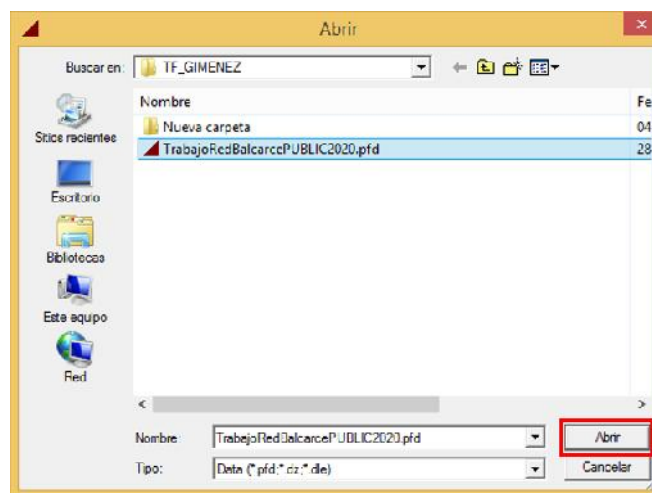


Figura 4.2 – Abrir archivo pfd.

Luego, se elige “Execute” para completar la importación:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

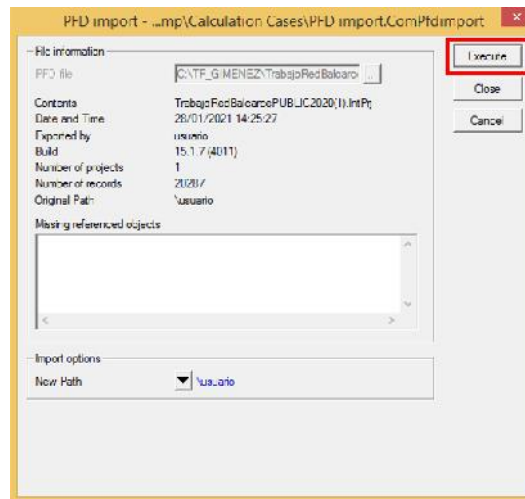


Figura 4.3 – Confirmación de la importación.

Una vez importado el archivo, aparecerá en la barra de mensajes un texto con el comentario de que no ha habido errores y aparecerá en azul el nombre que DigSILENT le ha asignado al proyecto:

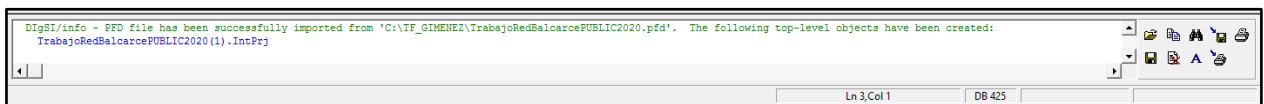


Figura 4.4 – Nombre del proyecto.

Luego, el proyecto debe ser activado. Para esto, se vuelve a utilizar el menú “File”, pero esta vez seguido de “Activate Project”:

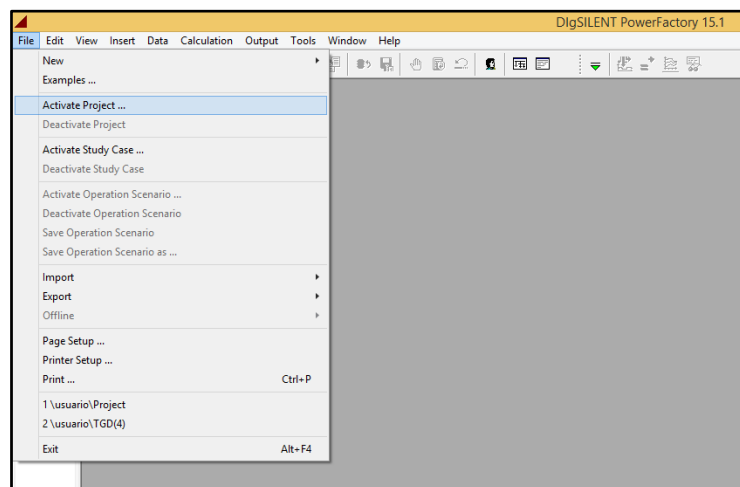


Figura 4.5 – Activación del proyecto.

Se selecciona el proyecto con el nombre mostrado en la Figura 4.4 y se selecciona “OK”:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

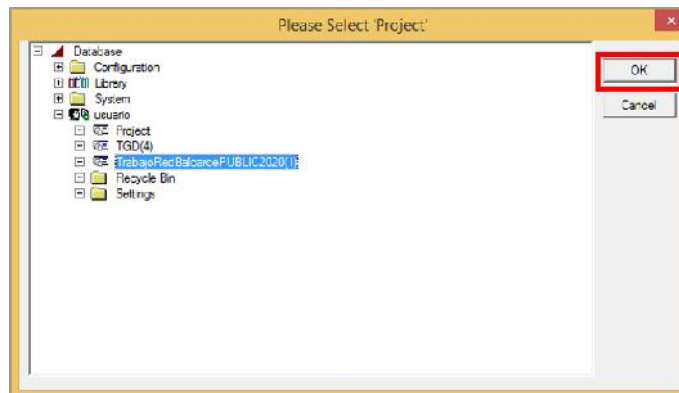


Figura 4.6 – Selección del proyecto.

Una vez realizados estos pasos, la subestación digitalizada aparecerá en el entorno de trabajo:

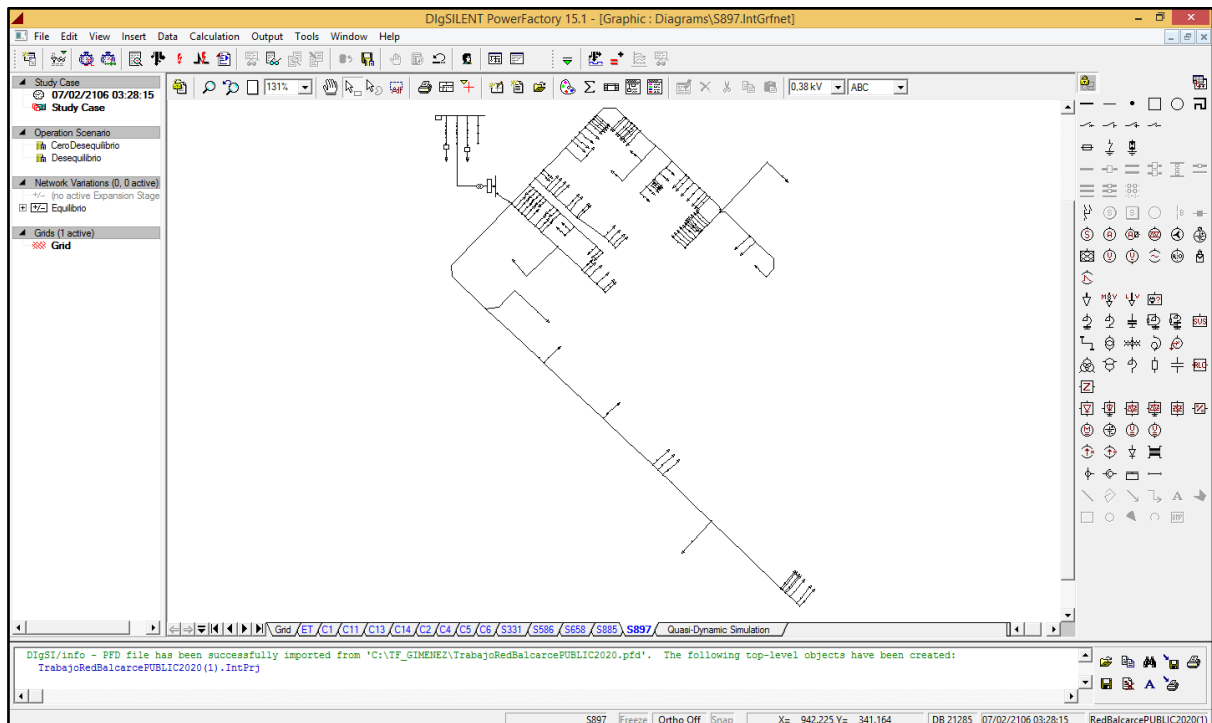


Figura 4.7 – Subestación transformadora digitalizada.

Esta red tiene cargados los datos verdaderos del GIS, como se explicó en la sección 3.2, por lo que la situación representada es la actual del transformador en estudio. Más adelante en este mismo capítulo se mostrará la forma de realizar algunos cambios en la red y ejecutar nuevamente la simulación, para ver cómo se modifican los parámetros de desequilibrio.

El siguiente paso es ejecutar la simulación cuasi-dinámica para obtener las curvas de corriente de fase que está entregando el transformador de distribución:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

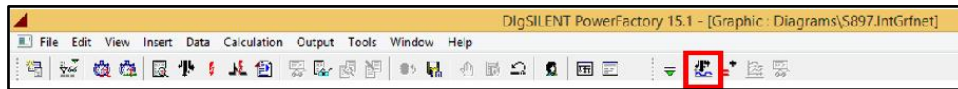


Figura 4.8 – Ejecución de la simulación cuasi-dinámica.

Luego, se debe revisar si la configuración de la simulación es la explicada en la sección 3.2, para que la simulación considere el desequilibrio de las cargas y realice cálculos durante una semana, cada 60 minutos.

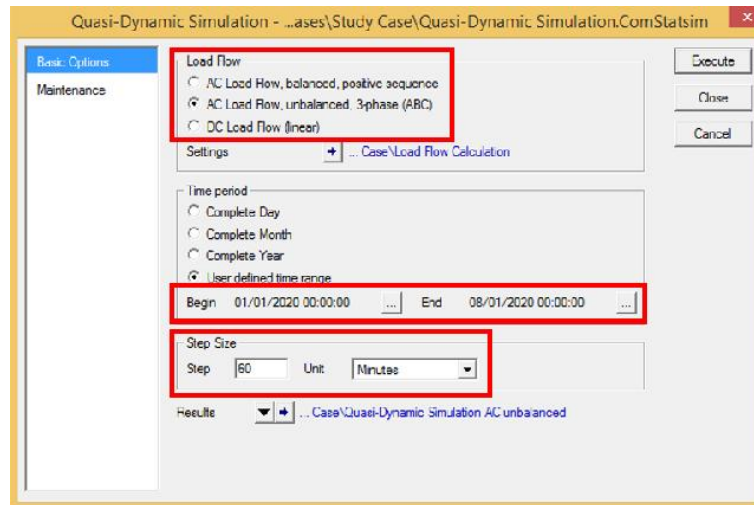


Figura 4.9 – Configuración de la simulación cuasi-dinámica.

Si la simulación se ejecuta correctamente, el mensaje aparecerá en la barra de mensajes, y las curvas se crearán en la pestaña “Quasi-Dynamic Simulation”:

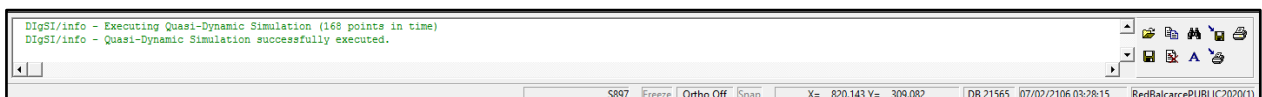


Figura 4.10 – Simulación cuasi-dinámica ejecutada.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

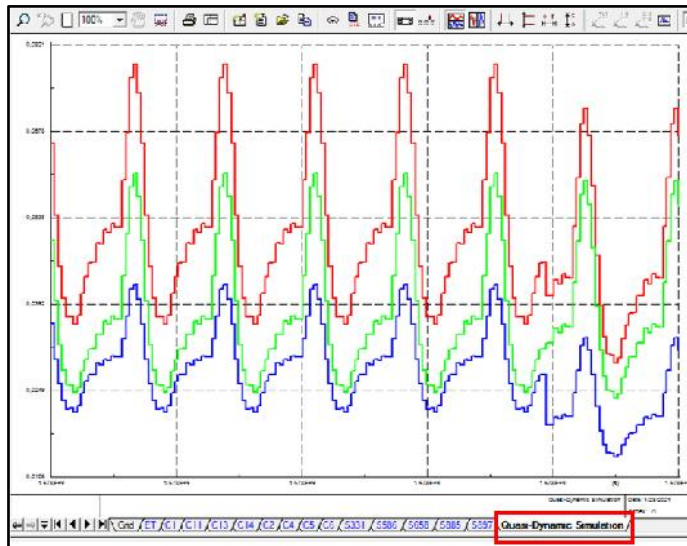


Figura 4.11 – Curvas resultantes de la simulación.

Estas curvas se exportan al archivo .csv con el botón secundario y la opción “Export” del menú contextual:

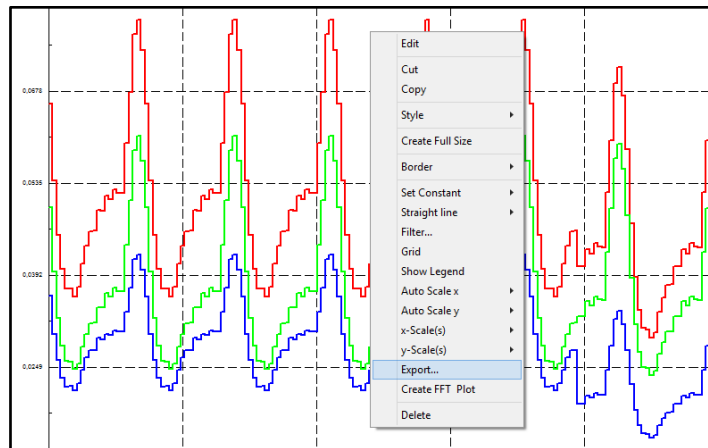


Figura 4.12 – Exportación de resultados de la simulación.

Antes de ejecutar la exportación, se debe revisar que estén seleccionadas las opciones correctas para generar un archivo de extensión .csv en la carpeta de trabajo, con el nombre “Curvas”. Por último, se presiona la opción “Execute”.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

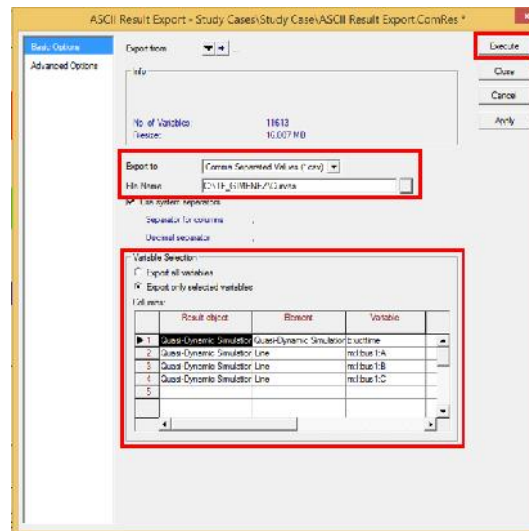


Figura 4.13 – Revisión de la configuración de la exportación.

Aquí termina por el momento el trabajo en DigSILENT y los próximos pasos son en AutoCAD Map.

Se abre el archivo con la red de Balcarce, que también se encuentra en la carpeta de trabajo TF_GIMENEZ. Si es la primera vez que se utiliza el programa, el menú personalizado “Importar Datos” no aparecerá en la barra de menús y se debe cargar como se explicó en la sección 3.4.1. Una vez cargado, se verá en la parte superior del entorno:

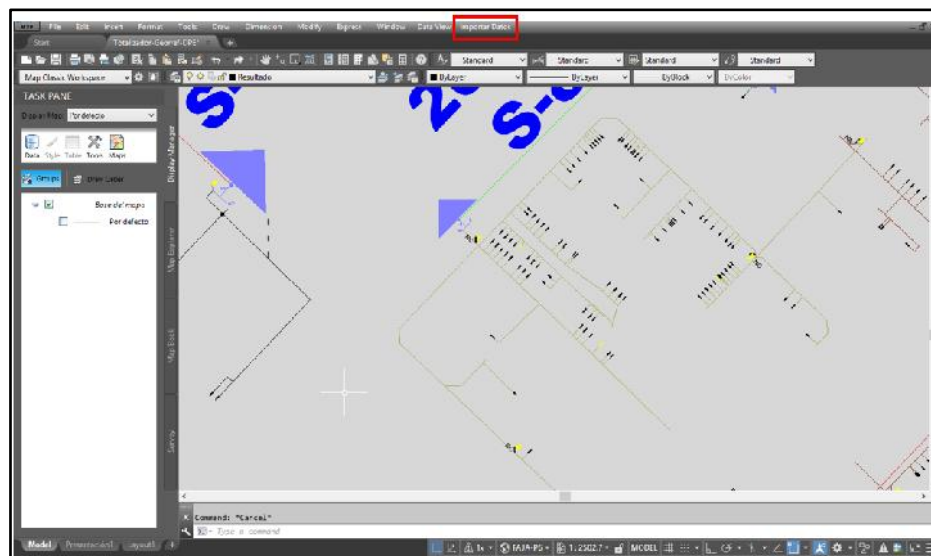


Figura 4.14 – Entorno de AutoCAD y vista del menú personalizado.

El primer paso se debe realizar solamente la primera vez que se utiliza el programa y sirve para cargar el código en lenguaje Visp que permitirá después insertar el bloque creado, con los resultados de los índices de desequilibrio y porcentajes de carga:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

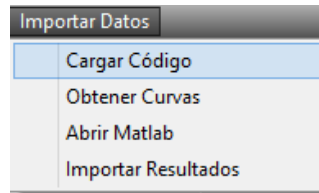


Figura 4.15 – Cargar Código Vllisp.

En el cuadro de diálogo se debe seleccionar la opción “Contents”, luego el botón “Add” y buscar el archivo “In_resultados.lsp” para cargarlo automáticamente la próxima vez que se abre AutoCAD.

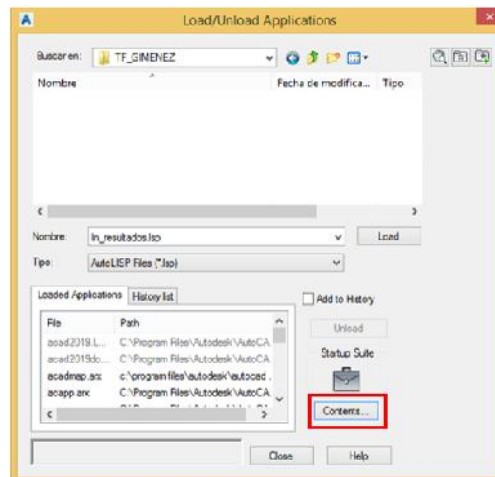


Figura 4.16 – Carga del código, paso 1.

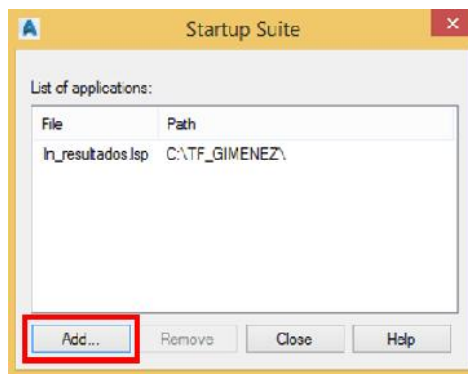


Figura 4.17 – Carga del código, paso 2.

Una vez realizado este paso, se debe cerrar y volver a abrir AutoCAD. En el caso de que aparezca un mensaje preguntando si el archivo “In_resultados.lsp” desea cargarse, se selecciona “Cargar siempre” (o “Always Load”). De esta manera, el archivo con el código Vllisp se cargará automáticamente cada vez que se vuelva a abrir AutoCAD.

El siguiente paso del menú personalizado es la opción Obtener Curvas, que abrirá el libro de Excel que ejecutará la macro para obtener los datos de las corrientes y guardarlos:

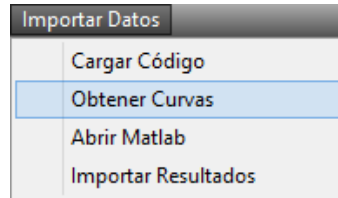


Figura 4.18 – Opción Obtener Curvas.

Un mensaje en la pantalla preguntará si se quiere sobrescribir el archivo "Curvas.xlsx". Esto se debe a que cada vez que se ejecuta esta opción, las curvas son guardadas en un libro de Excel con el mismo nombre, para que Matlab pueda leerlas a continuación. Se debe elegir "Sí" y luego cerrar los 2 archivos de Excel que se abrieron:

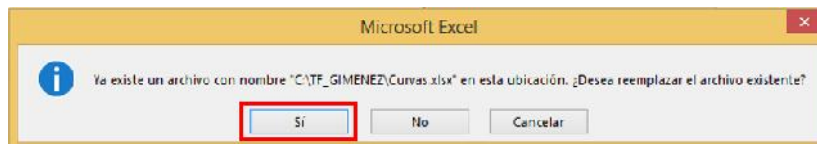


Figura 4.19 – Guardado del archivo de Excel con las curvas.

Una vez que los datos de las corrientes de fase están guardados en el libro de Excel con nombre "Curvas.xlsx", se debe ejecutar el código de Matlab que permita procesar estos datos y obtener los resultados. Para eso, se elige la tercera opción del menú personalizado, Abrir Matlab:

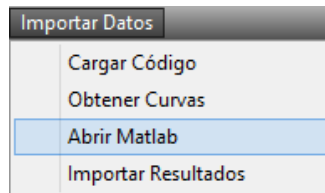


Figura 4.20 – Opción Abrir Matlab.

Una vez abierto el archivo "Desequilibrio.m", se debe ejecutar el código desde la pestaña "Editor" y la opción "Run":

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

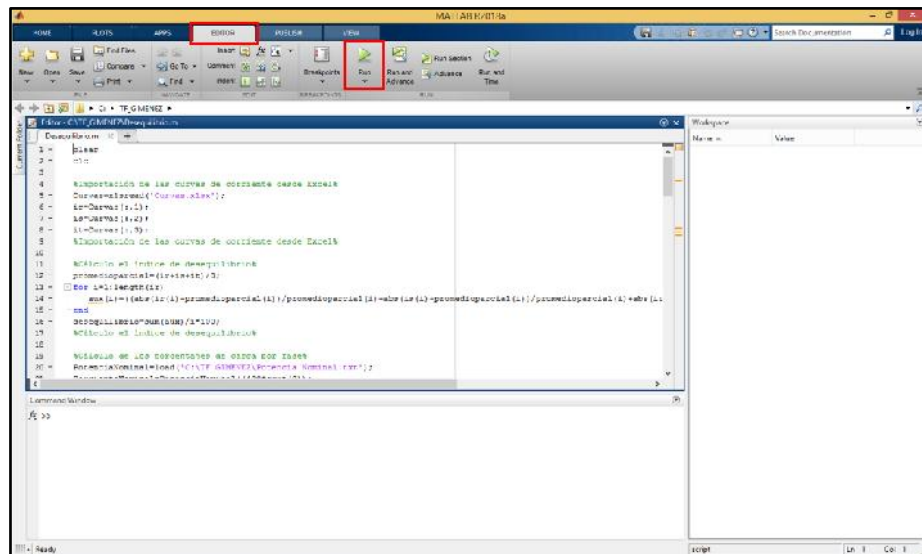


Figura 4.21 – Ejecución del código de Matlab.

Las líneas del código que se encuentran en verde y entre signos de porcentaje no fueron mostradas en la sección 3.3.1, ya que son comentarios para ayudar en la interpretación del código, pero no cumplen ninguna función.

Cuando el código termina de ejecutarse, aparecerán en pantalla las curvas de corriente en Amperes a lo largo de un día de semana, un día sábado y un día domingo:

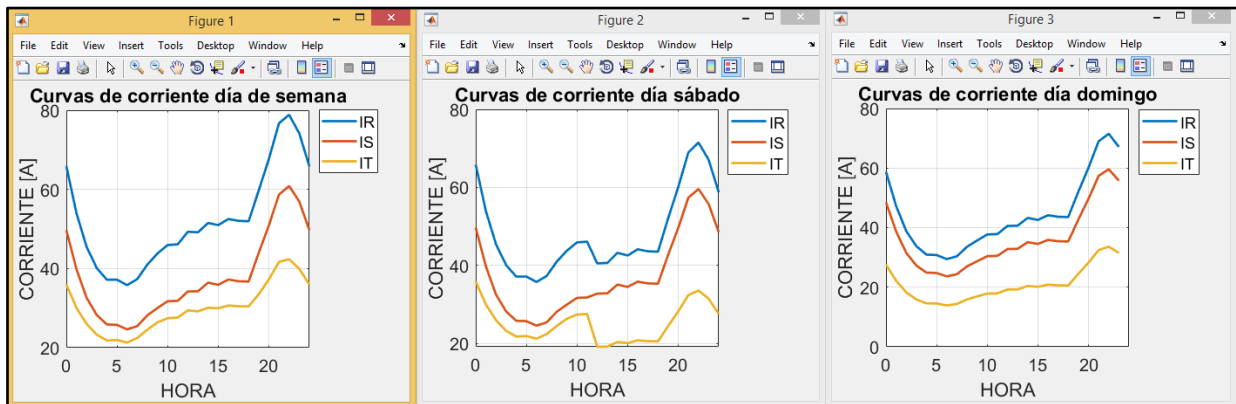


Figura 4.22 – Resultados de la simulación en Matlab.

Como se puede observar, durante toda la semana la corriente de la fase R es la mayor, mientras que la de la fase T es la menor. Esta observación cobrará importancia a continuación, cuando se busque disminuir el desequilibrio de cargas.

Por otro lado, los resultados de los parámetros relacionados con el desequilibrio y los porcentajes de carga promedio fueron exportados al archivo “Salida.txt”, por lo que están listos para ser importados al GIS con la última opción del menú personalizado, llamada Importar Resultados:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

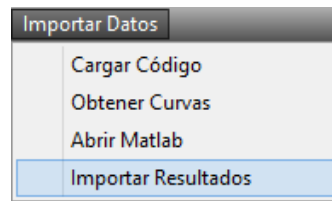


Figura 4.23 – Opción Importar Resultados.

El bloque con los resultados se insertará en el lugar que el usuario desee, en la capa llamada “Resultado”. En este caso, se insertó al lado del transformador en estudio:

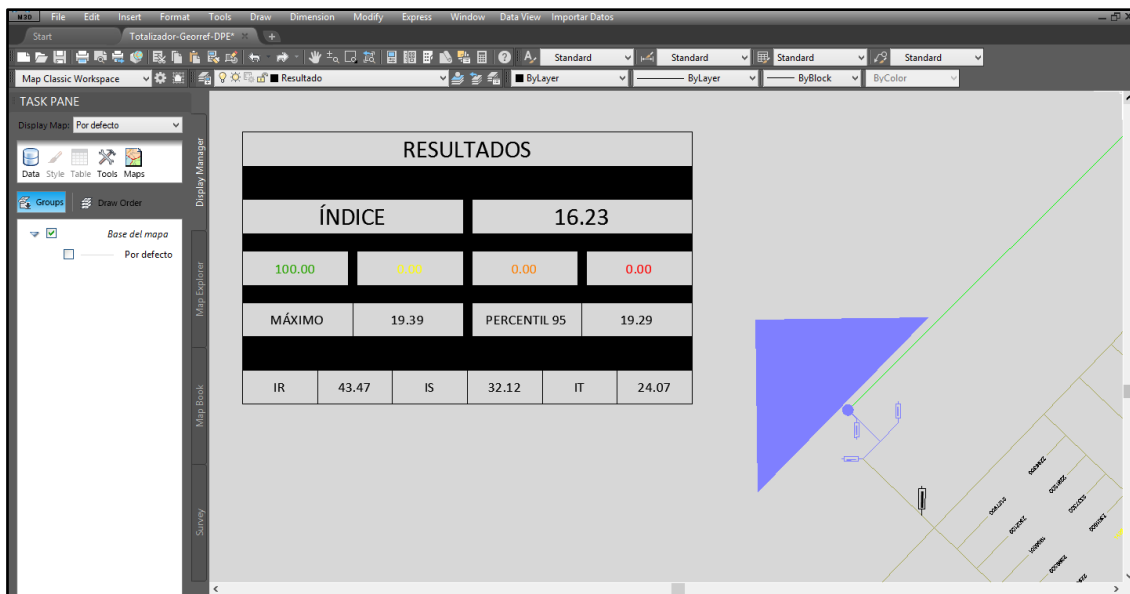


Figura 4.24 – Resultados.

La interpretación de los resultados es la siguiente:

- El índice de desequilibrio normalizado, promedio de todos los índices parciales, resulta 16,23%.
- El 100% de las 168 mediciones tiene un índice parcial de desequilibrio entre el 0% y 25%, y no existen mediciones en el resto de los intervalos.
- El máximo índice parcial de desequilibrio es 19,39%.
- El percentil 95 de los índices parciales es 19,29%, por lo que se puede asegurar que existe un 95% de índices parciales menores o iguales a este valor.
- Los porcentajes de carga promedio de las fases R, S y T son 43,47%, 32,12% y 24,07%, respectivamente.

En este caso, los índices de desequilibrio tienen valores bajos. El máximo índice y el percentil 95 tampoco presentan valores elevados, sino cercanos al promedio, lo que indica que en ningún momento de la semana el desequilibrio es alto. Esto también es congruente con las curvas observadas en la Figura 4.22, donde se observan algunas diferencias entre las curvas, pero no significativas.

Este podría ser el final de los cálculos, pero uno de los objetivos de este trabajo es plantear maniobras en la red para equilibrar la carga y estudiar las modificaciones que se produzcan en los parámetros de desequilibrio.

Por lo tanto, y teniendo en cuenta que la fase R es la más cargada, como se mencionó anteriormente, se pueden reasignar algunas cargas de la fase R a alguna de las otras fases, en especial a la fase T, que resultó ser la menos cargada.

4.1 – Ejemplos con variaciones en la red eléctrica

Para realizar maniobras hipotéticas en la carga y estudiar qué influencia tendrían sobre los parámetros de desequilibrio, es necesario volver a utilizar DlgSILENT. Como uno de los datos cargados en la digitalización es la fase de la que toman energía los usuarios, modificando este parámetro se puede volver a realizar la simulación, extraer los datos y obtener resultados diferentes.

DlgSILENT cuenta con una herramienta que permite guardar diferentes escenarios con cambios en la red. Por ejemplo, se pueden modificar las fases de una o más cargas, poner fuera de servicio algún tramo de la red, o cambiar la potencia que demanda alguna carga.

Existen dos tipos de modificaciones que se pueden guardar: variaciones y escenarios. Cada una de ellas permite diferentes cambios y ambas pueden activarse y desactivarse para realizar simulaciones independientes.

La primera modificación que se planteará en la red es una variación denominada “Equilibrio”. El objetivo es reducir los índices de desequilibrio obtenidos anteriormente y para esto se deben traspasar algunas cargas de la fase más cargada (la fase R) a las menos cargadas (S y T).

A la hora de la digitalización se asumió que las 10 cargas mostradas en la siguiente figura pertenecen a la fase R:

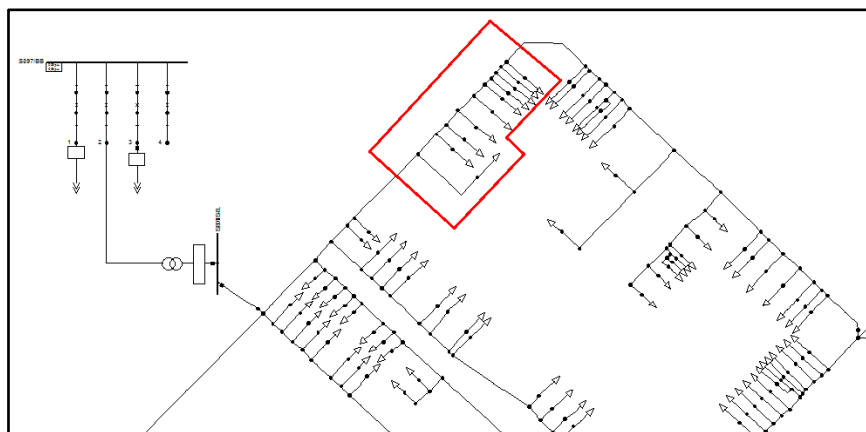


Figura 4.1.1 – Grupo de cargas pertenecientes a la fase R.

En una aproximación se puede considerar el traspaso de las 10 cargas a la fase menos cargada, la fase T. Pero luego de varias pruebas en la simulación, se concluyó que una mejor opción es traspasar 8 cargas a la fase T y 2 cargas a la fase S.

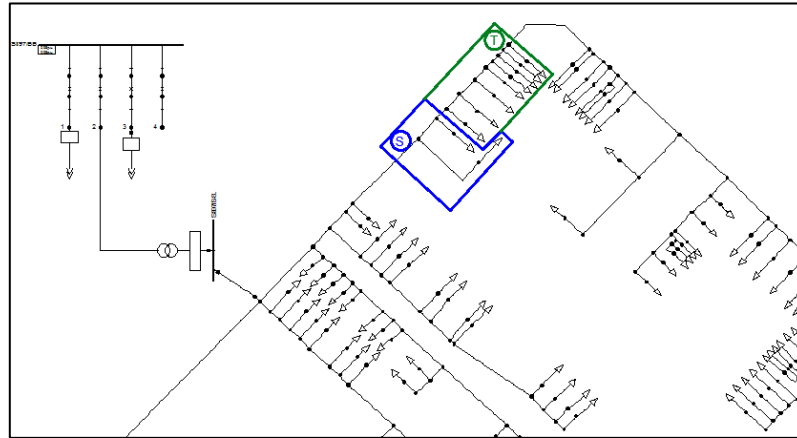


Figura 4.1.2 – Cambio de fases.

No es objetivo de este trabajo determinar la manera de distribuir las fases para que resulte en el mínimo desequilibrio posible de la red, ya que esto implicaría un trabajo más amplio, considerando todas las combinaciones posibles en la red que se está analizando. Sin embargo, se pueden realizar pruebas a través de las variaciones de DlgSILENT para intentar reducir el valor de los índices. En este caso se presenta un ejemplo en donde el cambio se verá reflejado en los resultados.

Las variaciones y escenarios se muestran en la parte izquierda de la pantalla y la forma de activarlos es a través del menú contextual:

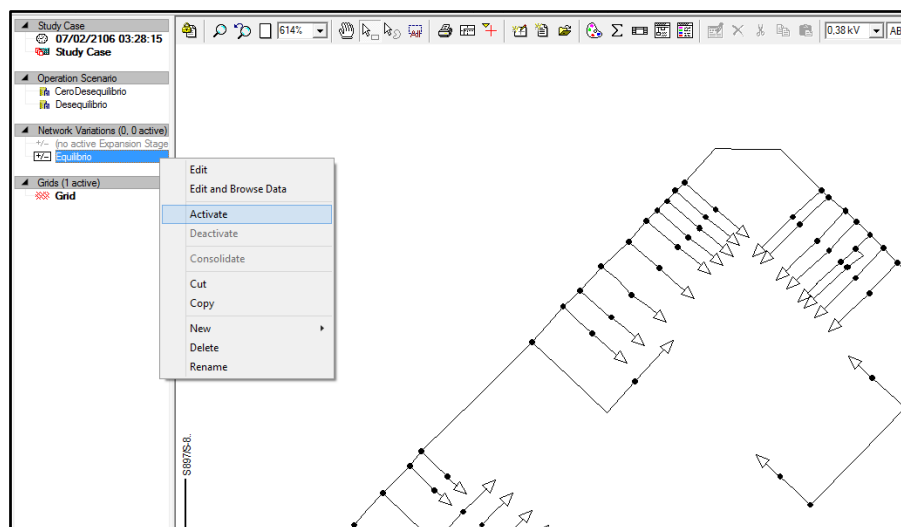


Figura 4.1.3 – Activación de la variación.

Los cambios en la red que se realicen con la variación activada quedarán guardados solamente dentro de esa variación y se eliminarán cuando la variación se desactive.

Para cambiar la fase de una carga con la variación activada, se debe seleccionar su acometida y luego cambiar su configuración:

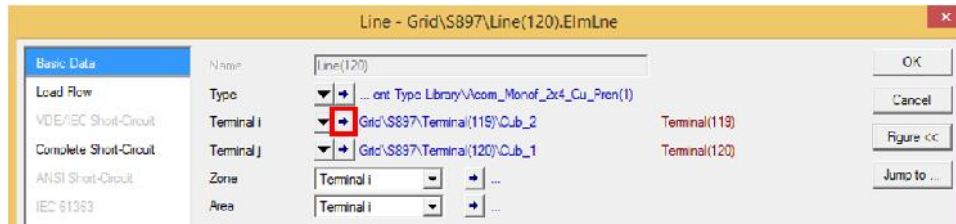


Figura 4.1.4 – Cambio de fase de la acometida.

Esto abrirá la configuración del terminal, en donde se puede cambiar la fase. Las letras a, b y c representan las fases R, S y T, respectivamente. En este caso se elige la fase S.

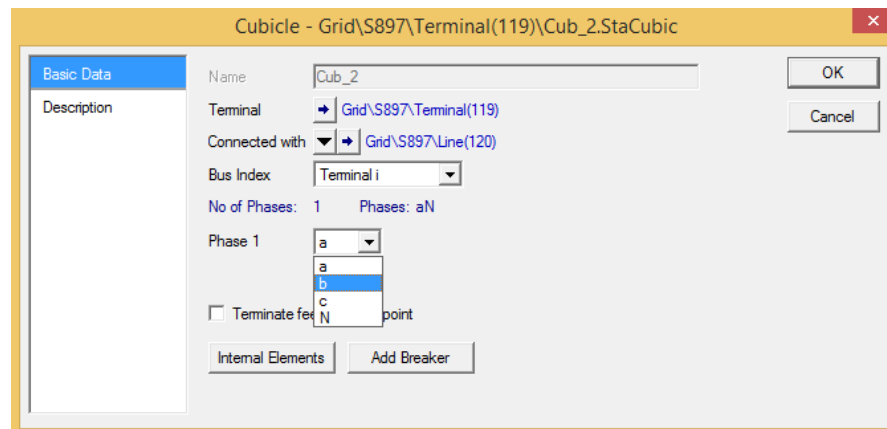


Figura 4.1.5 – Elección de la nueva fase de la acometida.

Estos cambios se pueden realizar para la cantidad de cargas que se deseen modificar. Una vez seleccionadas todas las nuevas fases, se vuelve a ejecutar la simulación cuasi-dinámica, que dará como resultado curvas de corriente diferentes al caso anterior.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

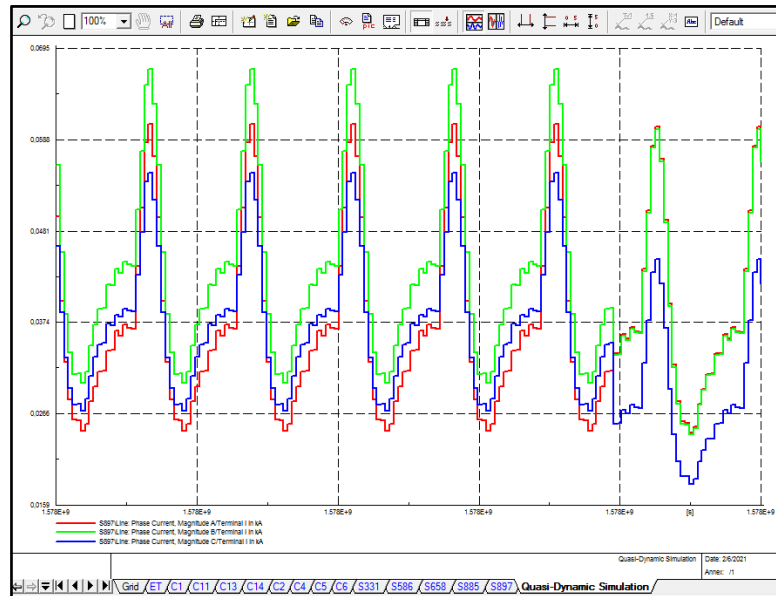


Figura 4.1.6 – Curvas resultantes de la simulación.

Los resultados de la simulación se exportan al archivo “Curvas.csv” al igual que en el caso anterior y luego se elige la opción Obtener Curvas del menú personalizado, para que los datos sean guardados en Excel:

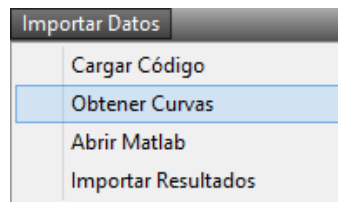


Figura 4.1.7 – Opción Obtener Curvas.

Al igual que antes, Excel ejecutará automáticamente la macro para leer los datos del archivo csv obtenido de DlgSILENT y guardarlos en un libro de Excel con el nombre “Curvas.xlsx”. Se vuelve a elegir sobrescribir el archivo para reemplazar los datos anteriores con los nuevos:

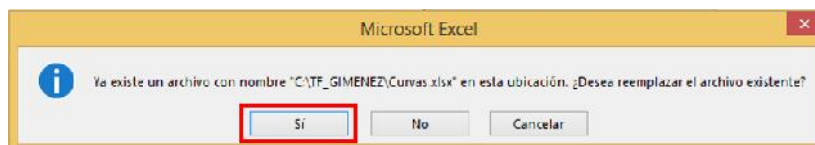


Figura 4.1.8 – Guardado del archivo de Excel con las nuevas curvas.

Si el Matlab está abierto, tampoco es necesario seleccionar la opción “Abrir Matlab” del menú personalizado de AutoCAD. En Matlab, se vuelve a ejecutar el código desde la pestaña “Editor” y la opción “Run”:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

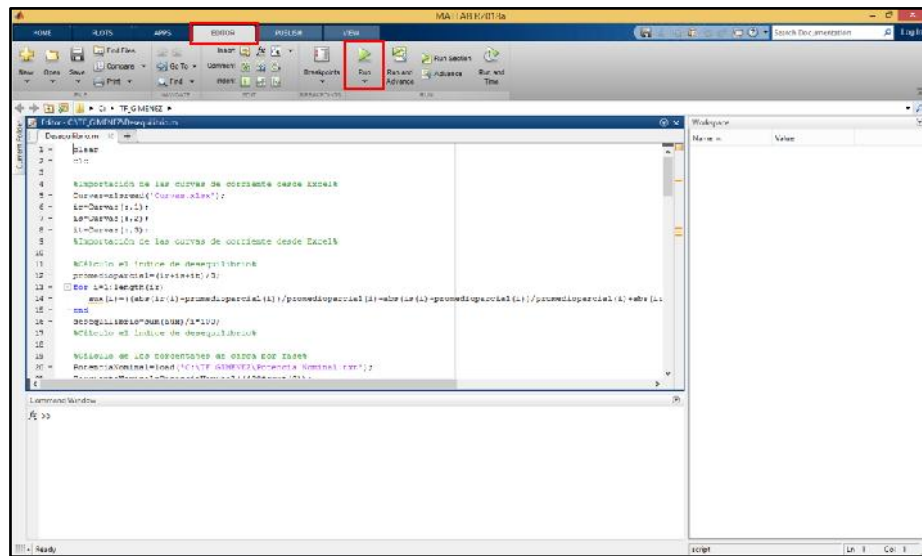


Figura 4.1.9 – Ejecución del código de Matlab.

El código habrá terminado su ejecución cuando aparezcan en pantalla las curvas de corriente de un día de semana, sábado y domingo:

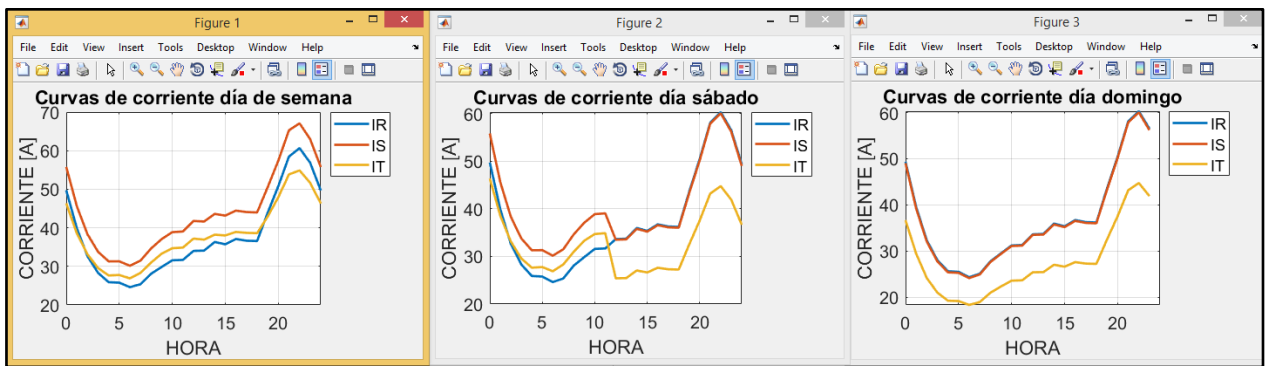


Figura 4.1.10 – Resultados de la simulación en Matlab.

A primera vista ya se puede observar que, a diferencia del caso anterior, no existe una curva que en todo momento de la semana se encuentre por encima o por debajo de las otras dos. Para obtener los resultados cuantitativos, se elige la última opción del menú personalizado, importando los resultados al GIS.

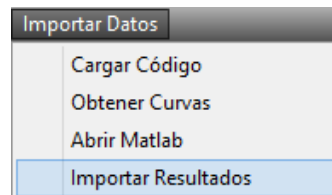


Figura 4.1.11 – Importar Resultados.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

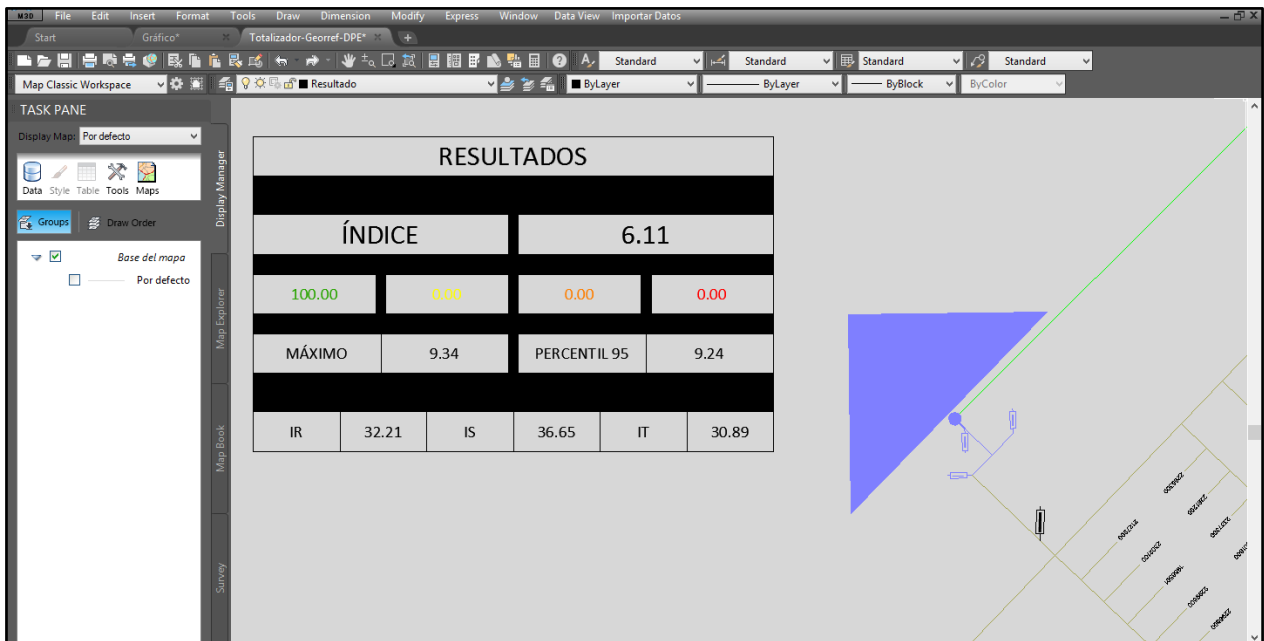


Figura 4.1.12 – Resultados.

En comparación con los resultados anteriores:

- El índice de desequilibrio normalizado resulta 6,11%, lo que representa una disminución significativa con respecto al primer resultado de 16,23%.
- Al igual que antes, el 100% de las 168 mediciones tiene un índice parcial de desequilibrio entre el 0% y 25%, y no existen mediciones en el resto de los intervalos.
- El máximo índice parcial de desequilibrio es 9,34%, menor al 19,39% que se obtuvo en el primer caso.
- El percentil 95 de los índices parciales es 9,24%, también menor al resultado obtenido antes, 19,29%.
- Los porcentajes de carga promedio de las fases R, S y T son 32,21%, 36,65% y 30,89%, respectivamente, reflejando también una situación de menor desequilibrio que en el caso anterior.

Este cálculo puede repetirse la cantidad de veces que se desee, realizando diferentes modificaciones en la red y analizando los cambios en los resultados.

4.2 – Análisis de casos extremos de desequilibrio

Además de traspasar cargas de una fase a otra para disminuir el desbalance, también se puede estudiar lo que sucede con los parámetros de desequilibrio en situaciones extremas, donde la carga presenta un grado muy bajo (o muy alto) de desequilibrio.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

En esta sección se mostrarán dos casos utilizando los escenarios de DigSILENT para representar estas dos situaciones opuestas.

Primero, se activa un escenario llamado “CeroDesequilibrio”, en el que se deja fuera de servicio toda la red, excepto 9 cargas cercanas al transformador. A estas 9 cargas se les asigna el mismo tipo de tarifa y el mismo valor de potencia media. También se dividen en 3 cargas por fase.

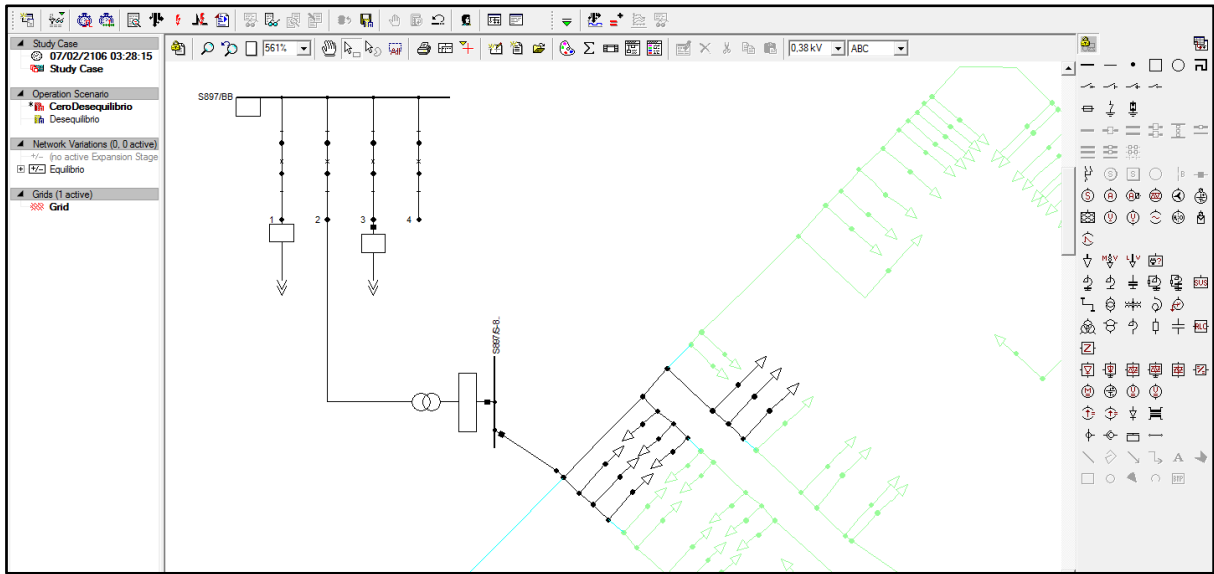


Figura 4.2.1 – Variación de la red.

Se repiten los pasos de realizar la simulación cuasi-dinámica, exportar los datos al archivo .csv, abrir el libro de Excel que ejecuta la macro automáticamente y ejecutar el código de Matlab. Las curvas obtenidas para las 3 fases son prácticamente iguales en todos los días de la semana:

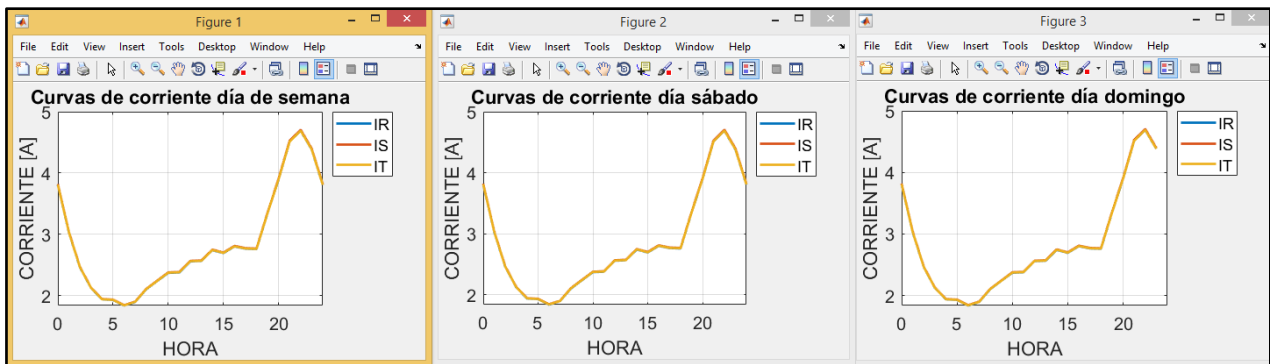


Figura 4.2.2 – Resultados de la simulación en Matlab.

Por último, importando los resultados al GIS mediante la inserción del bloque creado:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

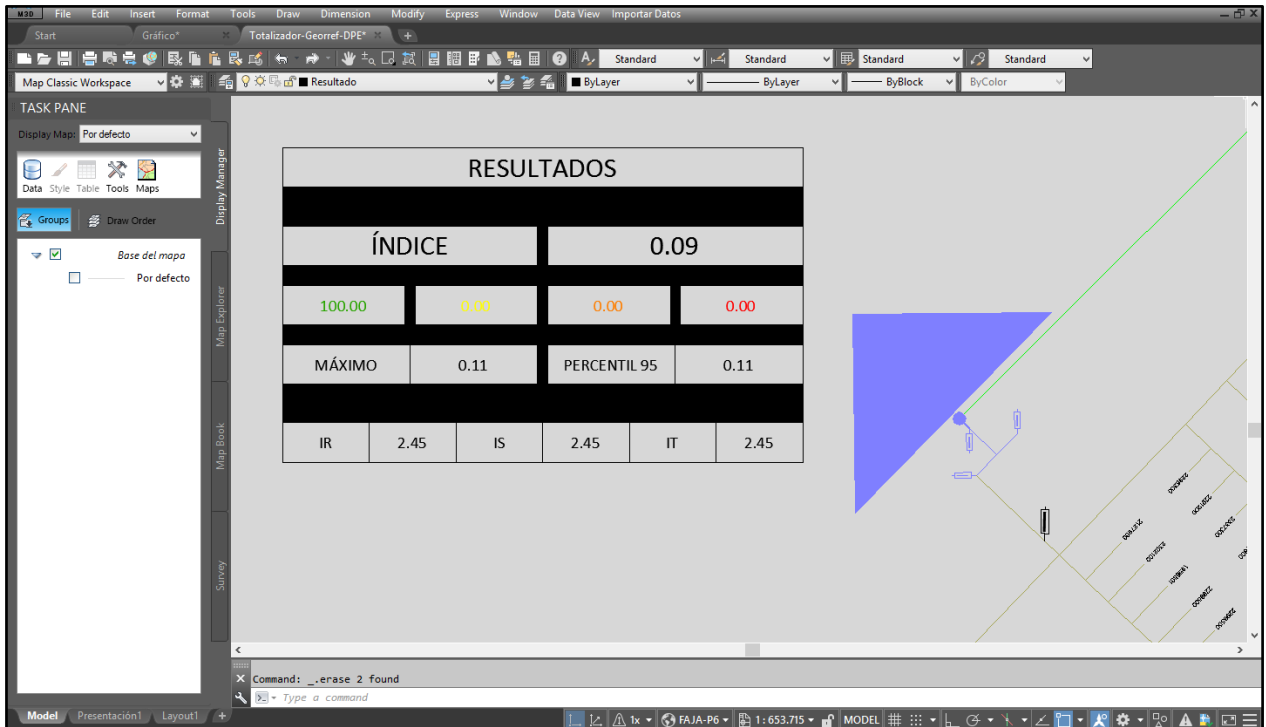


Figura 4.2.3 – Resultados.

Como se puede observar, el índice de desequilibrio es casi nulo, presentando un pequeño valor debido a las pérdidas en las líneas. El índice máximo y el percentil 95 también tienen valores despreciables y los porcentajes de carga son iguales.

Por otro lado, se puede generar una situación hipotética con un grado alto de desequilibrio, asignando una potencia media elevada a una carga monofásica. Este escenario de DlgSILENT se denomina “Desequilibrio”.

Asignando a una carga de la fase S, una potencia media de 50 [kW], elevada en comparación con el resto de las demandas, se ejecuta la simulación y se repiten los pasos del procedimiento, obteniendo las siguientes curvas de corriente para los diferentes días de la semana:

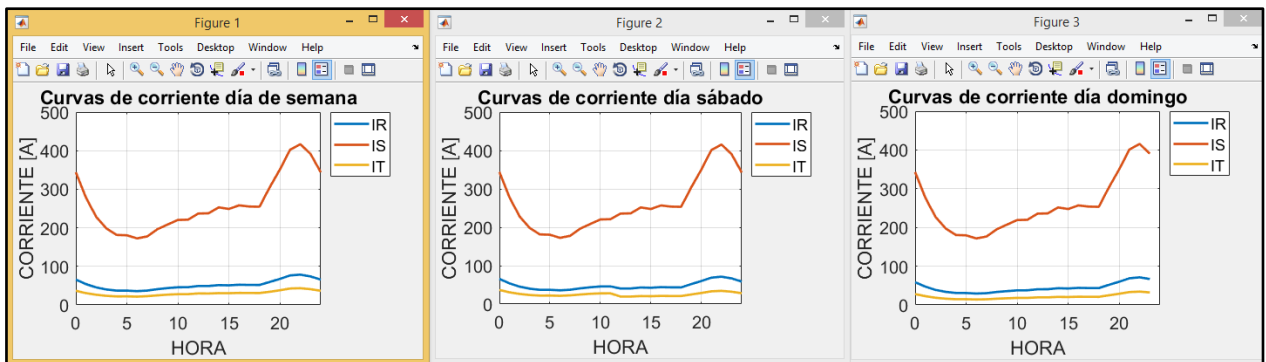


Figura 4.2.4 – Resultados de la simulación en Matlab.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

Se puede observar que la curva de corriente de la fase S está muy por encima de las otras dos curvas, en toda la semana. Además, los resultados de los parámetros de desequilibrio y los porcentajes de carga son:

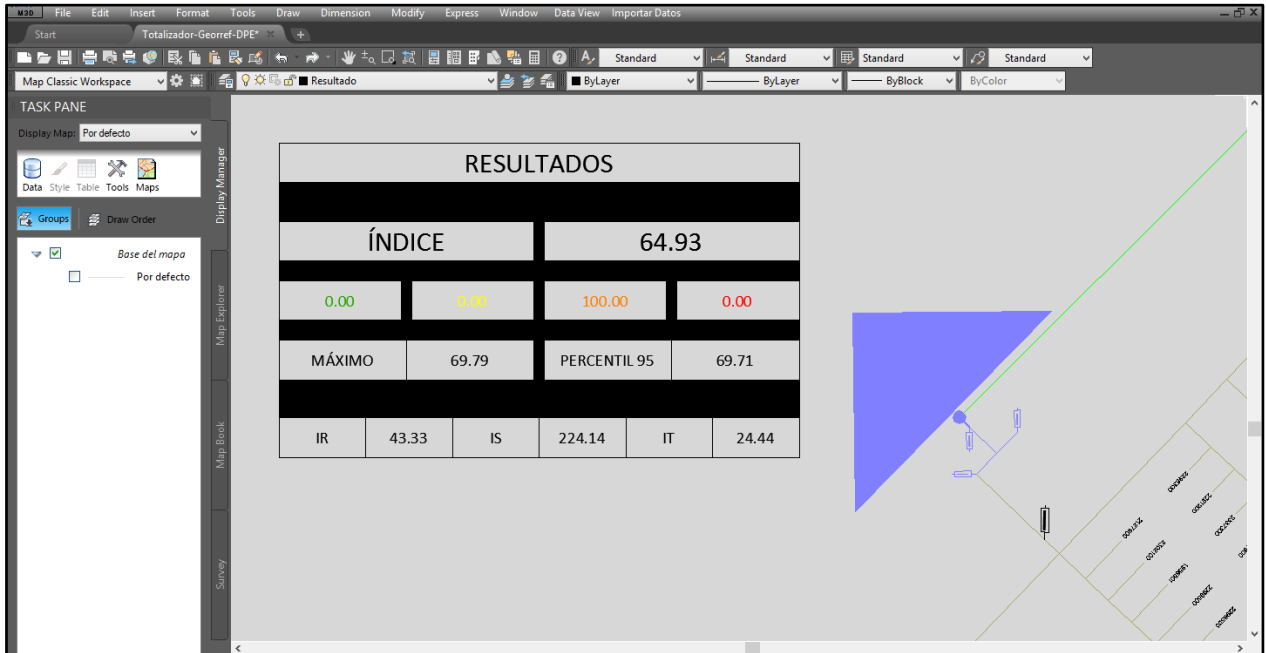


Figura 4.2.5 – Resultados.

El índice de desequilibrio normalizado resulta ahora de 64,93%, superior a todos los casos anteriores. También se modificó el intervalo al que pertenecen los 168 índices, en este caso 50%-75%, no habiendo índices parciales en los otros intervalos. Por último, el porcentaje de carga promedio de la fase S excede incluso el 100%, superando la capacidad nominal del transformador.

Con estos dos casos hipotéticos se puede ver la manera en que se modifican los índices, presentando valores bajos o elevados, dependiendo de la situación.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

5 – Conclusiones

El desequilibrio de corrientes en sistemas trifásicos produce efectos negativos, como pérdidas por efecto Joule en los cables, sobrecargas en alguna fase y también pérdidas de energía y calentamiento en los transformadores, además de un mal aprovechamiento de los elementos que componen la red. Por otro lado, el desbalance de corrientes genera desequilibrio en las tensiones, lo que puede traer inconvenientes en máquinas rotativas, entre otros elementos.

Una de las principales causas del desequilibrio de corrientes es la existencia de cargas monofásicas en sistemas trifásicos, que consumen diferentes corrientes en cada fase, lo que se traduce en una situación de desbalance. Si bien se puede disminuir este problema al asignar la misma cantidad de clientes a cada fase, la demanda de cada uno de los consumidores no será igual, por lo que se sigue estando en una situación de desequilibrio.

Comprender esta idea permite elaborar la metodología desarrollada en este trabajo, para determinar cuantitativamente el desequilibrio de corrientes a la salida de un transformador de distribución, proponer cambios en la red y volver a estudiar la situación para determinar si se reduce el desbalance estudiado.

Para cuantificar el resultado, se ha desarrollado un índice basado en estudios y publicaciones internacionales, que varía entre 0% y 100% y tiene en cuenta todo el período de tiempo considerado, que en este caso es de una semana. También se obtuvieron otros parámetros relacionados al desequilibrio, propuestos por la Norma IEC 61000-4-30 para el desbalance de tensiones, adaptados al desequilibrio de corrientes.

La simulación de la red eléctrica que permite obtener las curvas de corriente entregadas por un transformador de distribución a lo largo de una semana completa, teniendo en cuenta cada uno de los consumidores de energía que componen la red, es realizada en el software DIgSILENT, para luego exportar los resultados.

El objetivo principal del trabajo fue cumplido satisfactoriamente, habiendo elaborado un menú personalizado en el software AutoCAD Map para su aplicación en el sistema SigreGIS, con los principales pasos a seguir para llevar a cabo la metodología propuesta. Estos pasos permiten el traspaso de datos entre AutoCAD y Matlab, necesarios para la importación de los resultados de los índices y la visualización de los mismos en el entorno de AutoCAD.

Por otro lado, los hábitos de consumo de los clientes son evidenciados por las curvas de carga, que muestran la forma en la que se demanda energía eléctrica en cada momento del día. La investigación llevada a cabo sobre curvas de carga representativas de diferentes partes del mundo demuestra que, dependiendo de las costumbres de los consumidores y de otros factores, las curvas presentan variaciones y para obtener resultados precisos es necesario utilizar datos de la región en estudio. Por este motivo,

se utilizaron curvas de carga brindadas por el Jefe Planeamiento, Calidad de Producto y Servicio de la empresa EDEA, representativas de la provincia de Buenos Aires, Argentina.

5.1 – Comentarios finales y propuestas para trabajos futuros

La metodología propuesta en este trabajo presenta la ventaja fundamental de poder obtener resultados relacionados con el desequilibrio de corrientes de una red de baja tensión, al aprovechar datos previamente cargados en un sistema GIS, sin la necesidad de realizar mediciones que podrían ocasionar grandes gastos de tiempo y dinero. La metodología también permite proponer modificaciones en la red, volver a calcular los resultados y, de esta manera, analizar si es conveniente llevar a cabo dichos cambios que pueden tratarse, por ejemplo, de la asignación de una fase distinta a un grupo determinado de usuarios.

Por otro lado, el bloque de resultados creado permite ver los valores de los parámetros de desequilibrio y los porcentajes de carga por fase del transformador de manera clara y con colores que ayudan al operador a interpretar fácilmente los resultados.

Además, el menú personalizado desarrollado en el AutoCAD Map reduce la cantidad de pasos que debe realizar un operador, facilitando su trabajo y disminuyendo la posibilidad de errores.

Uno de los aspectos que se pueden estudiar en trabajos futuros es que la metodología no presenta una herramienta para digitalizar la red en DlgSILENT automáticamente, lo que lleva a que este paso deba realizarse manualmente, teniendo en cuenta las consideraciones explicadas en el capítulo 4. Si se quisiera analizar otra subestación transformadora, los pasos deben repetirse, configurando la red en DlgSILENT y cargando los datos obtenidos del GIS, o bien contar con la red digitalizada previamente.

También se puede plantear como posible mejora al método, un análisis más profundo sobre las curvas de carga. El trabajo toma como base las curvas mostradas en el capítulo 2 que, si bien son representativas de la región en estudio y de cada tarifa en particular, no reflejan exactamente los hábitos de consumo de los clientes, ya que cada uno de ellos demanda potencia de manera diferente. Esto lleva a que pueda existir un error en la estimación de la corriente que consume cada una de las cargas que componen la red de baja tensión en estudio.

Por lo tanto, se podría continuar con la investigación para obtener datos diferentes o realizar una clasificación distinta, no solo por tarifa sino también teniendo en cuenta, por ejemplo, los meses del año. También se podrían utilizar datos obtenidos de medidores, por lo menos de los usuarios de los que se tenga esta información y, de esta manera, obtener resultados más precisos, aunque esto implicaría un trabajo de campo mayor.

En cuanto a la digitalización de la red en DlgSILENT, este programa cuenta con un lenguaje de programación con el que se pueden generar comandos que podrían simplificar el dibujo de la red, la carga de datos, la ejecución de la simulación o la exportación de los resultados. Este aspecto excede los objetivos planteados en este proyecto, pero de realizarse en un trabajo futuro permitiría reducir la cantidad de operaciones para estudiar una nueva subestación.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

6 – Anexos

6.1 – Anexo I – Aspectos Técnicos de la Información Solicitada [1]

Archivo de Nodos

Contendrá cada uno de los nodos del sistema y estará conformado por los siguientes datos.

Dato	Tipo de Dato	Descripción	Etapas
ID	N(10)	Numero que identifica al nodo. No se puede repetir con ningún otro nodo. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
Coord X	N(20,15)	Valores posibles: Cualquier Coordenada en Lat/Long WGS-84	(1)
Coord Y	N(20,15)	Valores posibles: Cualquier Coordenada en Lat/Long WGS-84	(1)
Nivel de Tensión	N(5)	Tensión Nominal (volts) donde se encuentra el nodo Valores posibles: 132000, 66000, 33000, 13200, 6600, 400	(1)

Archivo de Líneas (Tramos)

Contendrá cada uno de las líneas (conductores) del sistema y estará conformado por los siguientes datos.

Dato	Tipo de Dato	Descripción	Etapas
ID	N(10)	Numero que identifica a la línea. No se puede repetir con ningún otra línea. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo Inicial	N(10)	ID del nodo inicial de la línea. No importa el sentido de dibujo de la línea Valores posibles: ID de un nodo existente en <i>Archivo de Nodos</i>	(1)
ID_Nodo Final	N(10)	ID del nodo final de la línea. No importa el sentido de dibujo de la línea Valores posibles: ID de un nodo existente en <i>Archivo de Nodos</i> . No puede ser el mismo que el ID_Nodo_Inicial	(1)
Nivel de Tensión	N(6)	Valores posibles: Ídem campo <i>Nivel de Tensión</i> en <i>Archivo de Nodos</i> El Nivel de Tensión de la Línea debe ser igual a la de los nodos extremos, salvo en el caso de existir un Elemento Transformador en uno de los dos Nodos, en cuyo caso, el Nivel de Tensión de la Línea del Lado de Alta debe ser igual al del Nodo, mientras que la Línea del Lado de Baja tiene un Nivel de Tensión inferior. Ver <i>Pag 4</i> , segundo ejemplo.	(1)
Longitud	N(8,2)	Longitud del Tramo en Metros Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 999999.99	(1)
Coordenadas X;Y	N(20,15)	Coordenadas de cada uno de sus quiebres incluyendo el inicial y el final. La coordenada inicial debe coincidir con la coordenada del nodo inicial y la coordenada final con la del nodo final. Valores posibles: Cualquier Coordenada en Lat/Long WGS-84	(1)
Fecha Instalación	D	Valores posibles: Cualquier fecha valida menor a la de generación del archivo	(1)

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

Número de Acto Administrativo según Resolución 477/00	X(9)	Solo obligatoria cuando el año es >= al 01 de enero del 2001. Formato 9999/9999 donde los cuatro últimos dígitos corresponden al año con valores posibles mayores o iguales a 2001 y menor o igual al año informado. Con excepción de líneas de Baja Tensión.	(1)
Tipo de Línea	X(20)	Valores posibles: Aérea Convencional, Aérea Preamplado, Aérea Compacta, Subterránea	(1)
Disposición	X(20)	Solo cuando <i>Tipo de Línea</i> es Aérea Convencional Valores posibles: Horizontal (También llamada Coplanar), Vertical (También llamada En Bandera), Triangular	(1)
Función	X(20)	Valores posibles: Distribución, Alumbrado Público, Mixto	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, ST, RST	(1)(2)
Material Fase	X(20)	Valores posibles: Cobre, Aluminio, Aleación de Aluminio, Acero, Aluminio/Acero, Acero Recubierto Zn, Acero Recubierto Cu, Acero Recubierto Al	
Sección Fase	N(6,2)	Valores posibles: 4, 5.94, 6, 6.63, 6.65, 7.06, 8.35, 8.37, 9.4, 10, 10.55, 11.94, 16, 19.95, 25, 25.05, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 340, 380, 435, 550, 680	
Neutro	X(1)	Valores posibles: S,N	(1)
Material Neutro	X(20)	Solo cuando campo <i>Neutro</i> es S Valores posibles: Cobre, Aluminio, Aleación de Aluminio, Acero, Aluminio / Acero	
Sección Neutro	N(6,2)	Solo cuando campo <i>Neutro</i> es S Valores posibles: 4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 340, 380, 435, 550, 680	
Alumbrado Público (Conductor dedicado o también llamado "Cuarto Conductor")	X(1)	Solo cuando campo <i>Función</i> es Mixto Valores posibles: S,N	
Material Alumbrado Público	X(20)	Solo cuando campo <i>Alumbrado Público (Conductor dedicado ...)</i> es S Valores posibles: Cobre, Aluminio, Aleación de Aluminio, Acero, Aluminio / Acero	
Sección Alumbrado Público	N(6,2)	Solo cuando campo <i>Alumbrado Público (Conductor dedicado ...)</i> es S Valores posibles: 16, 25, 35, 50	
Abastecimiento	X(10)	Valores posibles: Urbano:999, Rural:999 Donde 999 debe estar entre 0 y 100. La suma debe dar 100 Importante: Urbana incluye también Suburbana. La diferenciación entre Urbana y Rural debe ser realizada de acuerdo al Art. 12 del SubAnexo E del Contrato de Concesión	
Soportes		Se refiere a los Soportes del Tramo	
Tipo	X(7)	Valores posibles: Ninguno, Poste, Ménsula	
<i>Solo en caso de Poste</i>			
Especificación	X(10)	Valores posibles: Detallada, Resumida	

Cuando Especificación es Resumida		En este caso se debe describir el soporte predominante	
Material	X(20)	Valores posibles: Madera, Hierro Columna, Hierro Riel, Hormigón Armado	
Aislación	X(15)	Valores posibles: Suspensión, Perno Rígido, Line Post, Percha	
Fundación	X(1)	Valores posibles: S, N	
Comparte con otras Temats?	X(1)	Valores posibles: 0,1,2,3,A 0-Indica que no comparte con otra tema, 1,2 y 3 indican que comparte con una, dos o tres temas respectivamente y A indica que comparte con Alumbrado Público.	
Utilizado por Otro Servicio No Regulado?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Cantidad de Soportes Predominantes	N(3)	Valores posibles: Entre 1 y 999	
Cantidad de Soportes Especiales	N(3)	Valores posibles: Entre 0 y 999	
Cuando Especificación es Detallada		En este caso se debe describir las características de cada soporte aunque en forma agrupada si comparten todos sus atributos.	
Denominación	X(20)	Valores posibles: Sostén, Sostén Angular, Sostén y Desvío, Sostén y Sostén, Retención Angular, Retención Doble, Retención Simple, Retención Terminal, Retención y Desvío	
Composición	X(15)	Valores posibles: Monoposte, Biposte, Triposte, Disposición A, Contraposte, Rienda	
Material	X(20)	Valores posibles: Madera, Hierro Columna, Hierro Riel, Hormigón Armado	
Aislación	X(15)	Valores posibles: Suspensión, Perno Rígido, Line Post, Percha	
Fundación	X(1)	Valores posibles: S, N	
Comparte con otras Temats?	X(1)	Valores posibles: 0,1,2,3,A 0-Indica que no comparte con otra tema, 1,2 y 3 indican que comparte con una, dos o tres temas respectivamente y A indica que comparte con Alumbrado Publico.	
Utilizado por Otro Servicio No Regulado?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Cantidad de Soportes	N(3)	Valores posibles: Entre 1 y 999	

Archivo de Elementos

Contendrá cada una de Elementos del sistema (Fuentes de Alimentación, Switches, Estaciones Transformadoras, Capacitores y Reguladores de Tensión) y estará conformado por los siguientes datos.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

Dato	Tipo de Dato	Descripción	
Fuentes			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: Fuente	(1)
ID	N(10)	Numero que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en <i>Archivo de Nodos</i>	(1)
Tipo	X(10)	Valores posibles: Punto de Compra, Generación	(1)
Fecha Instalación	D	Solo si es generación Valores posibles: Cualquier fecha valida menor a la de generación del archivo	(1)
Número de Acto Administrativo según Resolución 477/00	X(9)	Valores posibles: Ídem campo <i>Nro Acto Administrativo según Res 477/00</i> en <i>Archivo de Líneas</i>	(1)
Clase		Solo si es generación Valores posibles: Combustión Interna, Eólica, Hidroeléctrica, Biomasa, Solar, Otro	(1)
Potencia (Kva)	N(5)	Solo si es generación Valores posibles: Mayores a 0 y menores a 100000	(1)
ET (Estaciones Transformadoras)			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: ET	(1)
Fecha Instalación	D	Valores posibles: Cualquier fecha valida menor a la de generación del archivo	(1)
Número de Acto Administrativo según Resolución 477/00	X(9)	Valores posibles: Ídem campo <i>Nro Acto Administrativo según Res 477/00</i> en <i>Archivo de Líneas</i> Con excepción de E.T. Media Tensión / Baja tensión.	(1)
Estado ET	X(20)	En Servicio, Fuera de Servicio	(1)
Montaje	X(15)	Valores posibles: Monoposte, Plataforma, A Nivel, Subterránea	(1)
Nivel de Tensión de Entrada	N(6)	Se refiere al Nivel de Tensión del Alimentador de Entrada a la ET. Valores posibles: 132000, 66000, 33000, 19000, 13200, 7620, 6600	(1)
Cantidad de Alimentadores con Entradas Interiores en Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Entradas Interiores equipadas sin Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Entradas Exteriores en Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Entradas Exteriores equipadas sin Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Salidas por cada Nivel de Tensión			
Nivel de Tensión	N(6)	Valores posibles: 66000, 33000, 19000, 13200, 7620, 6600, 400, 231	(1)
Cantidad de Alimentadores con Salidas Interiores en Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Salidas Interiores equipadas sin Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Salidas Exteriores en Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Salidas Exteriores equipadas sin Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Transformadores			
Por cada transformador perteneciente a la ET ...			
ID	N(10)	Numero que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro nodo, línea ni elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en <i>Archivo de Nodos</i>	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, ST, RST	(1)(2)
Potencia Nominal (Kva)	N(8,2)	Valores posibles: 5,10, 15, 16, 20, 25, 30, 40, 50, 63, 75, 100, 125, 150, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 5000, 7500, 10000, 15000, 20000, 30000, 44000	(1)
Regulador Bajo Carga?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Tiene Tercer Arrollamiento?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Relación de Transformación	X(15)	Valores posibles: 132000/33000/13200, 132000/66000, 132000/33000, 132000/13200, 66000/33000/13200, 66000/33000, 66000/13200, 33000/19000, 33000/13200, 33000/6600, 33000/400, 19000/231, 13200/7620, 13200/6600, 13200/400, 13200/231, 7620/231, 6600/400	(1)
Estado Transformador	X(20)	En Servicio, En Servicio Pasivo	(1)
Switches			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: Switch	(1)
ID	N(10)	Numero que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro nodo, línea ni elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en <i>Archivo de Nodos</i>	(1)
Estado	X(1)	Indica si esta Abierto o Cerrado Valores posibles: A, C	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, ST, RST	(1) (2)
Tipo	X(20)	Valores posibles: Seccionador, Seccionalizador, Bomera Seccionable, Fusible, Interruptor, Puente, Reconectador	
Telecomandado?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Capacitores			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: Capacitor	(1)
ID	N(10)	Numero que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro nodo, línea ni elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en <i>Archivo de Nodos</i>	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, ST, RST	(1) (2)
Potencia Total	N(4)	Valores posibles: Mayor o igual a 1 y menor o igual a 9999	(1)
Tipo	X(10)	Valores posibles: Automático, Manual	(1)
Conexión	X(10)	Valores posibles: Serie, Paralelo	(1)
Reguladores de Tensión			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: Regulador	(1)
ID	N(10)	Numero que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro nodo, línea ni elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en <i>Archivo de Nodos</i>	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, ST, RST	(1) (2)
Potencia Total	N(4)	Valores posibles: Mayor o igual a 1 y menor o igual a 9999	(1)
Control	X(10)	Valores posibles: Automático, Manual	(1)

6.2 – Anexo II – Categorías tarifarias de la provincia de Buenos Aires según el OCEBA [10]

T1R - USO RESIDENCIAL

- *Casas o departamentos destinados a vivienda únicamente, excepto hoteles, alojamientos, casas de pensión y casas donde se subalquilen habitaciones.*
- *Casa - habitación en la que el titular ejerza profesiones liberales, considerando como tales a los diplomados en instituciones o institutos oficiales y/o privados reconocidos. Se exceptúan los casos en que haya pluralidad de profesionales y/o aquellos en que exista más de una persona trabajando en relación de dependencia.*
- *Casa - habitación cuyos ocupantes desarrollen trabajos a domicilio, siempre que en las mismas no existan locales de atención al público, y que la potencia de los motores o aparatos afectados a dichos trabajos no excedan de cinco décimas de kilovatios (0,5 KW) cada uno y tres kilovatios (3 KW) en conjunto.*
- *Dependencias o instalaciones en condominio de inmuebles cuando el destino mayoritario del mismo sea vivienda.*
- *En zonas urbanas y suburbanas sin servicio de agua corriente por red de cañerías, para el bombeo de agua potable destinada al consumo doméstico unifamiliar.*
- *Casa - habitación en la que el titular del suministro, en una dependencia de la misma posea un negocio pequeño de venta de artículos y/o servicios al menudeo (kiosco, venta de pan, verduras, comestibles en general, arreglo de calzado, etc.) y cuya potencia instalada sea inferior a la correspondiente al área destinada a vivienda.*

T1RE - SERVICIO ESTACIONAL

Será considerado como Suministro Estacional el recibido por aquellos usuarios residenciales cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos setenta y cinco por ciento (75%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario. En estos casos la tarifa aplicable será la Tarifa 1 Residencial Estacional (T1RE). Un usuario encasillado como T1RE en razón de su modalidad de consumo histórico, podrá solicitar a la compañía mediante comunicación escrita ser re-encasillado como T1R, si expresa que dicha modalidad de consumo no reunirá en lo sucesivo las características de tipo estacionales más arriba definidas.

T1G - SERVICIO GENERAL

- *Establecimientos comerciales y/o de carácter fabril y/o industrial.*
- *Plantas transmisoras y/o retransmisoras de telecomunicaciones (radioemisoras, teledifusora, etc.).*
- *Instalaciones para el bombeo de agua y líquidos cloacales.*
- *Dependencias administrativas de reparticiones públicas, nacionales, provinciales y municipales.*
- *Asociaciones civiles y entidades con o sin propósito de lucro*
- *Embajadas, legaciones y consulados; cámaras de comercio e industria, tanto nacionales como extranjeras.*
- *En todos los demás casos en que no corresponda expresamente otra tarifa de Pequeñas Demandas descritas en el presente Régimen.*

T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL

Será considerado como suministro estacional el recibido por aquellos usuarios del servicio general cuyo consumo máximo de energía en un período de facturación cualquiera durante el año calendario inmediato anterior, supere en al menos cincuenta por ciento (50%) el promedio de los consumos facturados en ese año calendario. En estos casos la tarifa aplicable será la Tarifa 1 Servicio General Estacional (T1GE).

T1AP - ALUMBRADO PUBLICO

Los usuarios que utilizan el suministro para el Servicio Público de Alumbrado y Señalamiento Luminoso, según se describe a continuación:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

- *Iluminación de caminos, avenidas, calles, plazas, puentes y demás vías de uso público.*
- *Alimentación de sistemas eléctricos de señalización de tránsito.*
- *Iluminación de fuentes ornamentales, monumentos y relojes de propiedad nacional, provincial o municipal.*

T2 - MEDIANAS DEMANDAS

La Tarifa T2 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a diez kilovatios (10 KW) y menor de cincuenta kilovatios (50 KW). Los precios aplicables serán los que correspondan al nivel de tensión óptimo técnico-económico para la tensión de suministro.

T3 - GRANDES DEMANDAS

La Tarifa T3 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica cuya demanda de potencia, independientemente de la finalidad a que se destine el consumo, sea mayor o igual a cincuenta kilovatios (50 KW). Los precios aplicables serán los que correspondan al nivel de tensión óptimo técnico-económico de suministro.

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES

La Tarifa T4 se aplicará a todos los suministros de energía eléctrica prestados a usuarios que cumplan los siguientes requisitos:

- *Su demanda máxima no exceda los diez kilovatios (10 KW) de potencia.*
- *Se encuentren servidos a través de una línea de media tensión, en forma directa o a través de puestos de transformación de media tensión a baja tensión individuales o compartidos.*

6.3 – Anexo III – Instalación de la personalización y archivos necesarios

En la siguiente lista se muestran los archivos que deben encontrarse en la carpeta llamada TF_GIMENEZ que, a su vez, debe estar dentro de la carpeta “C” de la computadora:

- Archivo de Excel: “CargarCurvas.xlsx”.
- Archivo de Matlab: “Desequilibrio.m”.
- Bloque de AutoCAD: “Resultado.dwg”.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

- Archivo de programación AutoLISP: “In_resultados.lsp”.
- Archivo de texto: “PotenciaNominal.txt”.
- Archivo “Resultado.mns”.

Archivos que se generarán automáticamente, se reescribirán cada vez que se repitan los cálculos y no deben borrarse:

- Archivo de Excel: “Curvas.xlsx”.
- Archivo csv: “Curvas”.
- Archivo de texto: “Salida.txt”.

Archivos de trabajo con nombre a elección:

- Archivo de AutoCAD Map donde se importarán los resultados.
- Archivo de DlgSILENT con la red digitalizada y donde se realizará la simulación.

Por otro lado, para la instalación del menú personalizado de AutoCAD y la creación de los comandos para que funcionen las opciones de este menú, deben realizarse los siguientes pasos:

- Ingresar al menú “Tools”, seguido por las por las opciones “Customize” y “Edit Program Parameters (acad.pgp)”:

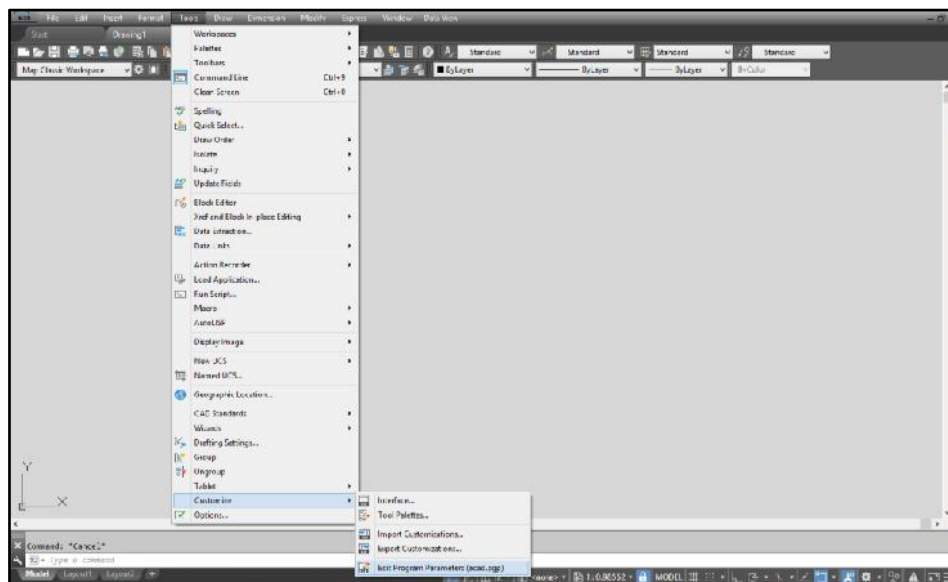


Figura 6.3.1 – Ingreso al archivo acad.pgp.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

- En el archivo de texto que se abre, se deben ingresar las siguientes líneas sin modificar, en el lugar que se observa en la Figura 6.3.2:

```
EXPLORER,    START EXPLORER, 1,,
NOTEPAD,    START NOTEPAD, 1,*File to edit: ,
PBRUSH,     START PBRUSH, 1,,
CURVAS,     START C:\TF_GIMENEZ\CargarCurvas.xlsm,1,,
DESEQUILIBRIO, START C:\TF_GIMENEZ\Desequilibrio.m,1,,
```

El archivo debe visualizarse de la siguiente manera y luego guardar los cambios antes de cerrarlo.

```
acad.pgp: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
; the "8" bit in those commands.
; Examples of external commands for command windows
DEL,    DEL,      8,File to delete: ,
DIR,    DIR,      8,File specification: ,
SH,     ,         1,*OS Command: ,
SHELL,  ,         1,*OS Command: ,
START,  START,    1,*Application to start: ,
TYPE,   TYPE,     8,File to list: ,
; Examples of external commands for Windows
; See also the (STARTAPP) AutoLISP function for an alternative method.
EXPLORER,    START EXPLORER, 1,,
NOTEPAD,    START NOTEPAD, 1,*File to edit: ,
PBRUSH,     START PBRUSH, 1,,
CURVAS,     START C:\TF_GIMENEZ\CargarCurvas.xlsm,1,,
DESEQUILIBRIO, START C:\TF_GIMENEZ\Desequilibrio.m,1,,
; Command alias format:
; <Alias>,<Full command name>
```

Figura 6.3.2 – Archivo acad.pgp.

En la barra de comandos de AutoCAD, ingresar el comando “_menuload”. Esto abrirá un cuadro de diálogo en el que se debe indicar la ruta del archivo mns creado y luego seleccionar la opción “Load”:

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

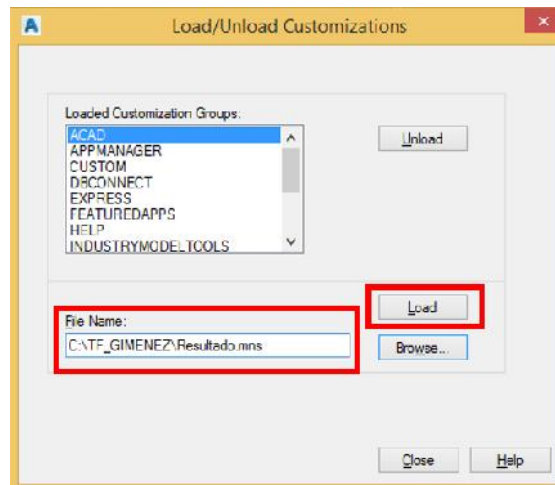


Figura 6.3.3 – Carga del menú personalizado.

Una vez cargado, el menú personalizado debe verse en la barra de menús de AutoCAD:

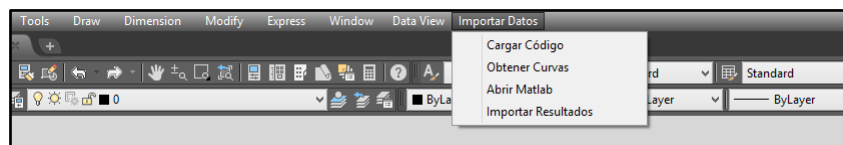


Figura 6.3.4 – Menú personalizado cargado.

Integración de Sistemas de Información Geográfica con software de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para la elaboración de herramientas para determinar el área abastecida en baja tensión por los transformadores de distribución, considerando el mínimo desequilibrio de las cargas.

7 – Bibliografía

- [1] DPE 2008 Disposición N° 1452/08.
- [2] DPE 2009 Disposición N° 1922/09.
- [3] Evaluación del riesgo sísmico en zonas urbanas – Ulises Mena Hernández, 2002.
- [4] Vinculación de herramientas de análisis y gestión para optimización de redes de distribución. Autores: Juan Vignerte, Carlos Agüero, Guillermo di Mauro, Daniel Anaut, Jorge Strack.
- [5] Estimación de la calidad de servicio eléctrico mediante el uso de SIG en una cooperativa de electricidad del sudeste de la provincia de Buenos Aires - Ing. Carlos Alberto Agüero.
- [6] AutoCAD Map 2000 Versión 4 Entrenamiento Técnico.
- [7] Estudio de estabilidad estática de tensiones utilizando PowerFactory - Francisca Alcántara Granadal, Universidad de Sevilla, 2012.
- [8] Mathworks – Centro de ayuda de Matlab.
- [9] Apuntes de cátedra, Centrales Eléctricas – Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.
- [10] Organismo de Control de la Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires - Oceba.gba.gov.ar
- [11] Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución – Universidad de San Pablo, 2007.
- [12] Obtención de curvas de carga de transformadores de distribución mediante la facturación: estudio de caso – Universidad de Camagüey, 2014.
- [13] Caracterización de la carga eléctrica y aplicación de resultados en la selección de transformadores de distribución en el Municipio de la Ceja del Tambo, Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín 2016 – Juan Fernando Bedoya Gallego.
- [14] Application of statistical and neural approaches to the daily load profiles modelling in power distribution systems – 1999 IEEE Transmission and Distribution Conference.
- [15] Propuesta metodológica para la determinación de las curvas de carga y los factores Ki de distribuidores municipales - Ing. Rubén O. Ferreyra, 2005.
- [16] Signal processing of power quality disturbances – Math H.J. Bollen, Irene Y.H. Gu.
- [17] Evaluating and Derating of Three-Phase Distribution Transformer under Unbalanced Voltage and Unbalance Load Using Finite Element Method – Malasia 2014. Autores: Atabak Najafi, Ires Iskender, Naci Genc.

[18] Research on Influence of Three-phase Current Unbalance on Transformer Losses and the Top-oil Temperature – Universidad de Jinan, China 2018.

[19] Evaluation of Unbalanced Load Impacts on Distribution Transformer Performances – Facultad de Ingeniería Eléctrica de Indonesia.

[20] Norma IEC 61000-4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods.

[21] Teoría Sistemas CAD – Universidad Nacional de Mar del Plata.