UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas

FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título del trabajo: Análisis de los circuitos secundarios: SB-2025, SB-2026, SB-0441, SB-1855, SB-3270 del circuito 17, de Santa Clara.

Autora: Patricia Puentes Nazco

Tutor: Dr. C Ignacio Pérez Abril

Santa Clara Junio 2018
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual

Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

RESUMEN

El estudio de los temas que se vinculan a las redes de distribución constituye una verdadera especialidad en la que cada día se presentan nuevos retos impuestos por los avances de la técnica que se introducen en todos los elementos de los Sistemas Eléctricos. La optimización del uso de la electricidad en las redes de distribución, se fundamenta en la gestión de la eficiencia energética, la cual se basa en el precio de la electricidad, el consumo de electricidad y su comportamiento en tiempo real. Además de los muchos parámetros tomados en cuenta, actualmente lo más importante se centra en la reducción de pérdidas en el sistema y en la optimización del uso de la energía eléctrica.

En años anteriores los estudios que han prevalecido son los referentes a la distribución primaria de la ciudad. Por estas razones es que el objetivo general de este trabajo de diploma consiste en: caracterizar la operación en estado estable de los circuitos secundarios y las posibles mejoras, a partir de los resultados obtenidos utilizando el programa informático PSEC desarrollado en MatLab.

Se proponen mejoras de diseño en los circuitos secundarios para una mayor eficiencia y reducción de pérdidas. Los resultados obtenidos se comparan con los datos normalizados.

Palabras Clave: circuitos secundarios, pérdidas, eficiencia energética.

ÍNDICE

ÍNDICE 4
INTRODUCCIÓN 1
CAPÍTULO I. ANÁLISIS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIOS 3
1.1 Generalidades de las redes de distribución 3
1.1.1 Componentes de una red de distribución 5
1.2 Redes de distribución secundarias en Cuba. Características 6
1.2.1 Clasificación de las redes de distribución secundarias 8
1.2.2 Características de los circuitos radiales 9
1.2.3 Características de los circuitos en lazo 10
1.2.4 Características de los circuitos en malla 10
1.3 Pérdidas en distribución de energía eléctrica 11
1.3.1 Clasificación de las pérdidas 11
1.3.2 Pérdidas no técnicas 11
1.3.3 Pérdidas técnicas 12
1.4 Criterios generales sobre la selección de los conductores 13
1.4.1 Propiedades de los conductores eléctricos 13
1.4.2 Tamaño de los conductores (Sistema AWG) 14
1.4.3 Tipos de conductores eléctricos. Características 14
1.5 Tarifas eléctricas 16
CAPÍTULO II. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS 18
2.1 Flujo de potencia trifásico 18
2.1.1 Fundamentación 19
2.1.2 Algoritmo 20
2.2 Modelo de la red 20
2.2.1 Transformadores 20
2.2.2 Alimentadores 22

2.2.3 Cargas 25
2.2.4 Otros elementos 25
2.3 Funcionamiento del programa (PSEC) 26
2.4 Procesamiento de los resultados 32
CAPÍTULO III. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS 34
3.1 Características de los circuitos secundarios analizados 34
3.2 Datos de consumo, SB-2026 35
3.2.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-2026. Tensiones 35
3.2.2 Transformador 35
3.2.3 Líneas y cargas 35
3.2.4 Resumen, SB-2026 36
3.3 Datos de consumo, SB-2025 37
3.3.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-2025. Tensiones 37
3.3.2 Transformador 37
3.3.3 Líneas y cargas 38
3.3.4 Resumen, SB-2025 38
3.4 Datos de consumo, SB-1855 39
3.4.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-1855. Tensiones 39
3.4.2 Transformador 39
3.4.3 Líneas y carga 40
3.4.4 Resumen, SB-1855 41
3.5 Datos de consumo, SB-0441 41
3.5.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-0441. Tensiones 41
3.5.2 Transformador 42
3.5.3 Líneas y cargas 42
3.5.4 Resumen, SB-0441 43
3.6 Datos de consumo, SB-3270 43
3.6.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-3270. Tensiones 44

3.6.2 Transformador 44
3.6.3 Líneas y cargas 44
3.6.4 Resumen 45
3.7 Procesamiento de los resultados y mejoramiento de los circuitos 46
CONCLUSIONES 48
RECOMENDACIONES 49
BIBLIOGRAFÍA 50
ANEXOS 52

INTRODUCCIÓN

El mundo tiene una fuerte dependencia de la energía eléctrica. No es imaginable lo que sucedería si esta materia prima esencial para mover el desarrollo de los países llegase a faltar. Está fuera de cualquier discusión la enorme importancia que el suministro de electricidad tiene para el hombre hoy, que hace confortable la vida cotidiana en los hogares, que mueve efectivamente el comercio y que hace posible el funcionamiento de la industria de la producción. El desarrollo de un país depende de su grado de industrialización y este a su vez necesita de las fuentes de energía, especialmente de la energía eléctrica. [1]

Las redes de distribución secundarias son las que se encuentran en contacto directo con los consumidores, y es a través de la calidad de su servicio que éstos últimos forman los juicios y criterios de la eficiencia y calidad de la operación de todo el Sistema Eléctrico.

Dichas instalaciones poseen dentro del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) una elevada importancia, pues se encargan de entregar a los usuarios la energía eléctrica con la calidad y continuidad requeridas. Para lograr un adecuado funcionamiento de estas redes, se deben tener en cuenta algunas cuestiones fundamentales, como son: el estado en que se encuentran los conductores y demás elementos asociados a ellos, el grado de cargabilidad de los transformadores y el nivel de desbalance que puede existir debido a la presencia de cargas desequilibradas a lo largo del circuito, y que puede provocar alteraciones en la operación de las mismas.

Por otro lado, es en las redes de distribución donde ocurren las mayores pérdidas técnicas del Sistema y donde se producen la mayor parte de las interrupciones del servicio eléctrico a los consumidores, de lo cual es posible inferir la gran importancia que tiene el estudio y el esfuerzo que los especialistas dedican a esta rama del sistema. [2]

El tratamiento de los problemas enfocados desde el punto de vista de la distribución secundaria, no se encuentra de una forma unida en la literatura especializada, por lo que para encontrar respuesta a muchas interrogantes, muchas de ellas autóctonas o típicas de regiones particulares, hay que realizar una amplia revisión bibliográfica, y en no pocos casos acometer trabajos propios de investigación que permitan dar respuesta al problema que se estudia. [3]

Por lo tanto, en este trabajo se pretende dar respuesta al siguiente problema científico:

¿Cómo lograr un análisis efectivo de los circuitos de distribución secundaria?

De acuerdo al problema de investigación, se traza como objetivo general:

✓ Analizar las características de operación de varios circuitos de distribución secundaria mediante un programa computacional desarrollado en MatLab.

Para dar cumplimiento al mismo, se declaran como objetivos específicos:

• Obtener los datos de la red eléctrica primaria, secundaria y sus cargas.

• Determinar los datos de consumo de energía de los usuarios.

• Crear la base de datos de los circuitos en el programa de análisis disponible.

• Analizar los circuitos y las posibles mejoras.

Las tareas científicas que contribuyen al cumplimiento de los objetivos específicos:

• Revisión de la bibliografía sobre redes de distribución secundarias.

• Determinación de los datos de consumo de energía de los consumidores del circuito seleccionado.

• Creación de la base de datos de los circuitos y su procesamiento con el programa de análisis disponible.

• Revisión y comparación de los datos de los circuitos con los datos normalizados y las referencias de la OBE y propuesta de las posibles mejoras.

• Confección del informe del Trabajo de Diploma con los requisitos exigidos.

El informe de la investigación se estructura en introducción, capitulario, conclusiones, bibliografía y anexos.

En la introducción se dejará definida la importancia, actualidad y necesidad del tema que se aborda y se dejarán explícitos los elementos del diseño teórico.

El primer capítulo comienza con un acercamiento a las redes de distribución, fundamentalmente a las redes de distribución secundarias en Cuba que ubican al lector en el sistema objeto del presente estudio, los componentes de dichos circuitos, sus características y las pérdidas asociadas a estos elementos. En el segundo capítulo se describen las principales características y funcionamiento del programa PSEC; se aborda lo referente a la estimación de pérdidas asociadas a los elementos del circuito y en el tercer capítulo se describen los resultados obtenidos del programa PSEC y se proponen las mejoras a aplicar.

CAPÍTULO I. ANÁLISIS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIOS

Los sistemas electroenergéticos se componen generalmente de cuatro subsistemas o partes fundamentales: generación, transmisión, subtransmisión y distribución, que a su vez se divide en distribución primaria y distribución secundaria. De estas partes, solo se abordará en el presente trabajo lo relacionado con la distribución secundaria, en particular, lo referente a sus características fundamentales y al fenómeno de las pérdidas de energía que se producen en dichas redes de distribución.

1.1 Generalidades de las redes de distribución

Se denomina red de distribución al conjunto de líneas de alta y baja tensión, así como los equipos, que alimentan a las instalaciones receptoras o puntos de consumo.

Hoy día las necesidades de consumo de energía, hacen necesaria una elevada producción de la misma. Del mismo modo para hacerla llegar a los consumidores se hace necesaria una red de transporte y distribución que interconecte los centros de producción con los centros de consumo. [4]

La base estructural de los sistemas eléctricos descansa en las líneas eléctricas de diferentes tensiones que, convenientemente interconectadas entre sí a través de transformadores, enlazan las plantas generadoras con los clientes, con el objetivo de llevarle la preciada energía eléctrica a cada uno de ellos; y de esta forma se extienden por prácticamente toda la geografía del país en una formación técnica extremadamente compleja.

En función de la magnitud de la potencia que manipulan y de las distancias a que transfieren la energía eléctrica, las líneas eléctricas operan a diferentes tensiones.

Las de mayor tensión forman en su conjunto el sistema de transmisión y tienen como función principal enlazar regiones geográficas para asegurar las transferencias de potencia entre las mismas con el fin de garantizar el servicio eléctrico de una forma confiable y estable aun cuando las plantas generadoras propias se encuentren fuera de servicio por razones operativas.

Las redes de distribución, formadas por líneas de menor tensión, recorridos más cortos y más limitados en la capacidad de transporte de energía, sirven de enlace entre las líneas de transmisión y los usuarios a través de transformadores que reducen las tensiones a valores adecuados para la utilización segura de la mencionada energía.

Los clientes se alimentan, de acuerdo a su demanda, desde los diferentes niveles de tensión. Los de mayor consumo lo hacen a partir de las instalaciones de mayor tensión, en tanto que los más pequeños se sirven desde las redes más simples.

Organizativamente es frecuente encontrar una clasificación de las redes de distribución en tres categorías: subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria. La diferencia entre ellas solo va a depender de la potencia que manejan y la distancia de su recorrido lo que a su vez define la tensión de trabajo.

Las tensiones de cada una de estas líneas, tabla 1.1, dependen de valores normalizados que se adoptan para cada sistema en particular, así como del país. En Cuba los valores normados son:

Tabla 1.1: Niveles de tensión normados en Cuba.

Transmisión	220 kV
Subtransmisión	110 kV y 33 kV
Distribución Primaria	4.16 kV y 13.8kV
Distribución Secundaria	120/240 V

Un esquema típico de una parte de un sistema eléctrico de potencia se ha representado en la Figura 1.1:

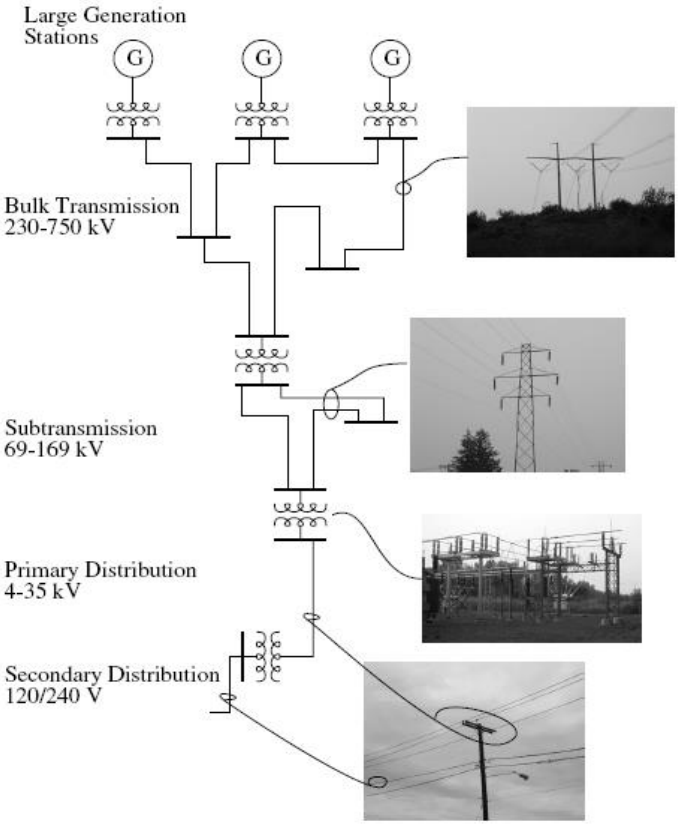

Figura 1.1: Esquema típico de un Sistema Eléctrico.

La red de distribución forma el último eslabón de la cadena que lleva la energía hasta la mayoría de los clientes y es, sin dudas, donde los usuarios ven representado a todo el

sistema eléctrico por ser quien prácticamente lo representa, al menos desde el punto de vista técnico.

Contrario a lo que se pudiera pensar, es en esta sección o parte del sistema donde con mayor fuerza se hace sentir la eficiencia del proceso de generación, trasmisión y distribución de la energía eléctrica.

Es en las redes de distribución donde se producen las mayores pérdidas y donde a su vez se realizan las mayores inversiones y el mayor volumen de gastos por mantenimientos. [3]

1.1.1 Componentes de una red de distribución

La red de distribución se compone de dos partes:

• Las redes de distribución primaria y estas a su vez en,

- ✓ Líneas de subtransmisión
- ✓ Subestaciones de distribución
- ✓ Alimentadores primarios.

• Las redes de distribución secundaria en,

- ✓ Transformadores de distribución
- ✓ Alimentadores secundarios
- ✓ Acometidas
- ✓ Metros contadores.

Las líneas de subtransmisión son las que partiendo de una fuente, planta o subestación van a alimentar subestaciones de distribución o industriales en las cuales el voltaje se reduce a los valores requeridos para el servicio de la industria o a los alimentadores de los circuitos de distribución.

Las subestaciones de distribución son las que reciben las líneas de subtransmisión y reducen su voltaje a los valores normales en los circuitos de distribución desde 110 kV y 33 kV hasta 4,16 kV y 13,8 kV.

Los alimentadores primarios o distribución primaria son las líneas que saliendo de una subestación de distribución van a alimentar a los transformadores de distribución. Su valor de voltaje varía desde 33 kV hasta 13,8 kV.

Los transformadores de distribución están destinados a reducir el voltaje de los valores usados en los circuitos de distribución primaria de 33 kV a 13,8 kV, a los valores de utilización en las residencias, comercios e industrias de 120 a 240 v.

Los alimentadores secundarios o distribución secundaria. Son las líneas que partiendo de los transformadores de distribución van a dar servicio a los consumidores del área por medio de las acometidas.

Las acometidas son las líneas que partiendo de los alimentadores secundarios se extienden hasta los metros contadores de los consumidores.

Los metros contadores son los instrumentos conectados a los consumidores, destinados a medir la potencia consumida por los mismos. [5]

1.2 Redes de distribución secundarias en Cuba. Características

Los circuitos secundarios tienen como objetivo brindar servicio a los consumidores, fundamentalmente residenciales. Están formados por transformadores de distribución, líneas y consumidores asociados al transformador. Estos pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos. Los transformadores de distribución reducen el voltaje primario 13,8 kV y 4,16kV a los de utilización 240/120V y 480/240V. Los bancos pueden estar conectados por secundario en delta cerrada si lo forman tres transformadores, o en delta abierta si lo forman dos transformadores. En caso de tener un solo transformador se consideran bancos monofásicos.

Se constituye en la parte final de un sistema de potencia para servir las cargas residencial y comercial primordialmente, la pequeña industria y el alumbrado público cuando estos 2 últimos pueden ser alimentados desde la red secundaria, aunque el alumbrado público debe tener su propio transformador. [1]

En Cuba es fundamentalmente radial, aunque en ocasiones se emplean lazos, pero de forma mínima. Los transformadores que las alimentan no suelen ser de mucha potencia para que las líneas no tengan necesidad de extenderse demasiado para “aprovechar” toda su potencia, con lo cual habría caídas de voltaje fuera de lo permitido, son monofásicos y se conectan en bancos en función del servicio que se requiere de ellos. Generalmente los bancos se sitúan en el centro de carga, lo que no siempre es posible porque a su vez depende de si el primario está disponible en ese lugar.

El sistema de voltajes usado en Cuba es, según la NC 365:2011, como tensión del sistema 120/240, el que se obtiene del transformador de distribución con voltaje por secundario de 240 V y un tap central. Los bancos de transformadores pueden ser de uno, dos o tres transformadores en dependencia si sirven solo carga monofásica, monofásica con escasa carga trifásica o monofásica donde predomina la trifásica, respectivamente. Las conexiones usadas se muestran en la siguiente tabla 1.2:

Tabla 1.2: Conexiones recomendadas.

Número de transformadores	Carga monofásica	Carga trifásica	Conexión
1	Sí	No	Fase - Neutro
2	Sí	3f < 1f	Y abierta/ D abierta
3	Sí	3f > 1f	Y/D

La disposición de los conductores en los postes de la red secundaria, en uso conjunto con el circuito primario, se muestra en la figura 1.2.

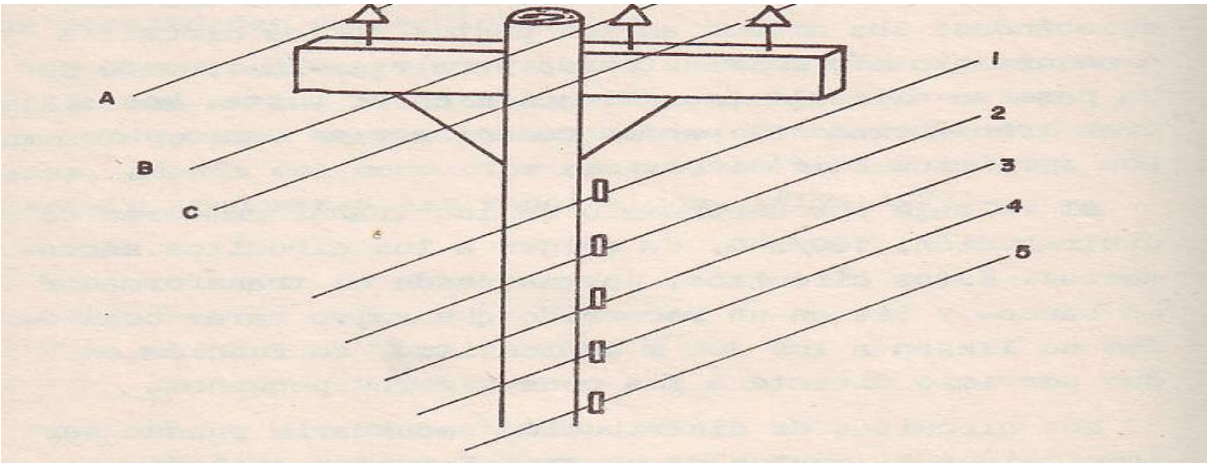

Figura 1.2: Disposición de los circuitos primarios y secundarios: A, B C: Circuito primario 2.4/4.16 kV o 7.6/13.2 kV. 1, 2, 3, 4, 5: Circuito secundario.

La conexión desde el banco de transformadores es la mostrada en la figura1.3.

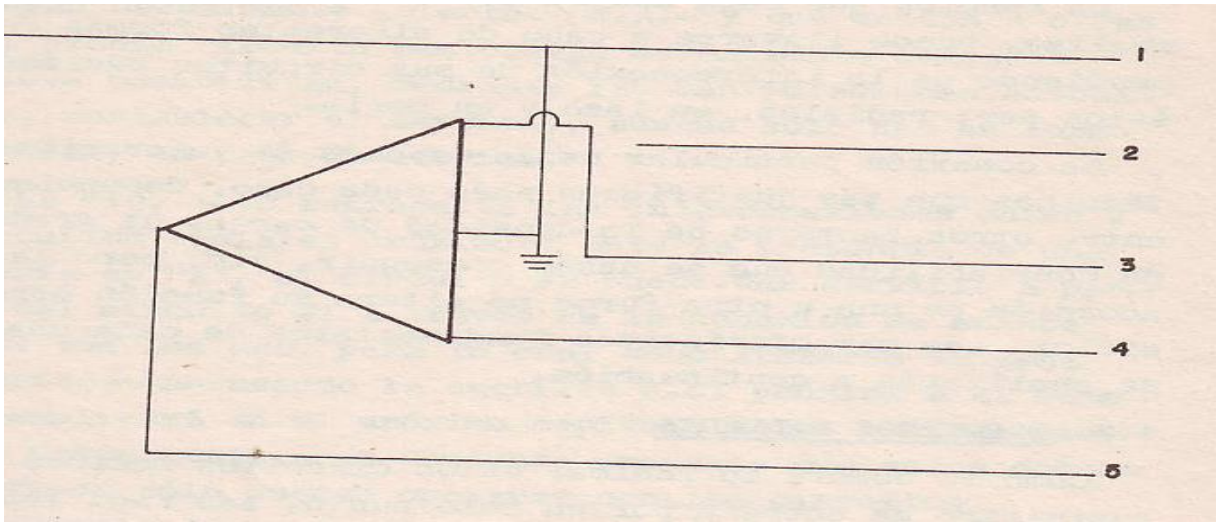

Figura 1.3: Conexión desde el banco de transformadores.

Para el banco de un solo transformador solo existe el transformador de alumbrado (3 – 4) y para el de dos transformadores, además del de alumbrado, se sitúa uno de fuerza (4 – 5 o 3 – 5).

El conductor 2, ya casi en desuso, es el del alumbrado público, donde se colocan las lámparas de este servicio. Este conductor sólo se energiza de noche a través de un simple sistema de control. [2]

Las redes de distribución secundarias más empleadas para alimentar cargas residenciales y comerciales son las siguientes:

• Sistema monofásico trifilar (1 -3H) 120/240 V.

Este sistema es usado en líneas áreas de baja densidad de carga. El voltaje de 120 V es usado para cargas misceláneas y de alumbrado. El voltaje de 240 V es usado para cargas más grandes tales como estufas, hornos, secadoras, calentadores de agua y alumbrado público como se muestra en la Figura 1.1.

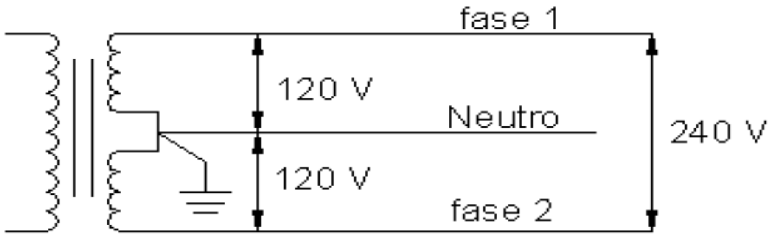

Figura1.4: Sistema monofásico trifilar.

• Sistema trifásico tretrafilar (3 -4H) 208/120 V o 214/123 V o 220/127 V o 480/277 V.

Este sistema es usado en líneas áreas de alta densidad de cargas, o donde se requiere servicio trifásico donde se alimentan cargas residenciales, comerciales e industriales. El sistema a 208/120 V se usa a nivel residencial y comercial donde las cargas están relativamente cerca del transformador de distribución. El sistema 214/123 V se usa a nivel residencial y comercial donde las cargas están un poco más lejos del transformador y además hay que alimentar motores de ascensores y bombas de agua trifásicos. El sistema 220/127 V se usa a nivel de pequeña y mediana industria donde la carga está representada en motores trifásicos y alumbrado industrial. El sistema 480/227 V se usa a nivel de grandes industrias.

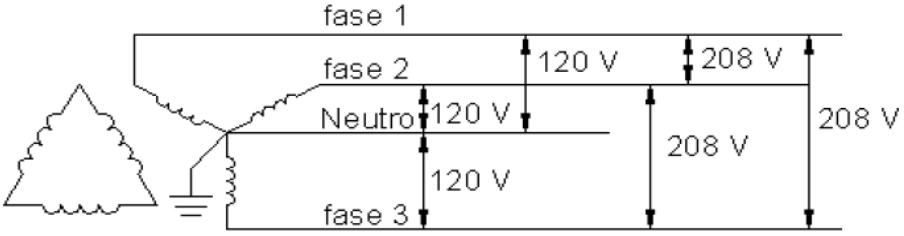

Figura 1.5: Sistema trifásico tetrafilar.

Es en la red secundaria donde se presenta el mayor nivel de pérdidas (físicas y negras), lo que exige un excelente diseño y una construcción sólida con buenos materiales y sujeta a normas técnicas muy precisas. [1]

1.2.1 Clasificación de las redes de distribución secundarias

Las redes de distribución secundaria se pueden clasificar teniendo en cuenta diferentes criterios de la siguiente forma:

- ✓ Por su ubicación o tipo de construcción: aéreas, soterradas o mixtas.
- ✓ Por el servicio que prestan: residenciales, industriales, comerciales, alumbrado o mixtas.

- ✓ Por la densidad de carga o tipo de área servida: rurales, urbanas o mixtas.
- ✓ Por su configuración: radiales, lazo o red mallada. [5]

1.2.2 Características de los circuitos radiales

Un circuito secundario radial (red radial) es aquel que partiendo de un punto de alimentación (planta, subestación, etc.), recorre una determinada región, cubriendo la demanda eléctrica de esta. La red radial está constituida por la línea propiamente dicha, los ramales y subramales. En distribución, a la línea o circuito principal se le llama tronco y a las líneas que se derivan de este se le llaman ramales. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de un solo punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados. En ocasiones, cuando el circuito radial sirve a una zona densamente poblada, con varios alimentadores vecinos que parten de la misma subestación u otra cercana, es posible prever ramales de interconexión para en caso de avería transferir carga de un circuito a otro. El cálculo eléctrico de estos circuitos es sencillo; sus inversiones capitales son menores que en otras redes; pero presentan mayores pérdidas de potencia y caídas de voltajes; así cómo menor fiabilidad en comparación con los circuitos en lazo. [5]

La configuración de un circuito radial puede presentar diversas variantes, entre las cuales se encuentran:

- ✓ Alimentador único.
- ✓ Lazo abierto.

Alimentador único: En esta configuración, tal como su nombre lo indica, toda la energía requerida por los circuitos laterales y secundarios es suministrada por un único alimentador que parte desde la subestación. Si por alguna razón, dicho alimentador quedara fuera de servicio (falla, mantenimiento, etc.), todas las cargas alimentadas por este se verían afectadas. Aunque solo exista un alimentador que parte de la subestación, este puede ramificarse para cubrir una mayor área; estas ramificaciones no deben ser confundidas con los circuitos laterales, ya que los circuitos laterales poseen una capacidad inferior a la del alimentador principal, mientras que las ramificaciones poseen la misma capacidad. [6] La figura 1.6 muestra la configuración de alimentador único simple y ramificado.

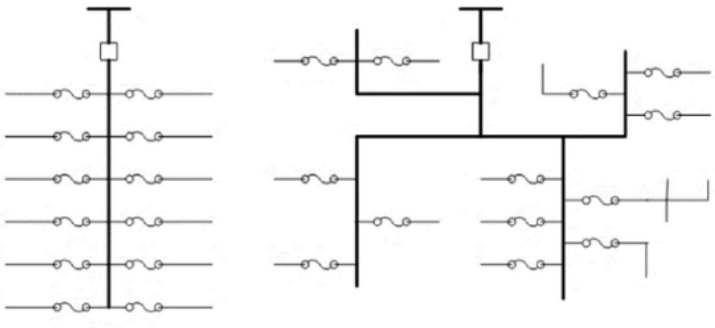

Figura 1.6: Configuración alimentador único (simple y ramificado).

Lazo abierto: En la configuración de lazo abierto existen dos alimentadores que parten de la misma subestación y que están unidos en sus extremos por un seccionador que se encuentra normalmente abierto. Cada alimentador posee un cierto número de circuitos a los cuales suministra energía en condiciones normales, pero tiene la capacidad de suministrar la potencia requerida por los circuitos asignados al otro alimentador. En caso de que uno de los alimentadores salga de servicio el seccionador será operado, ya sea vía manual o automática, y las cargas suministradas por el alimentador fuera de servicio serán transferidas al alimentador activo. [6] En la figura se muestra esta configuración.

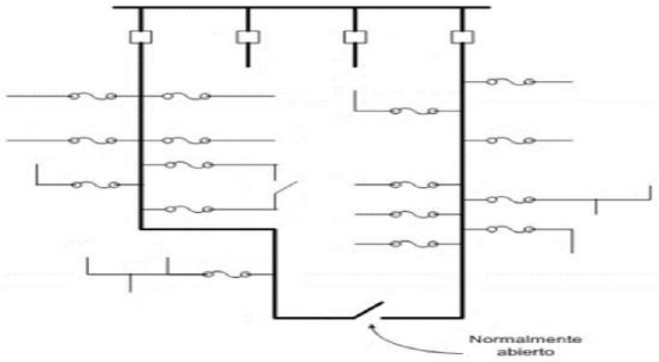

Figura 1.7: Configuración lazo abierto.

1.2.3 Características de los circuitos en lazo

Los circuitos en lazo tienen la característica de que se cierran sobre sí mismos, poseen sólo un punto de alimentación, pero establecen 2 caminos para la alimentación de las cargas, lo que permite que tengan menores caídas de voltaje y pérdidas de potencia que las redes radiales, además, ante un fallo en una de las ramas, es posible alimentar a las cargas como si fuesen dos redes radiales; es por eso que su sistema de protecciones debe reaccionar no sólo a la magnitud de la corriente de falla, sino también a la dirección de la misma con respecto a la barra, para poder eliminar las fallas desconectando el menor número de consumidores. Las principales desventajas de las redes en lazo con respecto a las radiales radican en sus mayores inversiones iniciales y en la mayor complejidad de su sistema de protecciones. [5]

1.2.4 Características de los circuitos en malla

El uso de los circuitos en malla se limita a zonas densamente pobladas, donde los consumidores requieren un alto grado de fiabilidad en el suministro de energía eléctrica. En estos circuitos, como lo indica su nombre, se forma una malla o red altamente interconectada. Su mayor aplicación se centra en la distribución y más particularmente en la distribución secundaria. La red o malla secundaria se forma interconectando todos los transformadores usados en la distribución de forma que prácticamente cada transformador contribuya a todas las cargas en alguna medida; en este caso los transformadores son trifásicos conectados en estrella sólidamente aterrada con voltajes de 120/208 V. Esta red

ofrece una alta confiabilidad en el servicio, otra de sus ventajas es su excelente regulación de voltaje, muy superior a la de los demás circuitos antes analizados. [7]

1.3 Pérdidas en distribución de energía eléctrica

Cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de las redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas de energía y potencia, debido a las características físicas de los componentes de la red. Estas pérdidas son inherentes a la conducción de la energía eléctrica a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo. [8]

La economía de la red eléctrica está ligada a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen. El nivel de pérdidas de una empresa distribuidora de energía es una medida de su eficiencia técnica, comercial administrativa para atender los servicios demandados por sus clientes. [9]

La caracterización e identificación de los distintos tipos de pérdidas en redes de distribución no es sencillo. Es muy difícil poder hacerlo por medio de mediciones, y en general no es una tarea que las empresas hagan habitualmente. [8]

1.3.1 Clasificación de las pérdidas

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía generada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales (comúnmente llamadas pérdidas negras) y pérdidas técnicas.

1.3.2 Pérdidas no técnicas

No toda la energía eléctrica que se produce, se vende y se factura. Por lo tanto, todas las empresas suministradoras del servicio de electricidad registran pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para su venta. Es decir, una proporción de la energía se queda por ahí. Los aparatos de medición no lo contabilizan como entregado a los usuarios y, por lo tanto, no pueden ser objeto de cobro. Por lo tanto, las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, esta es utilizada por algún usuario q es suscrito o no, de la empresa distribuidora la misma que solo recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios teniendo en cuenta la causa que las produce:

• Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando, comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red si haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa distribuidora. En este grupo también se encuentran los usuarios que habiendo tenido un contrato con la empresa son desconectados de la red, y se vuelven a conectar a esta sin autorización sin tener además medición de energía consumida.

• Error en la contabilización de la energía, comprende todos los errores de medición de contadores de energía, lectura y facturación de suscriptores excluyendo de este grupo a los casos de adulteración de los equipos de medición.

• Error en consumo estimado (de suscriptores sin contador de energía), comprende a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo son facturados por una estimación de su consumo.

• Fraude o hurto, comprende todos los casos en los que el usuario, siendo un suscriptor de la empresa, altera intencionalmente el equipo de medición o toma directamente la energía de red.

• Error en consumo propio de las empresas distribuidoras, comprende la energía consumida y no contabilizada por la empresa distribuidora. Incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares de subestación y alumbrado público.

Teniendo en cuenta la relación con las actividades administrativas de la empresa es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no aplique en forma estrictamente periódica, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la capacidad administrativa de la empresa distribuidora, o falta de mecanismos legales para actuar en estos casos, así tenemos:

• Por registro o medición deficiente del consumo.

• Por facturación incorrecta de los usuarios.

1.3.3 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechable y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y q sirven para conducir y transformar la electricidad y pueden ser determinados por métodos mesurables y analíticos. Representa la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras.

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente, solo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Dichas pérdidas podríamos clasificarlas según la función del componente y según la causa que las originan.

Por la función del componente:

Pérdidas por transporte:

• En líneas de subtransmisión,

• En circuitos de distribución primaria,

• En circuitos de distribución secundaria.

Pérdidas por transformación:

• En transmisión/ subtransmisión,

• En subtransmisión/ distribución,

• En transformadores de distribución.

Por la causa que la originan:

• Pérdidas por efecto Joule,

• Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas. [9]

1.4 Criterios generales sobre la selección de los conductores

Al seleccionar los conductores para las redes secundarias deben tenerse en cuenta varios factores: regulación de voltaje y pérdidas de energía en el trazo considerado, capacidad de carga del conductor, sobrecargas y corriente de cortocircuito permitidos. Sin embargo, consideraciones de orden económico relacionadas con el costo de mantenimiento y ampliaciones, así como las relativas al crecimiento de la demanda en el área servida, hacen aconsejable que los circuitos sean construidos reduciendo el número de calibres diferentes en la red a 2 o 3 como máximo.

Se recomienda el calibre 2/0 como el máximo a emplear; en casos especiales, de acuerdo con la justificación económica respectiva se podrá usar hasta 4/0 en tramos cortos.

Una vez fijadas las cargas de diseño y determinado el tipo de instalación, se procede a seleccionar los calibres de los conductores.

Al efectuar el diseño de circuitos primarios y secundarios que alimentan cargas monofásicas y bifásicas, debe efectuarse una distribución razonablemente balanceada de éstas entre las fases, de manera que la carga trifásica total, vista desde la subestación que la alimenta sea aproximadamente equilibrada. Se admite como desequilibrio máximo normal en el punto de alimentación desde la subestación primaria el valor del 10 % como la máxima regulación admisible.

Conocida la densidad de carga de diseño, puede determinarse en primera aproximación el espaciamiento entre transformadores con base, en los calibres preseleccionados de conductores para las instalaciones nuevas.

Se fijan como calibres normales para conductores de fase en circuitos de distribución secundaria los comprendidos entre el Nº 4 AWG y el Nº 2/0 AWG para cobre debidamente justificado. [1]

1.4.1 Propiedades de los conductores eléctricos

Los conductores eléctricos se fabrican en varias formas para diversos propósitos. Estos pueden ser alambres, cables, soleras planas, barras cuadradas o rectangulares, ángulos, canales o diseños especiales para requisitos particulares. Sin embargo, el uso más amplio de los conductores es en la forma de alambre sólido redondo, de conductores trenzados y de cables.

Dichos conductores se pueden definir de la siguiente manera:

✓ Alambre, es una barra o filamento de metal laminado o extruido cuya longitud es muy grande en comparación con el eje mayor de su sección transversal.

✓ Conductor, un alambre o combinación de alambres no aislados entre sí, adecuados para transmitir corriente eléctrica.

✓ Conductor trenzado, es un conductor compuesto de un grupo de alambres, usualmente retorcidos o cualquier combinación de grupos de alambres.

✓ Cable, es un conductor trenzado (cable conductor sencillo) o una combinación de conductores aislados entre sí (cable conductor múltiple). [1]

1.4.2 Tamaño de los conductores (Sistema AWG)

Los tamaños de los alambres y cables se especifican en función del diámetro en MILS (milésimas de pulgada). Esta práctica se sigue sobre todo al redactar especificaciones y es muy sencilla y explícita. Un buen número de fabricantes de alambres fomentan esta práctica y fue adoptada de forma definitiva.

El circular mil CM es él término usado para definir áreas de secciones transversales y es una unidad de área igual al área de un círculo de 1 MIL de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 o (π/4) mil². Así, un alambre de 10 mils de diámetro tiene un área en su sección transversal de 100 CM o 78.54 mil². Por tanto, 1CM = 0.7854 mil².

El calibre americano para alambres se abrevia con las siglas AWG (*American Wire Gage*). Este calibre tiene la propiedad en común con otros calibres de que sus tamaños representan aproximadamente los pasos sucesivos en el proceso de estirado del alambre. Igual que en otros calibres, sus números son retrogresivos y no son arbitrariamente escogidos sino que siguen una ley matemática en la que se basa el calibre. [1]

1.4.3 Tipos de conductores eléctricos. Características

El AAC, AAAC y ACSR forman parte de la familia de conductores suspendidos, conductores de transmisión y conductores de distribución eléctrica. Estos cables se conocen formalmente como AAC (*All Aluminium Conductor* o conductor de aluminio), AAAC (*All Aluminium Alloy Conductor*) o conductor de aleación de aluminio y ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*), conductor de aluminio con refuerzo de acero). Estos conductores de aluminio suspendidos se utilizan como líneas de transmisión y distribución de electricidad. Todos los conductores de aluminio están compuestos por uno o más cordones de alambre de aluminio, en función de la aplicación concreta.

✓ Conductor de aluminio AAC-ASTM-B.

Los AAC son conductores trenzados de aluminio refinado con una pureza de metal mínima del 99,7 %. Se utilizan principalmente en zonas urbanas en las que las distancias son cortas y los soportes están cerca. Se pueden utilizar en zonas costeras gracias a su alto grado de

resistencia a la corrosión y también se utilizan habitualmente en los sectores ferroviarios y del metro.

✓ Conductor de aleación de aluminio AAAC-ASTM-B.

Los AAAC se utilizan como cables conductores desnudos en los circuitos aéreos que requieren una mayor resistencia mecánica que los AAC y una mejor resistencia a la corrosión que los ACSR. Las características de hundimiento y la relación resistencia-peso del cable conductor AAAC son mejores que las de los cables AAC y ACSR.

✓ Conductor de aluminio con refuerzo de acero ACSR-ASTM-B.

Los cables ACSR están disponibles con un contenido de acero que va desde el 6 al 40 % para una mayor resistencia. Los conductores ACSR con mayor resistencia se utilizan habitualmente para cruces fluviales, alambres de puesta a tierra aéreos e instalaciones en las que existen tramos extra largos. Frente a una resistencia determinada se puede fabricar el conductor ACSR con distintas resistencias a la tracción, de manera que una alta resistencia a la tracción combinada con sus propiedades ligeras permitiría cubrir distancias más largas con menos soportes. Debido al diámetro mayor del conductor ACSR se puede obtener un límite de descarga luminosa mucho mayor, lo que resulta ventajoso en líneas suspendidas de alta y muy alta tensión. [10]

Los conductores de aluminio se conocen por sus códigos, que difieren en función de las dimensiones. Ver tabla 1.3:

Tabla 1.3: Datos para conductores de aluminio AAC según ASTM.

Calibre	Sección	Diámetro	R (ohm / km)		I max	GMR	AWG	Xaa (1m)
equivalente	mm^2	(mm)	DC 20^o	DC 75^o	(A)	(mm)	(MCM)	ohm/km
	21.15	5.88	1.36	1.66	138	2.11	4.0	0.464
#2	33.63	7.42	0.85	1.04	185	2.67	2.0	0.446
1/0	53.51	9.36	0.54	0.66	247	3.37	1/0	0.429
2/0	67.44	10.51	0.43	0.52	286	3.78	2/0	0.420
3/0	85.03	11.80	0.34	0.41	331	4.25	3/0	0.411
	107.20	13.25	0.27	0.33	383	4.77	4/0	0.403
	126.70	14.40	0.23	0.28	425	5.28	250.0	0.395
	135.20	14.88	0.21	0.26	443	5.35	266.8	0.394
	152.00	15.96	0.19	0.23	478	5.74	300.0	0.389
	170.50	16.92	0.17	0.21	513	6.10	336.4	0.384
	177.30	17.23	0.16	0.20	526	6.20	350.0	0.383

En Cuba el AAAC y el AAC se usan en líneas primarias y secundarias.

Tabla 1.4: Datos de los conductores de aluminio AAC.

Características	U. M.	Poppy (1/0)	Phlox (3/0)
Área sección	mm2	53.5	85
Diámetro	mm	9.36	11.79
Peso	Kg/km	147.2	233.9
Carga de Rotura	Kgf	901	1377
Corriente máxima	Amperes	247	331
Resistencia C.D.			
Para 25 grados	ohm/km	0.55	0.347
Para 50 grados	ohm/km	0.6047	0.381
Para 75 grados	ohm/km	0.6588	0.4152
Coeficiente Elongación	%	1.8	2
Módulo de elasticidad final	kg/mm2	6200	6200
Coeficiente de dilatación lineal		23	23

1.5 Tarifas eléctricas

B. Tarifa para consumidores en baja tensión.

Aplicación: Se aplicará a todos los servicios de consumidores cuya acometida se alimente de un circuito secundario de distribución.

Se clasificarán los servicios según la codificación por la actividad principal que desarrollan los mismos.

B – 1. Tarifa general de baja tensión.

Aplicación: Se aplicará a todos los servicios de consumidores clasificados en baja tensión que no sean consumidores residenciales.

$ 0,0944 por cada kWh consumido.

Consideraciones:

• Se aplica la cláusula de ajuste por variación del precio del combustible.

• Se aplica la cláusula del factor de potencia

B - 2 Tarifa residencial nacional.

Aplicación: Se aplica para el suministro de electricidad a los servicios de clientes residenciales nacionales, se incluyen los Sistemas Aislados y la Isla de la Juventud, clasificados en baja tensión, aplicable a toda actividad en viviendas particulares, incluyendo en las que se realizan actividades por cuenta propia, medidos por el metro contador de la vivienda o por un metro independiente.

• Tarifa por bloques de consumo.

$ 0,09 por cada kWh, hasta 100 kWh mensuales de consumo.

$ 0,20 por cada kWh, desde 101 y hasta 300 kWh mensuales de consumo.

$ 0,30 por cada kWh, a partir de 301 kWh mensuales de consumo.

Consideraciones:

• Para obtener la facturación mensual se sumarán los importes obtenidos en cada uno de los bloques de consumo, cobrándose al cliente el resultado obtenido sin cambios.

B – 3. Tarifa residencial extranjero.

Aplicación: Se aplicará a todos los servicios de consumidores Residenciales pertenecientes al personal diplomático acreditado en Cuba, ejecutivos o empleados extranjeros de firmas extranjeras o empresas mixtas, técnicos extranjeros radicados u otro personal extranjero que residan en el país.

$ 0,1215 por cada kWh de consumo mensual.

Consideraciones:

• No se aplica la cláusula de ajuste por variación del precio del combustible.

• En ambas tarifas la factura al consumidor debe ser redondeada a 0 o 5 centavos, según lo establecido en la Resolución No. 21-99 del Ministerio de Finanzas y Precios.

E - 1. Tarifa eventual para consumos de hasta 90 días.

A: Se aplicará a todos los servicios de consumidores EVENTUALES, es decir aquellos que contratarán su energía por un periodo menor de un año.

$ 1,20 diario por cada kW o fracción de carga conectada.

Consideraciones:

• No se instala metro contador, se cobran todos los trabajos de conexión.

• No se aplica cláusula de combustible.

• No se aplica la cláusula del factor de potencia, aunque la empresa exigirá cumplir la norma de este.

CAPÍTULO II. PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

El análisis de redes eléctricas en estado estable, se realiza corrientemente mediante programas de Flujo de Potencia Monofásico. Estos programas consideran la red totalmente simétrica y la carga igualmente balanceada entre las tres fases, lo que se conoce no existe en ninguna de las redes reales. Por otra parte, al utilizar esta simplificación, se pierde la posibilidad de estudiar la posible asimetría de las tensiones y su influencia en la calidad de la energía eléctrica suministrada a los receptores. [11]

En las redes eléctricas de subtransmisión y distribución aparecen situaciones que ameritan el uso de programas de flujo de potencia trifásico, como son:

• Empleo de cargas monofásicas conectadas entre fases o entre fase y neutro.

• Empleo de bancos de transformadores asimétricos, compuestos por transformadores de capacidad diferente e incluso bancos abiertos y que utilizan conexiones asimétricas (delta con tap central aterrado, etc.)

• Empleo de alimentadores de cuatro, tres y dos hilos, trifásicos y monofásicos.

Otros problemas relacionados con la calidad de la energía, como la posible contaminación armónica de la red, pueden ser altamente influenciados por el grado de asimetría de la misma.

De esta forma, la posible modelación trifásica del sistema tiene gran importancia no solo a frecuencia fundamental, sino porque es la base para el modelo a frecuencias armónicas.

2.1 Flujo de potencia trifásico

El flujo de potencia trifásico tiene como finalidad, determinar la tensión de todos los puntos o nodos de interés con respecto a un nodo de referencia que en general es la tierra, pero que, en el caso de un sistema no aterrado, o asimétrico como el sistema delta con tap central aterrado, es un nodo ficticio de referencia. [11]

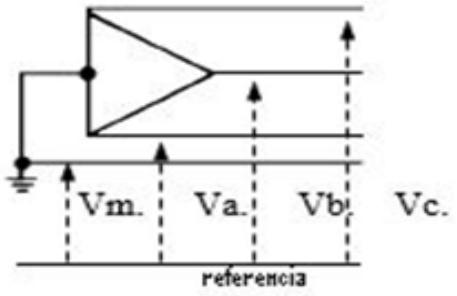

Figura 2.1: Tensiones de fase según la modelación trifásica en un esquema delta con tap central aterrado.

Una vez obtenidas las tensiones, pueden determinarse las transferencias de corriente y potencia por todas las ramas y elementos del sistema y de esta forma establecer el estado de operación de la red.

2.1.1 Fundamentación

Las tensiones de nodo con respecto al nodo de referencia y las corrientes inyectadas en los nodos de la red, se relacionan por la conocida expresión matricial:

$$\boldsymbol{I} = \boldsymbol{Y} \cdot \boldsymbol{V} \tag{2.1}$$

El subconjunto de nodos 1, representa los nodos de la red cuya tensión es conocida (donde hay conectada una fuente), mientras que el subconjunto 2, representa los nodos de tensión desconocida o nodos de carga.

Siguiendo esta nomenclatura, la expresión precedente puede reescribirse como:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \tag{2.2}$$

Como quiera que V1 es conocido, puede determinarse V2 a partir de la expresión:

$$V_2 = Y_{22}^{-1}\left(I_2 - Y_{21}V_1\right) \tag{2.3}$$

Las inyecciones de corriente en los nodos de carga I2, dependen de las potencias activa y reactiva demandadas S2, de las características de consumo de los receptores y de las propias tensiones V2 que se desean calcular.

$$I_2 = f(S_2, V_2) \tag{2.4}$$

De esta forma, dada una aproximación inicial del valor de V2, pueden obtenerse valores aproximados de las inyecciones I2, y mediante (3), determinar nuevos valores mejorados para las tensiones V2.

Una buena aproximación inicial para el arranque, puede lograrse de forma muy simple, al evaluar (3) tomando I2 = 0, es decir, determinando las tensiones para carga cero.

$$V_2^{\,0} = -Y_{22}^{-1} Y_{21} V_1 \tag{2.5}$$

Lo elegante de este proceder es que determina implícitamente el valor de arranque del ángulo de fase de las tensiones en los nodos de carga, lo que resulta complicado hacer por simple inspección en un circuito con transformadores ΔY, etc.

Por otra parte, una vez que se calculen las tensiones en los nodos de carga, las inyecciones de corriente de las fuentes de tensión I1 se pueden calcular mediante:

$$I_1 = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 \tag{2.6}$$

2.1.2 Algoritmo

A partir de las expresiones y relaciones precedentes, se ha empleado un algoritmo para la resolución del Flujo de Potencia Trifásico que se basa en la siguiente secuencia de cálculos [12]:

$$\begin{aligned}
&V_2^{\,0} = -Y_{22}^{\,-1}Y_{21}V_1 \\
&k = 0 \\
&\text{Repetir} \\
&\quad k = k+1 \\
&\quad I_2^{\,k} = f(S_2, V_2^{\,k-1}) \\
&\quad V_2^{\,k} = Y_{22}^{\,-1}I_2^{\,k} + V_2^{\,0} \\
&\text{Hasta que } V_2^{\,k} \approx V_2^{\,k-1} \\
&I_1 = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2^{\,k}
\end{aligned} \tag{2.7}$$

Como se puede apreciar, este acercamiento sigue el método de solución por matriz impedancia que tiene una probada robustez y convergencia y combina estas buenas cualidades con una sencillez que facilita extraordinariamente su programación.

2.2 Modelo de la red

Un aspecto básico para el método presentado, descansa en la obtención del modelo de la red, lo que se traduce en la formación de la matriz admitancia de la misma.

Esta matriz se compone adicionando todas las submatrices admitancia de los diferentes elementos que integran el sistema eléctrico: transformadores, alimentadores y otros elementos pasivos como bancos de capacitores, etc. [11]

2.2.1 Transformadores

El modelo de los transformadores trifásicos y de los bancos de transformadores monofásicos es una de las partes más complicadas del modelo de la red, por la diversidad de conexiones y configuraciones posibles. [12]

No obstante, este problema puede simplificarse si se representa cada transformador trifásico como un banco de tres transformadores monofásicos y se realiza el análisis por separado a

cada una de las unidades monofásicas componentes de los bancos de transformadores. [13] [14] [15]

Se consideran los casos de transformador monofásico con cuatro y cinco terminales.

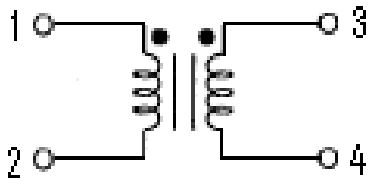

Figura 2.2: Transformador de cuatro terminales.

Si y es la admitancia serie del transformador, y α y β representan las posiciones de los taps por primario y secundario, la matriz admitancia del transformador monofásico con cuatro terminales es:

$$Y = \begin{bmatrix} y_{11} & -y_{11} & -y_{12} & y_{12} \\ -y_{11} & y_{11} & y_{12} & -y_{12} \\ -y_{12} & y_{12} & y_{22} & -y_{22} \\ y_{12} & -y_{12} & -y_{22} & y_{22} \end{bmatrix} \tag{2.8}$$

Donde:

$$y_{11} = y/\alpha^2, \quad y_{12} = y/\alpha\beta, \quad y_{22} = y/\beta^2 \tag{2.9}$$

Debe aclararse, que en caso de que el devanado primario o secundario esté conectado de fase a fase (conexión Δ), el tap correspondiente, α o β se multiplica por $\sqrt{3}$.

Los nodos 1 y 3 son siempre una fase, mientras que los nodos 2 y 4, pueden ser una segunda fase (conexión Δ) o un neutro (conexión Y). En caso de que un neutro esté conectado directamente al nodo de referencia, se extrae la fila y columna correspondientes de la matriz.

Un transformador con tap central en el secundario tiene cinco terminales

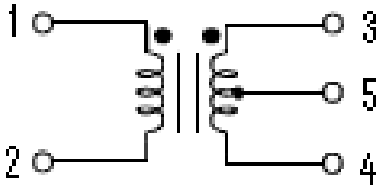

Figura 2.3: Transformador de cinco terminales.

La matriz admitancia de este tipo de transformador es:

$$Y = \begin{bmatrix} y_{11} & -y_{11} & -y_{12} & y_{12} & 0 \\ -y_{11} & y_{11} & y_{12} & -y_{12} & 0 \\ -y_{12} & y_{12} & 2y_{22} & 0 & -2y_{22} \\ y_{12} & -y_{12} & 0 & 2y_{22} & -2y_{22} \\ 0 & 0 & -2y_{22} & -2y_{22} & 4y_{22} \end{bmatrix} \tag{2.10}$$

En este caso, el nodo 4 siempre es una segunda fase, y el 5 es el neutro por secundario. No obstante, el nodo 5 nunca puede eliminarse, pues en la modelación realizada, no está conectado al nodo de referencia, por lo que tiene que tratarse como una fase más.

Adicionando la matriz de cada transformador monofásico en las posiciones (nodos) correspondientes, se obtiene la matriz Y del banco de transformadores o del transformador trifásico.

Una vez que se tiene la matriz admitancia del banco o transformador trifásico, los nodos que representan el neutro de los devanados en conexión Y no aterrada, pueden eliminarse por álgebra de matrices, dado que la corriente es cero por el neutro en este caso.

Si se considera que Iabc representa las corrientes de fase e In la corriente por el o los neutros a eliminar, el sistema de ecuaciones sería:

$$\begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{abc,abc} & Y_{abc,n} \\ Y_{n,abc} & Y_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_n \end{bmatrix} \tag{2.11}$$

Dado que In es cero, se obtendría la tensión en el o los neutros, por:

$$V_n = -Y_{n,n}{}^{-1} Y_{n,abc} V_{abc} \tag{2.12}$$

Y de esta forma se obtendría la formulación solo en componentes de fase como:

$$I_{abc} = \left(Y_{abc,abc} - Y_{abc,n} Y_{n,n}{}^{-1} Y_{n,abc} \right) V_{abc} \tag{2.13}$$

Por lo cual, la matriz admitancia del banco o transformador trifásico sería:

$$Y_{abc} = Y_{abc,abc} - Y_{abc,n} Y_{n,n}{}^{-1} Y_{n,abc} \tag{2.14}$$

Esto es lo que se conoce como reducción de Kron.

2.2.2 Alimentadores

La representación de los alimentadores se realiza por el circuito Π para líneas cortas y empleando la formulación habitualmente utilizada en programas de este tipo [16].

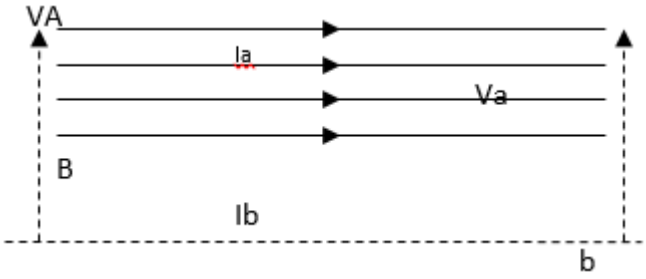

Figura 2.4 Línea trifásica con neutro y conductor de Carson de retorno por tierra.

La caída de tensión en los conductores depende de:

$$\begin{bmatrix} V_{A-a} \\ V_{B-b} \\ V_{C-c} \\ V_{N-n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa-g} & Z_{ab-g} & Z_{ac-g} & Z_{an-g} \\ Z_{ba-g} & Z_{bb-g} & Z_{bc-g} & Z_{bn-g} \\ Z_{ca-g} & Z_{cb-g} & Z_{cc-g} & Z_{cn-g} \\ Z_{na-g} & Z_{nb-g} & Z_{nc-g} & Z_{nn-g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \tag{2.15}$$

Los términos de la diagonal principal (impedancia propia de los conductores) se determinan en (Ω/km) como:

$$Z_{aa-n} = (R_a + R_g) + j\frac{\mu_0}{2\pi}\ln\left(\frac{D_g}{r_a'}\right) = (R_a + R_g) + j0.17361 \cdot \log\left(\frac{D_g}{r_a'}\right) \tag{2.16}$$

La impedancia mutua entre conductores se determinan en (Ω/km) mediante:

$$Z_{ab-g} = R_g + j0.17361 \cdot \log\left(\frac{D_g}{D_{ab}}\right) \tag{2.17}$$

Donde:

μ0 – Permeabilidad del conductor (4πx10-7 H/m)

Ra – Resistencia del conductor a (Ω/km)

Dab – Distancia entre los conductores a y b (mm).

Rg – Resistencia del conductor ficticio de retorno por tierra (*ground*) en (Ω/km)

$$R_g = 0.05929(f/60) \tag{2.18}$$

Dg – Distancia del conductor a al conductor ficticio de retorno por tierra (mm). Se acostumbra tomar una resistividad de tierra de ρ = 100 Ω-km.

$$D_g = 658368\sqrt{\rho/f} \tag{2.19}$$

Como el conductor neutro está aterrado en ambos extremos VN-n es cero y se eliminan la fila y columnas correspondientes al neutro con la reducción de Kron.

$$Z_{abc} = Z_{abc,abc-g} - Z_{abc,n-g} Z_{n,n-g}^{-1} Z_{n,abc-g} \tag{2.20}$$

Para determinar el efecto capacitivo de la línea se utiliza el siguiente modelo:

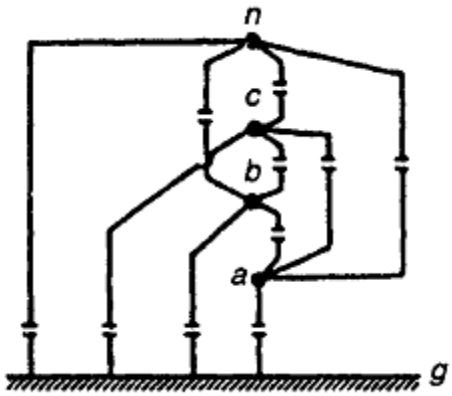

Figura 2.5: Línea trifásica con neutro y conductor de Carson de retorno por tierra.

Las tensiones a tierra de cada fase se relacionan con la carga de los conductores mediante la expresión:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \\ q_n \end{bmatrix} \tag{2.21}$$

Los términos de la diagonal principal se determinan como (km/F):

$$P_{aa} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_o} \ln\left(\frac{D_{aa'}}{r_a}\right) = 4.1376\text{x}10^{7} \cdot \log\left(\frac{D_{aa'}}{r_a}\right) \tag{2.22}$$

Y el resto de los potenciales mediante:

$$P_{ab} = 4.1376x10^{7} \cdot \log\left(\frac{D_{ab'}}{D_{ab}}\right) \tag{2.23}$$

Donde:

ε0 – Permitividad del espacio libre (8.857x10-12 F/m)

Dab – Distancia entre los conductores a y b (mm).

Dab’ – Distancia entre el conductor a y la imagen del conductor b en la tierra.

Como el conductor neutro está aterrado en ambos extremos Vn es cero y se eliminan la fila y columnas correspondientes al neutro con la reducción de Kron.

$$P_{abc} = P_{abc,abc} - P_{abc,n} P_{n,n}^{-1} P_{n,abc} \tag{2.24}$$

La admitancia en paralelo de la línea se obtiene (mho/km) de:

$$\boldsymbol{Y}_{abc} = j2\pi f \cdot \boldsymbol{P}_{abc}^{-1} \tag{2.25}$$

Siguiendo este procedimiento, se consigue una representación de la matriz admitancia de la línea solo en componentes de fase que se describe por:

$$Y = \begin{bmatrix} \frac{1}{2}Y_{abc} + Z_{abc}^{-1} & -Z_{abc}^{-1} \\ -Z_{abc}^{-1} & \frac{1}{2}Y_{abc} + Z_{abc}^{-1} \end{bmatrix} \tag{2.26}$$

2.2.3 Cargas

Las cargas se modelan como fuentes de corriente dependientes de la tensión en sus terminales y la potencia activa y reactiva especificadas.

En el caso de una carga monofásica conectada entre los terminales 1 y 2, la inyección de corriente en ambos nodos sería:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 \\ 1 \end{bmatrix} \frac{P_{12} - jQ_{12}}{\left(V_1 - V_2\right)^*} \tag{2.27}$$

En el caso de las cargas trifásicas y en particular para los motores eléctricos, debe disponerse de un modelo que permita determinar las corrientes de carga por fase, que hacen cumplir el balance de potencia activa y reactiva en el motor o sistema analizado para un conjunto de tensiones de fase asimétricas.

El modelo actual simplifica este problema mediante la aproximación de dividir una carga trifásica en tres cargas monofásicas iguales.

2.2.4 Otros elementos

Otros elementos pasivos, como bancos de capacitores, filtros de armónicos, etc. pueden representarse como arreglos de ramas *shunt* entre fase y neutro o entre fase y fase, lo que da la posibilidad de estudiar el efecto de asimetrías en estos elementos. Los neutros de conexión Y se eliminan por álgebra de matrices según se explica para los transformadores.

2.3 Funcionamiento del programa (PSEC)

El programa PSEC desarrollado en MatLab permite calcular caídas de voltaje entre fase-fase y fase-neutro, la capacidad máxima de carga a la que se encuentra trabajando el transformador, así como las pérdidas de energías activas y reactivas, las pérdidas de potencia activa y reactiva de todos los elementos que componen el circuito y su consumo total de cargas y consumo total del circuito.

El primer paso a seguir es introducir la función PSEC en el "*prom*" del MatLab figura:

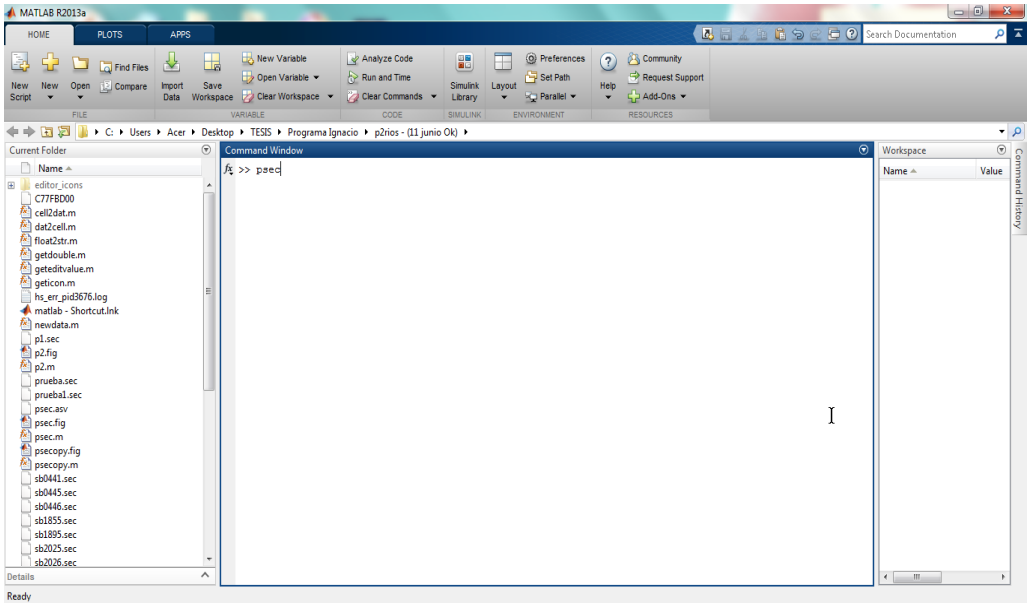

Figura 2.6: *Prom* del MatLab.

Inmediatamente al cargar la función, se mostrará la ventana de trabajo donde se tienen tres opciones para introducir los datos, figura 2.7:

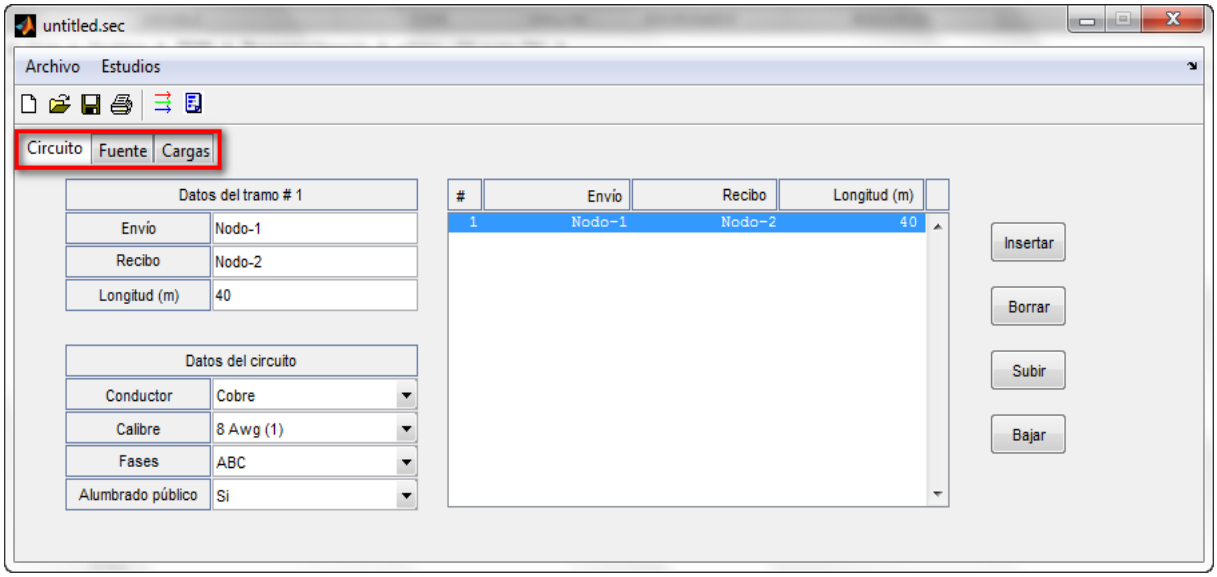

Figura 2.7: Ventana principal del programa.

En estas tres opciones (circuito, fuente, cargas) se introducirán las características del circuito: distancias entre nodo de envío y nodo de recibo, así sucesivamente la cantidad correspondiente de los mismos, conductor, su calibre, número de fases y la existencia o no de alumbrado público los comandos a la derecha de la ventana serán para introducir los datos, así como borrarlos, subirlos o bajarlos, en las figuras 2.8, 2.9, 2.10, 2.11, 2.12 se muestran dichos pasos:

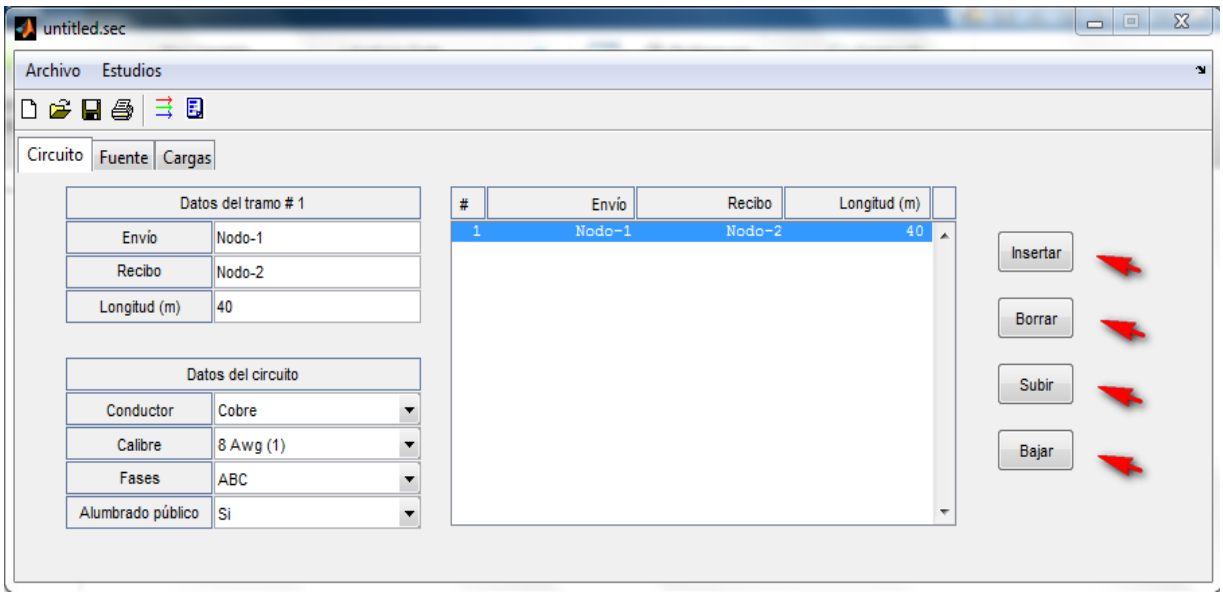

Figura 2.8: Botones (insertar, borrar, subir, bajar) del programa.

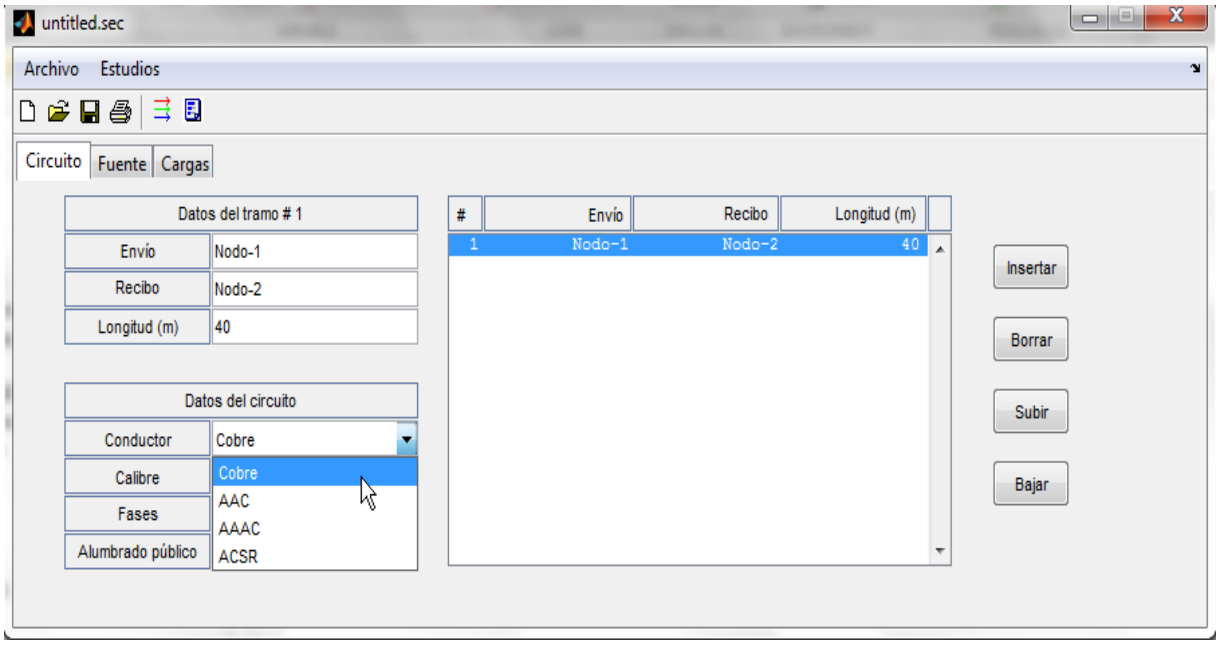

Figura 2.9: Tipo de conductor.

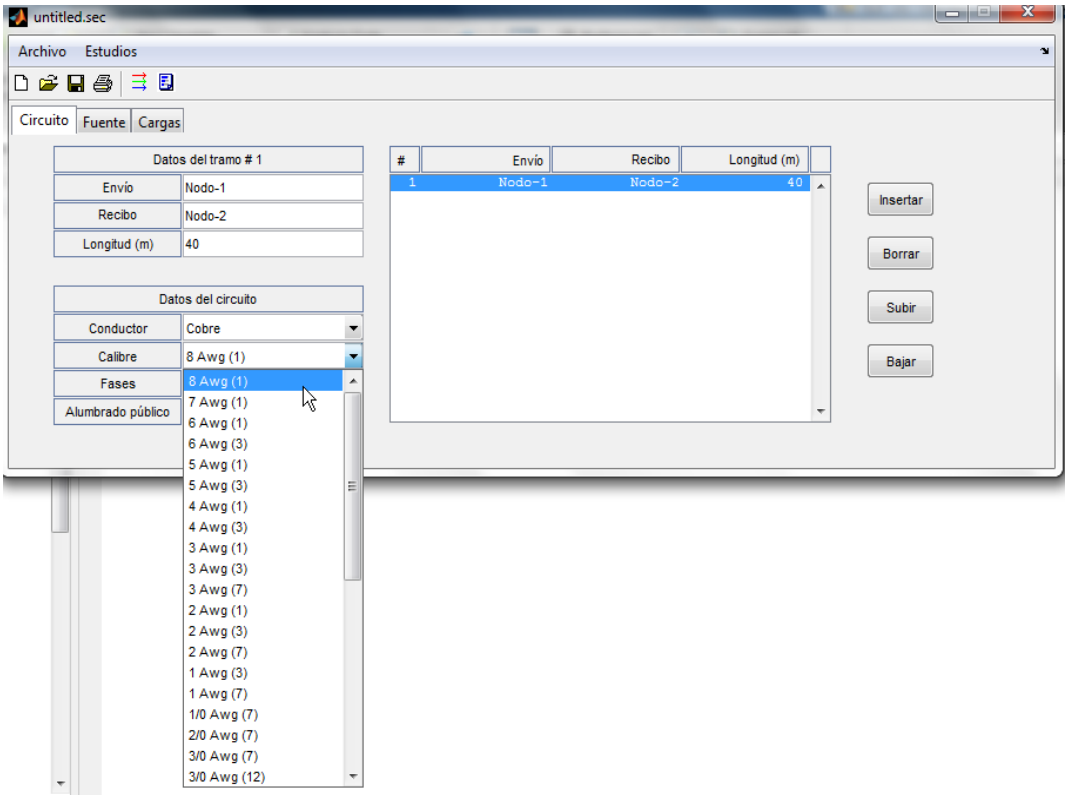

Figura 2.10: Calibre de los conductores.

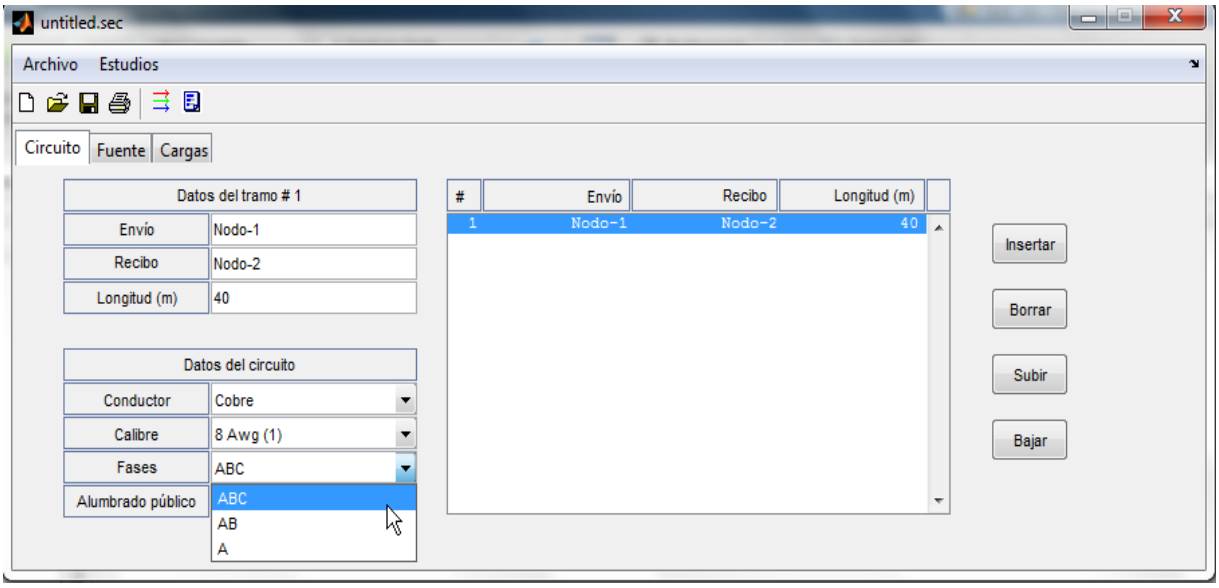

Figura 2.11: Selección de la fases.

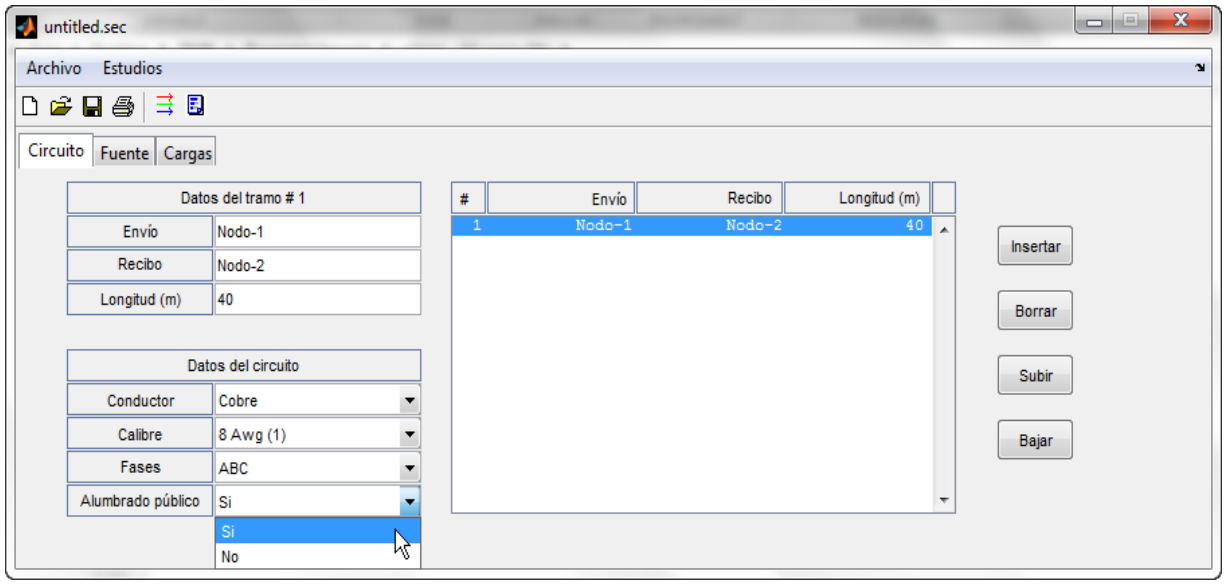

Figura 2.12: Selección del alumbrado público.

Consecutivamente se deben llenar los datos de la fuente abriendo la pestaña con el nombre correspondiente, y procedemos a introducir los datos del transformador (trifásico, monofásico, banco cerrado, banco abierto (fuerza en atraso), banco abierto (fuerza en adelanto)). El tipo de conexión (fase-tierra, fase-fase). La potencia nominal del transformador y el tap por primario en caso de poseerlo, dichas opciones se muestran en la figura 2.13:

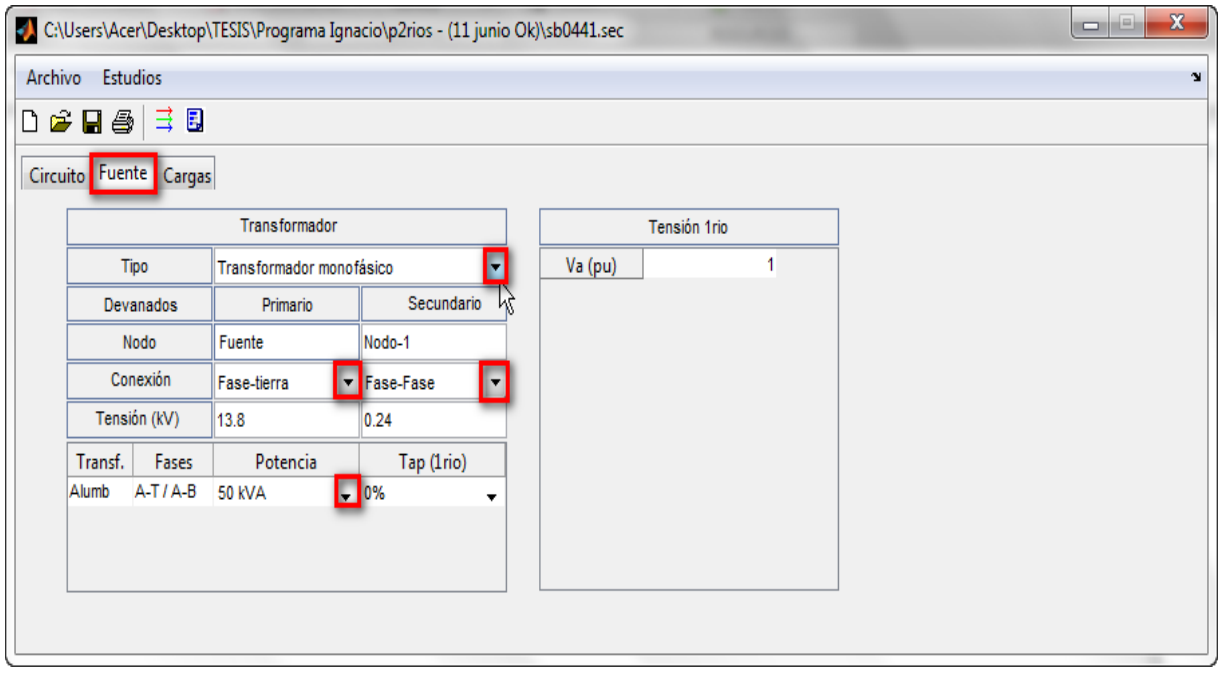

Figura 2.13: Pestaña “Fuente“.

Posteriormente en un tercer paso se procede con las cargas del circuito secundario y sus características, como son el tipo de conductor de la acometida (cobre, aluminio), el calibre, longitud (entre 10-50m), régimen al que pertenece (residencial, alumbrado público,

permanente, industria-1, industria-2, servicio-1, servicio-2 y mixta), en la carga se introducirá el promedio mensual de los usuarios de la red. Es válido aclarar que a cada nodo se le asignará su número correspondiente de cargas que dependerá de la distribución misma del circuito secundario. En la figura 2.14 se muestra:

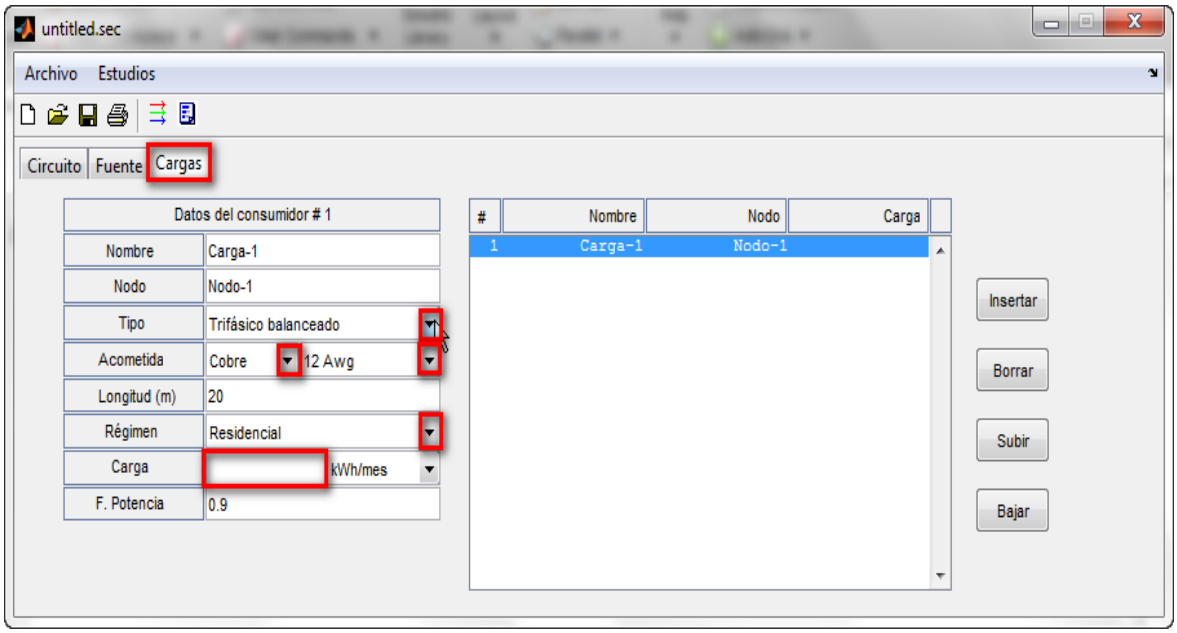

Figura 2.14: Pestaña “Cargas”.

Concluido todos estos procedimientos de inserción de datos “se corre” PSEC, figura 2.15:

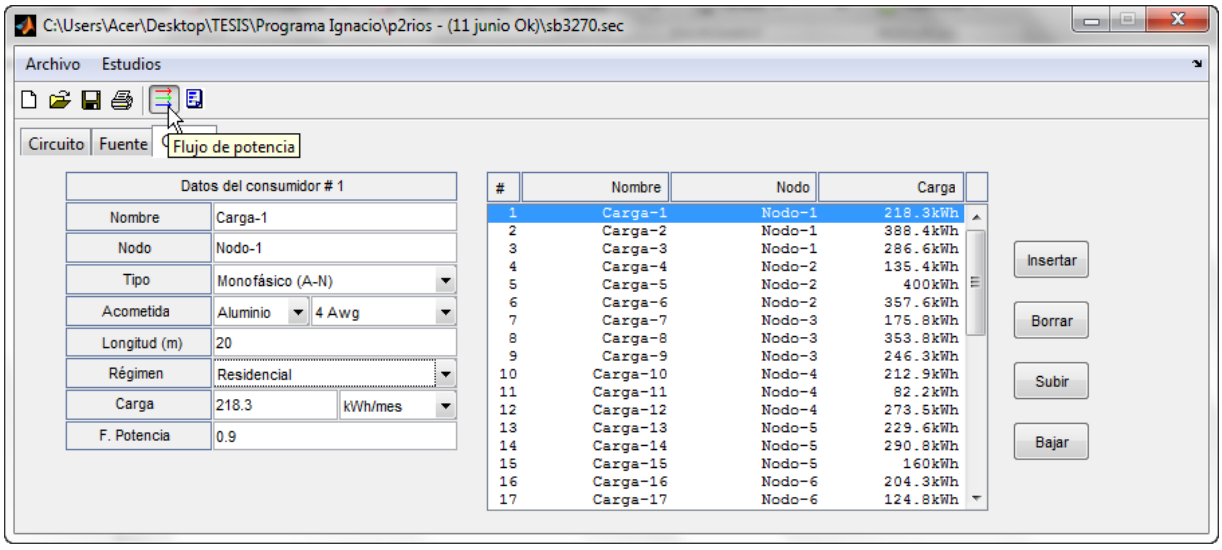

Figura 2.15: Botón “Flujo de potencia”.

Por último, se procede a la obtención de los resultados oprimiendo (generar reporte), figura 2.16:

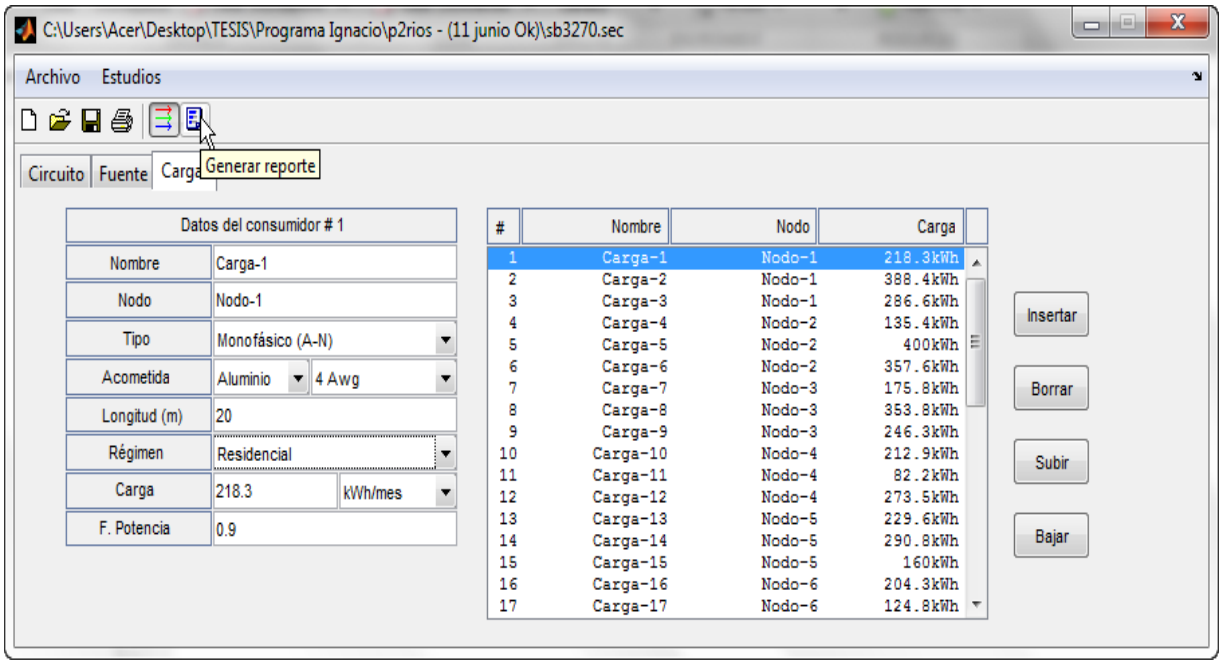

Figura 2.16: Botón “Generar reporte”.

Se presentará una ventana como la de la figura 2.17 con cinco resultados. Todos los resultados mostrados serán a las 19:00 horas.

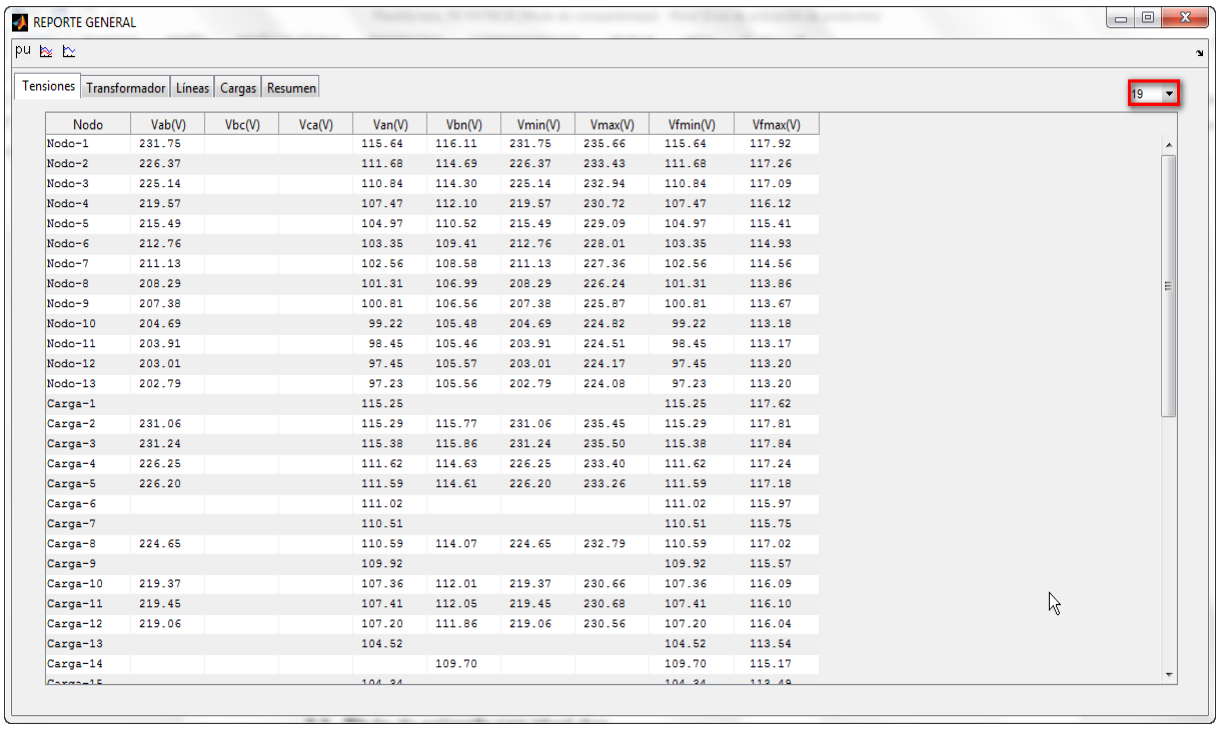

Figura 2.17: Resultados.

2.4 Procesamiento de los resultados

Tomando como punto de comparación los datos normalizados establecidos en las normas que se exponen a continuación y las indicaciones con que trabaja la Organización Básica Eléctrica (OBE) establecidas en sus indicadores, se analizan los datos obtenidos del programa PSEC sobre el comportamiento de los circuitos secundarios analizados y se proponen las mejoras en caso de ser necesarias.

• Relación de normas:

NC 365:2011 TENSIONES NORMALIZADAS. [17]

NC 800: 2017 REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO CUBANO PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICACIONES (OBLIGATORIA). [18]

NC 62-21:1984 SISTEMA ELECTROENERGETICO NACIONAL. CIRCUITOS SECUNDARIOS. REQUISITOS GENERALES. [19]

NC 1035:2014 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION — REQUISITOS. [20]

NC EN 60889:2008 ALAMBRE DE ALUMINIO DURO PARA CONDUCTORES DE LINEAS AEREAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (EN 60889:1997, IDT). [21]

Se citan a continuación fragmentos de las normas que se tuvieron en cuenta para el análisis de los resultados obtenidos en el próximo capítulo:

- Las pérdidas en distribución se mantendrán por debajo del 7 % de la potencia transferida, en cada tramo. [18]
- En caso de acometidas aéreas, estas no podrán tener más de 25 m de longitud medidos desde el poste o columna hasta el punto de apoyo de esta en la edificación. Este punto de apoyo deberá encontrarse en el lado favorable al poste o columna más cercana existente o que se vaya a instalar para tal fin por parte de la Empresa Eléctrica. [18]
- Bajo condiciones normales de operación del sistema eléctrico de distribución, la variación de tensión en las redes de “baja tensión” se mantendrá en el rango de +10 % y -10 %. [18]
- En general, la eficiencia máxima de un transformador corresponde al 25 % – 50 % de la potencia nominal del transformador. [18]
- Para seleccionar la potencia óptima para un transformador, deben tomarse en consideración los siguientes factores:

• lista de consumidores y definición de los factores de utilización (k_u) y de simultaneidad (k_s);

• determinar el ciclo de carga de la instalación, resaltando la duración de las cargas y las sobrecargas.

• tomar en cuenta el porciento total de armónicos de corriente, pues esto provoca un calentamiento adicional en los enrollados que puede requerir determinado sobredimensionamiento del transformador;

- tomar en cuenta expansiones futuras;
- tomar las medidas para operar a un factor de potencia alto;
- hacer las correcciones necesarias por la temperatura de diseño y velar por la adecuada ventilación en la cámara de transformadores.

Por las razones anteriores se recomienda que la carga permanente de los transformadores se mantenga por debajo de 70 % de la nominal. [18]

CAPÍTULO III. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

En el citado capítulo se presentan y analizan las características principales de los circuitos secundarios pertenecientes a los bancos de transformadores SB-0441, SB-1855, SB-2025, SB-2026 y SB-3270, del circuito 17 del municipio Santa Clara, provincia Villa Clara, Cuba, a los cuales se les hizo un “celaje” y se visitó residencia por residencia, con la intención de recopilar los datos necesarios para introducirlos en el programa y obtener resultados lo más cercano a la realidad posible.

3.1 Características de los circuitos secundarios analizados

Los bancos de transformadores monofásicos SB-0441, SB-1855, SB-2025, SB-2026 y SB-3270 con relación de transformación 13.8/0.24 kV pertenecientes al circuito 17 del municipio Santa Clara se alimentan de la subestación de 110 kV – 13.8 kV. De estos cinco bancos de transformadores el SB-3270 es el único de 25 kVA, el SB-0441 con 50 kVA y SB-2025, SB2026, SB-1855 con 37.5 kVA. Las líneas de distribución secundarias presentan conductores de aluminio (AACPhlox (3/0) de 85 mm²) y las acometidas 4 AWG.

En la figura 3.1 se encuentran resaltados los bancos de transformadores mencionados anteriormente:

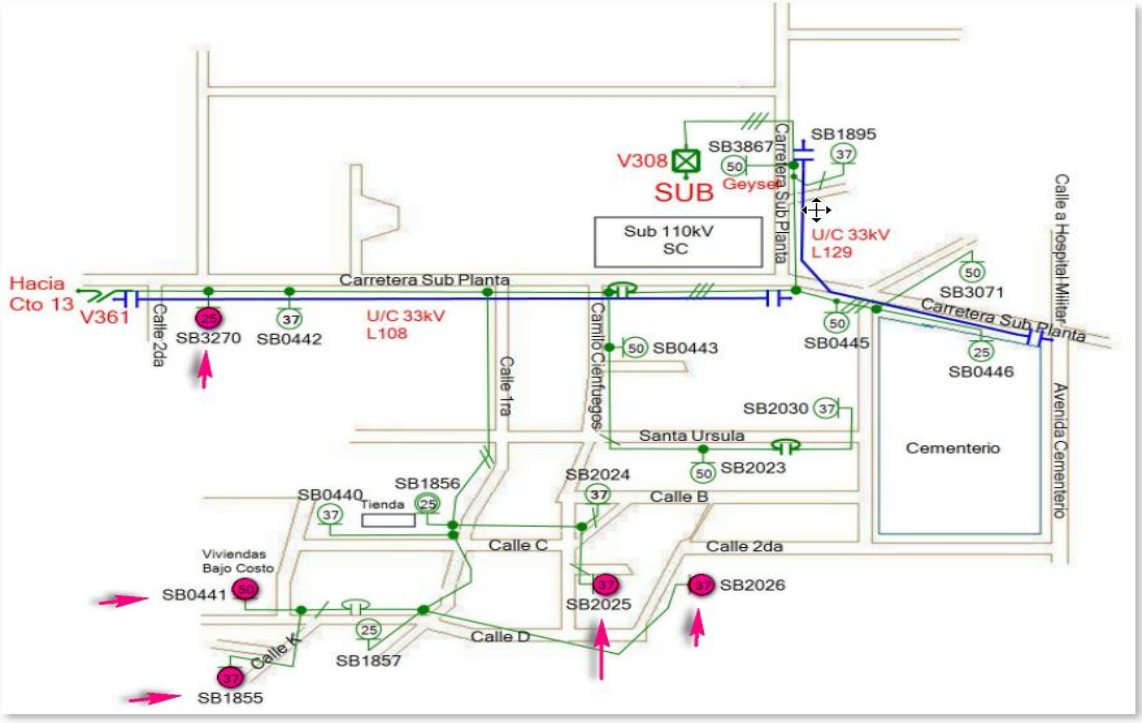

Figura 3.1: Transformadores del estudio.

3.2 Datos de consumo, SB-2026

El banco de transformadores monofásico de 13.8/0.22-0.11 kV, SB-2026 cuenta con una capacidad nominal de 37.5 kVA, con un total de veinticuatro usuarios conectados a la red, de los cuales 2 pertenecen al alumbrado público, veintidós al sector residencial, y 2 no poseen metrocontador (la forma que se utilizó para obtener el consumo promedio mensual de los hogares sin metrocontador fue hallando un promedio de todas las cargas conectadas a dicho banco). Las cargas de alumbrado trabajan a 220 V y 6 cargas residenciales se alimentan igualmente de las dos fases y dieciséis están repartidas indistintamente entre la fase (a) y la fase (b).

3.2.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-2026. Tensiones

Del análisis de los resultados mostrados en la tabla 3.1 (Anexo 1) de tensiones se puede apreciar que no hay caídas de tensión de fase a fase y fase a neutro en el circuito, que afecten su correcto funcionamiento, ni tampoco sobretensiones, comparando dichos resultados con un ±10% con respecto a los voltajes nominales 115 V y 220 V de la red. Es decir, los usuarios de este banco monofásico no muestran afectaciones con respecto al voltaje en pleno horario pico ya que estos datos pertenecen a las 19:00 horas; horario en el cual ocurre la máxima demanda de energía en el sistema.

3.2.2 Transformador

Después de introducidos los datos necesarios para poner en funcionamiento el programa se analizan los resultados reflejados en la tabla 3.2, el mismo no arroja caídas de tensión, sobretensiones, pérdidas de potencia activas y reactivas, pérdidas de energía activas y reactivas a considerar, incluso se encuentra trabajando en el rango de explotación de su máxima eficiencia entre un 25 %-50% de su potencia nominal teniendo en cuenta su coeficiente de carga (kc) de 37.48%.

Tabla 3.2: Tabla del transformador, SB-2026.

	dV (V)	dVmax (V)	kc (%)	kcmax (%)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformador	2.18	2.18	37.45	37.45	0.28	0.74	5.58	15.47

Se tuvo en cuenta lo establecido en la NC 800:2017, apartado 2.16.2 Determinación de la potencia óptima del transformador a seleccionar, (Anexo 2), que plantea que un transformador cargado por encima del 70% de su carga, las pérdidas son altas.

3.2.3 Líneas y cargas

Se observa en la tabla 3.3 que las líneas muestran valores de caídas de tensión máximo (1.01 V) insignificantes comparándolos con los valores de tensión que proporciona la red de

115 V y 220 V, igualmente ocurre con las pérdidas de potencia y de energía activas y reactivas que oscilan entre 0-0.02 kW, 0-0.02 kVAr y 0-0.18 kWh/día, 0-0.16 kVAr/día respectivamente.

Tabla 3.3: Tabla de líneas, SB-2026.

Envio	Recibo	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Nodo-1	Nodo-2	0.86	0.86	0.02	0.01	0.13	0.12
Nodo-2	Nodo-3	0.44	0.44	0	0	0.04	0.03
Nodo-1	Nodo-4	1.01	1.01	0.02	0.02	0.18	0.16
Nodo-4	Nodo-5	0.5	0.5	0.01	0	0.04	0.04
Nodo-5	Nodo-6	0	0	0	0	0	0

En cuanto a las cargas las variaciones de tensión y pérdidas activas varían entre 0.02-0.52 V, 0-0.01 kW. Las mismas no poseen pérdidas ni de potencia, ni de energía reactiva; y las pérdidas de energía activas varían entre 0-0.05 kWh/día, (ver Anexo 3).

3.2.4 Resumen, SB-2026

Como se puede observar la tabla 3.5 muestra un resumen general del circuito a las 19:00 horas del día, pudiéndose sacar conclusiones más precisas y rápidas de los elementos del circuito (transformador, líneas, acometidas, cargas) con respecto al consumo total de pérdidas de cada uno de ellos. Analizando los resultados se concluye que el circuito representa un 2.93 % y el transformador un 2.21 % de las pérdidas activas totales. Esto demuestra que el circuito cumple con las normas vigentes; que las pérdidas en distribución se mantendrán por debajo del 7 % de la potencia transferida, en cada tramo, localizándose el mayor porciento de las mismas, lo mismo activas que reactivas en las cargas.

Tabla 3.5: Tabla resumen, SB-2026.

	dPmax (kW)	dQmax (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformadores	0.28	0.74	5.58	15.47
Líneas	0.05	0.04	0.39	0.34
Acometidas	0.04	0	0.38	0.03
Circuito	0.37	0.78	6.35	15.84

Consumo de cargas	12.27	5.36	141.64	117.92
Consumo total	12.63	6.14	147.99	133.76

3.3 Datos de consumo, SB-2025

El banco de transformadores monofásico de 13.8/0.22-0.11 kV, SB-2025 cuenta con una capacidad nominal de 37.5 kVA, con un total de veintiséis usuarios conectados a la red, de los cuales 2 pertenecen al alumbrado público, veinticuatro al sector residencial, y 5 no poseen metrocontador. Las 2 cargas de alumbrado trabajan a 220 V y siete cargas residenciales se alimentan igualmente de las dos fases y diecisiete están repartidas indistintamente entre la fase A y la fase B.

3.3.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-2025. Tensiones

Del análisis de los resultados mostrados en la tabla 3.6 (Anexo 4) de tensiones se puede apreciar que no hay caídas de tensión de fase a fase y fase a neutro en el circuito que afecten su correcto funcionamiento, ni tampoco sobretensiones, comparando dichos resultados con un $\pm$10% con respecto a los voltajes nominales 115 V y 220 V de la red. Es decir, los usuarios de este banco monofásico no muestran afectaciones con respecto al voltaje en pleno horario pico ya que estos datos pertenecen a las 19:00 horas; horario en el cual ocurre la máxima demanda de energía en el sistema.

3.3.2 Transformador

Se obtuvieron los datos pertenecientes a los resultados del transformador, tabla 3.7, dichos resultados no arrojan caídas de tensión, sobretensiones, pérdidas de potencia activas y reactivas, pérdidas de energía activas y reactivas a considerar, incluso se encuentra trabajando en el rango de explotación de su máxima eficiencia entre un 25%-50% de su potencia nominal teniendo en cuenta su coeficiente de carga (kc) de un 50.24%. En comparación con el SB-2026, todos los parámetros tienen un ligero aumento que no se debe tener en cuenta ya que a pesar de esto el mismo está funcionando por debajo del 70 % de su capacidad nominal.

De llegar a incrementarse la demanda eléctrica de las cargas, esto conllevaría a un aumento de las pérdidas.

Tabla 3.7: Tabla del transformador, SB-2025.

	dV (V)	dVmax (V)	kc (%)	kcmax (%)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformador	2.93	2.93	50.24	50.24	0.33	0.86	6.07	16.48

3.3.3 Líneas y cargas

Se observa en la tabla 3.8 que las líneas muestran valores de caídas de tensión máximo (1.25 V) insignificantes comparándolos con los valores de tensión que proporciona la red de 115 V y 220 V, igualmente ocurre con las pérdidas de potencia y de energía activas y reactivas que oscilan entre 0-0.04 kW, 0-0.04 kVAr y 0-0.33 kWh/día, 0-0.13 kVAr/día respectivamente. Tabla:

Tabla 3.8: Tabla de líneas, SB-2025.

Envio	Recibo	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Nodo-1	Nodo-2	1.25	1.25	0.04	0.04	0.33	0.3
Nodo-2	Nodo-3	0.45	0.45	0.01	0.01	0.06	0.06
Nodo-1	Nodo-4	0.63	0.63	0.02	0.02	0.15	0.13
Nodo-4	Nodo-5	0.37	0.37	0.01	0	0.05	0.04
Nodo-5	Nodo-6	0	0	0	0	0	0

En las cargas no hay caídas de tensión significativas que se deban tener en cuenta para mejorar el funcionamiento del circuito secundario. Las variaciones de tensión y pérdidas activas varían entre 0.02-0.77 V, 0-0.02 kW. Las cargas no poseen pérdidas de potencia reactiva y las pérdidas de energía activas y reactivas varían entre 0-0.17 kWh/día, 0-0.01kvarh/día, respectivamente, ver Anexo 5.

3.3.4 Resumen, SB-2025

Como se puede observar la tabla 3.10 muestra un resumen general del circuito a las 19:00 horas del día, pudiéndose sacar conclusiones más precisas y rápidas de los elementos del circuito (transformador, líneas, acometidas, cargas), con respecto al consumo total de pérdidas de cada uno de ellos. Analizando los resultados se ultima que el circuito representa un 3 % y el transformador un 1.94 % de las pérdidas activas totales. Esto indica que el circuito cumple con las normas vigentes; que las pérdidas en distribución se mantendrán por debajo del 7 % de la potencia transferida, en cada tramo, localizándose el mayor porciento de ellas lo mismo activas que reactivas en las cargas.

Tabla 3.10: Tabla resumen, SB-2025.

	dPmax (kW)	dQmax (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformadores	0.33	0.86	6.07	16.48

Líneas	0.07	0.06	0.58	0.53
Acometidas	0.1	0.01	0.89	0.07
Circuito	0.51	0.93	7.54	17.08
Consumo de cargas	16.49	7.19	190.39	159.23
Consumo total	17	8.12	197.93	176.3

3.4 Datos de consumo, SB-1855

El banco de transformadores monofásico de 13.8/0.22-0.11 kV, SB-1855 cuenta con una capacidad nominal de 37.5 kVA, con un total de sesenta y cinco usuarios conectados a la red, sin alumbrado público en funcionamiento, los sesenta y cinco vinculados al sector residencial, de los cuales diecisiete no poseen metrocontador. De las cargas residenciales cincuenta y cinco se alimentan de las dos fases y diez de las mismas repartidas indistintamente entre la fase (a) y la fase (b).

3.4.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-1855. Tensiones

Del análisis de los resultados mostrados en la tabla 3.11 (Anexo 6) de tensiones se puede apreciar que no hay caídas de tensión de fase a fase y fase a neutro en el circuito que afecten su correcto funcionamiento, ni tampoco sobretensiones, comparando dichos resultados con un $\pm$10% con respecto a los voltajes nominales 115 V y 220 V de la red. Es decir, los usuarios de este banco monofásico no muestran afectaciones con respecto al voltaje en pleno horario pico ya que estos datos pertenecen a las 19:00 horas; horario en el cual ocurre la máxima demanda de energía en el sistema.

3.4.2 Transformador

Después de introducidos los datos necesarios para poner en funcionamiento el programa la tabla 3.12, concerniente a los resultados del transformador no arroja caídas de tensión, sobretensiones, pérdidas de potencia activas y reactivas, ni pérdidas de energía activa y reactiva a tener en cuenta, aunque cotejando dichos resultados con los primeros, estos últimos son levemente mayores. El SB-1855 se encuentra trabajando en un estado de carga del 106.25% muy por encima de lo recomendado, disminuyendo a su vez la eficiencia y aumentando de esta forma las pérdidas en el mismo con relación a los transformadores anteriormente analizados.

Tabla 3.12: Tabla del transformador, SB-1855.

	dV (V)	dVmax (V)	kc (%)	kcmax (%)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformador	6.23	6.23	106.25	106.25	0.78	1.79	9.85	24.35

3.4.3 Líneas y carga

Se observa en la tabla 3.13 que las líneas muestran valores de caídas de tensión máximo (1.14 V) inapreciables comparándolos con los valores de tensión que proporciona la red de 115 V y 220 V, del mismo modo ocurre con las pérdidas de potencia y de energía activas y reactivas que oscilan entre 0-0.09 kW, 0-0.07 kVAr y 0.03-0.74 kWh/día, 0.02-0.62 kVAr/día respectivamente.

Tabla 3.13: Tabla de líneas, SB-1855.

Envio	Recibo	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Nodo-1	Nodo-2	0.89	0.89	0.05	0.04	0.42	0.35
Nodo-2	Nodo-3	0.88	0.88	0.04	0.03	0.32	0.27
Nodo-3	Nodo-4	0.43	0.43	0.01	0.01	0.09	0.08
Nodo-4	Nodo-5	0.27	0.27	0	0	0.03	0.02
Nodo-1	Nodo-6	1.14	1.14	0.07	0.06	0.61	0.52
Nodo-6	Nodo-7	1.6	1.6	0.09	0.07	0.74	0.62
Nodo-7	Nodo-8	0.98	0.98	0.04	0.03	0.34	0.29
Nodo-8	Nodo-9	0.47	0.47	0.01	0.01	0.11	0.09
Nodo-9	Nodo-10	0.34	0.34	0.01	0	0.04	0.04

En las cargas no hay caídas de tensión reveladoras que se deban tener en cuenta. Las variaciones de tensión y pérdidas activas varían entre 0.03-0.53 V, 0-0.02 kW. Las cargas no poseen pérdidas de potencia reactiva y las pérdidas de energía activas y reactivas varían entre 0-0.13 kWh/día, 0-0.01kvarh/día, respectivamente, ver tabla 3.14 (Anexo 8).

3.4.4 Resumen, SB-1855

Como se puede observar la tabla 3.15 muestra el resumen general del SB-1855 a las 19:00 horas del día, se concluye que el circuito representa un 3.56 % y el transformador un 2.17 % de las pérdidas activas totales. Esto indica que el mismo cumple con las normas actuales de que las pérdidas en distribución se mantendrán por debajo del 7 % de la potencia transferida, en cada tramo, localizándose el mayor porciento de ellas lo mismo activas que reactivas en las cargas con un 96.43% y 87.89% respectivamente. De la misma forma ocurre con las pérdidas de energía activa y reactiva, 96.6% y 92.61% correspondientemente.

Tabla 3.15 Tabla resumen, SB-1855.

	dPmax (kW)	dQmax (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)	dVmax (V)	dVmax (%)
Transformadores	0.78	1.79	9.85	24.35		
Líneas	0.32	0.27	2.71	2.28		
Acometidas	0.18	0.01	1.49	0.11		
Circuito	1.28	2.08	14.05	26.74		
Consumo de cargas	34.67	15.11	400.04	335.45		
Consumo total	35.95	17.19	414.09	362.19		

3.5 Datos de consumo, SB-0441

El banco de transformadores monofásico de 13.8/0.22-0.11 kV, SB-0441 cuenta con una capacidad nominal de 50 kVA, con un total de cincuenta y nueve usuarios conectados a la red, sin alumbrado público en funcionamiento, los cincuenta y nueve vinculados al sector residencial, de los cuales 5 no poseen metrocontador. De las cargas residenciales diecinueve se alimentan de las dos fases y cuarenta de las mismas repartidas indistintamente entre la fase a y la fase b.

3.5.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-0441. Tensiones

Del análisis de los resultados mostrados en la tabla 3.16 (Anexo 8) de tensiones se puede apreciar que no hay caídas de tensión de fase a fase y fase a neutro en el circuito que afecten su correcto funcionamiento, ni tampoco sobretensiones, comparando dichos resultados con un $\pm$10% con respecto a los voltajes nominales 115 V y 220 V de la red. Es decir, los usuarios de este banco monofásico no muestran afectaciones con respecto al

voltaje en pleno horario pico ya que estos datos pertenecen a las 19:00 horas; horario en el cual ocurre la máxima demanda de energía en el sistema.

3.5.2 Transformador

Después de introducidos los datos necesarios para poner en funcionamiento el programa se analizan los resultados de la tabla 3.17 y muestran que el transformador no arroja caídas de tensión, sobretensiones, pérdidas de potencia activas y reactivas, ni pérdidas de energía activa y reactiva a considerar. El SB-1855 se encuentra trabajando en un estado de carga de un 77.99% (en horario “pico”) un 7.99% por encima de lo establecido en la NC-800:2017.

Tabla 3.17: Tabla del transformador, SB-0441.

	dV (V)	dVmax (V)	kc (%)	kcmax (%)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformador	4.85	4.88	77.99	77.99	0.67	1.74	9.85	26.45

3.5.3 Líneas y cargas

La tabla 3.18 muestra que líneas exponen valores de caídas de tensión máximo (1.04 V) inapreciables comparándolos con los valores de tensión que proporciona la red de 115 V y 220 V, del mismo modo ocurre con las pérdidas de potencia y de energía activas y reactivas que oscilan entre 0-0.06 kW, 0-0.05 kVAr y 0.-0.51 kWh/día, 0-0.43 kVAr/día respectivamente. Tabla:

Tabla 3.18: Tabla de líneas, SB-0441.

Envio	Recibo	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Nodo-1	Nodo-2	1.04	1.04	0.06	0.05	0.51	0.43
Nodo-2	Nodo-3	0.96	0.96	0.04	0.03	0.33	0.29
Nodo-3	Nodo-4	0.83	0.83	0.02	0.02	0.2	0.18
Nodo-4	Nodo-5	0.38	0.38	0	0	0.04	0.04
Nodo-1	Nodo-6	0.87	0.87	0.04	0.04	0.36	0.3
Nodo-6	Nodo-7	0.86	0.86	0.03	0.03	0.26	0.22
Nodo-7	Nodo-8	0.72	0.72	0.02	0.02	0.16	0.13
Nodo-8	Nodo-9	0.51	0.51	0.01	0.01	0.06	0.05

Nodo-9	Nodo-10	0	0	0	0	0	0

En las cargas no hay caídas de tensión reveladoras que se deban tener en cuenta. Las variaciones de tensión y pérdidas activas varían entre 0.01-0.74 V, 0-0.01 kW. Las cargas no poseen pérdidas de potencia reactiva y las pérdidas de energía activas y reactivas varían entre 0-0.09 kWh/día, 0-0.01kvarh/día, respectivamente, ver tabla 3.19 (Anexo 9).

3.5.4 Resumen, SB-0441

Como se puede observar la tabla 3.20 muestra un resumen general del circuito a las 19:00 horas del día, pudiéndose sacar conclusiones más precisas y rápidas de los elementos del circuito (transformador, líneas, acometidas, cargas) con respecto al consumo total de pérdidas de cada uno de ellos. Analizando los resultados se concluye que el circuito representa un 2.98 % y el transformador un 1.9 % de las pérdidas activas totales. Esto indica que el mismo cumple con las normas actuales de que las pérdidas en distribución se mantendrán por debajo del 7 % de la potencia transferida, en cada tramo, localizándose el mayor porciento de ellas lo mismo activas que reactivas en las cargas con un 97.01% y 88.46% respectivamente. De la misma forma ocurre con las pérdidas de energía activa y reactiva, 96.78% y 92.13% correspondientemente.

Tabla 3.20: Tabla resumen, SB-0441.

	dPmax (kW)	dQmax (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformadores	0.67	1.74	9.85	26.45
Líneas	0.23	0.19	1.93	1.64
Acometidas	0.16	0.01	1.31	0.1
Circuito	1.05	1.95	13.09	28.19
Consumo de cargas	34.13	14.88	393.83	330.25
Consumo total	35.18	16.82	406.93	358.43

3.6 Datos de consumo, SB-3270

El banco de transformadores monofásico de 13.8/0.22-0.11 kV, SB-3270 cuenta con una capacidad nominal de 25 kVA, con un total de cuarenta y tres usuarios conectados a la red, de los cuales 3 pertenecen al alumbrado público conectado a 220 V, 1 es un consultorio médico (prepago) y los treinta y nueve restantes pertenecen al sector residencial, de los

cuales 5 no poseen metrocontador. De las cargas residenciales veintiuna se alimentan de las dos fases y diecinueve de ellas se reparten indistintamente entre la fase (a) y la fase (b).

3.6.1 Análisis de los resultados obtenidos por el programa, SB-3270. Tensiones

Del análisis de los resultados mostrados en la tabla 3.21 (Anexo 10) de tensiones se puede apreciar que no hay caídas de tensión de fase a fase y si de fase (a) a neutro de un 3.15% por encima de lo establecido del -10% con respecto al voltaje nominal de 115 V. No presenta sobretensiones. Es decir, los usuarios de este banco monofásico conectados a la fase (a) presentan afectaciones por bajas tensiones a pleno horario pico ya que estos datos pertenecen a las 19:00 horas, que es donde ocurre la máxima demanda de energía en el sistema.

3.6.2 Transformador

Después de introducidos los datos necesarios para poner en funcionamiento el programa, la tabla 3.22 concerniente a los resultados del transformador no arroja caídas de tensión, sobretensiones, pérdidas de potencia activas y reactivas, ni pérdidas de energía activa y reactiva a tener en cuenta. El SB-3270 se encuentra trabajando en un estado de carga de un 128.6 %, muy por encima de los parámetros establecido para lograr su máxima eficiencia (entre un 25%-50% de su potencia nominal). Se analizó que el transformador en horarios de menos demanda trabaja igualmente sobrecargado (anexo) y se recomienda que trabaje permanentemente por debajo del 70 % de su capacidad nominal, esto confirma una baja eficiencia y esto a su vez provoca un aumento de las pérdidas.

Tabla 3.22: Tabla del Transformador, SB-3270.

	dV (V)	dVmax (V)	kc (%)	kcmax (%)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformador	8.43	8.43	128.6	128.6	0.8	1.68	8.71	20.67

3.6.3 Líneas y cargas

La tabla 3.23 muestra que las líneas exponen valores de caídas de tensión máximo (4.63 V) despreciables comparándolos con los valores de tensión que proporciona la red de 115 V y 220 V, del mismo modo ocurre con las pérdidas de potencia y de energía activas y reactivas que oscilan entre 0-0.47 kW, 0-0.39 kVAr y 0.03-3.69 kWh/día, 0.02-3.09 kVAr/día respectivamente.

Tabla 3.23: Tabla de líneas, SB-3270.

Envio	Recibo	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)

Nodo-1	Nodo-2	4.6	4.6	0.47	0.39	3.69	3.09
Nodo-2	Nodo-3	1.03	1.03	0.09	0.08	0.72	0.6
Nodo-3	Nodo-4	4.63	4.63	0.36	0.3	2.83	2.37
Nodo-4	Nodo-5	3.39	3.39	0.24	0.2	1.9	1.59
Nodo-5	Nodo-6	2.26	2.26	0.14	0.12	1.12	0.94
Nodo-6	Nodo-7	1.36	1.36	0.08	0.06	0.6	0.51
Nodo-7	Nodo-8	2.37	2.37	0.12	0.1	0.91	0.78
Nodo-8	Nodo-9	0.77	0.77	0.03	0.03	0.25	0.21
Nodo-9	Nodo-10	2.22	2.22	0.08	0.07	0.64	0.54
Nodo-10	Nodo-11	0.65	0.65	0.02	0.02	0.17	0.15
Nodo-11	Nodo-12	0.74	0.74	0.02	0.02	0.17	0.15
Nodo-12	Nodo-13	0.18	0.18	0	0	0.03	0.02

En las cargas no hay caídas de tensión reveladoras que se deban tener en cuenta. Las variaciones de tensión y pérdidas de potencia activas varían entre 0.02-0.69 V, 0-0.01 kW. Las cargas no poseen pérdidas de potencia reactiva y las pérdidas de energía activas y reactivas varían entre 0-0.09 kWh/día, 0-0.01kvarh/día, respectivamente, ver tabla 3.24 (Anexo11).

3.6.4 Resumen

Como se puede observar la tabla 3.25 muestra un resumen general del circuito a las 19:00 horas del día, pudiéndose sacar conclusiones más precisas y rápidas de los elementos del circuito (transformador, líneas, acometidas, cargas) con respecto al consumo total de pérdidas de cada uno de ellos. Analizando los resultados se concluye que el circuito representa un 8.98 % y el transformador un 2.79 % de las pérdidas activas totales. Esto indica que el mismo no cumple con las normas actuales de que las pérdidas en distribución se mantendrán por debajo del 7 % de la potencia transferida, en cada tramo, localizándose el mayor porciento de ellas lo mismo activas que reactivas en las cargas con un 97.01% y 88.46% respectivamente. De la misma forma ocurre con las pérdidas de energía activa y reactiva, 96.78% y 92.13% correspondientemente.

Tabla 3.25: Tabla resumen, SB-3270.

	dPmax (kW)	dQmax (kvar)	dEa (kWh/día)	dEr (kvarh/día)
Transformadores	0.8	1.68	8.71	20.67
Líneas	1.67	1.4	13.03	10.95
Acometidas	0.11	0.01	0.89	0.07
Circuito	2.58	3.08	22.64	31.69
Consumo de cargas	26.12	11.4	301.58	251.62
Consumo total	28.7	14.49	324.22	283.31

3.7 Procesamiento de los resultados y mejoramiento de los circuitos

Después de terminado el estudio de los circuitos secundarios correspondientes a los transformadores SB-2026, SB-2025, SB-0441, SB-1855 y SB-3270 se puede apreciar que los niveles de tensión presentes son adecuados para la explotación del sistema por parte de los clientes, las caídas de tensiones en los transformadores son bajas con la excepción del SB-3270 que presenta una caída de tensión de un -13.15% de fase a neutro. Solo tres se encuentran por encima del límite de trabajo de máxima eficiencia, con 106.25%, 128.6% y 77.99% de carga, el resto no sobrepasan el 70 % de su capacidad nominal.

Las pérdidas en las cargas, las líneas y en los transformadores poseen valores pequeños aceptables para el sistema.

Una solución para mejorar la eficiencia del transformador SB-1855, que se encuentra sobrecargado, sería como primera opción sustituirlo por uno de 75 kVA, el nuevo transformador trabajará a un 53.06% ver tabla 3.26 (Anexo 12) de su carga nominal ideal para lograr una buena eficiencia y una mejora en las pérdidas. Otra vía para evitar que se sobrecargue dicho transformador sería disminuyendo la longitud del circuito en su totalidad ya que el mismo supera los 500m recomendados.

Una solución para mejorar la eficiencia del transformador SB-3270, que se encuentra sobrecargado sería sustituirlo por uno de 50 kVA, el nuevo transformador trabajará a un 63.37% ver tabla 3.27 (Anexo 13) de su carga nominal, permitiendo una reducción de las pérdidas. Otra opción viable sería instalar otro de igual potencia nominal (25 kVA) a la mitad del circuito teniendo en cuenta que este se excede de los 500m recomendados.

Una solución para mejorar la eficiencia del transformador SB-0441, que se encuentra sobrecargado, es transferir consumidores al transformador SB-0440, ya que el mismo está operando a un 60.7 % de su carga nominal, esto es posible ya que no requiere una inversión al ser adyacentes dichos circuitos secundarios, mejorando la operación de ambos transformadores, permitiendo una reducción de las pérdidas y se alarga la vida útil del

transformador SB-0441, teniendo en cuenta que la tendencia en los circuitos es aumentar el número de cargas y no a disminuir.

CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos en el presente trabajo, puede llegarse a las siguientes conclusiones:

• Al realizar el celaje de los circuitos se pudo comprobar que los datos de los mismos se encontraban totalmente desactualizados.

• En los circuitos analizados se pudo actualizar y ordenar los datos de consumo de energía de los consumidores y crear la base de datos de los circuitos en el programa de análisis disponible.

• Se logró realizar una estimación bastante real del comportamiento en la hora pico de las cargas, teniendo en cuenta las características generales, es válido aclarar que los resultados si bien son lo más cercano posible a la realidad no son exactos, ya que las cargas no poseen un comportamiento idéntico en todos los momentos a lo largo del año.

• El programa PSEC permitió analizar los circuitos y proponer múltiples soluciones para mejorar la eficiencia de los transformadores SB-1855, SB-0441 y SB-3270, lo que permite escoger las variantes más adecuadas para cada uno de ellos, estas deben consultarse primeramente con la dirección técnica de la Empresa Eléctrica para lograr mejores resultados.

RECOMENDACIONES

• Actualizar la base de datos de los circuitos secundarios en cuanto a las rutas y bancos de transformadores de la Empresa Eléctrica Provincial de Villa Clara.

• Generalizar el proceso de análisis a otros circuitos de distribución secundaria del municipio y la provincia, con el fin de lograr un mayor control en el consumo de la energía, que garantice eficiencia en el servicio prestado.

• Dar atención a los casos pendientes de consumidores sin contadores, de forma tal que los datos arrojados por el programa estén más próximos a la realidad.

• Aplicar los cambios propuestos para el SB-3270 y SB-1855.

• Continuar perfeccionando el programa PSEC desarrollado en MatLab.

• Poner en práctica la NC 800: 2017 REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO CUBANO PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICACIONES (OBLIGATORIA).

BIBLIOGRAFÍA

[1] S. R. Castaño, "Cálculo de redes secundarias, Capítulo 10," *in Redes de Distribucion de Energía*, Manizales, Colombia, Universidad Nacional de Colombia, Tercera Edición, Enero 2004, pp. 509-585.

[2] L. C. Fernández, Sistemas Electroenergéticos, Cuba: Ministerio de Educación Superior, 1989.

[3] L. C. Fernández, "Monografía Distribución," *in Generalidades*, 2017.

[4] A. S. Parra, «Instalaciones Eléctricas y Automáticas,» de *El Sistema Eléctrico*, -, Salesianos Manuel Lora Tamayo, 2013, p. 24.

[5] S. D. l. F. Dotres, "Ajuste de las derivaciones de los transformadores," Departamento energético, Facultad de ingeniería, Universiad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba, 2004.

[6] L. G. G. Sánchez, "Localización óptima de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Trifásicos con Carga Variable en el Tiempo utilizando el Método de Monte Carlo," Memoria, Universidad de Barcelona, 2012.

[7] L. C. Fernández, Sistemas Electroenergéticos, Parte I, Santa Clara: Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, 1977.

[8] I. A. Ghia. D. A. d. Rosso, "Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión y Distribución," Area de Pensamiento Estratégico, Argentina, Diciembre, 2013.

[9] C. G. S. Pozo, "Google Académico," Enero 2015. [*Online*]. *Available*: http://dspace.ups.edu.ec. [*Accessed* 7 Junio 2018].

[10] "Eland Cables," 7 junio 2018. [*Online*]. *Available*: https://www.elandcables.com/es/cables/aluminium-conductors-aac-aaac-acsr.

[11] I. P. Abril, *Flujo de Potencia Trifásico para redes Asimétricas Industriales y de Servicio.*

[12] F. Iliceto, S. Lauria, P. Masato, F. M. Gatta, "Analysis of Unsymmetrical Transmission Distribution Systems. Aplication to Insulated Shield Wines Schemes," *L'Energia Elettica,* vol. 79, 2002.

[13] W. C. Yang, T. H. Chen, "Modelling and Analysis of Three-phase Four-wire Distribution Transformers with Mid-Tap on the Secondary Side," *University of Taiwan,* 1998.

[14] W. C. Yang, T. Y. Guo, G. C. Pu, T. H. Chen, "Modelling and Analysis of Asimmetrical Three-phase Distribution Transformers Banks with Mid-Tap connected to the secondary neutral conductor.," *EPRI,* vol. 54, pp. 83-89, 2000.

[15] W. C. Yang, T. H. Chen, "Analysis of Multi-Grounded Four-Wire Distribution Systems Considering the Neutral Grounding," *IEEE Transaction on Power Delivery,* vol. 16, no. 4, pp. 710-717, October 2001.

[16] C. P. Arnold, J. Arrillaga, *in Computer Modelling of Electrical Power Systems*, Ed. John Wiley & Sons, 1984, p. 420.

[17] "Tensiones Normalizadas". NC: 365, junio 2011.

[18] «Reglamento Electrotécnico Cubano para Istalaciones Eléctricas en Edificaciones». NC: 800, Diciembre 2017.

[19] "Sistema Electroenergético Nacional. Circuitos Secundarios. Requisitos Generales.". NC: 62-21, Diciembre 1984.

[20] "Transformadores de Distribución-Requisitos.". NC: 1035, Julio 2014.

[21] "Alambre de Aluminio Duro para Conductores de Líneas Aéreas de transporte de Energía Eléctrica (EN 60889: 1997,IDT)". NC: EN: 60889, Noviembre 2008.

ANEXOS

Anexo 1

Tabla 3.1: Tabla de tensiones del 2026.

Nodo	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)	Van (V)	Vbn (V)	Vmin (V)	Vmax (V)	Vfmin (V)	Vfmax (V)
Nodo-1	237.82			118.93	118.89	237.82	238.71	118.89	119.36
Nodo-2	236.96			118.65	118.31	236.96	238.31	118.31	119.24
Nodo-3	236.52			118.38	118.14	236.52	238.1	118.14	119.12
Nodo-4	236.82			118.55	118.27	236.82	238.24	118.27	119.19
Nodo-5	236.31			118.34	117.97	236.31	238	117.97	119.1
Nodo-6	236.31			118.34	117.97	236.31	238	117.97	119.1
Carga-1	237.77			118.9	118.87	237.77	238.69	118.87	119.35
Carga-2				118.74				118.74	119.3
Carga-3					118.4			118.4	119.19
Carga-4				118.34				118.34	119.18
Carga-5					117.67			117.67	118.86
Carga-6				117.87				117.87	118.99
Carga-7					117.85			117.85	118.92
Carga-8	236.78			118.56	118.22	236.78	238.25	118.22	119.21
Carga-9	236.18			118.21	117.97	236.18	237.99	117.97	119.06
Alumbrado1-23	236.51			118.37	118.13	236.51	238.08	118.13	119.11
Carga-10	236			118.12	117.88	236	237.93	117.88	119.03
Carga-11				117.62				117.62	118.88
Carga-12					117.95			117.95	118.92
Carga-13	236.44			118.36	118.07	236.44	238.12	118.07	119.13
Carga-14					117.49			117.49	118.8
Carga-15	236.58			118.44	118.15	236.58	238.17	118.15	119.16
Carga-16				118.29				118.29	119.11
Carga-17					117.76			117.76	118.83
Carga-18				118				118	118.99
Carga-19					117.57			117.57	118.78
Alumbrado2-24	236.3			118.33	117.97	236.3	237.98	117.97	119.09
Carga-20				118.04				118.04	119
Carga-21					117.72			117.72	118.82
Carga-22				117.92				117.92	118.97

Anexo 2

TENSIONES NORMALIZADAS PARA DISTRIBUCIÓN (para el sector residencial) (1)

Sistemas trifásicos cuatro hilos o tres hilos		Sistemas monofásicos tres hilos	
Tensión nominal (en V)		Tensión nominal (en V)	
de utilización	del sistema	de utilización	del sistema
115/200 (5)	De 120/208 (5) a 125/216 (6)	**115/230**	**120/240**
230 (2)	240 (2)	.....	.....

NOTAS

(1) A los efectos de esta norma se reconocen como consumidores (sectores), los siguientes:

-Sector residencial.

-Sector terciario (edificios de oficinas, hoteles, hospitales, obras de infraestructura).

-Sector industrial.

(2) Sistema de transformadores monofásicos conectados en Delta por el secundario. El transformador de la fase AB suele tener un tap central conectado a tierra, para alimentar las cargas monofásicas a 115 V. Se recomienda evitar en lo posible este sistema, si el desbalance de tensión supera el 2 %, ya que aumentan las pérdidas de energía en las cargas motoras trifásicas.

(3) Tensión de distribución **preferente** en instalaciones donde predominen las cargas monofásicas a 230 V. Las tensiones de distribución por encima de 230/400 V, solo se recomiendan en aplicaciones industriales o comerciales con una carga motora trifásica superior a la carga monofásica.

(4) El sistema Delta a 460 V÷480 V se emplean en servicios auxiliares de planta de la industria eléctrica, donde la continuidad del servicio debe mantenerse, aún con una primera falla. El sistema en Delta no será preferente en la distribución industrial y comercial, donde se permitan desconexiones automáticas en caso de una falla, en estos últimos se recomienda los sistemas en estrella con neutro puesto a tierra. En los casos en que sea inevitable el uso de sistemas aislados se implementará el monitoreo del aislamiento y las protecciones contra sobretensiones por maniobras.

(5) La tensión de distribución de 120/208 V se emplea para alimentar cargas monofásicas a 115 V. No deben conectarse cargas motoras de 230 V a la tensión de 208 V. En los casos en que se usen transformadores de distribución trifásicos de 125/216 V se evaluarán los efectos de este sistema en las cargas monofásicas de 115V.

(6) En la red soterrada radial de Cuba, se emplea el sistema de tensión 125/216 V como nominal secundario de los transformadores trifásicos de distribución, en estrella puesta a tierra, para ofrecer un mejor servicio a las cargas residenciales y terciarias de 230 V, dentro del rango de menos 10 % de la tensión de utilización.

En todos los casos deberá evaluarse el nivel de tensión mediante un estudio técnico económico.

Las tensiones preferentes se indican en **negritas**

Figura 3.2: Tensiones normalizadas para distribución.

Anexo 3

Tabla 3.4: Tabla de cargas, SB-2026.

Nodo	Carga	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/dia)	dEr (kvarh/dia)	P (kW)	Q (kvar)	Ea (kWh/dia)	Er (kvarh/dia)
Nodo-1	Carga-1	0.05	0.05	0	0	0	0	0.33	0.14	3.77	3.16
Nodo-1	Carga-2			0	0	0	0	0.31	0.14	3.62	3.03
Nodo-1	Carga-3			0	0	0.02	0	0.54	0.24	6.25	5.24
Nodo-1	Carga-4			0	0	0.03	0	0.55	0.24	6.35	5.33
Nodo-2	Carga-5			0	0	0.03	0	0.47	0.2	5.4	4.52
Nodo-2	Carga-6			0	0	0.03	0	0.51	0.22	5.88	4.93
Nodo-2	Carga-7			0	0	0.03	0	0.75	0.33	8.62	7.23
Nodo-2	Carga-8	0.18	0.18	0	0	0	0	0.6	0.26	6.92	5.8
Nodo-3	Carga-9	0.34	0.34	0	0	0.01	0	0.63	0.27	7.27	6.09
Nodo-3	Alumbrado1-23	0.02	0.02	0	0	0	0	0.1	0.05	1.2	0.58
Nodo-3	Carga-10	0.52	0.52	0	0	0.02	0	0.76	0.33	8.8	7.38
Nodo-3	Carga-11			0	0	0.04	0	0.62	0.27	7.17	6.02
Nodo-3	Carga-12			0	0	0.01	0	0.41	0.18	4.7	3.94
Nodo-4	Carga-13	0.38	0.38	0	0	0.02	0	1	0.44	11.52	9.66
Nodo-4	Carga-14			0.01	0	0.05	0	0.84	0.37	9.71	8.14
Nodo-4	Carga-15	0.23	0.23	0	0	0	0	0.43	0.19	5	4.19
Nodo-4	Carga-16			0	0	0.01	0	0.57	0.25	6.61	5.54
Nodo-5	Carga-17			0	0	0.01	0	0.35	0.15	4.08	3.42
Nodo-5	Carga-18			0	0	0.01	0	0.28	0.12	3.22	2.7
Nodo-5	Carga-19			0	0	0.02	0	0.52	0.23	6.01	5.04
Nodo-5	Alumbrado2-24	0.02	0.02	0	0	0	0	0.1	0.05	1.2	0.58
Nodo-5	Carga-20			0	0	0.01	0	0.49	0.22	5.7	4.78
Nodo-5	Carga-21			0	0	0.01	0	0.55	0.24	6.33	5.31
Nodo-5	Carga-22			0	0	0.02	0	0.55	0.24	6.33	5.31

Anexo 4

Tabla 3.6: Tabla de tensiones, SB-2025.

Nodo	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)	Van (V)	Vbn (V)	Vmin (V)	Vmax (V)	Vfmin (V)	Vfmax (V)
Nodo-1	237.07			118.61	118.47	237.07	238.29	118.47	119.18
Nodo-2	235.82			118.52	117.31	235.82	237.71	117.31	119.14
Nodo-3	235.38			118.52	116.86	235.38	237.51	116.86	119.15
Nodo-4	236.45			118.43	118.02	236.45	238.01	118.02	119.1
Nodo-5	236.08			118.28	117.79	236.08	237.84	117.79	119.04
Nodo-6	236.08			118.28	117.79	236.08	237.84	117.79	119.04
Carga-1				118.29				118.29	119.08
Carga-2	236.7			118.42	118.28	236.7	238.17	118.28	119.12
Carga-3					117.75			117.75	118.89
Carga-4				117.77				117.77	118.91
Carga-5					116.76			116.76	118.4
Carga-6				117.99				117.99	118.98
Alumbrado1-25	235.81			118.51	117.3	235.81	237.7	117.3	119.13
Carga-7					115.71			115.71	118.07
Carga-8				117.27				117.27	118.75
Carga-9					116.37			116.37	118.2
Carga-10				117.79				117.79	118.92
Carga-11					115.58			115.58	117.96
Carga-12	234.85			118.26	116.59	234.85	237.34	116.59	119.07
Carga-13				118.11				118.11	119
Carga-14					117.39			117.39	118.71
Carga-15	235.68			118.04	117.63	235.68	237.76	117.63	118.98
Carga-16					117.33			117.33	118.69
Carga-17				118.15				118.15	119
Carga-18	235.87			118.18	117.69	235.87	237.77	117.69	119.01
Carga-19					117.61			117.61	118.74
Carga-20				117.55				117.55	118.81
Alumbrado2-25	236.08			118.28	117.79	236.08	237.84	117.79	119.04
Carga-21				[]	116.57			116.57	118.41
Carga-22	235.87			118.18	117.69	235.87	237.77	117.69	119.01
Carga-23	235.77			118.13	117.64	235.77	237.74	117.64	118.99
Carga-24	235.77			118.13	117.64	235.77	237.74	117.64	118.99

Anexo 5

Tabla 3.9: Tabla de cargas, SB-2025.

Nodo	Carga	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/dia)	dEr (kvarh/dia)	P (kW)	Q (kvar)	Ea (kWh/dia)	Er (kvarh/dia)
Nodo-1	Carga-1			0	0	0.01	0	0.52	0.22	5.95	4.99
Nodo-1	Carga-2	0.38	0.38	0	0	0.01	0	0.83	0.36	9.56	8.01
Nodo-1	Carga-3			0	0	0.04	0	0.59	0.26	6.76	5.67
Nodo-1	Carga-4			0	0	0.04	0	0.55	0.24	6.29	5.28
Nodo-2	Carga-5			0	0	0.04	0	0.88	0.39	10.21	8.56
Nodo-2	Carga-6			0	0	0.03	0	0.58	0.25	6.66	5.58
Nodo-2	Alumbrado1-25	0.02	0.02	0	0	0	0	0.1	0.05	1.2	0.58
Nodo-2	Carga-7			0.02	0	0.17	0.01	1.28	0.56	14.76	12.38
Nodo-2	Carga-8			0.01	0	0.08	0.01	0.81	0.35	9.35	7.84
Nodo-3	Carga-9			0	0	0.03	0	0.79	0.35	9.17	7.69
Nodo-3	Carga-10			0.01	0	0.05	0	0.79	0.35	9.17	7.69
Nodo-3	Carga-11			0.01	0	0.11	0.01	1.02	0.45	11.8	9.9
Nodo-3	Carga-12	0.52	0.52	0	0	0.01	0	0.68	0.3	7.88	6.61
Nodo-4	Carga-13			0	0	0.01	0	0.52	0.23	6.01	5.04
Nodo-4	Carga-14			0	0	0.04	0	0.68	0.3	7.88	6.61
Nodo-4	Carga-15	0.77	0.77	0	0	0.04	0	1.26	0.55	14.52	12.18
Nodo-4	Carga-16			0	0	0.03	0	0.45	0.2	5.19	4.35
Nodo-5	Carga-17			0	0	0	0	0.23	0.1	2.62	2.2
Nodo-5	Carga-18	0.21	0.21	0	0	0	0	0.46	0.2	5.3	4.45
Nodo-5	Carga-19			0	0	0	0	0.15	0.07	1.74	1.46
Nodo-5	Carga-20			0	0	0.03	0	0.48	0.21	5.53	4.64
Nodo-5	Alumbrado2-25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nodo-5	Carga-21			0.01	0	0.08	0.01	0.79	0.35	9.17	7.69
Nodo-5	Carga-22	0.21	0.21	0	0	0.01	0	0.68	0.3	7.88	6.61
Nodo-5	Carga-23	0.31	0.31	0	0	0.01	0	0.68	0.3	7.88	6.61
Nodo-5	Carga-24	0.31	0.31	0	0	0.01	0	0.68	0.3	7.88	6.61

Anexo 6

Tabla 3.11: Tabla tensiones, SB-1855.

Nodo	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)	Van (V)	Vbn (V)	Vmin (V)	Vmax (V)	Vfmin (V)	Vfmax (V)
Nodo-1	233.77			116.78	116.99	233.77	236.46	116.78	118.28
Nodo-2	232.88			116.07	116.8	232.88	236.06	116.07	118.2
Nodo-3	231.99			115.31	116.68	231.99	235.67	115.31	118.14
Nodo-4	231.56			115	116.56	231.56	235.47	115	118.09
Nodo-5	231.28			114.81	116.47	231.28	235.35	114.81	118.05
Nodo-6	232.63			116.17	116.45	232.63	235.95	116.17	118.03
Nodo-7	231.03			115.16	115.87	231.03	235.24	115.16	117.77
Nodo-8	230.04			114.67	115.38	230.04	234.8	114.67	117.54
Nodo-9	229.57			114.37	115.2	229.57	234.59	114.37	117.46
Nodo-10	229.23			114.13	115.1	229.23	234.44	114.13	117.42
Carga-1				116.68				116.68	118.15
Carga-2					116.61			116.61	118.16
Carga-3				116.65				116.65	118.14
Carga-4					116.68			116.68	118.18
Carga-5				115.89				115.89	117.91
Carga-6					116.5			116.5	118.13
Carga-7				115.31				115.31	117.73
Carga-8					116.79			116.79	118.22
Carga-9				115.73				115.73	117.76
Carga-10	232.57			115.92	116.65	232.57	235.97	115.92	118.15
Carga-11				115.69				115.69	117.75
Carga-12					116.28			116.28	118.03
Carga-13				115.71				115.71	117.75
Carga-14					115.64			115.64	117.83
Carga-15				115.02				115.02	117.43
Carga-16					116.63			116.63	118.13
Carga-17				114.93				114.93	117.41
Carga-18					116.17			116.17	117.98
Carga-19				114.93				114.93	117.41
Carga-20	231.46			115.04	116.42	231.46	235.5	115.04	118.06
Carga-21				114.63				114.63	117.31
Carga-22					116.4			116.4	118.04
Carga-23				114.23				114.23	117.15
Carga-24					116.04			116.04	117.92
Carga-25				114.37				114.37	117.19
Carga-26					116.3			116.3	118
Carga-27	231.03			114.73	116.3	231.03	235.31	114.73	118
Carga-28	231.41			114.93	116.48	231.41	235.43	114.93	118.06
Carga-29	231.05			114.69	116.36	231.05	235.28	114.69	118.01
Carga-30				114.48				114.48	117.2
Carga-31					116.17			116.17	117.95
Carga-32				114.76				114.76	117.29
Carga-33					115.99			115.99	117.9
Carga-34				114.01				114.01	117.05
Carga-35					116.08			116.08	117.91
Carga-36				115.6				115.6	117.74
Carga-37					115.62			115.62	117.77
Carga-38				115.98				115.98	117.86
Carga-39					116.15			116.15	117.94
Carga-40					116.15			116.15	117.94
Carga-41				115.05				115.05	117.44
Carga-42				114.38				114.38	117.23
Carga-43					115.67			115.67	117.7
Carga-44	230.61			114.95	115.67	230.61	235.11	114.95	117.7
Carga-45	230.85			115.07	115.78	230.85	235.18	115.07	117.74
Carga-46	230.72			115	115.72	230.72	235.14	115	117.72
Carga-47				114.35				114.35	117.16

Carga-48	229.84			114.56	115.28	229.84	234.73	114.56	117.51
Carga-49				114.16				114.16	117.1
Carga-50	229.6			114.44	115.16	229.6	234.66	114.44	117.47
Carga-51					114.12			114.12	117.15
Carga-52					114.62			114.62	117.3
Carga-53				113.53				113.53	116.87
Carga-54					114.95			114.95	117.38
Carga-55				114.04				114.04	117.02
Carga-56					114.61			114.61	117.27
Carga-57				113.7				113.7	116.92
Carga-58					114.36			114.36	117.2
Carga-59				113.96				113.96	116.97
Carga-60					114.85			114.85	117.34
Carga-61				113.79				113.79	116.91
Carga-62					114.69			114.69	117.29
Carga-63				113.62				113.62	116.86
Carga-64					114.52			114.52	117.23
Carga-65				113.28				113.28	116.76

Anexo 7

Tabla 3.14: Tabla de cargas, SB-1855.

Nodo	Carga	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/dia)	dEr (kvarh/dia)	P (kW)	Q (kvar)	Ea (kWh/dia)	Er (kvarh/dia)
Nodo-1	Carga-1	[]	[]	0	0	0	0	0.33	0.14	3.81	3.2
Nodo-1	Carga-2	[]	[]	0	0	0.03	0	0.82	0.36	9.45	7.92
Nodo-1	Carga-3	[]	[]	0	0	0	0	0.21	0.09	2.44	2.04
Nodo-1	Carga-4	[]	[]	0	0	0.01	0	0.4	0.18	4.65	3.9
Nodo-1	Carga-5	[]	[]	0.01	0	0.07	0.01	0.95	0.41	10.98	9.21
Nodo-1	Carga-6	[]	[]	0	0	0.02	0	0.45	0.2	5.22	4.38
Nodo-1	Carga-7	[]	[]	0.02	0	0.13	0.01	1.04	0.46	12.06	10.11
Nodo-1	Carga-8	[]	[]	0	0	0.01	0	0.32	0.14	3.73	3.13
Nodo-2	Carga-9	[]	[]	0	0	0.02	0	0.73	0.32	8.44	7.07
Nodo-2	Carga-10	0.3	0.3	0	0	0.01	0	0.79	0.34	9.07	7.6
Nodo-2	Carga-11	[]	[]	0	0	0.01	0	0.4	0.18	4.67	3.91
Nodo-2	Carga-12	[]	[]	0	0	0.02	0	0.48	0.21	5.58	4.68
Nodo-2	Carga-13	[]	[]	0	0	0.01	0	0.29	0.13	3.38	2.83
Nodo-2	Carga-14	[]	[]	0.01	0	0.07	0.01	0.74	0.32	8.59	7.21
Nodo-3	Carga-15	[]	[]	0	0	0.02	0	0.63	0.27	7.26	6.08
Nodo-3	Carga-16	[]	[]	0	0	0	0	0.07	0.03	0.86	0.73
Nodo-3	Carga-17	[]	[]	0	0	0.02	0	0.49	0.21	5.67	4.76
Nodo-3	Carga-18	[]	[]	0	0	0.02	0	0.55	0.24	6.29	5.27
Nodo-3	Carga-19	[]	[]	0	0	0.01	0	0.35	0.15	4.04	3.39
Nodo-3	Carga-20	0.53	0.53	0	0	0.02	0	0.85	0.37	9.79	8.21
Nodo-3	Carga-21	[]	[]	0	0	0.03	0	0.48	0.21	5.53	4.64
Nodo-4	Carga-22	[]	[]	0	0	0	0	0.25	0.11	2.83	2.38
Nodo-4	Carga-23	[]	[]	0.01	0	0.06	0	0.98	0.43	11.34	9.51
Nodo-4	Carga-24	[]	[]	0	0	0.02	0	0.56	0.24	6.44	5.4
Nodo-4	Carga-25	[]	[]	0	0	0.03	0	0.5	0.22	5.73	4.81
Nodo-4	Carga-26	[]	[]	0	0	0	0	0.19	0.08	2.16	1.81
Nodo-4	Carga-27	0.53	0.53	0	0	0.01	0	0.67	0.29	7.77	6.52
Nodo-4	Carga-28	0.15	0.15	0	0	0	0	0.27	0.12	3.09	2.59
Nodo-5	Carga-29	0.23	0.23	0	0	0.01	0	0.98	0.43	11.3	9.48
Nodo-5	Carga-30	[]	[]	0	0	0.01	0	0.53	0.23	6.1	5.12

Nodo-5	Carga-31	[]	[]	0	0	0.01	0	0.4	0.17	4.57	3.83
Nodo-5	Carga-32	[]	[]	0	0	0	0	0.05	0.02	0.59	0.49
Nodo-5	Carga-33	[]	[]	0	0	0.02	0	0.45	0.2	5.18	4.34
Nodo-5	Carga-34	[]	[]	0.01	0	0.04	0	0.64	0.28	7.34	6.16
Nodo-6	Carga-35	[]	[]	0	0	0.02	0	0.61	0.27	7.03	5.89
Nodo-6	Carga-36	[]	[]	0	0	0.04	0	0.74	0.32	8.52	7.14
Nodo-6	Carga-37	[]	[]	0.01	0	0.05	0	0.76	0.33	8.77	7.35
Nodo-6	Carga-38	[]	[]	0	0	0	0	0.16	0.07	1.83	1.54
Nodo-6	Carga-39	[]	[]	0	0	0.01	0	0.22	0.1	2.53	2.12
Nodo-6	Carga-40	[]	[]	0	0	0	0	0.19	0.08	2.24	1.87
Nodo-7	Carga-41	[]	[]	0	0	0	0	0.24	0.1	2.73	2.29
Nodo-7	Carga-42	[]	[]	0.01	0	0.08	0.01	1.23	0.53	14.16	11.88
Nodo-7	Carga-43	[]	[]	0	0	0	0	0.25	0.11	2.94	2.46
Nodo-7	Carga-44	0.41	0.41	0	0	0.02	0	0.88	0.38	10.18	8.54
Nodo-7	Carga-45	0.18	0.18	0	0	0	0	0.32	0.14	3.72	3.12
Nodo-7	Carga-46	0.31	0.31	0	0	0.01	0	0.4	0.17	4.57	3.83
Nodo-8	Carga-47	[]	[]	0	0	0.01	0	0.5	0.22	5.71	4.79
Nodo-8	Carga-48	0.2	0.2	0	0	0	0	0.52	0.23	5.96	5
Nodo-8	Carga-49	[]	[]	0	0	0.02	0	0.54	0.23	6.21	5.21
Nodo-8	Carga-50	0.45	0.45	0	0	0.02	0	0.81	0.35	9.39	7.87
Nodo-8	Carga-51	[]	[]	0.01	0	0.1	0.01	0.99	0.43	11.44	9.59
Nodo-8	Carga-52	[]	[]	0	0	0.03	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-9	Carga-53	[]	[]	0	0	0.04	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-9	Carga-54	[]	[]	0	0	0.01	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-9	Carga-55	[]	[]	0	0	0.02	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-9	Carga-56	[]	[]	0	0	0.03	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-9	Carga-57	[]	[]	0	0	0.03	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-9	Carga-58	[]	[]	0	0	0.04	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-10	Carga-59	[]	[]	0	0	0.01	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-10	Carga-60	[]	[]	0	0	0.01	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-10	Carga-61	[]	[]	0	0	0.02	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-10	Carga-62	[]	[]	0	0	0.02	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-10	Carga-63	[]	[]	0	0	0.02	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-10	Carga-64	[]	[]	0	0	0.03	0	0.53	0.23	6.15	5.16
Nodo-10	Carga-65	[]	[]	0	0	0.04	0	0.53	0.23	6.15	5.16

Anexo 8

Tabla 3.16: Tabla de tensiones, SB-0441.

Nodo	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)	Van (V)	Vbn (V)	Vmin (V)	Vmax (V)	Vfmin (V)	Vfmax (V)
Nodo-1	235.15	[]	[]	117.63	117.53	235.12	237.1	117.51	118.58
Nodo-2	234.12	[]	[]	117.16	116.95	234.12	236.64	116.95	118.38
Nodo-3	233.16	[]	[]	116.89	116.27	233.16	236.2	116.27	118.26
Nodo-4	232.33	[]	[]	116.65	115.69	232.33	235.83	115.69	118.16
Nodo-5	231.96	[]	[]	116.52	115.43	231.96	235.66	115.43	118.1
Nodo-6	234.28	[]	[]	117.18	117.1	234.28	236.71	117.1	118.38
Nodo-7	233.42	[]	[]	116.74	116.68	233.42	236.32	116.68	118.19
Nodo-8	232.69	[]	[]	116.22	116.47	232.69	236	116.22	118.04
Nodo-9	232.19	[]	[]	115.93	116.26	232.19	235.77	115.93	117.93
Nodo-10	232.19	[]	[]	115.93	116.26	232.19	235.77	115.93	117.93
Carga-1	[]	[]	[]	[]	117.06	[]	[]	117.06	118.38
Carga-2	[]	[]	[]	117.03	[]	[]	[]	117.03	118.39
Carga-3	[]	[]	[]	[]	116.57	[]	[]	116.57	118.23
Carga-4	[]	[]	[]	117.02	[]	[]	[]	117.02	118.38
Carga-5	[]	[]	[]	[]	116.47	[]	[]	116.47	118.2
Carga-6	234.71	[]	[]	117.4	117.3	234.71	236.96	117.3	118.51
Carga-7	[]	[]	[]	[]	117.09	[]	[]	117.09	118.39
Carga-8	234.8	[]	[]	117.45	117.35	234.8	237	117.35	118.52
Carga-9	233.5	[]	[]	116.86	116.64	233.5	236.44	116.64	118.28
Carga-10	233.37	[]	[]	116.79	116.58	233.37	236.4	116.58	118.26
Carga-11	[]	[]	[]	116.21	[]	[]	[]	116.21	118.08
Carga-12	233.67	[]	[]	116.94	116.73	233.67	236.5	116.73	118.31
Carga-13	[]	[]	[]	116.61	[]	[]	[]	116.61	118.2
Carga-14	[]	[]	[]	[]	116.48	[]	[]	116.48	118.11
Carga-15	232.77	[]	[]	116.7	116.08	232.77	236.08	116.08	118.2
Carga-16	232.69	[]	[]	116.65	116.03	232.69	236.06	116.03	118.18
Carga-17	[]	[]	[]	[]	115.61	[]	[]	115.61	117.74
Carga-18	[]	[]	[]	115.99	[]	[]	[]	115.99	117.98
Carga-19	[]	[]	[]	[]	115.98	[]	[]	115.98	117.85
Carga-20	[]	[]	[]	116.8	[]	[]	[]	116.8	118.23
Carga-21	232.05	[]	[]	116.5	115.54	232.05	235.74	115.54	118.11
Carga-22	[]	[]	[]	[]	114.45	[]	[]	114.45	117.29
Carga-23	[]	[]	[]	115.7	[]	[]	[]	115.7	117.86
Carga-24	[]	[]	[]	[]	115.14	[]	[]	115.14	117.5
Carga-25	[]	[]	[]	116.12	[]	[]	[]	116.12	117.99
Carga-26	[]	[]	[]	[]	115.27	[]	[]	115.27	117.54

Nodo	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)	Van (V)	Vbn (V)	Vmin (V)	Vmax (V)	Vfmin (V)	Vfmax (V)
Nodo-1	235.15	[]	[]	117.63	117.53	235.12	237.1	117.51	118.58
Nodo-2	234.12	[]	[]	117.16	116.95	234.12	236.64	116.95	118.38
Nodo-3	233.16	[]	[]	116.89	116.27	233.16	236.2	116.27	118.26
Nodo-4	232.33	[]	[]	116.65	115.69	232.33	235.83	115.69	118.16
Nodo-5	231.96	[]	[]	116.52	115.43	231.96	235.66	115.43	118.1
Nodo-6	234.28	[]	[]	117.18	117.1	234.28	236.71	117.1	118.38
Nodo-7	233.42	[]	[]	116.74	116.68	233.42	236.32	116.68	118.19
Nodo-8	232.69	[]	[]	116.22	116.47	232.69	236	116.22	118.04
Nodo-9	232.19	[]	[]	115.93	116.26	232.19	235.77	115.93	117.93
Nodo-10	232.19	[]	[]	115.93	116.26	232.19	235.77	115.93	117.93
Carga-1	[]	[]	[]	[]	117.06	[]	[]	117.06	118.38
Carga-2	[]	[]	[]	117.03	[]	[]	[]	117.03	118.39
Carga-3	[]	[]	[]	[]	116.57	[]	[]	116.57	118.23
Carga-4	[]	[]	[]	117.02	[]	[]	[]	117.02	118.38
Carga-5	[]	[]	[]	[]	116.47	[]	[]	116.47	118.2
Carga-6	234.71	[]	[]	117.4	117.3	234.71	236.96	117.3	118.51
Carga-7	[]	[]	[]	[]	117.09	[]	[]	117.09	118.39
Carga-8	234.8	[]	[]	117.45	117.35	234.8	237	117.35	118.52
Carga-9	233.5	[]	[]	116.86	116.64	233.5	236.44	116.64	118.28
Carga-10	233.37	[]	[]	116.79	116.58	233.37	236.4	116.58	118.26
Carga-11	[]	[]	[]	116.21	[]	[]	[]	116.21	118.08
Carga-12	233.67	[]	[]	116.94	116.73	233.67	236.5	116.73	118.31
Carga-13	[]	[]	[]	116.61	[]	[]	[]	116.61	118.2
Carga-14	[]	[]	[]	[]	116.48	[]	[]	116.48	118.11
Carga-15	232.77	[]	[]	116.7	116.08	232.77	236.08	116.08	118.2
Carga-16	232.69	[]	[]	116.65	116.03	232.69	236.06	116.03	118.18
Carga-17	[]	[]	[]	[]	115.61	[]	[]	115.61	117.74
Carga-18	[]	[]	[]	115.99	[]	[]	[]	115.99	117.98
Carga-19	[]	[]	[]	[]	115.98	[]	[]	115.98	117.85
Carga-20	[]	[]	[]	116.8	[]	[]	[]	116.8	118.23
Carga-21	232.05	[]	[]	116.5	115.54	232.05	235.74	115.54	118.11
Carga-22	[]	[]	[]	[]	114.45	[]	[]	114.45	117.29
Carga-23	[]	[]	[]	115.7	[]	[]	[]	115.7	117.86
Carga-24	[]	[]	[]	[]	115.14	[]	[]	115.14	117.5
Carga-25	[]	[]	[]	116.12	[]	[]	[]	116.12	117.99
Carga-26	[]	[]	[]	[]	115.27	[]	[]	115.27	117.54

Anexo 9

Tabla 3.20: Tabla de cargas, SB-0441.

Nodo	Carga	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/dia)	dEr (kvarh/dia)	P (kW)	Q (kvar)	Ea (kWh/dia)	Er (kvarh/dia)
Nodo-1	Carga-1	[]	[]	0	0	0.03	0	0.76	0.33	8.75	7.33
Nodo-1	Carga-2	[]	[]	0	0	0.03	0	0.65	0.28	7.47	6.27
Nodo-1	Carga-3	[]	[]	0.01	0	0.06	0	0.77	0.34	8.91	7.47
Nodo-1	Carga-4	[]	[]	0	0	0.02	0	0.44	0.19	5.04	4.23
Nodo-1	Carga-5	[]	[]	0.01	0	0.06	0	0.68	0.3	7.9	6.63
Nodo-1	Carga-6	0.44	0.44	0	0	0.01	0	0.58	0.25	6.67	5.6
Nodo-1	Carga-7	[]	[]	0	0	0.03	0	0.95	0.41	10.91	9.15
Nodo-1	Carga-8	0.35	0.35	0	0	0.01	0	0.9	0.39	10.42	8.74
Nodo-2	Carga-9	0.62	0.62	0	0	0.03	0	1.14	0.5	13.16	11.04
Nodo-2	Carga-10	0.74	0.74	0	0	0.03	0	1.07	0.46	12.3	10.31
Nodo-2	Carga-11	[]	[]	0.01	0	0.05	0	0.61	0.27	7.07	5.93
Nodo-2	Carga-12	0.45	0.45	0	0	0.01	0	0.58	0.25	6.67	5.6
Nodo-2	Carga-13	[]	[]	0	0	0.04	0	0.9	0.39	10.36	8.68
Nodo-2	Carga-14	[]	[]	0	0	0.02	0	0.51	0.22	5.92	4.96
Nodo-3	Carga-15	0.39	0.39	0	0	0.01	0	0.62	0.27	7.19	6.03
Nodo-3	Carga-16	0.47	0.47	0	0	0.02	0	0.87	0.38	10.08	8.45
Nodo-3	Carga-17	[]	[]	0	0	0.03	0	0.47	0.21	5.46	4.58
Nodo-3	Carga-18	[]	[]	0.01	0	0.04	0	0.58	0.25	6.67	5.6
Nodo-3	Carga-19	[]	[]	0	0	0.02	0	0.62	0.27	7.19	6.03
Nodo-3	Carga-20	[]	[]	0	0	0	0	0.11	0.05	1.24	1.04
Nodo-4	Carga-21	0.29	0.29	0	0	0.01	0	0.53	0.23	6.08	5.1
Nodo-4	Carga-22	[]	[]	0.01	0	0.09	0.01	0.87	0.38	10.05	8.43
Nodo-4	Carga-23	[]	[]	0.01	0	0.05	0	0.61	0.26	7	5.87
Nodo-4	Carga-24	[]	[]	0	0	0.03	0	0.58	0.25	6.67	5.6
Nodo-4	Carga-25	[]	[]	0	0	0.04	0	0.85	0.37	9.83	8.25
Nodo-4	Carga-26	[]	[]	0	0	0.02	0	0.54	0.24	6.22	5.22

Nodo-5	Carga-27	0.47	0.47	0	0	0.02	0	1.01	0.44	11.6	9.73
Nodo-5	Carga-28	[]	[]	0	0	0	0	0.19	0.08	2.14	1.79
Nodo-5	Carga-29	[]	[]	0	0	0.03	0	0.52	0.23	5.98	5.02
Nodo-5	Carga-30	[]	[]	0	0	0.04	0	0.58	0.25	6.67	5.6
Nodo-5	Carga-31	[]	[]	0	0	0.01	0	0.49	0.21	5.65	4.74
Nodo-5	Carga-32	[]	[]	0	0	0.02	0	0.56	0.24	6.45	5.41
Nodo-6	Carga-33	0.29	0.29	0	0	0.01	0	0.53	0.23	6.11	5.12
Nodo-6	Carga-34	[]	[]	0	0	0.01	0	0.32	0.14	3.72	3.12
Nodo-6	Carga-35	[]	[]	0.01	0	0.08	0.01	0.8	0.35	9.28	7.78
Nodo-6	Carga-36	0.16	0.16	0	0	0	0	0.7	0.31	8.13	6.81
Nodo-6	Carga-37	0.18	0.18	0	0	0	0	0.47	0.2	5.41	4.54
Nodo-6	Carga-38	[]	[]	0	0	0.02	0	0.56	0.24	6.46	5.41
Nodo-7	Carga-39	0.18	0.18	0	0	0	0	0.28	0.12	3.29	2.76
Nodo-7	Carga-40	[]	[]	0	0	0	0	0.18	0.08	2.1	1.76
Nodo-7	Carga-41	0.54	0.54	0	0	0.04	0	1.76	0.77	20.28	17
Nodo-7	Carga-42	[]	[]	0	0	0	0	0.14	0.06	1.56	1.31
Nodo-7	Carga-43	[]	[]	0	0	0.01	0	0.28	0.12	3.25	2.73
Nodo-7	Carga-44	[]	[]	0	0	0.03	0	0.46	0.2	5.36	4.49
Nodo-8	Carga-45	[]	[]	0	0	0.04	0	0.54	0.23	6.22	5.22
Nodo-8	Carga-46	0.1	0.1	0	0	0	0	0.42	0.18	4.83	4.05
Nodo-8	Carga-47	0.15	0.15	0	0	0	0	0.39	0.17	4.54	3.8
Nodo-8	Carga-48	0.39	0.39	0	0	0.01	0	0.72	0.32	8.35	7
Nodo-8	Carga-49	[]	[]	0	0	0.02	0	0.44	0.19	5.02	4.21
Nodo-8	Carga-50	[]	[]	0	0	0.01	0	0.22	0.1	2.54	2.13
Nodo-9	Carga-51	[]	[]	0	0	0.02	0	0.43	0.19	4.93	4.14
Nodo-9	Carga-52	0.18	0.18	0	0	0.01	0	0.78	0.34	8.97	7.52
Nodo-9	Carga-53	[]	[]	0	0	0.01	0	0.41	0.18	4.7	3.94
Nodo-9	Carga-54	[]	[]	0	0	0.04	0	0.77	0.34	8.9	7.46
Nodo-9	Carga-55	[]	[]	0	0	0.01	0	0.33	0.14	3.76	3.15
Nodo-9	Carga-56	[]	[]	0	0	0	0	0.05	0.02	0.54	0.45
Nodo-9	Carga-57	0.46	0.46	0	0	0.01	0	0.6	0.26	6.89	5.78
Nodo-9	Carga-58	[]	[]	0	0	0	0	0.12	0.05	1.33	1.12
Nodo-9	Carga-59	[]	[]	0	0	0.01	0	0.31	0.14	3.61	3.02

Anexo 10

Tabla 3.21: Tabla de tensiones, SB-3270.

Nodo	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)	Van (V)	Vbn (V)	Vmin (V)	Vmax (V)	Vfmin (V)	Vfmax (V)
Nodo-1	231.57	[]	[]	115.56	116.01	231.57	235.56	115.56	117.87
Nodo-2	226.97	[]	[]	112.25	114.72	226.97	233.57	112.25	117.27
Nodo-3	225.94	[]	[]	111.56	114.39	225.94	233.13	111.56	117.11
Nodo-4	221.32	[]	[]	108.82	112.5	221.32	231.14	108.82	116.23
Nodo-5	217.92	[]	[]	106.79	111.13	217.92	229.68	106.79	115.59
Nodo-6	215.66	[]	[]	105.48	110.18	215.66	228.7	105.48	115.14
Nodo-7	214.3	[]	[]	104.84	109.46	214.3	228.12	104.84	114.81
Nodo-8	211.93	[]	[]	103.83	108.1	211.93	227.1	103.83	114.17
Nodo-9	211.17	[]	[]	103.44	107.73	211.17	226.77	103.44	113.99
Nodo-10	208.95	[]	[]	102.15	106.8	208.95	225.82	102.15	113.55
Nodo-11	208.3	[]	[]	101.53	106.77	208.3	225.54	101.53	113.54
Nodo-12	207.55	[]	[]	100.71	106.85	207.55	225.23	100.71	113.56
Nodo-13	207.37	[]	[]	100.54	106.84	207.37	225.15	100.54	113.56
Carga-1	[]	[]	[]	115.17	[]	[]	[]	115.17	117.57
Carga-2	230.88	[]	[]	115.21	115.67	230.88	235.34	115.21	117.76
Carga-3	231.06	[]	[]	115.3	115.76	231.06	235.4	115.3	117.79
Carga-4	226.85	[]	[]	112.19	114.66	226.85	233.53	112.19	117.25
Prepago-5	226.61	[]	[]	112.06	114.55	226.61	233.46	112.06	117.21
Alumbrado1-41	226.96	[]	[]	112.24	114.72	226.96	233.55	112.24	117.26
Carga-6	[]	[]	[]	111.59	[]	[]	[]	111.59	116.1

Carga-7	[]	[]	[]	111.24	[]	[]	[]	111.24	115.92
Carga-8	225.46	[]	[]	111.31	114.15	225.46	232.98	111.31	117.04
Carga-9	[]	[]	[]	110.65	[]	[]	[]	110.65	115.74
Carga-10	221.12	[]	[]	108.72	112.4	221.12	231.08	108.72	116.2
Carga-11	221.2	[]	[]	108.76	112.44	221.2	231.1	108.76	116.21
Carga-12	220.81	[]	[]	108.55	112.25	220.81	230.98	108.55	116.15
Carga-13	[]	[]	[]	106.35	[]	[]	[]	106.35	113.96
Carga-14	[]	[]	[]	[]	110.32	[]	[]	110.32	115.34
Carga-15	[]	[]	[]	106.17	[]	[]	[]	106.17	113.9
Carga-16	215.46	[]	[]	105.37	110.09	215.46	228.65	105.37	115.12
Carga-17	[]	[]	[]	105.11	[]	[]	[]	105.11	113.45
Carga-18	[]	[]	[]	104.59	[]	[]	[]	104.59	113.3
Carga-19	214.03	[]	[]	104.7	109.34	214.03	228.04	104.7	114.77
Carga-20	213.96	[]	[]	104.66	109.3	213.96	228.02	104.66	114.76
Carga-21	[]	[]	[]	104.44	[]	[]	[]	104.44	113.2
Carga-22	[]	[]	[]	103.51	[]	[]	[]	103.51	112.83
Carga-23	[]	[]	[]	[]	107.82	[]	[]	107.82	114.08
Carga-24	[]	[]	[]	[]	106.92	[]	[]	106.92	113.81
Carga-25	210.97	[]	[]	103.33	107.64	210.97	226.71	103.33	113.97
Alumbrado2-42	211.15	[]	[]	103.43	107.72	211.15	226.75	103.43	113.99
Carga-26	210.98	[]	[]	103.34	107.65	210.98	226.71	103.34	113.97
Carga-27	[]	[]	[]	[]	107.28	[]	[]	107.28	113.86
Carga-28	208.64	[]	[]	101.98	106.65	208.64	225.73	101.98	113.51
Carga-29	[]	[]	[]	[]	105.74	[]	[]	105.74	113.24
Carga-30	[]	[]	[]	[]	106.21	[]	[]	106.21	113.38
Carga-31	208.01	[]	[]	101.37	106.64	208.01	225.46	101.37	113.5
Carga-32	207.94	[]	[]	101.33	106.61	207.94	225.44	101.33	113.49
Carga-33	207.36	[]	[]	100.61	106.76	207.36	225.17	100.61	113.54
Carga-34	[]	[]	[]	99.87	[]	[]	[]	99.87	111.43
Carga-35	[]	[]	[]	100.31	[]	[]	[]	100.31	111.53
Carga-36	[]	[]	[]	99.88	[]	[]	[]	99.88	111.41
Carga-37	206.92	[]	[]	100.29	106.63	206.92	225.02	100.29	113.49
Carga-38	206.92	[]	[]	100.29	106.63	206.92	225.02	100.29	113.49
Alumbrado3-43	207.35	[]	[]	100.53	106.83	207.35	225.13	100.53	113.55
Carga-39	206.92	[]	[]	100.29	106.63	206.92	225.02	100.29	113.49
Carga-40	206.92	[]	[]	100.29	106.63	206.92	225.02	100.29	113.49

Anexo 11

Tabla 3.24: Tabla de cargas, SB-3270.

Nodo	Carga	dV (V)	dVmax (V)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/dia)	dEr (kvarh/dia)	P (kW)	Q (kvar)	Ea (kWh/dia)	Er (kvarh/dia)
Nodo-1	Carga-1	[]	[]	0	0	0.02	0	0.62	0.27	7.18	6.02
Nodo-1	Carga-2	0.69	0.69	0	0	0.03	0	1.11	0.48	12.77	10.71
Nodo-1	Carga-3	0.51	0.51	0	0	0.02	0	0.82	0.36	9.42	7.9
Nodo-2	Carga-4	0.12	0.12	0	0	0	0	0.39	0.17	4.45	3.73
Nodo-2	Prepago-5	0.36	0.36	0	0	0.02	0	1.14	0.5	13.15	11.03
Nodo-2	Alumbrado1-41	0.02	0.02	0	0	0	0	0.1	0.05	1.2	0.58
Nodo-2	Carga-6	[]	[]	0.01	0	0.06	0	1.02	0.44	11.76	9.86
Nodo-3	Carga-7	[]	[]	0	0	0.01	0	0.5	0.22	5.78	4.85
Nodo-3	Carga-8	0.48	0.48	0	0	0.02	0	1.01	0.44	11.63	9.75
Nodo-3	Carga-9	[]	[]	0.01	0	0.05	0	0.7	0.31	8.1	6.79
Nodo-4	Carga-10	0.2	0.2	0	0	0.01	0	0.61	0.26	7	5.87
Nodo-4	Carga-11	0.11	0.11	0	0	0	0	0.23	0.1	2.7	2.27
Nodo-4	Carga-12	0.51	0.51	0	0	0.02	0	0.78	0.34	8.99	7.54
Nodo-5	Carga-13	[]	[]	0	0	0.02	0	0.65	0.29	7.55	6.33
Nodo-5	Carga-14	[]	[]	0.01	0	0.06	0	0.83	0.36	9.56	8.02
Nodo-5	Carga-15	[]	[]	0	0	0.02	0	0.46	0.2	5.26	4.41
Nodo-6	Carga-16	0.19	0.19	0	0	0	0	0.58	0.25	6.72	5.63
Nodo-6	Carga-17	[]	[]	0	0	0.01	0	0.36	0.15	4.1	3.44
Nodo-6	Carga-18	[]	[]	0.01	0	0.05	0	0.64	0.28	7.41	6.21
Nodo-7	Carga-19	0.27	0.27	0	0	0.01	0	0.8	0.35	9.28	7.79
Nodo-7	Carga-20	0.34	0.34	0	0	0.01	0	0.68	0.3	7.83	6.57

Nodo-7	Carga-21	[]	[]	0	0	0.01	0	0.29	0.12	3.31	2.77
Nodo-8	Carga-22	[]	[]	0	0	0.01	0	0.46	0.2	5.31	4.46
Nodo-8	Carga-23	[]	[]	0	0	0.01	0	0.28	0.12	3.25	2.72
Nodo-8	Carga-24	[]	[]	0.01	0	0.09	0.01	0.88	0.38	10.13	8.49
Nodo-9	Carga-25	0.2	0.2	0	0	0	0	0.58	0.25	6.68	5.6
Nodo-9	Alumbrado2-42	0.02	0.02	0	0	0	0	0.1	0.05	1.2	0.58
Nodo-9	Carga-26	0.18	0.18	0	0	0	0	0.35	0.15	4.07	3.42
Nodo-9	Carga-27	[]	[]	0	0	0.01	0	0.33	0.15	3.86	3.23
Nodo-10	Carga-28	0.31	0.31	0	0	0.01	0	0.9	0.39	10.42	8.74
Nodo-10	Carga-29	[]	[]	0.01	0	0.09	0.01	1.03	0.45	11.88	9.97
Nodo-10	Carga-30	[]	[]	0	0	0.02	0	0.44	0.19	5.02	4.21
Nodo-11	Carga-31	0.29	0.29	0	0	0.01	0	0.84	0.37	9.72	8.15
Nodo-11	Carga-32	0.36	0.36	0	0	0.01	0	0.69	0.3	8.01	6.71
Nodo-12	Carga-33	0.19	0.19	0	0	0	0	0.54	0.24	6.27	5.25
Nodo-12	Carga-34	[]	[]	0.01	0	0.06	0	0.78	0.34	8.97	7.52
Nodo-13	Carga-35	[]	[]	0	0	0.01	0	0.32	0.14	3.69	3.09
Nodo-13	Carga-36	[]	[]	0	0	0.03	0	0.6	0.26	6.97	5.84
Nodo-13	Carga-37	0.45	0.45	0	0	0.01	0	0.65	0.28	7.45	6.25
Nodo-13	Carga-38	0.45	0.45	0	0	0.01	0	0.65	0.28	7.45	6.25
Nodo-13	Alumbrado3-43	0.02	0.02	0	0	0	0	0.1	0.05	1.2	0.58
Nodo-13	Carga-39	0.45	0.45	0	0	0.01	0	0.65	0.28	7.45	6.25
Nodo-13	Carga-40	0.45	0.45	0	0	0.01	0	0.65	0.28	7.45	6.25

Anexo 12

Tabla 3.26: Tabla del nuevo transformador, SB-1855.

	dV (V)	dVmax (V)	kc (%)	kcmax (%)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/dia)	dEr (kvarh/dia)
Transformador	4.05	4.16	53.06	53.06	0.62	2.02	11.02	32.92

Anexo 13

Tabla 3.27: Tabla del muevo transformador, SB-3270.

	dV (V)	dVmax (V)	kc (%)	kcmax (%)	dP (kW)	dQ (kvar)	dEa (kWh/dia)	dEr (kvarh/dia)
Transformador	4	4	63.37	63.37	0.53	1.4	8.61	23.32