



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RESULTADO DE PÉRDIDAS PARA
EL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN RECONDUCTORADO EN M. T.
APLICADO A SALIDA DE M. T. SANTA CATARINA MITA**

Carlos Cristóbal Morales Orellana

Asesorado por el Ing. Armando Roberto Martínez Aguilar

Guatemala, enero de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RESULTADO DE PÉRDIDAS PARA
EL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN RECONDUCTORADO EN M. T.
APLICADO A SALIDA DE M. T. SANTA CATARINA MITA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CARLOS CRISTÓBAL MORALES ORELLANA
ASESORADO POR EL ING. ARMANDO ROBERTO MARTÍNEZ AGUILAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RESULTADO DE PÉRDIDAS PARA EL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN RECONDUCTORADO EN M. T. APLICADO A SALIDA DE M. T. SANTA CATARINA MITA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 29 de noviembre de 2010.


Carlos Cristóbal Morales Orellana

Guatemala, 19 de Octubre de 2,012

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador:

Por este medio hago de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación **“EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RESULTADO DE PÉRDIDAS PARA EL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN RECONDUCTORADO EN M.T. APLICADO A LA SALIDA DE M.T. SANTA CATARINA MITA”** desarrollado por el estudiante Carlos Cristóbal Morales Orellana con base a la revisión y corrección de dicho trabajo, considerando que ha alcanzado los objetivos propuestos por los cuales el estudiante y mi persona nos hacemos responsables del contenido de este mismo.

Sin otro particular, me suscribo ante usted.

Atentamente.



Ing. Armando Roberto Martínez Aguilar

Colegiado No 6,093

Armando R. Martínez Aguilar
Ing. Mecánico Electricista
Col. No. 6093



Ref. EIME 53. 2013
Guatemala, 23 de ABRIL 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
“EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RESULTADO DE
PÉRDIDAS PARA EL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN
RECONDUCTORADO EN M.T. APLICADO A SALIDA DE M.T.
SANTA CATARINA MITA.” del estudiante Carlos Cristóbal
Morales Orellana que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Area Potencia



SRO



REF. EIME 52. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; CARLOS CRISTÓBAL MORALES ORELLANA titulado: “EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RESULTADO DE PÉRDIDAS PARA EL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN RECONDUCTORADO EN M.T. APLICADO A SALIDA DE M.T. SANTA CATARINA MITA”, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 01 DE AGOSTO 2,013.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **EVALUACION DE LOS METODOS DE RESULTADO DE PÉRDIDAS PARA EL ANALISIS DE RENTABILIDAD DE UN RECONDUCTORADO EN M.T. SANTA CATARINA MITA**, presentado por el estudiante universitario **Carlos Cristóbal Morales Orellana**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
Decano



Guatemala, enero de 2014

/cc

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad San Carlos
de Guatemala**

Por formar de mí, un profesional que pondrá su conocimiento a favor de la humanidad.

**Ing. Armando Roberto
Martínez Aguilar**

Por su apoyo incondicional y esmero dedicado en la realización del presente trabajo de graduación.

Ing. Mynor Herrera

Por su apoyo en proporcionarme los perfiles de carga de la Salida de Media Tensión de Santa Catarina Mita y de la subestación El Progreso 13,8 KV.

Ing. Alex Girón

Por sus enseñanzas en el aprendizaje del programa Neplan.

Todos mis catedráticos

Por compartir el pan del saber durante mis estudios a lo largo de toda la carrera.

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Diré yo a Jehová: Esperanza mía, y castillo mío;
Mi Dios, en quien confiaré. Salmo 91, versículo 2.
- Mis padres** Ramón Morales Sandoval y Edna O. Orellana Barahona de Morales, por la admiración y ejemplo que me han impartido en la formación de mis principios morales y éticos que me han guiado en la vida.
- Mis abuelas** María Ofelia Carpio de Morales y Jovelina Barahona de Orellana (q.e.p.d.), por los deseos de superación, consejos y convicción en mi educación.
- Mis hermanas** Jaqueline María Morales Orellana y Diana Jovelina Morales Orellana, por sus muestras de apoyo.
- Mis amigos y compañeros** Mynor Herrera, Erick Berganza, Victor González, Edgar Chaj, Belgin Velasquez, Juan Valle, Dany Morales, Byron Villatoro, Raúl Casasola, Derick Calles, Daniel Polanco y demás que no menciono, pero que los llevo en mi corazón por tan gratos momentos que compartimos en el transcurso de la carrera.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN, NORMATIVAS Y RENTABILIDAD	1
1.1. Características generales de líneas de distribución rurales.....	2
1.1.1. Topología del circuito.....	2
1.1.1.1. Descripción de la línea	3
1.1.1.2. Potencia instalada	6
1.1.2. Conductores	6
1.1.2.1. Tipos de conductores eléctricos	8
1.1.2.1.1. Conductores de aluminio (AAC) o aleación de aluminio (AAAC)	8
1.1.2.1.2. Conductores ACAR y ACSR	9
1.1.2.2. Ampacidades de conductores eléctricos	10
1.1.2.3. Pérdidas en los conductores	11
1.1.2.3.1. Efecto piel.....	12
1.1.2.3.2. Efecto corona	13

	1.1.2.3.3.	Efecto Joule	13
	1.1.3.	Tipo de cargas.....	14
1.2.		Normativas que rigen la distribución de energía eléctrica en Guatemala.....	15
	1.2.1.	Caídas de tensión permisibles	15
1.3.		Factor de carga	17
1.4.		Factor de utilización	17
1.5.		Desviación estándar.....	18
1.6.		Factor de potencia.....	20
1.7.		Análisis económico.....	22
	1.7.1.	Capital presente	22
	1.7.2.	Capital futuro	22
	1.7.3.	Renta.....	23
	1.7.4.	Valor Presente Neto (VPN)	23
	1.7.5.	Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	25
2.		COMPRA DE ENERGÍA Y FACTURACIÓN.....	27
2.1.		Balance energético en subestación El Progreso 13.8 KV	27
2.2.		Medición punto frontera.....	30
	2.2.1.	Consumo de energía.....	31
		2.2.1.1. Diario.....	31
		2.2.1.2. Anual.....	32
	2.2.2.	Comportamiento de parámetros eléctricos.....	33
		2.2.2.1. Corriente	33
		2.2.2.2. Voltaje	34
2.3.		Análisis energético compra vs. venta	36

3.	CASO ESTUDIO: CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LÍNEA TRONCAL	39
3.1.	Cálculo de caída de tensión	39
3.1.1.	Flujos de potencia.....	44
3.1.1.1.	Métodos iterativos	45
3.1.1.2.	Resultado del flujo	48
3.1.2.	Caída de voltaje.....	48
3.1.2.1.	Definición y delimitación del método por caídas de voltaje.....	50
3.1.2.2.	Cálculo de caída de voltaje en línea troncal.....	54
3.1.2.2.1.	Cálculo vectorial	55
3.1.2.2.2.	Cálculo unifilar.....	59
3.1.2.3.	Resultados por caída de voltaje	60
3.1.3.	Momentos de carga	62
3.1.3.1.	Definición.....	62
3.1.3.2.	Cálculo de los momentos	63
3.1.3.3.	Resultados por momentos de carga ..	66
4.	PRESUPUESTACIÓN DE MEJORA DE RED, RECUPERO Y RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN	69
4.1.	Presupuestación.....	69
4.2.	Propuestas de conductor por los diferentes métodos.....	71
4.2.1.	Propuesta de conductor por flujos de potencia.....	71
4.2.2.	Propuesta de conductor por caída de voltajes.....	72
4.2.2.1.	Vectorial.....	72
4.2.2.2.	Unifilar	73
4.2.3.	Propuesta de conductor por momentos de carga ...	73
4.3.	Resumen	74

CONCLUSIONES..... 77
RECOMENDACIONES 79
BIBLIOGRAFÍA..... 81
ANEXOS..... 83

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Ciclo de vida de la energía eléctrica	1
2.	Diagrama esquemático de la composición de una salida de media tensión.....	5
3.	Corte transversal de conductor AAC	8
4.	Corte transversal de conductor AAAC	9
5.	Corte transversal de conductor ACAR.....	9
6.	Corte transversal de conductor ACSR.....	10
7.	Distribución de la densidad de corriente en un conductor macizo	12
8.	Triángulo de potencias.....	20
9.	Curva característica diaria del comportamiento de la demanda en SE El Progreso.....	27
10.	Topología de SMT Santa Catarina Mita.....	28
11.	Esquema eléctrico de las derivaciones y línea troncal de SMT Santa Catarina Mita	29
12.	Vista en planta de SMT Santa Catarina Mita.....	29
13.	Curva característica diaria del comportamiento de la potencia en SMT Santa Catarina Mita.....	30
14.	Comportamiento del consumo de energía diario promedio de SMT Santa Catarina Mita	31
15.	Histórico de compra de energía para SMT Santa Catarina Mita.....	32
16.	Corrientes por fase de SMT Santa Catarina Mita comprendidas de diciembre 2010 a marzo 2011.....	34

17.	Voltajes de barra promedio de SE El Progreso, meses de diciembre 2010 a marzo 2011	35
18.	Comportamiento de compra-facturación de SMT Santa Catarina Mita	36
19.	Comportamiento de pérdidas en SMT Santa Catarina Mita	37
20.	Diagrama unifilar de una línea de transmisión	45
21.	Ejemplo flujo de potencia en Neplan	46
22.	Esquema de conexión de las derivaciones en Neplan	47
23.	Circuito equivalente de una línea corta	51
24.	Diagrama vectorial de caída de voltaje.....	51
25.	Diagrama de red de la SMT Santa Catarina Mita	67

TABLAS

I.	Cantidad de estructuras en línea troncal de SMT Santa Catarina Mita	4
II.	Distancias en derivaciones principales de SMT Santa Catarina Mita	5
III.	Potencia en derivaciones principales de SMT Santa Catarina Mita	6
IV.	Conductividad y temperatura en los metales conductores	7
V.	Características de los principales conductores ACSR	11
VI.	Porcentajes máximos de regulación de tensión	16
VII.	Datos para ejemplo de desviación estándar	19
VIII.	Ejemplo de cálculo de factor de potencia en SMT Santa Catarina Mita.....	40
IX.	Ejemplo de cálculo del factor de utilización en SMT Santa Catarina Mita.....	41
X.	Cálculo de la desviación estándar para el factor de potencia	42

XI.	Cálculo de la desviación estándar para el factor de utilización.....	43
XII.	Pérdidas de conductores por flujos de potencia	48
XIII.	Pérdidas en los conductores por el Método de Caída de Voltaje (vectorial).....	61
XIV.	Pérdida en los conductores por el Método de Caída de Voltaje (unifilar).....	61
XV.	Pérdidas en los conductores por el método de Momentos de Carga	68
XVI.	Reducción de pérdidas en KWh	69
XVII.	Reducción de pérdidas en quetzales.....	70
XVIII.	Costo de reconductorado por calibre de conductor para SMT Santa Catarina Mita	71
XIX.	VPN, TIR y recuperación de la inversión por flujos de potencia ...	72
XX.	VPN, TIR y recuperación de la inversión por caída de voltaje vectorial	72
XXI.	VPN, TIR y recuperación de la inversión por caída de voltaje unifilar	73
XXII.	VPN, TIR y recuperación de la inversión por momentos de carga.....	73
XXIII.	Evaluación de métodos y análisis de rentabilidad para el conductor 4/0	74
XXIV.	Evaluación de métodos y análisis de rentabilidad para el conductor 266.....	74
XXV.	Evaluación de métodos y análisis de rentabilidad para el conductor 477	75
XXVI.	Análisis de sensibilidad del conductor 4/0 a 3 años.....	76

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Stl	Acero
Al	Aluminio
ΔV	Caída de Voltaje
n	Cantidad de Datos de la muestra de la Desviación Estándar
α	Coefficiente de Temperatura [$1/^\circ\text{C}$]
ACSR	Conductor de aluminio reforzado con acero
X_{cc}	Coordenada X del centro de carga
Y_{cc}	Coordenada Y del centro de carga
I_f	Corriente de Fase
DC	Corriente Directa
S	Desviación Estándar
θ_{ij}	Diferencia de ángulo que existente entre el punto i y el punto j
V_k	Diferencia entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión
D_x	Distancia del eje X
D_y	Distancia del eje Y
FC	Factor de Carga
FP	Factor de Potencia
cos θ	Factor de Potencia
FU	Factor de Utilización
Z	Impedancia
i	Interés
KV	Kilovoltios

S_1	Límite Inferior de la Desviación Estándar
S_2	Límite Superior de la Desviación Estándar
L	Longitud [M]
M_x	Momento de Carga en el eje X .
M_y	Momento de Carga en el eje Y
V_t	Número de períodos considerado
n	Período
P	Potencia Activa
S	Potencia Aparente
P	Potencia del Centro de Carga y/o Derivación [W]
KVA	Potencia del transformador o banco trifásico de distribución en Kilo Volt-Ampere
P_{1f}	Potencia Monofásica
Q	Potencia Reactiva
P_{ij}	Potencia real o activa que se transmite a través del punto i al punto j
$V_i V_j$	Producto de magnitudes de voltaje en el punto i y el punto j
\bar{X}	Promedio de la muestra de la Desviación Estándar
P_{ox}	Punto inicial en el eje X
P_{oy}	Punto inicial en el eje Y
R_t	Resistencia a temperatura "t" en [Ω]
R_o	Resistencia a temperatura inicial [Ω]
X_{ij}	Reactancia que presenta una línea de distribución
V_t	Representa los Flujos de Caja en cada período t
R	Resistencia del Conductor [Ω]
ρ	Resistividad del Aluminio [$\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$]
SMT	Salida de Media Tensión
A	Sección del conductor [mm^2]

GPS	Sistema de Posicionamiento Global (por sus siglas en inglés)
SE	Subestación Eléctrica
Σ	Sumatoria
ΣKVA	Sumatoria aritmética de la potencia
TIR	Tasa Interna de Retorno de una inversión
t	Temperatura de Operación [$^{\circ}$ C]
k	Tipo de interés
VA	Valor Actual de un Capital
X_i	Valor de la muestra de la Desviación Estándar
V_n	Valor de la tensión nominal
I_o	Valor del desembolso inicial de la inversión
RMS	Valor eficaz de una onda senoidal
VF	Valor Futuro de un Capital
VPN	Valor Presente Neto de una inversión
V_f	Voltaje de Fase
W	Watts

GLOSARIO

Carga rural	Dispersión de potencia en clientes ubicados en aldeas con bajo consumo energético.
Carga urbana	Concentración de potencia en clientes ubicados en cascos urbanos.
Coefficiente de Temperatura	Es la expresión que determina el aumento o disminución de la resistencia eléctrica de acuerdo con la variación de temperatura y la naturaleza de cada material.
Coordenada	Posición de un punto en el plano cartesiano.
Corriente eficaz	El valor de una corriente rigurosamente constante, que al circular por una determinada resistencia óhmica pura produce los mismos efectos caloríficos que dicha corriente variable. Una corriente eficaz es capaz de producir el mismo trabajo que su valor en corriente directa.
Derivación de línea	Línea monofásica, bifásica o trifásica. Transportan poca carga respecto a la troncal.
Desviación Estándar	Medida de centralización o dispersión para variables de razón.

Factor de carga	Es el cociente entre la energía real generada en un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período.
Factor de potencia	Es la relación entre la potencia activa, P, y la potencia aparente, S.
Impedancia	Magnitud que establece la relación (cociente) entre la tensión y la intensidad de corriente alterna. Es la oposición al paso de la corriente alterna.
Longitud	Es una medida de una dimensión.
Monofásico	Es un sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica formado por una única corriente alterna o fase.
Potencia	Cantidad de energía eléctrica o trabajo que se transporta o que se consume en una determinada unidad de tiempo.
Promedio	Es la suma de todos sus valores dividida entre el número de los datos.
Reactancia	Es la oposición ofrecida al paso de la corriente alterna por inductores y condensadores.
Resistencia	Oposición que presenta un material al ser atravesado por una corriente eléctrica.

Tensión	Es la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito.
Transformador	Es una máquina eléctrica que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, por medio de interacción electromagnética.
Trifásico	Es un sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica formado por tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud que presentan una cierta diferencia de fase entre ellas, en torno a 120° , y están dadas en un orden determinado.
Troncal	Línea trifásica principal de la cual dependen varias conexiones en MT.
Voltaje	Es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.

RESUMEN

La red de distribución de la energía eléctrica, es la parte del sistema eléctrico cuya función es suministrar energía desde la subestación hasta los usuarios finales (medidor de los clientes). Para llevar esta energía es necesario el uso de líneas eléctricas, mediante conductores que ofrezcan una baja impedancia.

La impedancia en las líneas repercute en pérdidas de energía producidas en el conductor por caída de voltaje, debido a que la energía comprada, no es vendida en su totalidad a los usuarios finales, esta energía sin facturarse a un usuario final, repercute en pérdidas monetarias a toda empresa distribuidora. Surgiendo la necesidad de evaluar los métodos de análisis por medio de flujos de potencia, momentos de carga y caída de tensión; y evaluando el tiempo de recuperación de la inversión.

OBJETIVOS

General

Analizar la factibilidad de realizar los estudios de un reconductorado utilizando los métodos de: flujos de potencia, momentos de carga y caída de tensión; para el análisis a la línea troncal de la Salida de Media Tensión Santa Catarina Mita en 13.8 KV.

Específicos

1. Determinar la pérdida de energía producida por el calibre del conductor actual y estimar la nueva pérdida con base a los resultados de análisis por cada método propuesto.
2. Estimar el costo de los trabajos a realizar, para reducir las pérdidas, a raíz de los resultados de cada método.
3. Calcular el tiempo de recuperación de la inversión e identificar la rentabilidad de cada método de análisis, por cada propuesta, utilizando el procedimiento de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y VPN.

INTRODUCCIÓN

Existen diferentes métodos para poder realizar un cambio de conductor en las líneas de distribución. El presente trabajo de graduación se divide en 4 capítulos, en cada uno se va desarrollando la teoría necesaria y los cálculos requeridos, para encontrar la factibilidad de utilizar los métodos de caída de tensión y momentos de carga (en los análisis de pérdidas en un conductor) como métodos alternos cuando no se cuenta con los recursos necesarios para la adquisición de software comercial para flujos de potencia.

En el capítulo 1 se describen los conceptos generales e introductorios sobre los elementos que conforman los sistemas eléctricos de potencia, líneas de distribución, las normativas vigentes y regulatorias del sector eléctrico en Guatemala. También se dan a conocer los conceptos económicos para realizar la evaluación del VPN, TIR y tiempo de recupero de la inversión; para comparar los resultados por cada método propuesto.

Seguidamente, en el capítulo 2 se describe la situación actual de los comportamientos en la demanda de energía, potencia y los parámetros eléctricos de voltaje y corriente de la subestación El Progreso 138/13.8 KV y también el objeto de aplicación del presente estudio, la salida de media tensión de Santa Catarina Mita 13.8 KV.

Posteriormente, en el capítulo 3 se realizan los cálculos de pérdidas en la línea troncal por flujos de potencia, utilizando la aplicación informática Neplan en su versión 3.5, realizando flujos de potencia sobre la salida de media tensión en análisis, tomando como un bus infinito de entrega de potencia a la

subestación El Progreso, y transmitiendo toda la energía por la línea de distribución modelando la interacción de todas las cargas conectadas a las líneas mediante transformadores monofásicos de distribución y los bancos de transformadores trifásicos. Por caída de tensión, se calcula la caída de tensión por medio de la contribución que aporta cada derivada y/o centro de transformación en cada tramo de la línea troncal, se realizan los cálculos por medio del programa Excel (es una aplicación para el manejo de hojas de cálculo).

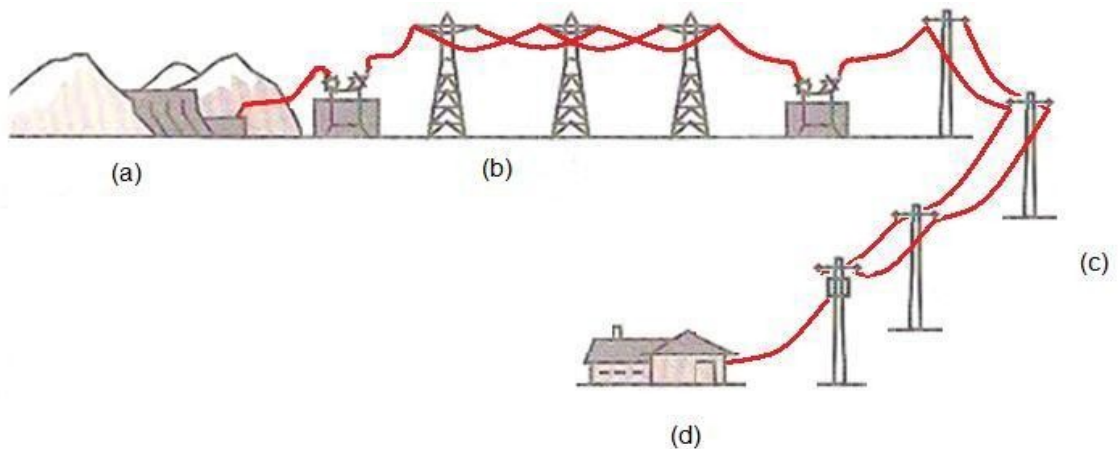
Y por momentos de carga utilizando los programas de Excel, Google Earth (programa que permite visualizar imágenes del planeta, combinando imágenes de satélite y mapas) y Autocad Land Desktop (programa de diseño de planos asistido por computador), se ubica cada centro de transformación monofásico o trifásico cargado a la salida de media tensión Santa Catarina Mita, para asignarle una coordenada en un plano cartesiano, ubicando la subestación en la coordenada 0,0 (x,y); para estimar la concentración de las cargas y evaluar desde ese punto el cambio de conductor, estableciendo la coordenada del momento de carga como una carga equivalente de todo el circuito.

En el capítulo 4, se presenta el beneficio económico de cada método, analizando los diferentes tipos de conductor, con ello tomar la mejor decisión desde el punto de vista técnico y económico. Se realiza un resumen de comparación en un período de tres años, con el objetivo de comparar los resultados económicos de los métodos utilizados para los conductores 1/0, 4/0, 266 y 477 ACSR.

1. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN, NORMATIVAS Y RENTABILIDAD

Las líneas de distribución son un eslabón más sobre el proceso de generación y entrega de energía eléctrica a todos los usuarios consumidores, el cual está compuesto por varias etapas que hacen posible transportar la energía de la siguiente forma:

Figura 1. Ciclo de vida de la energía eléctrica



a) Generación, b) Transporte, c) Distribución y d) Usuarios

Fuente: elaboración propia, con programa de dibujo Paint.

La generación puede consistir de varias formas según sea su fuente de producción clasificándose por termoeléctricas (de carbón, petróleo, gas, nucleares y solares termoeléctricas), hidroeléctricas (aprovechando afluentes de ríos o del mar, llamadas mareomotrices), eólicas y solares fotovoltaicas.

Las subestaciones eléctricas están destinadas a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para transportar y distribuir energía. Según sea su naturaleza pueden ser elevadoras (ubicadas a inmediaciones de centrales generadoras) o reductoras (habitualmente para entregar), dependiendo del objetivo y la polarización su elemento principal, el transformador de potencia.

Las líneas de transmisión son las encargadas de llevar la energía a los puntos de consumo, por largas distancias, entre las centrales generadoras y las subestaciones reductoras.

Las líneas de distribución tienen la función de llevar el suministro de energía entre las subestaciones reductoras hasta los usuarios finales (medidor del cliente), mediante la redes en media tensión y baja tensión.

1.1. Características generales de líneas de distribución rurales

Las líneas de distribución rural se caracterizan por tener baja densidad de cargas, esto debido a las distancias largas y las pequeñas cargas conectadas, lo que implica un costo del KWh más elevado que en áreas urbanas a raíz de las pérdidas producidas por el conductor y los costos de mantenimiento.

1.1.1. Topología del circuito

La topología de un circuito se refiere al esquema o arreglo de distribución en la que se distribuye la energía a partir de la fuente de suministro. Las cuales pueden ser radiales, si su fuente de energía es en un extremo y en el otro extremo de la red se encuentra la carga, o bien pueden ser en anillo, donde

existen dos fuentes alimentando el circuito, teniendo más de un camino para alimentar a la carga en caso de fallas.

1.1.1.1. Descripción de la línea

La salida de media tensión de Santa Catarina Mita es un ramal de los 6 que integran la subestación El Progreso 13,8 KV ubicada en el municipio del mismo nombre en el departamento de Jutiapa.

La salida de media tensión Santa Catarina Mita al finalizar la línea troncal en el casco urbano del municipio, cuenta con un punto frontera con la Salida de Media Tensión de Agua Blanca, que pertenece a la SE Ipala 13,8 KV, siendo utilizado en momentos que es necesaria la transferencia de energía en maniobras por trabajos de mantenimiento y fallas que puedan surgir en cualquiera de ambas líneas. Los estudios de análisis que se realizan en este trabajo no contemplan la carga adicional al realizar este tipo de maniobras.

En todo su recorrido la salida de media tensión tiene 84,3 kilómetros, del cual 67,72 kilómetros son de derivaciones representando un 80,33 % y 16,58 kilómetros son línea troncal, un equivalente al 19,67 % de toda la salida de media tensión, con 183 estructuras desglosadas como se muestra en la tabla I.

Tabla I. **Cantidad de estructuras en línea troncal de SMT Santa Catarina Mita**

Tipo de Estructura	Total
I	71
II	46
III	4
IV	11
V	50
VI	1
Total	183

Fuente: elaboración propia.

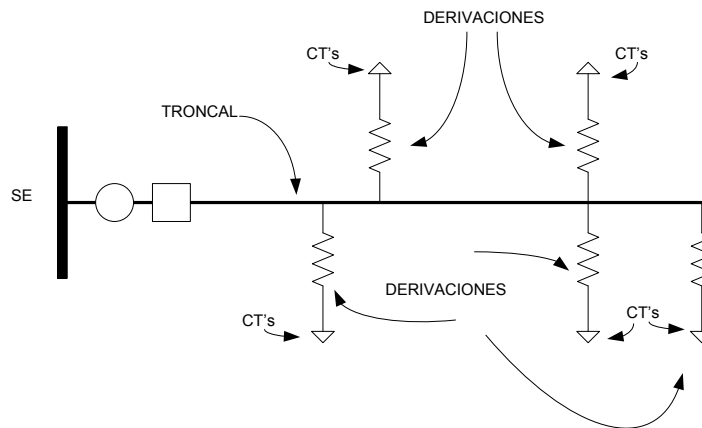
Los tipos de estructuras se clasifican por el ángulo que forman los conductores al pasar por la estructura en una vista de planta. La estructura tipo I forma un ángulo de $0 - 5^{\circ}$, la estructura tipo II forma un ángulo de $5^{\circ} - 30^{\circ}$, la estructura tipo III forma un ángulo de $30^{\circ} - 45^{\circ}$, la estructura tipo IV para ángulos mayores a 45° , la estructura tipo V para realizar una unión de tramos ($0 - 30^{\circ}$) y la estructura tipo VI para finalizar un tramo. Las derivaciones más importantes se muestran en la tabla II y en la figura 2 se aprecia un esquema de la interacción de derivaciones y línea troncal.

Tabla II. **Distancias en derivaciones principales de SMT Santa Catarina Mita**

Derivación	Distancia kms
Deriv. Las Flores	5,13
Deriv. El Limón	2,63
Deriv. Laguna de Retana	5,12
Deriv. Sabanetas	3,18
Deriv. Horcones	7,11
Deriv. Quebracho	3,92
Deriv. Suchitán	2,55
Deriv. Población Santa Catarina Mita	31,15

Fuente: elaboración propia.

Figura 2. **Diagrama esquemático de la composición de una salida de media tensión**



Fuente: elaboración propia.

1.1.1.2. Potencia instalada

La carga instalada en toda la trayectoria de la salida de media tensión constituyen 5 482,5 KVA. Se considera como carga urbana de éste ramal, la población del municipio de Santa Catarina Mita, con una potencia instalada de 1,860; mientras que el resto se considera carga rural. A continuación se detallan las derivaciones y sus potencias, ver tabla III.

Tabla III. **Potencia en derivaciones principales de SMT Santa Catarina Mita**

Derivación	Potencia KVA
Deriv. Las Flores	540
Deriv. El Limón	180
Deriv. Laguna de Retana	355
Deriv. Sabanetas	250
Deriv. Horcones	315
Deriv. Quebracho	218
Deriv. Suchitán	80

Fuente: elaboración propia.

1.1.2. Conductores

Se denomina material conductor a cualquier sustancia o material que sometido a una diferencia de potencial eléctrico proporciona un paso continuo de corriente eléctrica. En general todas las sustancias en estado sólido o líquido poseen la propiedad de conductividad eléctrica, pero algunas sustancias

son buenos conductores, las mejores sustancias conductoras son los metales, como se indica en la tabla IV:

Tabla IV. **Conductividad y temperatura en los metales conductores**

Metal	Conductividad Eléctrica S·m-1	Temperatura (°C)
Plata	$6,30 \times 10^7$	20
Cobre	$5,96 \times 10^7$	20
Cobre Templado	$5,80 \times 10^7$	20
Oro	$4,55 \times 10^7$	20-25
Aluminio	$3,78 \times 10^7$	20
Tungsteno	$1,82 \times 10^7$	
Hierro	$1,53 \times 10^7$	

Fuente: elaboración propia.

El metal de mejor conductividad eléctrica (así también térmica) es la plata, debido a su escases y altos costos de producción, lo hace inapropiado para su uso a gran escala, utilizándose como patrón de la conductividad eléctrica el cobre templado. La Comisión Electrotécnica Internacional definió como patrón de la conductividad eléctrica: “Un hilo de cobre de 1 metro de longitud y un gramo de masa, que da una resistencia de $0,15388 \Omega$ a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ”. Le asignó una conductividad eléctrica de 100 % IACS (International Annealed Cooper Standard, Estándar Internacional de Cobre no Aleado). A toda aleación de cobre con una conductividad mayor que 100 % IACS se le denomina de alta conductividad (H.C. por sus siglas en inglés).

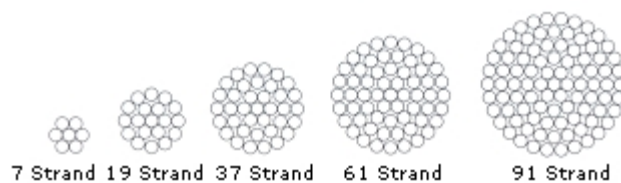
1.1.2.1. Tipos de conductores eléctricos

Los conductores de aluminio para usos en líneas de distribución y transmisión se dividen en dos grandes grupos:

1.1.2.1.1. Conductores de aluminio (AAC) o aleación de aluminio (AAAC)

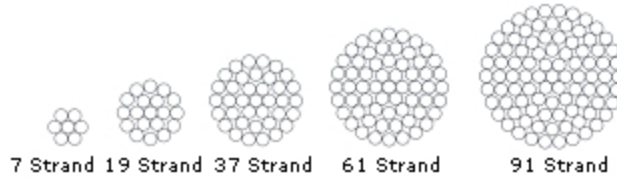
Los conductores AAC son conductores construidos con hilos de aluminio 1350 H19 (extra duro) y se divide en cuatro clases para aplicaciones de mayor flexibilidad en base a las Normas ASTM B-230 y B-23. Los conductores AAAC son fabricados con aleación de aluminio 6201-T81, ofreciendo mayor resistencia a la rotura y dureza que los conductores AAC, sin contener un núcleo de acero. Son fabricados bajo las Normas ASTM B-398 y B-399.

Figura 3. Corte transversal de conductor AAC



Fuente: <http://www.sural.com/productos/desnudos/>. Consulta: 5 de marzo de 2011.

Figura 4. **Corte transversal de conductor AAAC**



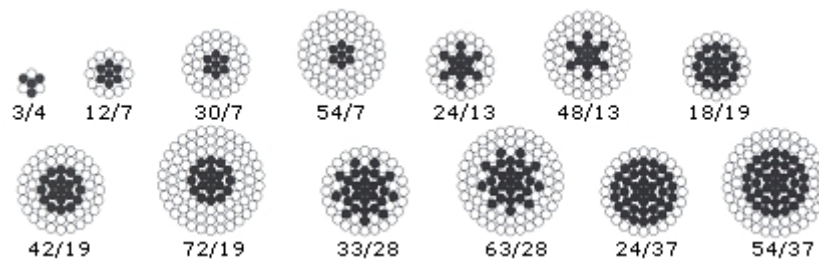
Fuente: <http://www.sural.com/productos/desnudos/>. Consulta: 5 de marzo de 2011.

1.1.2.1.2. **Conductores ACAR y ACSR**

Compuestos por alambres de aluminio más refuerzos de alambres de aleación de aluminio (ACAR) o alambres de aluminio puro más refuerzo de alambres de acero galvanizado (ACSR).

Los conductores ACAR, están contruidos con un núcleo de alambres de aleación 6201-T81, rodeado con alambres de aleación 1350-H19. Presentan un refuerzo mayor que los conductores AAC y una conductividad mayor que los AAAC. Normas ASTM B-230, 398 y 524.

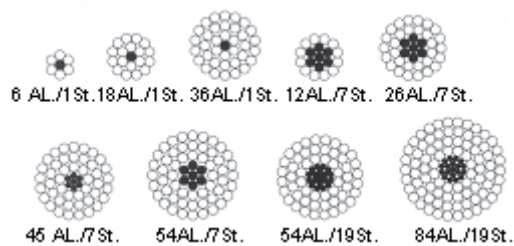
Figura 5. **Corte transversal de conductor ACAR**



Fuente: <http://www.sural.com/productos/desnudos/>. Consulta: 5 de marzo de 2011.

Los conductores ACSR, están conformados por un alambre o trenza concéntrica de acero con núcleo rodeado por alambres 1350 H19. Las proporciones de aluminio y de acero pueden variarse para obtener la mejor relación entre la capacidad de transporte de corriente y la resistencia mecánica. Normas ASTM B-230, B-232 Y B-498.

Figura 6. **Corte transversal de conductor ACSR**



Fuente: <http://www.sural.com/productos/desnudos/>. Consulta: 5 de marzo de 2011.

1.1.2.2. Ampacidades de conductores eléctricos

Los conductores más utilizados en redes de distribución rurales son los conductores ACSR (por su capacidad mecánica) siendo entre ellos los más utilizados el calibre 2 AWG al 477 AWG, cuyas características se muestran en la tabla V.

Tabla V. Características de los principales conductores ACSR

Nombre	Tamaño (AWG o kcmil)	Filamentos (Al-Stl)	Diámetro (pul.)				Peso por 1000 pies (lbs.)			Contenido (%)		Fuerza Nominal (lbs.)	Resistencia OHMS/1000 ft.		Intensidad Admisible (Amps)
			Cables Individuales		Núcleo de Acero	Cable Completo	Al	Stl	Total	Al	Stl		DC @ 20°C	AC @ 75°C	
			Al	Stl											
Sparrow	2	6-1	0.1052	0.1052	0.1052	0.316	62	29	91	67.88	32.12	2850	0.254	0.332	184
Sparate	2	7-1	0.0974	0.1298	0.1298	0.325	62	45	107	58.1	41.9	3460	0.251	0.338	184
Robin	1	6-1	0.1181	0.1181	0.1181	0.354	78	37	115	67.88	32.12	3550	0.201	0.268	212
Raven	1/0	6-1	0.1327	0.1327	0.1327	0.398	98	47	145	67.88	32.12	4380	0.159	0.217	242
Quail	2/0	6-1	0.1489	0.1489	0.1489	0.447	124	59	183	67.88	32.12	5310	0.126	0.176	276
Pigeon	3/0	6-1	0.1672	0.1672	0.1672	0.502	157	74	231	67.88	32.12	6620	0.1	0.144	315
Penguin	4/0	6-1	0.1878	0.1878	0.1878	0.563	197	93	291	67.88	32.12	8350	0.0795	0.119	357
Partridge	266.8	26-7	0.1013	0.0788	0.2363	0.642	251	115	367	68.51	31.49	11300	0.0637	0.0779	475
Hawk	477	26-7	0.1354	0.1053	0.316	0.858	449	207	656	68.51	31.49	19500	0.0356	0.0436	659

Fuente: elaboración propia.

Ver anexo “A” para las características de todos los calibres de conductores ACSR.

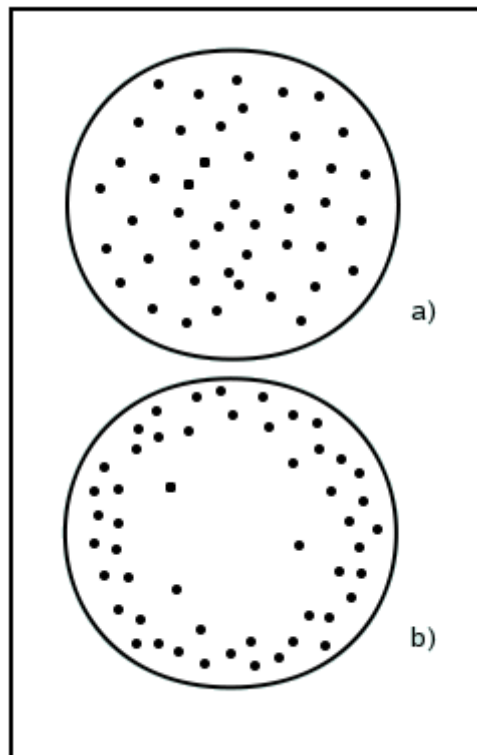
1.1.2.3. Pérdidas en los conductores

En todo proceso de transformación de la energía, se produce una diferencia entre la potencia que se entrega y la potencia que consume la carga. Esta diferencia se conoce con el nombre de pérdidas. Las líneas de distribución de energía compuestas por conductores para el transporte de la energía presentan tres tipos de pérdidas que se detallan a continuación.

1.1.2.3.1. Efecto piel

El efecto piel también es conocido como efecto *skin*, este efecto produce variaciones en la resistencia cuando existe un incremento en la frecuencia. En un conductor, la circulación de una corriente se distribuye en la superficie de su sección de acuerdo a la frecuencia. En corriente continua o alterna de muy baja frecuencia, toda la sección conduce. A medida que la frecuencia aumenta, la circulación sólo se produce por las zonas exteriores del conductor. A frecuencias muy altas, sólo conduce la superficie exterior.

Figura 7. **Distribución de la densidad de corriente en un conductor macizo**



Recorrido por: a) Corriente Continua (DC). b) Corriente alterna (AC).

Fuente: elaboración propia.

1.1.2.3.2. Efecto corona

El efecto corona se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor, causado por el campo eléctrico producido en el conductor. El efecto corona se manifiesta por luminiscencia azulada que aparece alrededor del conductor. La descarga va acompañada de un sonido silbante y de olor de ozono. Si hay humedad apreciable, se produce ácido nitroso. La corona se debe a la ionización del aire. Los efectos que causa son:

- Ocasionan pérdidas a lo largo de toda la línea.
- Emiten ondas de alta frecuencia que interfieren en los receptores de radio y televisión próximos.

Para reducir el efecto corona, debe disminuirse el gradiente eléctrico (V/m) de los conductores, ya sea aumentando su diámetro ó disponiendo dos, tres o más conductores por fase, esta disposición de línea en paralelo tiene además la ventaja de reducir la inductancia de la línea, permitiéndole transmitir más potencia.

1.1.2.3.3. Efecto Joule

El movimiento de los electrones en un cable es desordenado, esto provoca continuos choques entre ellos y como consecuencia un aumento de la temperatura en el propio cable. Se conoce como Efecto Joule al fenómeno por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo.

1.1.3. Tipo de cargas

Los clientes conectados a las diversas líneas de distribución con sus aparatos eléctricos, así también, la industria con sus diversos tipos de motores y el alumbrado público, constituyen las cargas eléctricas que deben ser suplidas de energía por medio de la red de distribución. Los clientes se clasifican como no regulados o grandes usuarios si su demanda excede 100 KW de potencia, no estando sujetos a regulación de precios y las condiciones del suministro son libremente pactadas con el distribuidor o cualquier otro suministrador (establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el título 1, capítulo 1, artículo 1), y regulados dividiéndose en clientes BTS si poseen una demanda menor de 11 KW, y clientes con demanda si poseen una demanda mayor de 11 KW y menor de 100 KW.

Los diversos tipos de cargas de los clientes varían según sea su fin, pueden ser:

- Resistivas, como por ejemplo, las bombillas incandescentes, calentadores de agua, estufas eléctricas, hornos eléctricos, etc, todo equipo cuya construcción sea a base de resistencias.
- Inductivas, como por ejemplo, bombas de agua, motores eléctricos, etc, todo equipo cuya construcción sea destinada a la formación de campos magnéticos.
- No lineales, como por ejemplo, computadoras, iluminarias con balastos, LED.

1.2. Normativas que rigen la distribución de energía eléctrica en Guatemala

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en el Título VI, capítulo II, artículo 78, establece la creación de las Normas NTDOID –Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución- y las Normas NTSD –Normas Técnicas del Servicio de Distribución- por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Las normativas NTDOID establecen los criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas, bienes, y la calidad del servicio.

Las normativas NTSD establecen los derechos y obligaciones de los distribuidores y usuarios del servicio eléctrico, con indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica indicando tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas, en base a los parámetros: calidad del producto suministrado por el distribuidor, incidencia del usuario en la calidad del producto, calidad del servicio técnico, calidad del servicio comercial.

1.2.1. Caídas de tensión permisibles

La calidad del producto suministrado por el distribuidor se hace referencia en la Norma NTSD título IV, capítulo II, artículo 23, inciso 1, se establece para evaluar la tensión en el punto de entrega del distribuidor al usuario, definiéndose, en un intervalo de medición, será el valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el

valor de la tensión nominal (V_n), medidos en del mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

Ecuación no. 1 Índice de regulación de tensión

$$\text{Índice de Regulación de Tensión (\%)} = \frac{(|V_k - V_n|)}{V_n} \times 100$$

Cuando los valores del índice de regulación de tensión, sobrepasen los valores de la tabla VI, los clientes serán indemnizados en base a lo estipulado en el artículo 26 de la Norma NTSD.

Tabla VI. **Porcentajes máximos de regulación de tensión**

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	8	10
MEDIA	6	7
ALTA	5	5

Fuente: Norma NTSD, artículo 26.

1.3. Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima que se observa en un mismo intervalo. Este factor nos indica que tan cercano se mantiene el valor de la carga promedio del Ramal a su valor pico.

Ecuación no. 2 Factor de carga

$$FC = \frac{D_{promedio}}{D_{máxima}}$$

Donde:

$D_{promedio}$ = demanda promedio

$D_{máxima}$ = demanda máxima

FC = factor de carga

1.4. Factor de utilización

Es la relación entre la potencia promedio demandada por los usuarios y la potencia instalada. Este factor define la cargabilidad de las instalaciones.

Ecuación no. 3 Factor de utilización

$$FU = \frac{P_{prom}}{P_{Inst}} = \frac{(D_{prom}/\Delta t)}{P_{Inst}}$$

Donde:

P_{prom} = potencia aparente promedio

P_{Inst} = potencia aparente instalada

D_{prom} = demanda aparente promedio

Δt = período de tiempo

FU = factor de utilización

Cuando se cuenta con valores de demanda de energía, este valor se divide dentro de 1 hora para obtener la potencia activa promedio demandante [KWh/h = KW]; para obtener la potencia aparente, se necesita dividir este resultado por el coseno del ángulo o factor de potencia ($\cos \theta$ = Factor de Potencia.), con este nuevo dato se realiza el cociente con la potencia total instalada del ramal. Ejemplo:

Datos:

$$D_{prom} = 2\,240 \text{ KWh}$$

$$\Delta t = 1 \text{ h}$$

$$\cos \theta = 0,9867$$

$$P_{Inst} = 5\,482,5 \text{ KVA}$$

$$FU = \frac{P_{prom}}{P_{Inst}} = \frac{(D_{prom}/\Delta t)/\cos \theta}{P_{Inst}} = \frac{((\frac{2\,240}{1})[\text{KWh}]/0,9867)}{5\,482,5 [\text{KVA}]} = 0,414$$

1.5. Desviación estándar

La desviación estándar es una medida del grado de dispersión de los datos respecto al valor promedio, dando la referencia de los valores a considerar como verdaderos para los análisis realizados.

Ecuación no. 4 Desviación estándar

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^n (X_i - \bar{X})^2}{n}}$$

$$S_1 = \bar{X} - S$$

$$S_2 = \bar{X} + S$$

Donde:

X_i = valor de la muestra

\bar{X} = promedio de la muestra

n = cantidad de datos de la muestra

S = desviación estándar

S_1 = límite inferior

S_2 = límite superior

Ejemplo:

Se realizará la desviación estándar a una serie de mediciones de corriente tomadas cada 15 minutos, para evaluar que datos pueden ser considerados como correctos:

Datos:

Tabla VII. **Datos para ejemplo de desviación estándar**

Hora	Corriente [A.]
07:00	48,1
08:00	97,4
09:00	85,9

Fuente: elaboración propia con fines ilustrativos.

$$\bar{X} = \frac{(48,1 + 97,4 + 85,9)}{3} = 77,13 \text{ A.}$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^n (X_i - \bar{X})^2}{n}} = \sqrt{\frac{(48,1 - 77,13)^2 + (97,4 - 77,13)^2 + (85,9 - 77,13)^2}{3}}$$

$$S = 21,06$$

$$S_1 = \bar{X} - S = 77,13 - 21,06 = 56,07$$

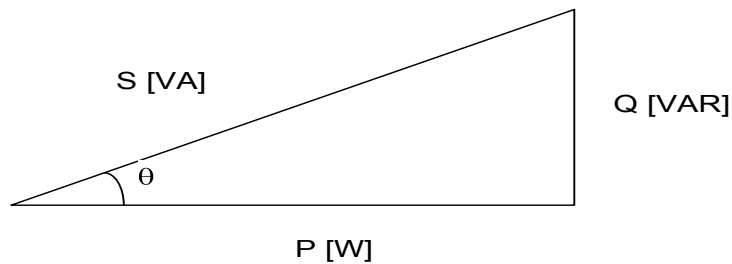
$$S_2 = \bar{X} + S = 77,13 + 21,06 = 98,19$$

De los datos anteriores se concluye que solo las mediciones de las 8 y 9 horas, son consideradas como válidas por el criterio de la Desviación Estándar.

1.6. Factor de potencia

El factor de potencia, se define como la relación o cociente entre la potencia activa y la potencia aparente. Este factor da un indicador cuantitativo del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica.

Figura 8. **Triángulo de potencias**



Fuente: elaboración propia.

Donde:

S Potencia Aparente [VA]

Q Potencia Reactiva [VAR]

P Potencia Activa [W]

Ecuación no. 5 Factor de potencia

$$FP = \cos \theta = \frac{P}{S}$$

Ejemplo:

Datos:

Potencia activa: 80 KW

Potencia aparente: 85 KVAR

$$F.P. = \frac{80}{85} = 0,941$$

Cuando no se cuentan con los datos de potencias activas y reactivas para obtener el factor de potencia, sino que en su caso son datos de energía activa, energía reactiva y/o energía aparente, el factor de potencia se obtiene, al utilizar el triángulo descrito en la figura 8, sustituyendo sus valores de energía correspondientes como datos conocidos. Ejemplo:

Datos:

Energía activa promedio: 500 KWh

Energía reactiva promedio: 60 KVARh

$$F.P. = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{KVARh}{KWh} \right) \right) = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{60}{500} \right) \right) = 0,9928$$

1.7. Análisis económico

Para realizar un análisis económico de los resultados obtenidos por cada método es necesario definir los conceptos flujos de dinero para cuantificar el tiempo de recuperación de la inversión y el interés de retorno de la inversión para un período de tiempo.

1.7.1. Capital presente

Es el valor actual de fondos futuros, obtenidos mediante un descuento provocado por la tasa de interés.

Ecuación no. 6 Valor presente de un capital futuro

$$VA = \frac{VF}{(1 + i)^n}$$

Donde:

VA = valor actual

VF = valor futuro

i = Interés

n = período

1.7.2. Capital futuro

Es la cantidad de dinero que se tendría en una fecha futura si se invirtiese hoy una cantidad y se capitalizase a un tipo de interés. El capital futuro se obtiene de despejar VF de la ecuación no 6.

Ejemplo: se realiza la compra de un transformador de potencia de 10 MVA a un costo de Q 2 500 000,00, el transformador se paga con un préstamo al 18 % anual liquidado y capitalizado mensualmente durante 2,5 años. Se requiere saber ¿cuál va a ser el costo final del transformador al terminar de pagar el crédito?.

$$\text{Tasa periódica: } i = \frac{0,18}{12} = 0,015 = 1,5 \% \text{ mensual}$$

$$\text{Total períodos: } n = 2,5 * 12 = 30 \text{ meses}$$

$$\text{Valor Futuro: } VF = VA * (1 + i)^n = 2\,500\,000 * (1 + 0,015)^{30}$$

$$VF = Q\,3\,907\,700$$

El costo total es de Q 3 907 700,00 después de 2 años y 6 meses de su compra.

1.7.3. Renta

Son los ingresos o egresos constantes en intervalos de tiempo del mismo período.

1.7.4. Valor Presente Neto (VPN)

Valor Presente Neto es una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil; se define como el valor presente de su flujo de ingresos futuros menos el valor presente de su flujo de costos. Es un monto de dinero equivalente a la suma de los flujos de ingresos netos que generará el proyecto en el futuro.

El método del Valor Presente Neto proporciona un criterio de decisión preciso y sencillo, realizando sólo aquellos proyectos de inversión que actualizados a la tasa de inversión, tengan un Valor Presente Neto igual o superior a cero.

Ecuación No. 7 Valor Presente Neto

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

V_t = representa los flujos de caja en cada período t.

I_0 = valor del desembolso inicial de la inversión.

V_t = número de períodos considerado.

k = tipo de interés

Ejemplo: en un determinado proyecto, el costo inicial es de 1,2 millones de quetzales, teniendo un ingreso de 400 mil quetzales anuales. ¿Cuál es el VPN a 4 años? Estimando el proyecto con una tasa del 10 % anual.

Los ingresos anuales serán de:

$$VPN = -1\,200\,000 + \frac{400\,000}{(1+0,01)^1} + \frac{400\,000}{(1+0,01)^2} + \frac{400\,000}{(1+0,01)^3} + \frac{400\,000}{(1+0,01)^4}$$

$$VPN = Q\,67\,946$$

1.7.5. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

Es la Tasa de Descuento o Tasa de Interés que al utilizarla para actualizar los flujos futuros de los ingresos netos de un proyecto de inversión, hace que su Valor Presente Neto sea igual a cero.

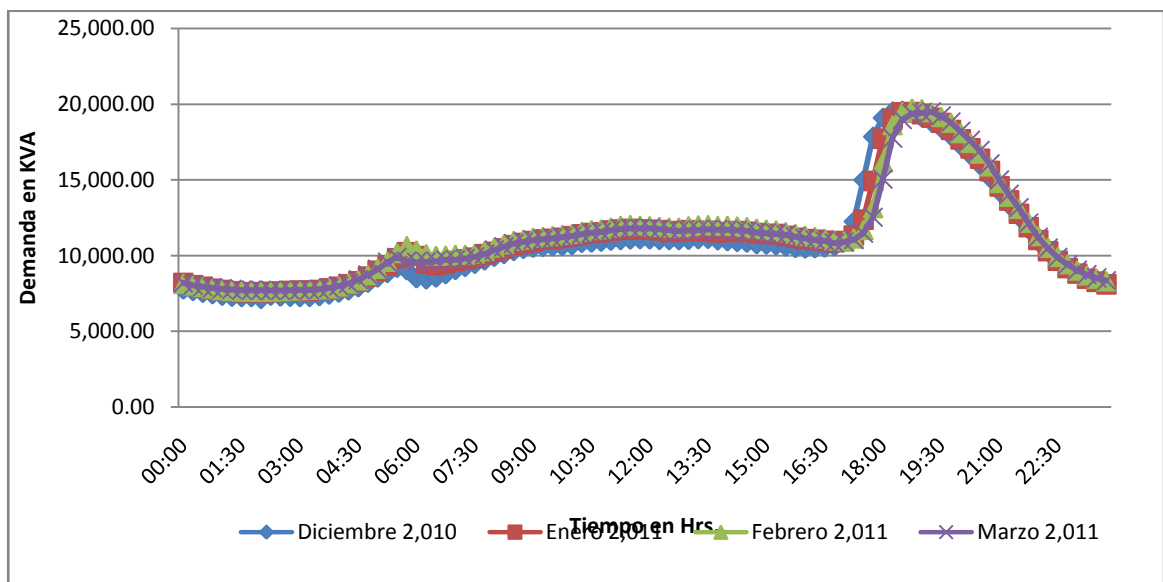
Es decir, la Tasa Interna de Retorno (TIR) es una medida de la rentabilidad de una inversión, mostrando cuál sería la tasa de Interés más alta a la que el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias.

2. COMPRA DE ENERGÍA Y FACTURACIÓN

2.1. Balance energético en subestación El Progreso 13,8 KV

La subestación eléctrica El Progreso está ubicada a orillas del casco urbano del municipio del mismo nombre, tiene una potencia instalada de 30 MW, la cual suministra energía a 6 municipios entre los departamentos de Jutiapa (5 municipios) y Jalapa (1 municipio). En la figura 9, se muestra la curva característica diaria del comportamiento de la demanda en potencia de la subestación.

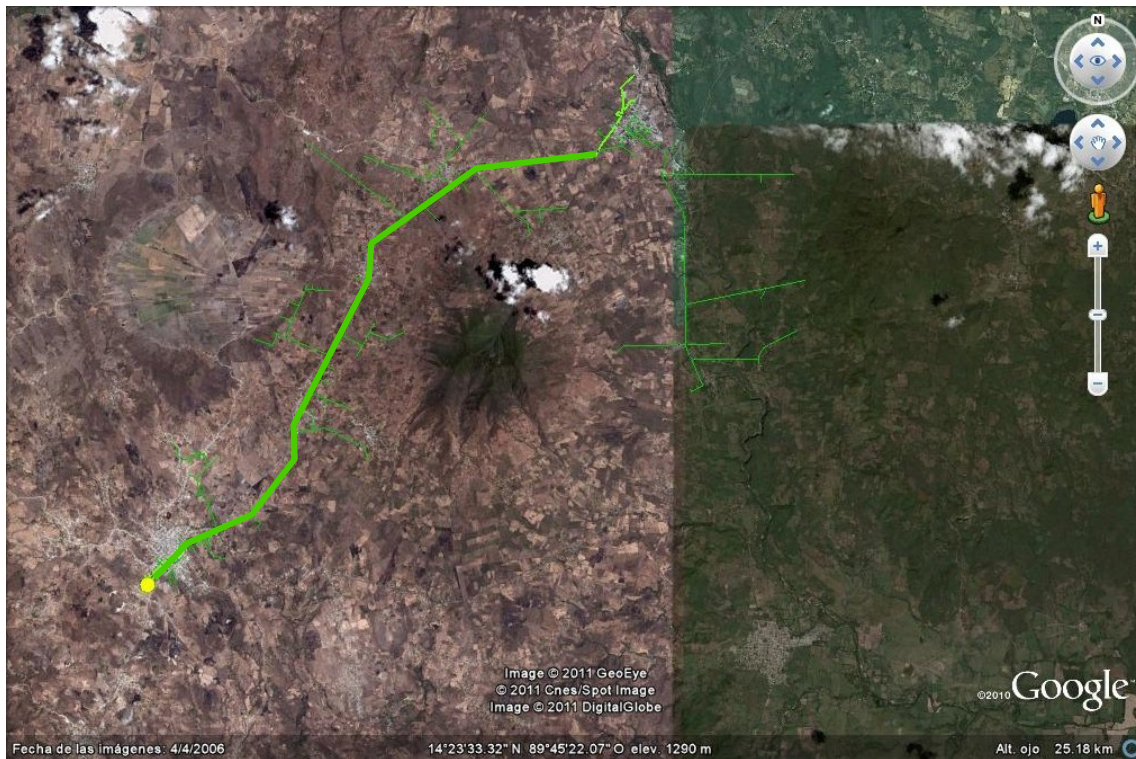
Figura 9. **Curva característica diaria del comportamiento de la demanda en SE El Progreso**



Fuente: perfil de cargas en punto frontera de la SSEE El Progreso 13,8 KV, ENERGUATE.

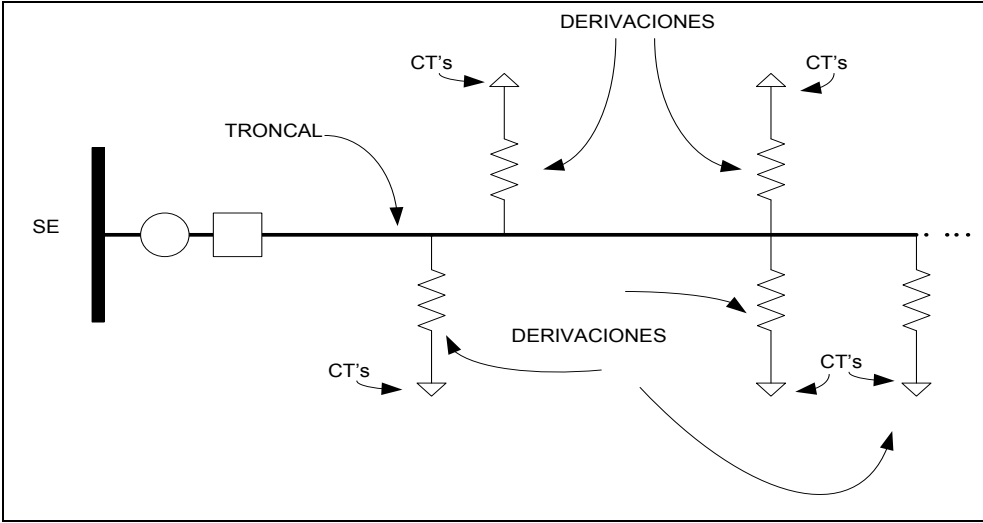
El presente trabajo de estudio se realizará en la línea que alimenta al municipio de Santa Catarina Mita, extendiéndose desde la subestación Progreso hasta llegar al municipio con el mismo nombre. En la figura 10 se aprecia la vista topológica, en la figura 11 se aprecia en esquema eléctrico y la figura 12 se aprecia la vista planta de la salida de media tensión.

Figura 10. **Topología de SMT Santa Catarina Mita**



Fuente: base de datos de instalaciones en ENERGUATE y foto de Google Earth geoposicionada.

Figura 11. **Esquema eléctrico de las derivaciones y línea troncal de SMT Santa Catarina Mita**



Fuente: elaboración propia.

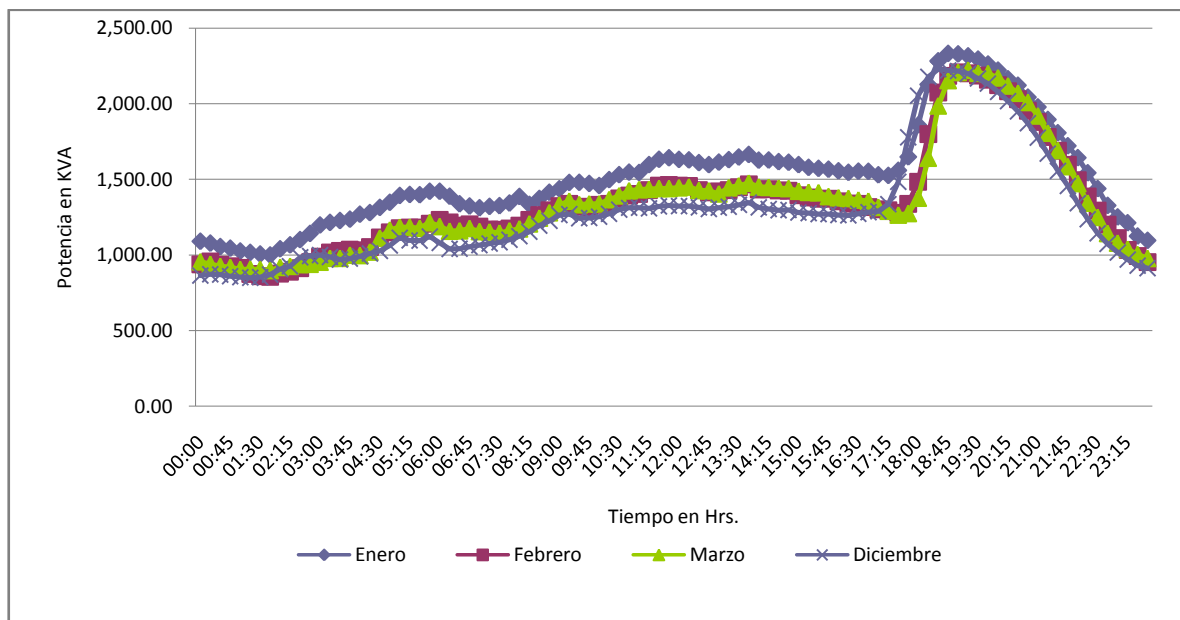
Figura 12. **Vista en planta de SMT Santa Catarina Mita**



Fuente: base de datos de instalaciones de ENERGUATE.

La curva característica diaria del comportamiento de la demanda de potencia de la salida de media tensión utilizada para realizar el presente trabajo se presenta en la figura 13.

Figura 13. Curva característica diaria del comportamiento de la potencia en SMT Santa Catarina Mita



Fuente: perfil de cargas de la SMT Santa Catarina Mita en SSEE El Progreso 13,8 KV, ENERGUATE.

2.2. Medición punto frontera

En los puntos de intercambio de energía entre los agentes del mercado mayorista existen mediciones, donde los equipos son especificados por el Administrador del Mercado Mayorista para cada participante, siendo adquiridos, instalados y mantenidos por cada uno de estos.

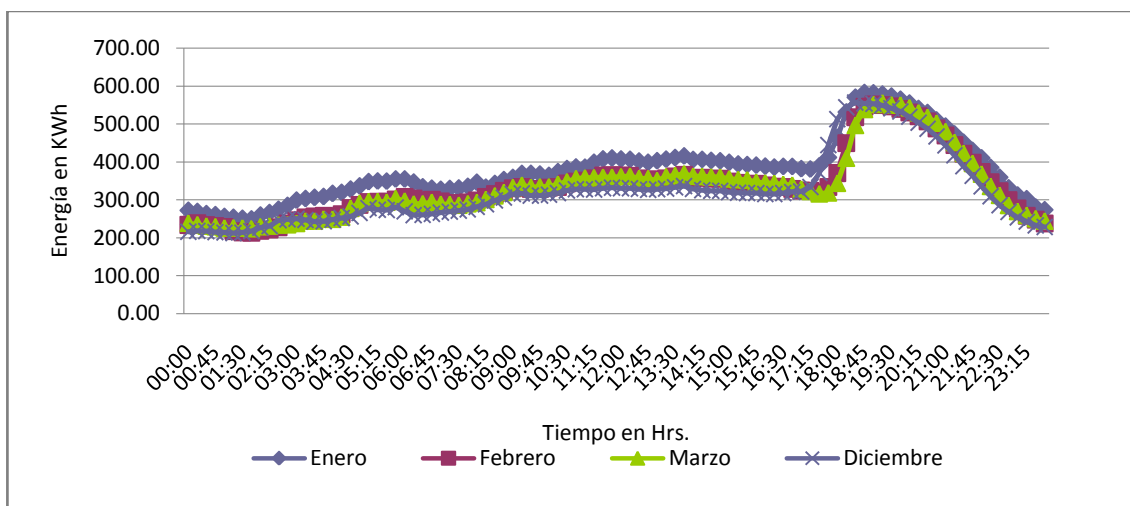
2.2.1. Consumo de energía

El registro del consumo de energía se determina cada 15 minutos. Con este registro se pueden determinar diferentes análisis del comportamiento de la demanda de energía por parte de un distribuidor. Obteniendo curvas que ayudan a predecir los horarios picos de demanda.

2.2.1.1. Diario

El consumo típico de una línea de distribución rural se caracteriza por tener un valor de demanda pico en horas comprendidas de 17:30 a 22:00 horas. Como se puede observar en el siguiente gráfico donde se aprecian los promedios de consumo de energía diarios comprendidos entre los meses de diciembre 2010 y marzo 2011.

Figura 14. **Comportamiento del consumo de energía diario promedio de SMT Santa Catarina Mita**



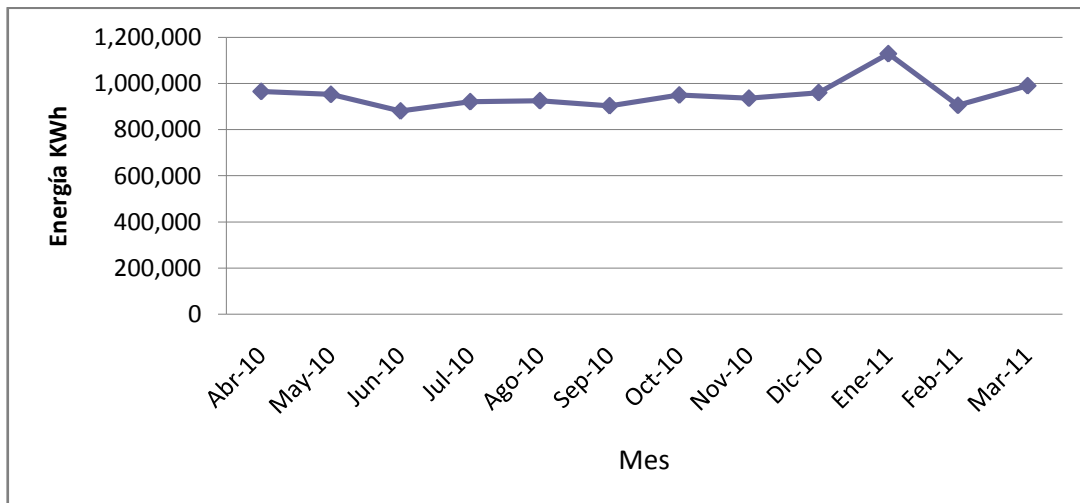
Fuente: Perfil de Cargas de la SMT Santa Catarina Mita en SSEE El Progreso 13,8 KV, ENERGUATE.

2.2.1.2. Anual

El consumo de energía mensual varía de un mes a otro, esto debido al comportamiento de las cargas (por ejemplo estación del año –verano o invierno- cuando hay presencia de bombas de agua), período de días que comprende cada mes y transferencias de energía (como se detallo en el apartado 1.1.1.1).

En el mes de enero 2011 debido a problemas en el regulador automático de taps del transformador de potencia en la SE Ipala, las salidas de media tensión que son alimentadas por dicha subestación fueron trasladadas (mediante un deslastre para no sobrecargar la ampacidad de los conductores) a SMT Santa Catarina Mita, lo que provocó un incremento en los valores típicos en compra de energía.

Figura 15. **Histórico de compra de energía para SMT Santa Catarina Mita**



Fuente: perfil de cargas de la SMT Santa Catarina Mita en SSEE El Progreso 13,8 KV, ENERGUATE.

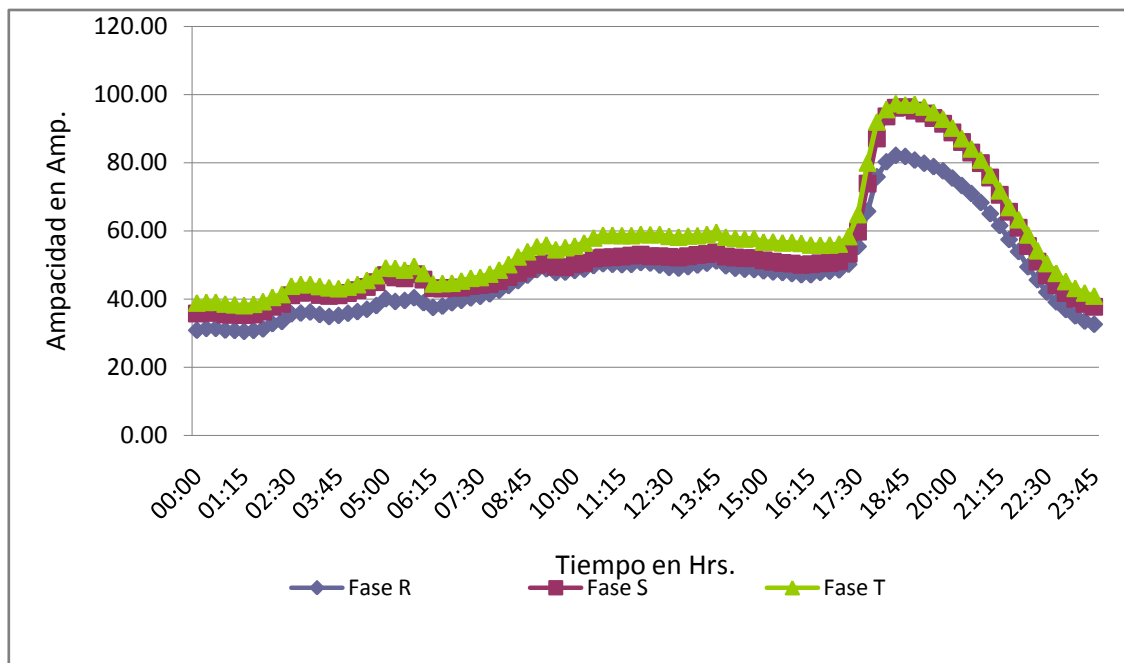
2.2.2. Comportamiento de parámetros eléctricos

Los principales parámetros eléctricos medidos en las subestaciones corresponden a amperajes y voltajes, y a raíz de estos se pueden obtener otros parámetros como lo son la demanda de energía activa, demanda de energía reactiva, factor de potencia.

2.2.2.1. Corriente

El comportamiento de las corrientes por fase es igual al descrito en la sección 2.2.1.1., sobre el consumo diario de energía en el ramal. Esto se debe a la relación directamente proporcional de las corrientes cuando los voltajes en una red ideal permanecen constantes. A continuación se detallan las corrientes promedio de los meses de diciembre 2010 a marzo 2011.

Figura 16. **Corrientes por fase de SMT Santa Catarina Mita comprendidas de diciembre 2010 a marzo 2011**



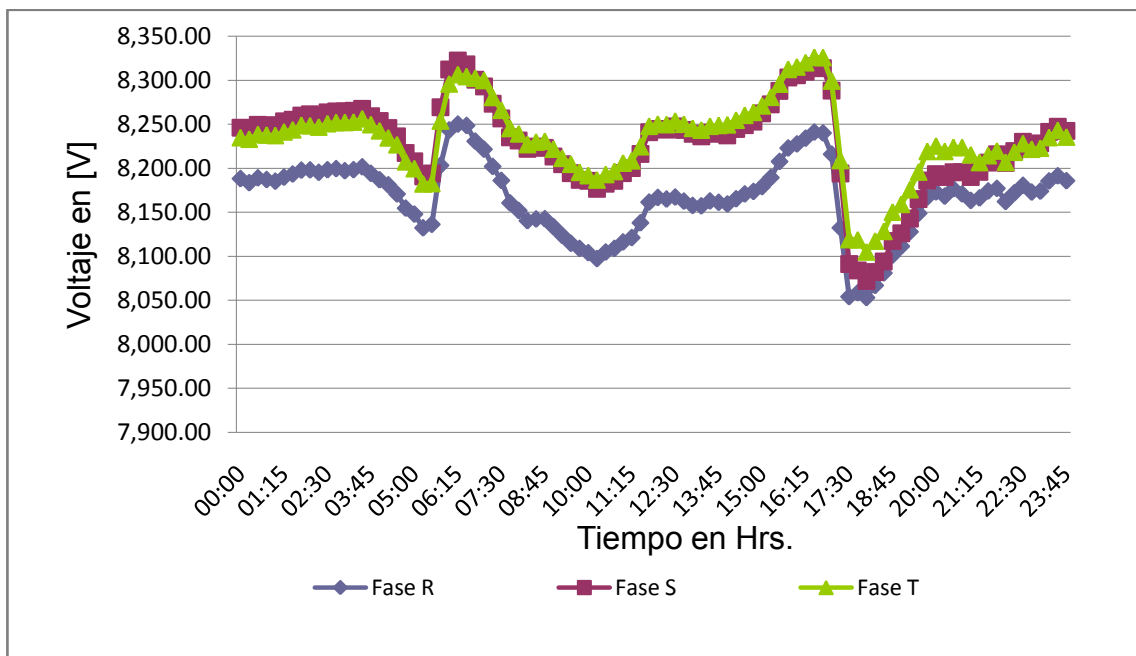
Fuente: perfil de cargas de la SMT Santa Catarina Mita en SSEE El Progreso 13,8 KV, ENERGUATE.

2.2.2.2. Voltaje

El comportamiento de los voltajes como se describió en el apartado anterior en condiciones ideales de operación se mantiene en un valor constante, debido a la interacción de otras salidas de media tensión en la SE El Progreso, así también del comportamiento de Sistema Nacional Interconectado –SNI- cuando inicia la hora pico, debido a otras cargas que tienen mayor prevalencia de cargas rurales, se tiende a sobrecargar las líneas de transporte provocando que el voltaje del sistema se vea reducido levemente. En la figura 17 se aprecia el comportamiento de voltajes medidos en el punto frontera (se

define como punto frontera a la medición que se tiene en la entrega de energía del transportista al distribuidor) de las salidas de media tensión en la SE El Progreso.

Figura 17. **Voltajes de barra promedio de SE El Progreso, meses de diciembre 2010 a marzo 2011**



Fuente: perfil de cargas de la SMT Santa Catarina Mita en SSEE El Progreso 13,8 KV, ENERGUATE.

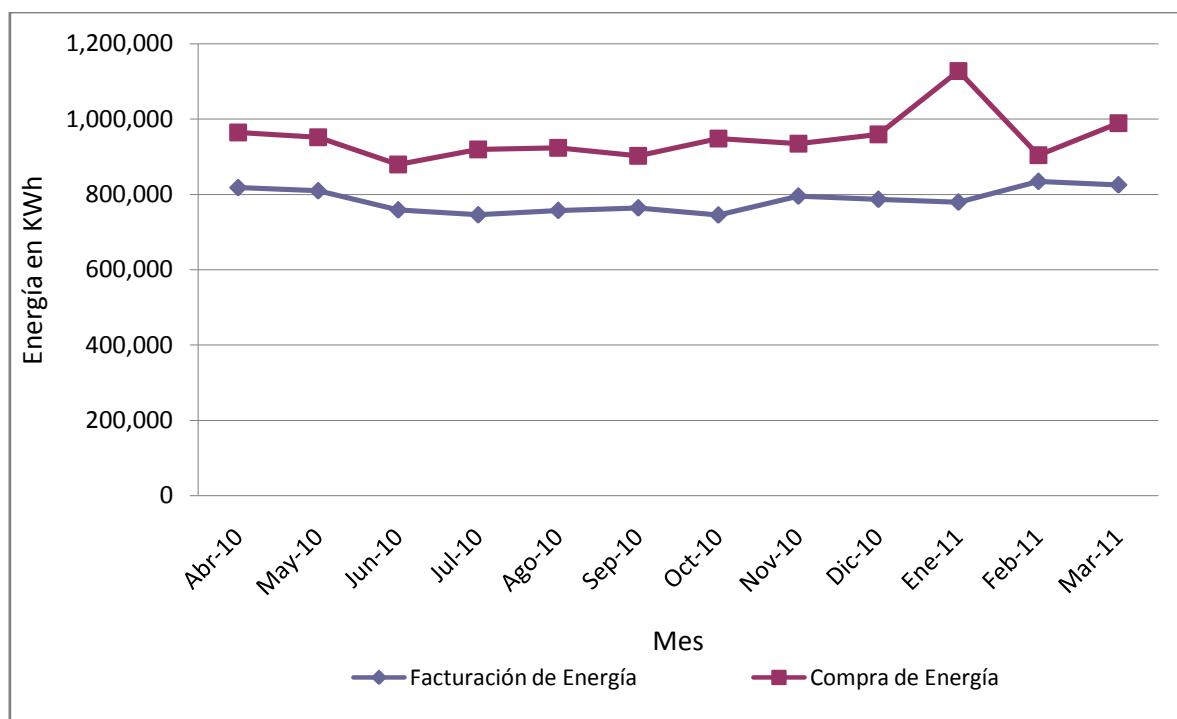
Para fines prácticos, se realizará el estudio cuando se tiene una disminución del voltaje de barra en presencia de la hora pico, para definir el intervalo de mayor carga que presenta valores bajos de voltaje que repercuten en caídas de tensión mayores al final de la línea troncal, donde se encuentra la carga urbana. Como se aprecia en el gráfico anterior estos valores corresponden entre las horas 17:30 a 19:30 horas, que es cuando se produce el mayor estrés eléctrico, porque se tiene un menor voltaje y por ende una

mayor corriente para suplir la misma cantidad de energía, repercutiendo en mayores pérdidas por el efecto joule (ver sección 1.1.2.3).

2.3. Análisis energético compra vs. venta

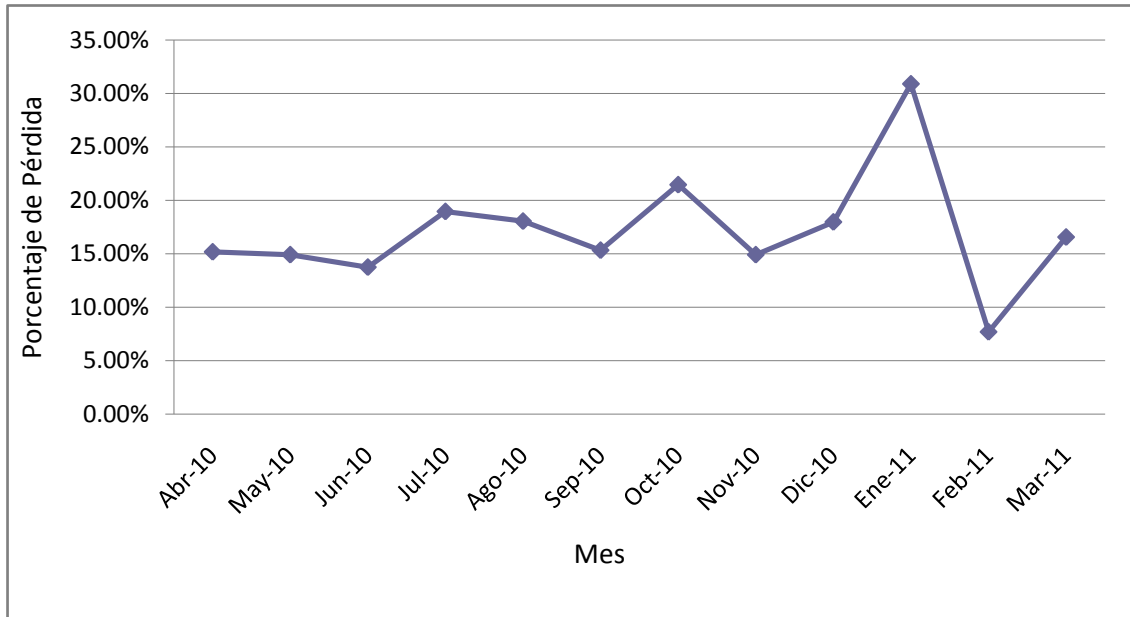
Como se definió en el apartado 2.2.1.2., sobre el comportamiento del consumo de energía anual, en la figura 18 se puede apreciar los valores de facturación asociado a los clientes existentes para definir los valores de pérdida globales de ésta salida de media tensión.

Figura 18. Comportamiento de compra-facturación de SMT Santa Catarina Mita



Fuente: perfil de cargas y facturación de la SMT Santa Catarina Mita en SSEE El Progreso 13,8 KV, ENERGUATE.

Figura 19. Comportamiento de pérdidas en SMT Santa Catarina Mita



Fuente: perfil de cargas y facturación de la SMT Santa Catarina Mita en SSEE El Progreso 13,8 KV, ENERGUATE.

En la figura 19 muestran los porcentajes de pérdidas que se han registrado en un año. Cabe destacar que los valores de pérdida para el mes de enero los cuales sobrepasan el 30 %, debido a transferencias de energía como se describió su causa en el apartado 2.2.1.2. Para la pérdida del mes de febrero es un comportamiento normal que sea menor del 10 % cuando la facturación se realiza un mes después de la compra para clientes BTS (Tarifa Simple para usuarios conectados en Baja Tensión Sin cargos por demanda, especificado en la tabla a.1 codificación tarifaria, en el capítulo III, artículo 8, de las Normas NTSD), teniendo una facturación de 31 días de este grupo de clientes para el mes de enero y una compra de 28 días en el mes de febrero.

3. CASO ESTUDIO: CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LÍNEA TRONCAL

3.1. Cálculo de caída de tensión

La caída de tensión en baja tensión, es un gravamen para los diseños de instalaciones eléctricas, donde se tienen que redimensionar los conductores que alimentan determinadas cargas puntuales para evitar que al final del trayecto se tenga un bajo voltaje que perjudique la operación y la eficiencia de un equipo eléctrico.

Para niveles de media tensión la caída de tensión es un tema que no deja de ser indiferente para estos voltajes (entiéndase 13,8 KV y 34,5 KV) debido a la gran cantidad de cargas conectadas en los diferentes circuitos ó ramales; incrementándose estos valores con el transcurso de los años y nuevos clientes que se conectan a la red. Por esta razón es necesario redimensionar los conductores existentes en las instalaciones de los diferentes circuitos que tiene toda empresa distribuidora, mediante métodos de estudio que permitan proyectar la caída de voltaje y pérdidas que conllevan seguir operando bajo esas condiciones, entiéndase, penalizaciones por calidad del producto en caso apliquen (ver apartado 1.2.1) y la energía que no fue facturada a los clientes por las pérdidas propias del conductor (ver apartado 1.1.2.3).

Para la realización del presente estudio es necesario definir el factor de potencia y el factor de utilización asociado a todas las cargas instaladas en la salida de media tensión con el fin de obtener datos congruentes al

comportamiento de las cargas y aplicarlo a cada estudio con el objetivo de no realizar los cálculos con la potencia total instalada en el ramal, sino con la potencia en uso, basándonos en el perfil de cargas de la SMT Santa Catarina Mita para obtener el factor de potencia horario del ramal y su factor de utilización. Ver anexo C.

El factor de potencia fue extraído del cociente entre la energía activa y la energía reactiva cuarto-horaria (Cuarto-horario significa medición de parámetros eléctricos cada cuarto de hora (15 minutos), obteniendo 4 mediciones en una hora, se expresa mediante las dimensionales KWhd y KVARhd para energía activa y reactiva, cuarto horaria respectivamente) .

Tabla VIII. **Ejemplo de cálculo de factor de potencia en SMT Santa Catarina Mita**

Hora:	19:00	hrs.
Energía Activa Promedio:	561,78	KWh
Energía Reactiva Promedio:	57,21	KVARh
F.P.	0,9949	

Fuente: elaboración propia.

El factor de utilización se obtiene de los valores de energía activa tomados cada 15 minutos y se multiplican por 4, para tener la energía activa proyectada en una hora, luego se procede en base al ejemplo realizado en la sección 1.4.

Tabla IX. **Ejemplo de cálculo del factor de utilización en SMT Santa Catarina Mita**

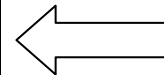
Hora:	19:00	hrs.
Demanda Activa Promedio:	561,78	KWh
Período de Tiempo:	1	h
Potencia Aparente	5 482,5	KVA
cos θ	0,9948	
F.U.	0,412	

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en el anexo C, para el horario de 17:30 a 19:30 horas es cuando la SMT Santa Catarina Mita presenta los valores más altos de utilización del ramal, siendo las 19:00 horas cuando existe la mayor demanda y por consecuencia mayor factor de utilización respecto a la potencia instalada, mientras que el factor de potencia más bajo se define a las 18:15 hrs. (Ver anexo C). Para que los datos a utilizar sean correctos estadísticamente, definiremos si el menor factor de potencia y el mayor factor de utilización están dentro del rango definido en la desviación estándar, para cada parámetro (ver apartado 1.5).

Tabla X. **Cálculo de la desviación estándar para el factor de potencia**

Hora	F.P.	$(X_i - \bar{X})$	$(X_i - \bar{X})^2$
05:30:00 p.m.	0,9977	0,002804	7,8652E-06
05:45:00 p.m.	0,9961	0,001171	1,3715E-06
06:00:00 p.m.	0,9945	-0,000433	1,8759E-07
06:15:00 p.m.	0,9929	-0,002000	4,0002E-06
06:30:00 p.m.	0,9939	-0,001003	1,0052E-06
06:45:00 p.m.	0,9945	-0,000456	2,0787E-07
07:00:00 p.m.	0,9949	-0,000063	4,0098E-09
07:15:00 p.m.	0,9949	-0,000005	2,5878E-11
07:30:00 p.m.	0,9949	-0,000016	2,4050E-10
	$\bar{X} = 0,9949$		$\sum = 1,4642 \times 10^{-5}$



Fuente: elaboración propia.

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^n (X_i - \bar{X})^2}{n}}$$

$$S = \sqrt{\frac{1,4642E^{-5}}{9}} = 0,00127$$

$$S_1 = \bar{X} - S = 0,9949 - 0,00127 = 0,9936$$

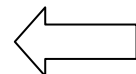
$$S_2 = \bar{X} + S = 0,9949 + 0,00127 = 0,9962$$

Para definir el factor de potencia (FP) que se utilizará en el presente estudio, el valor tiene que encontrarse dentro de los límites de la desviación estándar $S_1 = 0,9936$ y $S_2 = 0,9962$ siendo a las 6:30 p.m. el factor de potencia de 0,9939, el valor más bajo, que encaja en la desviación estándar, dejando el valor de las 6:15 p.m. como un valor fuera de tolerancia.

Para definir si el factor de utilización máxima de las 7:00 p.m. está entre la dispersión de datos respecto al promedio, se calculará la desviación estándar de la siguiente forma (ver apartado 1.5).

Tabla XI. **Cálculo de la desviación estándar para el factor de utilización**

Hora	F.U.	$(X_i - \bar{X})$	$(X_i - \bar{X})^2$
05:30:00 p.m.	0,2610	-0,103146	0,01064
05:45:00 p.m.	0,2863	-0,077835	0,00606
06:00:00 p.m.	0,3238	-0,040337	0,00163
06:15:00 p.m.	0,3677	0,003614	0,00001
06:30:00 p.m.	0,3996	0,035455	0,00126
06:45:00 p.m.	0,4104	0,046276	0,00214
07:00:00 p.m.	0,4120	0,047884	0,00229
07:15:00 p.m.	0,4102	0,046090	0,00212
07:30:00 p.m.	0,4061	0,041997	0,00176
	$\bar{X} = 0,3641$		$\sum = 0,02792$



Fuente: elaboración propia.

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^n (X_i - \bar{X})^2}{n}}$$

$$S = \sqrt{\frac{0,02792}{9}} = 0,05569$$

$$S_1 = \bar{X} - S = 0,3641 - 0,05569 = 0,3084$$

$$S_2 = \bar{X} + S = 0,9949 + 0,05569 = 0,4198$$

De los datos anteriores se concluye que el mayor factor de utilización de la SMT Santa Catarina Mita está dentro de los valores establecidos en los límites de la desviación estándar, a las 19:00 horas, definiendo este valor de 0,412, para los cálculos del presente estudio.

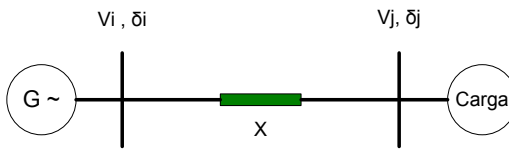
3.1.1. Flujos de potencia

El flujo de potencia es la denominación que se da a la solución de estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red.

Los flujos de potencia son necesarios para el cálculo del despacho en un sistema eléctrico de potencia, evaluar las transferencias de energía en una línea de transmisión (L.T.) para no violar los límites térmicos, pérdidas ocasionadas en la transmisión de energía, así como compensación de la energía reactiva.

La ecuación que describe la transmisión de potencia eléctrica entre dos puntos, a través de una línea de transmisión sin pérdidas, puede ser aproximada de la siguiente forma:

Figura 20. **Diagrama unifilar de una línea de transmisión**



Fuente: elaboración propia.

Ecuación no. 8 Transmisión de potencia entre dos puntos

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \sin \theta$$

Donde:

P_{ij} : es la potencia real o activa que se transmite a través del punto i al punto j por medio de la línea de distribución que los une.

$V_i V_j$: es el producto de las magnitudes de los voltajes en el punto i y el punto j.

θ : es la diferencia de ángulos que existe entre los puntos i y el punto j.

X_{ij} : es la reactancia que presenta la línea de distribución.

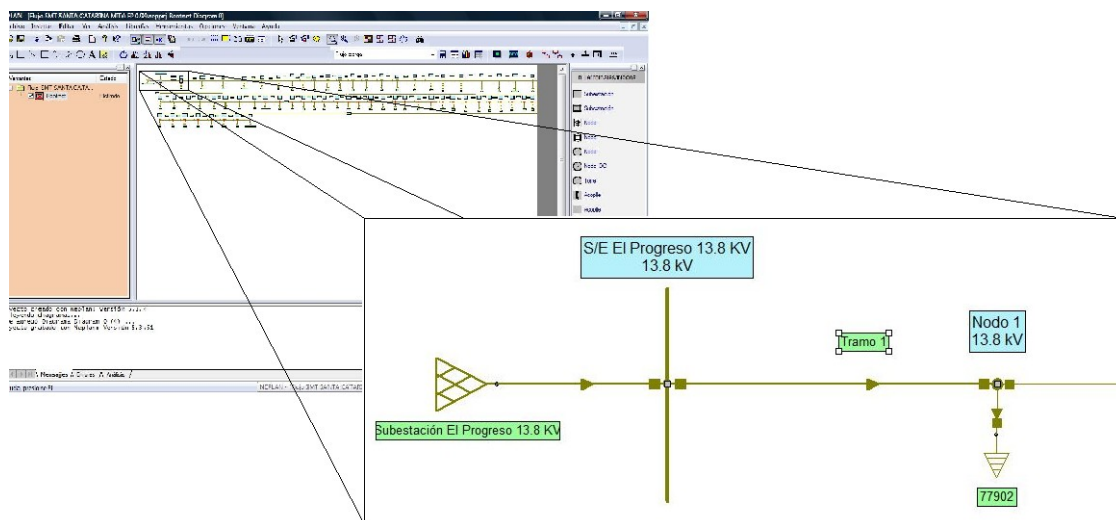
3.1.1.1. Métodos iterativos

Los análisis de flujos de potencia consisten en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica.

Existen actualmente diversos métodos para resolver el problema de cálculo del flujo de potencias, los que reciben nombres según sea el procedimiento que se aplique para calcular las tensiones. Entre ellos se pueden

mencionar el de Gauss, el de Gauss-Seidel, los de Newton-Raphson (completo, desacoplado, desacoplado rápido), el flujo DC, etc. En el presente trabajo se utilizará el software Neplan 5.3.51, el cual realiza los flujos de potencia en base al Método Newton Raphson.

Figura 21. Ejemplo flujo de potencia en Neplan



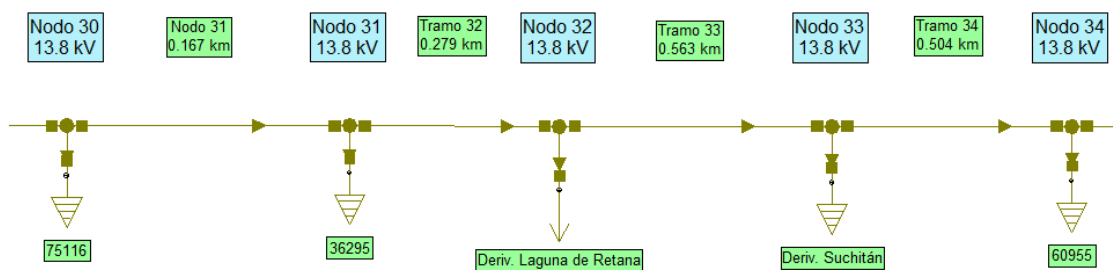
Fuente: elaboración propia.

Al momento de definir el flujo de potencia en el programa Neplan, se estableció que la barra de la subestación El Progreso, se encuentra conectado a un bus infinito. El primer tramo se refiere a la distancia de 419 metros entre la subestación y el nodo 1 donde se encuentra conectado el primer centro de transformación en la línea troncal con una potencia de 10 KVA identificado con la matrícula (matrícula: identificación del centro de transformación mediante un número correlativo de todos los transformadores conectados a la red de distribución Energuate) 77902 (véase apéndice B con todos los tramos y potencias conectadas al final del tramo).

Luego el tramo 2 se encuentra conectado entre el nodo 1 y el nodo 2 con una distancia de 428 metros y tiene conectado al final del tramo, un transformador con potencia de 10 KVA, en la matrícula 85082, y así sucesivamente para todas las cargas conectadas en la trayectoria de la línea troncal.

En el caso de las derivaciones conectadas en la línea troncal, definidas en la tabla III, se definió un nodo donde se encuentra conectada toda la carga asociada a la derivación, por fines de homogeneidad de análisis es exclusivo a la línea troncal, para los diferentes estudios planteados en la presente investigación. Por ejemplo la derivación Laguna de Retana, se encuentra conectada al nodo 32 al final del tramo 32, ver siguiente figura.

Figura 22. Esquema de conexión de las derivaciones en Neplan



Fuente: elaboración propia.

3.1.1.2. Resultado del flujo

Se realizaron diferentes corridas de flujos modificando el conductor en cada tramo para las diferentes corridas, iniciando con el conductor 1/0 que es el existen en el ramal y proyectándolo a los conductores 4/0, 266 y 477 que son los más utilizados en las distribuidoras de energía eléctrica, obteniendo los siguientes resultados de flujos, en las perdidas del conductor.

Tabla XII. Pérdidas de conductores por flujos de potencia

Conductor AWG ó MCM	Pérdida en Potencia [KW]	Pérdida de Energía Diaria [KWh]	Pérdida de Energía Mes [KWh]
1/0	149,8	3 595,20	107 856,00
4/0	68,93	1 654,32	49 629,60
266	53,85	1 292,40	38 772,00
477	29,42	706,08	21 182,40

Fuente: elaboración propia.

Los datos de energía en la tabla XII están definidos para 24 horas, en 30 días, debido a que se ha utilizado el factor de utilización en el ramal, por ejemplo, el conductor 4/0 el cálculo se realizó: $68,93 \times 24 \times 30 = 49\,629,6$ KWh/Mes.

3.1.2. Caída de voltaje

La caída de voltaje se define como la diferencia de potencial que existe en la entrada del conductor y el voltaje que existe en la salida. Esta caída de

tensión es originada por la corriente que circula por el conductor y la resistencia intrínseca del tipo de conductor. Para poder calcular la caída de tensión en un conductor es necesario definir la temperatura de operación, debido a que la temperatura ambiente más la temperatura propia del conductor producida por el efecto Joule, tienen un gran impacto en los cálculos, por ser la resistencia, un valor que varía respecto a la temperatura, definiendo la temperatura para los cálculos del presente estudio a 75 °C.

Ecuación no. 9 Resistencia en un tramo de conductor

$$R = \frac{\rho * L}{A}$$

Donde:

R = Resistencia del Conductor [Ω]

ρ = Resistividad del Aluminio [$\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$]

L = Longitud [M]

A = Sección del conductor [mm^2]

La resistividad específica del aluminio se define a $2,82 \cdot 10^{-2} \Omega \cdot \text{m}$ a 20 °C, para fines prácticos trasladaremos la resistividad a 75 °C.

Ecuación No. 10 Resistencia en función de la temperatura

$$R_t = R_0(1 + \alpha(t - 20))$$

Donde:

R_t = Resistencia a temperatura "t" en [Ω]

α = Coeficiente de Temperatura [$1/^\circ\text{C}$]

t = Temperatura de Operación [$^\circ\text{C}$]

R_o = Resistencia a temperatura inicial [Ω]

El coeficiente de temperatura del aluminio está definido a $3,9 \cdot 10^{-3}$. Si se sustituye la resistividad del aluminio a 20 oC, en la ecuación no. 10, se obtiene la resistividad a 75 °C.

$$R_{75} = R_{20}(1 + \alpha(t - 20)) = 2,82 * 10^{-8}(1 + 3,9 * 10^{-3}(75 - 20))$$
$$R_{75} = 3,42 * 10^{-8} \Omega \cdot m$$

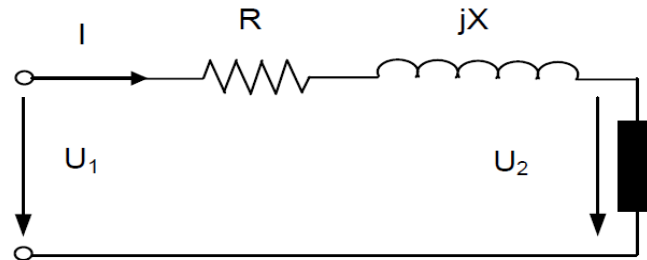
Para realizar la conversión de $\Omega \cdot m$ a $\Omega \cdot mm^2/m$, resulta de multiplicar la primer unidad por $1 \cdot 10^6$. Teniendo la resistividad del aluminio a 75 °C para ser utilizada en la ecuación no. 9.

$$\rho_{75} = (3,42 * 10^{-8}) * (1 * 10^6) = 3,42 * 10^{-2} \Omega \cdot mm^2/m$$

3.1.2.1. Definición y delimitación del método por caídas de voltaje

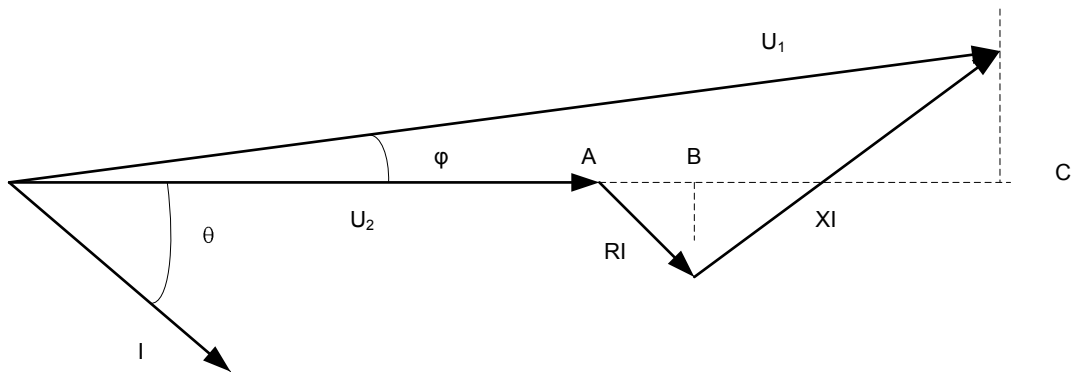
Para el cálculo de la caída de voltaje que se produce en una línea se obtiene considerando el circuito equivalente de una línea corta (inferior a unos 50 km), mostrado en la figura siguiente, junto con su diagrama vectorial.

Figura 23. **Circuito equivalente de una línea corta**



Fuente: elaboración propia.

Figura 24. **Diagrama vectorial de caída de voltaje**



Fuente: elaboración propia.

Donde:

U_1 = voltaje de la fuente

U_2 = voltaje en la carga

R = resistencia de la línea en Ω

X = reactancia de la línea en Ω

θ = ángulo del factor de potencia

Debido al pequeño valor del ángulo ϕ , entre las tensiones en el origen y extremo de la línea, se puede asumir sin cometer prácticamente ningún error, que el vector U_1 es igual a su proyección horizontal, siendo por tanto, el valor de la caída de tensión.

Ecuación no. 11 Caída de voltaje vectorial

$$\Delta V = U_1 - U_2 \cong AB + BC = RI \cos \theta + XI \sin \theta$$

La potencia transportada en una línea se define mediante las siguientes ecuaciones:

Ecuación no. 12 Potencia trifásica

$$P_{3f} = \sqrt{3} * V_l * I_l * \cos \theta$$

Donde:

P_{3f} = potencia trifásica

V_l = voltaje de línea

I_f = corriente de línea

$\cos \theta$ = factor de potencia, definido en la sección 3.1.

Ecuación no. 13 Potencia monofásica

$$P_{1f} = V_f * I_f * \cos \theta$$

Donde:

P_{1f} = potencia monofásica

V_f = voltaje de fase

I_f = corriente de fase

$\cos \theta =$ factor de potencia

Al despejar la corriente de la ecuación no. 11, para sustituirla en la ecuación no. 12 y ecuación no. 13, y haciendo uso de la igualdad trigonométrica $\tan \theta = (\sin \theta) / (\cos \theta)$, la caída de voltaje en función de la potencia es:

Ecuación no. 14 Caída de voltaje trifásica

$$\Delta V_{3f} = (R + X * \tan \theta) * (\sqrt{3} * I_l * \cos \theta)$$

Ecuación no. 15 Caída de voltaje monofásica

$$\Delta V_{1f} = (R + X * \tan \theta) * (I_l * \cos \theta)$$

Donde:

$P =$ potencia del centro de carga y/o derivación [W]

$\Delta V =$ caída de voltaje

En el presente estudio se realizarán los cálculos de caída de voltaje producidos por la carga activa, utilizando el factor de potencia y el factor de utilización, despreciando los efectos producidos por la reactancia de la línea como un estudio independiente.

La resistencia del tramo, se define, como la resistencia característica del conductor que alimenta las cargas, y la corriente se calcula como la carga efectiva (carga efectiva es la carga multiplicada por el factor de utilización) en cada centro de transformación y/o derivación, encontrando la caída de voltaje en base a las impedancias de línea y corrientes producidas por las cargas, calculando cual es la pérdida producida por el conductor mediante la ecuación

no. 12 o la ecuación no. 13, según sea el método en análisis (vectorial o unifilar).

Se define la pérdida del conductor por caída de voltaje, si en vez de utilizar el voltaje del sistema para encontrar la potencia, se sustituye ese valor, por la caída de voltaje producida en el conductor, por ejemplo, al sustituir en la ecuación no. 12 el voltaje por la caída de voltaje, se establece:

Ecuación no. 16 Pérdida de potencia por caída de tensión trifásica

$$P_{3f} = \Delta V_R * I_l * \cos \theta + \Delta V_S * I_l * \cos \theta + \Delta V_T * I_l * \cos \theta$$

$$P_{3f} = 3 * \Delta V * I_l * \cos \theta$$

3.1.2.2. Cálculo de caída de voltaje en línea troncal

Como se describió en la sección anterior para calcular la caída de tensión, se necesitan los parámetros de corriente y resistencia. Para ello se basará en las tablas del anexo E y F, donde se ha realizado los cálculos para el conductor actual instalado en la SMT Santa Catarina Mita, así también de los conductores 4/0, 266 y 477.

Los cálculos se realizaron en forma vectorial (anexo E) y unifilar (anexo F). En forma vectorial para identificar la fase a la que se encuentran conectadas las cargas, teniendo una mayor repercusión en las cargas monofásicas como transformadores y/o derivaciones monofásicas, las cuales causan una mayor caída de voltaje en fase. En forma unifilar para promediar esa caída en las tres fases, viendo todas las cargas como trifásicas, entiéndase, centros de transformación y/o derivaciones.

3.1.2.2.1. Cálculo vectorial

Para realizar los cálculos de caída de tensión vectorial, nos apoyaremos en el anexo E, explicando tres ejemplos de cómo fueron realizados los cálculos. Del anexo E, en la columna “Matrícula/Derivación” contiene la identificación de los centros de transformación o el nombre de la derivación. En la columna “Carga” contiene la potencia asociada a esa matrícula o derivación multiplicada por el factor de utilización definido en la sección 1.4. En la columna “Fase” se identifica la fase a la que se encuentra conectada la carga. En la Columna “I” (corriente) se encuentra la corriente asociada al centro de transformación y/o derivación. En la columna “Distancia” se encuentra la longitud existente del centro de transformación y/o derivación a la Subestación en metros. En las columnas Fase R, Fase S y Fase T se encuentran los resultados del cálculo de caída de tensión. En la columna “Potencia” se encuentra la potencia que se pierde por la caída de tensión.

Ejemplo 1: cálculo de la caída de tensión en carga monofásica, para realizar este cálculo tomaremos la matrícula 54 644 debido a que es una carga con presencia solo en la fase S, ver Caída de Tensión Vectorial en Conductor 1/0 en el anexo E. La carga del centro de transformación se cálculo de la potencia total de 25 KVA (ver anexo B o anexo D, para las potencias de cada centro de transformación y de las derivaciones) multiplicada por el factor de utilización de 0,412 (definido en la sección 1.4).

$$P = 25\ 000 * 0,412 = 10\ 300\ VA.$$

La corriente la se obtiene al despejar la variante de la ecuación no. 13, dándonos el resultado de la corriente aparente.

$$I_f = \frac{P}{V_f * \cos \theta}$$

$$I = \frac{10\,300}{\left(\frac{13\,800}{\sqrt{3}}\right) * 0,9939} = 1,3 \text{ Amp.}$$

La distancia o tramo de línea desde la subestación hasta la carga, se denota en la columna "Distancia", este dato servirá para el cálculo de la resistencia del conductor instalado. Al sustituir la resistencia de la ecuación no. 15, por los parámetros de la ecuación no. 9, se obtiene:

$$\Delta V_S = R * (I_l * \cos \theta) = \frac{\rho * L}{A} * I_l * \cos \theta$$

$$\Delta V_S = \frac{0,0342 * 1\,686}{53,5} * 1,3 * 0,9939 = 1,39 \text{ Volts}$$

La potencia la se calcula mediante la ecuación no. 13:

$$P_{1f} = V_f * I_f * \cos \theta = 1,39 * 1,3 * 0,9939 = 1,39 \text{ W,}$$

Ejemplo 2: cálculo de la caída de tensión en carga bifásica, para realizar este cálculo tomaremos la matrícula 36 267 debido a que es una carga con presencia solo en la fase S y T, ver Caída de Tensión Vectorial en Conductor 1/0 en en el anexo E, La carga del centro de transformación se cálculo de la potencia total de 20 KVA (ver anexo B o anexo D, para las potencias de cada centro de transformación y de las derivaciones) multiplicada por el factor de utilización de 0,412 (definido en la sección 1.4),

$$P = 35\,000 * 0,412 = 14\,420 \text{ VA},$$

La corriente la se obtiene de la ecuación no. 13, dividiéndola en cada fase, dando el resultado de la corriente aparente,

$$I_f = \frac{\frac{P_{2f}}{2}}{V_f * \cos \theta}$$

$$I = \frac{\frac{14\,420}{2}}{\left(\frac{13\,800}{\sqrt{3}}\right) * 0,9939} = 0,91 \text{ Amp},$$

La distancia o tramo de línea desde la subestación hasta la carga, se denota en la columna “Distancia”, este dato servirá para el cálculo de la resistencia del conductor instalado, al sustituir la resistencia de la ecuación no. 15, por los parámetros de la ecuación no. 9, se obtiene:

$$\Delta V_S = R * (I_l * \cos \theta) = \frac{\rho * L}{A} * I_l * \cos \theta$$

$$\Delta V_{S y T} = \frac{0\,0342 * 1\,307}{53,5} * 0,91 * 0,9939 = 0,76 \text{ Volts}.$$

La potencia de pérdida la se calcula mediante la ecuación no. 13:

$$P_{1f} = V_f * I_f * \cos \theta = 0,76 * 0,91 * 0,9939 = 0,69 \text{ Watts}.$$

Como la potencia perdida es en una fase, se debe multiplicarla por 2 para obtener la potencia perdida en el conjunto de la derivación, obteniendo.

$$P_{2f} = 2 * P_{2f} = 2 * 0,69 = 1,37 \text{ Watts.}$$

Ejemplo 3: cálculo de la caída de tensión en carga trifásica, para realizar este cálculo se toma la carga en la población de Santa Catarina Mita la cual se ubica al final de la línea troncal, debido a que es una carga con presencia en las tres fases. La columna “Carga”, ver el anexo E, se cálculo en base a la potencia total de 1 860 KVA (ver anexo B o anexo D, para las potencias de cada centro de transformación y de las derivaciones) multiplicada por el factor de utilización de 0,412 (definido en la sección 1.4), da como resultado.

$$P_{3f} = 1\ 860\ 000 * 0,412 = 766\ 320 \text{ VA.}$$

La corriente la se obtiene de la ecuación no. 12, dando el resultado de la corriente aparente.

$$I_l = \frac{P_{3f}}{\sqrt{3} * V_l * \cos \theta}$$

$$I_l = \frac{766\ 320}{\sqrt{3} * 13\ 800 * 0,9939} = 32,26 \text{ Amp}$$

La distancia o tramo de línea desde la subestación hasta la entrada a la población, se denota en la columna “Distancia”, el cual es de 16 581 mts. Al sustituir la resistencia de la ecuación no. 14, por los parámetros de la ecuación no. 9, se obtiene:

$$\Delta V_{3f} = R * (\sqrt{3} * I_l * \cos \theta) = \frac{\rho * L}{A} * \sqrt{3} * I_l * \cos \theta$$

$$\Delta V_s = \frac{0,0342 * 16\,581}{53,5} * \sqrt{3} * 32,26 * 0,9939 = 588,59 \text{ Volts.}$$

La potencia la se calcula mediante la ecuación no. 16.

$$P_{3f} = 3 * \Delta V * I_l * \cos \theta = 3 * 588,59 * 32,26 = 56\,611,65 \text{ W}$$

3.1.2.2.2. Cálculo unifilar

Los cálculos realizados mediante este método, fueron realizados considerando que todas las cargas son trifásicas, teniendo el mismo procedimiento en cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas. Para realizar los cálculos de caída de tensión unifilar, se apoyará en el anexo F, explicando las diferentes columnas, tomando como referencia la derivación “Laguna de Retana” con una potencia instalada de 355 kva (ver tabla III).

En la columna “Matrícula/Derivación” contiene la identificación de los centros de transformación o el nombre de la derivación. En la columna “Carga” contiene la potencia asociada a esa matrícula o derivación multiplicada por el factor de utilización definido en la sección 171.4.

$$P_{3f} = 355\,000 * 0,412 = 146\,260 \text{ VA.}$$

En la columna “Fase” se identifica la fase a la que se encuentra conectada la carga. En la columna “I” (corriente) se encuentra la corriente asociada al centro de transformación y/o derivación, basándonos en la ecuación no. 12, despejando la corriente.

$$I_l = \frac{P_{3f}}{\sqrt{3} * V_l * \cos \theta}$$

$$I_l = \frac{146\ 260}{\sqrt{3} * 13\ 800 * 0,9939} = 6,16 \text{ Amp.}$$

En la columna “Distancia” se encuentra la longitud existente del centro de transformación y/o derivación a la subestación en metros. En la columna “Caída de Voltaje” se encuentran los resultados del cálculo de caída de tensión, en base a la ecuación no. 14.

$$\Delta V_{3f} = R * (\sqrt{3} * I_l * \cos \theta) = \frac{\rho * L}{A} * \sqrt{3} * I_l * \cos \theta$$

$$\Delta V_{3f} = \frac{0,0342 * 7\ 486}{53,5} * \sqrt{3} * 6,16 * 0,9939 = 50,72 \text{ Volts.}$$

En la columna “Potencia” se encuentra la potencia que se pierde por la caída de tensión, en base a la ecuación no. 16.

$$P_{3f} = 3 * \Delta V * I_l * \cos \theta = 3 * 50,72 * 6,16 = 936,77 \text{ W}$$

3.1.2.3. Resultados por caída de voltaje

De los cálculos obtenidos en el apartado anterior para el conductor 1/0 existente, se proyecta la pérdida para los conductores 4/0, 266 y 477 variando el área del conductor en los métodos Vectorial y Unifilar, teniendo los siguientes resultados.

Tabla XIII. **Pérdidas en los conductores por el Método de Caída de Voltaje (vectorial)**

Conductor AWG ó MCM	Pérdida en Potencia [KW]	Pérdida de Energía Diaria [KWh]	Pérdida de Energía Mes [KWh]
1/0	62,21	1 492,95	44 788,54
4/0	31,10	746,48	22 394,27
266	24,62	590,81	17 724,38
477	13,78	330,70	9 920,94

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Pérdida en los conductores por el Método de Caída de Voltaje (unifilar)**

Conductor AWG ó MCM	Pérdida en Potencia [KW]	Pérdida de Energía Diaria [KWh]	Pérdida de Energía Mes [KWh]
1/0	61,78	1 482,61	44 478,33
4/0	30,89	741,31	22 239,16
266	24,45	586,72	17 601,62
477	13,68	328,41	9 852,22

Fuente: elaboración propia.

Los datos de energía de la tabla XIII y tabla XIV, están definidos para 24 horas, en 30 días, debido a que se ha utilizado el factor de utilización en el ramal. Para ver todos los cálculos de potencia perdida por caída de voltaje en los conductores 4/0, 266 y 477; mediante el Método Vectorial, ver en el anexo E; y la potencia perdida por caída de voltaje unifilar para los mismos conductores, ver anexo F.

3.1.3. Momentos de carga

El momento de carga se refiere a la localización geográfica de un punto de carga equivalente en un área determinada, este punto de carga se obtiene de la sumatoria aritmética de las cargas respecto a sus localizaciones.

3.1.3.1. Definición

En el presente trabajo se utilizan las coordenadas GPS de la ubicación de los transformadores con sus respectivas potencias, para definir la coordenada equivalente donde se concentran todas las cargas de la SMT Santa Catarina Mita, para ello es necesario realizar los cálculos de los momentos de carga eléctrica mediante las ecuaciones siguientes:

Ecuación no. 17 Cálculo de momentos de carga

$$M_x = \sum (KVA * D_x) \quad M_y = \sum (KVA * D_y)$$

Donde:

D_x = distancia del eje **X**.

D_y = distancia del eje **Y**.

KVA = potencia del transformador o banco trifásico de distribución

$\sum(KVA * D_x)$ = suma aritmética del producto de la potencia por la distancia de la carga en el eje **X**.

$\sum(KVA * D_y)$ = suma aritmética del producto de la potencia por la distancia de la carga en el eje **Y**.

M_x Momento de Carga en el eje **X**.

M_y Momento de Carga en el eje **Y**.

Una vez obtenido el momento en el eje “X” y “Y” por cada carga, se procede a obtener las coordenadas equivalentes del centro de carga.

Ecuación No. 18 Coordenadas del centro de carga equivalente.

$$X_{cc} = \frac{M_x}{\sum KVA} \quad Y_{cc} = \frac{M_y}{\sum KVA}$$

Donde:

X_{cc} = coordenada X del centro de carga

Y_{cc} = coordenada Y del centro de carga

$\sum KVA$ = sumatoria aritmética de la potencia

Conociendo las coordenadas “X” y “Y” de la ubicación del centro de carga equivalente, se estima la longitud a la cual se encuentran la subestación y el centro de carga por el trazado actual que tiene la línea, para poder evaluar la caída de voltaje en base al conductor existente y realizar el cálculo del conductor propuesto por este método.

3.1.3.2. Cálculo de los momentos

Como se describió en el apartado anterior para el cálculo del centro de carga equivalente, se necesita M_x y M_y de la ecuación no. 17 para calcular las coordenadas X_{cc} y Y_{cc} de la ecuación no. 18. Para obtener estas variables nos apoyaremos en la tabla del anexo D, donde se encuentran identificados mediante un correlativo, todos los puntos a considerar en el cálculo de los momentos de carga, identificada la columna como “Punto”, iniciando con el

punto 0 como la ubicación de la SE El Progreso y todos los centros de transformación que tiene conectados SMT Santa Catarina Mita. En las columnas “Coordenada X” y “Coordenada Y” se encuentran las coordenadas GPS de los centros de transformación. En la columna “Matrícula del Transformador” se encuentra la identificación del centro de transformación. En la columna “Potencia KVA” se encuentra la potencia de cada centro de transformación. Las columnas “Distancia X” y “Distancia Y” son las distancias del centro de transformación a la SE El Progreso, en cada eje respectivamente, las cuales se calcularon mediante una resta, por ejemplo, el punto 52 se calcularon las distancias en el eje “X” y “Y” de la siguiente manera:

Coordenada X del punto 52: 843 800,075

Coordenada Y del punto 52: 1 593 792,964

Coordenada X del punto 0: 839 444,931

Coordenada Y del punto 0: 1 588 602,774

$$D_x = (843\,800,075 - 839\,444,931) = 4\,355,144$$

$$D_y = (1\,593\,792,964 - 1\,588\,602,774) = 5\,190,19$$

El valor de las columnas “Momento X” y “Momento Y” se calcularon al multiplicar la distancia en cada eje por la potencia del centro de transformación, continuando con el ejemplo anterior, el valor de las columnas Momento X y Momento Y se calculan de la siguiente manera:

$$(D_x * KVA) = 4\,355,14 * 10 = 43\,551,44$$

$$(D_y * KVA) = 5\,190,19 * 10 = 51\,901,9$$

Para obtener el M_x y M_y se suman todos los valores de las columnas “Momento X” y “Momento Y” para aplicar la ecuación no. 18.

$$M_x = \sum (KVA * D_x) = 37\,898\,419,32$$

$$M_y = \sum (KVA * D_y) = 39\,784\,433,96$$

$$X_{cc} = \frac{M_x}{\sum KVA} = \frac{37\,898\,419,32}{5\,482,5} = 6\,912,616$$

$$Y_{cc} = \frac{M_y}{\sum KVA} = \frac{39\,784\,433,96}{5482,5} = 7\,256,623$$

Para obtener el punto GPS real de la carga equivalente de toda la SMT Santa Catarina Mita se necesitan, los resultados obtenidos en las ecuaciones anteriores, sumarle la coordenada inicial de SE El Progreso.

Ecuación No. 19 Coordenadas del centro de carga real

$$X_{real} = X_{cc} + P_{ox}$$

$$Y_{real} = Y_{cc} + P_{oy}$$

Donde:

P_{ox} = punto inicial en el eje X.

P_{oy} = punto inicial en el eje Y.

Al sustituir los cálculos realizados en la ecuación no. 19, se obtiene que la coordenada real es:

$$X_{real} = 6\,912,616 + 839\,444,931 = 846\,357,547$$
$$Y_{real} = 7\,256,623 + 1\,588\,602,774 = 1\,595\,859,397$$

3.1.3.3. Resultados por momentos de carga

De los cálculos obtenidos en el apartado anterior, se obtendrá la longitud del conductor que alimenta al centro de carga equivalente, calculando la distancia entre la coordenada inicial donde se ubica la SE El Progreso y la coordenada real donde se ubica la carga equivalente.

Ecuación no. 20 Distancia del momento de carga

$$D_{MC} = \sqrt{(X_{real} - P_{ox})^2 + (Y_{real} - P_{oy})^2}$$

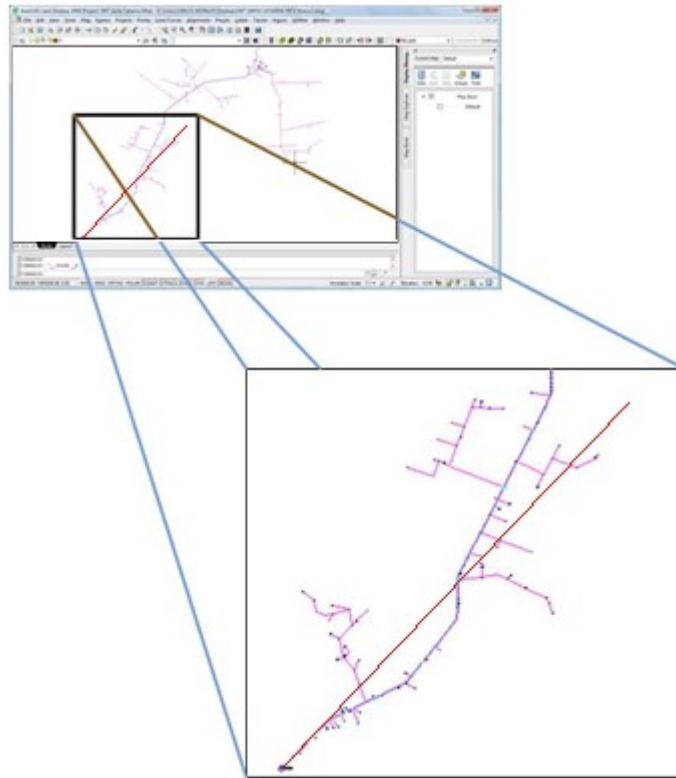
De la ecuación no. 20 al sustituir los datos obtenemos la distancia lineal de la subestación al punto de concentración de la carga:

$$D_{MC} = \sqrt{(846\,357,547 - 839\,444,931)^2 + (1\,595\,859,397 - 1\,588\,602,774)^2}$$

$$D_{MC} = \sqrt{(6\,912,616)^2 + (7\,256,623)^2} = 10\,022,11 \text{ mts.}$$

Utilizando el software Autocad Land desktop (AutoCAD Land Desktop es un programa de diseño asistido por computadora para dibujo en dos y tres dimensiones), se fijan de los puntos GPS tratados en la ecuación no. 20, ver en la figura 25, la trayectoria de color rojo.

Figura 25. Diagrama de red de la SMT Santa Catarina Mita



Fuente: elaboración propia.

Basándose en la distancia de la carga equivalente se calcula la pérdida en los conductores como se definió en el apartado 3.1.2.

Tabla XV. **Pérdidas en los conductores por el Método de Momentos de Carga**

Conductor AWG ó MCM	Pérdida en Potencia [KW]	Pérdida de Energía Diaria [KWh]	Pérdida de Energía Mes [KWh]
1/0	97.89	2,349.42	70,482.71
4/0	48.95	1,174.71	35,241.36
266	38.74	929.75	27,892.46
477	21.68	520.41	15,612.35

Fuente: elaboración propia.

Los datos de energía de la tabla XV están definidos para 24 horas, en 30 días, debido a que se ha utilizado el factor de utilización en el ramal, por ejemplo, el conductor 266, el cálculo se realizó así:

Potencia total instalada: 5 482,5 KVA.

Factor de potencia: 0,9939

Factor de utilización: 0,412

Voltaje del sistema: 13 800 voltios.

$$I = \frac{P * F.U.* F.P.* 1000}{\sqrt{3} * V} = \frac{5\,482,5 * 0,412 * 0,9939 * 1\,000}{\sqrt{3} * 13\,800} = 93,92 \text{ Amp.}$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I}{S} = \frac{\sqrt{3} * 0,0342 * 10\,022,11 * 93,92}{135,19}$$

$$\Delta V = 412,43 \text{ Voltios.}$$

$$P = \Delta V * I = 412,43 * 93,92 = 38,74 \text{ KW}$$

4. PRESUPUESTACIÓN DE MEJORA DE RED, RECUPERO Y RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN

4.1. Presupuestación

De los resultados obtenidos de pérdidas por los tres métodos en análisis (flujos de potencia, caída de tensión y momentos de carga) en los diferentes conductores analizados (4/0 AWG, 266 MCM y 477 MCM), es necesario cuantificar la reducción en energía por cada método para evaluar mediante un estudio económico el costo de reconductorar la línea, definiendo los métodos que tengan similitud en los resultados como métodos fiables a utilizar para estos estudios.

De los resultados obtenidos en las secciones 3.1.1.2, y 3.1.3.3, se puede concluir la reducción de energía por pérdidas técnicas en la siguiente tabla.

Tabla XVI. Reducción de pérdidas en KWh

Conductor AWG o MCM	Flujos de Potencia	Momentos de Carga	Caída de Tensión	
			Vectorial	Unifilar
1/0	0,00	0,00	0,00	0,00
4/0	58 226,40	35 241,36	22 394,27	22 239,16
266	69 084,00	42 590,25	27 064,15	26 876,71
477	86 673,60	54 870,36	34 867,60	34 626,11

Fuente: elaboración propia.

“Estableciendo el Precio de Oportunidad de la Energía (POE) en 102,86 \$/MWh¹ en promedio y a una tasa de cambio de 7,87 Q/\$ para el día 12 de septiembre del 2011, el recupero en dinero mensual estimado resulta de dividir los KWh que se reducen por cada conductor por 1 000 y multiplicarlo por 102,86*7,87, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla XVII. **Reducción de pérdidas en quetzales**

Conductor AWG o MCM	Flujos de Potencia	Momentos de Carga	Caída de Tensión	
			Vectorial	Unifilar
1/0	0,00	0,00	0,00	0,00
4/0	47 139,33	28 530,94	18 130,11	18 004,54
266	55 929,50	34 480,51	21 910,78	21 759,03
477	70 169,81	44 422,32	28 228,35	28 032,84

Fuente: elaboración propia.

El costo de reconducir la línea troncal de SMT Santa Catarina Mita en base a su estructura física citada en el apartado 1.1.1.1 y en la tabla no. 1 para cada tipo de conductor es de:

¹ web: http://www.amm.org.gt/pdfs/2011/posdespacho/sep/INFP20110912_03.pdf. Consulta: 12 de septiembre de 2011.

Tabla XVIII. **Costo de reconductorado por calibre de conductor para SMT Santa Catarina Mita**

Conductor AWG o MCM	Total
4/0	1 156 091,12
266	1 523 444,51
477	3 365 602,32

Fuente: presupuesto en unidades constructivas para una línea estándar en base a las estructuras y kilómetros de línea troncal definidas en la tabla I

4.2. Propuestas de conductor por los diferentes métodos

Para definir el conductor más rentable económicamente se necesita el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno por cada propuesta para analizar en períodos de 1, 3, 5, 10 y 30 años, el que mayor ingresos y/o tasa de recupero de la inversión tiene y por ende menor tiempo de recupero de la inversión.

4.2.1. Propuesta de conductor por flujos de potencia

Para la propuesta por el método de los flujos de potencias, se basará en la tabla XIX, concluyendo que la mejor opción es el conductor 4/0 AWG por recuperarse la inversión 27,24 meses.

Tabla XIX. VPN, TIR y recuperación de la inversión por flujos de potencia

	1 Años		3 Años		5 Años		10 Años		30 Años		Tasa de Retorno en Meses
	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	
4/0	-638	-51,07%	273	21,95%	1 038	39,75%	3 614	47,96%	4 563	48,93%	27,24
266	-908	-55,94%	172	15,35%	1 080	33,77%	4 288	42,81%	5 262	44,05%	30,63
477	-2 594	-74,98%	-1 238	-13,08%	-99	7,96%	5 380	21,43%	5 147	24,98%	59,85

Fuente: elaboración propia.

4.2.2. Propuesta de conductor por caída de voltajes

Para analizar éste método analizaremos separadamente el método Vectorial y el Unifilar. Debido a que ambos cálculos fueron elaboradas separadamente con el fin de analizar la diferencia y/o error entre ambas propuestas.

4.2.2.1. Vectorial

Mediante este método se puede apreciar en la tabla XX, concluyendo que el conductor 4/0 AWG, es la mejor opción por recuperarse la inversión en 87,47 meses.

Tabla XX. VPN, TIR y recuperación de la inversión por caída de voltaje vectorial

	1 Años		3 Años		5 Años		10 Años		30 Años		Tasa de Retorno en Meses
	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	
4/0	-957	-81,18%	-606	-23,93%	-312	-2,00%	1 390	13,53%	1 043	18,69%	87,47
266	-1 282	-82,74%	-859	-26,87%	-503	-4,72%	1 680	11,39%	1 135	17,08%	99,17
477	-3 055	-89,94%	-2 510	-42,28%	-2 051	-19,25%	2 164	0,12%	59	9,30%	310,39

Fuente: elaboración propia.

4.2.2.2. Unifilar

Mediante este método se puede apreciar en la tabla XXI, concluyendo que el conductor 4/0 AWG, es la mejor opción, recuperando la inversión en 88,34 meses.

Tabla XXI. **VPN, TIR y recuperación de la inversión por caída de voltaje unifilar**

	1 Años		3 Años		5 Años		10 Años		30 Años		Tasa de Retorno en Meses
	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	
4/0	-958	-81,31%	-610	-24,17%	-318	-2,22%	1 380	13,35%	1 028	18,55%	88,34
266	-1 284	-82,86%	-864	-27,10%	-510	-4,93%	1 668	11,22%	1 116	16,96%	100,21
477	-3 057	-90,00%	-2 516	-42,45%	-2 061	-19,41%	2 149	-0,01%	35	9,22%	319,40

Fuente: elaboración propia.

4.2.3. Propuesta de conductor por momentos de carga

Para la propuesta por el método Momentos de Carga se basará en la tabla XXII, concluyendo que la mejor opción es el conductor 4/0 AWG por pagarse en 48,60 meses.

Tabla XXII. **VPN, TIR y recuperación de la inversión por momentos de carga**

	1 Años		3 Años		5 Años		10 Años		30 Años		Tasa de Retorno en Meses
	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	VPN [KQ]	TIR [%]	
4/0	-842	-70,39%	-291	-5,69%	172	14,69%	2 188	26,87%	2 305	29,60%	48,60
266	-1 144	-72,84%	-478	-9,58%	82	11,15%	2 644	24,00%	2 660	27,13%	54,01
477	-2 877	-84,16%	-2 019	-29,65%	-1 298	-7,30%	3 406	9,37%	2 024	15,60%	113,12

Fuente: elaboración propia.

4.3. Resumen

Para realizar la evaluación de los métodos, se tabularán los datos de TIR VPN, de la tabla XIX, tabla XX, tabla XXI y tabla XXII, para un mismo conductor, tomando como criterio de comparación los resultados económicos obtenidos a 3 años, para evaluar cual método es el que da el mayor interés y capital, en el menor tiempo, ver tabla XXIII, tabla XXIV y tabla XXV.

Tabla XXIII. **Evaluación de métodos y análisis de rentabilidad para el conductor 4/0**

	Flujos de Potencia	Momentos de Carga	Caída de Tensión Vectorial	Caída de Tensión Unifilar
TIR [%]	21,95%	-5,69%	-23,93%	-24,17%
VPN [KQ]	273,24	-290,99	-606,36	-610,17
TR [Mes]	27,24	48,60	87,47	88,34

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. **Evaluación de métodos y análisis de rentabilidad para el conductor 266**

	Flujos de Potencia	Momentos de Carga	Caída de Tensión Vectorial	Caída de Tensión Unifilar
TIR [%]	15,35%	-9,58%	-26,87%	-26,87%
VPN [KQ]	172,42	-477,94	-859,08	-859,08
TR [Mes]	30,63	54,01	99,17	99,17

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXV. **Evaluación de métodos y análisis de rentabilidad para el conductor 477**

	Flujos de Potencia	Momentos de Carga	Caída de Tensión Vectorial	Caída de Tensión Unifilar
TIR [%]	-13,08%	-29,65%	-42,28%	-42,45%
VPN [KQ]	-1 237,95	-2 018,65	-2 509,68	-2 515,61
TR [Mes]	59,85	113,12	310,39	319,40

Fuente: elaboración propia.

De la tabla XXIII, tabla XXIV y tabla XXV; el método que más Tasa Interna de Retorno, mayor Valor Presente Neto y la menor Tasa de Retorno presenta, es el Método de Flujos de Potencia, siendo el conductor 4/0 el más rentable para realizar el cambio de conductor.

Los métodos utilizados en el presente estudio representan una diferencia considerable de energía entre cada uno de ellos por lo que se evaluará la exactitud de cada uno de ellos comparándolos con el método de flujos de potencia para el conductor de calibre 4/0, que es el que presenta los mejores resultados de recuperación de la inversión y es el más empleado para realizar cambios de conductor en líneas de media tensión. En la tabla XXVI se aprecia la sensibilidad de los resultados en VPN y energía por cada método respecto a los resultados de flujos de potencia como un factor de seguridad en los resultados obtenidos.

Tabla XXVI. **Análisis de sensibilidad del conductor 4/0 a 3 años**

	Momento de Carga	Caída de Tensión Vectorial	Caída de Tensión Unifilar
VPN [KQ]	48,81%	76,08%	76,41%
Energía [KW]	29%	55%	55%

Fuente: elaboración propia.

Los resultados de VPN se obtuvieron de los datos obtenidos en la tabla XIX, tabla XX, tabla XXI, tabla XXII y tabla XVIII; tomando como ejemplo la caída de tensión vectorial respecto a los flujos de potencia:

$$\frac{(273\ 000 - (-606\ 000))}{115\ 6091,12} \cong 76,08\ %$$

Los resultados de energía se obtuvieron de los datos obtenidos en las tabla XII, tabla XIII, tabla XIV y tabla XV; tomando como ejemplo el resultado obtenido en el análisis de momento de carga:

$$\frac{(68,93 - 48,95)}{68,93} \cong 29\ %$$

CONCLUSIONES

1. Se comprueba que los Métodos de Flujos de Potencia, Momentos de Carga y Caída de Tensión, proporcionan el mismo criterio de selección del calibre de conductor; cuando se toma como indicador la TIR y el tiempo de recuperación de la inversión, en el estudio económico.
2. Los resultados puntuales en energía difieren entre cada método provocando que en cada uno existan tiempos diferentes de recupero en la inversión.
3. Se calculó la reducción de pérdida de energía al cambiar a un calibre de conductor más grueso, siendo el que reduce más los costos de instalación y aumenta ingresos por reducción de pérdidas, el conductor 4/0 AWG aplicado a la salida de media tensión Santa Catarina Mita.
4. Se evaluaron los costos de los conductores estudiados presupuestando la mano de obra y materiales, al retirar el conductor actual de un 1/0 AWG e instalando los calibres propuestos.
5. El conductor 4/0 AWG tiene el menor tiempo de recupero y la mayor tasa de retorno del capital.

RECOMENDACIONES

1. Cuando no se cuenta con el presupuesto para la compra de licencias de software comercial para la realización de flujos de potencia, se pueden utilizar los métodos de caída de tensión y momentos de carga, como herramientas de análisis para estudios de reconductorados en líneas de media tensión, tomando en cuenta que estos métodos tienen una diferencia respecto al Método de Flujos de Potencia dando un indicativo del conductor a elegir.
2. Según los estudios realizados en los tres conductores propuestos se advierte reconductorar la línea de media tensión de Santa Catarina Mita a un calibre 4/0 AWG, por ser el conductor que tiene mayor Tasa Interna de Retorno.
3. Se aconseja tomar en cuenta el estado mecánico de las estructuras al momento de realizar el cambio de conductor para que estas puedan soportar el peso adicional del nuevo conductor.
4. Se sugiere utilizar el método de Flujos de Potencia cuando el retorno de la inversión es el punto determinante para la ejecución del proyecto.
5. Es aconsejable utilizar los Métodos de Caída de Voltaje y Momentos de Carga como estudios de respaldo para el Método de Flujos de Potencia.

BIBLIOGRAFÍA

1. BLANK, Leland; TARQUÍN, Anthony. *Ingeniería económica*. 6a ed. México: McGraw-Hill, 2005. 700 p.
2. ENRÍQUEZ, Harper. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. México: Limusa, 2000. 509 p.
3. GRAINGER, John J.; STEVENSON JR, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 1996. 740 p.
4. PRABHA, Kundur. *Power system stability and control*. E.E.U.U.: McGraw-Hill, 1994. 1174 p.

ANEXOS

ANEXO A: TABLA CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES ACSR

Nombre	Tamaño (AWG o kcmil)	Filamentos (Al-Stl)	Diámetro (pul.)				Peso por 1000 pies (lbs.)			Contenido (%)		Fuerza Nominal (lbs.)	Resistencia OHMS/1000		Intensidad Admisible (Amps)
			Cables Individuales		Núcleo de Acero	Cable Completo	Al	Stl	Total	Al	Stl		DC @ 20°C	AC @ 75°C	
			Al	Stl											
Turkey	6	6-1	0.0661	0.0661	0.0661	0.198	24	12	36	67.88	32.12	1190	0.641	0.806	105
Swan	4	6-1	0.0834	0.0834	0.0834	0.25	39	18	57	67.88	32.12	1860	0.403	0.515	140
Swanate	4	7-1	0.0772	0.103	0.103	0.257	39	28	67	58.11	41.89	2360	0.399	0.519	140
Sparrow	2	6-1	0.1052	0.1052	0.1052	0.316	62	29	91	67.88	32.12	2850	0.254	0.332	184
Sparate	2	7-1	0.0974	0.1298	0.1298	0.325	62	45	107	58.1	41.9	3460	0.251	0.338	184
Robin	1	6-1	0.1181	0.1181	0.1181	0.354	78	37	115	67.88	32.12	3550	0.201	0.268	212
Raven	1/0	6-1	0.1327	0.1327	0.1327	0.398	98	47	145	67.88	32.12	4380	0.159	0.217	242
Quail	2/0	6-1	0.1489	0.1489	0.1489	0.447	124	59	183	67.88	32.12	5310	0.126	0.176	276
Pigeon	3/0	6-1	0.1672	0.1672	0.1672	0.502	157	74	231	67.88	32.12	6620	0.1	0.144	315
Penguin	4/0	6-1	0.1878	0.1878	0.1878	0.563	197	93	291	67.88	32.12	8350	0.0795	0.119	357
Waxwing	266.8	18-1	0.1217	0.1217	0.1217	0.609	250	39	289	86.43	13.57	6880	0.0643	0.0787	449
Partridge	266.8	26-7	0.1013	0.0788	0.2363	0.642	251	115	367	68.51	31.49	11300	0.0637	0.0779	475
Ostrich	300	26-7	0.1074	0.0835	0.2506	0.68	283	130	412	68.51	31.49	12700	0.0567	0.0693	492
Merlin	336.4	18-1	0.1367	0.1367	0.1367	0.684	315	49	365	86.44	13.56	9680	0.051	0.0625	519
Linnet	336.4	26-7	0.1137	0.0885	0.2654	0.72	317	146	462	68.51	31.49	14100	0.0505	0.0618	529
Oriole	336.4	30-7	0.1059	0.1059	0.3177	0.741	318	209	526	60.35	39.65	17300	0.0502	0.0613	535
Chickadee	397.5	18-1	0.1486	0.1486	0.1486	0.743	373	58	431	86.43	13.57	9940	0.0432	0.0529	576
Brant	397.5	24-7	0.1287	0.0858	0.2574	0.772	374	137	511	73.21	26.79	14600	0.043	0.0526	584
Ibis	397.5	26-7	0.1236	0.0962	0.2885	0.783	374	172	546	68.51	31.49	16300	0.0428	0.0523	587
Lark	397.5	30-7	0.1151	0.1151	0.3453	0.806	375	247	622	60.35	39.65	20300	0.0425	0.0519	594
Pelican	477	18-1	0.1628	0.1628	0.1628	0.814	447	70	517	86.44	13.56	11800	0.036	0.0442	646
Flicker	477	24-7	0.141	0.094	0.2819	0.846	449	164	614	73.21	26.79	17200	0.0358	0.0439	655
Hawk	477	26-7	0.1354	0.1053	0.316	0.858	449	207	656	68.51	31.49	19500	0.0356	0.0436	659
Hen	477	30-7	0.1261	0.1261	0.3783	0.883	450	296	746	60.35	39.65	23800	0.0354	0.0433	666
Osprey	556.5	18-1	0.1758	0.1758	0.1758	0.879	522	82	603	86.43	13.57	13700	0.0308	0.0379	711
Parakeet	556.5	24-7	0.1523	0.1015	0.3045	0.914	524	192	716	73.21	26.79	19800	0.0307	0.0376	721
Dove	556.5	26-7	0.1463	0.1138	0.3413	0.927	524	241	765	68.51	31.49	22600	0.0306	0.0375	726
Eagle	556.5	30-7	0.1362	0.1362	0.4086	0.953	525	345	871	60.35	39.65	27800	0.0303	0.0372	734
Peacock	605	24-7	0.1588	0.1059	0.3177	0.953	570	209	779	73.2	26.8	21600	0.0282	0.0346	760
Squab	605	26-7	0.1525	0.1186	0.3559	0.966	570	262	832	68.51	31.49	24300	0.0281	0.0345	765
Wood Duck	605	30-7	0.142	0.142	0.426	0.994	571	375	946	60.35	39.65	28900	0.0279	0.0342	774
Teal	605	30-19	0.142	0.0852	0.426	0.994	571	367	939	60.86	39.14	30000	0.0279	0.0342	773
Kingbird	636	40561	0.188	0.188	0.188	0.94	596	94	690	86.43	13.57	15700	0.027	0.0332	773
Swift	636	36-1	0.1329	0.1329	0.1329	0.93	596	47	643	92.72	7.28	13690	0.0271	0.0334	769
Rook	636	40748	0.1628	0.1085	0.3256	0.977	599	219	818	73.21	26.79	22000	0.0268	0.033	784
Grosbeak	636	40750	0.1564	0.1216	0.3649	0.991	599	275	874	68.51	31.49	25200	0.0267	0.0328	789

Fuente: norma NEC, artículo 310.

ANEXO B: TABLA DE TRAMOS Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

No. De Tramo	Distancia en Mts.	Potencia en KVA	Matrícula / Derivación
Tramo 1	419	10	77 902
Tramo 2	428	10	85 082
Tramo 3	344	25	52 868
Tramo 4	116	35	36 267
Tramo 5	46	10	83 959
Tramo 6	193	75	36 268
Tramo 7	60	37,5	60 620
Tramo 8	80	25	54 644
Tramo 9	58	10	85 052
Tramo 10	46	85	36 270
Tramo 11	327	540	Deriv. Las Flores
Tramo 12	162	112,5	60 506
Tramo 13	183	75	36 278
Tramo 14	356	75	36 279
Tramo 15	187	75	76 286
Tramo 16	158	10	36 280
Tramo 17	355	10	77 539
Tramo 18	395	87,5	36 281
Tramo 19	951	25	36 282
Tramo 20	72	25	86 909
Tramo 21	97	25	36 283
Tramo 22	369	180	Deriv. El Limón

No. De Tramo	Distancia en Mts.	Potencia en KVA	Matrícula / Derivación
Tramo 23	133	25	87 100
Tramo 24	184	25	36 289
Tramo 25	170	10	S/Mat.
Tramo 26	113	15	73 990
Tramo 27	464	85	36 292
Tramo 28	166	10	36 293
Tramo 29	223	10	36 294
Tramo 30	185	10	75 116
Tramo 31	167	35	36 295
Tramo 32	279	355	Deriv. Laguna de Retana
Tramo 33	563	90	Deriv. Suchitán
Tramo 34	504	10	60 955
Tramo 35	199	10	85 006
Tramo 36	181	37,5	36 311
Tramo 37	318	25	60 978
Tramo 38	309	50	75 899
Tramo 39	64	25	77 851
Tramo 40	73	10	75 888
Tramo 41	180	25	75 321
Tramo 42	106	10	36 314
Tramo 43	371	15	36 315
Tramo 44	229	10	77 791
Tramo 45	241	25	36 316
Tramo 46	356	10	36 317
Tramo 47	280	250	Deriv. Sabanetas

No. De Tramo	Distancia en Mts.	Potencia en KVA	Matrícula / Derivación
Tramo 48	106	25	76 372
Tramo 49	113	25	36 320
Tramo 50	205	25	77 604
Tramo 51	91	45	36 323
Tramo 52	195	50	87 018
Tramo 53	158	50	75 175
Tramo 54	501	315	Deriv. Horcones
Tramo 55	200	35	36 339
Tramo 56	45	25	88 347
Tramo 57	45	20	75 171
Tramo 58	83	10	36 340
Tramo 59	188	10	36 341
Tramo 60	52	10	60 451
Tramo 61	29	217,5	Deriv. Quebracho
Tramo 62	1004	15	36 346
Tramo 63	2106	1860	Población Santa Catarina Mita
Total	16581	5482,5	

Fuente: elaboración propia.

ANEXO C: ENERGÍA ACTIVA, REACTIVA Y FACTOR DE POTENCIA HORARIOS PROMEDIO

Hora	Promedio de Energía Kwhd	Promedio de Energía Kvarhd	Factor de Potencia Promedio	Factor de Utilización
12:00:00 a.m.	240,80	27,47	0,9936	0,177
12:15:00 a.m.	241,36	28,80	0,9930	0,177
12:30:00 a.m.	237,87	28,00	0,9931	0,175
12:45:00 a.m.	235,39	27,37	0,9933	0,173
01:00:00 a.m.	232,28	27,18	0,9932	0,171
01:15:00 a.m.	228,41	26,35	0,9934	0,168
01:30:00 a.m.	226,89	25,97	0,9935	0,167
01:45:00 a.m.	227,08	26,61	0,9932	0,167
02:00:00 a.m.	235,14	28,26	0,9929	0,173
02:15:00 a.m.	239,48	29,99	0,9922	0,176
02:30:00 a.m.	248,72	32,00	0,9918	0,183
02:45:00 a.m.	255,32	35,08	0,9907	0,188
03:00:00 a.m.	262,93	37,28	0,9901	0,194
03:15:00 a.m.	265,95	38,16	0,9899	0,196
03:30:00 a.m.	266,20	38,23	0,9898	0,196
03:45:00 a.m.	268,52	37,91	0,9902	0,198
04:00:00 a.m.	271,86	39,17	0,9898	0,200
04:15:00 a.m.	276,19	39,73	0,9898	0,204
04:30:00 a.m.	287,07	42,75	0,9891	0,212
04:45:00 a.m.	296,19	44,14	0,9891	0,218
05:00:00 a.m.	305,99	45,20	0,9893	0,226
05:15:00 a.m.	305,43	42,82	0,9903	0,225
05:30:00 a.m.	304,99	40,30	0,9914	0,224
05:45:00 a.m.	311,65	39,55	0,9920	0,229

Hora	Promedio de Energía Kwhd	Promedio de Energía Kvarhd	Factor de Potencia Promedio	Factor de Utilización
06:00:00 a.m.	309,45	34,14	0,9940	0,227
06:15:00 a.m.	301,88	16,64	0,9985	0,221
06:30:00 a.m.	296,80	9,59	0,9995	0,217
06:45:00 a.m.	297,56	9,46	0,9995	0,217
07:00:00 a.m.	296,04	9,27	0,9995	0,216
07:15:00 a.m.	296,04	10,35	0,9994	0,216
07:30:00 a.m.	296,86	11,24	0,9993	0,217
07:45:00 a.m.	300,48	12,57	0,9991	0,219
08:00:00 a.m.	307,40	15,56	0,9987	0,225
08:15:00 a.m.	309,12	16,83	0,9985	0,226
08:30:00 a.m.	318,33	20,89	0,9979	0,233
08:45:00 a.m.	327,09	25,84	0,9969	0,239
09:00:00 a.m.	334,96	31,05	0,9957	0,245
09:15:00 a.m.	340,42	34,04	0,9950	0,250
09:30:00 a.m.	336,49	35,69	0,9944	0,247
09:45:00 a.m.	335,98	36,39	0,9942	0,247
10:00:00 a.m.	336,68	38,04	0,9937	0,247
10:15:00 a.m.	342,33	38,67	0,9937	0,251
10:30:00 a.m.	350,14	41,47	0,9931	0,257
10:45:00 a.m.	354,52	42,61	0,9929	0,261
11:00:00 a.m.	355,28	42,61	0,9929	0,261
11:15:00 a.m.	361,00	43,24	0,9929	0,265
11:30:00 a.m.	366,78	43,31	0,9931	0,269
11:45:00 a.m.	368,43	42,80	0,9933	0,271
12:00:00 p.m.	366,97	42,67	0,9933	0,270
12:15:00 p.m.	366,84	41,59	0,9936	0,269
12:30:00 p.m.	362,20	39,81	0,9940	0,266
12:45:00 p.m.	359,28	38,67	0,9943	0,264
01:00:00 p.m.	361,12	38,93	0,9942	0,265
01:15:00 p.m.	364,43	39,75	0,9941	0,267
01:30:00 p.m.	368,43	39,75	0,9942	0,270
01:45:00 p.m.	372,62	41,59	0,9938	0,274
02:00:00 p.m.	364,30	40,32	0,9939	0,267
02:15:00 p.m.	363,60	41,15	0,9937	0,267
02:30:00 p.m.	361,38	41,15	0,9936	0,265
02:45:00 p.m.	361,06	41,47	0,9935	0,265

Hora	Promedio de Energía Kwhd	Promedio de Energía Kvarhd	Factor de Potencia Promedio	Factor de Utilización
03:00:00 p.m.	356,04	40,64	0,9935	0,261
03:15:00 p.m.	353,06	38,74	0,9940	0,259
03:30:00 p.m.	351,54	37,97	0,9942	0,258
03:45:00 p.m.	350,39	38,86	0,9939	0,257
04:00:00 p.m.	347,66	37,91	0,9941	0,255
04:15:00 p.m.	345,69	36,64	0,9944	0,254
04:30:00 p.m.	346,46	34,99	0,9949	0,254
04:45:00 p.m.	345,69	31,50	0,9959	0,253
05:00:00 p.m.	342,20	28,19	0,9966	0,251
05:15:00 p.m.	344,55	25,53	0,9973	0,252
05:30:00 p.m.	356,87	24,13	0,9977	0,261
05:45:00 p.m.	390,84	34,67	0,9961	0,286
06:00:00 p.m.	441,33	46,55	0,9945	0,324
06:15:00 p.m.	500,44	59,88	0,9929	0,368
06:30:00 p.m.	544,32	60,33	0,9939	0,400
06:45:00 p.m.	559,37	59,12	0,9945	0,410
07:00:00 p.m.	561,78	57,21	0,9949	0,412
07:15:00 p.m.	559,37	56,64	0,9949	0,410
07:30:00 p.m.	553,78	56,13	0,9949	0,406
07:45:00 p.m.	546,54	54,74	0,9950	0,401
08:00:00 p.m.	535,88	54,42	0,9949	0,393
08:15:00 p.m.	522,61	53,72	0,9948	0,383
08:30:00 p.m.	509,14	52,51	0,9947	0,373
08:45:00 p.m.	490,22	50,86	0,9947	0,360
09:00:00 p.m.	470,41	49,40	0,9945	0,345
09:15:00 p.m.	445,77	47,12	0,9945	0,327
09:30:00 p.m.	421,01	44,26	0,9945	0,309
09:45:00 p.m.	397,32	42,42	0,9943	0,292
10:00:00 p.m.	372,55	39,94	0,9943	0,273
10:15:00 p.m.	345,95	37,08	0,9943	0,254
10:30:00 p.m.	321,63	35,05	0,9941	0,236
10:45:00 p.m.	298,45	32,45	0,9941	0,219
11:00:00 p.m.	280,29	30,35	0,9942	0,206
11:15:00 p.m.	267,27	29,27	0,9941	0,196
11:30:00 p.m.	253,56	29,53	0,9933	0,186
11:45:00 p.m.	246,70	27,88	0,9937	0,181

Fuente: elaboración propia.

ANEXO D: UBICACIÓN GPS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

Punto	Coordenada X	Coordenada Y	Matrícula del Transformador	Potencia KVA	Distancia X	Distancia Y	Momento X	Momento Y
0	839 444,9310	1 588 602,7740	Subestación El Progreso	-	0	0	0	0
1	839 819,7970	1 588 910,4510	77 902	10	374,87	307,68	3 748,66	3 076,77
2	840 124,7980	1 589 209,9200	85 082	10	679,87	607,15	6 798,67	6 071,46
3	840 359,7680	1 589 407,3680	52 868	25	914,84	804,59	22 870,93	20 114,85
4	840 408,6770	1 589 594,6230	36 266	15	963,75	991,85	14 456,19	14 877,73
5	840 484,0210	1 589 422,8400	36 267	20	1 039,09	820,07	20 781,80	16 401,32
6	840 586,4330	1 589 435,5503	83 959	10	1 141,50	832,78	11 415,02	8 327,76
7	840 702,3950	1 589 544,1400	36 268	75	1 257,46	941,37	94 309,80	70 602,45
8	840 659,0690	1 589 761,4510	60 620	38	1 214,14	1 158,68	45 530,18	43 450,39
9	840 810,1110	1 589 742,5710	54 644	25	1 365,18	1 139,80	34 129,50	28 494,93
10	840 724,6200	1 589 810,7930	85 052	10	1 279,69	1 208,02	12 796,89	12 080,19
11	840 977,4030	1 589 513,4640	36 269	75	1 532,47	910,69	114 935,40	68 301,75
12	841 013,2290	1 589 728,7540	36 270	10	1 568,30	1 125,98	15 682,98	11 259,80
13	841 026,9360	1 590 278,4240	36 271	150	1 582,01	1 675,65	237 300,75	251 347,50
14	840 993,7160	1 590 777,0350	36 272	113	1 548,79	2 174,26	174 238,31	244 604,36
15	840 557,7597	1 590 779,8377	86 897	25	1 112,83	2 177,06	27 820,72	54 426,59
16	840 715,6570	1 590 857,2440	36 273	10	1 270,73	2 254,47	12 707,26	22 544,70
17	840 705,6080	1 591 040,3020	77 730	10	1 260,68	2 437,53	12 606,77	24 375,28
18	840 424,2920	1 591 290,9470	36 274	113	979,36	2 688,17	110 178,11	302 419,46
19	840 954,0420	1 591 550,2150	77 836	25	1 509,11	2 947,44	37 727,78	73 686,03
20	841 160,0280	1 591 766,9580	36 277	35	1 715,10	3 164,18	60 028,40	110 746,44
21	840 462,6240	1 591 860,0470	36 275	10	1 017,69	3 257,27	10 176,93	32 572,73
22	840 394,3000	1 591 566,5590	37 911	15	949,37	2 963,78	14 240,54	44 456,77
23	840 111,3040	1 591 970,6260	33 679	10	666,37	3 367,85	6 663,73	33 678,52
24	839 865,5140	1 592 140,4270	77 849	25	420,58	3 537,65	10 514,57	88 441,32
25	841 270,2700	1 590 058,2370	60 506	113	1 825,34	1 455,46	205 350,64	163 739,59
26	841 461,6620	1 590 071,3170	36 278	75	2 016,73	1 468,54	151 254,83	110 140,73
27	841 785,1760	1 590 224,3200	36 279	75	2 340,25	1 621,55	175 518,38	121 615,95
28	842 109,8400	1 590 211,6520	76 286	75	2 664,91	1 608,88	199 868,17	120 665,85
29	841 937,6600	1 590 510,3760	36 280	10	2 492,73	1 907,60	24 927,29	19 076,02
30	842 354,8870	1 590 782,7600	77 539	10	2 909,96	2 179,99	29 099,56	21 799,86
31	842 616,6350	1 590 972,6440	36 281	88	3 171,70	2 369,87	277 524,10	207 363,63
32	842 972,3760	1 591 827,7120	36 282	25	3 527,45	3 224,94	88 186,13	80 623,45
33	842 974,3899	1 591 899,6699	86 909	25	3 529,46	3 296,90	88 236,47	82 422,40
34	842 975,5280	1 591 997,2080	36 283	25	3 530,60	3 394,43	88 264,93	84 860,85
35	843 455,5720	1 592 415,6710	36 284	10	4 010,64	3 812,90	40 106,41	38 128,97
36	843 460,1230	1 592 639,2620	48 727	25	4 015,19	4 036,49	100 379,80	100 912,20
37	843 443,0890	1 592 701,8740	78 040	25	3 998,16	4 099,10	99 953,95	102 477,50
38	843 976,4620	1 592 403,8050	78 023	10	4 531,53	3 801,03	45 315,31	38 010,31
39	844 032,1510	1 592 463,8890	36 285	25	4 587,22	3 861,11	114 680,50	96 527,87
40	844 332,6480	1 592 218,7520	36 286	25	4 887,72	3 615,98	122 192,93	90 399,45

Punto	Coordenada X	Coordenada Y	Matrícula del Transformador	Potencia KVA	Distancia X	Distancia Y	Momento X	Momento Y
41	844 751,6560	1 592 016,7360	36 287	25	5 306,72	3 413,96	132 668,12	85 349,05
42	844 797,7190	1 591 910,8060	77 137	25	5 352,79	3 308,03	133 819,70	82 700,80
43	844 863,6570	1 591 704,5280	36 288	10	5 418,73	3 101,75	54 187,26	31 017,54
44	843 030,4105	1 592 491,1453	87 100	25	3 585,48	3 888,37	89 636,99	97 209,28
45	843 089,4320	1 592 658,1120	36 289	25	3 644,50	4 055,34	91 112,53	101 383,45
46	843 167,1350	1 592 804,2320	S/Mat.	10	3 722,20	4 201,46	37 222,04	42 014,58
47	843 466,0200	1 592 831,9190	73 990	15	4 021,09	4 229,15	60 316,34	63 437,18
48	843 763,6000	1 593 028,0700	36 291	10	4 318,67	4 425,30	43 186,69	44 252,96
49	844 440,5670	1 592 934,1030	36 292	75	4 995,64	4 331,33	374 672,70	324 849,67
50	843 508,6640	1 593 467,7360	36 293	10	4 063,73	4 864,96	40 637,33	48 649,62
51	843 928,0080	1 593 545,6370	36 294	10	4 483,08	4 942,86	44 830,77	49 428,63
52	843 800,0750	1 593 792,9640	75 116	10	4 355,14	5 190,19	43 551,44	51 901,90
53	843 713,6080	1 594 003,2340	77 545	25	4 268,68	5 400,46	106 716,93	135 011,50
54	843 999,6240	1 593 889,7750	36 295	10	4 554,69	5 287,00	45 546,93	52 870,01
55	842 701,4480	1 594 707,4000	36 296	10	3 256,52	6 104,63	32 565,17	61 046,26
56	842 501,3870	1 594 774,7050	36 297	45	3 056,46	6 171,93	137 540,52	277 736,90
57	841 966,2940	1 594 623,6420	36 298	30	2 521,36	6 020,87	75 640,89	180 626,04
58	842 571,1390	1 595 180,2040	36 299	10	3 126,21	6 577,43	31 262,08	65 774,30
59	843 029,8000	1 595 219,6160	36 300	10	3 584,87	6 616,84	35 848,69	66 168,42
60	842 847,1520	1 595 518,5020	36 301	75	3 402,22	6 915,73	255 166,58	518 679,60
61	843 310,3780	1 595 965,7170	36 302	75	3 865,45	7 362,94	289 908,53	552 220,72
62	843 435,6990	1 595 929,8410	60 520	15	3 990,77	7 327,07	59 861,52	109 906,01
63	843 610,3600	1 595 812,9600	36 303	10	4 165,43	7 210,19	41 654,29	72 101,86
64	843 870,2620	1 595 790,1080	36 304	75	4 425,33	7 187,33	331 899,83	539 050,05
65	844 143,8960	1 594 737,5280	36 305	10	4 698,96	6 134,75	46 989,65	61 347,54
66	844 564,8690	1 594 227,9130	36 306	15	5 119,94	5 625,14	76 799,07	84 377,08
67	844 994,3950	1 595 052,0750	36 307	25	5 549,46	6 449,30	138 736,60	161 232,52
68	845 351,7040	1 594 615,2960	36 308	15	5 906,77	6 012,52	88 601,60	90 187,83
69	845 710,2670	1 594 828,1750	36 309	15	6 265,34	6 225,40	93 980,04	93 381,02
70	845 771,3100	1 594 874,4850	77 958	10	6 326,38	6 271,71	63 263,79	62 717,11
71	844 391,9120	1 595 179,9360	60 955	10	4 946,98	6 577,16	49 469,81	65 771,62
72	844 303,1310	1 595 433,7010	85 006	10	4 858,20	6 830,93	48 582,00	68 309,27
73	844 565,7680	1 595 517,0880	36 311	38	5 120,84	6 914,31	192 031,39	259 286,78
74	844 712,6160	1 595 802,3120	60 978	25	5 267,69	7 199,54	131 692,13	179 988,45
75	844 834,6320	1 596 087,7600	60 979	25	5 389,70	7 484,99	134 742,53	187 124,65
76	844 443,9590	1 596 107,8610	75 899	25	4 999,03	7 505,09	124 975,70	187 627,18
77	844 835,9260	1 596 151,9120	77 851	25	5 391,00	7 549,14	134 774,88	188 728,45
78	844 836,2560	1 596 225,2380	75 888	10	5 391,33	7 622,46	53 913,25	76 224,64
79	844 840,3400	1 596 406,1600	75 321	25	5 395,41	7 803,39	134 885,23	195 084,65
80	844 842,7940	1 596 511,6310	36 314	10	5 397,86	7 908,86	53 978,63	79 088,57
81	844 842,8080	1 596 894,7600	36 315	15	5 397,88	8 291,99	80 968,15	124 379,79
82	845 059,6400	1 596 976,5700	77 791	10	5 614,71	8 373,80	56 147,09	83 737,96
83	845 220,8240	1 597 168,2640	36 316	25	5 775,89	8 565,49	144 397,33	214 137,25
84	845 504,4400	1 597 379,6240	36 317	10	6 059,51	8 776,85	60 595,09	87 768,50
85	845 299,3800	1 597 872,7150	74 282	75	5 854,45	9 269,94	439 083,68	695 245,58

Punto	Coordenada X	Coordenada Y	Matrícula del Transformador	Potencia KVA	Distancia X	Distancia Y	Momento X	Momento Y
86	845 251,6370	1 598 111,6580	74 281	10	5 806,71	9 508,88	58 067,06	95 088,84
87	843 290,8670	1 599 325,0610	36 319	150	3 845,94	10 722,29	576 890,40	1 608 343,05
88	843 327,1060	1 599 345,5090	33 681	15	3 882,18	10 742,74	58 232,63	161 141,03
89	845 811,9240	1 597 614,5270	76 372	25	6 366,99	9 011,75	159 174,83	225 293,83
90	845 906,5030	1 597 681,1130	36 320	25	6 461,57	9 078,34	161 539,30	226 958,47
91	845 981,6610	1 597 971,3800	77 604	25	6 536,73	9 368,61	163 418,25	234 215,15
92	846 132,1040	1 597 873,6240	73 994	25	6 687,17	9 270,85	167 179,33	231 771,25
93	846 342,5840	1 597 672,2880	36 322	10	6 897,65	9 069,51	68 976,53	90 695,14
94	846 488,5020	1 597 511,4640	36 323	10	7 043,57	8 908,69	70 435,71	89 086,90
95	846 298,6640	1 597 974,6800	36 324	25	6 853,73	9 371,91	171 343,33	234 297,65
96	846 269,1826	1 598 052,8289	87 018	25	6 824,25	9 450,05	170 606,29	236 251,37
97	846 324,9320	1 598 172,7420	36 325	25	6 880,00	9 569,97	172 000,03	239 249,20
98	846 257,1350	1 598 173,5930	75 175	25	6 812,20	9 570,82	170 305,10	239 270,48
99	846 390,5680	1 598 678,1360	36 326	10	6 945,64	10 075,36	69 456,37	100 753,62
100	846 124,1830	1 598 849,1450	36 327	25	6 679,25	10 246,37	166 981,30	256 159,28
101	846 079,2240	1 598 524,4560	36 328	10	6 634,29	9 921,68	66 342,93	99 216,82
102	845 717,4390	1 598 847,7990	36 331	10	6 272,51	10 245,03	62 725,08	102 450,25
103	845 288,1520	1 598 827,8000	36 332	10	5 843,22	10 225,03	58 432,21	102 250,26
104	844 863,4380	1 598 980,7340	36 333	10	5 418,51	10 377,96	54 185,07	103 779,60
105	844 630,7200	1 599 055,7410	36 329	10	5 185,79	10 452,97	51 857,89	104 529,67
106	846 600,7300	1 599 256,7470	36 330	10	7 155,80	10 653,97	71 557,99	106 539,73
107	846 867,8480	1 599 242,8720	36 334	75	7 422,92	10 640,10	556 718,78	798 007,35
108	847 392,7300	1 599 897,2520	36 336	30	7 947,80	11 294,48	238 433,97	338 834,34
109	847 600,1960	1 600 171,4340	36 337	10	8 155,27	11 568,66	81 552,65	115 686,60
110	846 281,6360	1 599 645,9970	47 822	10	6 836,71	11 043,22	68 367,05	110 432,23
111	846 349,9770	1 599 325,6260	83 704	25	6 905,05	10 722,85	172 626,15	268 071,30
112	846 238,9640	1 600 238,4560	36 335	30	6 794,03	11 635,68	203 820,99	349 070,46
113	846 148,2470	1 600 324,0480	60 521	20	6 703,32	11 721,27	134 066,32	234 425,48
114	846 045,6360	1 600 420,4680	60 522	20	6 600,71	11 817,69	132 014,10	236 353,88
115	846 978,1200	1 598 505,5280	36 338	10	7 533,19	9 902,75	75 331,89	99 027,54
116	847 228,1610	1 598 210,2630	36 339	25	7 783,23	9 607,49	194 580,75	240 187,23
117	847 014,5589	1 598 529,4024	88 347	25	7 569,63	9 926,63	189 240,70	248 165,71
118	846 942,7750	1 598 664,2560	75 170	10	7 497,84	10 061,48	74 978,44	100 614,82
119	846 808,7530	1 598 773,1220	75 171	10	7 363,82	10 170,35	73 638,22	101 703,48
120	847 126,2000	1 598 591,4240	36 340	10	7 681,27	9 988,65	76 812,69	99 886,50
121	847 279,5120	1 598 705,1200	36 341	10	7 834,58	10 102,35	78 345,81	101 023,46
122	847 366,0430	1 598 676,0780	60 451	10	7 921,11	10 073,30	79 211,12	100 733,04
123	848 248,2320	1 597 868,0240	36 342	113	8 803,30	9 265,25	990 371,36	1 042 340,63
124	848 619,0105	1 597 156,4760	87 008	10	9 174,08	8 553,70	91 740,79	85 537,02
125	848 963,3320	1 597 606,4970	36 345	25	9 518,40	9 003,72	237 960,03	225 093,08
126	848 959,5010	1 597 574,2990	74 283	10	9 514,57	8 971,53	95 145,70	89 715,25
127	849 096,3815	1 597 481,8285	86 828	10	9 651,45	8 879,05	96 514,51	88 790,55
128	849 348,7440	1 597 896,8240	36 343	25	9 903,81	9 294,05	247 595,32	232 351,25
129	849 640,7690	1 597 921,6380	36 344	25	10 195,84	9 318,86	254 895,95	232 971,60

Punto	Coordenada X	Coordenada Y	Matrícula del Transformador	Potencia KVA	Distancia X	Distancia Y	Momento X	Momento Y
130	848 348,4260	1 598 778,1800	36 346	15	8 903,50	10 175,41	133 552,43	152 631,09
131	850 350,0460	1 599 809,5560	72 582	25	10 905,11	11 206,78	272 627,88	280 169,55
132	850 364,2750	1 599 846,6920	72 583	25	10 919,34	11 243,92	272 983,60	281 097,95
133	850 379,6210	1 599 881,6330	72 584	25	10 934,69	11 278,86	273 367,25	281 971,47
134	850 394,3500	1 599 903,0060	72 594	25	10 949,42	11 300,23	273 735,48	282 505,80
135	850 410,4840	1 599 932,0710	72 595	10	10 965,55	11 329,30	109 655,53	113 292,97
136	850 770,7950	1 599 877,4760	28 990	15	11 325,86	11 274,70	169 887,96	169 120,53
137	850 721,2990	1 600 055,1500	28 989	15	11 276,37	11 452,38	169 145,52	171 785,64
138	850 541,6924	1 599 385,2488	86 934	25	11 096,76	10 782,47	277 419,04	269 561,87
139	850 636,3277	1 599 390,9892	86 933	25	11 191,40	10 788,22	279 784,92	269 705,38
140	850 696,7560	1 599 413,1010	28 991	25	11 251,83	10 810,33	281 295,63	270 258,18
141	850 778,6010	1 599 443,7510	28 992	25	11 333,67	10 840,98	283 341,75	271 024,42
142	851 141,4160	1 599 337,4640	28 993	25	11 696,49	10 734,69	292 412,13	268 367,25
143	851 307,3040	1 599 158,4960	32 681	25	11 862,37	10 555,72	296 559,33	263 893,05
144	850 895,2460	1 599 715,0430	28 994	50	11 450,32	11 112,27	572 515,75	555 613,45
145	850 778,1270	1 599 707,7700	72 656	10	11 333,20	11 105,00	113 331,96	111 049,96
146	851 016,7960	1 599 680,2850	77 599	25	11 571,86	11 077,51	289 296,63	276 937,77
147	851 069,0020	1 599 715,3772	73 996	15	11 624,07	11 112,60	174 361,07	166 689,05
148	851 153,0260	1 599 696,9950	77 794	75	11 708,09	11 094,22	878 107,12	832 066,58
149	851 092,5200	1 599 806,0320	29 025	10	11 647,59	11 203,26	116 475,89	112 032,58
150	851 089,0000	1 599 882,1440	29 026	25	11 644,07	11 279,37	291 101,73	281 984,25
151	851 117,9280	1 599 907,3760	73 999	75	11 673,00	11 304,60	875 474,77	847 845,15
152	851 060,9900	1 599 887,3640	60 767	15	11 616,06	11 284,59	174 240,89	169 268,85
153	851 026,0880	1 599 939,4640	37 192	25	11 581,16	11 336,69	289 528,93	283 417,25
154	851 126,3120	1 599 935,5760	74 000	25	11 681,38	11 332,80	292 034,53	283 320,05
155	851 119,7520	1 599 960,8960	74 284	10	11 674,82	11 358,12	116 748,21	113 581,22
156	851 131,7330	1 600 009,9310	75 166	15	11 686,80	11 407,16	175 302,03	171 107,36
157	851 191,8070	1 600 178,0860	75 165	75	11 746,88	11 575,31	881 015,70	868 148,40
158	851 236,0670	1 600 237,3440	74 287	25	11 791,14	11 634,57	294 778,40	290 864,25
159	851 232,2320	1 600 252,9520	74 286	25	11 787,30	11 650,18	294 682,52	291 254,45
160	851 308,4560	1 600 367,1440	29 034	38	11 863,53	11 764,37	444 882,19	441 163,88
161	851 253,0350	1 600 166,4250	60 719	75	11 808,10	11 563,65	885 607,80	867 273,83
162	851 302,3120	1 600 104,5760	29 030	25	11 857,38	11 501,80	296 434,53	287 545,05
163	851 429,9600	1 600 076,0640	32 684	25	11 985,03	11 473,29	299 625,73	286 832,25
164	851 594,0340	1 599 857,7950	74 288	25	12 149,10	11 255,02	303 727,58	281 375,52
165	851 655,6310	1 599 892,5980	74 289	25	12 210,70	11 289,82	305 267,50	282 245,60
166	851 650,3810	1 599 954,4650	29 031	25	12 205,45	11 351,69	305 136,25	283 792,28
167	851 170,5430	1 599 827,7420	85 503	25	11 725,61	11 224,97	293 140,30	280 624,20
168	851 196,5840	1 599 832,4160	28 996	75	11 751,65	11 229,64	881 373,98	842 223,15
169	851 239,7840	1 599 884,7520	74 285	25	11 794,85	11 281,98	294 871,33	282 049,45
170	851 213,2560	1 599 745,3680	28 997	10	11 768,33	11 142,59	117 683,25	111 425,94
171	851 194,9950	1 599 693,3710	76 374	25	11 750,06	11 090,60	293 751,60	277 264,93
172	851 326,5631	1 599 709,4869	86 932	25	11 881,63	11 106,71	297 040,80	277 667,82
173	851 344,1360	1 599 682,8080	28 998	50	11 899,21	11 080,03	594 960,25	554 001,70
174	851 674,7260	1 599 477,5930	73 997	25	12 229,80	10 874,82	305 744,88	271 870,48

Punto	Coordenada X	Coordenada Y	Matrícula del Transformador	Potencia KVA	Distancia X	Distancia Y	Momento X	Momento Y
171	851 194,9950	1 599 693,3710	76 374	25	11 750,06	11 090,60	293 751,60	277 264,93
172	851 326,5631	1 599 709,4869	86 932	25	11 881,63	11 106,71	297 040,80	277 667,82
173	851 344,1360	1 599 682,8080	28 998	50	11 899,21	11 080,03	594 960,25	554 001,70
174	851 674,7260	1 599 477,5930	73 997	25	12 229,80	10 874,82	305 744,88	271 870,48
175	851 310,9330	1 599 828,9000	75 164	25	11 866,00	11 226,13	296 650,05	280 653,15
176	851 467,1120	1 599 673,0980	60 667	25	12 022,18	11 070,32	300 554,53	276 758,10
177	851 485,4480	1 599 690,2560	29 001	25	12 040,52	11 087,48	301 012,93	277 187,05
178	851 786,9840	1 599 528,0640	29 002	25	12 342,05	10 925,29	308 551,33	273 132,25
179	851 876,9760	1 599 616,0840	29 003	10	12 432,05	11 013,31	124 320,45	110 133,10
180	851 862,4710	1 599 469,9740	74 290	38	12 417,54	10 867,20	465 657,75	407 520,00
181	851 941,7680	1 599 427,7840	75 161	10	12 496,84	10 825,01	124 968,37	108 250,10
182	852 225,3800	1 599 499,9710	75 883	25	12 780,45	10 897,20	319 511,23	272 429,92
183	852 011,2720	1 599 332,0080	32 682	10	12 566,34	10 729,23	125 663,41	107 292,34
184	852 036,3750	1 598 630,6740	29 009	15	12 591,44	10 027,90	188 871,66	150 418,50
185	852 276,2960	1 598 238,2400	29 010	10	12 831,36	9 635,47	128 313,65	96 354,66
186	852 664,8630	1 597 513,9450	59 370	10	13 219,93	8 911,17	132 199,32	89 111,71
187	852 399,0810	1 597 270,2300	29 011	10	12 954,15	8 667,46	129 541,50	86 674,56
188	852 363,9650	1 596 687,6170	29 012	15	12 919,03	8 084,84	193 785,51	121 272,65
189	852 543,5600	1 596 480,0320	29 013	10	13 098,63	7 877,26	130 986,29	78 772,58
190	854 344,6480	1 596 006,1680	29 014	10	14 899,72	7 403,39	148 997,17	74 033,94
191	854 428,6539	1 595 790,9301	87 013	10	14 983,72	7 188,16	149 837,23	71 881,56
192	855 516,7400	1 596 247,3150	29 015	25	16 071,81	7 644,54	401 795,23	191 113,52
193	853 568,8190	1 594 682,8320	29 018	25	14 123,89	6 080,06	353 097,20	152 001,45
194	852 517,5050	1 594 523,2670	77 918	25	13 072,57	5 920,49	326 814,35	148 012,33
195	851 209,9920	1 594 592,9120	60 491	25	11 765,06	5 990,14	294 126,53	149 753,45
196	850 836,3310	1 594 375,0960	29 016	10	11 391,40	5 772,32	113 914,00	57 723,22
197	854 423,7470	1 594 156,4290	29 019	25	14 978,82	5 553,66	374 470,40	138 841,38
198	854 480,2960	1 594 511,1760	29 020	25	15 035,36	5 908,40	375 884,13	147 710,05
199	855 337,5100	1 595 021,4580	29 021	25	15 892,58	6 418,68	397 314,48	160 467,10
200	852 904,8400	1 593 933,9280	29 022	15	13 459,91	5 331,15	201 898,64	79 967,31
201	852 889,0910	1 593 627,7810	74 291	25	13 444,16	5 025,01	336 104,00	125 625,18
202	852 704,4150	1 593 552,3760	29 024	25	13 259,48	4 949,60	331 487,10	123 740,05
203	852 606,6040	1 599 007,9300	29 005	10	13 161,67	10 405,16	131 616,73	104 051,56
204	852 976,5200	1 598 829,4000	29 006	10	13 531,59	10 226,63	135 315,89	102 266,26
205	854 379,3930	1 598 631,6760	29 007	10	14 934,46	10 028,90	149 344,62	100 289,02
206	855 199,8940	1 598 848,0980	29 008	10	15 754,96	10 245,32	157 549,63	102 453,24
				5 608			39 389 916,85	41 165 238,88

Fuente: elaboración propia.

ANEXO E: CAÍDA DE VOLTAJE VECTORIAL

Caída de Tensión Vectorial en Conductor 1/0.

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
77 902	4 120	R	0,52	419	0,14	-	-	0,07
85 082	4 120	T	0,52	847	-	-	0,28	0,14
52 868	10 300	T	1,30	1 191	-	-	0,98	1,27
36 267	14 420	ST	0,91	1 307	-	0,76	0,76	1,37
83 959	4 120	R	0,52	1 353	0,45	-	-	0,23
36 268	30 900	RST	1,30	1 546	2,21	2,21	2,21	8,58
60 620	15 450	T	1,95	1 606	-	-	1,99	3,86
54 644	10 300	S	1,30	1 686	-	1,39	-	1,80
85 052	4 120	T	0,52	1 744	-	-	0,58	0,30
36 270	35 020	S	4,42	1 790	-	5,03	-	22,11
Deriv. Las Flores	222 480	S	28,10	2 117	-	37,79	-	1 055,21
60 506	46 350	RST	1,95	2 279	4,89	4,89	4,89	28,47
36 278	30 900	RST	1,30	2 462	3,52	3,52	3,52	13,67
36 279	30 900	RST	1,30	2 818	4,03	4,03	4,03	15,64
76 286	30 900	RST	1,30	3 005	4,30	4,30	4,30	16,68
36 280	4 120	T	0,52	3 163	-	-	1,05	0,54
77 539	4 120	R	0,52	3 518	1,16	-	-	0,60
36 281	36 050	TSR	1,52	3 913	6,53	6,53	6,53	29,57
36 282	10 300	S	1,30	4 864	-	4,02	-	5,20
86 909	10 300	R	1,30	4 936	4,08	-	-	5,27
36 283	10 300	S	1,30	5 033	-	4,16	-	5,38
Deriv. El Limón	74 160	T	9,37	5 402	-	-	32,14	299,18
87 100	10 300	R	1,30	5 535	4,57	-	-	5,91
36 289	10 300	T	1,30	5 719	-	-	4,73	6,11
S/Mat.	4 120	S	0,52	5 889	-	1,95	-	1,01
73 990	6 180	T	0,78	6 002	-	-	2,98	2,31
36 292	35 020	RST	1,47	6 466	10,49	10,49	10,49	46,10
36 293	4 120	T	0,52	6 632	-	-	2,19	1,13
36 294	4 120	S	0,52	6 855	-	2,27	-	1,17
75 116	4 120	R	0,52	7 040	2,33	-	-	1,20
36 295	14 420	S	1,82	7 207	-	8,34	-	15,09

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
Deriv. Laguna de Retana	146 260	TSR	6,16	7 486	50,72	50,72	50,72	931,06
Deriv. Suchitán	37 080	S	4,68	8 049	-	23,95	-	111,44
60 955	4 120	S	0,52	8 553	-	2,83	-	1,46
85 006	4 120	S	0,52	8 752	-	2,89	-	1,50
36 311	15 450	S	1,95	8 933	-	11,07	-	21,47
60 978	10 300	S	1,30	9 251	-	7,65	-	9,88
75 899	20 600	R	2,60	9 560	15,80	-	-	40,85
77 851	10 300	R	1,30	9 624	7,95	-	-	10,28
75 888	4 120	S	0,52	9 697	-	3,21	-	1,66
75 321	10 300	T	1,30	9 877	-	-	8,16	10,55
36 314	4 120	R	0,52	9 983	3,30	-	-	1,71
36 315	6 180	S	0,78	10 354	-	5,13	-	3,98
77 791	4 120	T	0,52	10 583	-	-	3,50	1,81
36 316	10 300	S	1,30	10 824	-	8,94	-	11,56
36 317	4 120	S	0,52	11 180	-	3,70	-	1,91
Deriv. Sabanetas	103 000	TSR	4,34	11 460	54,68	54,68	54,68	706,86
76 372	10 300	R	1,30	11 566	9,56	-	-	12,36
36 320	10 300	R	1,30	11 679	9,65	-	-	12,48
77 604	10 300	R	1,30	11 884	9,82	-	-	12,70
36 323	18 540	R	2,34	11 975	17,81	-	-	41,45
87 018	20 600	R	2,60	12 170	20,11	-	-	52,01
75 175	20 600	R	2,60	12 328	20,38	-	-	52,68
Deriv. Horcones	129 780	TSR	5,46	12 829	77,12	77,12	77,12	1 256,27
36 339	14 420	R	1,82	13 029	15,07	-	-	27,28
88 347	10 300	S	1,30	13 074	-	10,80	-	13,97
75 171	8 240	R	1,04	13 119	8,67	-	-	8,97
36 340	4 120	R	0,52	13 202	4,36	-	-	2,26
36 341	4 120	S	0,52	13 390	-	4,43	-	2,29

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
60 451	4 120	S	0,52	13 442	-	4,44	-	2,30
Deriv. Quebracho	89 610	RST	3,77	13 471	55,92	55,92	55,92	628,91
36 346	6 180	R	0,78	14 475	7,18	-	-	5,57
Población Santa Catarina Mita	766 320	RST	32,26	16 581	588,59	588,59	588,59	56 611,65
					1 025,43	1 017,76	922,35	62 206,30

Fuente: elaboración propia.

Caída de Tensión Vectorial en Conductor 4/0.

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
77 902	4 120	R	0,52	419	0,07	-	-	0,04
85 082	4 120	T	0,52	847	-	-	0,14	0,07
52 868	10 300	T	1,30	1 191	-	-	0,49	0,64
36 267	14 420	ST	0,91	1 307	-	0,38	0,38	0,68
83 959	4 120	R	0,52	1 353	0,22	-	-	0,12
36 268	30 900	RST	1,30	1 546	1,11	1,11	1,11	4,29
60 620	15 450	T	1,95	1 606	-	-	1,00	1,93
54 644	10 300	S	1,30	1 686	-	0,70	-	0,90
85 052	4 120	T	0,52	1 744	-	-	0,29	0,15
36 270	35 020	S	4,42	1 790	-	2,51	-	11,05
Deriv. Las Flores	222 480	S	28,10	2 117	-	18,89	-	527,60
60 506	46 350	RST	1,95	2 279	2,45	2,45	2,45	14,23
36 278	30 900	RST	1,30	2 462	1,76	1,76	1,76	6,83
36 279	30 900	RST	1,30	2 818	2,02	2,02	2,02	7,82
76 286	30 900	RST	1,30	3 005	2,15	2,15	2,15	8,34
36 280	4 120	T	0,52	3 163	-	-	0,52	0,27
77 539	4 120	R	0,52	3 518	0,58	-	-	0,30
36 281	36 050	TSR	1,52	3 913	3,27	3,27	3,27	14,78
36 282	10 300	S	1,30	4 864	-	2,01	-	2,60
86 909	10 300	R	1,30	4 936	2,04	-	-	2,64
36 283	10 300	S	1,30	5 033	-	2,08	-	2,69
Deriv. El Limón	74 160	T	9,37	5 402	-	-	16,07	149,59
87 100	10 300	R	1,30	5 535	2,29	-	-	2,96
36 289	10 300	T	1,30	5 719	-	-	2,36	3,05
S/Mat.	4 120	S	0,52	5 889	-	0,97	-	0,50
73 990	6 180	T	0,78	6 002	-	-	1,49	1,15
36 292	35 020	RST	1,47	6 466	5,24	5,24	5,24	23,05
36 293	4 120	T	0,52	6 632	-	-	1,10	0,57
36 294	4 120	S	0,52	6 855	-	1,13	-	0,59
75 116	4 120	R	0,52	7 040	1,16	-	-	0,60
36 295	14 420	S	1,82	7 207	-	4,17	-	7,55
Deriv. Laguna de Retana	146 260	TSR	6,16	7 486	25,36	25,36	25,36	465,53
Deriv. Suchitán	37 080	S	4,68	8 049	-	11,97	-	55,72

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
60 955	4 120	S	0,52	8 553	-	1,41	-	0,73
85 006	4 120	S	0,52	8 752	-	1,45	-	0,75
36 311	15 450	S	1,95	8 933	-	5,54	-	10,74
60 978	10 300	S	1,30	9 251	-	3,82	-	4,94
75 899	20 600	R	2,60	9 560	7,90	-	-	20,43
77 851	10 300	R	1,30	9 624	3,98	-	-	5,14
75 888	4 120	S	0,52	9 697	-	1,60	-	0,83
75 321	10 300	T	1,30	9 877	-	-	4,08	5,28
36 314	4 120	R	0,52	9 983	1,65	-	-	0,85
36 315	6 180	S	0,78	10 354	-	2,57	-	1,99
77 791	4 120	T	0,52	10 583	-	-	1,75	0,90
36 316	10 300	S	1,30	10 824	-	4,47	-	5,78
36 317	4 120	S	0,52	11 180	-	1,85	-	0,96
Deriv. Sabanetas	103 000	TSR	4,34	11 460	27,34	27,34	27,34	353,43
76 372	10 300	R	1,30	11 566	4,78	-	-	6,18
36 320	10 300	R	1,30	11 679	4,83	-	-	6,24
77 604	10 300	R	1,30	11 884	4,91	-	-	6,35
36 323	18 540	R	2,34	11 975	8,91	-	-	20,73
87 018	20 600	R	2,60	12 170	10,06	-	-	26,00
75 175	20 600	R	2,60	12 328	10,19	-	-	26,34
Deriv. Horcones	129 780	TSR	5,46	12 829	38,56	38,56	38,56	628,14
36 339	14 420	R	1,82	13 029	7,54	-	-	13,64
88 347	10 300	S	1,30	13 074	-	5,40	-	6,98
75 171	8 240	R	1,04	13 119	4,34	-	-	4,48
36 340	4 120	R	0,52	13 202	2,18	-	-	1,13
36 341	4 120	S	0,52	13 390	-	2,21	-	1,14
60 451	4 120	S	0,52	13 442	-	2,22	-	1,15
Deriv. Quebracho	89 610	RST	3,77	13 471	27,96	27,96	27,96	314,45
36 346	6 180	R	0,78	14 475	3,59	-	-	2,78
Población Santa Catarina Mita	766 320	RST	32,26	16 581	294,30	294,30	294,30	28 305,83
					512,71	508,88	461,18	31 103,15

Fuente: elaboración propia.

Caída de Tensión Vectorial en Conductor 266.

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
77 902	4 120	R	0,52	419	0,05	-	-	0,03
85 082	4 120	T	0,52	847	-	-	0,11	0,06
52 868	10 300	T	1,30	1 191	-	-	0,39	0,50
36 267	14 420	ST	0,91	1 307	-	0,30	0,30	0,54
83 959	4 120	R	0,52	1 353	0,18	-	-	0,09
36 268	30 900	RST	1,30	1 546	0,88	0,88	0,88	3,40
60 620	15 450	T	1,95	1 606	-	-	0,79	1,53
54 644	10 300	S	1,30	1 686	-	0,55	-	0,71
85 052	4 120	T	0,52	1 744	-	-	0,23	0,12
36 270	35 020	S	4,42	1 790	-	1,99	-	8,75
Deriv. Las Flores	222 480	S	28,10	2 117	-	14,95	-	417,58
60 506	46 350	RST	1,95	2 279	1,94	1,94	1,94	11,26
36 278	30 900	RST	1,30	2 462	1,39	1,39	1,39	5,41
36 279	30 900	RST	1,30	2 818	1,60	1,60	1,60	6,19
76 286	30 900	RST	1,30	3 005	1,70	1,70	1,70	6,60
36 280	4 120	T	0,52	3 163	-	-	0,41	0,21
77 539	4 120	R	0,52	3 518	0,46	-	-	0,24
36 281	36 050	TSR	1,52	3 913	2,59	2,59	2,59	11,70
36 282	10 300	S	1,30	4 864	-	1,59	-	2,06
86 909	10 300	R	1,30	4 936	1,61	-	-	2,09
36 283	10 300	S	1,30	5 033	-	1,65	-	2,13
Deriv. El Limón	74 160	T	9,37	5 402	-	-	12,72	118,40
87 100	10 300	R	1,30	5 535	1,81	-	-	2,34
36 289	10 300	T	1,30	5 719	-	-	1,87	2,42
S/Mat.	4 120	S	0,52	5 889	-	0,77	-	0,40
73 990	6 180	T	0,78	6 002	-	-	1,18	0,91
36 292	35 020	RST	1,47	6 466	4,15	4,15	4,15	18,25
36 293	4 120	T	0,52	6 632	-	-	0,87	0,45
36 294	4 120	S	0,52	6 855	-	0,90	-	0,46
75 116	4 120	R	0,52	7 040	0,92	-	-	0,48
36 295	14 420	S	1,82	7 207	-	3,30	-	5,97
Deriv. Laguna de Retana	146 260	TSR	6,16	7 486	20,07	20,07	20,07	368,45
Deriv. Suchitán	37 080	S	4,68	8 049	-	9,48	-	44,10

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
60 955	4 120	S	0,52	8 553	-	1,12	-	0,58
85 006	4 120	S	0,52	8 752	-	1,14	-	0,59
36 311	15 450	S	1,95	8 933	-	4,38	-	8,50
60 978	10 300	S	1,30	9 251	-	3,03	-	3,91
75 899	20 600	R	2,60	9 560	6,25	-	-	16,17
77 851	10 300	R	1,30	9 624	3,15	-	-	4,07
75 888	4 120	S	0,52	9 697	-	1,27	-	0,66
75 321	10 300	T	1,30	9 877	-	-	3,23	4,18
36 314	4 120	R	0,52	9 983	1,31	-	-	0,68
36 315	6 180	S	0,78	10 354	-	2,03	-	1,58
77 791	4 120	T	0,52	10 583	-	-	1,38	0,72
36 316	10 300	S	1,30	10 824	-	3,54	-	4,58
36 317	4 120	S	0,52	11 180	-	1,46	-	0,76
Deriv. Sabanetas	103 000	TSR	4,34	11 460	21,64	21,64	21,64	279,73
76 372	10 300	R	1,30	11 566	3,78	-	-	4,89
36 320	10 300	R	1,30	11 679	3,82	-	-	4,94
77 604	10 300	R	1,30	11 884	3,89	-	-	5,02
36 323	18 540	R	2,34	11 975	7,05	-	-	16,40
87 018	20 600	R	2,60	12 170	7,96	-	-	20,58
75 175	20 600	R	2,60	12 328	8,06	-	-	20,85
Deriv. Horcones	129 780	TSR	5,46	12 829	30,52	30,52	30,52	497,15
36 339	14 420	R	1,82	13 029	5,97	-	-	10,80
88 347	10 300	S	1,30	13 074	-	4,28	-	5,53
75 171	8 240	R	1,04	13 119	3,43	-	-	3,55
36 340	4 120	R	0,52	13 202	1,73	-	-	0,89
36 341	4 120	S	0,52	13 390	-	1,75	-	0,91
60 451	4 120	S	0,52	13 442	-	1,76	-	0,91
Deriv. Quebracho	89 610	RST	3,77	13 471	22,13	22,13	22,13	248,88
36 346	6 180	R	0,78	14 475	2,84	-	-	2,20
Población Santa Catarina Mita	766 320	RST	32,26	16 581	232,93	232,93	232,93	22 403,20
					405,80	402,76	365,01	24 617,20

Fuente: elaboración propia.

Caída de Tensión Vectorial en Conductor 477.

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
77 902	4 120	R	0,52	419	0,03	-	-	0,02
85 082	4 120	T	0,52	847	-	-	0,06	0,03
52 868	10 300	T	1,30	1 191	-	-	0,22	0,28
36 267	14 420	ST	0,91	1 307	-	0,17	0,17	0,30
83 959	4 120	R	0,52	1 353	0,10	-	-	0,05
36 268	30 900	RST	1,30	1 546	0,49	0,49	0,49	1,90
60 620	15 450	T	1,95	1 606	-	-	0,44	0,86
54 644	10 300	S	1,30	1 686	-	0,31	-	0,40
85 052	4 120	T	0,52	1 744	-	-	0,13	0,07
36 270	35 020	S	4,42	1 790	-	1,11	-	4,90
Deriv. Las Flores	222 480	S	28,10	2 117	-	8,37	-	233,74
60 506	46 350	RST	1,95	2 279	1,08	1,08	1,08	6,31
36 278	30 900	RST	1,30	2 462	0,78	0,78	0,78	3,03
36 279	30 900	RST	1,30	2 818	0,89	0,89	0,89	3,47
76 286	30 900	RST	1,30	3 005	0,95	0,95	0,95	3,70
36 280	4 120	T	0,52	3 163	-	-	0,23	0,12
77 539	4 120	R	0,52	3 518	0,26	-	-	0,13
36 281	36 050	TSR	1,52	3 913	1,45	1,45	1,45	6,55
36 282	10 300	S	1,30	4 864	-	0,89	-	1,15
86 909	10 300	R	1,30	4 936	0,90	-	-	1,17
36 283	10 300	S	1,30	5 033	-	0,92	-	1,19
Deriv. El Limón	74 160	T	9,37	5 402	-	-	7,12	66,27
87 100	10 300	R	1,30	5 535	1,01	-	-	1,31
36 289	10 300	T	1,30	5 719	-	-	1,05	1,35
S/Mat.	4 120	S	0,52	5 889	-	0,43	-	0,22
73 990	6 180	T	0,78	6 002	-	-	0,66	0,51
36 292	35 020	RST	1,47	6 466	2,32	2,32	2,32	10,21
36 293	4 120	T	0,52	6 632	-	-	0,49	0,25
36 294	4 120	S	0,52	6 855	-	0,50	-	0,26
75 116	4 120	R	0,52	7 040	0,52	-	-	0,27
36 295	14 420	S	1,82	7 207	-	1,85	-	3,34
Deriv. Laguna de Retana	146 260	TSR	6,16	7 486	11,23	11,23	11,23	206,23
Deriv. Suchitán	37 080	S	4,68	8 049	-	5,30	-	24,69

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Fase R	Fase S	Fase T	Potencia
60 955	4 120	S	0,52	8 553	-	0,63	-	0,32
85 006	4 120	S	0,52	8 752	-	0,64	-	0,33
36 311	15 450	S	1,95	8 933	-	2,45	-	4,76
60 978	10 300	S	1,30	9 251	-	1,69	-	2,19
75 899	20 600	R	2,60	9 560	3,50	-	-	9,05
77 851	10 300	R	1,30	9 624	1,76	-	-	2,28
75 888	4 120	S	0,52	9 697	-	0,71	-	0,37
75 321	10 300	T	1,30	9 877	-	-	1,81	2,34
36 314	4 120	R	0,52	9 983	0,73	-	-	0,38
36 315	6 180	S	0,78	10 354	-	1,14	-	0,88
77 791	4 120	T	0,52	10 583	-	-	0,77	0,40
36 316	10 300	S	1,30	10 824	-	1,98	-	2,56
36 317	4 120	S	0,52	11 180	-	0,82	-	0,42
Deriv. Sabanetas	103 000	TSR	4,34	11 460	12,11	12,11	12,11	156,57
76 372	10 300	R	1,30	11 566	2,12	-	-	2,74
36 320	10 300	R	1,30	11 679	2,14	-	-	2,76
77 604	10 300	R	1,30	11 884	2,18	-	-	2,81
36 323	18 540	R	2,34	11 975	3,95	-	-	9,18
87 018	20 600	R	2,60	12 170	4,46	-	-	11,52
75 175	20 600	R	2,60	12 328	4,51	-	-	11,67
Deriv. Horcones	129 780	TSR	5,46	12 829	17,08	17,08	17,08	278,27
36 339	14 420	R	1,82	13 029	3,34	-	-	6,04
88 347	10 300	S	1,30	13 074	-	2,39	-	3,09
75 171	8 240	R	1,04	13 119	1,92	-	-	1,99
36 340	4 120	R	0,52	13 202	0,97	-	-	0,50
36 341	4 120	S	0,52	13 390	-	0,98	-	0,51
60 451	4 120	S	0,52	13 442	-	0,98	-	0,51
Deriv. Quebracho	89 610	RST	3,77	13 471	12,39	12,39	12,39	139,31
36 346	6 180	R	0,78	14 475	1,59	-	-	1,23
Población Santa Catarina Mita	766 320	RST	32,26	16 581	130,38	130,38	130,38	12 539,83
					227,14	225,44	204,31	13 779,08

Fuente: elaboración propia.

ANEXO F: CAÍDA DE VOLTAJE UNIFILAR

Caída de Tensión Unifilar en Conductor 1/0.

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
77 902	4 120	R	0,17	419	0,08	0,04
85 082	4 120	T	0,17	847	0,16	0,08
52 868	10 300	T	0,43	1 191	0,57	0,74
36 267	14 420	ST	0,61	1 307	0,87	1,59
83 959	4 120	R	0,17	1 353	0,26	0,13
36 268	30 900	RST	1,30	1 546	2,21	8,63
60 620	15 450	T	0,65	1 606	1,15	2,24
54 644	10 300	S	0,43	1 686	0,80	1,05
85 052	4 120	T	0,17	1 744	0,33	0,17
36 270	35 020	S	1,47	1 790	2,90	12,84
Deriv. Las Flores	222 480	S	9,37	2 117	21,82	612,96
60 506	46 350	RST	1,95	2 279	4,89	28,64
36 278	30 900	RST	1,30	2 462	3,52	13,75
36 279	30 900	RST	1,30	2 818	4,03	15,74
76 286	30 900	RST	1,30	3 005	4,30	16,78
36 280	4 120	T	0,17	3 163	0,60	0,31
77 539	4 120	R	0,17	3 518	0,67	0,35
36 281	36 050	TSR	1,52	3 913	6,53	29,75
36 282	10 300	S	0,43	4 864	2,32	3,02
86 909	10 300	R	0,43	4 936	2,36	3,06
36 283	10 300	S	0,43	5 033	2,40	3,12
Deriv. El Limón	74 160	T	3,12	5 402	18,56	173,79
87 100	10 300	R	0,43	5 535	2,64	3,43
36 289	10 300	T	0,43	5 719	2,73	3,55
S/Mat.	4 120	S	0,17	5 889	1,12	0,58
73 990	6 180	T	0,26	6 002	1,72	1,34
36 292	35 020	RST	1,47	6 466	10,49	46,39

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
36 293	4 120	T	0,17	6 632	1,27	0,66
36 294	4 120	S	0,17	6 855	1,31	0,68
75 116	4 120	R	0,17	7 040	1,34	0,70
36 295	14 420	S	0,61	7 207	4,81	8,77
Deriv. Laguna de Retana	146 260	TSR	6,16	7 486	50,72	936,77
Deriv. Suchitán	37 080	S	1,56	8 049	13,83	64,74
60 955	4 120	S	0,17	8 553	1,63	0,85
85 006	4 120	S	0,17	8 752	1,67	0,87
36 311	15 450	S	0,65	8 933	6,39	12,47
60 978	10 300	S	0,43	9 251	4,41	5,74
75 899	20 600	R	0,87	9 560	9,12	23,73
77 851	10 300	R	0,43	9 624	4,59	5,97
75 888	4 120	S	0,17	9 697	1,85	0,96
75 321	10 300	T	0,43	9 877	4,71	6,13
36 314	4 120	R	0,17	9 983	1,91	0,99
36 315	6 180	S	0,26	10 354	2,96	2,31
77 791	4 120	T	0,17	10 583	2,02	1,05
36 316	10 300	S	0,43	10 824	5,16	6,72
36 317	4 120	S	0,17	11 180	2,13	1,11
Deriv. Sabanetas	103 000	TSR	4,34	11 460	54,68	711,20
76 372	10 300	R	0,43	11 566	5,52	7,18
36 320	10 300	R	0,43	11 679	5,57	7,25
77 604	10 300	R	0,43	11 884	5,67	7,38
36 323	18 540	R	0,78	11 975	10,28	24,08
87 018	20 600	R	0,87	12 170	11,61	30,21
75 175	20 600	R	0,87	12 328	11,76	30,60
Deriv. Horcones	129 780	TSR	5,46	12 829	77,12	1 263,98
36 339	14 420	R	0,61	13 029	8,70	15,85
88 347	10 300	S	0,43	13 074	6,24	8,11

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
75 171	8 240	R	0,35	13 119	5,01	5,21
36 340	4 120	R	0,17	13 202	2,52	1,31
36 341	4 120	S	0,17	13 390	2,56	1,33
60 451	4 120	S	0,17	13 442	2,57	1,33
Deriv. Quebracho	89 610	RST	3,77	13 471	55,92	632,77
36 346	6 180	R	0,26	14 475	4,14	3,23
Población Santa Catarina Mita	766 320	RST	32,26	16 581	588,59	56 959,10
					1 080,38	61 775,46

Fuente: elaboración propia.

Caída de Tensión Unifilar en Conductor 4/0.

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
77 902	4 120	R	0,17	419	0,04	0,02
85 082	4 120	T	0,17	847	0,08	0,04
52 868	10 300	T	0,43	1 191	0,28	0,37
36 267	14 420	ST	0,61	1 307	0,44	0,79
83 959	4 120	R	0,17	1 353	0,13	0,07
36 268	30 900	RST	1,30	1 546	1,11	4,32
60 620	15 450	T	0,65	1 606	0,57	1,12
54 644	10 300	S	0,43	1 686	0,40	0,52
85 052	4 120	T	0,17	1 744	0,17	0,09
36 270	35 020	S	1,47	1 790	1,45	6,42
Deriv. Las Flores	222 480	S	9,37	2 117	10,91	306,48
60 506	46 350	RST	1,95	2 279	2,45	14,32
36 278	30 900	RST	1,30	2 462	1,76	6,88
36 279	30 900	RST	1,30	2 818	2,02	7,87
76 286	30 900	RST	1,30	3 005	2,15	8,39
36 280	4 120	T	0,17	3 163	0,30	0,16
77 539	4 120	R	0,17	3 518	0,34	0,17
36 281	36 050	TSR	1,52	3 913	3,27	14,87
36 282	10 300	S	0,43	4 864	1,16	1,51
86 909	10 300	R	0,43	4 936	1,18	1,53
36 283	10 300	S	0,43	5 033	1,20	1,56
Deriv. El Limón	74 160	T	3,12	5 402	9,28	86,90
87 100	10 300	R	0,43	5 535	1,32	1,72
36 289	10 300	T	0,43	5 719	1,36	1,77
S/Mat.	4 120	S	0,17	5 889	0,56	0,29
73 990	6 180	T	0,26	6 002	0,86	0,67
36 292	35 020	RST	1,47	6 466	5,24	23,19
36 293	4 120	T	0,17	6 632	0,63	0,33
36 294	4 120	S	0,17	6 855	0,65	0,34
75 116	4 120	R	0,17	7 040	0,67	0,35

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
36 295	14 420	S	0,61	7 207	2,41	4,38
Deriv. Laguna de Retana	146 260	TSR	6,16	7 486	25,36	468,39
Deriv. Suchitán	37 080	S	1,56	8 049	6,91	32,37
60 955	4 120	S	0,17	8 553	0,82	0,42
85 006	4 120	S	0,17	8 752	0,84	0,43
36 311	15 450	S	0,65	8 933	3,20	6,24
60 978	10 300	S	0,43	9 251	2,21	2,87
75 899	20 600	R	0,87	9 560	4,56	11,87
77 851	10 300	R	0,43	9 624	2,30	2,99
75 888	4 120	S	0,17	9 697	0,93	0,48
75 321	10 300	T	0,43	9 877	2,36	3,06
36 314	4 120	R	0,17	9 983	0,95	0,50
36 315	6 180	S	0,26	10 354	1,48	1,16
77 791	4 120	T	0,17	10 583	1,01	0,53
36 316	10 300	S	0,43	10 824	2,58	3,36
36 317	4 120	S	0,17	11 180	1,07	0,56
Deriv. Sabanetas	103 000	TSR	4,34	11 460	27,34	355,60
76 372	10 300	R	0,43	11 566	2,76	3,59
36 320	10 300	R	0,43	11 679	2,79	3,62
77 604	10 300	R	0,43	11 884	2,84	3,69
36 323	18 540	R	0,78	11 975	5,14	12,04
87 018	20 600	R	0,87	12 170	5,81	15,11
75 175	20 600	R	0,87	12 328	5,88	15,30
Deriv. Horcones	129 780	TSR	5,46	12 829	38,56	631,99
36 339	14 420	R	0,61	13 029	4,35	7,92
88 347	10 300	S	0,43	13 074	3,12	4,06
75 171	8 240	R	0,35	13 119	2,50	2,61
36 340	4 120	R	0,17	13 202	1,26	0,66

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
36 341	4 120	S	0,17	13 390	1,28	0,66
60 451	4 120	S	0,17	13 442	1,28	0,67
Deriv. Quebracho	89 610	RST	3,77	13 471	27,96	316,38
36 346	6 180	R	0,26	14 475	2,07	1,62
Población Santa Catarina Mita	766 320	RST	32,26	16 581	294,30	28 479,55
					540,19	30 887,73

Fuente: elaboración propia.

Caída de Tensión Unifilar en Conductor 266.

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
77 902	4 120	R	0,17	419	0,03	0,02
85 082	4 120	T	0,17	847	0,06	0,03
52 868	10 300	T	0,43	1 191	0,22	0,29
36 267	14 420	ST	0,61	1 307	0,35	0,63
83 959	4 120	R	0,17	1 353	0,10	0,05
36 268	30 900	RST	1,30	1 546	0,88	3,42
60 620	15 450	T	0,65	1 606	0,45	0,89
54 644	10 300	S	0,43	1 686	0,32	0,41
85 052	4 120	T	0,17	1 744	0,13	0,07
36 270	35 020	S	1,47	1 790	1,15	5,08
Deriv. Las Flores	222 480	S	9,37	2 117	8,63	242,57
60 506	46 350	RST	1,95	2 279	1,94	11,33
36 278	30 900	RST	1,30	2 462	1,39	5,44
36 279	30 900	RST	1,30	2 818	1,60	6,23
76 286	30 900	RST	1,30	3 005	1,70	6,64
36 280	4 120	T	0,17	3 163	0,24	0,12
77 539	4 120	R	0,17	3 518	0,27	0,14
36 281	36 050	TSR	1,52	3 913	2,59	11,77
36 282	10 300	S	0,43	4 864	0,92	1,19
86 909	10 300	R	0,43	4 936	0,93	1,21
36 283	10 300	S	0,43	5 033	0,95	1,24
Deriv. El Limón	74 160	T	3,12	5 402	7,34	68,77
87 100	10 300	R	0,43	5 535	1,05	1,36
36 289	10 300	T	0,43	5 719	1,08	1,40
S/Mat.	4 120	S	0,17	5 889	0,44	0,23
73 990	6 180	T	0,26	6 002	0,68	0,53
36 292	35 020	RST	1,47	6 466	4,15	18,36
36 293	4 120	T	0,17	6 632	0,50	0,26
36 294	4 120	S	0,17	6 855	0,52	0,27
75 116	4 120	R	0,17	7 040	0,53	0,28

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
36 295	14 420	S	0,61	7 207	1,91	3,47
Deriv. Laguna de Retana	146 260	TSR	6,16	7 486	20,07	370,71
Deriv. Suchitán	37 080	S	1,56	8 049	5,47	25,62
60 955	4 120	S	0,17	8 553	0,65	0,34
85 006	4 120	S	0,17	8 752	0,66	0,34
36 311	15 450	S	0,65	8 933	2,53	4,94
60 978	10 300	S	0,43	9 251	1,75	2,27
75 899	20 600	R	0,87	9 560	3,61	9,39
77 851	10 300	R	0,43	9 624	1,82	2,36
75 888	4 120	S	0,17	9 697	0,73	0,38
75 321	10 300	T	0,43	9 877	1,86	2,43
36 314	4 120	R	0,17	9 983	0,75	0,39
36 315	6 180	S	0,26	10 354	1,17	0,92
77 791	4 120	T	0,17	10 583	0,80	0,42
36 316	10 300	S	0,43	10 824	2,04	2,66
36 317	4 120	S	0,17	11 180	0,84	0,44
Deriv. Sabanetas	103 000	TSR	4,34	11 460	21,64	281,45
76 372	10 300	R	0,43	11 566	2,18	2,84
36 320	10 300	R	0,43	11 679	2,21	2,87
77 604	10 300	R	0,43	11 884	2,24	2,92
36 323	18 540	R	0,78	11 975	4,07	9,53
87 018	20 600	R	0,87	12 170	4,60	11,96
75 175	20 600	R	0,87	12 328	4,66	12,11
Deriv. Horcones	129 780	TSR	5,46	12 829	30,52	500,20
36 339	14 420	R	0,61	13 029	3,44	6,27
88 347	10 300	S	0,43	13 074	2,47	3,21
75 171	8 240	R	0,35	13 119	1,98	2,06
36 340	4 120	R	0,17	13 202	1,00	0,52

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
36 341	4 120	S	0,17	13 390	1,01	0,53
60 451	4 120	S	0,17	13 442	1,02	0,53
Deriv. Quebracho	89 610	RST	3,77	13 471	22,13	250,41
36 346	6 180	R	0,26	14 475	1,64	1,28
Población Santa Catarina Mita	766 320	RST	32,26	16 581	232,93	22 540,70
					427,54	24 446,70

Fuente: elaboración propia.

Caída de Tensión Unifilar en Conductor 477.

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
77 902	4 120	R	0,17	419	0,02	0,01
85 082	4 120	T	0,17	847	0,04	0,02
52 868	10 300	T	0,43	1 191	0,13	0,16
36 267	14 420	ST	0,61	1 307	0,19	0,35
83 959	4 120	R	0,17	1 353	0,06	0,03
36 268	30 900	RST	1,30	1 546	0,49	1,91
60 620	15 450	T	0,65	1 606	0,25	0,50
54 644	10 300	S	0,43	1 686	0,18	0,23
85 052	4 120	T	0,17	1 744	0,07	0,04
36 270	35 020	S	1,47	1 790	0,64	2,84
Deriv. Las Flores	222 480	S	9,37	2 117	4,83	135,78
60 506	46 350	RST	1,95	2 279	1,08	6,34
36 278	30 900	RST	1,30	2 462	0,78	3,05
36 279	30 900	RST	1,30	2 818	0,89	3,49
76 286	30 900	RST	1,30	3 005	0,95	3,72
36 280	4 120	T	0,17	3 163	0,13	0,07
77 539	4 120	R	0,17	3 518	0,15	0,08
36 281	36 050	TSR	1,52	3 913	1,45	6,59
36 282	10 300	S	0,43	4 864	0,51	0,67
86 909	10 300	R	0,43	4 936	0,52	0,68
36 283	10 300	S	0,43	5 033	0,53	0,69
Deriv. El Limón	74 160	T	3,12	5 402	4,11	38,50
87 100	10 300	R	0,43	5 535	0,58	0,76
36 289	10 300	T	0,43	5 719	0,60	0,79
S/Mat.	4 120	S	0,17	5 889	0,25	0,13
73 990	6 180	T	0,26	6 002	0,38	0,30
36 292	35 020	RST	1,47	6 466	2,32	10,28
36 293	4 120	T	0,17	6 632	0,28	0,15
36 294	4 120	S	0,17	6 855	0,29	0,15
75 116	4 120	R	0,17	7 040	0,30	0,15

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
36 295	14 420	S	0,61	7 207	1,07	1,94
Deriv. Laguna de Retana	146 260	TSR	6,16	7 486	11,23	207,50
Deriv. Suchitán	37 080	S	1,56	8 049	3,06	14,34
60 955	4 120	S	0,17	8 553	0,36	0,19
85 006	4 120	S	0,17	8 752	0,37	0,19
36 311	15 450	S	0,65	8 933	1,42	2,76
60 978	10 300	S	0,43	9 251	0,98	1,27
75 899	20 600	R	0,87	9 560	2,02	5,26
77 851	10 300	R	0,43	9 624	1,02	1,32
75 888	4 120	S	0,17	9 697	0,41	0,21
75 321	10 300	T	0,43	9 877	1,04	1,36
36 314	4 120	R	0,17	9 983	0,42	0,22
36 315	6 180	S	0,26	10 354	0,66	0,51
77 791	4 120	T	0,17	10 583	0,45	0,23
36 316	10 300	S	0,43	10 824	1,14	1,49
36 317	4 120	S	0,17	11 180	0,47	0,25
Deriv. Sabanetas	103 000	TSR	4,34	11 460	12,11	157,53
76 372	10 300	R	0,43	11 566	1,22	1,59
36 320	10 300	R	0,43	11 679	1,23	1,61
77 604	10 300	R	0,43	11 884	1,26	1,63
36 323	18 540	R	0,78	11 975	2,28	5,33
87 018	20 600	R	0,87	12 170	2,57	6,69
75 175	20 600	R	0,87	12 328	2,61	6,78
Deriv. Horcones	129 780	TSR	5,46	12 829	17,08	279,98
36 339	14 420	R	0,61	13 029	1,93	3,51
88 347	10 300	S	0,43	13 074	1,38	1,80
75 171	8 240	R	0,35	13 119	1,11	1,15
36 340	4 120	R	0,17	13 202	0,56	0,29

Matrícula / Derivación	Carga	Fase	I	Distancia	Caída de Voltaje	Potencia
36 341	4 120	S	0,17	13 390	0,57	0,29
60 451	4 120	S	0,17	13 442	0,57	0,30
Deriv. Quebracho	89 610	RST	3,77	13 471	12,39	140,16
36 346	6 180	R	0,26	14 475	0,92	0,72
Población Santa Catarina Mita	766 320	RST	32,26	16 581	130,38	12 616,79
					239,31	13 683,64

Fuente: elaboración propia.