



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA
ELECTRONICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA
ELECTRICA



**“ESTUDIO DE DISCRIMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LA
EMPRESA ELECTRO PUNO S.A.A. - 2017”**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. WILDER HUMBERTO MARCA ASTETE

Bach. HENRRY WILVER VILCA FLORES

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO – PERÚ

2021



DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Benjamín Marca Ayna y Lucía Astete Choquehuanca por su apoyo incondicional durante mi formación profesional, por sus consejos y su confianza depositada en mí.

A mis hermanas Elisabet, Bertha y Helen por su apoyo moral y desinteresado, por estar pendientes de mi salud, bienestar y formación profesional.

A mis amigos, familiares y compañeros de trabajo por su apoyo, sus consejos para ser una mejor persona y un buen profesional.

WILDER HUMBERTO MARCA ASTETE



DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, a mi madre por traerme a este mundo y que desde el cielo ilumina siempre mi camino, a mi familia H. y K. por su apoyo incondicional, a mis hermanos y familiares.

HENRRY WILVER VILCA FLORES



AGRADECIMIENTOS

A nuestra alma mater “Universidad Nacional del Altiplano – Puno”, en especial a los docentes de la escuela profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por sus enseñanzas y compartir sus experiencias durante nuestra permanencia en las aulas de la institución.

A la empresa Electro Puno S.A.A. en especial a la oficina de Control de Pérdidas por permitirnos poner en práctica, plasmar y ampliar nuestros conocimientos aprendidos en la universidad.

A nuestro asesor de tesis y miembros del jurado evaluador, por darnos soporte y sus recomendaciones para la mejora y culminación de la presente tesis.

WILDER HUMBERTO MARCA ASTETE

HENRRY WILVER VILCA FLORES



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN 13

ABSTRACT..... 14

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 17

1.1.1. Formulación del problema 17

1.2. OBJETIVOS 17

1.2.1. Objetivo general..... 17

1.2.2. Objetivos específicos 17

1.3. HIPÓTESIS..... 17

1.3.1. Hipótesis general..... 17

1.3.2. Hipótesis específicas 18

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES..... 19

2.1.1. Antecedentes nacionales 19

2.1.2. Antecedentes internacionales..... 21

2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA..... 23

2.2.1. Sistema de generación 23

2.2.2. Sistema de sub transmisión y transformación..... 25

2.2.3. Sistema de distribución 28

2.3. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA..... 31

2.3.1. Pérdidas técnicas 32



2.3.2. Pérdidas no técnicas.....	38
2.4. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	40
2.5. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRO PUNO S.A.A.....	44

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. CLASIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	47
3.1.1. Tipo de investigación.....	47
3.1.2. Nivel de investigación	47
3.1.3. Diseño de investigación	47
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA	49
3.2.1. Población	49
3.2.2. Muestra	50
3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	50
3.3.1. Recolección de datos	51
3.3.2. Instrumentos.....	51
3.3.3. Técnicas de procesamiento y análisis de datos.....	55
3.4. METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA 55	
3.4.1. Pérdidas totales de energía eléctrica	55
3.4.2. Pérdidas técnicas.....	61
3.4.3. Pérdidas no técnicas.....	74
3.5. VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN.....	75

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ELECTRO PUNO	76
4.1.1. Pérdidas totales de energía eléctrica	76
4.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA.....	80
4.2.1. Pérdidas técnicas de energía en distribución primaria (MT)	80
4.2.2. Pérdidas técnicas de energía distribución secundaria (BT)	85



4.3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA.....	89
4.3.1. Pérdidas no técnicas en distribución primaria (MT).....	89
4.3.2. Pérdidas no técnicas en distribución secundaria (BT).....	90
4.4. RESUMEN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS	91
4.5. PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	92
4.6. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	93
V. CONCLUSIONES.....	98
VI. RECOMENDACIONES	99
VII. REFERENCIAS.....	100
ANEXOS.....	105

Área : Electricidad
Tema : Perdidas de Energía Eléctrica

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 16 de junio 2021.



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Modelo eléctrico del generador	25
Figura N° 2: Modelo de una línea de sub transmisión corta.....	26
Figura N° 3: Modelo de una línea de sub transmisión media.....	27
Figura N° 4: Circuito equivalente de un transformador	28
Figura N° 5: Diagrama del sistema eléctrico	31
Figura N° 6: Núcleos magnéticos	34
Figura N° 7: Ciclo de histéresis	35
Figura N° 8: Efecto corona	36
Figura N° 9: Organigrama de Electro Puno 2017	45
Figura N° 10: Esquema del diseño de investigación	49
Figura N° 11: Ubicación geográfica de los sistemas eléctricos de ELPU	50
Figura N° 12: Medidores de energía instalados en los SET	53
Figura N° 13: Medidor totalizador y de alumbrado público en SED	54
Figura N° 14: diagrama unifilar de una línea de transmisión y transformador	58
Figura N° 15: Anillamientos entre sistemas eléctricos.....	59
Figura N° 16: Edición de un bus o barra en Etap	63
Figura N° 17: Edición de la longitud de la línea en Etap	63
Figura N° 18: Elección del tipo de conductor en Etap	64
Figura N° 19: Edición de la disposición de la línea en Etap	64
Figura N° 20: Exportación de resultados del flujo de potencia en Etap.....	65
Figura N° 21: Edición de datos de un transformador en Etap	67
Figura N° 22: Datos de tensión y potencia de un transformador en Etap.....	68
Figura N° 23: Impedancia de un transformador en Etap	68
Figura N° 24: Edición de una carga en Etap.....	69



Figura N° 25: Resultados del flujo de carga en Etap.....	70
Figura N° 26: Edición de la longitud de la acometida en Etap.....	72
Figura N° 27: Elección del tipo de acometida en Etap	73
Figura N° 28: Edición de la carga de suministro en Etap.....	73
Figura N° 29: Venta de energía	79
Figura N° 30: Resultados del flujo de potencia de transformadores en ETAP	83
Figura N° 31: Pérdidas técnicas en transformadores	84
Figura N° 32: Flujo de potencia de redes de baja tensión en ETAP.....	85
Figura N° 33: Flujo de potencia de acometidas en ETAP	86
Figura N° 34: Pérdidas técnicas en baja tensión (BT).....	89
Figura N° 35: Pérdidas no técnicas en baja tensión (BT).....	91
Figura N° 36: Incidencia de pérdidas por sistemas de distribución.....	92
Figura N° 37: Incidencia de pérdidas por sistemas eléctricos	94



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Funcionarios de Electro Puno 2017	45
Tabla N° 2: Sistemas eléctricos de Electro Puno.....	46
Tabla N° 3: Medidores en la central de generación Chijisía Sandia.....	52
Tabla N° 4: Medidores en las líneas de transmisión de Electro Puno	52
Tabla N° 5: Medidores en los transformadores de potencia lado MT	53
Tabla N° 6: Medidores en puntos de compra.....	54
Tabla N° 7: Operacionalización de variables.....	75
Tabla N° 8: Compra de energía de Electro Puno - 2017.....	76
Tabla N° 9: Generación propia de energía de Electro Puno - 2017.....	77
Tabla N° 10: Pérdidas en transmisión y transformación de Electro Puno - 2017.....	77
Tabla N° 11: Energía entregada a los sistemas eléctricos de Electro Puno	78
Tabla N° 12: Venta de energía de Electro Puno - 2017	78
Tabla N° 13: Pérdidas de energía en distribución de Electro Puno	79
Tabla N° 14: Factores de pérdidas en los sistemas de distribución de Electro Puno.....	80
Tabla N° 15: Pérdidas técnicas de energía en Líneas MT	81
Tabla N° 16: Pérdidas en aisladores MT de Electro Puno.....	81
Tabla N° 17: Pérdidas técnicas de energía en Reguladores y elevadores de tensión en MT de Electro Puno 2017.....	82
Tabla N° 18: Pérdidas de energía en Transformadores Electro Puno - 2017	83
Tabla N° 19: Pérdidas de energía en redes de baja tensión.....	84
Tabla N° 20: Pérdidas de energía en redes de baja tensión	86
Tabla N° 21: Pérdidas técnicas de energía en acometidas.....	87
Tabla N° 22: Pérdidas técnicas de energía en medidores	88
Tabla N° 23: Pérdidas técnicas de Energía en BT Electro Puno	88



Tabla N° 24: Pérdidas no técnicas en MT - Electro Puno	89
Tabla N° 25: Pérdidas No Técnicas en Baja Tensión Electro Puno	90
Tabla N° 26: Clasificación de pérdidas No Técnicas en Baja Tensión Electro Puno...	91
Tabla N° 27: Resumen de pérdidas en los sistemas eléctricos de Electro Puno.....	92
Tabla N° 28: Resumen de pérdidas estándar en los sistemas eléctricos	93
Tabla N° 29: Incidencia de pérdidas de los sistemas de distribución de Electro Puno .	94
Tabla N° 30: Exceso de pérdidas (real – estándar) de Electro Puno - 2017	95
Tabla N° 31: Valorización del exceso de pérdidas de Electro Puno - 2017	96



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

KV: Kilo Voltios

V: Voltios

MVA: Mega Volt Ampere

AT: Alta Tensión

MT: Media Tensión

BT: Baja Tensión

KW: Kilo Wattios

MW: Mega Wattios

SED: sub estación de distribución

SET: sub estación de transformación

ELPU: Electro Puno S.A.A.

VAD: Valor Agregado de Distribución

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas

RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

CNE: Código Nacional de Electricidad

DGE: Dirección General de Electricidad

FONAFE: Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del

Estado

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

GIS: Sistema de Información Georeferenciado



RESUMEN

Las pérdidas de energía eléctrica son un problema para las compañías dedicadas a la distribución de energía eléctrica, debido a que los indicadores globales superan los estándares establecidos por el OSINERGMIN representando altas pérdidas económicas, siendo una de las principales causas el desconocimiento de los niveles de pérdidas de manera discriminada en los diversos elementos que componen los sistemas eléctricos, limitando así la posibilidad de tomar acciones para la reducción y control de pérdidas. El presente estudio fue realizado en la región de Puno y tiene como objetivo elaborar el estudio de discriminación de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas eléctricos que comprende el ámbito de concesión de la empresa Electro Puno S.A.A. durante el año 2017; su desarrollo corresponde a la metodología de investigación del tipo no experimental, de nivel descriptivo con enfoque cuantitativo. En base a la información proporcionada por la empresa y recopilaciones en campo se analizaron y procesaron los datos con la elaboración de balances de energía y flujos de carga, para los cuales se utilizaron hojas de cálculo, estimaciones y programas informáticos que permitieron representar y analizar las redes de la manera más real posible. Resultando las pérdidas de energía totales en la empresa Electro Puno de 10.51% de los cuales 7.85% corresponde a las pérdidas técnicas y 2.66% como pérdidas no técnicas. Finalmente se concluye que los niveles de pérdidas obtenidos superan los estándares establecidos, siendo los sistemas eléctricos con mayor incidencia: Juliaca, Ananea y Puno; así mismo se logró determinar que los elementos con mayores pérdidas de energía técnicas son los transformadores de distribución y las líneas primarias, mientras que las pérdidas por fraude son los que mayor incidencia tienen como pérdidas no técnicas.

Palabras Clave: Pérdidas, Energía Eléctrica, indicadores, Sistemas Eléctricos.



ABSTRACT

Losses of electrical energy are a problem for companies dedicated to the distribution of electrical energy, because global indicators exceed the standards established by OSINERGMIN, representing high economic losses, one of the main causes being ignorance of the levels of losses in a discriminatory manner in the various elements that make up the electrical systems, thus limiting the possibility of taking actions to reduce and control losses. The present study was carried out in the Puno region and its objective is to prepare the study of discrimination of electrical energy losses in electrical systems that comprises the scope of the concession of the company Electro Puno S.A.A. during the year 2017; Its development corresponds to the research methodology of the non-experimental type, descriptive level with a quantitative approach. Based on the information provided by the company and compilations in the field, the data was analyzed and processed with the preparation of energy balances and load flows, for which spreadsheets, estimates and computer programs were used that allowed to represent and analyze the networks in the most realistic way possible. Resulting in total energy losses in the Electro Puno company of 10.51%, of which 7.85% corresponds to technical losses and 2.66% as non-technical losses. Finally, it is concluded that the levels of losses obtained exceed the established standards, being the electrical systems with the highest incidence: Juliaca, Ananea and Puno; Likewise, it was possible to determine that the elements with the greatest technical energy losses are the distribution transformers and the primary lines, while the losses due to fraud are the ones that have the highest incidence as non-technical losses.

Keywords: Losses, Electric Power, indicators, Electric Systems.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La adecuada y correcta obtención de las pérdidas de energía eléctrica en un sistema eléctrico, permite contar con información que aporta a conseguir indicadores de confiabilidad que representen la óptima operación de los equipos en cada una de sus respectivas etapas; así como también es posible emplear acciones con fines de reducir y controlar dichas pérdidas, que son perjudiciales y se reflejan finalmente en altas pérdidas económicas para las concesionarias.

En el Perú, las empresas dedicadas a la distribución de energía están sujetos a muchas exigencias de mejora en el rendimiento operativo y la reducción de costos, dentro de las cuales la reducción de las pérdidas de energía es una de las principales acciones que debe ser resuelta con prioridad.

A través del transcurso de los años la empresa Electro Puno S.A.A. siempre ha tenido indicadores de pérdidas de energía mayores al promedio nacional y superiores a los valores estándar, siendo como muestra estos indicadores para los años 2013, 2014, 2015 y 2016 de 11.60%, 11.70%, 11.55% y 11.90%, cuando el promedio nacional fue de 7.4%, 7.2%, 7.7%, y 8.1%, y las pérdidas estándares de 7.14%, 7.10%, 6.43% y 6.64% respectivamente; generando considerables pérdidas económicas que en promedio son de aproximadamente 3 millones de soles anuales.

Por otro lado, la empresa solo cuenta con indicadores globales que obtiene de los balances de energía siendo estos poco suficientes ya que limita la posibilidad de tomar acciones debido al desconocimiento de donde, en qué etapa o en que elemento ocurren las pérdidas de energía.

Bajo las premisas anteriormente mencionados se decide elaborar un estudio de discriminación de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de la empresa



Electro Puno con la finalidad de conocer la situación en la que se encuentran los sistemas eléctricos respecto a los niveles de pérdidas de energía y de los resultados poder determinar qué sistemas requieren ser atendidos con prioridad en la reducción de sus pérdidas.

También en el presente trabajo está contemplado efectuar el estudio para conocer los niveles de pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos, estudio que permitirá describir los elementos que conforman los sistemas eléctricos, evaluar como son influenciados por los efectos joule, corona, corrientes parásitas e histéresis, cuantificar la cantidad de energía perdida en cada etapa del sistema, conocer en qué elementos se presentan la mayor cantidad de pérdidas y cuál es su incidencia respecto a las pérdidas totales.

Finalmente, se tiene contemplado en el presente trabajo realizar el estudio para conocer los niveles de pérdidas no técnicas en los sistemas eléctricos de la empresa, en el cual se evaluará: los tipos de pérdidas que son ajenos a las características constructivas de las instalaciones, conocer la modalidad más frecuente, cuantificar las pérdidas que se dan por los diferentes tipos y determinar la incidencia que tienen respecto a las pérdidas totales.

Todo con el propósito de tomar acciones de mejora de manera instantánea y que además sirva de base para realizar futuros estudios más minuciosos orientados a los elementos o etapas que sufren la mayor cantidad de pérdidas de energía.



1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las pérdidas de energía eléctrica siempre están presentes en los componentes de un sistema eléctrico, siendo además uno de los mayores problemas que aqueja a las empresas distribuidoras debido a que superan los estándares. Más aún por la gran extensión, variedad y cantidad de elementos que componen los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno, conocer el nivel de pérdidas y ubicar donde se originan se hace tedioso y requiere de estudios periódicos y minuciosos constantes, de modo que en base a los resultados se pueda implementar planes y acciones para la reducción y control de las pérdidas de energía eléctrica.

1.1.1. Formulación del problema

¿Cuáles serán los niveles de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Elaborar el estudio de discriminación de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno.

1.2.2. Objetivos específicos

- Elaborar el estudio para conocer los niveles de pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno.
- Elaborar el estudio para conocer los niveles de pérdidas no técnicas en los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno.

1.3. HIPÓTESIS

1.3.1. Hipótesis general

Los niveles de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno superan los estándares establecidos por OSINERGMIN.



1.3.2. Hipótesis específicas

- Los niveles de pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno están por encima de las pérdidas técnicas estándar.
- Los niveles de pérdidas no técnicas en los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno están por encima de las pérdidas no técnicas estándar.



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES

2.1.1. Antecedentes nacionales

Ninantay (2019) en su tesis “Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico SE0032 Quencoro–Cusco–Electro Sur Este SAA”, tuvo como objetivo de su estudio el de realizar el análisis y evaluación de las pérdidas de energía eléctrica, con la finalidad de aumentar la rentabilidad económica y mejorar la atención al cliente de la empresa Electro Sur Este SAA; a través del análisis y control de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en redes de baja tensión. Utilizó el método de investigación del tipo descriptivo y los datos fueron recopilados de manera directa por el investigador. Obtuvo como resultados de las pérdidas técnicas en un valor de 666,360.41 soles mensuales y 7996,324.93 soles anuales; resultaron también las pérdidas no técnicas de 214,301.51 soles mensuales y 256,7618.10 soles anuales; concluyendo finalmente que los alimentadores se encuentran sobredimensionados, pudiéndose reducir las pérdidas elevando el nivel de tensión y cambiando los medidores a Smart Meter.

Parichagua y Fernández (2017) en su tesis “Estudio y análisis de una metodología para la estimación de pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en la región de Puno 2017”, tuvieron como objetivo “estudiar y analizar una metodología que permita la estimación de las pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en la región Puno” (p.16). Utilizaron el método de investigación del tipo descriptivo y los datos fueron recopilados de manera directa por los investigadores; logrando obtener una metodología para la determinación de pérdidas en cada etapa de un sistema eléctrico, así



como también el nivel de pérdidas rentables con la propuesta de proyectos de inversión que permitan reducir las pérdidas de energía por debajo de las pérdidas estándar.

Apaza (2017) en su tesis “Estudio de control y disminución de pérdidas dentro del servicio eléctrico Puno alimentador 101-concesión eléctrica de Electropuno SAA”. El objetivo de este proyecto fue el de proponer criterios para la presentación de alternativas de solución para el control y disminución de pérdidas de energía eléctrica en el alimentador 101 correspondiente al servicio eléctrico de Puno de la concesión de Electro Puno S.A.A.; para lo cual utilizo una metodología basada en la utilización de equipos de medición y softwares que permitan una aproximación lo más real posible de las redes. Obtuvo como resultado que las pérdidas totales para el año 2015 fueron de 273,210.00 kWh de las cuales 200,970.00 kWh corresponde a pérdidas técnicas y 72,450.00 kWh a pérdidas no técnicas. Concluyó que logra determinar la magnitud de las pérdidas técnicas y no técnicas, que las pérdidas económicas ascienden a 60,106.20 soles y que fue posible plantear planes de control y reducción para el alimentador en estudio.

Colque (2018) en su tesis “Pérdidas comerciales de energía eléctrica y su incidencia en la situación financiera y económica de Electro Puno S.A.A. Periodos 2015-2016”, tiene como objetivo la evaluación de las pérdidas de energía eléctrica del tipo comerciales para determinar su impacto en el aspecto económico y financiero de la empresa Electro Puno; para lo cual aplicó el método descriptivo, analítico, sintético y deductivo. Obtuvo como resultados de pérdidas valorizadas en s/ 9,272,824.60 para el año 2015 y s/ 10,709,411.72 durante el año 2016. Finalmente en sus conclusiones afirma que logra identificar las causas de las pérdidas comerciales y que estos inciden considerablemente en los ingresos de la empresa durante los años 2015 y 2016

Yujra (2019) en su tesis “Evaluación de las pérdidas técnicas y no técnicas del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios perteneciente a la



Empresa Electro Sur Este S.A.A.”, presenta como objetivo evaluar la conducta o proceso de las pérdidas de energía de las redes de distribución secundaria, utilizó el tipo de estudio descriptivo correlacional y técnicas tales como: documental, observación y hojas de reporte. Obtuvo como resultados que las pérdidas globales son del 16.22%, de las cuales 6.87 son pérdidas técnicas y 9.35% pérdidas no técnicas. Finalmente concluye que; las pérdidas son representativas, que las pérdidas técnicas están dentro de los estándares y las pérdidas no técnicas se deben principalmente al fraude y hurto.

2.1.2. Antecedentes internacionales

Montesdeoca (1999) en su tesis “Pérdidas de potencia y energía eléctrica del sistema eléctrico Ecuatoriano”, tuvo como objetivo determinar las pérdidas de potencia y energía del sistema eléctrico ecuatoriano en base a datos de placa de los equipos, información del fabricante, flujos de potencia y datos de facturación de las empresas eléctricas. Los resultados de pérdidas fueron los siguientes: 213.898 GWh (1.969%) en generación, 412.31 GWh (3.86%) en transmisión y subtransmisión y 20.8% en distribución. Finalmente llegó a las siguientes conclusiones: las pérdidas en generación y transmisión no son el problema principal ya que se encuentran dentro de los límites tolerables sin embargo las pérdidas en distribución son la principal fuente de pérdidas de energía, el cual hace el sistema ineficiente; por esta razón la reducción de pérdidas técnicas debe enfocarse en las redes primarias y transformadores así como el control continuo de los usuarios, mediciones periódicas en acometidas y establecer normas de instalación de sistemas de medición para afrontar las pérdidas no técnicas.

Grijalva (1994) en su tesis “Pérdidas de sistemas eléctricos de distribución. Aplicación al sistema Quito”, su objetivo fue el de presentar indicadores sobre el diagnóstico de pérdidas en un alimentador de la EEQSA, proponer recomendaciones para reducción de pérdidas y sugerir acciones. Para realizar su estudio utilizó diversos métodos



tales como balances de energía, flujos de potencia y medición directa. Concluyó que las pérdidas de energía deben ser considerados como indicador de su eficiencia operativa; también que la reducción de pérdidas representa beneficios económicos y que la reducción de pérdidas técnicas debe centrarse en las causas tales como el diseño inadecuado de las redes y la deficiente administración operativa del sistema.

Condori (2018) en su tesis titulado “Reducción y control de pérdidas de energía en centros de transformación para la empresa de La Paz”, su principal objetivo fue la elaboración de una metodología para disminuir y manejar las mermas de energía mediante la macromedición. Para la realización de su estudio utilizó métodos como balances de energía y medición directa. Los resultados de las pérdidas de energía para el centro de transformación en estudio fueron del 18.92% como globales, 2.51% de pérdidas técnicas y 16,41% de pérdidas no técnicas. Concluyó que las pérdidas de energía en una distribuidora se deben a los equipos y líneas de distribución en baja tensión así como también al hurto cometido por los usuarios. También concluye que la mejor manera de reducir las pérdidas de energía es mediante el control para lo cual requiere el ordenamiento correspondiente.

Castillo y Pérez (2012) en su proyecto de tesis “Diseño de una metodología para la reducción y control de pérdidas de energía utilizando índices sectorizados de pérdidas en alimentadores primarios para CNEL SA regional El Oro”, su objetivo fue disponer de una metodología para la deducción y control de las mermas no técnicas de energía por alimentadores primarios; para lo cual utilizo el método de sectorización. Obtuvo como resultado que el alimentador cuenta con pérdidas de energía globales del 25.75%, de los cuales 6.56% son pérdidas técnicas y 19.19% corresponde a pérdidas no técnicas. Finalmente llega a la conclusión que las mermas de energía se dan por 2 motivos; la



primera debido a aspectos técnicos de los equipos y las redes, la segunda por motivos asociados a la gestión comercial de la empresa y a los hurtos de energía.

Ochoa (2006) en su tesis “Estimación de pérdidas técnicas en el sistema de la empresa eléctrica municipal de San Pedro Sacatepéquez”, presentó como objetivo principal “Determinar las pérdidas técnicas en la red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos”; para su desarrollo utilizó metodologías de sub división, estimación y balances de energía. Las pérdidas de energía técnicas resultaron 14.69% y las no técnicas 5.97%. Concluye que las pérdidas obtenidas son excesivas para redes de distribución.

2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Según González (2010), el sistema eléctrico de potencia es la agrupación de diversos equipos y componentes que cumplen tareas específicas tales como generar, transformar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, para ser finalmente utilizados por las cargas. Para este fin es necesario realizar varios procesos y operaciones de modo que la energía sea transportada de una forma eficiente y productiva. Para una mejor comprensión el sistema eléctrico es mejor definirlo en cada una de las etapas por las cuales pasa la energía eléctrica hasta llegar a los usuarios finales, siendo la clasificación de la forma siguiente:

- Sistema de generación
- Sistema de transmisión y sub transmisión
- Sistema de distribución

2.2.1. Sistema de generación

Es la etapa en la que con la ayuda de máquinas se transforma la energía hidráulica, solar, térmica, nuclear, entre otros en energía eléctrica (González, 2010).

La generación es llevada a cabo por empresas estatales o privadas, las cuales producen electricidad a partir de centrales hidroeléctricas o termoeléctricas. Esta actividad se desarrolla en un mercado de libre competencia donde cualquier empresa puede instalar equipos de generación de electricidad. Sin embargo, en el caso de explotar recursos hidráulicos o geotérmicos para centrales mayores a 20 MW, el operador requiere de una concesión otorgado por el Ministerio de Energía y Minas (Ley 25844 , 1992).

2.2.1.1. Generador

El generador es una “máquina que convierte la energía mecánica en energía eléctrica” (R.M. N° 091-2002-EM/VME, 2002, p.160).

De acuerdo al trabajo de Parra, Borrero, y Céspedes (1990), las pérdidas de potencia que se dan en el generador es posible tenerlos en cuenta como función del voltaje, de la potencia activa - reactiva generada y de las características resistivas de los conductores; siendo su expresión teórica de cálculo lo siguiente:

$$P_L = I^2 R$$

$$I = (P_G - jQ_G)/V_G$$

Donde:

P_L : Potencia pérdida (W).

P_G : Potencia activa generada (W).

Q_G : Potencia reactiva generada (VAR).

V_G : Voltaje del generador (V).

R: Resistencia del generador (Ω).

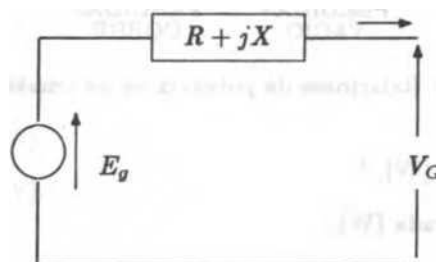


Figura N° 1: Modelo eléctrico del generador

Fuente: (Parra et al., 1990, p.2-3)

2.2.2. Sistema de sub transmisión y transformación

Es la etapa del sistema eléctrico que se encuentra comprendido entre el sistema de obtención de la energía y el de distribución. Constituyen este sistema las estaciones transformadoras elevadoras, las líneas de sub transmisión, estaciones de maniobra y las estaciones transformadoras reductoras. El cometido del sistema de sub transmisión y transformación es el transporte y transformación de grandes volúmenes de potencia desde los centros de producción hasta los consumidores que sobrepasan la capacidad de las redes primarias. Las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión y transformación se producen por varias causas, tales como pérdidas por efecto Joule, pérdidas por histéresis, corrientes de Foucault y pérdidas por efecto corona (Montesdeoca, 1999).

A continuación, se muestran aspectos teóricos de los diferentes elementos que componen un sistema de sub transmisión y transformación.

2.2.2.1. Línea de sub transmisión

Rodriguez (1992) en su libro menciona que, es el componente del sistema que se ocupa del transporte de la energía desde el centro de generación hasta el lugar donde se distribuye. Las líneas de sub transmisión generalmente están constituidas por una impedancia en serie (resistencia e inductancia) y por una admitancia en paralelo (capacidad y conductancia) entre fases o entre fase y neutro. La resistencia en serie representa los ohmios del conductor y su valor está ligado a las características físicas y térmicas; por otro lado la inductancia hace referencia a la autoinductancia generada por el campo magnético y es dependiente de aspectos físicos de los conductores así como también del medio al cual se encuentran expuestos. La conductancia se debe a las corrientes de fuga en los aisladores, fugas que generan pérdidas de potencia que al ser

pequeñas es común considerarlos despreciables. La capacitancia por su parte es dependiente de las particularidades físicas de los conductores, de cómo estén instalados, del lugar donde estén y del voltaje con el cual operan.

El autor también clasifica las líneas según su longitud de acuerdo a aproximaciones de operación con sus parámetros siendo estas:

2.2.2.1.1. Líneas cortas:

- Se considera hasta 80 Km de longitud
- Se considera la resistencia e inductancia
- No se considera la capacitancia

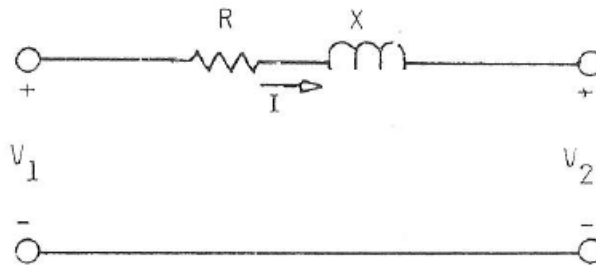


Figura N° 2: Modelo de una línea de sub transmisión corta

Fuente: (Rodríguez, 1992, p.5)

Donde:

$$V_1 = V_2 + RI + jXI$$

V_1 : Voltaje al inicio

V_2 : Voltaje al final

2.2.2.1.2. Líneas medias:

- Se considera de 80 a 240 Km de longitud
- Se considera la resistencia e inductancia en serie
- Se considera la admitancia en paralelo, seccionado en 2 partes similares

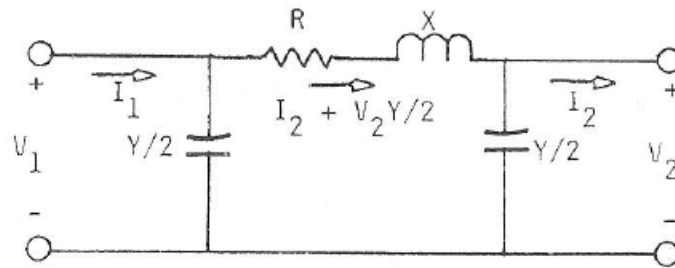


Figura N° 3: Modelo de una línea de sub transmisión media

Fuente: (Rodriguez, 1992, p.5)

Donde:

$$V_1 = V_2 + Z \left(\frac{V_2 Y}{2} + I_2 \right)$$

$$I_1 = I_2 + \frac{V_2 Y}{2} + \frac{V_1 Y}{2}$$

2.2.2.1.3. Líneas largas:

- Requieren mayor representación
- Deben considerarse precisos la resistencia, inductancia y capacitancia.
- No se consideran en el presente estudio

2.2.2.2. Transformador

Según Fraile (2003), un transformador es una máquina eléctrica que no tiene movimiento, que trabaja con corriente alterna y está conformado por un arrollamiento primario y otro secundario, los cuales permiten convertir los parámetros de tensión y corriente a otros valores. Sus componentes principales son: el núcleo, los devanados, el sistema de refrigeración, los aisladores pasantes y la placa característica.

El autor también menciona que las pérdidas en los transformadores son dos: fijas y variables, las pérdidas fijas debidas a las pérdidas en el hierro y las variables que se dan por las mermas en el cobre, pudiéndose conseguir ambas pérdidas de las pruebas de vacío y cortocircuito siendo:

$$P_{fe} = P_0 \quad ; \quad P_0: \text{pérdida en vacío}$$

$$P_{cu} = R_{cc} I_2'^2$$

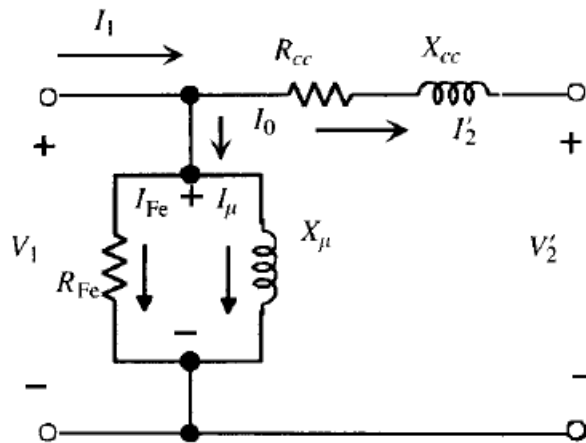


Figura N° 4: Circuito equivalente de un transformador

Fuente: (Fraile, 2003, p.186)

Donde:

I_1 : Corriente de entrada (A).

I_2' : Corriente de salida (A).

V_1 : Tensión de entrada (V).

V_2' : Tensión de salida (V).

R_{cc} : Resistencia serie (Ω).

X_{cc} : Reactancia serie (Ω).

R_{fe} : Resistencia derivación (Ω)

X_u : Reactancia derivación (Ω).

I_0 : Corriente asociada con la excitación del transformador (A).

2.2.3. Sistema de distribución

Dammert, Molinelli, y Carbajal (2011) refieren que el sistema de distribución eléctrica es el que se encarga de conducir la energía eléctrica desde los centros de transformación hasta los consumidores finales.



El nuevo marco regulatorio peruano permite que la distribución de electricidad pueda ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecidos por el MEM, que estipula que las empresas requieren de una concesión cuando la potencia instalada es mayor a los 500 KW. Los concesionarios de distribución están obligados a prestar servicio eléctrico a quien lo requiera dentro de su área de concesión. Además, están obligados a tener contratos vigentes con las empresas generadoras que cubran sus requerimientos de potencia y energía durante los siguientes dos años, como mínimo (Ley 25844 , 1992).

Los elementos principales del sistema de distribución son:

2.2.3.1. Distribución primaria (MT)

2.2.3.1.1. Redes primarias

Agrupación de líneas y seccionamientos que suministran energía eléctrica a una determinada zona, compuesta por redes trifásicas, bifásicos y monofásicos; los cuales enlazan a los centros de transformación con los transformadores de distribución (Ordoñez y Nieto, 2010).

El modelo eléctrico para el caso de las líneas primarias corresponde a lo desarrollado en el numeral 2.2.2.1.1.

2.2.3.1.2. Transformadores de distribución

Son equipos que se encuentran conectados entre las redes primarias y redes secundarias, se encargan de reducir los niveles de voltaje de modo que permita a los consumidores finales hacer uso de la energía eléctrica. Los transformadores pueden ser trifásicos, de 2 fases o monofásicos instalados en diferentes tipos de estructuras (Castillo y Pérez, 2012).

El modelo para los transformadores corresponde al descrito en el numeral 2.2.2.2.



2.2.3.2. Distribución secundaria (BT)

2.2.3.2.1. Redes secundarias

A través de estos elementos se distribuye la energía eléctrica en baja tensión a los consumidores finales, en su mayoría este sistema está conformado por redes aéreas y subterráneas (Dammert et al., 2011, p.58).

El modelo utilizado para representar las redes secundarias corresponde a lo desarrollado en el numeral 2.2.2.1.1.

2.2.3.2.2. Acometidas

Según la R.M. N° 2014-2011-MEM/DM (2011, p. 8), la acometida es “Parte de una instalación eléctrica comprendida entre la red de distribución (incluye el empalme) y la caja de conexión y medición o la caja de toma”.

2.2.3.2.3. Medidores

Es un equipo que forman parte de la última etapa del sistema eléctrico y son utilizados para la medir el consumo de energía eléctrica de los usuarios. Por la diversidad de equipos existentes, es posible clasificarlos por su construcción, por el tipo de energía que miden, por la precisión y por el tipo de conexión a las redes (Castillo y Pérez, 2012).

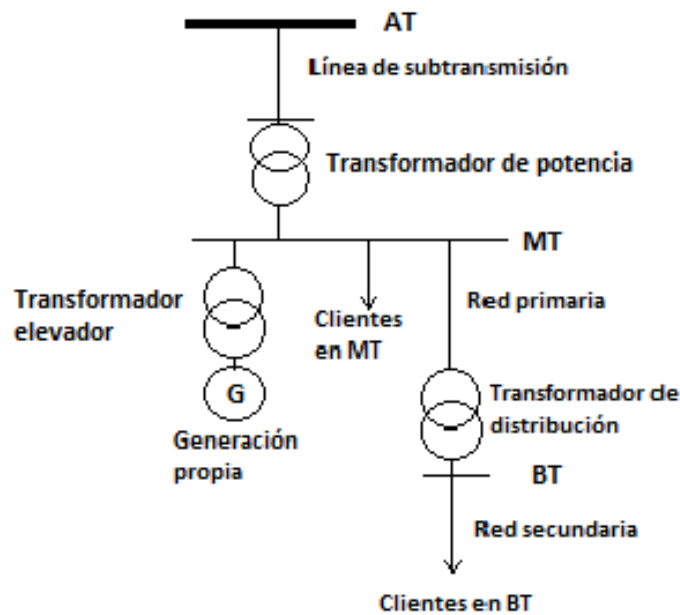


Figura N° 5: Diagrama del sistema eléctrico

Elaborado por el equipo de trabajo

2.3. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Según Grijalva (1994), en todo sistema eléctrico de potencia la eficiencia de los componentes se halla limitado por las características técnicas que poseen; por lo que su rendimiento nunca alcanza el 100% dando lugar a la existencia de las pérdidas. Las pérdidas siempre están presentes en cada componente y representan la eficiencia de cada elemento dentro del sistema. Las pérdidas de energía se generan todo el tiempo siempre que el sistema este energizado y se denominan pérdidas de potencia a aquellas que se dan al instante; mientras que se denominan pérdidas de energía a las pérdidas de potencia a lo largo de un intervalo de tiempo. En un sistema eléctrico se identifican dos tipos de pérdidas siendo estas las técnicas y las no técnicas, los mismos se desarrollan a continuación.

2.3.1. Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas hacen referencia aquella energía que es consumida por los diversos elementos que intervienen en los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución, energía que no es cobrada. Las pérdidas técnicas representan la situación y la ingeniería de las instalaciones, su valor obedece a las acciones de operación y mantenimiento, así como también de una estructura óptima del sistema eléctrico. Se presentan en mayor proporción debido al transporte de la energía eléctrica por conductores y transformadores debido al efecto joule, del mismo modo a la afectación del efecto corona a las líneas de transmisión (Tama, 2013).

2.3.1.1. Clasificación de las pérdidas técnicas

Montesdeoca (1999), clasifica a las pérdidas técnicas de la forma siguiente:

- Por causas que lo originan:
 - Pérdidas por efecto Joule.
 - Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.
 - Pérdidas por efecto corona.
- **Por el tipo de pérdidas:**
 - Pérdidas en generación
 - Pérdidas en líneas de sub transmisión
 - Pérdidas en centros de transformación (AT/MT)
 - Pérdidas en redes de distribución primaria
 - Pérdidas en transformadores de distribución (MT/BT)
 - Pérdidas en redes de distribución secundaria
 - Pérdidas en acometidas
 - Pérdidas en medidores



2.3.1.2. Por causas que lo originan

2.3.1.2.1. Pérdidas por efecto joule

De acuerdo a Ninantay (2019), son aquellas que se presentan en los conductores como consecuencia del recorrido de la corriente eléctrica, su valor es proporcional al cuadrado de la corriente y varía este valor según la longitud y sección de conductor. Las pérdidas por este fenómeno se presentan en forma de calor y son liberados al ambiente por efectos térmicos. Para un mayor entendimiento, este fenómeno se da debido al choque de los electrones durante su conducción generando el incremento de la temperatura.

La energía disipada por la circulación de la corriente a través de una resistencia viene dada por la siguiente relación:

$$P=I^2 \times R$$

$$E=P \times T$$

Dónde:

P = Pérdidas de potencia eléctrica en vatios.

I = Corriente eléctrica en amperes.

R = Resistencia en ohmios.

T = Tiempo.

E = Energía

2.3.1.2.2. Pérdidas por corrientes de foucault e histéresis

Jiménez (2005), menciona que las corrientes de Foucault se generan en todo material conductor cuando este se encuentra expuesto a cambios del flujo magnético. Debido a que los materiales magnéticos son buenos conductores de la electricidad, en los núcleos magnéticos de los transformadores se induce una fuerza electromotriz creando corrientes de circulación en estos y dando lugar a pérdidas de energía por el fenómeno

anteriormente estudiado. Del material de construcción del núcleo magnético dependen las pérdidas por corrientes parásitas.

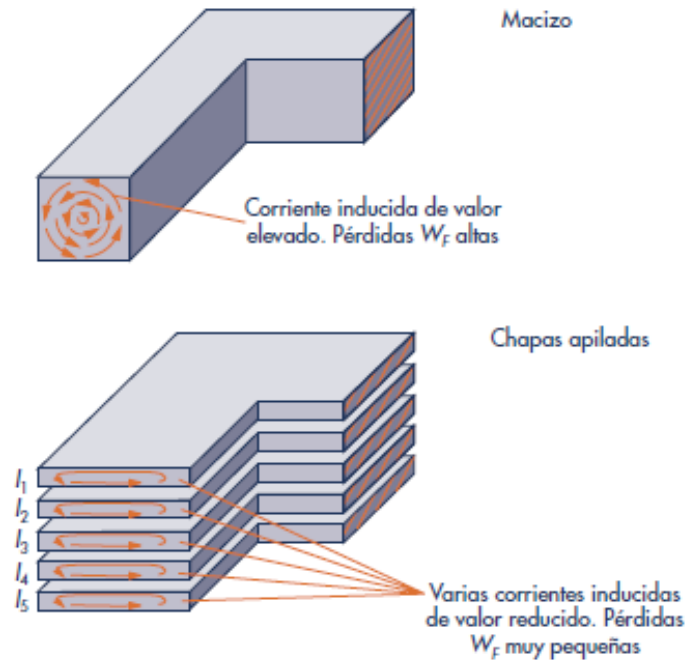


Figura N° 6: Núcleos magnéticos

Fuente: (Jiménez, 2004, p. 66)

Para el cálculo de las pérdidas por las corrientes de Foucault se utiliza la siguiente fórmula

$$P_f = \frac{2.2 * f^2 * \beta_{max}^2 * \Delta^2}{10^{11}}$$

Donde:

P_f : Pérdidas por corrientes de Foucault en W/kg

f : Frecuencia en Hz

β_{max} : Inducción magnética en Gauss

Δ : Espesor de la chapa magnética en mm

Por otro lado, Jiménez (2005) también indica que la **histéresis magnética** es el fenómeno que se genera cuando la imantación de los materiales ferromagnéticos no es

dependiente solamente del valor del flujo, sino también de los estados magnéticos pasados. En el caso de los transformadores, al someter el núcleo magnético a un flujo variable se produce una imantación que persiste aun cuando el flujo variable ya no está presente, lo que provoca una pérdida de energía y que se manifiesta en forma de calor. La potencia perdida por el fenómeno de histéresis es dependiente principalmente del tipo de material; así como también podría depender de la frecuencia, sin embargo, como la frecuencia en un determinado lugar no varía, la inducción magnética dependerá únicamente del tipo de chapa.

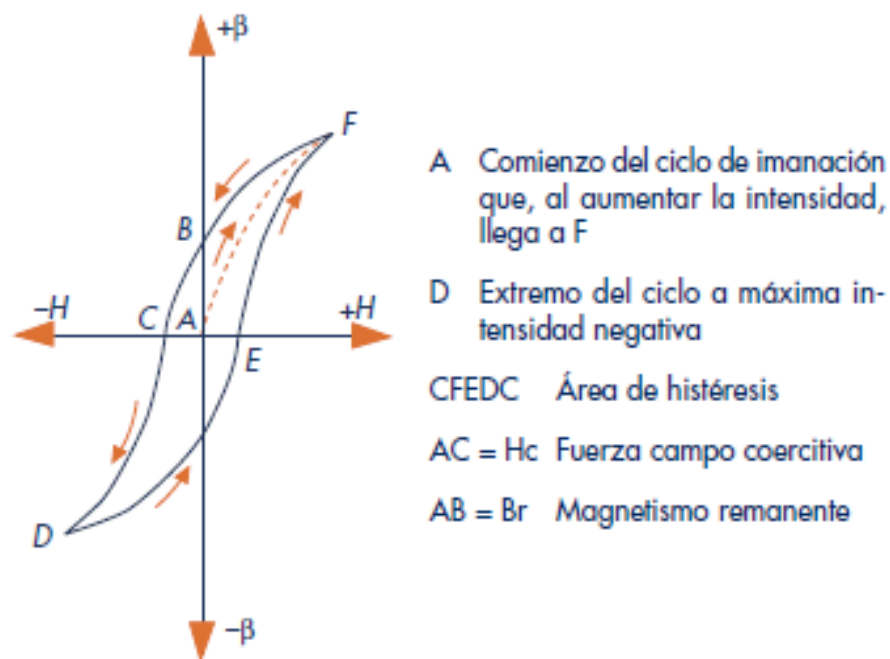


Figura N° 7: Ciclo de histéresis

Fuente: (Jiménez, 2004, p.66)

A través de la fórmula de Steinmetz se determinan las pérdidas por histéresis siendo su expresión de la siguiente forma.

$$P_H = K_h * f * \beta_{max}^n$$

Donde:

K_h : Coeficiente de cada material

f : Frecuencia en Hz

β_{max} : Inducción magnética en tesla

P_H : Pérdida por histeresis

$n= 1.6$ para $\beta < 1$ tesla

$n= 2$ para $\beta > 1$ tesla

El Coeficiente de chapa oscila entre 0.0015 y 0.003, aunque baja hasta 0.007 en el hierro de buena calidad.

2.3.1.2.3. Pérdidas por efecto corona

El efecto corona es un fenómeno que se produce por la ionización del aire que rodea a un conductor cargado, esto se genera debido a la acumulación de cargas en las partes puntiagudas del conductor y la existencia de campos eléctricos muy intensos con la capacidad de vencer la rigidez dieléctrica del aire en los alrededores. El conductor, cuando está expuesto a un fuerte efecto corona, presenta una luminosidad azulada y una crepitación constante, fenómenos que finalmente producen pérdidas y están en función del nivel de voltaje, diámetro de los cables, distancia entre conductores y de las condiciones ambientales (Parichua y Fernández, 2017).

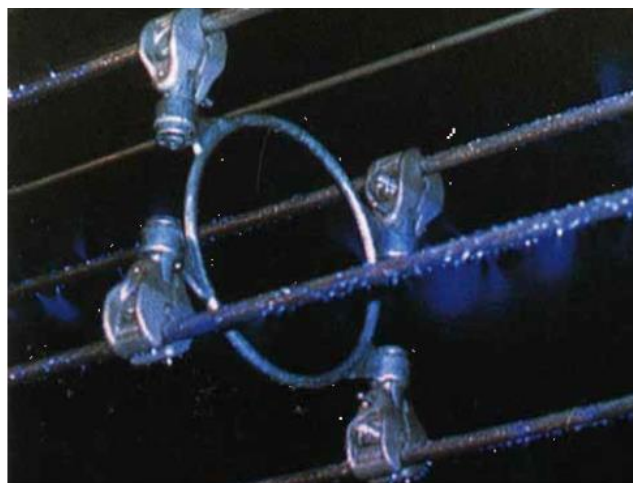


Figura N° 8: Efecto corona

Fuente: (Tama, 2013, p. 14)



2.3.1.3. Por el tipo de pérdidas

Según Parra et al. (1990):

- Las pérdidas de potencia en la generación se producen por los devanados de los generadores y corresponde a las pérdidas por el efecto joule o pérdidas en el cobre.

Del proyecto elaborado por Ochoa (2006) se afirma lo siguiente:

- Las pérdidas técnicas en las líneas de sub transmisión se deben principalmente a los efectos joule y corona y el modelo que representan estas líneas por son del tipo π desarrollado en el numeral 2.2.2.1.2. Los valores de resistencia y reactancia generalmente lo dan los fabricantes o también se puede hallar en tablas hechas bajo este concepto. Se presentan pérdidas de potencia activa en la resistencia y la conductancia, pudiéndose despreciar las pérdidas en la conductancia por ser pequeñas a comparación de las generadas por la resistencia. Por otro lado, las pérdidas por efecto corona se deben a la geometría de los conductores, el voltaje y las condiciones del ambiente.
- Las pérdidas de potencia que se dan en los centros de transformación y transformadores de distribución tienen que ver básicamente con los transformadores y se deben por 2 causas: el primero a las pérdidas generadas por la resistencia de los arrollamientos también conocidos como perdidas en el cobre y el segundo por las corrientes de excitación también denominados como pérdidas en vacío o en el hierro. En la placa de los transformadores viene por defecto información de sus parámetros o también es posible aproximar sus valores en base a normas establecidas según la potencia y nivel de voltaje de los transformadores.

- Las pérdidas de potencia en las redes primarias y secundarias de distribución se dan primordialmente por la resistencia de las líneas ya sea aéreas o subterráneas. En este tipo de redes por operar con voltajes bajos, las pérdidas por efecto corona son despreciables; así mismo los valores de susceptancia al ser pequeños no se consideran. También por la poca separación entre conductores el valor de la reactancia es pequeño y el modelo que se utiliza es el que se muestra en el numeral 2.2.2.1.1.

Ochoa (2010) refiere que:

- Las pérdidas de potencia en acometidas se deben a la resistencia de los cables y son generados por el efecto joule.
- Las pérdidas de potencia en medidores obedecen principalmente al consumo propio interno de cada medidor y sus valores son obtenidos de las tablas dadas por los fabricantes.

2.3.2. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas son el resultado de la utilización ilegal de la energía, generando pérdidas económicas para la empresa concesionaria (Tama, 2013).

De acuerdo a Jiménez, Serebrisky y Mercado (2014) citado por Colque (2018), las pérdidas de energía no técnicas hacen referencia a la energía consumida por ciertos usuarios por la cual el concesionario no recibe pago alguno. Estas pérdidas son generadas por factores ajenos a las instalaciones eléctricas, pero si van relacionados con aspectos administrativos de la empresa y comportamientos sociales del medio.

Según Condori (2018), las pérdidas no técnicas o comerciales se calculan mediante la siguiente expresión:

$$P_{com} = P_{tot} - P_{tec}$$

Dónde:



P_{com} : Pérdidas comerciales

P_{tot} : Pérdidas totales del sistema eléctrico

P_{tec} : Pérdidas técnicas

Las pérdidas no técnicas se clasifican de la siguiente manera:

2.3.2.1. Pérdidas por hurto

Este tipo de pérdidas se da por el uso de la energía eléctrica de manera ilícita, en esta clasificación se encuentran las conexiones ocasionales como ferias y fiestas, así como también instalaciones clandestinas (Muñoz, 2019).

2.3.2.2. Pérdidas por fraude

Este tipo de pérdidas se presenta cuando los clientes vulneran las condiciones del suministro, pese a que tienen una conexión reconocida por la empresa realizan la manipulación de las conexiones, con la finalidad de que el medidor registre parte o nada del consumo de energía (Castro y Florian, 2016).

2.3.2.3. Pérdidas por administración

De acuerdo con la tesis de Yujra (2019), este tipo de perdidas se dividen en:

- **En el proceso de facturación;** debidas a la omisión o mala lectura de los medidores de energía.
- **En la determinación del consumo;** ocasionado por la estimación u promedio equívoco del consumo de los clientes.
- **Errores en la información comercial;** obedece a la información inexacta en el sistema comercial respecto de lo que se encuentra en campo.



2.4. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Balance de energía

De acuerdo al trabajo de Condori (2018), el balance de energía es la operación mediante el cual se evalúa la utilización de la energía en un sistema eléctrico de la distribuidora.

$$E_s = E_c + E_p$$

Donde:

E_s : Energía suministrada

E_c : Energía consumida

E_p : Energía perdida

Carga

“Es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW” (Ramirez, 2004, p.19).

Corriente eléctrica

Una corriente es el desplazamiento de cargas de cualquier clase; por ejemplo, electrones en un conductor, en un líquido, en un gas o en el vacío, o bien protones en los mismos medios. También son corrientes los movimientos de cualesquiera iones positivos o negativos. La corriente eléctrica se mide y expresa en ampere (Rela, 2010, p.42).

Curva de carga

La curva de carga es el valor que toma la demanda eléctrica en cada intervalo, no se debe representar la curva de carga con potencias instantáneas. La curva de carga representa gráficamente la variación de la carga en periodos de tiempo determinados.



Con pocas excepciones la carga será variable hora a hora, día a día (Cañar, 2007, p.39).

Discriminación de pérdidas de energía

Según la real academia española discriminar significa “Dar trato desigual a una persona o colectividad por motivos raciales, religiosos, políticos, de sexo, de edad, de condición física o mental, etc.” (Real Academia Española, 2020), por lo que se puede definir como discriminación de pérdidas al trato diferenciado de la energía en cada elemento o etapa del sistema.

Demanda

“Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado” (Ramírez, 2004, p.21).

Demanda Máxima

“La demanda de una carga es la demanda instantánea mayor de dicha carga en un periodo de tiempo determinado” (Juaréz, 1995, p.41).

Energía activa

Es la energía eléctrica con la posibilidad de convertirse en otras formas de energía (R.M. N° 091-2002-EM/VME, 2002, p. 16). Esta energía se mide en kilovatio hora (kW.h).

Energía reactiva

Es la energía eléctrica acumulada el cual se intercambia continuamente entre los campos magnéticos y eléctricos debido a la operación de la red eléctrica y todas las cargas conectadas (R.M. N° 091-2002-EM/VME, 2002, p.16). Se mide en kilo voltamperios reactivos (kvar.h).



Factor de carga

Según Juaréz (1995), el factor de carga se entiende como la relación entre la demanda media y la demanda máxima en un periodo de tiempo dado.

Factor de pérdidas

Según Juaréz (1995), este factor es la relación de las pérdidas de potencia promedio entre las pérdidas de potencia en el pico de la carga, en el lapso de un periodo de tiempo dado.

Factor de potencia

Según Ramírez (2004), “Es la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en uno de sus componentes” (p.27).

$$\text{Cos}\phi = \frac{\text{Potencia actica}}{\text{Potencia aparente}}$$

Impedancia

“Relación entre la tensión eficaz aplicada y la corriente que lo atraviesa en los bornes de un equipo, o en un punto de una instalación eléctrica” (R.M. N° 091-2002-EM/VME, 2002, p.16).

Inducción magnética

“Se define como la cantidad de líneas de fuerza que atraviesan perpendicularmente la unidad de superficie. En cierta forma, nos indica lo densas que son las líneas de fuerza, o lo concentradas que están, en una parte del campo magnético” (Alcalde, 2004, p.89).

Porcentaje de pérdidas

“Es la relación entre las pérdidas de energía de un sistema o parte de este y la energía disponible por este o parte de él. Los porcentajes de pérdidas se aplican a transmisión, distribución, etc.” (Parra et al., 1990, p.I-4).



Potencia eléctrica

“magnitud física dada por el cociente entre la energía transferida en un cierto lapso, y el valor de ese tiempo” (Rela, 2010, p.48). Su unidad de medida en vatio (W)

Reactancia

Es la oposición ofrecida al paso de la corriente alterna por la bobina (Alcalde, 2004).

Resistencia eléctrica

Los electrones que circulan por un conductor encuentran cierta dificultad a circular libremente ya que el propio conductor opone una pequeña resistencia; resistencia que depende de la longitud, la sección y el material con que está construido el conductor. La corriente fluirá mejor cuanto mayor sea la sección y menor la longitud. La unidad que mide la resistencia es el ohmio (Ω) (SEAT, 1996, p.7).

Rigidez dieléctrica

Es la tensión que tiene la capacidad de perforar un material, lo que quiere decir que no hay aislamiento perfecto ya que pueden ser vencidos por la corriente cuando la tensión es elevada considerablemente. Tener conocimiento de la tensión que es capaz de atravesar un aislante es muy importante ya que permitirá seleccionar los materiales adecuados cuando se quiere aislar un elemento eléctrico (Alcalde, 2004).

Tensión eléctrica

Se denomina tensión eléctrica (o también voltaje) a la fuerza potencial (atracción) que hay entre dos puntos cuando existe entre ellos diferencia en el número de electrones. En los polos de una batería hay una tensión eléctrica y la unidad que mide la tensión es el voltio (V) (SEAT, 1996, p.7).



2.5. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRO PUNO S.A.A

ELECTRO PUNO, es una empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica ubicada en la región de Puno; creada bajo el bloque patrimonial de la gerencia subregional de Electro Sur Este. Aprobada bajo acuerdo adoptado en la Junta General de Accionistas de esta última Empresa de fecha 09 de julio de 1999, inscrita en la Oficina Registral Regional José Carlos Mariátegui - Oficina Puno, el día 28 de octubre de 1999 en el Tomo N° 74, Asiento N° 21742 y Ficha N° 1467, iniciando sus operaciones el 01 de noviembre de 1999.

Su funcionamiento está basado en la ley de concesiones eléctricas D.L. N° 25844 y su reglamento D.S. 009-93-EM, desarrollando sus actividades en el ámbito del Departamento de Puno, donde se ubican sus instalaciones electromecánicas de distribución, transmisión y generación.

Es una empresa estatal de derecho privado de la Corporación FONAFE, constituida como Sociedad Anónima Abierta el 01 de noviembre de 1999. Su objeto es realizar todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad en su zona de concesión que comprende la Región Puno, se muestran en el anexo 2. Los títulos de la empresa se transan en la Bolsa de Valores de Lima.

- **Organización**

Tabla N° 1: Funcionarios de Electro Puno 2017

CARGO	NOMBRE COMPLETO
Presidente del Directorio	EDWIN TEODORO SAN ROMAN ZUBIZARRETA
Director	JAVIER SOCRATES PINEDA ANCCO
Director	LUIS ANDRES MONTES BAZALAR
Director	MANUEL PAULO HUAPAYA CERUTI
Gerente General	LUIS ALBERTO MAMANI COYLA
Gerente Comercial (e)	PERCY FABIAN ARRIAGA ARREDONDO
Gerente Administración (e)	ELVIS MENDOZA CCOPA
Gerente de Operaciones	ISIDRO MERMA FLORES
Gerente de Planeamiento (e)	ARTEMIO LOAYZA ORTIZ
Gerente Técnico (e)	ÁNGEL RODRIGO COAQUIRA VELASQUEZ

Elaborado por el equipo de trabajo

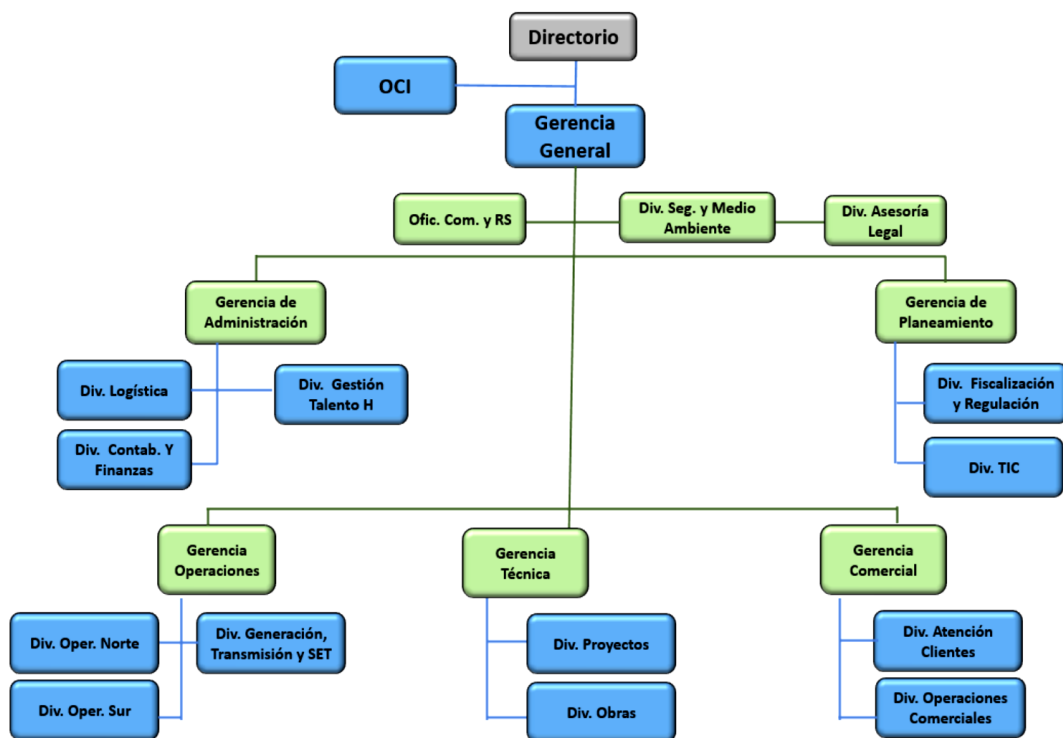


Figura N° 9: Organigrama de Electro Puno 2017

Fuente: (ELPU – Memoria anual 2017)

- **Sistemas eléctricos de la empresa**



La concesionaria cuenta con 12 sistemas eléctricos conformados por un centro de generación, centros de transformación, líneas de transmisión, líneas primarias y redes secundarias, etc.

Tabla N° 2: Sistemas eléctricos de Electro Puno

N°	Sistema Eléctrico	Cod. SET	Zona de influencia
1	Juliaca	50	Juliaca ciudad, Cabana, Cabanillas, Lampa, Huata, Coata
2	Puno	01	Puno ciudad, Salcedo, Jallihuaya y Chucuito
3	Totorani	02	Laraqueri, Alto Puno, Tiquillaca, Vilque, Mañazo y Paucarcolla
4	Azángaro	80	Azangaro, Putina, Asillo, San Anton, Santiago de Pupuja
5	Sandia	75	Ciudad Sandia, Tambopata, Alto Urubamba y Huaypacanchi
6	Huancané	40	Huancane, Moho, Taraco, Huatasani, Vilquechico y Huayrapata
7	Ananea	30	CP Rinconada, Lunar de Oro, Ananea, Riticucho y Pampa Blanca
8	Antauta	90	Ajoyani, Usicayos, Ituata, Macusani, Potoni, Crucero y Coaza
9	Ayaviri	60	Ayaviri ciudad, Santa Rosa, Macari, Cupi, Orurillo y Umachiri
10	Ilave	10	Ilave, Pilcuyo, Chipana y Mazocruz
11	Pomata	20	Juli, Pomata, Yunguyo, Desaguadero, Zepita, Kelluyo y Pizacoma
12	San Gabán	95	Ollachea, Ayapata, Casahuiri, San Gabán y Urohuasi.

Elaborado por el equipo de trabajo



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. CLASIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de investigación

El presente estudio obedece al tipo de estudio NO EXPERIMENTAL de enfoque CUANTITATIVO, porque se tiene la necesidad de medir y estimar magnitudes de los fenómenos o problemas de investigación sin la necesidad modificar los elementos estudiados; la revisión de literatura encamina el estudio, es posible generar la hipótesis antes de recolectar y analizar los datos, y la recolección de datos se basa principalmente en la medición (Hernández, 2014).

3.1.2. Nivel de investigación

Este trabajo corresponde a un estudio DESCRIPTIVO porque se pretende especificar las propiedades, características y los perfiles de los fenómenos que causan las pérdidas de energía es decir solamente pretende medir o recoger información de manera individual o conjunta de las variables (Hernández, 2014).

3.1.3. Diseño de investigación

Para una adecuada evaluación y determinación de las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno se desarrolla el siguiente procedimiento:

Primero: Se realiza la recopilación de la información técnica y comercial de los sistemas eléctricos correspondiente al año 2017, tales como:

- Registros de los sistemas de medición instalados en puntos de compra.
- Registros de los medidores instalados en centrales generadoras propias de la empresa.



- Información del consumo de energía de clientes libres asociados a las redes de Electro Puno.
- Registros de los medidores instalados a la entrada, salida y servicios auxiliares de cada centro de transformación propia de la empresa.
- Registros de los medidores instalados en las subestaciones de distribución.
- Información del sistema comercial, correspondiente a los consumos facturados a clientes en media tensión y baja tensión.
- Información técnica de los elementos de red, desde el transformador de potencia hasta la acometida de usuarios domésticos; extraído del sistema GIS.

Segundo: Se analiza, interpreta y valida la información recolectada.

Tercero: Se realiza la verificación en campo de redes, producto de la información inconsistente obtenido del sistema GIS.

Cuarto: Se procesa la información de acuerdo al siguiente esquema:

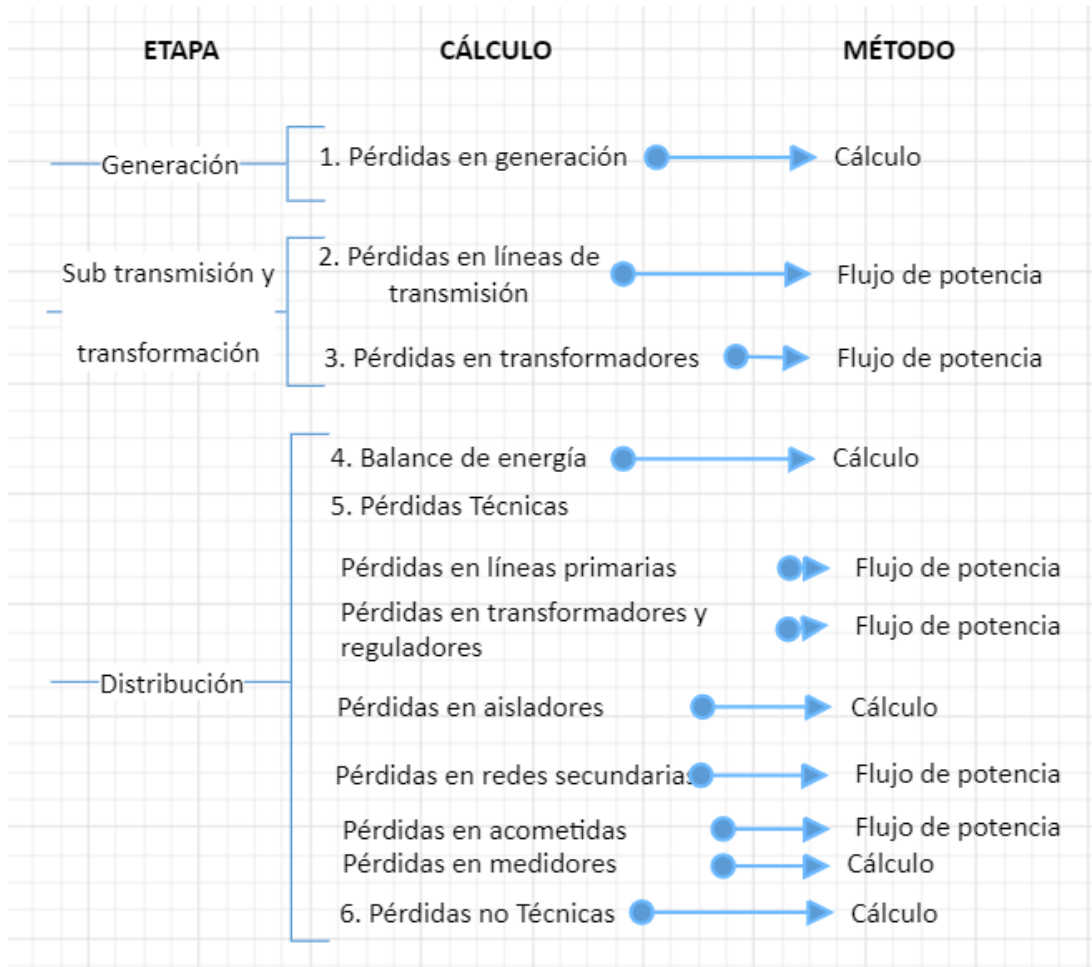


Figura N° 10: Esquema del diseño de investigación

Elaborado por el equipo de trabajo

Quinto: Con los resultados obtenidos se realiza el análisis y discusión del nivel de pérdidas.

Sexto: Se realiza la validación de la hipótesis planteada.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1. Población

Para objeto de este estudio, se considera como población al Sistema Interconectado Nacional del Perú (SEIN).

3.2.2. Muestra

Los sistemas eléctricos de la empresa Electro Puno, los cuales se encuentran ubicados en la región de Puno; en la Figura N° 11 se muestra la ubicación geográfica del ámbito que ocupa los sistemas.



Figura N° 11: Ubicación geográfica de los sistemas eléctricos de ELPU

Fuente: (COES)

3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas e instrumentos utilizados en la recolección de datos para la ejecución del presente estudio son los siguientes:

- Observación no experimental



- Análisis documental
- Equipos de medición de parámetros eléctricos

3.3.1. Recolección de datos

La recolección de datos se basa en procesos que dependen de la información disponible, siendo estos:

- Solicitud de información técnica y comercial a las diversas áreas de la empresa distribuidora concerniente a elementos que conforman los sistemas eléctricos durante la experiencia laboral en la oficina de Control de Pérdidas de Electro Puno.
- Búsqueda de información en internet, libros y artículos
- Inspección de campo
- Lectura de equipos de medición

3.3.2. Instrumentos

Para el desarrollo de la investigación en su mayoría se utilizó equipos de medición electrónicos, estos equipos casi en su totalidad son medidores registradores, tienen una memoria interna que almacena los registros de los parámetros eléctricos cada 15 minutos, estos datos se pueden extraer del medidor para su procesamiento y análisis.

Electro Puno tiene instalados en las subestaciones de potencia tanto en lado de alta tensión y media tensión, también en los alimentadores de media tensión, sin embargo, en los puntos de compra no los tiene; para lo cual la empresa de generación San Gabán provee dicha información, ya que tiene instalados en estos puntos.

3.3.2.1. Medidores de energía instalados en generación

Los medidores instalados en la central hidroeléctrica son como se muestra en la tabla N° 3.

Tabla N° 3: Medidores en la central de generación Chijisá Sandia.

SET	Punto de Medición	Serie del Medidor	Marca	Modelo	Clase	Año	Propiedad	Descripción
SANDIA	SA01	36140841	Actaris	SL 7000	0.5	2012	ELPU	Grupo N°01
	SA02	36140837	Actaris	SL 7000	0.5	2012	ELPU	Grupo N°02
	SA03	50002751	Actaris	ACE6000	0.5	2012	ELPU	Servicios Auxiliares
	SA07	36140818	Actaris	SL 7000	0.5	2012	ELPU	Grupo N°03

Fuente: (Electro Puno – Gerencia de Operaciones)

3.3.2.2. Medidores de energía instalados en sub transmisión

Los medidores instalados por electro puno en todas sus líneas de sub transmisión y transformadores de potencia, se muestran en la tabla N° 4 y 5 respectivamente.

Tabla N° 4: Medidores en las líneas de transmisión de Electro Puno

Líneas de transmisión	Medidor de compra						Medidor en el final de la línea					
	Serie del Medidor	Marca	Modelo	clase	Año	Propiedad	Serie del Medidor	Marca	Modelo	clase	Año	Propiedad
Totorani - Bellavista	PI-0903A225-15	Schneider Electric	lon 7650	0.2	2012	San Gabán	36140830	Actaris	SL 7000	0.2	2012	ELPU
Totorani - llave - Pomata	PI-0903A224-01	Schneider Electric	lon 7650	0.2	2012	San Gabán	3151690145 3151690151	SEL	735	0.2	2015	ELPU
Azángaro - Antauta	PI-0903A223-01	Schneider Electric	lon 7650	0.2	2012	San Gabán	3151690159	SEL	735	0.2	2015	ELPU
Azángaro - Ananea - Huan	PI-1002A148-21	Schneider Electric	lon 7650	0.2	2014	ELPU	PI-1001A017-02 PI-1001A025-02	Schneider Electric	lon 7650	0.2	2014	ELPU

Fuente: (Electro Puno – Gerencia de Operaciones)





Figura N° 12: Medidores de energía instalados en los SET

Elaborado por el equipo de trabajo

3.3.2.3. Medidores de energía instalados en transformación

Tabla N° 5: Medidores en los transformadores de potencia lado MT

Subestación de Transformación	Serie del Medidor	Marca	Modelo	clase	Año	Propiedad	Descripción
SET Ilave	3151690146	SEL	735	0.2	2015	ELPU	Totalizador 22.9 KV
SET Pomata	3151690152	SEL	735	0.2	2015	ELPU	Totalizador 22.9 KV
	36140829	Actaris	SL 7000	0.5	2012	ELPU	Alimentador 0101
	36140828	Actaris	SL 7000	0.5	2012	ELPU	Alimentador 0102
SET Bellavista	36140827	Actaris	SL 7000	0.5	2012	ELPU	Alimentador 0103
	36140822	Actaris	SL 7000	0.5	2012	ELPU	Alimentador 0105
	36140821	Actaris	SL 7000	0.5	2012	ELPU	Alimentador 0106
SET Huancané	PI-0912A711-02	Schneider Electric	Ion 7650	0.2	2014	ELPU	Totalizador 22.9 KV
SET Antauta	3151690158	SEL	735	0.2	2015	ELPU	Totalizador 22.9 KV
SET Ananea	PI-1001A001-02	Schneider Electric	Ion 7650	0.2	2014	ELPU	Totalizador 22.9 KV

Fuente: (Electro Puno – Gerencia de Operaciones)

3.3.2.4. Medidores de energía instalados en puntos de compra

En los puntos de compra Electro Puno no tiene medidores instalados, sin embargo, la empresa generadora San Gabán tiene instalados en todos los puntos de compra, los

registros de estos medidores remiten mensualmente a Electro Puno, información que se utilizó en el presente estudio, estos equipos son:

Tabla N° 6: Medidores en puntos de compra

Barra de compra	Serie del medidor	Marca	Modelo	Clase	Año	Propiedad
Puno 60 kV	PJ-0903A225-15 PJ-0903A224-01	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán
Puno 22.9 kV	PJ-0809A146-14	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán
Juliaca 22.9 kV	PJ-0809A148-01	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán
Juliaca 10 kV	PJ-0809A147-01	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán
Azangaro 22.9 kV	PJ-0903A222-01	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán
Azangaro 60 kV	PJ-0903A223-01	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán
Ayaviri 22.9 kV	PJ-0903A225-01	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán
Ayaviri 10 kV	PJ-09036A221-01	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán
San Gaban 22.9 kV	PJ-09036A220-01	Schneider Electric	ION	0.2	2014	San Gabán

Fuente: (Electro Puno – Gerencia Comercial)

3.3.2.5. Medidores instalados como totalizadores en subestaciones de distribución

Los medidores utilizados como totalizadores en las subestaciones de distribución son la marca Actaris modelo ACE6000, ACE5000 y SL7000, marca Elster Modelo AS1440 y de la marca ABB modelo A100, estos están instalados al pie del poste en un murete o caja porta medidor sujetado a la base del poste.



Figura N° 13: Medidor totalizador y de alumbrado público en SED

Elaborado por el equipo de trabajo



El medidor en la parte superior es el medidor totalizador y en la parte inferior es el medidor de alumbrado público.

3.3.3. Técnicas de procesamiento y análisis de datos

Para procesar y analizar los datos se hará uso de las siguientes herramientas informáticas:

- Software ETAP
- Microsoft Office (Excel, Word y Vicio)
- AutoCAD
- ArcGIS desktop
- Sielse
- Google earth pro

3.4. METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

3.4.1. Pérdidas totales de energía eléctrica

Para determinar las pérdidas de energía eléctrica, se realizó un balance de energía de Electro Puno, para el cual se consideraron todas las fuentes de energía como la compra de energía y la generación propia, por otro lado, se exoneraron las pérdidas de energía por sub transmisión en las líneas de 60 KV y por transformación en los transformadores de potencia, ya que este no es parte de la distribución; finalmente estos valores se compararon con la venta de energía.

3.4.1.1. Balance de energía

Tomando como base la información de (OSINERGMIN, 2018), las pérdidas de energía global en distribución se calculan mediante el método de balance de energía, para ello se procesó la información del año 2017 de compra de energía, generación propia, pérdidas en sub transmisión y transformación y venta de energía, para lo cual se utilizó la siguiente ecuación:



$$P\acute{e}rdidas = EDist - Venta$$

$$EDist = Compra + Gnet - Ptran$$

Donde:

Pérdidas: Pérdida de energía total en distribución

EDist: Energía entregada al sistema de distribución

Compra: Compra de energía a las empresas generadores

Gnet: Generación propia neta

Ptran: Pérdidas en sub transmisión y transformación

Venta: Venta de energía a los clientes

Expresado en porcentaje, se tiene:

$$\%P\acute{e}rdidas = \frac{(EDist - Venta)}{EDist} * 100\%$$

Para la elaboración de los balances de energía es necesario la información siguiente:

3.4.1.1.1. Compra de energía

Electro Puno compra de energía de varias empresas generadoras con las que tiene un contrato de suministro, la cantidad de energía comprada se registran con los medidores que la generadora tiene instalados en los puntos de compra, que se encuentran en las instalaciones de las sub estaciones de transformación propiedad de las empresas transmisoras, en la región de Puno, está a cargo de red de energía del Perú, esta energía se factura mensualmente y es validado por Electro Puno; la compra de energía se realiza en 9 puntos de las que retira energía para distribuir a sus clientes finales en media tensión, sube estaciones de distribución y en baja tensión, esta información fue proporcionada por Electro Puno, estos se detallan en el anexo 3.



3.4.1.1.2. Generación de energía eléctrica

Electro Puno cuenta con una central de generación hidroeléctrica ubicada en la localidad de Chijisía en la provincia de Sandía, que consta de 03 grupos de generación hidráulica para suministrar energía eléctrica a los alimentadores 7501 que alimenta a las localidades de Sandía y Putinapunco y el alimentador 7502 que alimenta a las localidades de Patambuco, Cuyocuyo y zonas cercanas a la central hidroeléctrica, el excedente de energía es suministrada a la subestación de transformación de Ananea, mediante el alimentador 3003 que está interconectado con la central hidroeléctrica; la central tiene una capacidad instalada de 4.50 MW y una potencia efectiva de 3.69 MW. Estos registros de los medidores fueron proporcionados por Electro Puno, esta información se detalla en el anexo 4.

Para determinar la generación neta, primero se calcula las pérdidas en generación, para lo cual se considera el registro de medición de los servicios auxiliares, se calcula con la siguiente ecuación:

$$G_{tot} = Gen1 + Gen2 + Gen3$$

$$G_{net} = G_{tot} - S.A.$$

Donde:

G_{tot}: Generación de energía total

G_{net}: Generación de energía neta

Gen1: Generación de energía del grupo 1

Gen2: Generación de energía del grupo 2

Gen2: Generación de energía del grupo 3

S.A.: consumo de energía de los servicios auxiliares

3.4.1.1.3. Sub transmisión y transformación de energía eléctrica

Electro Puno cuenta con 06 centros de transformación que son de su propiedad, el resto son propiedad de la empresa transmisora y no influyen en las pérdidas objeto del presente estudio, para realizar el cálculo de las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y transformación de Electro Puno, se recopiló información de los medidores instalados en el punto de compra, punto final de la línea de 60 KV y el lado secundario de transformador de potencia; para lo cual Electro Puno cuenta con medidores instalados en sus líneas de transmisión de 60 KV y en los transformadores de potencia lado de alta y media tensión.

En base a (OSINERGMIN, 2018), las pérdidas en las líneas de sub transmisión, se calculan con la diferencia entre la energía registrada en el punto de compra en alta tensión 60 KV y la energía registrada al final de la línea de transmisión, de acuerdo a la Figura N° 14, las pérdidas en transformación se calculan con la diferencia entre el registro de energía del lado de alta tensión 60 KV y el registro de energía en el lado de media tensión 22.9 o 10 KV, de acuerdo a la Figura N° 14.

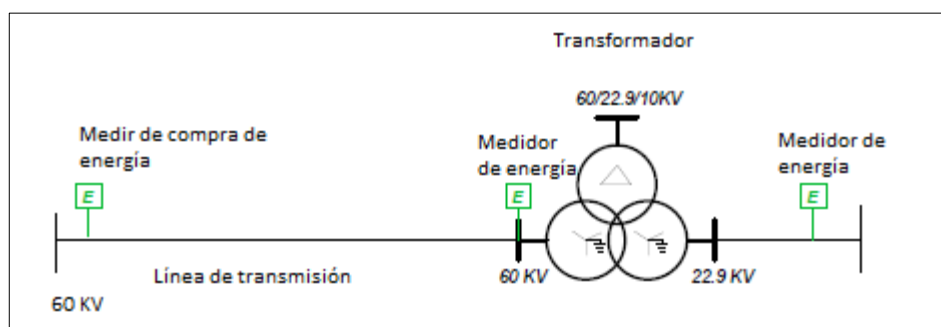


Figura N° 14: diagrama unifilar de una línea de transmisión y transformador

Elaborado por el equipo de trabajo

3.4.1.1.4. Energía entregada al sistema de distribución

Electro Puno cuenta con 12 sistemas eléctricos de distribución y 39 alimentadores activos en media tensión, mediante el cual distribuye energía eléctrica a sus clientes en media y baja tensión, tal como se muestra en el anexo 7.

Para determinar las pérdidas de energía en cada uno de los sistemas eléctricos de distribución, primero se procedió a definir el alcance de los 12 sistemas eléctricos de distribución de Electro Puno, dividido en sus 39 alimentadores activos, para lo cual verificó los límites de los alimentadores que tienen anillamientos con otros alimentadores de otra subestación de transformación, para lo cual se validó la información proporcionada por el GIS de Electro Puno, y con la ayuda de Google Earth Pro, se procesó la información de redes primarias y subestaciones de distribución.

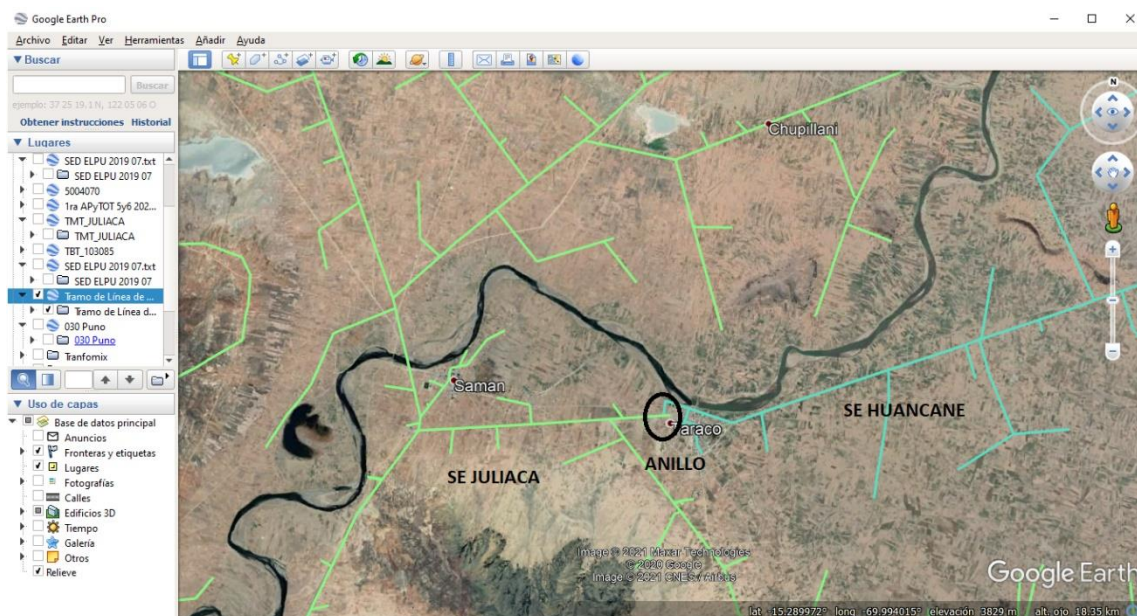


Figura N° 15: Anillamientos entre sistemas eléctricos

Elaborado por el equipo de trabajo

3.4.1.1.5. Venta de energía

Para determinar la venta de energía en cada sistema eléctrico, se realizó el trabajo en gabinete de asociar cada uno de los clientes a un alimentador y sistema eléctrico de



distribución correspondiente, usando la información de cada cliente como la dirección, coordenadas y otros datos geográficos del cliente, estos datos fueron proporcionados por el sistema comercial de Electro Puno.

Finalmente se realizó una inspección en campo para levantar las observaciones y correcciones respectivas.

Para lo cual fue necesario la información que brindó Electro Puno tales como:

- Data operativa del sistema de información GIS (infraestructura eléctrica)
- Data comercial del sistema de información Sielse. (información de los clientes)

Electro Puno realiza la venta de energía a sus clientes regulados y libres. Esta venta se hace en diferentes opciones tarifarias de acuerdo al nivel de tensión, la cantidad de clientes se muestra en el anexo 8.

Venta de energía en media tensión

- Cliente Libre, Electro Puno tiene un cliente libre en la SET Ananea, Cori Puno
- Clientes Regulados en las tarifas MT2, MT3 y MT4

Venta de energía en SED

- Venta a clientes colectivos en tarifa BT5D
- Alumbrado público

Venta de energía en baja tensión

- Venta a clientes individuales en tarifa BT2, BT3, BT4, BT5B y BT6
- Venta para servicios temporales
- Consumo propio
- Recuperos de energía

Con el método de balances se logra la determinación de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución de Juliaca, Ayaviri, Azángaro, Huancané, Ananea, Sandia, San Gabán, Puno, Totorani, Ilave y Pomata de manera global.

3.4.2. Pérdidas técnicas

En base a la información del anexo de (R.C.D. N° 044-2015-OS/CD , 2015), para el cálculo de pérdidas técnicas en los elementos del sistema eléctrico, se partió de la información del sistema GIS de la empresa Electro Puno, así mismo los datos con los registros de medición de los medidores instalados en sub estaciones de transmisión (SET) con la finalidad de calcular las máximas demandas, los factores de carga y los factores de pérdidas.

Para la simulación de flujos de potencia en cada componente eléctrico, se usó el software ETAP, para lo cual se adaptó el sistema eléctrico existente con la librería de elementos existentes en el software, excepto las pérdidas en los aisladores y en medidores.

- **Cálculo del Factor de Carga y Factor de Pérdidas**

Mediante los registros de mediciones de potencia obtenida en intervalos de cada 15 minutos se elabora los diagramas de carga de cada sistema de sistema eléctrico. El factor de carga se halla aplicando la siguiente ecuación:

$$F_c = \frac{(\sum_{i=1}^n P_i)/n}{P_{\text{máx}}}$$

Donde:

F_c: Factor de carga.

P_i: Potencia instantánea de un período de tiempo unitario. (ejemplo 15min.):

P_{máx}: Potencia máxima del periodo total.

Luego calculamos el factor de pérdidas mediante la siguiente ecuación:

$$F_p = K F_c + (1 - K) \times F_c^2$$

Dónde:

F_p: Factor de pérdidas.

F_c: Factor de carga.



K: Constante que depende de los perfiles de demanda,
en caso de residenciales, este valor es cercano a 0.3

3.4.2.1. Pérdidas técnicas en redes primarias (MT)

Según la información de (R.C.D. N° 044-2015-OS/CD , 2015), las pérdidas de potencia en las líneas de media tensión se calcularon mediante un análisis de flujo de potencia y se hizo al 92% de los alimentadores primarios trifásicos y las redes primarias monofásicas se analizaron aisladamente, considerando la carga de la máxima demanda del 2017; el cálculo de las pérdidas de energía en los alimentadores primarios ha sido efectuado a partir de las pérdidas de potencia de cada alimentador primario, multiplicando por los valores de factor de pérdidas obtenidos de los diagramas de carga de cada alimentador para el mes de máxima demanda (11 de julio del 2017 a las 18:45 horas).

Los parámetros que afectan con mayor incidencia en las pérdidas técnicas en el sistema de media tensión de Electro Puno son las siguientes:

- a) Longitud de línea de media tensión.
- b) Nivel de tensión.
- c) Cantidad de energía transportada.
- d) Factor de potencia.

Para simular el flujo de potencia de las líneas primarias en el software ETAP, se hizo el modelamiento de las líneas para lo cual, primero se crea un nuevo proyecto en el software, seguidamente se edita los buses o barras en las que estarán conectadas cada elemento eléctrico, donde el dato principal es el nivel de tensión nominal de la línea.

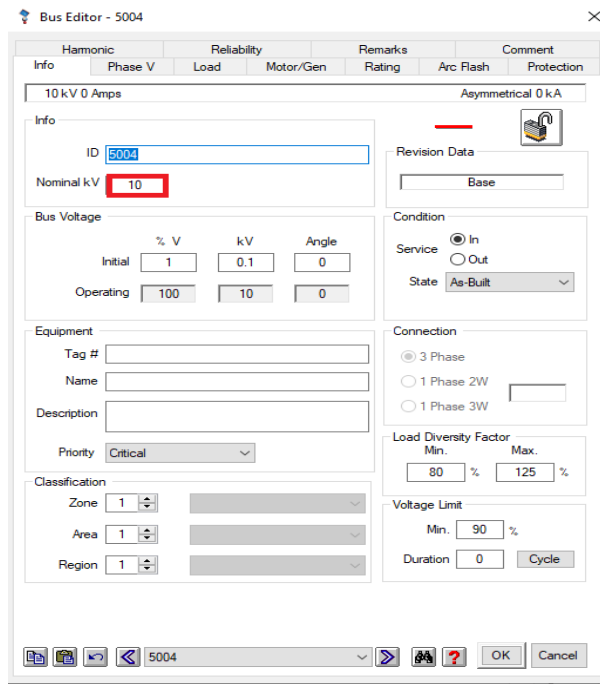


Figura N° 16: Edición de un bus o barra en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Seguidamente se ingresa la línea y se edita sus parámetros eléctricos, en la ventana información, se coloca la longitud de la línea en metros.

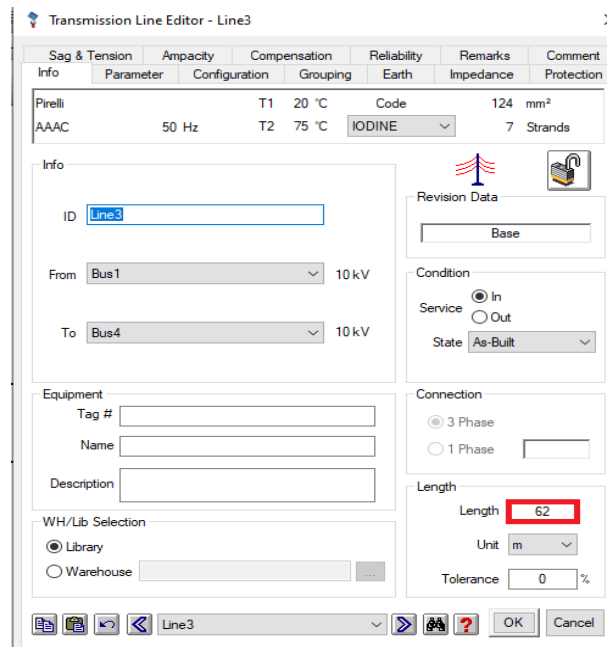


Figura N° 17: Edición de la longitud de la línea en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Luego en la ventana parámetros, se escoge de la librería un conductor similar al existente.

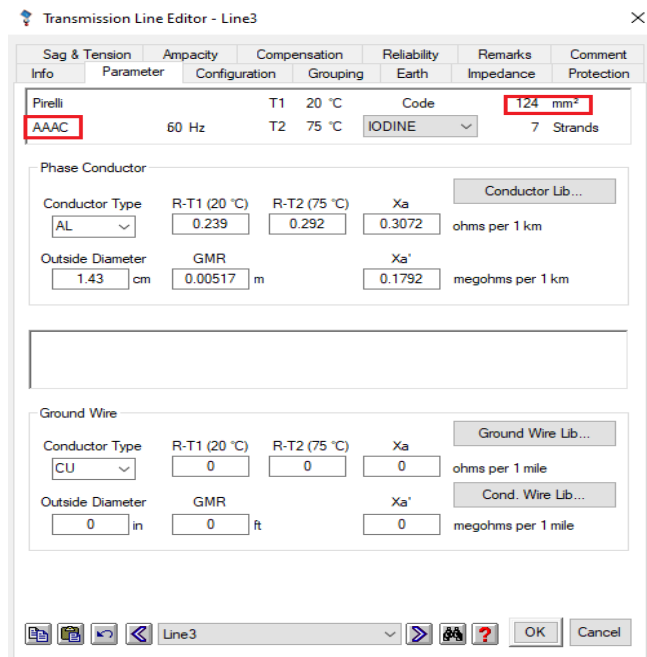


Figura N° 18: Elección del tipo de conductor en Etap
Elaborado por el equipo de trabajo

Finalmente, en la ventana configuración, se ingresa el tipo de configuración de la línea, como la altura de la estructura en unidad de longitud (pies).

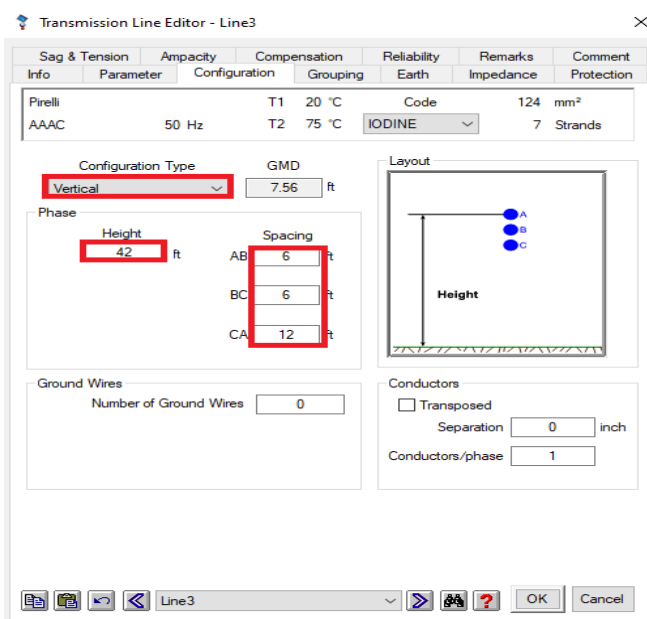


Figura N° 19: Edición de la disposición de la línea en Etap
Elaborado por el equipo de trabajo

Para obtener las pérdidas de potencia se genera el reporte resumen para el cual se selecciona las pérdidas y el formato Excel.

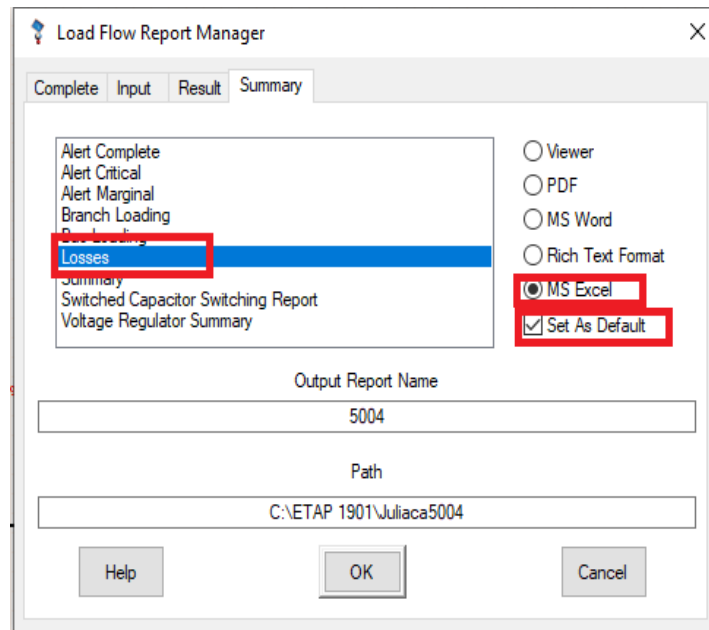


Figura N° 20: Exportación de resultados del flujo de potencia en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Con los datos de pérdidas de potencia calculada por ETAP, se calcularon las pérdidas de energía en las líneas de media tensión con la siguiente ecuación:

$$L_{\text{Línea MT}} = P_{\text{max MT}} * T_{\text{equi}}$$

$$T_{\text{equi}} = Fp * 8760$$

Donde:

$L_{\text{Línea MT}}$: pérdidas de energía en líneas de media tensión

$P_{\text{max MT}}$: pérdida máxima de potencia

T_{equi} : tiempo equivalente de pérdidas

Fp : factor de pérdidas

3.4.2.2. Pérdidas técnicas en aisladores

Apoyándonos en la información de (FIEE-UNI, 2016), las pérdidas por fuga de corriente en los aisladores se producen por la exposición de éstos a las condiciones atmosféricas naturales que existen en la zona de la concesión de Electro Puno, y ha sido siempre una preocupación para la empresa mantener estos dispositivos en condiciones óptimas en los sistemas de transmisión y distribución.

Para efectos de cálculo de pérdidas en aisladores de Electro Puno, se ha tomado 0.26 mA, para los alimentadores no costeros, según en anexo 11.

Las pérdidas de energía en aisladores se calculan con la siguiente ecuación:

$$L_{aisl} = P_{aisl} * N_{aisl} * 8760$$

Donde:

L_{aisl} : *pérdidas de energía en aisladores*

P_{aisl} : *pérdidas de potencia en aisladores*

N_{aisl} : *cantidad de aisladores*

3.4.2.3. Pérdidas técnicas en reguladores de tensión y transformadores elevadores

En los alimentadores que cuentan con un regulador de tensión o transformadores elevadores se calcularon las pérdidas técnicas al igual que un transformador, como las pérdidas en el hierro con los datos de los fabricantes y las pérdidas en los devanados con flujo de potencia.

Electro Puno cuenta con 3 reguladores en media tensión, 2 transformadores elevadores y un transformador reductor, instalados según el anexo 12.

3.4.2.4. Pérdidas técnicas en transformadores de distribución (SED)

Tomando como referencia el contenido de (R.C.D. N° 044-2015-OS/CD , 2015), las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución, han sido calculadas con análisis de flujo de potencia. Las pérdidas en el hierro, partir de la información de tablas de los fabricantes según la potencia nominal de cada transformador y las pérdidas en el cobre son la diferencia entre lo calculado por flujo de potencia y las pérdidas en el hierro.

Para la simulación del flujo de potencia de los transformadores, se identifican con el número de subestación de distribución.

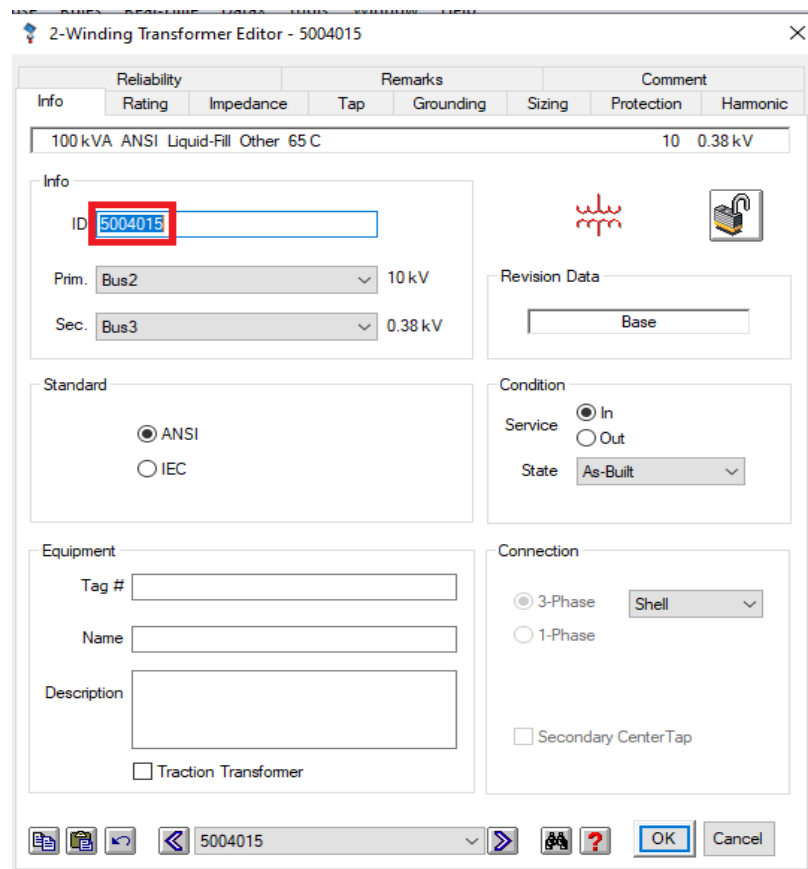


Figura N° 21: Edición de datos de un transformador en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Seguidamente, ingresa sus parámetros como tensión primaria y secundaria, potencia del transformador y la altitud a la cual está instalado.

2-Winding Transformer Editor - 5004015

Reliability Remarks Comment

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic

100 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C 10 0.38 kV

Voltage Rating kV FLA Nominal Bus kV Z Base

Prim. 10 5.774 10 kVA

Sec. 0.38 151.9 0.38 100

Other 65

Power Rating

kVA

Rated 100

Other 65

Derated 89.43

% Derating 10.6

MFR

Alert - Max

kVA

89.43

Derated kVA

User-Defined

Installation

Altitude 12500 ft

Ambient Temp. 30 °C

Type / Class

Type Sub Type Class Temp. Rise

Liquid-Fill Other Other 65

5004015 OK Cancel

Figura N° 22: Datos de tensión y potencia de un transformador en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Luego, se agrega los datos de impedancia, que por defecto ETAP lo calcula.

2-Winding Transformer Editor - 5004015

Reliability Remarks Comment

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic

100 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C 10 0.38 kV

Impedance

	%Z	X/R	R/X	%X	%R
Positive	3.7	2.92	0.342	3.5	1.199
Zero	3.7	2.92	0.342	3.5	1.199

Z Base

kVA

100

Other 65

Z Variation

@	% Tap	%Z	% Z Variation
-5		3.7	0
5		3.7	0

Z Tolerance

+ 0 %

No Load Test Data (Used for Unbalanced Load Flow only)

	% FLA	kW	% G	% B
Positive	0	0	0	0
Zero	0	0	0	0

Buried Delta Winding

Zero Seq. Impedance Typical Value

5004015 OK Cancel

Figura N° 23: Impedancia de un transformador en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Seguidamente se agrega una carga en el lado secundario del transformador, los valores de la carga son aquellos que registra el medidor totalizador que tiene la subestación de distribución, estos medidores registran máxima demanda de potencia activa y reactiva; en las subestaciones de distribución que no cuentan con estos medidores totalizadores, se asume una carga en proporción a la energía que consumen los clientes de esa subestación o en proporción a la potencia instalada, que en conjunto deben sumar a la potencia registrada por el medidor en la cabecera del alimentador en media tensión.

Static Load Editor - Load2

Reliability: Info Loading Cable/Vd Cable Amp Time Domain Hammonic

Remarks: Cable/Vd Cable Amp

Comment: Time Domain Hammonic

1 74.99 kW 21.02 kvar 0.38 kV Cable Info not available

Ratings

kV	kVA	kW	kvar	% PF	Amps	Grounding
0.38	77.88	74.99	21.02	96.29	118.3	<input type="checkbox"/>

Calculator...

Loading

Category	%	Load		Feeder Loss	
		kW	kvar	kW	kvar
1 Design	100	74.991	21.017	0	0
2 Normal	100	74.991	21.017	0	0
3 Brake	0	0	0	0	0
4 Winter Load	0	0	0	0	0
5 Summer Load	0	0	0	0	0
6 FL Reject	0	0	0	0	0
7 Emergency	0	0	0	0	0
8 Shutdown	0	0	0	0	0
9 Accident	0	0	0	0	0

Operating Load: 72.09 kW + j 20.2 kvar

Load2

OK Cancel

Figura N° 24: Edición de una carga en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Seguidamente se procede a correr el flujo de potencia y se puede visualizar los resultados del flujo de potencia.

Load Flow Analyzer

Study Reports

Ref.	Select	Reports
5004	<input checked="" type="checkbox"/>	

Project Report

Active Project All Project in Active Directory

Project: Juliaca5004

Report Type

General Info
 Bus Results
 Branch Results
 Loads
 Sources

Branch Type

Transformer
 Cable/Busway
 Line
 Reactor
 Impedance
 Equip Cable

Branch Info

Bus 1
 Bus 2
 Type
 Rating 1
 Rating 2
 Allowable

Unit

kVA
 MVA

Voltage

Voltage
 %

Load Flow Results

MW Flow
 Mvar Flow
 Amp Flow
 % PF
 % Loading
 % Voltage Drop
 kW Losses
 kvar Losses

Alert

Critical Loading 100 % 95 %
Marginal Voltage Drop 95 % 98 %

Display Options

Actual Value

Export... Find Help Close

ID	Type	kW Losses	kvar Losses	
97	5004666	Transf. 2W	0.727	1.12
98	5004668	Transf. 2W	0.14	0.14
99	5004670	Transf. 2W	1.04	3.74
100	5004680	Transf. 2W	1.1	3.95
101	5004690	Transf. 2W	1.8	5.27
102	5004694	Transf. 2W	0.963	3.47
103	5004850	Transf. 2W	0.169	0.261
104	Line1	Line	5.63	8.86
105	Line2	Line	0.0069	-0.0288
106	Line3	Line	17.16	27.03
107	Line4	Line	8.17	11.4
108	Line5	Line	17.33	24.6
109	Line6	Line	0.62	0.802
110	Line7	Line	0.224	0.29

Figura N° 25: Resultados del flujo de carga en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Finalmente, estos resultados se exportan en formato Excel para los cálculos respectivos.

En el anexo 13 se muestran los valores de pérdidas técnicas de los transformadores de distribución dados por el comité de normalización de bienes eléctricos del FONAFE. También en este anexo se encuentra la información de los transformadores de distribución instalados para suministrar a sus clientes en baja tensión, con relaciones de 10 /0.38 KV, 10/0.22 KV, 13.2/0.22 KV, 22.9/0.44KV y 22.9/0.22 KV.

3.4.2.5. Pérdidas técnicas en redes secundarias (BT)

Las pérdidas de potencia en las redes de baja tensión han sido calculadas mediante un análisis de flujo de potencia en las redes BT, de las subestaciones de distribución representativas, que se tomaron como muestra y que figuran en el sistema GIS; para

estimar la demanda de cada cliente asociado a la SED, el cálculo se realizó a partir de la energía facturada del mes de julio 2017.

Con los datos de pérdidas de potencia calculada por ETAP, se calcularon las pérdidas de energía en las redes secundarias con la siguiente ecuación:

$$L_{redes\ BT} = P_{max\ BT} * T_{equi}$$

$$T_{equi} = Fp * 8760$$

Donde:

L_{redes BT}: pérdidas de energía en redes de BT

P_{max BT}: pérdida máxima de potencia

T_{equi}: tiempo equivalente de pérdidas

Fp: factor de pérdidas

Electro Puno para el 2017 tenía instalado las redes de baja tensión según se muestra en el anexo 14.

3.4.2.6. Pérdidas de energía en acometidas

Las pérdidas de energía en las acometidas domiciliarias se producen por efecto Joule en el conductor, su valor depende de la longitud y la carga que transporta, lo cual se ha calculado tomando los datos de consumo de los clientes que se tiene en Electro Puno para el mes de máxima demanda (julio - 2017), según el anexo 15, mediante una equivalencia con la demanda total en el medidor totalizador, se calcularon las demandas proporcionales de cada suministro de acuerdo al rango de consumo.

Las acometidas domiciliarias monofásicas normalmente son de conductor concéntrico de cobre de 4 mm² de sección y en pocos casos se usa 6 mm² y 10mm² de sección para suministros trifásicos. Los tipos de conductores que se utilizan generalmente

para las instalaciones en acometidas domiciliarias son: conductor concéntrico SET (aérea) y conductor NYY (subterránea).

Las pérdidas de potencia en la acometida en condiciones de máxima demanda, se calcularon el flujo de potencia para cada suministro según su parámetro de consumo, indicado en el anexo 15.

Después de ingresar los conductores de baja tensión, agregamos las acometidas como conductores con los calibres adecuados, con una longitud promedio aproximada de 15 metros.

The screenshot shows the 'Cable Editor - 230' window. It features a table at the top with columns: Sizing - Phase, Sizing - GND/PE, Reliability, Routing, Remarks, and Comment. Below the table, there are several input fields and dropdown menus. The 'Length' field is highlighted with a red box and contains the value '15'. Other fields include 'ID' (B30), 'From' (ACOMETIDAS), 'To' (Bus1), 'Equipment' (Tag #, Name, Description), 'Condition' (Service: In/Out, State: As-Built), and 'Connection' (3 Phase/1 Phase). The 'Length' field is also accompanied by a 'Tolerance' field set to 0% and a 'Library' section with a 'Link to Library' checkbox.

Figura N° 26: Edición de la longitud de la acometida en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Seguidamente agregamos las cargas, indicando si el suministro en monofásico o trifásico.

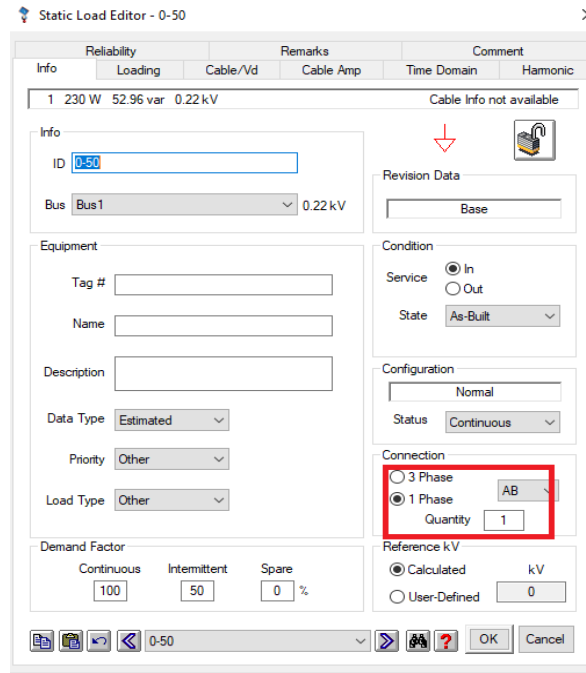


Figura N° 27: Elección del tipo de acometida en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Seguidamente se precisa la carga de cada suministro.

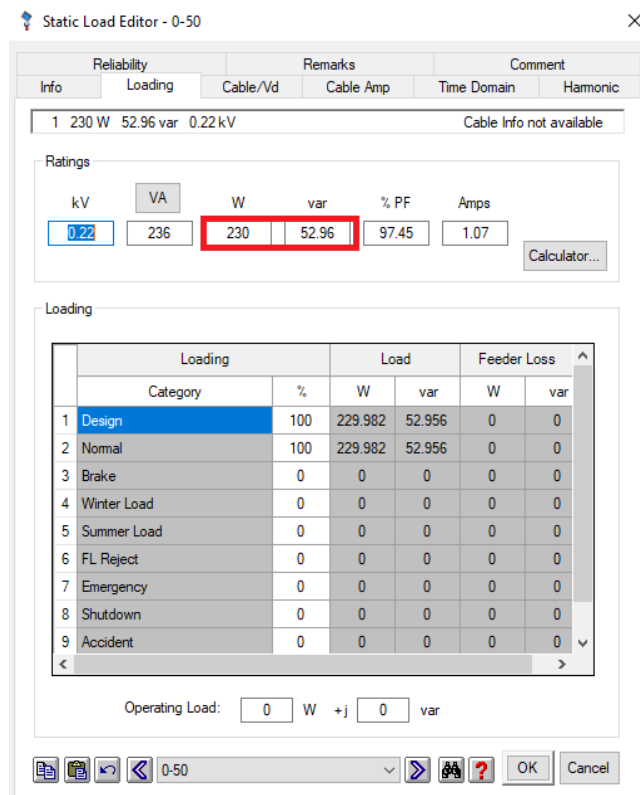


Figura N° 28: Edición de la carga de suministro en Etap

Elaborado por el equipo de trabajo

Finalmente, se corre el flujo de potencia para obtener las pérdidas de potencia, las pérdidas de energía producidas en las acometidas domiciliarias se calculan con la siguiente expresión:

$$L_{Acom-BT} = F_p * P_{Acom-BT}^{max} * T$$

Dónde:

$L_{Acom-BT}$: Pérdidas en acometidas BT.

$P_{Acom-BT}^{max}$: Pérdidas de potencia en condiciones de máxima demanda.

F_p : Factor de pérdidas.

T : Tiempo.

3.4.2.7. Pérdidas de energía en medidores de energía

Para estimar las pérdidas de energía y potencia en medidores, se consideró los catálogos y especificaciones técnicas de los medidores, se obtuvieron valores representativos de pérdidas en las bobinas de tensión y corriente para el parque de medidores monofásicos y trifásicos de Electro Puno, los mismos que se muestran en el anexo 16.

3.4.3. Pérdidas no técnicas

Para calcular las pérdidas no técnicas o comerciales en cada sistema eléctrico se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{com} = P_{total} - P_{tec}$$

Dónde:

P_{Com} = Pérdidas no técnicas

P_{total} = Pérdidas totales del Sistema Eléctrico.

P_{tec} = Pérdidas técnicas.

3.5. VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN

Tabla N° 7: Operacionalización de variables

Variable(s)	Definición Conceptual	Definición operacional	Dimensiones	indicadores
Pérdidas de energía eléctrica	En todo sistema eléctrico de potencia la eficiencia de los componentes se halla limitado por las características técnicas que poseen; por lo que su rendimiento nunca alcanza el 100% dando lugar a la existencia de las pérdidas. Las pérdidas siempre están presentes en cada etapa y representan la eficiencia de cada elemento dentro del sistema.	Será descrito y cuantificado a través de la revisión y análisis documental, en campo y sistemas de información de la empresa.	Etapas	Pérdidas en generación
				Pérdidas en Sub transmisión y transformación
				Pérdidas en Distribución Primaria
				Pérdidas en Distribución Secundaria
Pérdidas Técnicas	Las pérdidas técnicas hacen referencia aquella energía que es consumida por los diversos elementos que intervienen en los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución. Se presentan en mayor proporción debido al transporte de la energía eléctrica por conductores y transformadores debido al efecto joule, del mismo modo a la afectación del efecto corona a las líneas de transmisión	Será cuantificado a través del procesamiento y análisis de datos tales como sistemas de medición, cálculos matemáticos y programas informáticos de la empresa.	Causas	Pérdidas por efecto corona
				Pérdidas por efecto Joule
				Pérdidas por corrientes Parásitas e Histeresis
Pérdidas no Técnicas	Las pérdidas de energía no técnicas hacen referencia a la energía consumida por ciertos usuarios por la cual el concesionario no recibe pago alguno. Estas pérdidas son generadas por factores ajenos a las instalaciones eléctricas, pero si van relacionados con aspectos administrativos de la empresa y comportamientos sociales del medio.	Será cuantificado mediante el análisis y procesamiento de información, datos estadísticos y cálculos matemáticos.	Tipos	Pérdidas por Fraude
				Pérdidas por Hurto
				Pérdidas por Administración

Elaborado por el equipo de trabajo



CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ELECTRO PUNO

4.1.1. Pérdidas totales de energía eléctrica

4.1.1.1. Balance de energía en distribución

4.1.1.1.1. Compra de energía

Electro puno, compró energía a las distintas empresas generadores con las que tiene un contrato de suministro en 9 puntos de compra, para la transmisión y distribución de energía eléctrica para sus clientes. Para el ejercicio 2017, la energía comprada fue 364,448.72 MW.h, estos datos se muestran en la tabla N° 8.

Tabla N° 8: Compra de energía de Electro Puno - 2017

Barra de compra	Compra de energía (MW.h)
Puno 60 kV	98,714.73
Puno 22.9 kV	9,891.79
Juliaca 22.9 kV	32,025.36
Juliaca 10 kV	126,669.43
Azangaro 22.9 kV	15,257.73
Azangaro 60 kV	68,223.68
Ayaviri 22.9 kV	4,669.56
Ayaviri 10 kV	5,881.21
San Gaban 22.9 kV	3,115.23
Total ELPU	364,448.72

Fuente: (Electro Puno – Gerencia Comercial)

4.1.1.1.2. Pérdidas de energía en generación

Electro Puno en su central hidroeléctrica de Chijisía en el año 2017 generó un total de 18,143.43 Mw.h, las pérdidas en generación resultaron 69.09 Mw.h, equivalente 0.38%; por lo que la generación neta fue 18,074.34 Mw.h.

Tabla N° 9: Generación propia de energía de Electro Puno - 2017

Grupo de generación	Generación Total (MW.h)	Pérdidas en generación (Mw.h)	Generación Neta (MW.h)	Pérdidas en generación (%)
Grupo 1	6,596.92			
Grupo 2	6,858.66	69.09	18,074.34	0.38%
Grupo 3	4,687.86			
Total ELPU	18,143.43	69.09	18,074.34	0.38%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.1.3. Pérdidas de energía en transmisión y transformación

Las pérdidas por transmisión en las líneas de 60 KV y por transformación en los transformadores de potencia, resultaron 9,717.43 Mw.h equivalente a 2.67 % de la total de la compra de energía, que se presenta en la tabla N° 10.

Tabla N° 10: Pérdidas en transmisión y transformación de Electro Puno - 2017

Pérdidas de energía en transmisión (Mw.h)	Pérdidas de energía en transmisión (%)	Pérdidas de energía en transformación (Mw.h)	Pérdidas de energía en transmisión (%)	Pérdidas Totales (Mw.h)	Pérdidas Totales (%)
7,614.58	2.09%	2,102.85	0.58%	9,717.43	2.67%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.1.4. Energía entregada al sistema de distribución

De total de la energía comprada y generada, solo 372,805.63 Mw.h fue entregada y distribuida a los alimentadores primarios para su distribución y disgregados en los 12 sistemas eléctricos, estos resultados se muestran en la tabla N° 11.

Tabla N° 11: Energía entregada a los sistemas eléctricos de Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Energía distribuida (MW.h)
Juliaca	50	158,694.79
Puno	01	66,055.80
Totorani	02	9,891.79
Azángaro	80	15,257.73
Sandia	75	4,080.24
Huancané	40	7,737.77
Ananea	30	60,036.71
Antauta	90	8,315.24
Ayaviri	60	10,550.77
Ilave	10	14,454.89
Pomata	20	14,614.67
San Gabán	95	3,115.23
Total ELPU		372,805.63

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.1.5. Venta de energía

Las ventas de energía en el año 2017 de Electro Puno fueron de 33,4016 MW.h, tanto a clientes en media tensión, en subestación de distribución y en baja tensión, estos se muestran en la Tabla N° 12.

Tabla N° 12: Venta de energía de Electro Puno - 2017

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Venta en MT (MW.h)	Venta en SED (MW.h)	Venta en BT (MW.h)	Total (MW.h)
Juliaca	50	39,306.98	12,937.14	86,433.30	138,677.42
Puno	01	14,619.61	4,461.37	42,253.41	61,334.38
Totorani	02	1,187.50	1,511.57	5,674.17	8,373.23
Azángaro	80	1,227.03	3,702.81	7,881.12	12,810.95
Sandia	75	295.74	1,519.40	1,752.98	3,568.12
Huancané	40	548.17	2,397.38	3,405.13	6,350.68
Ananea	30	46,555.94	1,167.13	9,654.99	57,378.07
Antauta	90	3,558.62	1,523.74	2,688.97	7,771.33
Ayaviri	60	1,204.37	1,585.02	6,063.44	8,852.83
Ilave	10	1,860.88	3,860.10	6,329.27	12,050.25
Pomata	20	1,577.58	4,636.66	7,303.79	13,518.04
San Gabán	95	1,296.35	935.56	696.51	2,928.42
Total ELPU		113,238.77	40,237.87	180,137.10	333,613.74

Fuente: (Electro Puno - Gerencia Comercial)

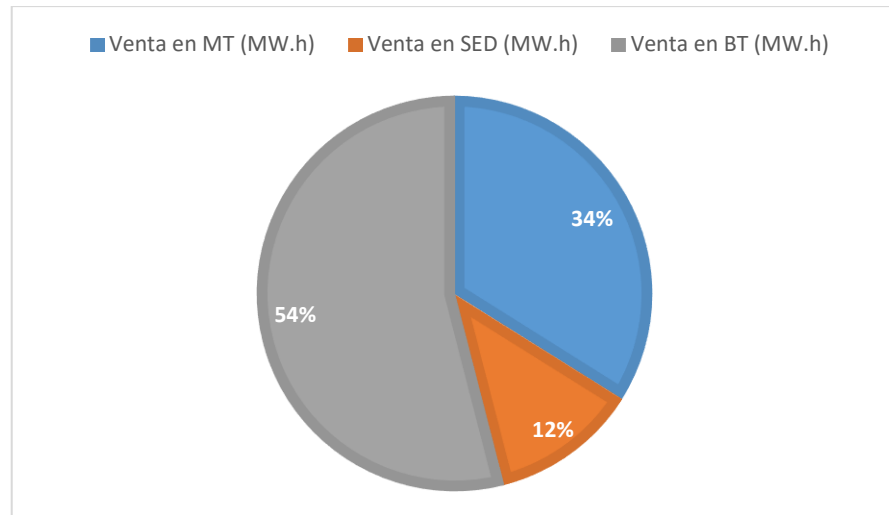


Figura N° 29: Venta de energía

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.2. Pérdidas totales de energía

Las pérdidas totales en distribución de Electro Puno resultaron 39,191.89 MW.h que equivale a 10.51% para el ejercicio 2017, también para cada sistema de distribución, que se muestran en la tabla N° 13.

Tabla N° 13: Pérdidas de energía en distribución de Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas en distribución (MW.h)	Pérdidas en distribución (%)
Juliaca	50	20,017.36	12.61%
Puno	01	4,721.42	7.15%
Totorani	02	1,518.56	15.35%
Azángaro	80	2,446.78	16.04%
Sandia	75	512.12	12.55%
Huancané	40	1,387.09	17.93%
Ananea	30	2,658.64	4.43%
Antauta	90	543.91	6.54%
Ayaviri	60	1,697.94	16.09%
Ilave	10	2,404.63	16.64%
Pomata	20	1,096.64	7.50%
San Gabán	95	186.80	6.00%
Total ELPU		39,191.89	10.51%

Elaborado por el equipo de trabajo



4.2. PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA

Factor de pérdidas

Los factores de pérdidas para cada sistema eléctrico de distribución se muestran en la tabla N° 14.

Tabla N° 14: Factores de pérdidas en los sistemas de distribución de Electro Puno

Sistema de distribución	Cod. SET	Factor de Pérdidas
Juliaca	50	0.46
Puno	01	0.47
Totorani	02	0.36
Azángaro	80	0.29
Sandia	75	0.31
Huancané	40	0.28
Ananea	30	0.82
Antauta	90	0.29
Ayaviri	60	0.36
Ilave	10	0.40
Pomata	20	0.28
San Gabán	95	0.43

Elaborado por el equipo de trabajo

4.2.1. Pérdidas técnicas de energía en distribución primaria (MT)

4.2.1.1. Pérdidas técnicas en líneas primarias

Las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las líneas de media tensión resultaron 7,909.40 Mw.h, equivalente a 2.12 %, estos se muestran en el anexo 10 y por cada sistema eléctrico en la tabla N° 15.



Tabla N° 15: Pérdidas técnicas de energía en Líneas MT

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas técnicas en Líneas MT (MW.h)	Pérdidas técnicas en Líneas MT (%)
Juliaca	50	4,348.24	2.74%
Puno	01	1,136.16	1.72%
Totorani	02	94.96	0.96%
Azángaro	80	131.22	0.86%
Sandia	75	95.89	2.35%
Huancané	40	109.88	1.42%
Ananea	30	1,152.70	1.92%
Antauta	90	83.98	1.01%
Ayaviri	60	228.95	2.17%
Ilave	10	281.87	1.95%
Pomata	20	211.91	1.45%
San Gabán	95	33.64	1.08%
Total ELPU		7,909.40	2.12%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.2.1.2. Pérdidas técnicas en aisladores

Las pérdidas en los aisladores resultaron 2,571.06 Mw.h, equivalente a 0.69 %; los resultados se muestran por cada sistema eléctrico en la tabla N° 16.

Tabla N° 16: Pérdidas en aisladores MT de Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas de aisladores (MW.h)	Pérdidas en aisladores MT (%)
Juliaca	50	519.79	0.33%
Puno	01	44.03	0.07%
Totorani	02	197.44	2.00%
Azángaro	80	338.29	2.22%
Sandia	75	59.68	1.46%
Huancané	40	281.07	3.63%
Ananea	30	143.82	0.24%
Antauta	90	72.24	0.87%
Ayaviri	60	198.20	1.88%
Ilave	10	364.73	2.52%
Pomata	20	328.89	2.25%
San Gabán	95	22.89	0.73%
Total ELPU		2,571.06	0.69%

Elaborado por el equipo técnico

4.2.1.3. Pérdidas técnicas en reguladores de tensión y transformadores elevadores y reductores

Las pérdidas técnicas de energía eléctrica en los reguladores de tensión, transformadores elevadores y reductores en media tensión se calcularon con flujo de potencia en ETAP, que resultaron 448.90 Mw.h, equivalente a 0.12 %, que se muestran en la tabla N° 17.

Tabla N° 17: Pérdidas técnicas de energía en Reguladores y elevadores de tensión en MT de Electro Puno 2017

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas en reguladores y elevadores de tensión MT (MW.h)	Pérdidas en reguladores y elevadores de tensión MT (%)
Juliaca	50	317.39	0.20%
Puno	01	0.00	0.00%
Totorani	02	61.33	0.62%
Azángaro	80	70.19	0.46%
Sandia	75	0.00	0.00%
Huancané	40	0.00	0.00%
Ananea	30	0.00	0.00%
Antauta	90	0.00	0.00%
Ayaviri	60	0.00	0.00%
Ilave	10	0.00	0.00%
Pomata	20	0.00	0.00%
San Gabán	95	0.00	0.00%
Total ELPU		448.90	0.12%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.2.1.4. Pérdidas técnicas en transformadores de distribución

Con el flujo de potencia en ETAP, se calcularon las pérdidas de potencia totales, tanto en los devanados (cobre) y en el núcleo (fierro), esto se muestra en la Figura N° 30.

ID	Type	kW Losses	kvar Losses	
1	5011B49	Transf. 2W	0.201	0.201
2	5011B50	Transf. 2W	0.128	0.128
3	5004001	Transf. 2W	0.804	2.35
4	5004002	Transf. 2W	0.843	2.46
5	5004010	Transf. 2W	0.842	2.46
6	5004011	Transf. 2W	0.634	1.85
7	5004012	Transf. 2W	0.844	2.46
8	5004013	Transf. 2W	1.2	4.32
9	5004014	Transf. 2W	0.534	0.822
10	5004015	Transf. 2W	0.8	2.34
11	5004019	Transf. 2W	0.884	2.58
12	5004022	Transf. 2W	0.526	0.81
13	5004023	Transf. 2W	0.632	0.973
14	5004024	Transf. 2W	5,542	0.834

Figura N° 30: Resultados del flujo de potencia de transformadores en ETAP

Elaborado por el equipo de trabajo

Luego se calcularon las pérdidas de energía en transformadores de distribución, que resultaron 8,098.84 MW.h, que equivale a 2.18 %, disgregados por cada sistema eléctrico, como se muestra en la tabla N° 18.

Tabla N° 18: Pérdidas de energía en Transformadores Electro Puno - 2017

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas en Cu (MW.h)	Pérdidas en Cu (%)	Pérdidas en Fe (MW.h)	Pérdidas en Fe (%)
Juliaca	50	1,324.26	0.83%	2,831.18	1.78%
Puno	01	231.18	0.35%	643.28	0.97%
Totorani	02	185.38	1.87%	290.60	2.94%
Azángaro	80	140.27	0.92%	435.64	2.86%
Sandía	75	60.97	1.49%	143.71	3.52%
Huancané	40	92.46	1.19%	191.04	2.47%
Ananea	30	172.97	0.29%	263.12	0.44%
Antauta	90	68.09	0.82%	126.05	1.52%
Ayaviri	60	94.32	0.89%	164.62	1.56%
Ilave	10	133.81	0.93%	289.13	2.00%
Pomata	20	37.49	0.26%	114.97	0.79%
San Gabán	95	15.16	0.49%	49.17	1.58%
Total ELPU		2,556.35	0.69%	5,542.49	1.49%

Elaborado por el equipo de trabajo

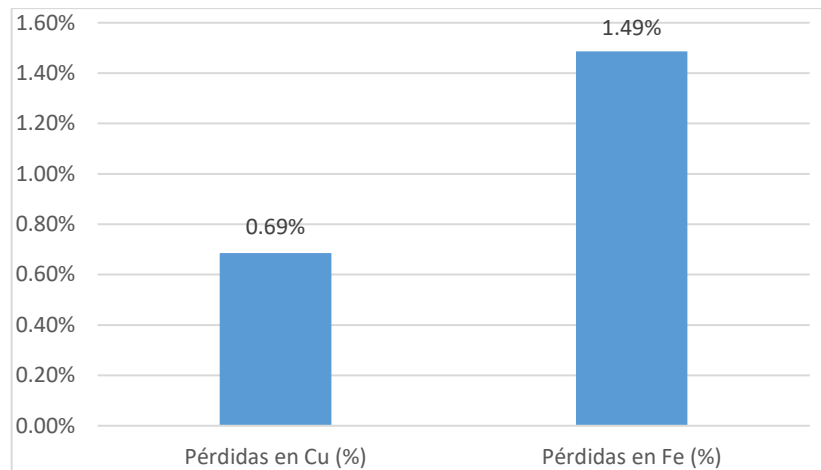


Figura N° 31: Pérdidas técnicas en transformadores

Elaborado por el equipo de trabajo

4.2.1.5. Resumen de pérdidas técnicas en distribución primaria

Las pérdidas técnicas en media tensión, en cada componente del sistema de distribución, fueron 19,028.21 Mw.h, equivalente a 5.10%, distribuidos por sistema eléctrico como se presentan en la tabla N° 19.

Tabla N° 19: Pérdidas de energía en redes de baja tensión

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas técnicas en Líneas MT (MW.h)	Pérdidas técnicas en Líneas MT (%)	Pérdidas en aisladores MT (MW.h)	Pérdidas en aisladores MT (%)	Pérdidas en reguladores y elevadores de tensión MT (MW.h)	Pérdidas en reguladores y elevadores de tensión MT (%)	Pérdidas técnicas en transformador de distribución (Mw.h)	Pérdidas técnicas en transformador de distribución (%)
Juliaca	50	4,348.24	2.74%	519.79	0.33%	317.39	0.20%	4,155.44	2.62%
Puno	01	1,136.16	1.72%	44.03	0.07%	0.00	0.00%	874.45	1.32%
Totorani	02	94.96	0.96%	197.44	2.00%	61.33	0.62%	475.98	4.81%
Azángaro	80	131.22	0.86%	338.29	2.22%	70.19	0.46%	575.90	3.77%
Sandia	75	95.89	2.35%	59.68	1.46%	0.00	0.00%	204.67	5.02%
Huancané	40	109.88	1.42%	281.07	3.63%	0.00	0.00%	283.50	3.66%
Ananea	30	1,152.70	1.92%	143.82	0.24%	0.00	0.00%	436.09	0.73%
Antauta	90	83.98	1.01%	72.24	0.87%	0.00	0.00%	194.14	2.33%
Ayaviri	60	228.95	2.17%	198.20	1.88%	0.00	0.00%	258.94	2.45%
Ilave	10	281.87	1.95%	364.73	2.52%	0.00	0.00%	422.94	2.93%
Pomata	20	211.91	1.45%	328.89	2.25%	0.00	0.00%	152.45	1.04%
San Gabán	95	33.64	1.08%	22.89	0.73%	0.00	0.00%	64.33	2.06%
Total ELPU		7,909.40	2.12%	2,571.06	0.69%	448.90	0.12%	8,098.84	2.17%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.2.2. Pérdidas técnicas de energía distribución secundaria (BT)

4.2.2.1. Pérdidas técnicas en redes secundarias

Con la simulación de flujo de potencia en las redes de baja tensión en ETAP, se calcularon las pérdidas de potencia, estos se muestran en la figura N° 32.

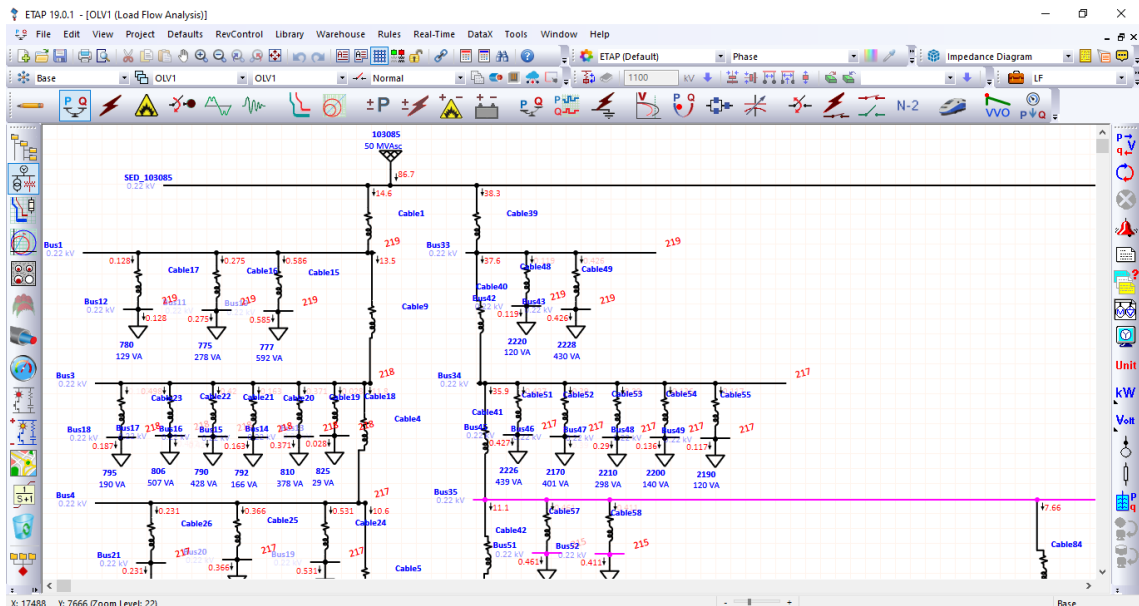


Figura N° 32: Flujo de potencia de redes de baja tensión en ETAP

Elaborado por el equipo de trabajo

Con los resultados de las pérdidas de potencia en las redes de baja tensión se muestran en el anexo 14 y los factores de pérdidas, se calcularon las pérdidas técnicas de energía eléctrica en redes de baja tensión, que resultaron 6,115.47 Mw.h, que equivale a 1.64%, mostrados en la tabla N° 20, por cada sistema eléctrico.

Tabla N° 20: Pérdidas de energía en redes de baja tensión

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas en redes BT (MW.h)	Pérdidas en redes BT (%)
Juliaca	50	3,513.86	2.21%
Puno	01	956.80	1.45%
Totorani	02	242.43	2.45%
Azángaro	80	417.15	2.73%
Sandia	75	43.24	1.06%
Huancané	40	99.65	1.29%
Ananea	30	131.17	0.22%
Antauta	90	125.39	1.51%
Ayaviri	60	272.30	2.58%
Ilave	10	188.54	1.30%
Pomata	20	112.52	0.77%
San Gabán	95	12.43	0.40%
Total ELPU		6,115.47	1.64%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.2.2.2. Pérdidas técnicas de energía en acometidas

Las simulaciones del flujo de potencia en las acometidas se realizaron como se muestran en la figura N° 33.

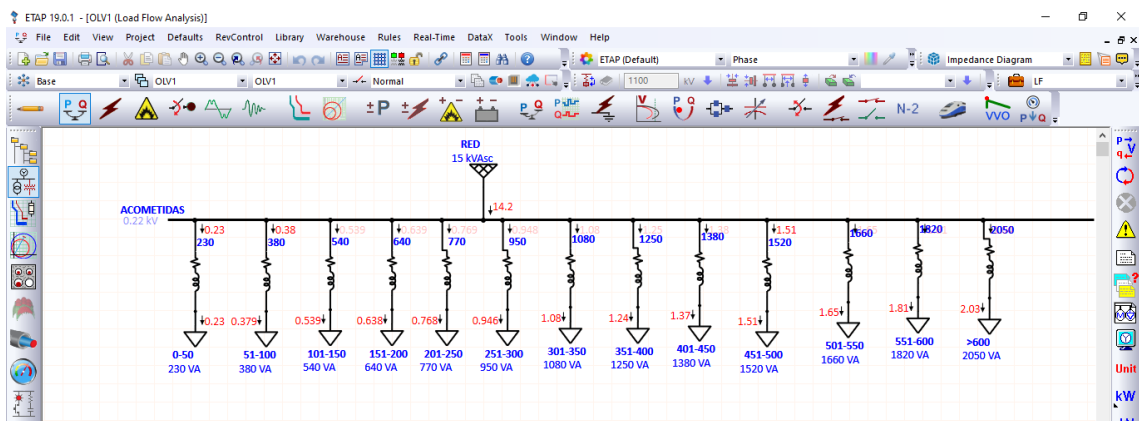


Figura N° 33: Flujo de potencia de acometidas en ETAP

Elaborado por el equipo de trabajo

Con los resultados de la simulación en ETAP, se calcularon las pérdidas de potencia en las acometidas, estos se muestran en el anexo 15 y los factores de pérdidas,

se calcularon las pérdidas de energía en las acometidas, que resultaron 845.48 Mw.h, que equivale a 0.23 %, disgregados por cada sistema eléctrico, se muestran en la tabla N° 21.

Tabla N° 21: Pérdidas técnicas de energía en acometidas

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas en acometidas en BT (MW.h)	Pérdidas en acometidas en BT (%)
Juliaca	50	392.98	0.25%
Puno	01	169.39	0.26%
Totorani	02	21.82	0.22%
Azángaro	80	28.70	0.19%
Sandia	75	8.14	0.20%
Huancané	40	18.18	0.23%
Ananea	30	80.90	0.13%
Antauta	90	11.98	0.14%
Ayaviri	60	25.42	0.24%
Ilave	10	46.43	0.32%
Pomata	20	36.91	0.25%
San Gabán	95	4.64	0.15%
Total ELPU		845.48	0.23%

Elaborado por el equipo de trabajo

Las pérdidas de energía en las acometidas tienden a incrementar, debido a que la carga de una vivienda es creciente; otro motivo que hace estos incrementen significativamente son el material, anteriormente se usaba el cobre, sin embargo, en los costos de conexión en la actualidad se usa el aluminio, pero el calibre de la acometida no de incrementa como normalmente debería ocurrir.

4.2.2.3. Pérdidas de energía en medidores

Las pérdidas de energía en los medidores resultaron 3,281.71 Mw.h, que equivale a 0.88%, estos resultados se muestran en la tabla N° 22 por cada sistema eléctrico.

Tabla N° 22: Pérdidas técnicas de energía en medidores

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas en medidores (MW.h)	Pérdidas en medidores (%)
Juliaca	50	1,263.58	0.80%
Puno	01	452.70	0.69%
Totorani	02	147.54	1.49%
Azángaro	80	313.34	2.05%
Sandia	75	51.93	1.27%
Huancané	40	181.01	2.34%
Ananea	30	84.75	0.14%
Antauta	90	52.33	0.63%
Ayaviri	60	199.18	1.89%
Ilave	10	283.57	1.96%
Pomata	20	230.60	1.58%
San Gabán	95	21.17	0.68%
Total ELPU		3,281.71	0.88%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.2.2.4. Resumen de pérdidas de energía en distribución secundaria

Las pérdidas técnicas de energía en las redes, acometidas de baja tensión y medidores han resultado 10,242.67 MW.h, equivalente a 2.75 %, disgregados por cada sistema eléctrico, mostrado en la tabla N° 23.

Tabla N° 23: Pérdidas técnicas de Energía en BT Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas en redes BT (MW.h)	Pérdidas en redes BT (%)	Pérdidas en acometidas en BT (MW.h)	Pérdidas en acometidas en BT (%)	Pérdidas en medidores en BT (MW.h)	Pérdidas en medidores en BT (%)
Juliaca	50	3,513.86	2.21%	392.98	0.25%	1,263.58	0.80%
Puno	01	956.80	1.45%	169.39	0.26%	452.70	0.69%
Totorani	02	242.43	2.45%	21.82	0.22%	147.54	1.49%
Azángaro	80	417.15	2.73%	28.70	0.19%	313.34	2.05%
Sandia	75	43.24	1.06%	8.14	0.20%	51.93	1.27%
Huancané	40	99.65	1.29%	18.18	0.23%	181.01	2.34%
Ananea	30	131.17	0.22%	80.90	0.13%	84.75	0.14%
Antauta	90	125.39	1.51%	11.98	0.14%	52.33	0.63%
Ayaviri	60	272.30	2.58%	25.42	0.24%	199.18	1.89%
Ilave	10	188.54	1.30%	46.43	0.32%	283.57	1.96%
Pomata	20	112.52	0.77%	36.91	0.25%	230.60	1.58%
San Gabán	95	12.43	0.40%	4.64	0.15%	21.17	0.68%
Total ELPU		6,115.47	1.64%	845.48	0.23%	3,281.71	0.88%

Elaborado por el equipo de trabajo

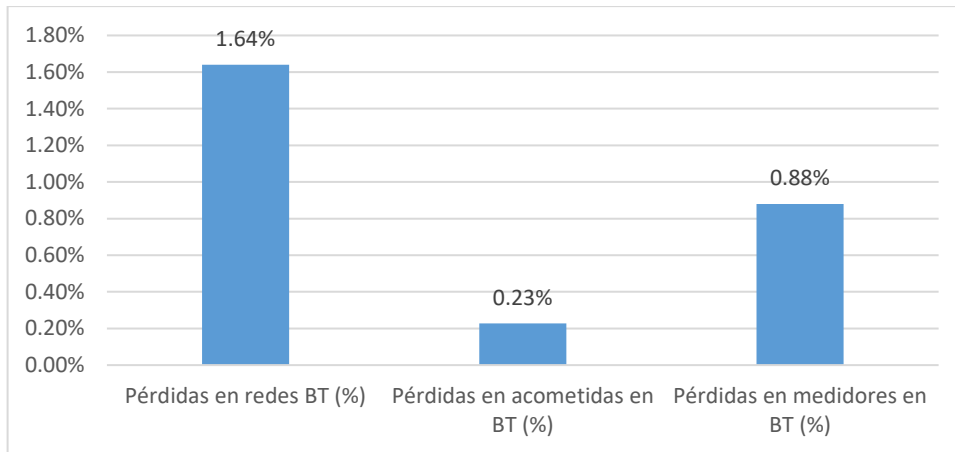


Figura N° 34: Pérdidas técnicas en baja tensión (BT)

Elaborado por el equipo de trabajo

4.3. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA

4.3.1. Pérdidas no técnicas en distribución primaria (MT)

Las pérdidas no técnicas fueron 69.67 MW.h, equivalente a 0.02%, como se muestra en la tabla N° 24.

Tabla N° 24: Pérdidas no técnicas en MT - Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas no técnicas en MT (MW.h)	Pérdidas no técnicas MT (%)
Juliaca	50	45.15	0.03%
Puno	01	0.00	0.00%
Totorani	02	0.00	0.00%
Azángaro	80	0.60	0.00%
Sandia	75	0.00	0.00%
Huancané	40	0.00	0.00%
Ananea	30	2.93	0.00%
Antauta	90	0.00	0.00%
Ayaviri	60	20.98	0.20%
Ilave	10	0.00	0.00%
Pomata	20	0.00	0.00%
San Gabán	95	0.00	0.00%
Total ELP		69.67	0.02%

Elaborado por el equipo de trabajo

Estas pérdidas fueron por errores administrativos, específicamente errores en el proceso de facturación.



4.3.2. Pérdidas no técnicas en distribución secundaria (BT)

Las pérdidas no técnicas en BT han resultado 9,411.23 MW.h, equivalente a 2.64 %, mostradas en la tabla N° 25, estas obedecen a problemas de hurtos, fraudes y administrativos disgregados en la Tabla N° 26 para mayor detalle.

Tabla N° 25: Pérdidas No Técnicas en Baja Tensión Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas no técnicas en BT (MW.h)	Pérdidas no técnicas en BT (%)
Juliaca	50	5,464.12	3.44%
Puno	01	1,087.88	1.65%
Totorani	02	277.05	2.80%
Azángaro	80	568.22	3.72%
Sandia	75	48.56	1.19%
Huancané	40	413.80	5.35%
Ananea	30	626.28	1.04%
Antauta	90	3.84	0.05%
Ayaviri	60	493.97	4.68%
Ilave	10	816.55	5.65%
Pomata	20	23.35	0.16%
San Gabán	95	27.71	0.89%
Total ELP		9,851.34	2.64%

Elaborado por el equipo de trabajo

Las pérdidas de energía en baja tensión fueron clasificadas en hurto, fraude y por administración, de esta clasificación, los resultados fueron como se muestra en la tabla N° 26.

Tabla N° 26: Clasificación de pérdidas No Técnicas en Baja Tensión Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas por hurto (MW.h)	Pérdidas por hurto (%)	Pérdidas por fraude (MW.h)	Pérdidas por fraude (%)	Pérdidas por administración (MW.h)	Pérdidas por administración (%)
Juliaca	50	546.41	10.00%	4,799.90	87.84%	117.80	2.16%
Puno	01	87.03	8.00%	909.47	83.60%	91.38	8.40%
Totorani	02	5.54	2.00%	255.78	92.32%	15.73	5.68%
Azángaro	80	22.73	4.00%	511.40	90.00%	34.09	6.00%
Sandia	75	0.97	2.00%	38.85	80.00%	8.74	18.00%
Huancané	40	12.41	3.00%	380.70	92.00%	20.69	5.00%
Ananea	30	18.79	3.00%	404.02	64.51%	203.47	32.49%
Antauta	90	0.00	0.00%	3.27	85.00%	0.58	15.00%
Ayaviri	60	19.76	4.00%	464.33	94.00%	9.88	2.00%
llave	10	73.49	9.00%	501.86	61.46%	241.21	29.54%
Pomata	20	1.17	5.00%	4.39	18.81%	17.79	76.19%
San Gabán	95	0.83	3.00%	9.70	35.00%	17.18	62.00%
Total ELPU		789.13	8.01%	8,283.67	84.09%	778.54	7.90%

Elaborado por el equipo de trabajo

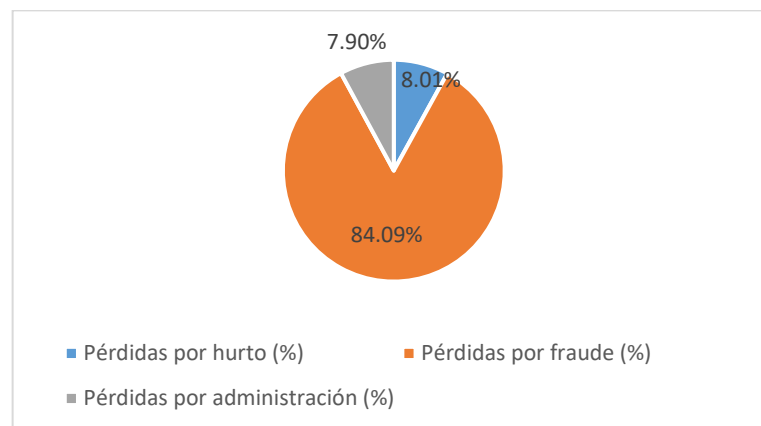


Figura N° 35: Pérdidas no técnicas en baja tensión (BT)

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4. RESUMEN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

Las pérdidas en distribución de Electro Puno resultaron 10.51 %, de esto 7.85 % corresponden a pérdidas técnicas y 2.66 % a pérdidas no técnicas, para el año 2017, como se muestra en el anexo 8 y desgregado por sistemas de distribución se muestra en la tabla N° 27.

Tabla N° 27: Resumen de pérdidas en los sistemas eléctricos de Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas técnicas en distribución (%)	Pérdidas no técnicas en distribución (%)	Pérdidas totales en distribución (%)
Juliaca	50	9.14%	3.47%	12.61%
Puno	01	5.50%	1.65%	7.15%
Totorani	02	12.55%	2.80%	15.35%
Azángaro	80	12.29%	3.75%	16.04%
Sandia	75	11.36%	1.19%	12.55%
Huancané	40	12.58%	5.35%	17.93%
Ananea	30	3.38%	1.05%	4.43%
Antauta	90	6.49%	0.05%	6.54%
Ayaviri	60	11.21%	4.88%	16.09%
Ilave	10	10.99%	5.65%	16.64%
Pomata	20	7.34%	0.16%	7.50%
San Gabán	95	5.11%	0.89%	6.00%
Total ELP		7.85%	2.66%	10.51%

Elaborado por el equipo de trabajo

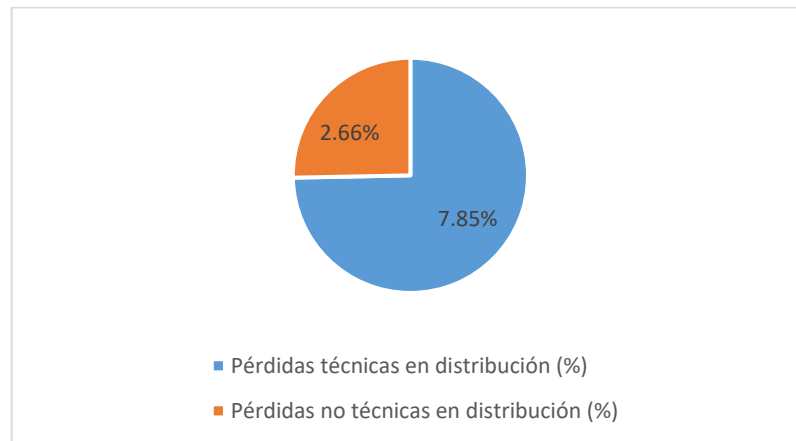


Figura N° 36: Incidencia de pérdidas por sistemas de distribución

Elaborado por el equipo de trabajo

4.5. PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Las pérdidas estándar total de Electro Puno resultaron 6.86 %, de esto 5.71 % corresponden a pérdidas técnicas estándar y 1.69 % a pérdidas no técnicas estándar, para el año 2017, desglosado por sistemas de distribución se muestra en la tabla N° 28.

Tabla N° 28: Resumen de pérdidas estándar en los sistemas eléctricos

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas Técnicas estándar (%)	Pérdidas No Técnicas estándar (%)	Pérdidas Totales estándar (%)
Juliaca	50	5.82%	1.63%	7.46%
Puno	01	6.08%	1.80%	7.88%
Totorani	02	6.71%	1.76%	8.46%
Azángaro	80	6.40%	1.59%	7.99%
Sandia	75	7.36%	1.17%	8.54%
Huancané	40	6.57%	1.39%	7.96%
Ananea	30	2.77%	0.46%	3.23%
Antauta	90	4.46%	0.92%	5.38%
Ayaviri	60	5.73%	1.78%	7.50%
Ilave	10	6.16%	1.36%	7.52%
Pomata	20	6.32%	1.40%	7.72%
San Gabán	95	6.20%	0.63%	6.83%
Total ELP		5.17%	1.69%	6.86%

Elaborado por el equipo de trabajo

4.6. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Las pérdidas de energía eléctrica total en distribución resultaron 10.51% a nivel de toda la concesión de Electro Puno, también se determinaron las pérdidas de energía eléctrica en los 12 sistemas eléctricos de Electro Puno, siendo los más altos el sistema eléctrico Huancané con 17.93%, seguido de Ilave con 16.64% y Ayaviri con 16.09%, por lo que los planes para la reducción de pérdidas que Electro Puno debe implementar serían en estos sistemas; sin embargo, la representatividad en energía de estas pérdidas en los sistemas a nivel total, no representan valores significativos, por lo que reducir las pérdidas en estos sistemas eléctricos, no tendrá un impacto favorable a nivel total. Para identificar el sistema de distribución con mayor representatividad o incidencia de pérdidas se presenta la tabla N° 29.

Tabla N° 29: Incidencia de pérdidas de los sistemas de distribución de Electro Puno

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas totales en distribución (MW.h)	Incidencia
Juliaca	50	20,017	51.08%
Puno	01	4,721	12.05%
Ananea	30	2,659	6.78%
Azángaro	80	2,447	6.24%
Ilave	10	2,405	6.14%
Ayaviri	60	1,698	4.33%
Totorani	02	1,519	3.87%
Huancané	40	1,387	3.54%
Pomata	20	1,097	2.80%
Antauta	90	544	1.39%
Sandia	75	512	1.31%
San Gabán	95	187	0.48%
Total ELP		39,192	100.00%

Elaborado por el equipo de trabajo

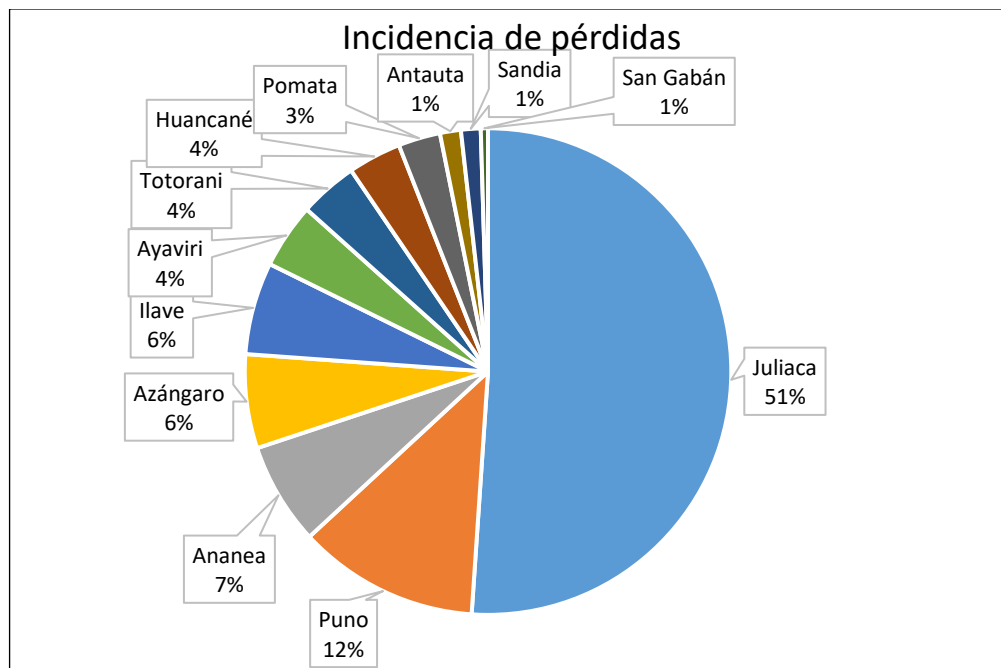


Figura N° 37: Incidencia de pérdidas por sistemas eléctricos

Elaborado por el equipo de trabajo

De la tabla N° 29 podemos observar que el sistema eléctrico Huancané con 17.93 % de pérdidas, solo representa el 3.54% del total de pérdidas de Electro Puno; por lo tanto, una forma más adecuada para reducir las pérdidas de energía eléctrica, es ver la incidencia de pérdidas de cada sistema eléctrico; se observa que Juliaca representa más

del 50 % de pérdidas de Electro Puno para el año 2017, por lo que todas las acciones para la reducción de pérdidas se deben priorizar en este sistema, seguido de Puno y Ananea respectivamente.

También es necesario recalcar que del 10.51% de pérdidas, un porcentaje es reconocido en la tarifa, es decir que los usuarios asumen una parte de las pérdidas de energía, llamadas pérdidas estándar, las pérdidas por encima del estándar son aquellas que Electro Puno realmente pierde; las pérdidas estándar para el año 2017 fue 6.86 %, por lo que haciendo la diferencia, 3.66 % fue lo que realmente se perdió, equivalente a 14,631.13 MW.h y para los diferentes sistemas de distribución se presenta en la tabla N° 30.

Tabla N° 30: Exceso de pérdidas (real – estándar) de Electro Puno - 2017

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Pérdidas reales (%)	Pérdidas estándar (%)	Exceso de pérdidas (MW.h)	Exceso de pérdidas (%)
Juliaca	50	12.61%	7.46%	8,845.18	5.16%
Puno	01	7.15%	7.88%	-523.29	-0.73%
Totorani	02	15.35%	8.46%	744.42	6.89%
Azángaro	80	16.04%	7.99%	1,334.17	8.05%
Sandía	75	12.55%	8.54%	204.92	4.02%
Huancané	40	17.93%	7.96%	837.70	9.96%
Ananea	30	4.43%	3.23%	743.02	1.20%
Antauta	90	6.54%	5.38%	101.95	1.16%
Ayaviri	60	16.09%	7.50%	979.94	8.59%
Ilave	10	16.64%	7.52%	1,424.82	9.12%
Pomata	20	7.50%	7.72%	-33.77	-0.21%
San Gabán	95	6.00%	6.83%	-27.94	-0.84%
Total ELP		10.51%	6.86%	14,631.13	3.66%

Elaborado por el equipo de trabajo

Para valorizar el exceso de pérdidas de Electro Puno para el año 2017, se calculó con el costo medio de venta (s/ 0.1862), resultando una pérdida total de s/ 2'724,316.66 mostrado en la tabla N° 31.

Tabla N° 31: Valorización del exceso de pérdidas de Electro Puno - 2017

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Valorización del exceso de pérdidas (s/)
Juliaca	50	S/1,646,972.55
Puno	01	-S/ 97,436.18
Totorani	02	S/ 138,611.91
Azángaro	80	S/ 248,423.23
Sandia	75	S/ 38,155.88
Huancané	40	S/ 155,980.39
Ananea	30	S/ 138,350.63
Antauta	90	S/ 18,982.39
Ayaviri	60	S/ 182,465.27
Ilave	10	S/ 265,301.40
Pomata	20	-S/ 6,287.92
San Gabán	95	-S/ 5,202.89
Total ELP		S/2,724,316.66

Elaborado por el equipo de trabajo

De los resultados mostrados en la tabla N° 31 los valores positivos fueron pérdidas económicas mientras que los valores negativos representaron ganancias que la empresa tuvo por tener las pérdidas por debajo del estándar. Las mayores pérdidas económicas se produjeron en el sistema eléctrico Juliaca con S/1,646,972.55 soles, estos montos son menores a lo calculado por en el SE0032 Quencoro – Cusco, perteneciente a Electro Sureste en la tesis de Ninantay (2019) en su tesis “Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico SE0032 Quencoro–Cusco–Electro Sur Este SAA”, en donde las pérdidas económicas resultaron: pérdidas técnicas S/ 7,996,324.93 soles y S/ 2,567,618.10 soles como pérdidas no técnicas lo que significa que en total se pierden S/10,563,943.03 soles en un año, lo que indica que Electro Puno tiene mayor control de las pérdidas de energía.

Por otro lado, Condori (2018) en su tesis titulado “Reducción y control de pérdidas de energía en centros de transformación para la empresa de La Paz”, las pérdidas totales fueron 18.92%, 2.51% de pérdidas técnicas y 16,41% de pérdidas no técnicas. Lo que



significa que Electro Puno tiene una mejor gestión de pérdidas comerciales, porque sus pérdidas no técnicas son menores que las técnicas.

Las pérdidas técnicas de Electro Puno están muy por encima de las pérdidas técnicas estándar, al igual que en Guatemala, como indica Ochoa (2006) en su tesis “Estimación de pérdidas técnicas en el sistema de la empresa eléctrica municipal de San Pedro Sacatepéquez”, Las pérdidas de energía técnicas resultaron 14.69% y las no técnicas 5.97%. En Electro Puno, los altos niveles de pérdidas técnicas son por la falta de proyectos orientados para la disminución de pérdidas técnicas, uno de los que más influyen en estas pérdidas son los transformadores de distribución, en algunos casos existen transformadores sobrecargados y una gran mayoría están sobredimensionados, ya que desde el proyecto se dimensiona una potencia alta del transformador. Otro de los motivos de las pérdidas técnicas se da en las redes primarias que en su mayoría están sobrecargados, estos por falta de nuevos alimentadores o nuevas subestaciones de transformación que pueden ayudar a aliviar la sobrecarga.

Las pérdidas no técnicas también sobrepasan las pérdidas no técnicas estándar, esto debido a una deficiente gestión de pérdidas no técnicas, una de los tipos de pérdidas más comunes son el fraude y hurto, esta situación también ocurre en otros países como Ecuador, como menciona Castillo y Pérez (2012) en su proyecto de tesis “Diseño de una metodología para la reducción y control de pérdidas de energía utilizando índices sectorizados de pérdidas en alimentadores primarios para CNEL SA regional El Oro”.



V. CONCLUSIONES

PRIMERO. Se logró discriminar las pérdidas de energía de la empresa Electro Puno y en cada uno de los sistemas eléctricos para el año estudiado, el nivel de pérdidas está por encima del estándar, hecho que afecta económicamente a Electro Puno. El sistema eléctrico con mayor incidencia de pérdidas fue Juliaca seguido de Ananea y Puno; por lo que las acciones para reducirlas deben concentrarse en estos sistemas eléctricos.

SEGUNDO. Se logró determinar las pérdidas técnicas en cada uno de los elementos que componen los sistemas eléctricos de Electro Puno, resultando las pérdidas técnicas mayores que las comerciales, así mismo el indicador obtenido supera las pérdidas estándar. También se logró determinar que las mayores pérdidas técnicas están en los transformadores de distribución, seguido de las líneas primarias, siendo el sistema de Juliaca con las mayores pérdidas, seguido de Puno.

TERCERO. Fue posible determinar las pérdidas no técnicas en los sistemas eléctricos de Electro Puno, estos niveles están por encima del estándar; de igual manera se logró determinar que el sistema de Juliaca es el que tiene las pérdidas no técnicas más altas, seguido de Puno; siendo las pérdidas por fraude los que tienen mayor incidencia.



VI. RECOMENDACIONES

PRIMERO. De acuerdo a los resultados encontrados, el sistema eléctrico Juliaca es el que tiene la mayor incidencia de pérdidas, por lo que se recomienda a la concesionaria implementar planes para reducir pérdidas en este sistema, de igual manera en los sistemas eléctricos de Puno y Ananea. Así mismo es necesario la actualización permanente del GIS, para realizar estudios más confiables.

SEGUNDO. Para reducir las pérdidas técnicas, se recomienda realizar estudios para reducir las pérdidas en los transformadores de distribución, ya que según los registros de medición, se encontraron algunos transformadores sobrecargados y otros sobredimensionados. También es necesario realizar estudios para disminuir pérdidas en las líneas primarias, ya que estos se encuentran sobrecargados.

TERCERO. Para reducir las pérdidas no técnicas, Electro Puno debe priorizar la revisión integral de sus clientes en sistemas con mayor incidencia de pérdidas como Juliaca, Puno y Ananea; luego se debe identificar los alimentadores con mayores niveles de pérdidas, por sub estaciones de distribución y en la última etapa revisar el consumo de los clientes de la sub estación de distribución con mayor nivel de pérdidas.

CUARTO. Se recomienda realizar estudios de pérdidas más discriminadas, estos pueden ser por alimentador en media tensión, por subestación de distribución o por elementos necesarios para encontrar deficiencias y plantear alternativas de solución en base a los resultados obtenidos.



VII. REFERENCIAS

- Grijalva Siva, C. S. (1994). Pérdidas de sistemas eléctricos de distribución. Aplicación al sistema Quito. (*Tesis de pregrado*). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Albornoz Yáñez, J. (2003). Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución de Arequipa. (*tesis de grado*). Universidad de Piura, Piura.
- Alcalde San Miguel, P. (2004). *Electrotecnia*. Madrid: International Thomson Editores Spain.
- Apaza Tapia, M. (2017). Estudio de control y disminución de pérdidas dentro del servicio eléctrico Puno alimentador 101-concesión eléctrica de Electropuno SAA. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional del Altiplano, Puno.
- Cañar Olmedo, S. P. (2007). Cálculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador UNIVERSIDAD perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato regional Centro Norte SA. (*tesis de grado*). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Castillo Abad, E. R., & Pérez Ayala , Á. F. (2012). Diseño de una metodología para la reducción y control de pérdidas de energía utilizando índices sectorizados de pérdidas en alimentadores primarios para CNEL SA regional El Oro. (*tesis de grado*). Universidad de Cueca, Cueca.
- Castro Luera, M., & Florian Reyes, E. R. (2016). Programa de reducción y control de pérdidas no técnicas en el alimentador chs032-7ma. sur, de la Empresa Hidrandina SA-Chimbote. (*tesis de grado*). Universidad Nacional del Santa, Nuevo Chimbote.
- Colque Ito, M. L. (2018). Pérdidas comerciales de energía eléctrica y su incidencia en la situación financiera y económica de Electro Puno S.A.A. Periodos 2015-2016. (*Tesis de grado*). Universidad Nacional del Altiplano, Puno.



- Condori Paucara, R. (2018). Reducción y control de pérdidas de energía en centros de transformación para la empresa de la Paz. *(tesis de grado)*. Universidad Mayor de San Andrés, La Paz.
- Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., & Carbajal Navarro, M. A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Grapex Perú S.R.L.
- Dirección General de Electricidad. (19 de 02 de 1993). Reglamento de la ley de concesiones eléctricas. *D.S. N° 009-93-EM*. Lima, Perú: Diario Oficial El Peruano.
- FIEE-UNI. (2016). *Contorneo de corriente de fuga de distintos aislamientos externos de alta tensión*. Lima.
- FONAFE. (15 de 12 de 2017). Especificaciones técnicas de transformadores de distribución para las empresas de la corporación . *Especificaciones técnicas de transformadores de distribución para las empresas de la corporación* . Lima, Perú.
- Fraile Mora, J. (2003). *Máquinas Eléctricas* . Madrid: McGRAW-HILL.
- González Soublett, E. U. (2010). Estudio de pérdidas de energía eléctrica en sistemas de distribución usuarios alto consumo ubicados en el casco central de Puerto La Cruz. *(Tesis de pregrado)*. Universidad de Oriente Nucleo de Anzóategui, Barcelona.
- Guayasamín Calderon, E. C. (2007). Estudio para el control y reducción de pérdidas de energía eléctrica en un primario de la subestación Barrionuevo perteneciente a la empresa eléctrica Quito S.A. *(tesis de grado)*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Hernández Sampieri, R. (2014). *Metodología de la investigación*. Mexico: McGrawHill.



- Jiménez Ortega, J. (2005). *Mantenimiento de Máquinas Eléctricas*. España: MC GRAW HILL INTERAMERICANA.
- Juaréz Cervantes, J. D. (1995). *Sistema de distribución de energía eléctrica*. México: Sans Serif Editores.
- Ley 25844 . (19 de 11 de 1992). Dirección General de Electricidad. Lima, Perú: Diario oficial El Peruano.
- Montesdeoca Hernandez, M. V. (1999). Pérdidas de potencia y energía eléctrica del sistema eléctrico ecuatoriano. (*Tesis de pregrado*). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Muñoz Caja, K. E. (2019). Propuesta de una metodología para la determinación del nivel de las pérdidas de energía eléctrica en el alimentador A4602 del S.E Jauja de la UUNN valle Mantaro. (*tesis de grado*). Universidad Continental, Huancayo.
- Ninantay Torres, J. (2019). Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico SE0032 Quencoro–Cusco–Electro Sur Este SAA. (*Tesis de maestría*). Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Arequipa.
- Ochoa Méndez, A. E. (2010). Estudio para determinar las pérdidas de energía del alimentador 124 perteneciente al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues. (*tesis de grado*). Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca.
- Ochoa Osorio, J. M. (2006). Estimación de pérdidas técnicas en el sistema de la empresa eléctrica municipal de San Pedro Sacatepéquez. (*tesis de grado*). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
- Ordoñez Sanclemente, J. P., & Nieto Alvarado, L. G. (2010). Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución. (*tesis de grado*). Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil.



- OSINERGMIN. (14 de 10 de 2013). R.C.D. N° 203-2013-OS/CD. Lima, Perú: Diario oficial El Peruano.
- OSINERGMIN. (4 de 03 de 2015). R.C.D. N° 044-2015-OS/CD. Lima, Perú.
- OSINERGMIN. (01 de 2017). Documento de Evaluación de Políticas N° 002-2017. Lima, Perú.
- OSINERGMIN. (2017). *Procesamiento y análisis de la información comercial - años 2016 y 2017*. Lima.
- OSINERGMIN. (11 de 04 de 2017). R.C.D. N° 054-2013-OS/CD. Lima, Perú: Diario oficial El Peruano.
- OSINERGMIN. (2018). Anuario estadístico 2017. Lima: GGESATEC E.I.R.L.
- Paricahua Pacori, R., & Fernández Huanca, G. (2017). Estudio y análisis de una metodología para la estimación de pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en la región de Puno 2017. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional del Altiplano, Puno.
- Parra, E., Borrero, V., & Céspedes, R. (1990). *Manual latinoamericano y del caribe para el control de pérdidas eléctricas*. Quito: Olade ED.
- R.C.D. N° 044-2015-OS/CD . (4 de 03 de 2015). Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución. Lima, Perú : Diario Oficial El Peruano.
- R.M. N° 091-2002-EM/VME. (11 de 02 de 2002). Norma DGE-Terminología y simbolos graficos en electricidad. Lima, Perú: Diario oficial El Peruano.
- R.M. N° 2014-2011-MEM/DM. (29 de 04 de 2011). Código Nacional de Electricidad. Lima, Perú : Diario Oficial El Peruano.
- Ramirez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.



Real Academia Española. (2020). *Discriminar*. En diccionario de la lengua española.

Obtenido de <https://dle.rae.es/discriminar?m=form>

Rela, A. (2010). *Electricidad y Electrónica*. Buenos Aires: Anselmo L. Morvillo S. A.

Rodriguez, M. (1992). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Maracaibo: Ediluz.

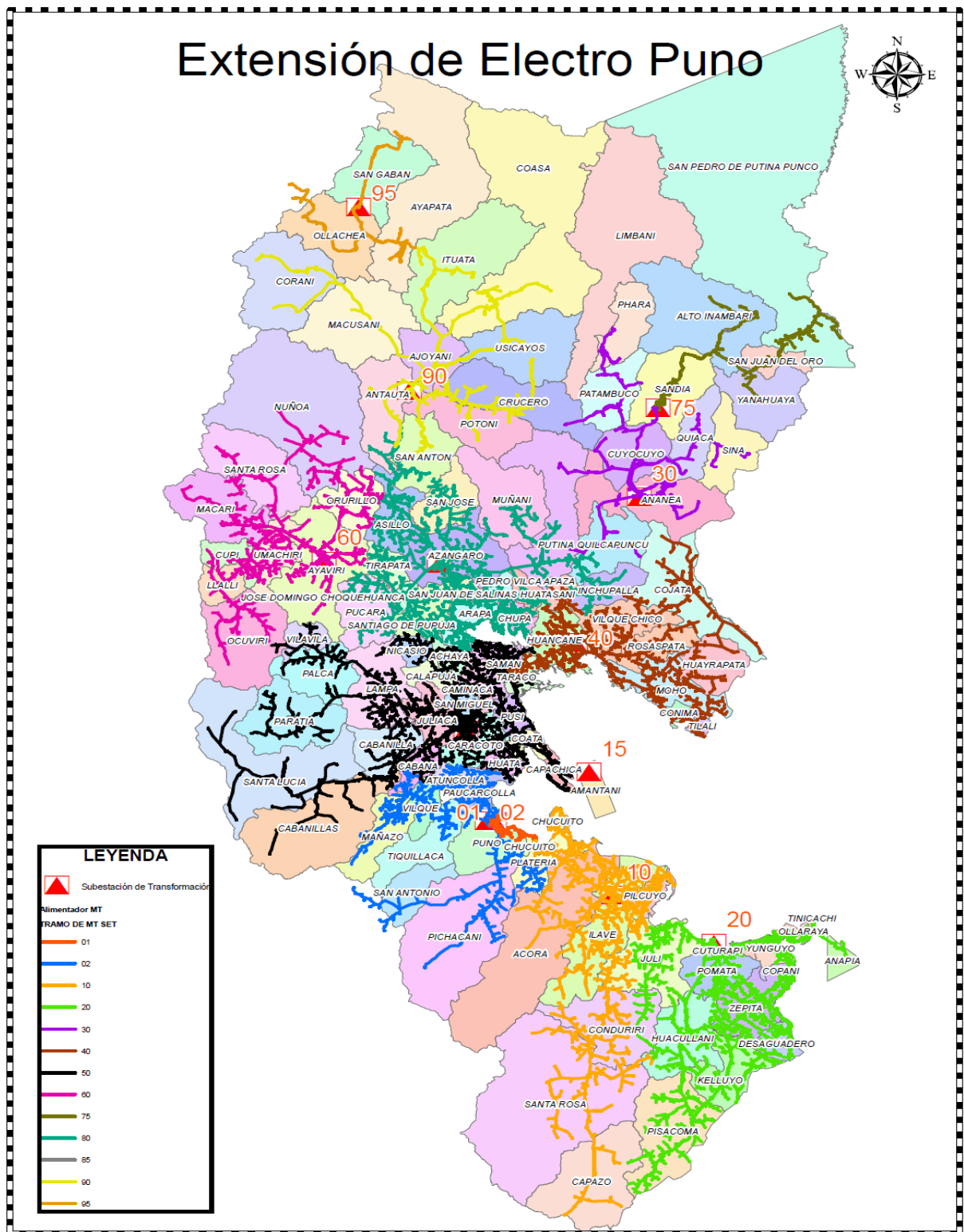
SEAT. (1996). *Conceptos Básicos de Electricidad*. Barcelona: TECFOTO S.L.

Tama Franco, A. (2013). Las Pérdidas de Energía Eléctrica. *Energía*.

Yujra Flores, A. Y. (2019). Evaluación de pérdidas técnicas y no técnicas del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko - Madre de Dios perteneciente a la empresa Electro Sur Este S.A.A. (*tesis de grado*). Universidad Nacional del Altiplano, Puno.

Anexo 2

Figura N° 2.1: Área de concesión de Electro Puno



Fuente: (ELPU – Gerencia Técnica)

Anexo 3

Tabla N° 3.1: Puntos de compra de energía de Electro Puno

Barra de compra	Alimenta al sistema eléctrico
Puno 60 kV	Puno, Ilave y Pomta
Puno 22.9 kV	Totorani
Juliaca 22.9 kV	Juliaca
Juliaca 10 kV	Juliaca
Azangaro 22.9 kV	Azángaro
Azangaro 60 kV	Azángaro, Antauta, Huancané y Sandia
Ayaviri 22.9 kV	Ayaviri
Ayaviri 10 kV	Ayaviri
San Gaban 22.9 kV	San Gabán

Elaborado por el equipo de trabajo

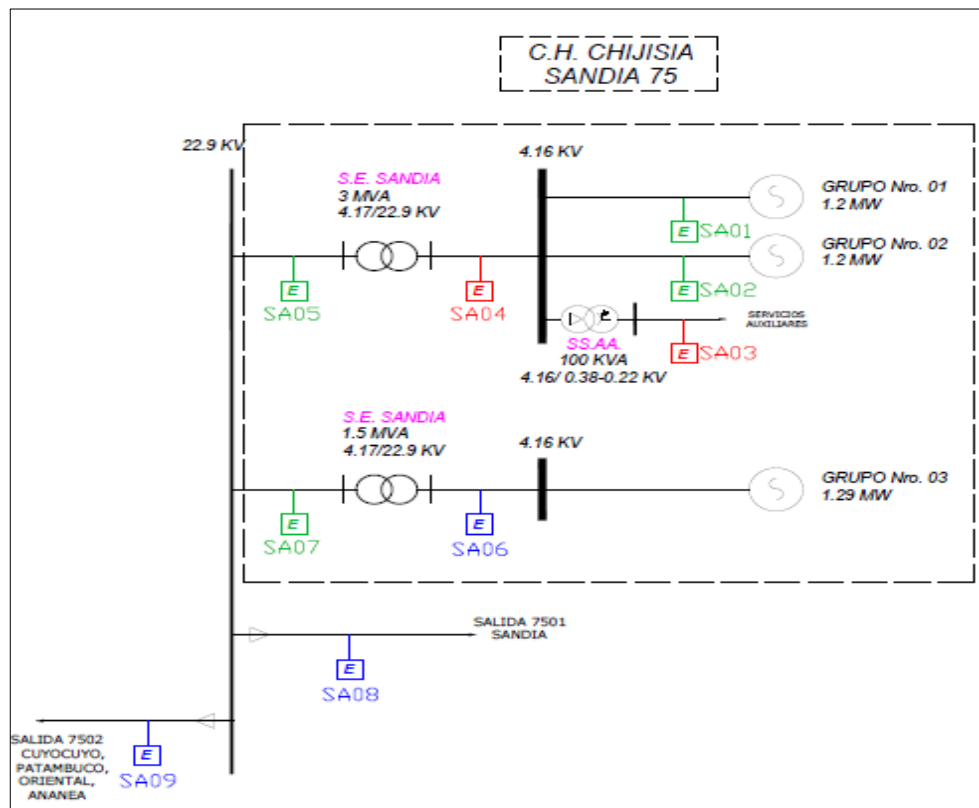
Anexo 4

Figura N° 4.1: Central hidroeléctrica de chijisjá



Figura N° 4.2: Diagrama unifilar de la central hidroeléctrica de chijisía

Fuente: (ELPU – Gerencia de operaciones)



Fuente: (ELPU – Gerencia de Operaciones)

Tabla N° 4.1: Datos de generación propia de la central hidroeléctrica de chijisía

Nombre Central	Grupo	Estado	Potencia Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)
C.H. Chijisía -Sandia	Grupo 1	Operativo	1.50	1.20
C.H. Chijisía -Sandia	Grupo 1	Operativo	1.50	1.20
C.H. Chijisía -Sandia	Grupo 1	Operativo	1.50	1.29
Total			4.50	3.69

Fuente: (Electro Puno – Gerencia de Operaciones)

Tabla N° 4.2: Energía generada en la central hidroeléctrica de chijisía

Mes	Generación Total	Generación Neta	Pérdidas en generación (Mw.h)	Pérdidas en generación (%)
Enero	2,190	2183.46	6.44	0.29%
Febrero	1,415	1409.02	5.53	0.39%
Marzo	1,473	1466.76	6.44	0.44%
Abril	2,061	2054.06	6.47	0.31%
Mayo	2,320	2313.59	6.26	0.27%
Junio	1,835	1828.84	6.16	0.34%
Julio	1,199	1193.54	5.72	0.48%
Agosto	805	799.95	4.72	0.59%
Setiembre	838	833.47	5.02	0.60%
Octubre	830	825.24	4.74	0.57%
Noviembre	1,116	1110.80	5.10	0.46%
Diciembre	2,062	2055.61	6.52	0.32%
Total	18,143	18074.34	69.09	0.38%

Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 5

Tabla N° 5.1: Datos de las líneas de sub transmisión de 60 KV de Electro Puno

Línea de sub Transmisión	Código	Tensión	Longitud (Km)
L.T. Juliaca - Puno	L-6311	60KV	37.50
L.T. Totorani - llave	L-6027	60KV	60.00
L.T. llave - Pomata	L-6027	60KV	44.00
L.T. Azángaro - Putina	L-6024	60KV	38.00
L.T. Putina - Ananea	L-6025	60KV	48.70
L.T. Putina - Hunacané	L-6026	60KV	35.00
L.T. Totrani - Puno	L-6028	60KV	2.95
L.T. Azángaro - Antauta	L-6021	60KV	87.20
Total			353.35

Fuente: (Electro Puno – Gerencia de Operaciones)

Tabla N° 5.1: Pérdidas en las líneas de sub transmisión de 60 KV de Electro Puno

Líneas de sub transmisión	Nivel de tensión	Pérdidas en sub transmisión (Mw.h)	Pérdidas en transmisión (%)
Totorani - Bellavista	60 KV	933.98	0.26%
Totorani - llave - Pomata	60 KV	1,878.66	0.52%
Azángaro - Antauta	60 KV	158.42	0.04%
Azángaro - Ananea - Huancané	60 KV	4,643.52	1.27%
Total ELPU		7,614.58	2.09%

Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 6

Figura N° 6.1: sub estación de transformación de Pomata.



Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla N° 6.1: Datos de los transformadores de potencia de Electro Puno

Subestación de Transformación	Código SET	Potencia (MW)	Nivel de tensión	Propiedad
SET Ilave	SET_10	7/7/2 MVA-ONAN	60/22.9/10	ELPU
SET Pomata	SET_20	7/7/2 MVA-ONAN	60/22.9/10	ELPU
SET Bellavista	SET_01	7 MVA-ONAN	60/10	ELPU
	SET_01	5.5 MVA-ONAN	60/10	ELPU
SET Huancané	SET_40	5/5/2 MVA-ONAN	60/22.9/10	ELPU
SET Antauta	SET_90	6 MVA-ONAN	60/22.9	ELPU
SET Ananea	SET_30	15/15/2.5MVA-ONAN	60/22.9/10	ELPU
SET Sandia	SET_75	1.5 MVA	4.16/22.9	ELPU
	SET_95	3 MVA	13.8/22.9	ELPU
SET San Gabán	SET_95	1.25 MVA	13.8/22.9	ELPU

Fuente: (Electro Puno – Gerencia de Operaciones)

Tabla N° 6.2: Pérdidas en los transformadores de potencia de Electro Puno

Subestación de Transformación	Potencia (MW)	Pérdidas en transformación (Mw.h)	Pérdidas en transformación (%)
SET Ilave	7/7/2 MVA-ONAN	207.53	0.06%
SET Pomata	7/7/2 MVA-ONAN 7 MVA-ONAN	311.29	0.09%
SET Bellavista	5.5 MVA-ONAN	257.93	0.07%
SET Huancané	5/5/2 MVA-ONAN	384.71	0.11%
SET Antauta	6 MVA-ONAN	43.75	0.01%
SET Ananea	15/15/2.5MVA-ONAN	897.65	0.25%
Total ELPU		2,102.85	0.58%

Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 7**Tabla N° 7.1:** Sistemas eléctricos de Electro Puno

N°	Sistema Eléctrico	Cod. SET	Zona de influencia
1	Juliaca	50	Juliaca ciudad, Cabana, Cabanillas, Lampa, Huata, Coata
2	Puno	01	Puno ciudad, Salcedo, Jallihuaya y Chucuito
3	Totorani	02	Laraqueri, Alto Puno, Tiquillaca, Vilque, Mañazo y Paucarcolla
4	Azángaro	80	Azangaro, Putina, Asillo, San Anton, Santiago de Pupuja, JDCH
5	Sandia	75	Ciudad Sandia, Tambopata, Alto Urubamba y Huaypacanchi
6	Huancané	40	Huancane, Moho, Taraco, Huatasani, Vilquechico y Huayrapata
7	Ananea	30	CP Rinconada, Lunar de Oro, Ananea, Riticucho y Pampa Blanca
8	Antauta	90	Ajoyani, Usicayos, Ituata, Macusani, Potoni, Crucero y Coaza
9	Ayaviri	60	Ayaviri ciudad, Santa Rosa, Macari, Cupi, Orurillo y Umachiri
10	Ilave	10	Ilave, Pilcuyo, Chipana y Mazocruz
11	Pomata	20	Juli, Pomata, Yunguyo, Desaguadero, Zepita, Kelluyo y Pizacoma
12	San Gabán	95	Ollachea, Ayapata, Casahuiri, San Gabán y Urohuasi.

Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 8**Tabla N° 8.1:** Cantidad de clientes de Electro Puno - 2017

Sistema eléctrico	Cod. SET	Clientes libres en MT	Clientes regulados en MT	Clientes regulados en BT	Total de clientes
Juliaca	50	0	294	112,329	112,623
Puno	01	0	91	37,904	37,995
Totorani	02	0	33	13,719	13,752
Azángaro	80	0	45	29,580	29,625
Sandía	75	0	10	4,468	4,478
Huancané	40	0	28	16,807	16,835
Ananea	30	1	150	6,934	7,085
Antauta	90	0	11	4,562	4,573
Ayaviri	60	0	44	18,275	18,319
Ilave	10	0	54	23,746	23,800
Pomata	20	0	57	20,304	20,361
San Gabán	95	0	13	1,724	1,737
Total ELPU		1	830	290,352	291,183

Fuente: (Electro Puno – Gerencia Comercial)

Anexo 9**Tabla N° 9.1:** Factor de carga en los sistemas eléctricos de Electro Puno - 2017

Sistema de distribución	Cod. SET	Energía distribuida (MW.h)	Máxima Demanda (MW)	Factor de Carga
Juliaca	50	158,695	32.17	0.56
Puno	01	66,056	13.35	0.56
Totorani	02	9,892	2.33	0.48
Azángaro	80	15,258	4.07	0.43
Sandía	75	4,080	1.05	0.44
Huancané	40	7,738	2.08	0.42
Ananea	30	60,037	8.00	0.86
Antauta	90	8,315	2.27	0.42
Ayaviri	60	10,551	2.49	0.48
Ilave	10	14,455	3.10	0.53
Pomata	20	14,615	4.06	0.41
San Gabán	95	3,115	0.68	0.52

Elaborado por el equipo de trabajo



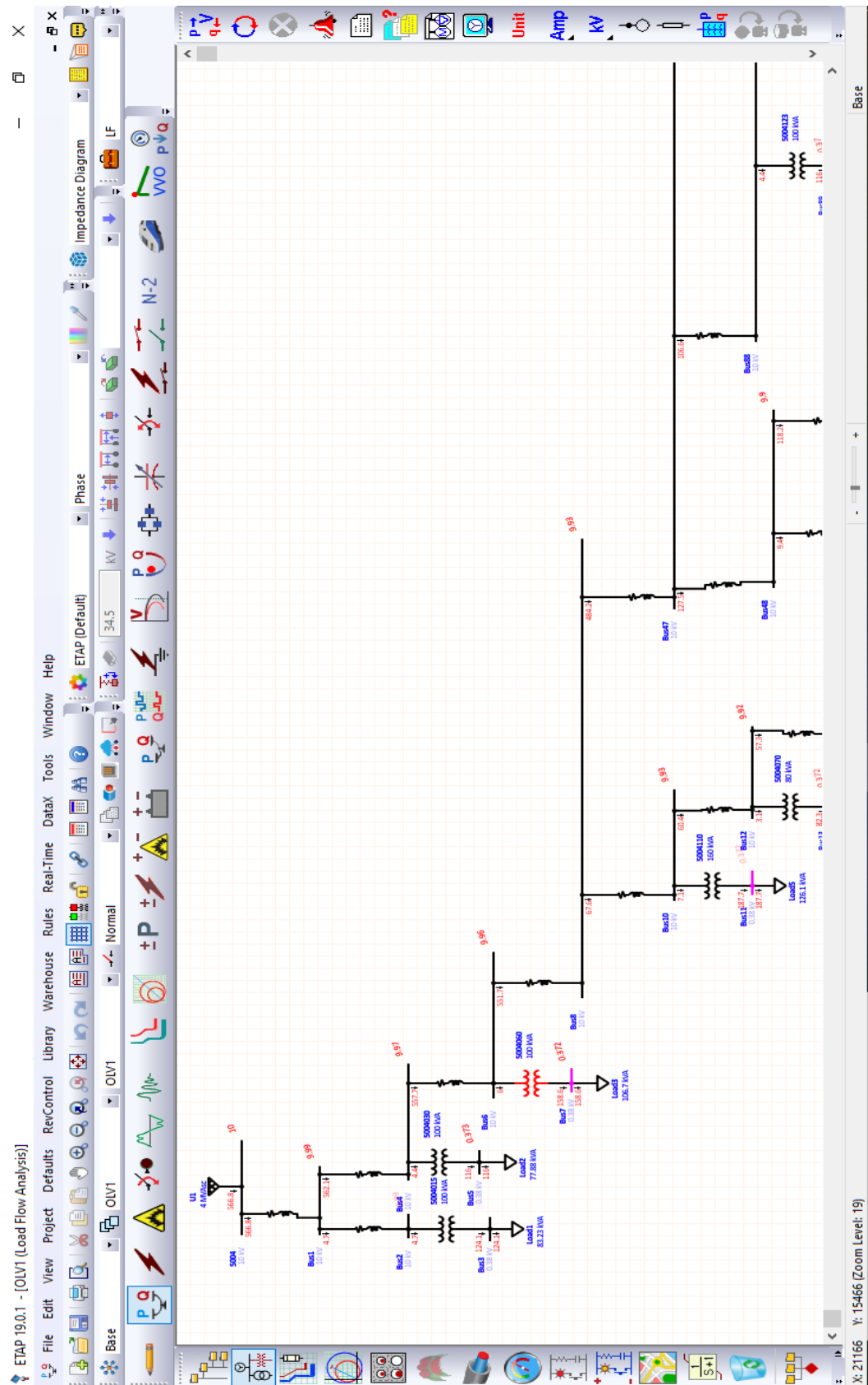
Anexo 10

Tabla N° 10.1: longitud de las líneas de media tensión de Electro Puno - 2017

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Longitud total de líneas en MT (Km)
Juliaca	50	2,341
Puno	01	114
Totorani	02	873
Azángaro	80	1,954
Sandia	75	290
Huancané	40	1,219
Ananea	30	497
Antauta	90	704
Ayaviri	60	1,192
Ilave	10	1,424
Pomata	20	1,665
San Gabán	95	187
Total ELP		12,459

Fuente: Electro Puno – Gerencia Técnica

Figura N° 10.1: Modelamiento en Etap del alimentador 5004 Juliaca



Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla N° 10.2: Resultados del flujo de potencia, alimentador 5004 Juliaca

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	in Vmag
5004001	0.08	0.02	-0.08	-0.01	0.804	2.348	96.55	95.08	1.47
5004002	0.08	0.01	-0.08	-0.01	0.843	2.463	99.17	97.72	1.44
5004010	0.08	0.01	-0.08	-0.01	0.842	2.46	97.98	96.54	1.44
5004011	0.07	0.01	-0.07	-0.01	0.634	1.852	97.94	96.58	1.36
5004012	0.08	0.01	-0.08	-0.01	0.844	2.465	97.95	96.48	1.47
5004013	0.13	0.03	-0.13	-0.02	1.2	4.321	96.79	95.38	1.4
5004014	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.534	0.822	96.68	95.07	1.61
5004015	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.8	2.336	99.91	98.15	1.76
5004019	0.08	0.03	-0.08	-0.02	0.884	2.582	96.48	94.59	1.88
5004022	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.526	0.81	97.92	96.31	1.61
5004023	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.632	0.973	95.99	93.9	2.08
5004024	0.04	0	-0.04	0	0.542	0.834	96.05	94.84	1.21
5004027	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.573	0.883	96.3	94.64	1.66
5004029	0.07	0.04	-0.07	-0.04	0.779	2.273	96.43	94.16	2.27
5004030	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.699	2.041	99.68	98.05	1.63
5004031	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.509	1.487	96.42	94.85	1.58
5004035	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.976	2.851	96.54	93.87	2.67
5004036	0.09	0.02	-0.09	-0.02	1.141	3.331	97.03	95.07	1.95
5004037	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.649	1.894	97	94.99	2.01
5004038	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.756	2.207	96.01	94.3	1.7
5004039	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.742	2.168	95.99	94.27	1.72
5004041	0.08	0.02	-0.08	-0.01	0.779	2.276	95.98	94.5	1.48
5004047	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.707	2.064	96.53	95.03	1.5
5004060	0.1	0.02	-0.1	-0.01	1.307	3.816	99.57	97.85	1.71
5004062	0.06	0.01	-0.06	-0.01	0.491	1.435	96.62	95.44	1.18
5004070	0.05	0.01	-0.05	-0.01	0.439	1.283	99.23	97.9	1.33
5004080	0.12	0.03	-0.11	-0.02	0.885	3.185	99.1	97.84	1.26
5004090	0.05	0	-0.05	0	0.466	1.36	99.04	98.14	0.89
5004095	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.471	0.725	98.98	97.38	1.61
5004100	0.16	0.02	-0.16	-0.01	1.594	5.738	98.93	97.62	1.31
5004101	0.07	0.01	-0.06	-0.01	0.556	1.622	97.11	95.88	1.23
5004102	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.756	2.206	97.1	95.39	1.71
5004110	0.12	0.03	-0.12	-0.02	0.945	3.401	99.26	97.97	1.29
5004120	0.16	0.03	-0.16	-0.02	1.32	6.73	98.95	97.49	1.46



...continuación

5004123	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.698	2.039	98.97	97.29	1.68
5004140	0.06	0.01	-0.06	-0.01	0.481	1.405	98.49	97.31	1.18
5004150	0.13	0.03	-0.13	-0.02	1.186	4.27	98.27	96.88	1.39
5004160	0.09	0.02	-0.09	-0.02	1.059	3.094	98.29	96.59	1.7
5004170	0.12	0.03	-0.12	-0.02	0.941	3.387	98.29	97.01	1.28
5004180	0.14	0.02	-0.14	-0.02	1.965	1.513	98.15	96.68	1.47
5004190	0.1	0.04	-0.1	-0.04	0.53	2.703	98.12	96.78	1.34
5004193	0.08	0.02	-0.08	-0.01	0.849	2.48	98.11	96.6	1.51
5004195	0.1	0.03	-0.1	-0.03	0.695	2.503	98.08	96.71	1.38
5004200	0.07	0.04	-0.07	-0.04	0.827	2.416	97.97	95.67	2.3
5004203	0.11	0.04	-0.11	-0.04	0.888	3.196	97.95	96.27	1.68
5004210	0.08	0.01	-0.08	-0.01	0.85	2.481	98.26	96.78	1.48
5004220	0.12	0.02	-0.12	-0.02	0.95	3.422	98.02	96.74	1.28
5004230	0.12	0.03	-0.12	-0.02	0.95	3.419	97.99	96.7	1.28
5004240	0.07	0.01	-0.07	-0.01	0.688	2.009	98.57	97.24	1.34
5004250	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.854	2.493	98.68	96.89	1.79
5004251	0.14	0.03	-0.14	-0.02	1.348	4.851	98.5	97.01	1.49
5004260	0.05	0.01	-0.05	-0.01	0.759	1.169	98.47	96.71	1.76
5004270	0.07	0.01	-0.07	-0.01	0.663	1.935	98.25	96.99	1.25
5004280	0.08	0.02	-0.08	-0.01	0.848	2.475	98.02	96.51	1.51
5004290	0.12	0.02	-0.12	-0.02	0.947	3.409	97.85	96.56	1.28
5004300	0.1	0.01	-0.1	-0.01	0.662	2.383	97.84	96.92	0.92
5004310	0.13	0.03	-0.13	-0.02	1.095	3.943	97.81	96.47	1.35
5004320	0.08	0.01	-0.08	-0.01	0.782	2.283	97.82	96.45	1.37
5004325	0.06	0.01	-0.06	-0.01	0.495	1.445	97.72	96.66	1.06
5004327	0.09	0.02	-0.08	-0.02	0.97	2.831	97.68	95.82	1.86
5004330	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.666	1.944	97.81	96.16	1.65
5004340	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.842	2.46	97.77	95.96	1.81
5004344	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.657	2.365	97.34	95.84	1.5
5004345	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.445	1.601	97.28	96.27	1.01
5004347	0.13	0.04	-0.13	-0.03	1.241	4.468	97.19	95.55	1.64
5004350	0.08	0.01	-0.08	-0.01	0.798	2.33	98.71	97.3	1.41
5004355	0.12	0.01	-0.12	-0.01	1.03	3.708	97	95.91	1.09
5004360	0.09	0.02	-0.09	-0.02	1.075	3.138	98.79	96.87	1.93
5004370	0.08	0.04	-0.08	-0.03	0.889	2.596	98.76	96.59	2.16
5004380	0.06	0.01	-0.06	-0.01	0.453	1.324	98.54	97.39	1.15
5004390	0.07	0.03	-0.07	-0.02	0.649	1.894	98.21	96.51	1.7
5004394	0.04	0.01	-0.03	-0.01	0.38	0.585	97.05	95.63	1.42
5004400	0.13	0.02	-0.13	-0.01	1.103	3.973	97.53	96.41	1.13



...continuación

5004410	0.12	0.04	-0.11	-0.03	0.947	3.408	97.34	95.8	1.53
5004420	0.05	0.02	-0.05	-0.02	0.406	1.186	97.55	96.12	1.43
5004430	0.09	0.01	-0.09	-0.01	0.97	2.833	97.36	95.81	1.55
5004483	0.13	0.02	-0.13	-0.01	1.195	4.303	95.92	94.73	1.2
5004490	0.07	0.01	-0.07	-0.01	0.65	1.898	98.09	96.75	1.34
5004491	0.08	0.02	-0.07	-0.02	0.78	2.277	97.5	95.77	1.73
5004493	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.848	2.475	97.27	95.49	1.78
5004495	0.09	0.03	-0.09	-0.02	1.032	3.013	97.1	95.12	1.98
5004497	0.09	0	-0.09	0	1.016	2.966	97.05	95.89	1.16
5004498	0.12	0.06	-0.12	-0.05	1.213	4.368	97.21	95.18	2.02
5004500	0.14	0.03	-0.14	-0.02	1.26	4.536	97.84	96.4	1.43
5004516	0.12	0.02	-0.12	-0.02	0.957	3.445	97.29	96.09	1.2
5004517	0.07	0.01	-0.07	-0.01	0.651	1.9	97.07	95.76	1.31
5004559	0.11	0.02	-0.11	-0.02	0.79	2.843	96.69	95.49	1.2
5004635	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.688	2.008	97.05	95.39	1.66
5004636	0.14	0.03	-0.14	-0.02	0.996	5.079	98.71	97.37	1.33
5004637	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.633	0.975	96.93	94.86	2.06
5004638	0.05	0	-0.05	0	0.462	1.35	98.68	97.79	0.89
5004650	0.07	0.04	-0.07	-0.04	0.838	2.447	98.56	96.35	2.21
5004656	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.305	0.47	98.07	96.67	1.4
5004665	0.06	0.04	-0.06	-0.03	0.577	1.685	98.72	96.77	1.95
5004666	0.05	0.01	-0.05	-0	0.727	1.119	98.79	97.2	1.59
5004668	0.01	0	-0.01	0	0.14	0.14	98.72	97.76	0.96
5004670	0.11	0.07	-0.1	-0.07	1.04	3.742	98.44	96.14	2.29
5004680	0.13	0.03	-0.13	-0.02	1.096	3.946	98.32	96.93	1.39
5004690	0.12	0.04	-0.11	-0.03	1.804	5.269	98.58	95.92	2.66
5004694	0.12	0.03	-0.12	-0.02	0.963	3.468	98.69	97.4	1.29
5004850	0.02	0.01	-0.02	-0.01	0.169	0.261	97.95	97	0.95
5011B49	0.02	0	-0.02	0	0.201	0.201	98.69	97.54	1.15
5011B50	0.01	0.01	-0.01	-0.01	0.128	0.128	98.69	97.42	1.27
Line1	9.48	2.56	-9.47	-2.55	5.627	8.864	100	99.92	0.08
Line10	0.77	0.15	-0.77	-0.15	0.246	0.295	99.1	99.06	0.04
Line100	2.41	0.66	-2.41	-0.66	3.248	0.929	98.22	98.09	0.13
Line101	2.34	0.65	-2.33	-0.65	5.105	1.459	98.09	97.87	0.21
Line102	0.14	0.03	-0.14	-0.03	0.046	-0.03	97.87	97.84	0.03
Line103	2.2	0.62	-2.19	-0.62	7.801	2.227	97.87	97.52	0.35
Line104	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.015	-0.04	97.52	97.5	0.02
Line105	2.12	0.6	-2.11	-0.59	5.496	1.568	97.52	97.27	0.25
Line106	0.32	0.06	-0.32	-0.06	0.541	0.062	97.27	97.1	0.17



...continuación

Line107	0.19	0.04	-0.19	-0.04	0.068	-0.07	97.1	97.06	0.04
Line108	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.01	-0.05	97.06	97.05	0.01
Line109	0.09	0	-0.09	-0	0.011	-0.02	97.06	97.05	0.01
Line11	0.71	0.13	-0.71	-0.13	0.171	0.2	99.06	99.04	0.03
Line110	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.004	-0.1	97.06	97.05	0.01
Line111	1.71	0.51	-1.71	-0.51	1.028	0.457	97.27	97.21	0.06
Line112	0.78	0.24	-0.77	-0.24	2.138	0.869	97.21	96.93	0.28
Line113	0.73	0.22	-0.73	-0.22	1.759	0.685	96.93	96.69	0.24
Line114	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.003	-0.04	96.69	96.68	0.01
Line115	0.69	0.21	-0.69	-0.2	1.447	0.554	96.69	96.48	0.21
Line116	0.13	0.06	-0.12	-0.06	0.061	-0.07	96.48	96.43	0.05
Line117	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.004	-0.03	96.43	96.42	0.01
Line118	0.48	0.11	-0.48	-0.11	0.801	0.257	96.48	96.31	0.17
Line119	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.003	-0.05	96.31	96.3	0.01
Line12	0.66	0.13	-0.66	-0.13	0.234	0.263	99.04	98.99	0.04
Line120	0.44	0.1	-0.44	-0.1	1.139	0.336	96.31	96.05	0.26
Line121	0.22	0.06	-0.22	-0.06	0.078	-0.02	96.05	96.01	0.04
Line122	0.15	0.04	-0.15	-0.04	0.024	-0.03	96.01	95.99	0.02
Line123	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.007	-0.05	95.99	95.98	0.01
Line124	0.17	0.04	-0.17	-0.04	0.106	-0.05	96.05	95.99	0.06
Line125	0.13	0.02	-0.13	-0.02	0.028	-0.03	95.99	95.96	0.02
Line126	0.13	0.02	-0.13	-0.02	0.055	-0.07	95.96	95.92	0.04
Line128	0.81	0.21	-0.81	-0.21	0.503	0.2	97.21	97.14	0.06
Line129	0.14	0.04	-0.14	-0.04	0.036	-0.04	97.14	97.12	0.03
Line13	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.003	-0.07	98.99	98.98	0.01
Line130	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.01	-0.05	97.12	97.1	0.01
Line131	0.07	0.01	-0.06	-0.01	0.007	-0.05	97.12	97.11	0.01
Line132	0.67	0.17	-0.67	-0.17	0.452	0.17	97.14	97.08	0.07
Line133	0.15	0.05	-0.15	-0.05	0.075	-0.06	97.08	97.03	0.05
Line134	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.015	-0.11	97.03	97	0.03
Line135	0.52	0.13	-0.52	-0.13	1.469	0.491	97.08	96.79	0.29
Line136	0.39	0.1	-0.39	-0.1	0.313	0.079	96.79	96.71	0.08
Line137	0.11	0.02	-0.11	-0.02	0.017	-0.04	96.71	96.69	0.02
Line138	0.28	0.08	-0.28	-0.08	0.238	0.019	96.71	96.62	0.09
Line139	0.22	0.07	-0.22	-0.07	0.158	-0.02	96.62	96.55	0.07
Line14	0.62	0.12	-0.62	-0.12	0.216	0.225	98.99	98.95	0.04
Line140	0.14	0.05	-0.14	-0.05	0.016	-0.02	96.55	96.54	0.01
Line141	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.006	-0.1	98.08	98.07	0.02
Line142	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.008	-0.04	96.54	96.53	0.01



...continuación

Line16	0.62	0.12	-0.62	-0.12	0.122	0.132	98.95	98.93	0.02
Line17	0.47	0.1	-0.46	-0.1	0.62	0.17	98.93	98.79	0.14
Line18	0.41	0.1	-0.41	-0.1	0.154	0.04	98.79	98.75	0.04
Line19	0.19	0.03	-0.19	-0.03	0.08	-0.06	98.75	98.71	0.04
Line2	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.007	-0.03	99.92	99.91	0.01
Line20	0.05	0	-0.05	-0	0.012	-0.13	98.71	98.68	0.02
Line21	0.22	0.07	-0.22	-0.07	0.06	-0.01	98.75	98.72	0.03
Line22	0.01	0	-0.01	-0	0	-0.05	98.72	98.72	0
Line23	0.15	0.03	-0.15	-0.03	0.044	-0.07	98.72	98.69	0.03
Line24	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.001	-0.03	98.69	98.69	0
Line25	0.02	0	-0.02	-0	0	-0.04	98.69	98.69	0
Line26	0.01	0.01	-0.01	-0.01	0	-0.07	98.69	98.69	0
Line27	8.04	2.2	-8.02	-2.17	15.61	22.15	99.33	99.08	0.25
Line28	2.09	0.66	-2.09	-0.65	2.1	0.881	99.08	98.97	0.1
Line29	0.16	0.03	-0.16	-0.03	0.044	-0.04	98.97	98.95	0.03
Line3	9.39	2.53	-9.38	-2.5	17.16	27.03	99.92	99.68	0.24
Line30	1.93	0.63	-1.92	-0.62	5.142	4.499	98.97	98.67	0.31
Line31	0.54	0.16	-0.54	-0.16	0.277	0.094	98.67	98.61	0.05
Line32	0.19	0.08	-0.19	-0.08	0.057	-0.02	98.61	98.58	0.03
Line33	0.07	0.04	-0.07	-0.04	0.018	-0.08	98.58	98.56	0.02
Line35	1.38	0.46	-1.38	-0.46	2.116	1.812	98.67	98.49	0.18
Line36	0.23	0.1	-0.23	-0.1	0.116	-0.02	98.49	98.44	0.05
Line37	0.13	0.03	-0.13	-0.03	0.152	-0.08	98.44	98.32	0.12
Line38	1.08	0.35	-1.08	-0.35	1.342	1.111	98.49	98.35	0.14
Line39	0.21	0.08	-0.21	-0.08	0.17	-0.03	98.35	98.27	0.08
Line4	9.3	2.48	-9.3	-2.47	8.171	11.4	99.68	99.57	0.11
Line41	0.87	0.27	-0.87	-0.27	0.249	0.199	98.35	98.31	0.03
Line42	0.09	0.02	-0.09	-0.02	0.019	-0.02	98.31	98.29	0.02
Line43	0.12	0.03	-0.12	-0.03	0.026	-0.05	98.31	98.29	0.02
Line44	0.66	0.23	-0.66	-0.23	1.104	0.396	98.31	98.15	0.17
Line45	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.026	-0.11	98.15	98.11	0.03
Line46	0.44	0.19	-0.43	-0.19	0.114	0.067	98.15	98.12	0.03
Line47	0.13	0.05	-0.13	-0.05	0.035	-0.11	98.12	98.08	0.03
Line48	0.2	0.09	-0.2	-0.09	0.286	-0.01	98.12	97.99	0.12
Line49	0.07	0.04	-0.07	-0.04	0.016	-0.03	97.99	97.97	0.02
Line5	9.19	2.45	-9.18	-2.43	17.33	24.6	99.57	99.33	0.24
Line50	0.13	0.05	-0.13	-0.05	0.056	-0.04	97.99	97.95	0.04
Line51	0.02	0.01	-0.02	-0.01	0.001	-0.03	97.95	97.95	0
Line52	1.78	0.41	-1.78	-0.41	1.744	1.047	99.08	98.97	0.11



...continuación

Line53	1.71	0.39	-1.71	-0.39	0.968	1.21	98.97	98.9	0.07
Line54	1.71	0.39	-1.7	-0.38	9.873	4.105	98.9	98.31	0.6
Line55	0.32	0.06	-0.32	-0.06	0.152	0.016	98.31	98.26	0.05
Line56	0.24	0.05	-0.24	-0.05	0.578	-0.01	98.26	98.02	0.24
Line57	0.12	0.02	-0.12	-0.03	0.041	-0.03	98.02	97.99	0.03
Line58	1.38	0.32	-1.38	-0.32	0.496	0.641	98.31	98.26	0.04
Line59	0.07	0.01	-0.07	-0.01	0.012	-0.07	98.26	98.25	0.02
Line6	1.14	0.23	-1.14	-0.23	0.62	0.802	99.33	99.26	0.07
Line60	1.31	0.3	-1.3	-0.3	2.858	2.431	98.26	98.02	0.25
Line61	1.22	0.29	-1.22	-0.29	1.842	1.547	98.02	97.85	0.17
Line62	0.29	0.07	-0.29	-0.07	0.081	0.007	97.85	97.82	0.03
Line63	0.15	0.03	-0.15	-0.03	0.142	-0.08	97.82	97.72	0.1
Line64	0.09	0.02	-0.08	-0.02	0.037	-0.08	97.72	97.68	0.04
Line65	0.23	0.04	-0.23	-0.04	0.017	-0.01	97.85	97.84	0.01
Line66	0.13	0.03	-0.13	-0.03	0.03	-0.04	97.84	97.81	0.02
Line67	0.58	0.15	-0.58	-0.15	0.251	0.18	97.85	97.8	0.05
Line68	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.023	-0.06	97.8	97.77	0.03
Line69	0.5	0.13	-0.5	-0.13	2.276	0.496	97.8	97.35	0.45
Line7	1.02	0.2	-1.02	-0.2	0.224	0.29	99.26	99.23	0.03
Line70	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.003	-0.04	97.82	97.81	0
Line71	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.009	-0.03	97.35	97.34	0.01
Line72	0.41	0.09	-0.41	-0.09	0.275	0.05	97.35	97.28	0.07
Line73	0.33	0.06	-0.33	-0.06	0.301	0.037	97.28	97.19	0.09
Line74	0.2	0.03	-0.19	-0.03	0.244	-0.05	97.19	97.07	0.12
Line75	0.12	0.01	-0.12	-0.01	0.085	-0.13	97.07	97	0.07
Line76	4.15	1.11	-4.14	-1.1	9.202	5.635	99.08	98.84	0.24
Line77	0.52	0.14	-0.52	-0.14	0.205	0.133	98.84	98.79	0.05
Line78	0.43	0.11	-0.43	-0.11	0.138	0.071	98.79	98.76	0.04
Line79	0.35	0.08	-0.35	-0.08	0.22	0.067	98.76	98.68	0.07
Line8	0.97	0.19	-0.97	-0.19	0.504	0.645	99.23	99.17	0.06
Line80	0.27	0.05	-0.27	-0.05	0.29	0.001	98.68	98.57	0.11
Line81	0.2	0.04	-0.19	-0.04	0.134	-0.05	98.57	98.5	0.07
Line82	0.05	0.01	-0.05	-0.01	0.017	-0.07	98.5	98.47	0.03
Line83	3.62	0.97	-3.62	-0.96	3.573	5.045	98.84	98.71	0.13
Line84	3.5	0.95	-3.49	-0.94	4.72	6.661	98.71	98.54	0.17
Line85	3.43	0.93	-3.42	-0.92	8.746	12.34	98.54	98.22	0.32
Line86	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.002	-0.03	98.22	98.21	0
Line87	0.94	0.23	-0.94	-0.22	0.751	0.964	98.22	98.12	0.1
Line88	0.28	0.07	-0.28	-0.07	0.373	0.017	98.12	97.98	0.14

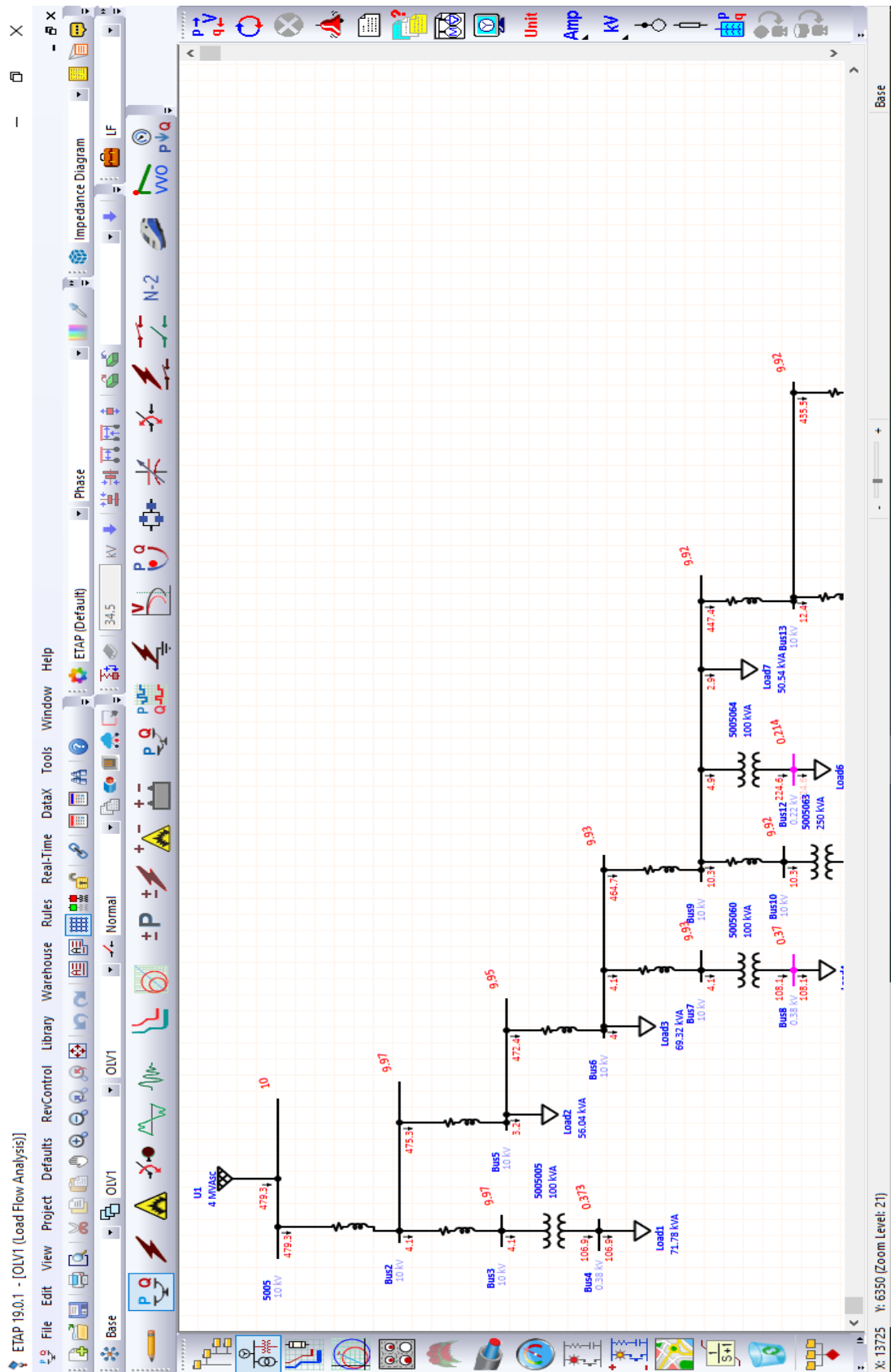


...continuación

Line89	0.08	0.01	-0.08	-0.01	0.024	-0.1	97.98	97.95	0.03
Line9	0.88	0.18	-0.88	-0.18	0.47	0.59	99.17	99.1	0.07
Line90	0.07	0.01	-0.07	-0.01	0.025	-0.15	97.98	97.94	0.04
Line91	0.67	0.16	-0.66	-0.16	1.367	0.223	98.12	97.92	0.2
Line92	0.62	0.14	-0.62	-0.14	2.281	0.364	97.92	97.56	0.36
Line93	0.05	0.02	-0.05	-0.02	0.007	-0.02	97.56	97.55	0.01
Line94	0.13	0.02	-0.13	-0.02	0.039	-0.04	97.56	97.53	0.03
Line95	0.44	0.11	-0.44	-0.11	0.767	0.203	97.56	97.39	0.18
Line96	0.2	0.05	-0.2	-0.05	0.062	-0.01	97.39	97.36	0.03
Line97	0.23	0.06	-0.23	-0.06	0.078	-0	97.39	97.35	0.03
Line98	0.12	0.04	-0.11	-0.04	0.02	-0.03	97.35	97.34	0.02
Line99	0.12	0.02	-0.12	-0.02	0.073	-0.12	97.35	97.29	0.06

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura N° 10.2: Modelamiento en Etap del alimentador 5005 Juliaca



Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla N° 10.3: Resultados del flujo de potencia, alimentador 5005 Juliaca

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	in Vmag
5005001	0.08	0	-0.08	0	0.471	1.695	98.21	97.58	0.64
5005002	0.01	0	-0.01	0	0.131	0.131	95.67	94.74	0.93
5005003	0.08	0	-0.08	0	0.83	1.594	97.69	96.67	1.02
5005005	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.594	1.734	99.66	98.05	1.61
5005006	0.08	0.04	-0.08	-0.03	0.94	2.744	98.13	95.92	2.22
5005007	0.09	0	-0.09	0	1.016	2.968	98.08	96.92	1.16
5005009	0.13	0	-0.13	0	1.155	4.158	97.1	96.21	0.89
5005011	0.09	0	-0.09	0	0.531	1.911	97.06	96.47	0.6
5005012	0.05	0	-0.05	0	0.46	1.342	96.64	95.75	0.89
5005013	0.04	0.02	-0.04	-0.01	0.501	0.772	97.82	96.15	1.67
5005017	0.01	0	-0.01	0	0.101	0.101	97.53	96.48	1.05
5005019	0.06	0	-0.06	0	0.617	1.8	96.58	95.55	1.04
5005022	0.13	0	-0.13	0	1.165	4.195	97.52	96.63	0.9
5005023	0	0	0	0	0	0	97.81	97.81	0
5005024	0.05	0	-0.05	0	0.385	1.123	97.55	96.71	0.84
5005025	0.02	0	-0.02	0	0.161	0.247	97.55	96.85	0.7
5005028	0.09	0	-0.09	0	0.522	1.879	97.27	96.68	0.59
5005056	0.08	0	-0.08	0	0.803	2.345	97.33	96.3	1.02
5005057	0.04	0	-0.04	0	0.489	0.754	97.3	96.16	1.15
5005058	0.09	0	-0.09	0	1.021	2.982	97.31	96.15	1.16
5005060	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.607	1.773	99.28	97.48	1.79
5005063	0.16	0.09	-0.15	-0.08	1.28	6.53	99.2	96.84	2.36
5005064	0.08	0.03	-0.08	-0.03	0.878	2.564	99.23	97.34	1.9
5005070	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.574	1.677	99.17	97.35	1.82
5005080	0.14	0.03	-0.14	-0.02	1.26	4.535	98.6	97.18	1.41
5005085	0.04	0.03	-0.04	-0.03	0.738	1.136	98.57	96.19	2.38
5005090	0.13	0.03	-0.13	-0.02	1.115	4.013	98.31	96.89	1.42
5005092	0.14	0.06	-0.13	-0.06	1.408	5.068	98.31	96.12	2.19
5005094	0.09	0.02	-0.09	-0.02	1.104	3.223	98.36	96.63	1.73
5005095	0.09	0.03	-0.09	-0.03	1.11	3.242	99.13	96.91	2.22
5005096	0.08	0	-0.08	0	0.792	2.313	97.79	96.77	1.02
5005098	0.03	0	-0.03	0	0.735	0.735	95.6	93.39	2.21
5005100	0.14	0.08	-0.14	-0.07	1.22	6.22	98.82	96.33	2.49
5005102	0.09	0	-0.09	0	1.01	2.948	97.76	96.61	1.15
5005103	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.513	0.79	96.7	95.11	1.59



...continuación

5005104	0.14	0.01	-0.14	0	1.257	4.524	98.53	97.59	0.93
5005106	0.11	0	-0.11	0	0.786	2.83	98.73	98.01	0.73
5005110	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.554	1.618	98.76	97.1	1.66
5005113	0.08	0	-0.08	0	0.809	2.363	97.69	96.66	1.03
5005120	0.15	0.01	-0.15	0	1.443	5.195	98.88	97.88	1
5005122	0.09	0	-0.09	0	1.037	3.027	99.05	97.88	1.17
5005132	0.15	0.09	-0.14	-0.08	1.795	6.461	98.61	95.82	2.78
5005136	0.12	0	-0.12	0	0.886	3.189	98.05	97.27	0.78
5005140	0.14	0	-0.13	0	1.158	4.168	98.59	97.7	0.89
5005141	0.04	0	-0.04	0	0.492	0.758	97.56	96.41	1.15
5005155	0.08	0	-0.08	0	0.826	2.413	98.71	97.67	1.04
5005160	0.13	0	-0.13	0	1.058	3.809	98.43	97.58	0.85
5005180	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.536	1.564	98.49	96.94	1.56
5005200	0.04	0	-0.04	0	0.501	0.771	98.41	97.25	1.16
5005210	0.14	0	-0.14	0	1.235	4.445	98.34	97.41	0.93
5005220	0.11	0	-0.11	0	0.788	2.836	97.98	97.25	0.73
5005230	0.07	0	-0.07	0	0.784	2.29	97.6	96.46	1.14
5005240	0.09	0	-0.09	0	1.005	2.933	97.51	96.36	1.15
5005247	0.09	0.04	-0.09	-0.03	1.132	3.305	97.97	95.64	2.33
5005250	0.09	0	-0.09	0	1.015	2.963	98	96.84	1.16
5005260	0.09	0	-0.09	0	0.99	2.892	97.84	96.7	1.14
5005270	0.14	0.01	-0.14	0	0.901	4.595	97.77	97.07	0.7
5005275	0.04	0	-0.04	0	0.487	0.75	97.08	95.93	1.14
5005280	0.04	0	-0.04	0	0.48	0.74	96.4	95.26	1.14
5005288	0.08	0	-0.08	0	0.757	2.21	95.59	94.6	0.99
5005289	0.12	0	-0.11	0	0.887	3.193	95.78	95	0.78
5005296	0.11	0	-0.11	0	0.839	3.02	95.4	94.65	0.76
5005299	0.02	0	-0.02	0	0.28	0.28	95.58	94.23	1.36
5005300	0.12	0	-0.12	0	0.906	3.261	98.35	97.57	0.79
5005310	0.08	0	-0.08	0	0.819	2.391	98.27	97.23	1.03
5005320	0.08	0	-0.08	0	0.818	2.389	98.22	97.19	1.03
5005340	0.08	0	-0.08	0	0.818	2.388	98.21	97.18	1.03
5005345	0.08	0	-0.08	0	0.82	2.394	98.32	97.29	1.03
5005350	0.07	0	-0.07	0	0.793	2.316	98.14	97	1.14
5005353	0.13	0.06	-0.13	-0.05	1.325	4.77	99.11	97.02	2.09
5005360	0.05	0	-0.05	0	0.46	1.344	96.99	96	1
5005361	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.714	2.085	96.58	94.65	1.93
5005362	0.07	0.03	-0.07	-0.02	0.664	1.937	96.59	94.86	1.73
5005363	0.09	0.04	-0.09	-0.03	0.57	2.051	96.62	95.29	1.34



...continuación

5005366	0.08	0.04	-0.08	-0.03	0.91	2.659	96.59	94.41	2.18
5005372	0.04	0	-0.04	0	0.482	0.742	96.57	95.43	1.14
5005385	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.438	1.575	96.49	95.49	1.01
5005400	0.07	0.03	-0.07	-0.02	0.692	2.02	96.32	94.57	1.75
5005410	0.09	0.03	-0.09	-0.02	0.552	1.986	96.28	95.17	1.11
5005412	0.11	0.05	-0.11	-0.05	1.006	3.621	96.28	94.36	1.92
Line1	8.19	1.37	-8.17	-1.34	20.12	28.55	100	99.71	0.3
Line10	0.19	0.09	-0.19	-0.09	0.029	-0	99.18	99.17	0.01
Line100	0.08	0	-0.08	-0	0.011	-0.05	97.82	97.81	0.01
Line101	0	0	0	0	0	-0.03	97.81	97.81	0
Line102	0.08	0	-0.08	-0	0.017	-0.08	97.81	97.79	0.02
Line103	0.77	0.02	-0.77	-0.02	0.546	0.212	97.83	97.76	0.07
Line104	0.68	0.02	-0.68	-0.02	0.482	0.18	97.76	97.69	0.07
Line105	0.52	0.01	-0.52	-0.01	0.69	0.224	97.69	97.56	0.13
Line106	0.14	0	-0.14	-0	0.04	-0.04	97.56	97.53	0.03
Line107	0.13	0	-0.13	-0	0.015	-0.02	97.53	97.52	0.01
Line108	0.26	0.01	-0.26	-0.01	0.627	-0.01	97.56	97.33	0.24
Line109	0.13	0	-0.13	-0	0.024	-0.03	97.33	97.31	0.02
Line11	0.13	0.06	-0.13	-0.06	0.073	-0.08	99.17	99.11	0.05
Line110	0.04	0	-0.04	-0	0.002	-0.03	97.31	97.3	0
Line111	0.08	0	-0.08	-0	0.005	-0.02	97.69	97.69	0.01
Line113	0.07	0	-0.07	-0	0.004	-0.03	97.56	97.55	0.01
Line114	0.02	0	-0.02	0	0.001	-0.08	97.55	97.55	0.01
Line12	7.42	0.95	-7.42	-0.94	3.322	4.714	99.18	99.13	0.05
Line13	0.54	0.17	-0.54	-0.16	2.843	0.427	99.13	98.63	0.5
Line14	0.14	0.03	-0.14	-0.03	0.039	-0.02	98.63	98.6	0.03
Line15	0.4	0.14	-0.4	-0.14	0.244	0.03	98.63	98.57	0.06
Line16	0.36	0.11	-0.36	-0.11	0.609	0.062	98.57	98.41	0.16
Line17	0.26	0.09	-0.26	-0.09	0.271	0.01	98.41	98.31	0.1
Line18	0.09	0.02	-0.09	-0.02	0.045	-0.05	98.41	98.36	0.05
Line19	0.39	0.11	-0.39	-0.11	0.371	0.227	99.13	99.01	0.12
Line20	0.31	0.11	-0.31	-0.11	0.632	0.05	99.01	98.82	0.19
Line21	0.17	0.03	-0.17	-0.03	0.084	-0.02	98.82	98.77	0.05
Line22	0.11	0	-0.11	-0	0.041	-0.03	98.77	98.73	0.04
Line23	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.01	-0.03	98.77	98.76	0.01
Line24	6.39	0.64	-6.39	-0.63	4.718	4.368	99.13	99.05	0.08
Line25	6.3	0.63	-6.29	-0.62	5.959	8.449	99.05	98.94	0.11
Line26	0.15	0.01	-0.15	-0.01	0.093	-0.03	98.94	98.88	0.06
Line27	6.14	0.62	-6.13	-0.61	6.814	9.66	98.94	98.82	0.12



...continuación

Line28	0.36	0.09	-0.36	-0.09	0.603	0.06	98.82	98.66	0.16
Line29	0.15	0.08	-0.15	-0.09	0.079	-0.06	98.66	98.61	0.05
Line3	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.03	-0.07	99.71	99.66	0.04
Line30	0.21	0	-0.21	-0	0.144	-0.01	98.66	98.59	0.07
Line31	5.78	0.52	-5.77	-0.51	5.729	8.119	98.82	98.71	0.11
Line32	5.69	0.51	-5.68	-0.5	7.045	6.519	98.71	98.58	0.13
Line33	0.27	0.01	-0.27	-0.01	0.145	-0	98.58	98.53	0.05
Line34	0.13	0	-0.13	-0	0.126	-0.07	98.53	98.43	0.1
Line35	5.34	0.49	-5.33	-0.49	4.034	5.186	98.58	98.5	0.08
Line36	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.001	-0.03	98.5	98.49	0
Line37	5.27	0.46	-5.27	-0.46	4.221	5.425	98.5	98.41	0.09
Line38	2.02	0.05	-2.02	-0.05	0.887	0.806	98.41	98.37	0.04
Line39	0.14	0	-0.14	-0	0.037	-0.02	98.37	98.34	0.03
Line4	8.1	1.32	-8.09	-1.29	14.84	21.06	99.71	99.49	0.22
Line40	1.88	0.04	-1.88	-0.04	0.544	0.511	98.37	98.34	0.03
Line41	0.5	0.01	-0.5	-0.01	1.541	0.216	98.34	98.03	0.31
Line42	0.11	0	-0.11	-0	0.057	-0.04	98.03	97.98	0.05
Line43	0.39	0.01	-0.38	-0.01	1.701	0.187	98.03	97.6	0.43
Line44	0.09	0	-0.09	-0	0.077	-0.1	97.6	97.51	0.08
Line45	1.26	0.03	-1.26	-0.03	4.35	0.786	98.34	98	0.34
Line46	1.17	0.03	-1.16	-0.03	1.874	0.336	98	97.84	0.16
Line47	0.14	0.01	-0.14	-0.01	0.1	-0.04	97.84	97.77	0.07
Line48	0.94	0.02	-0.93	-0.02	6.147	1.075	97.84	97.19	0.64
Line49	0.22	0.01	-0.22	-0.01	0.209	-0.01	97.19	97.1	0.09
Line5	8.04	1.26	-8.03	-1.25	12.12	17.2	99.49	99.31	0.18
Line50	0.09	0	-0.09	-0	0.033	-0.04	97.1	97.06	0.04
Line51	0.71	0.02	-0.71	-0.02	0.843	0.14	97.19	97.08	0.12
Line52	0.67	0.01	-0.66	-0.01	2.711	0.441	97.08	96.68	0.4
Line53	0.11	0	-0.11	-0	0.047	-0.03	96.68	96.64	0.04
Line54	0.06	0	-0.06	-0	0.033	-0.1	96.64	96.58	0.05
Line55	0.55	0.01	-0.55	-0.01	1.598	0.242	96.68	96.4	0.28
Line56	0.51	0.01	-0.51	-0.01	1.513	0.221	96.4	96.11	0.29
Line57	0.37	0.01	-0.37	-0.01	1.256	0.137	96.11	95.78	0.33
Line58	0.19	0.01	-0.19	-0.01	0.367	-0.04	95.78	95.59	0.19
Line59	0.11	0	-0.11	-0	0.217	-0.14	95.59	95.4	0.19
Line6	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.023	-0.05	99.31	99.28	0.03
Line60	0.07	0	-0.07	-0	0.076	-0.17	95.78	95.67	0.11
Line61	0.05	0	-0.05	-0	0.035	-0.13	95.67	95.6	0.06
Line62	0.02	0	-0.02	0	0.004	-0.11	95.6	95.58	0.02



...continuación

Line63	3.21	0.41	-3.2	-0.41	1.523	2.015	98.41	98.36	0.05
Line64	0.2	0.01	-0.2	-0.01	0.01	-0.02	98.36	98.35	0.01
Line65	0.08	0	-0.08	-0	0.023	-0.1	98.35	98.32	0.03
Line66	3	0.4	-3	-0.4	1.777	1.633	98.36	98.29	0.06
Line67	0.72	0.02	-0.72	-0.02	0.189	0.147	98.29	98.27	0.03
Line68	2.28	0.39	-2.28	-0.38	2.773	2.532	98.29	98.16	0.13
Line69	0.64	0.01	-0.64	-0.01	0.161	0.119	98.27	98.24	0.03
Line7	7.9	1.19	-7.9	-1.18	4.916	6.977	99.31	99.23	0.07
Line70	0.43	0.01	-0.43	-0.01	0.027	0.018	98.24	98.23	0.01
Line71	0.08	0	-0.08	-0	0.01	-0.04	98.23	98.22	0.01
Line72	0.35	0.01	-0.35	-0.01	0.541	0.049	98.23	98.08	0.15
Line74	0.12	0	-0.12	-0	0.041	-0.08	98.08	98.05	0.03
Line75	0.21	0	-0.21	-0	0.056	-0.02	98.24	98.21	0.03
Line76	0.08	0	-0.08	-0	0.004	-0.05	98.21	98.21	0.01
Line77	1.22	0.27	-1.22	-0.27	0.189	0.052	98.16	98.14	0.02
Line78	1.15	0.27	-1.14	-0.27	10.32	1.854	98.14	97.27	0.87
Line79	1.05	0.27	-1.04	-0.27	2.92	0.798	97.27	96.99	0.27
Line8	0.16	0.09	-0.16	-0.09	0.064	-0.02	99.23	99.2	0.04
Line80	1	0.27	-1	-0.26	2.831	0.769	96.99	96.72	0.28
Line81	0.04	0.01	-0.04	-0.01	0.007	-0.11	96.72	96.7	0.02
Line82	0.55	0.13	-0.55	-0.13	0.805	0.28	96.72	96.57	0.15
Line83	0.39	0.13	-0.39	-0.13	0.246	0.064	96.57	96.51	0.06
Line84	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.01	-0.04	96.51	96.49	0.01
Line85	0.27	0.1	-0.27	-0.1	0.502	0.039	96.51	96.32	0.18
Line86	0.2	0.08	-0.2	-0.08	0.067	-0.01	96.32	96.29	0.03
Line87	0.11	0.05	-0.11	-0.05	0.01	-0.02	96.29	96.28	0.01
Line88	0.09	0.03	-0.09	-0.03	0.006	-0.02	96.29	96.28	0.01
Line89	0.3	0.13	-0.3	-0.13	0.268	0.041	96.72	96.63	0.09
Line9	7.62	1.04	-7.62	-1.04	3.506	4.976	99.23	99.18	0.05
Line90	0.16	0.07	-0.16	-0.07	0.015	-0.01	96.63	96.62	0.01
Line92	0.08	0.04	-0.08	-0.04	0.023	-0.09	96.62	96.59	0.03
Line93	0.14	0.06	-0.14	-0.06	0.06	-0.06	96.63	96.59	0.04
Line94	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.004	-0.02	96.59	96.58	0.01
Line95	0.08	0.04	-0.08	-0.04	0.019	-0.04	98.16	98.13	0.02
Line96	0.98	0.07	-0.98	-0.07	1.685	0.688	98.16	97.98	0.17
Line97	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.012	-0.04	97.98	97.97	0.01
Line98	0.89	0.04	-0.89	-0.04	1.356	0.544	97.98	97.83	0.15
Line99	0.12	0.02	-0.12	-0.02	0.014	-0.02	97.83	97.82	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla N° 10.4: Datos técnicos y resultados de alimentadores en media tensión

Sistema de distribución	Cod. SET	Cod. Alimentador	Tensión Nominal (KV)	Factor de Pérdidas	longitud de líneas MT (Km)	Máxima Demanda MT (MW)	Pérdidas de Potencia MT (KW)	Pérdidas de energía en MT (MW.h)
Puno	01	101	10	0.44	22,093	2.98	68.82	265.26
Puno	01	102	10	0.56	5,216	2.16	51.87	254.44
Puno	01	103	10	0.53	7,389	2.95	36.12	167.70
Puno	01	104	10					
Puno	01	105	10	0.47	60,655	3.88	75.21	309.64
Puno	01	106	10	0.38	18,862	2.15	41.67	138.72
Totorani	02	201	22.9	0.41	855,986	1.44	18.37	65.97
Totorani	02	202	10	0.29	17,002	0.89	11.35	28.84
Ilave	10	1001	22.9	0.28	343,568	0.83	17.61	43.20
Ilave	10	1002	22.9	0.47	373,002	2.40	50.68	208.67
Ilave	10	1003	22.9	0.26	707,575	0.60	12.58	28.66
Pomata	20	2001	22.9	0.23	219,171	0.71	15.07	30.36
Pomata	20	2002	22.9	0.22	493,418	0.47	9.99	19.25
Pomata	20	2003	22.9	0.33	913,325	1.79	38.20	110.41
Pomata	20	2004	22.9	0.26	39,155	1.08	23.08	52.56
Ananea	30	3001	22.9	0.78	79,818	0.45	8.96	61.22
Ananea	30	3002	22.9					
Ananea	30	3003	22.9	0.44	356,278	0.69	13.70	52.80
Ananea	30	3004	22.9	0.89	25,286	4.25	84.84	661.45
Ananea	30	3005	22.9	0.82	35,781	2.62	52.28	375.56
Ananea	30	3007	22.9	0.86		3.02		
Huancané	40	4001	22.9	0.23	251,173	1.85	24.26	48.89
Huancané	40	4002	22.9	0.39	12,746	0.50	6.59	22.52
Huancané	40	4003	22.9	0.31	954,712	1.06	13.86	37.64
Juliaca	50	5004	10	0.39	37,070	5.24	171.77	586.85
Juliaca	50	5005	10	0.42	31,687	4.94	161.94	595.81
Juliaca	50	5006	10	0.47	21,486	4.60	150.79	620.85
Juliaca	50	5007	10	0.49	387,193	3.28	107.52	461.53
Juliaca	50	5008	10	0.53	14,579	4.02	131.78	606.06
Juliaca	50	5009	10	0.26	284,311	1.97	64.58	147.09
Juliaca	50	5010	10	0.58	7,857	2.93	96.05	488.01
Juliaca	50	5021	22.9	0.52	1,092,981	5.53	181.16	825.20
Juliaca	50	5022	22.9	0.23	463,620	0.25	8.20	16.51
Ayaviri	60	6001	10	0.43	11,408	0.80	20.30	76.48
Ayaviri	60	6002	10	0.46	9,387	0.54	13.70	55.23
Ayaviri	60	6003	22.9	0.29	960,455	1.06	26.90	68.34
Ayaviri	60	6004	22.9	0.27	210,917	0.45	11.42	27.01
Sandia	75	7501	22.9	0.31	289,583	1.03	35.56	95.89
Azángaro	80	8001	22.9	0.31	1,472,424	1.51	19.30	52.40
Azángaro	80	8002	22.9	0.28	481,117	2.52	32.20	78.99
Antauta	90	9001	22.9	0.30	432,812	1.54	22.25	58.47
Antauta	90	9002	22.9	0.28	271,435	0.74	10.62	26.06
San Gabán	95	9501	22.9	0.43	186,521	0.72	8.87	33.40

Elaborado por el equipo de trabajo



Anexo 11

Tabla N° 11.1: Corrientes de fuga en aisladores de media tensión

Tensión (KV)	Corriente de fuga (mA)
10.00	0.26
22.90	0.26

Fuente: (Laboratorio de alta tensión FIEE – UNI)

Tabla N° 11.2: Datos de Aisladores por alimentadores

Sistema de distribución	Cod. SET	Cod. Alimentador	Tensión Nominal (KV)	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total	Total
				N° Aisladores	N° Aisladores	N° Aisladores	Pérdidas de potencia (W)	Pérdidas de potencia (W)	Pérdidas de potencia (W)	Pérdidas de potencia (W)	Pérdidas de energía (MW.h)
Puno	01	101	10.0			855	0.00	0.00	1283.45	1283.45	11.24
Puno	01	102	10.0			78	0.00	0.00	117.09	117.09	1.03
Puno	01	103	10.0			282	0.00	0.00	423.31	423.31	3.71
Puno	01	104	10.0				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Puno	01	105	10.0		30	1578	0.00	45.03	2368.75	2413.79	21.14
Puno	01	106	10.0			525	0.00	0.00	788.08	788.08	6.90
Totorani	02	201	22.9	2502	334	3456	8600.73	1148.14	11880.15	21629.02	189.47
Totorani	02	202	10.0			606	0.00	0.00	909.67	909.67	7.97
Ilave	10	1001	22.9	1016	94	2103	3492.54	323.13	7229.15	11044.83	96.75
Ilave	10	1002	22.9	1227	84	2553	4217.87	288.75	8776.05	13282.67	116.36
Ilave	10	1003	22.9	2195	38	2802	7545.41	130.63	9632.00	17308.03	151.62
Pomata	20	2001	22.9	576	30	1347	1980.03	103.13	3502.20	5585.35	48.93
Pomata	20	2002	22.9	1220	88	2178	4193.80	302.50	7486.97	11983.28	104.97
Pomata	20	2003	22.9	3226	106	2109	11089.52	364.38	7249.78	18703.67	163.84
Pomata	20	2004	22.9	18	4	348	61.88	13.75	1196.27	1271.89	11.14
Ananea	30	3001	22.9	122	16	654	419.38	55.00	2248.15	2722.53	23.85
Ananea	30	3002	22.9				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ananea	30	3003	22.9	880	110	1596	3025.04	378.13	5486.32	8889.49	77.87
Ananea	30	3004	22.9			654	0.00	0.00	2248.15	2248.15	19.69
Ananea	30	3005	22.9		30	714	0.00	103.13	2454.41	2557.53	22.40
Huancané	40	4001	22.9	1160	152	705	3987.55	522.51	2423.47	6933.53	60.74
Huancané	40	4002	22.9	26		231	89.38	0.00	794.07	883.45	7.74
Huancané	40	4003	22.9	3611	230	3219	12412.97	790.64	11065.45	24269.06	212.60
Juliaca	50	5004	22.9			1266	0.00	0.00	4351.93	4351.93	38.12
Juliaca	50	5005	10.0			1122	0.00	0.00	1684.25	1684.25	14.75
Juliaca	50	5006	10.0			822	0.00	0.00	1233.91	1233.91	10.81
Juliaca	50	5007	10.0	1329	106	1584	4568.50	364.38	5688.11	10620.99	93.04
Juliaca	50	5008	10.0			645	0.00	0.00	968.22	968.22	8.48
Juliaca	50	5009	10.0	847	48	2334	1271.44	72.05	3503.59	4847.09	42.46
Juliaca	50	5010	10.0			291	0.00	0.00	436.82	436.82	3.83
Juliaca	50	5021	22.9	3616	702	2133	12430.16	2413.16	7332.28	22175.59	194.26
Juliaca	50	5022	22.9	1663	138	1986	5716.63	474.38	6826.96	13017.98	114.04
Juliaca	50	5025	22.9				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ayaviri	60	6001	10.0			318	0.00	0.00	477.35	477.35	4.18
Ayaviri	60	6002	10.0			222	0.00	0.00	333.25	333.25	2.92
Ayaviri	60	6003	22.9	2586	96	2436	8889.49	330.00	8373.86	17593.35	154.12
Ayaviri	60	6004	22.9	569	206	453	1955.96	708.13	1557.21	4221.30	36.98
Sandia	75	7501	22.9	866	36	1080	2976.91	123.75	3712.55	6813.21	59.68
Azángaro	80	8001	22.9	4187	184	3852	14392.99	632.51	13241.42	28266.92	247.62
Azángaro	80	8002	22.9	1497	26	1488	5146.00	89.38	5115.06	10350.44	90.67
Antauta	90	9001	22.9	349	14	411	1199.70	48.13	1412.83	2660.66	23.31
Antauta	90	9002	22.9	930	20	675	3196.92	68.75	2320.34	5586.01	48.93
San Gabán	95	9501	22.9	360	10	390	1237.52	34.38	1340.64	2612.53	22.89

Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 12**Tabla N° 12.1:** Cantidad de reguladores de tensión y transformadores elevadores y reductores

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Reguladores de tensión	Transformador elevador / reductor
Juliaca	50	2	2
Puno	01		1
Totorani	02		
Azángaro	80	1	
Sandia	75		
Huancané	40		
Ananea	30		
Antauta	90		
Ayaviri	60		
Ilave	10		
Pomata	20		
San Gabán	95		
Total ELPU		3	3

Fuente: (Electro Puno – Gerencia de Operaciones)

Anexo 13**Tabla N° 13.1:** cantidad y potencia instalada de transformadores de distribución

Sistema Eléctrico	Cod. SET	N° de SED's	Potencia instalada (KVA)
Juliaca	50	1,734	86,037
Puno	01	224	22,049
Totorani	02	487	13,687
Azángaro	80	1,400	21,329
Sandia	75	167	4,354
Huancané	40	698	13,850
Ananea	30	131	6,130
Antauta	90	220	4,351
Ayaviri	60	494	12,207
Ilave	10	853	24,748
Pomata	20	1,103	23,389
San Gabán	95	66	1,597
Total ELPU		7,577	233,724

Fuente: (Electro Puno – Gerencia técnica)

Tabla N° 13.2: Transformadores monofásicos de 5-50 KVA AT<17.5 KV

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR KVA	PÉRDIDAS EN VACÍO W	PÉRDIDAS CON CARGA W	CORRIENTE EN VACÍO % de In	TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO % de Un	PÉRDIDAS TOTALES % de Pn
5	49	142	2.95	2.75	3.82
10	68	211	2.6	2.75	2.79
15	86	278	2.4	2.75	2.43
20	103	342	2.25	2.75	2.23
25	120	410	2.1	2.75	2.12
37.5	165	608	2.05	2.75	2.06
50	199	776	1.95	2.75	1.95

Fuente: (Fonafe – Comité de normalización de bienes eléctricos)

Tabla N° 13.3: Transformadores trifásicos de 15-630 KVA AT<17.5 KV

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR KVA	PÉRDIDAS EN VACÍO W	PÉRDIDAS CON CARGA W	CORRIENTE EN VACÍO % de In	TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO % de Un	PÉRDIDAS TOTALES % de Pn
15	135	452	6.91	4	3.91
25	174	653	6.34	4	3.31
37.5	210	900	5.62	4	2.96
50	248	1135	5.04	4	2.77
75	327	1551	4.61	4	2.5
100	417	1975	4.18	4	2.39
160	571	2843	3.6	4	2.13
250	771	3737	3.31	4	1.8
315	866	4500	2.88	4	1.7
400	1050	5429	2.45	4	1.62
500	1221	6464	1.87	4	1.54
630	1486	8144	1.15	4	1.53

Fuente: (Fonafe – Comité de normalización de bienes eléctricos)

Tabla N° 13.4: Transformadores trifásicos de 15-630 KVA 17.5 < AT < 36 KV

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR KVA	PÉRDIDAS EN VACÍO W	PÉRDIDAS CON CARGA W	CORRIENTE EN VACÍO % de In	TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO % de Un	PÉRDIDAS TOTALES % de Pn
15	106	451	4.6	4	3.71
25	146	595	4.26	4	2.96
37.5	188	866	3.91	4	2.81
50	232	1120	3.57	4	2.7
75	300	1521	3.11	4	2.43
100	374	1920	2.99	4	2.29
160	537	2775	2.53	4	2.07
200	606	3375	2.3	4	1.99
250	734	3804	2.3	4	1.82
315	837	4533	2.19	4	1.7
400	968	5550	1.84	4	1.63
500	1179	6540	1.61	4	1.54
630	1411	8136	1.15	4	1.52

Fuente: (Fonafe – Comité de normalización de bienes eléctricos)

Tabla N° 13.5: Datos y resultados de flujo de potencia en subestaciones de distribución

Sistema de distribución	Cod. SET	Cod. Alimentador	Factor de Pérdidas	N° de SED's	Potencia instalada (KVA)	Pérdidas de potencia en Cu (KW)	Pérdidas de potencia en Fe (KW)	Pérdidas de energía en Cu (MW.h)	Pérdidas de energía en Fe (MW.h)
Puno	01	101	0.44	54	5,381	13.59	17.92	52.38	156.99
Puno	01	102	0.56	11	2,565	6.48	8.54	31.78	74.84
Puno	01	103	0.53	20	2,710	6.84	9.03	31.78	79.07
Puno	01	104				0.00	0.00	0.00	0.00
Puno	01	105	0.47	114	9,448	23.86	31.47	98.87	275.65
Puno	01	106	0.38	25	1,945	4.91	6.48	16.35	56.73
Totorani	02	201	0.42	453	6,507	27.58	15.77	101.48	138.15
Totorani	02	202	0.31	34	7,180	30.44	17.40	83.72	152.45
Ilave	10	1001	0.35	257	8,635	13.40	11.52	41.07	100.88
Ilave	10	1002	0.48	287	11,070	17.17	14.76	72.21	129.33
Ilave	10	1003	0.29	309	5,043	7.82	6.73	19.88	58.92
Pomata	20	2001	0.28	124	3,763	2.46	2.11	6.03	18.50
Pomata	20	2002	0.22	374	11,133	7.27	6.25	14.01	54.72
Pomata	20	2003	0.36	581	7,709	5.03	4.33	15.87	37.89
Pomata	20	2004	0.29	24	784	0.51	0.44	1.30	3.85
Ananea	30	3001	0.88	20	835	3.27	4.09	25.18	35.84
Ananea	30	3002						0.00	0.00
Ananea	30	3003	0.74	87	1,810	7.07	8.87	45.85	77.68
Ananea	30	3004	0.84	12	2,140	8.37	10.49	61.60	91.86
Ananea	30	3005	0.86	12	1,345	5.26	6.59	39.64	57.74
Huancané	40	4001	0.28	160	2,885	7.84	4.54	19.23	39.80
Huancané	40	4002	0.34	13	842	2.29	1.33	6.81	11.61
Huancané	40	4003	0.28	525	10,123	27.50	15.94	66.25	139.63
Juliaca	50	5004	0.35	102	11,132	42.20	41.22	129.39	361.06
Juliaca	50	5005	0.43	80	8,890	33.19	30.49	124.32	267.13
Juliaca	50	5006	0.44	70	8,102	30.79	30.43	118.69	266.59
Juliaca	50	5007	0.47	340	14,179	53.89	53.26	221.88	466.57
Juliaca	50	5008	0.48	49	6,445	24.50	24.21	103.86	212.08
Juliaca	50	5009	0.53	224	11,346	43.13	42.62	198.34	373.36
Juliaca	50	5010	0.56	21	5,590	21.25	21.00	104.23	183.95
Juliaca	50	5021	0.57	500	12,586	49.89	47.28	248.53	414.16
Juliaca	50	5022	0.29	348	7,768	29.53	29.18	75.01	255.62
Juliaca	50	5025				0.00	0.00	0.00	0.00
Ayaviri	60	6001	0.49	23	2,550	6.23	3.93	26.72	34.39
Ayaviri	60	6002	0.46	14	1,655	4.04	2.55	16.28	22.32
Ayaviri	60	6003	0.32	358	6,222	15.19	9.58	42.58	83.90
Ayaviri	60	6004	0.27	99	1,780	4.35	2.74	10.28	24.01
Sandia	75	7501	0.31	167	4,354	22.61	16.40	60.97	143.71
Azángaro	80	8001	0.30	1111	16,154	41.70	37.67	109.58	329.95
Azángaro	80	8002	0.26	289	5,175	13.36	12.07	30.65	105.69
Antauta	90	9001	0.31	81	1,497	9.17	4.95	25.22	43.37
Antauta	90	9002	0.28	139	2,854	17.48	9.44	42.88	82.68
San Gabán	95	9501	0.43	66	1,597	3.99	5.61	15.05	49.17

Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 14

Tabla N° 14.1: Características técnicas de conductores para distribución en BT de

Electro Puno

FORMACIÓN	CONDUCTORES DE FASE			CONDUCTOR ADICIONAL (ALUMBRADO)			PÉRDIDAS DE POTENCIA A CORRIENTE MAX.
	RESISTENCIA OHM Rcc 20 °C	ESPESOR AISLAMIENTO	CAPACIDAD DE CORRIENTE	RESISTENCIA A OHM Rcc 20 °C	ESPESOR AISLAMIENTO	CAPACIDAD DE CORRIENTE	
N° x mm2	Ohm/Km	mm	A	Ohm/Km	mm	A	KW/Km
1x16+N25	1.910	1.15	85				13.80
1x25+N25	1.200	1.15	114				15.60
2x16+N25	1.910	1.15	85				13.80
2x25+N25	1.200	1.15	114				15.60
2x35+N25	0.868	1.15	141				17.26
2x50+N35	0.641	1.53	171				18.74
2x70+N50	0.443	1.53	215				20.48
2x95+N70	0.320	1.53	265				22.47
3x16+N25	1.910	1.15	85				13.80
3x25+N25	1.200	1.15	114				15.60
3x35+N25	0.868	1.15	141				17.26
3x50+N35	0.641	1.15	171				18.74
3x70+N50	0.443	1.53	215				20.48
3x95+N70	0.320	1.53	265				22.47
2x16+1x16+N25	1.910	1.15	85	1.91	1.15	85	13.80
2x25+1x16+N25	1.200	1.15	114	1.91	1.15	85	15.60
2x35+1x16+N25	0.868	1.15	141	1.91	1.15	85	17.26
2x50+1x16+N35	0.641	1.53	171	1.91	1.15	85	18.74
2x70+1x16+N50	0.443	1.53	141	1.91	1.15	85	8.81
2x95+1x16+N70	0.320	1.53	265	1.91	1.15	85	22.47
3x16+1x16+N25	1.910	1.15	85	1.91	1.15	85	13.80
3x25+1x16+N25	1.200	1.15	114	1.91	1.15	85	15.60
3x35+1x16+N25	0.868	1.15	141	1.91	1.15	85	17.26
3x50+1x16+N35	0.641	1.53	171	1.91	1.15	85	18.74
3x70+1x16+N50	0.443	1.53	141	1.91	1.15	85	8.81
3x95+1x16+N70	0.320	1.53	265	1.91	1.15	85	22.47
3x120+1x16+N70	0.253	2.04	305	1.91	1.15	85	23.54

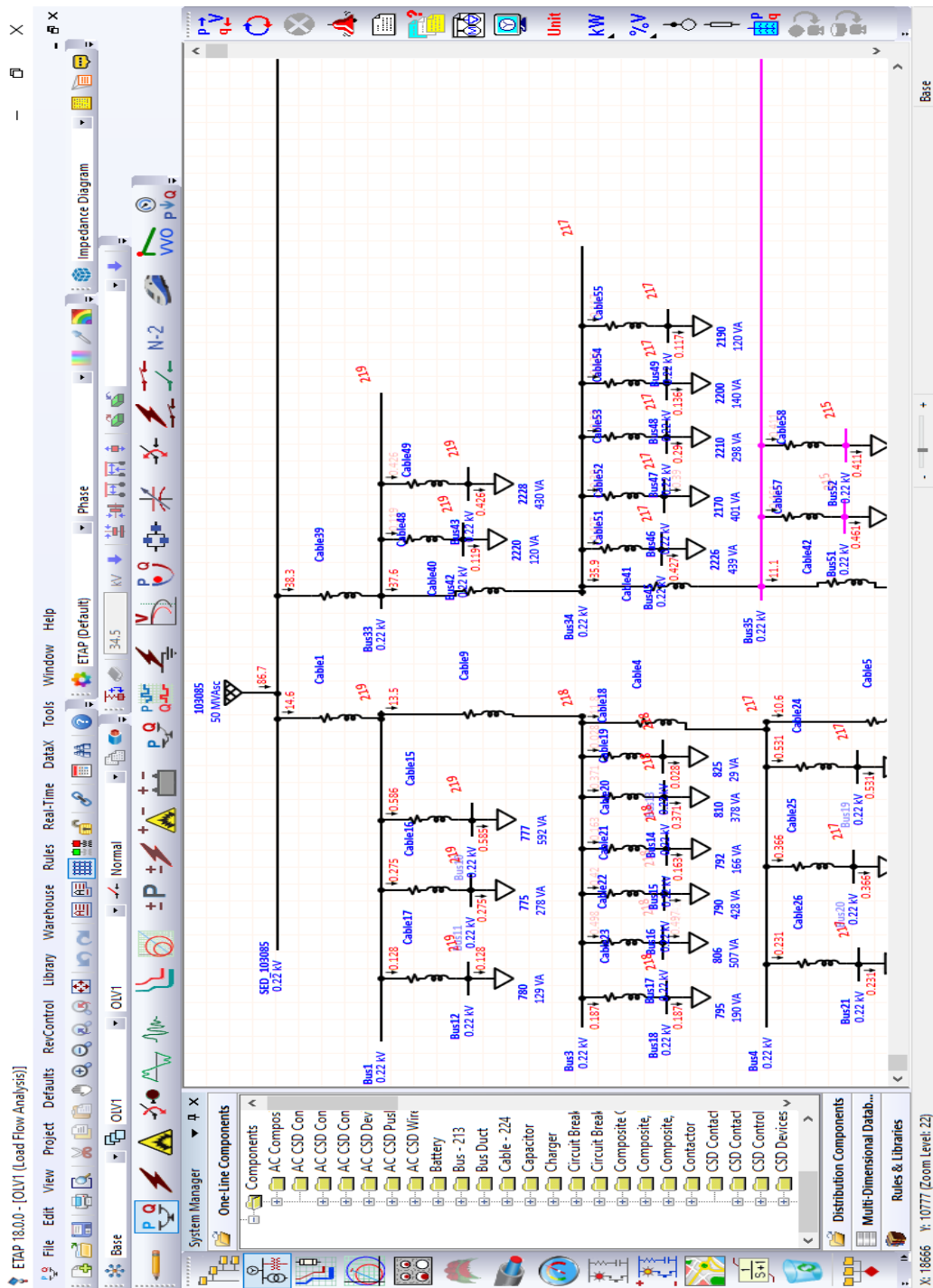
Fuente: (Indeco – Conductores aislados para baja tensión)

Tabla N° 14.2: Datos y resultados de redes de baja tensión por alimentador

Sistema de distribución	Cod. SET	Cod. Alimentador	Factor de Pérdidas	redes BT Km	Pérdidas de Potencia en redes BT (KW)	Pérdidas de energía en redes BT (MW.h)
Puno	01	101	0.44	90.32	56.25	216.81
Puno	01	102	0.56	18.58	26.81	131.53
Puno	01	103	0.53	30.06	28.33	131.52
Puno	01	104			0.00	0.00
Puno	01	105	0.47	211.08	98.76	409.22
Puno	01	106	0.38	43.87	20.33	67.66
Totorani	02	201	0.42	1001.78	36.07	133.34
Totorani	02	202	0.31	62.45	39.80	109.49
Ilave	10	1001	0.36	896.99	18.88	59.52
Ilave	10	1002	0.48	817.34	24.20	100.90
Ilave	10	1003	0.29	914.07	11.02	28.01
Pomata	20	2001	0.28	479.48	7.38	18.09
Pomata	20	2002	0.22	835.50	21.82	42.05
Pomata	20	2003	0.36	1239.75	15.11	47.65
Pomata	20	2004	0.33	61.57	1.54	4.42
Ananea	30	3001	0.89	22.79	2.48	19.21
Ananea	30	3002			0.00	0.00
Ananea	30	3003	0.74	128.33	5.36	34.78
Ananea	30	3004	0.85	13.99	6.35	47.05
Ananea	30	3005	0.86	9.29	3.99	30.06
Ananea	30	3007			0.00	0.00
Huancané	40	4001	0.28	370.21	8.45	20.72
Huancané	40	4002	0.34	31.13	2.47	7.34
Huancané	40	4003	0.28	1124.40	29.64	71.40
Juliaca	50	5004	0.36	213.20	112.27	354.07
Juliaca	50	5005	0.42	156.55	89.66	329.88
Juliaca	50	5006	0.44	90.39	81.71	314.94
Juliaca	50	5007	0.47	767.01	143.00	588.76
Juliaca	50	5008	0.49	75.75	65.00	279.02
Juliaca	50	5009	0.53	493.07	114.43	526.27
Juliaca	50	5010	0.56	26.06	56.38	276.57
Juliaca	50	5021	0.58	1300.39	126.94	644.95
Juliaca	50	5022	0.29	817.36	78.35	199.03
Juliaca	50	5025			0.00	0.00
Ayaviri	60	6001	0.49	45.34	17.97	77.14
Ayaviri	60	6002	0.46	25.01	11.66	47.00
Ayaviri	60	6003	0.31	886.79	43.85	119.07
Ayaviri	60	6004	0.27	202.91	12.54	29.67
Sandia	75	7501	0.31	263.36	16.03	43.24
Azángaro	80	8001	0.30	1790.98	124.00	325.88
Azángaro	80	8002	0.26	595.73	39.72	91.16
Antauta	90	9001	0.31	166.96	16.89	46.45
Antauta	90	9002	0.28	221.97	32.19	78.96
San Gabán	95	9501	0.43	91.91	3.28	12.45

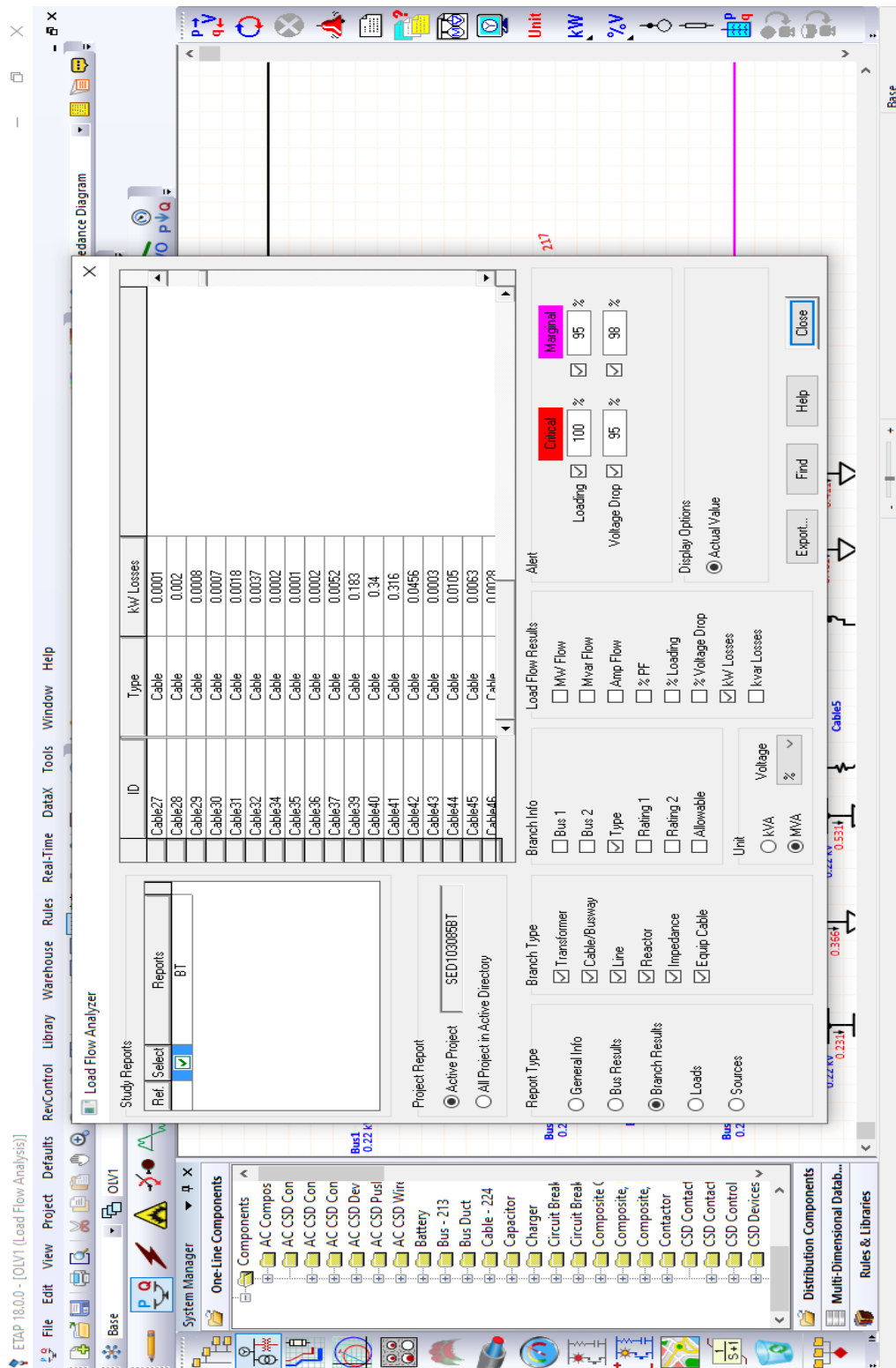
Elaborado por el equipo de trabajo

Figura N° 14.1: Modelamiento para flujo de potencia en baja tensión



Elaborado por el equipo de trabajo

Figura N° 14.2: Resultado del flujo de potencia en baja tensión



Elaborado por el equipo de trabajo



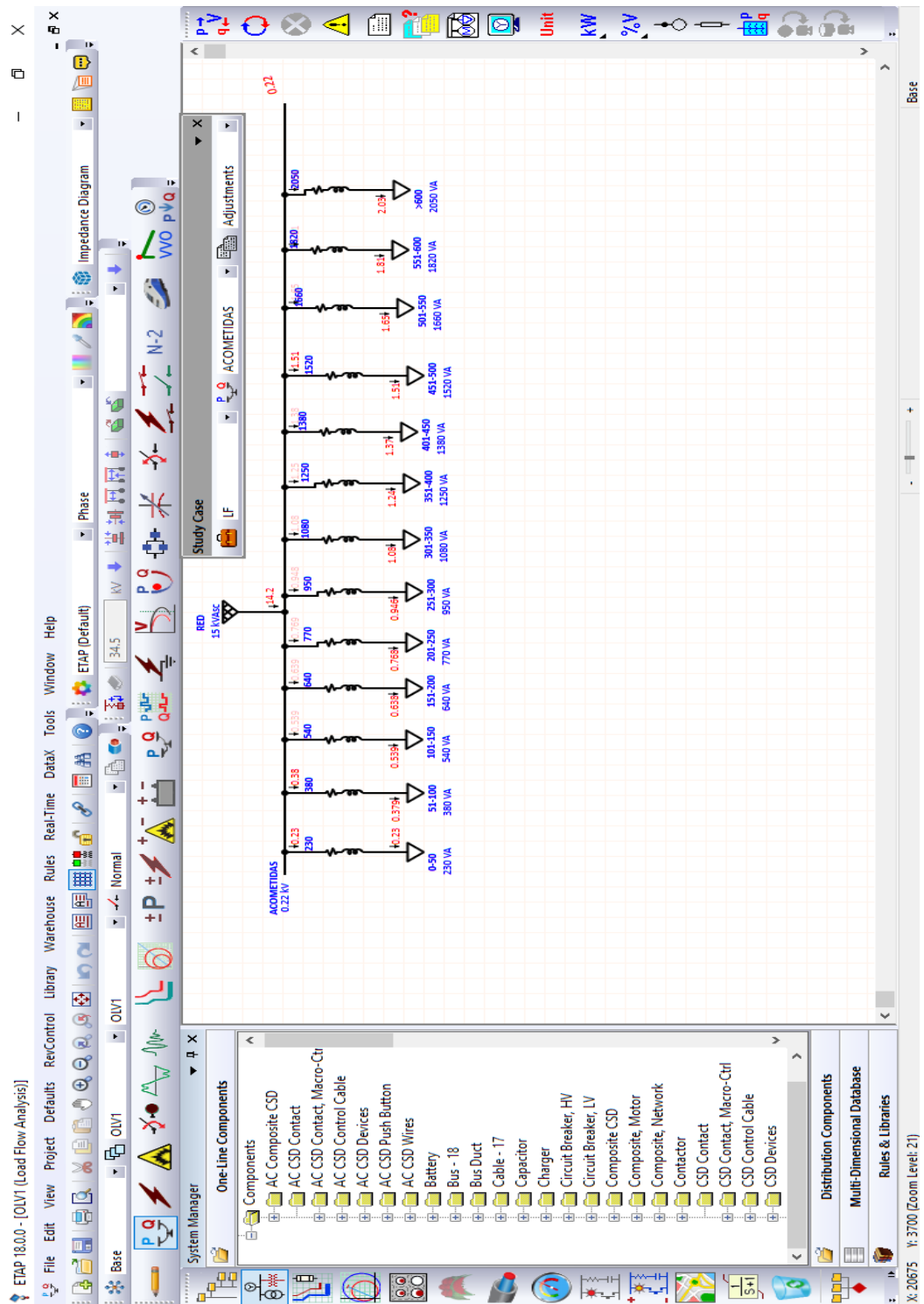
Anexo 15

Tabla N° 15.1: Demanda de clientes según su consumo de energía

Rango de consumo	Potencia equivalente
(kW.h)	(W)
0-50	230
51-100	380
101-150	540
151-200	640
201-250	770
251-300	950
301-350	1,080
351-400	1,250
401-450	1,380
451-500	1,520
501-550	1,660
551-600	1,820
>601	2,050

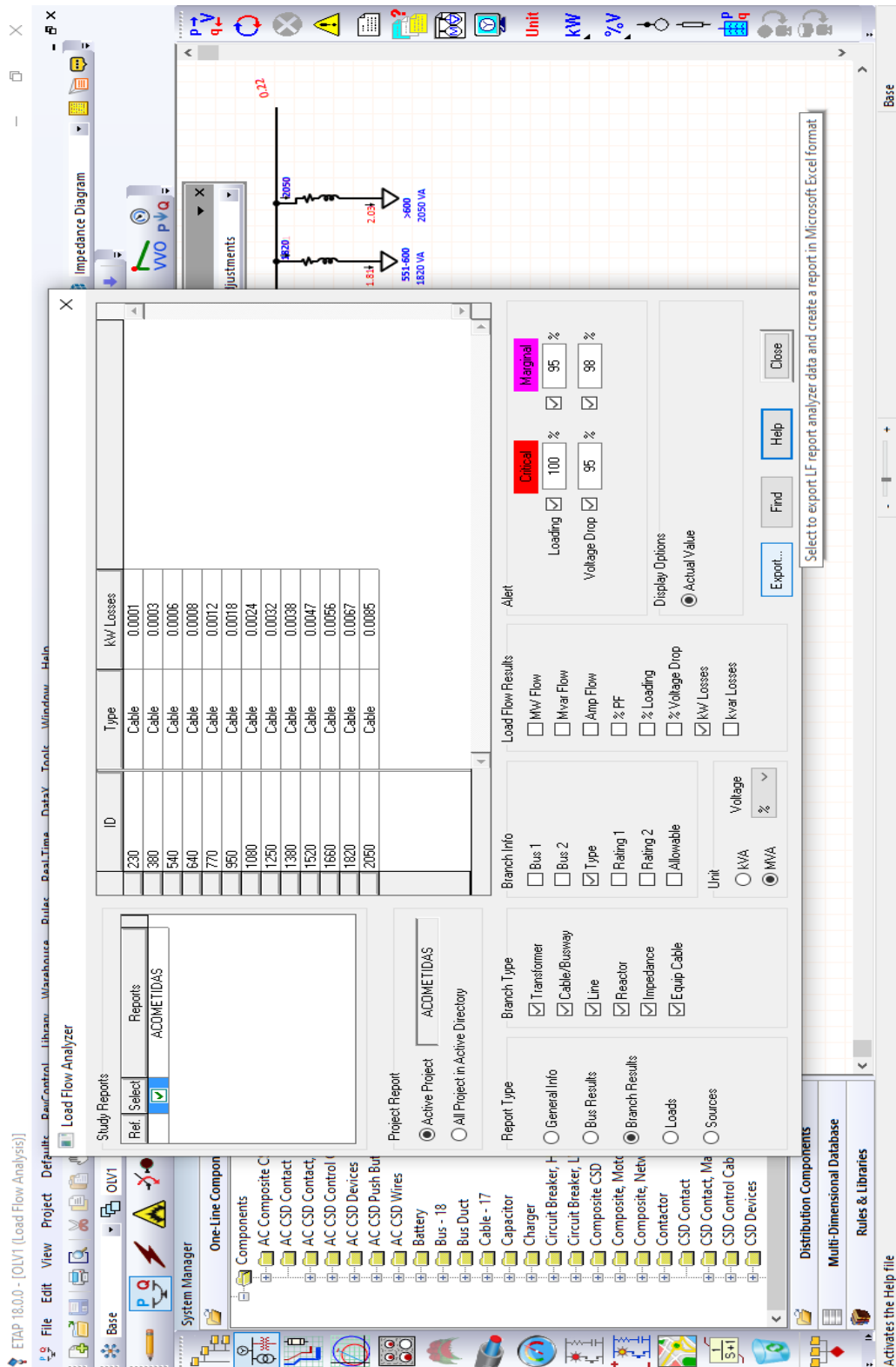
Elaborado por el equipo de trabajo

Figura N° 15.1: Modelamiento en Etap de acometidas



Elaborado por el equipo de trabajo

Figura N° 15.2: Resultado de flujo de potencia en acometidas



Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 16

Tabla N° 16.1: cantidad de medidores de energía

Sistema Eléctrico	Cod. SET	Tipo de medidor	Medidor Electromecánico	Medidor Electrónico	Sub Total ELPU
Juliaca	50	Monofásico	1,846	105,948	107,794
		Trifásico	135	4,694	4,829
Puno	01	Monofásico	2,285	34,420	36,705
		Trifásico	121	1,169	1,290
Totorani	02	Monofásico	196	13,374	13,570
		Trifásico	14	168	182
Azángaro	80	Monofásico	203	29,037	29,240
		Trifásico	13	372	385
Sandia	75	Monofásico	296	4,124	4,420
		Trifásico		58	58
Huancané	40	Monofásico	249	16,337	16,586
		Trifásico	12	237	249
Ananea	30	Monofásico	192	6,315	6,507
		Trifásico	3	574	577
Antauta	90	Monofásico	177	4,258	4,435
		Trifásico	9	129	138
Ayaviri	60	Monofásico	361	17,655	18,016
		Trifásico	18	285	303
Ilave	10	Monofásico	1,708	21,522	23,230
		Trifásico	38	532	570
Pomata	20	Monofásico	609	19,091	19,700
		Trifásico	41	620	661
San Gabán	95	Monofásico	147	1,541	1,688
		Trifásico	2	47	49
Sub Total ELPU		Monofásico	8,269	273,622	281,891
		Trifásico	406	8,885	9,291

Fuente: (Electro Puno – Gerencia Comercial)

Tabla N° 16.2: consumo de energía de los medidores

CONSUMO INTERNO DE MEDIDORES			
Tipo de Medidor	Bobina de Tensión (W)	Bobina de Corriente (W)	Promedio (W)
Medidor Electrónico			
Monofásico	1.07	0.10	1.17
Trifásico	2.61	0.28	2.89
Medidor Electromecánico			
Monofásico	3.00	0.17	3.17
Trifásico	6.03	0.62	6.65

Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 17

Tabla N° 17.1: Balance de energía de Electro 2017

Balance de energía Electro Puno 2017	
Descripción	(kW.h)
1. Compra de Energía	364,448,718
2. Generación Propia Total	18,143,426
3. Ventas a Otras Empresas	0
4. Energía Total Disponible	382,592,144
5. Ventas de Energía a Clientes en MAT y AT	0
5.1. En Muy Alta Tension	0
5.2. En Alta Tension	0
6. Pérdidas de Subtransmisión, Transformación y Generación	9,786,515
6.1 Pérdidas de generación	69,087
% Pérdidas en generación	0.38%
6.2 Pérdidas de subtransmisión y transformación	9,717,428
% Pérdidas en subtransmisión y transformación	2.67%
7. Energía entregada al Sistema de Distribución en MT	372,805,630
8. Venta de energía a clientes en MT, BT y SED	333,613,740
8.1 Venta a usuarios Libres en MT	15,763,398
8.2 Venta a usuarios finales en MT	97,475,370
9. Pérdidas de energía en MT	10,999,037
% Pérdidas de Energía en MT	2.95%
9.1. Pérdidas técnicas en MT	10,929,366
% Pérdidas técnicas en línea MT	2.93%
9.1.1. Pérdidas en línea MT	7,909,405
9.1.2. Pérdidas en aisladores	2,571,057
9.1.3. Pérdidas en Reguladores y Elevadores 10/22.9 kV	448,904
9.2. Pérdidas no técnicas en MT	69,671
% Pérdidas no técnicas MT	0.02%
10. Energía entregada en SED (MT/BT)	248,567,824
11. Venta de energía en SED (MT/BT)	40,237,869
11.1 Venta a usuarios colectivos en SED	16,819,382
11.2 Consumo de Alumbrado Público	23,418,487
12. Pérdidas técnicas en transformadores (MT/BT)	8,098,842
% de pérdidas en transformación MT/BT	2.17%
12.1 Pérdidas en el Cu	2,556,354
12.2 Pérdidas en el Fe	5,542,488
13. Energía disponible en BT	200,231,113
13.1 Venta total a usuarios en BT	180,137,102
13.1.1 Venta a usuarios finales en BT (sin colectivos)	174,194,153
13.1.2 Venta a servicios extraordinarios	5,021,532
13.1.3 Consumos propio ELPU	629,440
13.1.4 Consumos medidor retirado (cambios de medidor)	0
14. Recupero de energía	291,978
14.1 Recuperos de energía	291,978
15. Pérdidas de energía en BT	20,094,010
% pérdidas de energía en BT	5.39%
16. Pérdidas técnicas en BT	10,242,666
% Pérdidas técnicas en BT	2.75%
16.1. Pérdidas en redes BT	6,115,473
16.2. Pérdidas en acometidas BT	845,480
16.3. Pérdidas en medidores	3,281,713
17. Pérdidas no técnicas en BT	9,851,344
% pérdidas no técnicas en BT	2.64%
17.1. Pérdidas por Hurto	789,133
17.2. Pérdidas por Fraude	8,283,667
17.3. Pérdidas por Administración	778,544
18. Pérdidas de distribución en MT y BT	39,191,890
19. Pérdidas en distribución (%)	10.51%
19.1 Pérdidas Técnicas en Distribución	7.85%
19.1 Pérdidas No Técnicas en Distribución	2.66%
20. Pérdidas Estándar	6.86%

Elaborado por el equipo de trabajo

Anexo 18

Tabla N° 18.1: Factor de expansión de pérdidas

* Noviembre 2016 - Octubre 2017												
Factores de expansión de pérdidas resultantes:												
Sector Típico	Media Tension(MT)			SED MT/BT			Baja Tension(BT)			Baja tension - Sistema de		
	PEMT	PPMT	PESED	PPSED	PEBT	PPBT	PEBTO	PPBTO	PEBT	PPBT	PEBTO	PPBTO
1	1.0131	1.0166	1.0566	1.0635	1.0820	1.1046	1.0812	1.1038	1.0820	1.1046	1.0812	1.1038
2	1.0130	1.0169	1.0635	1.0654	1.0841	1.0936	1.0834	1.0925	1.0841	1.0936	1.0834	1.0925
3	1.0174	1.0276	1.0621	1.0613	1.0855	1.1030	1.0837	1.0995	1.0855	1.1030	1.0837	1.0995
4	1.0210	1.0328	1.0508	1.0512	1.0728	1.0896	1.0723	1.0885	1.0728	1.0896	1.0723	1.0885
5	1.0380	1.0601	1.0566	1.0505	1.0672	1.0730	1.0668	1.0722	1.0672	1.0730	1.0668	1.0722
6	1.0276	1.0534	1.0561	1.0527	1.0654	1.0741	1.0651	1.0733	1.0654	1.0741	1.0651	1.0733
Sector SER	1.0203	1.0083	1.0592	1.0588	1.0630	1.0675	1.0628	1.0670	1.0630	1.0675	1.0628	1.0670
Sector Especi	1.0236	1.0322	1.0782	1.0677	1.0804	1.0707	1.0803	1.0704	1.0804	1.0707	1.0803	1.0704
* Noviembre 2017 - Octubre 2018 Asumido												
Factores de expansión de pérdidas resultantes:												
Sector Típico	Media Tension(MT)			SED MT/BT			Baja Tension(BT)			Baja tension - Sistema de		
	PEMT	PPMT	PESED	PPSED	PEBT	PPBT	PEBTO	PPBTO	PEBT	PPBT	PEBTO	PPBTO
1	1.0131	1.0166	1.0555	1.0625	1.0809	1.1035	1.0801	1.1027	1.0809	1.1035	1.0801	1.1027
2	1.0130	1.0169	1.0625	1.0643	1.0830	1.0925	1.0823	1.0914	1.0830	1.0925	1.0823	1.0914
3	1.0174	1.0276	1.0610	1.0602	1.0844	1.1019	1.0826	1.0984	1.0844	1.1019	1.0826	1.0984
4	1.0210	1.0328	1.0498	1.0502	1.0717	1.0885	1.0712	1.0874	1.0717	1.0885	1.0712	1.0874
5	1.0380	1.0601	1.0555	1.0495	1.0662	1.0719	1.0658	1.0712	1.0662	1.0719	1.0658	1.0712
6	1.0276	1.0534	1.0551	1.0516	1.0643	1.0730	1.0641	1.0722	1.0643	1.0730	1.0641	1.0722
Sector SER	1.0203	1.0083	1.0582	1.0578	1.0619	1.0665	1.0617	1.0659	1.0619	1.0665	1.0617	1.0659
Sector Especi	1.0236	1.0322	1.0771	1.0666	1.0793	1.0697	1.0792	1.0693	1.0793	1.0697	1.0792	1.0693

Fuente: (OSINERGMIN)