



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

**“Estudio de las pérdidas de energía eléctrica para estimar el
balance de energía del alimentador de media tensión N° 2 de la
subestación de Bagua Grande”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico Electricista**

AUTOR:

Tejeda Timaná, Freddy Willian (ORCID: 0000-0003-3075-5300)

ASESOR:

Dr. Carranza Montenegro, Daniel (ORCID: 0000-0001-6743-6915)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Modelamiento y Simulación de Sistemas Electromecánicos

CHICLAYO – PERÚ

2020

Dedicatoria

Primero, a Dios, a mi querido padre que desde el cielo me ilumina y guía mis pasos, a mi madre, por sus palabras de ánimo y consejos, a mi esposa e hijos, por su gran amor y comprensión. Como también a todas aquellas personas que me apoyaron en esta gran decisión que con sus palabras de aliento me impulsaron a cumplir con mi objetivo.

Freddy Willian Tejeda Timaná

Agradecimiento

Deseo hacer presente mi agradecimiento en primer lugar a mis padres que en todo momento me brindan su apoyo incondicional, por su ejemplo de dedicación y esfuerzo que han sido una guía en mi vida, a los profesores e instructores que aportaron con sus enseñanzas el valor importante por el estudio.

Quisiera también agradecer a los buenos compañeros de estudios y de trabajo, por el apoyo que siempre me brindaron y por la amistad incondicional y por último, por las personas que en algún momento de mi vida contribuyeron en mi formación personal como profesional.

Agradezco también a la empresa EMSEU SAC por el apoyo brindado y proporcionarme información valiosa para mi trabajo de investigación. Culminando con los agradecimientos, agradezco de forma muy especial a mi familia que sabe entender el esfuerzo que hay detrás de este proyecto de vida.

El autor

Índice de contenidos

Carátula.....	i
Dedicatoria	ii
Agradecimiento	iii
Índice de contenidos	iv
Índice de tablas	vi
Índice de figuras.....	vii
Resumen.....	ix
Abstract	x
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. MARCO TEÓRICO.....	4
Generalidades de un sistema eléctrico de potencia.....	6
Componentes de un sistema de distribución en media tensión.....	8
Componentes de un sistema de distribución en baja tensión.....	11
Configuración de las redes eléctricas de distribución.....	15
Pérdidas de energía eléctrica.....	16
Pérdidas técnicas.....	18
Pérdidas no técnicas o comerciales.....	19
Pérdidas técnicas en el sistema de distribución.....	20
Parámetros eléctricos de los conductores en la línea de MT.....	20
Pérdidas técnicas en las líneas de MT de distribución.....	23
Pérdidas técnicas en el transformador de distribución.....	23
Pérdidas de energía y potencia en la red secundaria.....	25
Estimación de energía consumida por falta de lectura.....	25
Balance de energía.....	25
Conceptos fundamentales.....	26
Software de simulación DlgSILENT Power Factory.....	29
III. METODOLOGÍA.....	30
3.1. Tipo y diseño de investigación.....	30
3.2. Variables y operacionalización.....	31
3.3. Población, muestra, muestreo, unidad de análisis.....	33
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	33

3.5. Procedimientos.....	34
3.6. Métodos de análisis de datos.....	34
3.7. Aspectos éticos.	34
IV. RESULTADOS.....	35
4.1. Análisis y procesamiento de la información del AMT N°2.....	35
4.2. Análisis la red de distribución eléctrica del alimentador (red primaria y subestaciones de distribución) mediante el software DIGSILENT.	43
4.3. Evaluar y determinar las subestaciones públicas con mayores pérdidas de energía eléctrica.....	50
4.4. Característica de carga en baja tensión de una de SED pública.....	54
4.5. Estimar el balance de energía y potencia en los dos niveles de tensión del AMT N°2.....	57
V. DISCUSIÓN.....	59
VI. CONCLUSIONES.....	63
VII. RECOMENDACIONES.....	64
REFERENCIAS.....	65
ANEXOS.....	70

Índice de tablas

Tabla 1. Tensiones normalizadas en baja tensión.	12
Tabla 2. Tabla de pérdidas de potencia de luminarias.	13
Tabla 3. Pér. estándar de potencia de transformadores trifásicos de 60 Hz.	24
Tabla 4. Pér. estándar de potencia de transformadores monofásicos de 60 Hz. .	24
Tabla 5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.	34
Tabla 6. Balance de pérdidas periodo 2019.	38
Tabla 7. Características de subestaciones Particulares AMT N°2.	39
Tabla 8. Características de la SED Publicas AMT N°2.	40
Tabla 9. Características de los conductores del AMT N°2.	42
Tabla 10. Porcentaje de carga y pérdidas de potencia en líneas y transformadores (Digsilent).	48
Tabla 11. Resultados de pérdidas periodo 2019 (Digsilent).	49
Tabla 12. Factor de utilización de SED Publicas.	50
Tabla 13. Pérdidas de energía periodo 2019.	52
Tabla 14. Pérdidas en % periodo 2019.	53
Tabla 15. Cargas horarias promedio en kW periodo 2019.	54
Tabla 16. Cuadrados de las cargas horarias.	55
Tabla 17. Cuadrado de resumen de balance de energía y potencia.	58

Índice de figuras

Figura 1. Evolución de pérdidas de distribución.	1
Figura 2. Evolución anual de pérdidas.	2
Figura 3. Etapas de sistema eléctrico.	7
Figura 4. Niveles de tensión.	7
Figura 5. Calificación de la máxima demanda.	8
Figura 6. Conductor eléctrico instalado en estructura de concreto.	9
Figura 7. Aisladores de porcelana.	9
Figura 8. Seccionador cut out.	10
Figura 9. Transformador de distribución trifásica y monofásica.	11
Figura 10: Tablero de distribución.	11
Figura 11. Medidor totalizador polifásico.	12
Figura 12: Luminaria de alumbrado público.	14
Figura 13. Distribución tipo radial.	15
Figura 14. Distribución tipo malla.	16
Figura 15. Balance de energía.	17
Figura 16. Factores que inciden en las pérdidas técnicas.	17
Figura 17. Efecto corona en líneas.	18
Figura 18. Hurto de energía en acometida.	19
Figura 19. Línea corta de transporte de energía eléctrica con carga.	20
Figura 20. Disposición de los conductores y formula del DMG.	22
Figura 21. Diagrama unifilar.	29
Figura 22. Software DIgSILENT Power Factory.	30
Figura 23. Procesamiento de investigación cuantitativa.	31
Figura 24. Recorrido del alimentador N° 2.	33
Figura 25. Método de análisis.	34
Figura 26. SET de Bagua Grande.	35
Figura 27. Consumo de energía de los dos alimentadores.	36
Figura 28. Máxima demanda de los dos alimentadores.	36
Figura 29. Diagrama de carga AMT N°2.	37
Figura 30. Topología del AMT N° 2.	38
Figura 31. Ventanas principales del DIGSILENT.	43

Figura 32. Creación de elementos.	44
Figura 33. Calculo de flujo de carga.	44
Figura 34. Flujo de potencia del AMT N° 2 -2019.	45
Figura 35. Tabla de resultados de flujo de potencia en transformadores.	46
Figura 36. Tabla de resultados de flujo de potencia en conductores.	47
Figura 37. Grafico del factor de utilización por SED pública.	51
Figura 38. Grafico del factor de utilización por SED pública.	51
Figura 39. Pérdidas de potencia por hora.	56
Figura 40. Porcentaje de pérdidas de energía y potencia.	59
Figura 41. Tramo principal del alimentador.	62

Resumen

Este trabajo de investigación busca estimar del periodo 2019, las pérdidas de energía en los dos niveles de tensión del alimentador N° 2, de la empresa concesionaria EMSEU S.A.C., lo que permite determinar las condiciones de operación de dicho alimentador, el cual representa una demanda del 53.78% del consumo de energía total de la concesionaria y una pérdida de energía anual del 11.10%.

El objetivo general es estimar el balance de energía para lo cual contamos con la información de los elementos o componentes del alimentador y registros de consumos de energía y potencia del mismo, obtenidos por la concesionaria y corroborados en campo, se actualizo el diagrama unifilar el que permitió realizar la simulación de flujo de potencia en media tensión con el software computacional y con los registros de consumos de los medidores estimar las pérdidas de energía en baja tensión.

El resultado de pérdidas de energía en media y baja tensión son 3.91% y 7.19% respectivamente con respecto al consumo anual de energía eléctrica del alimentador y que un 52% de las subestaciones públicas tienen un factor de utilización por debajo de 0.30.

Finalmente dar conclusiones y recomendaciones de mantener actualizado la información y plantear propuestas técnicas y administrativas para lograr un nivel eficiente de pérdidas de energía.

Palabras clave: subestación de distribución, pérdida de energía, máxima demanda, flujo de potencia, alimentador.

Abstract

This research work seeks to estimate the energy loss in the two voltage levels of the power line N° 2, from the concessionaire company EMSEU S.A.C in the period 2019, which will allow us to determine the operating conditions of that electric line, which represents a demand of 53.78% from the total energy consumption of the concessionaire and an annual energy loss of 11.10%.

The general objective is to estimate the energy balance, we have the information of the elements or components of the power line and the records of energy consumption and power thereof, obtained by the concessionaire and corroborated in the work field, the single-line diagram has been updated, which allowed us to make a simulation of medium voltage power flow with the computer software, and with the records of meter readings, estimate the low voltage energy loss.

The result of loss of energy in medium and low voltage are 3.91% and 7.19% respectively with respect to the annual consumption of electrical energy of the power line, and 52% of public substations have a utilization factor below 0.30.

Finally, give conclusions and recommendations to keep the information updated and make technical and administrative proposals to achieve an efficient level of energy loss.

Keywords: electrical substation, energy loss, maximum demand, power flow, power line.

I. INTRODUCCIÓN

En este trabajo de investigación se realizó un estudio de las pérdidas de energía que se generan en uno de los dos alimentadores de media tensión “AMT” de la concesionaria de EMSEU S.AC. Para proponer una alternativa de estimación del balance de energía el que nos permitirá conocer la eficiencia de la distribución de energía eléctrica en los próximos años. Para determinar correctamente esta problemática, se debe tener en cuenta las causas que lo provocan, como el mal dimensionamiento de conductores, las condiciones de las subestaciones, sistemas de medición de los clientes en baja y en media tensión, etc.

La distribución de la energía eléctrica, a nivel nacional e internacional, presentan nuevos desafíos para la construcción de nuevas redes eléctricas, las que puedan proporcionar energía de calidad hacia los usuarios finales, con una mejor eficiencia energética, ya que la demanda en el sector eléctrico es progresiva y es necesario tener una mayor capacidad para la distribución de energía eléctrica.

Debido a que la energía eléctrica no necesariamente se produce cerca de los centros de consumo, se generan pérdidas durante su transporte por las líneas de transmisión y distribución, por lo que el total de la energía producida no llega a los consumidores finales. Al término de 2015, las pérdidas de energía en la etapa de transmisión fueron 3.8% del total de la producción, mientras que en la etapa de distribución fueron 7.5% de la energía entregada en las redes de media y baja tensión. (OSINERGMIN, 2016, p. 242).

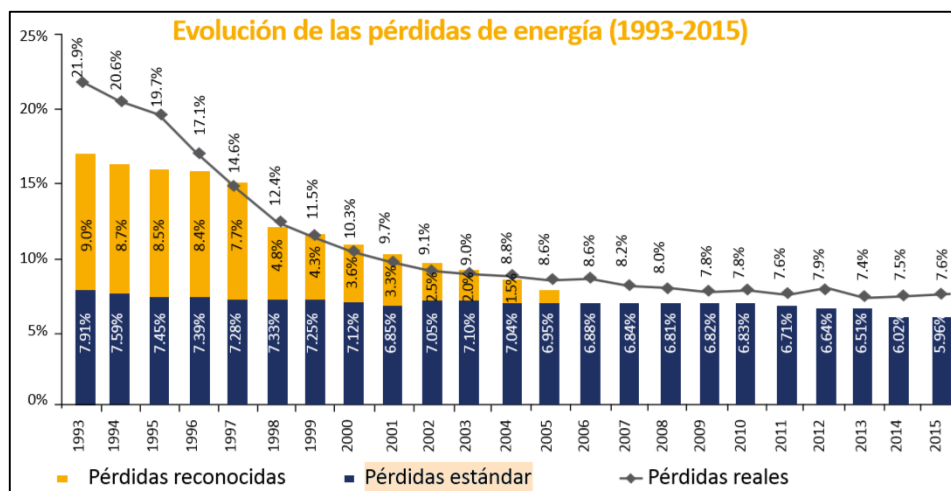


Figura 1. Evolución de pérdidas de distribución.

Fuente (Osinergrmin 2016)

Esto representa un problema de operatividad de las empresas concesionarias, que comprende mayores gastos internos en la construcción y mantenimiento de las redes de distribución y esto afecta tanto en las tarifas eléctricas como para la economía de las empresas distribuidoras. La Empresa de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C. (EMSEU S.A.C.), es una empresa concesionaria, que su principal actividad económica es la de distribución y comercialización de energía eléctrica, “con un área de concesión que comprende una extensión de 7424 Km²” (EMSEU, 2016, p. 9). Atendiendo a más de 11 mil clientes que pertenecen a la ciudad de Bagua Grande, Cajaruro, centro poblado Naranjos Alto, caserío La Victoria y anexos, ubicados en la provincia de Utcubamba – Región de Amazonas, que cuenta con dos alimentadores.

En los dos alimentadores de media tensión. EMSEU (2016), “Las pérdidas de energía anuales de distribución totales como promedio anual alcanzaron en el año 2015 que fue de 17.43 % que representa 2,182 MWh de pérdidas, el más alto registrado” (p. 13)

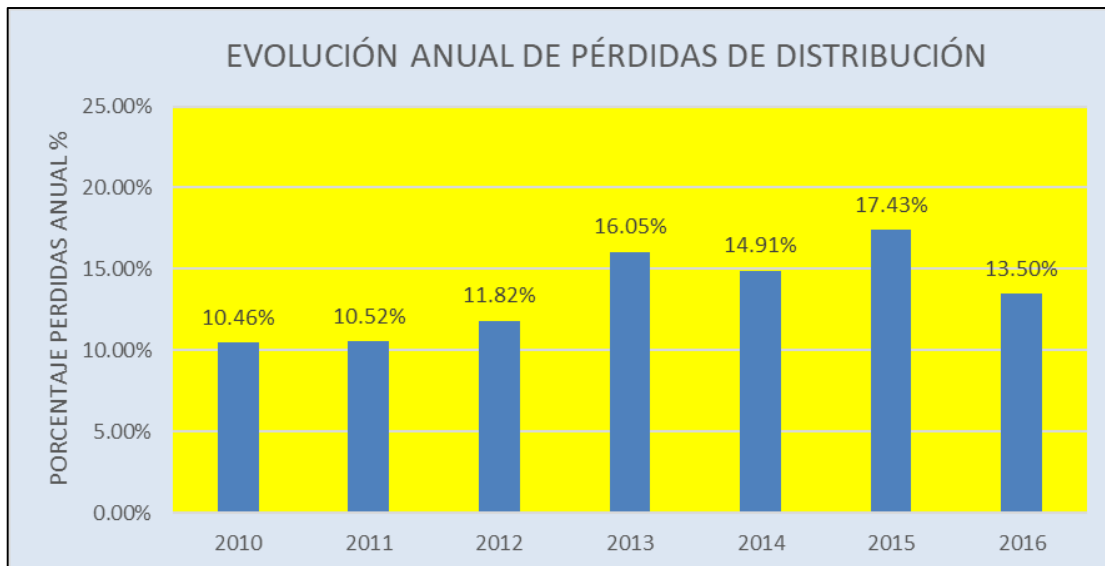


Figura 2. Evolución anual de pérdidas.

Fuente (Memoria anual EMSEU 2016)

Para el estudio del presente trabajo de investigación se enfocó en el alimentador de media tensión N° 2 de la subestación de transformación (SET) Bagua Grande, que cuenta con 40 subestaciones públicas de distintas potencias y

12 subestaciones particulares o sistemas de utilización, alimentadas a un nivel de tensión de 10 kV. Y se tomó en cuenta las condiciones reales de operación del alimentador, teniendo en cuenta los distintos fenómenos electromagnéticos que en este ocurren, que utilizando programas computacionales como apoyo y cálculos matemáticos para realizar dicho análisis.

Formulación del problema. ¿En qué medida se podrá estimar el balance de energía con el estudio de las pérdidas de energía eléctrica del alimentador de media tensión N° 2 de la Subestación de Bagua Grande?

Justificación del estudio. para el presente trabajo de investigación se consideraron las siguientes justificaciones:

Justificación técnica. El presente trabajo de investigación tiene justificación técnica ya que es necesario cuantificar las pérdidas de energía eléctrica, para poder conocer las condiciones en que opera un sistema, para realizar las correcciones adecuadas utilizando criterios técnicos y programas computacionales que logren una mejor configuración de la red y mediante ello obtener una mejor eficiencia del sistema de distribución de energía eléctrica.

Justificación económica. Porque la empresa concesionaria lograra un beneficio económico, porque al identificar estas pérdidas y tener en cuenta las propuestas que se plantean, podrán reducir las pérdidas de energía eléctrica, que son propias del sistema y lograr con esto un aumento de la recaudación para poder hacer las inversiones necesarias, logrando así la mejora del servicio eléctrico.

Justificación metodológica. Este trabajo de investigación plantea mejoraras para los procesos de estimación de las pérdidas de energía eléctrica en los dos niveles de tensión de un sistema de distribución, y aporta un método teórico para la estimación del balance de energía.

Justificación industrial y social. Con este trabajo de investigación al tener un sistema de distribución de energía eléctrica más eficiente en una concesionaria,

se tendrá un mayor capital económico para elaborar proyectos de ampliación de redes, para abastecer con una energía de calidad a la industria y la población ya que la demanda de energía eléctrica es progresiva.

La hipótesis formulada. Se logrará estimar el balance de energía de la red eléctrica del alimentador de media tensión N° 2 de la subestación de Bagua Grande, con el estudio de las pérdidas de energía eléctrica.

El objetivo general. Elaborar un estudio de las pérdidas de energía eléctrica en los dos niveles de tensión (media y baja tensión) para estimar el balance de energía del alimentador de media tensión N° 2 de la empresa concesionaria de EMSEU S.A.C.

Los objetivos específicos. para lograr el objetivo general, se tomaron en cuenta los siguientes objetivos específicos:

- Análisis y procesamiento de la información (consumo de energía, máxima demanda, pérdidas de energía y componentes eléctricos) del AMT N°2 que pertenece a la SET Bagua Grande.
- Analizar la red de distribución eléctrica del alimentador (red primaria y subestaciones de distribución) mediante el software DIGSILENT.
- Evaluar y determinar las subestaciones públicas con mayores pérdidas de energía eléctrica.
- Determinar las características de carga en baja tensión de una de las SED públicas con mayor pérdida de energía.
- Estimar el balance de energía y potencia en los dos niveles de tensión del AMT N°2.

II. MARCO TEÓRICO

Trabajos previos para este trabajo de investigación se han realizado algunos trabajos previos que estudian este tipo de problemática en algunas empresas concesionarias al nivel internacional y nacional.

En lo que respecta a los trabajos previos a nivel internacional. OCHOA Méndez (2010) en su trabajo de tesis. “Estudio para determinar las pérdidas de energía del alimentador 124 perteneciente al sistema de distribución de la empresa eléctrica azogues”. Concluye: “la implementación de tecnología GIS en la empresa para el control de pérdidas, y la inversión de tecnología no debe tomarse como un gasto sino como un beneficio que busca el mejoramiento” (Ochoa, 2010, p. 68).

Al poder reducir las pérdidas de energía eléctrica se consigue generar un ahorro “Es importante destacar que la reducción de las pérdidas técnicas produce dos ahorros importantes, uno originado en la disminución de la energía que se requiere generar, [...] y otro por disminución del piso de demanda máxima” (Tama, 2014, p. 6).

SUAREZ (2016, p. 38), concluye que “es posible disminuir el costo de distribución de la energía eléctrica hasta a los consumidores a través de mejoras e invertir, que conciben el cambio de conductores, la división y/o el balanceo de circuitos, la readecuación de la capacidad instalada”.

En lo que respecta a los trabajos previos a nivel Nacional. JIMÉNEZ Romero (2005), en su trabajo de tesis. “Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica. 2005”. Concluyen:

[...] al momento de estimar las pérdidas técnicas de una red de distribución de energía eléctrica. La separación del sistema por niveles de tensión nos permitió un mejor manejo de la información y obtener las pérdidas disgregadas por cada nivel, donde el mayor porcentaje de pérdidas se localiza en el nivel de BT y el menor porcentaje en el nivel de AT. (2005, p.148).

APAZA Tapia (2017), en su trabajo de tesis. “Estudio de control y disminución de pérdidas dentro del servicio eléctrico puno alimentador 101 - concesión eléctrica de Electropuno S.A.A.”. concluye:

Una mayor aplicación de la ingeniería de distribución en los departamentos de la empresa se logrará a través de una mayor capacitación del personal y permitirá generar

soluciones en beneficio de la Empresa, por lo que se recomienda su consideración como parte de los planes de mejora. (2017, p. 105).

MACHUCA Farfán (2018), en su trabajo de tesis. “Propuesta de disminución de pérdidas técnicas de energía eléctrica y mejoramiento de tensión de servicio en redes de distribución en media tensión de servicio 10 kV, (SECHO - C216)”. Concluye en “una de las alternativas es el cambio de nivel de tensión de servicio del alimentador siendo esta la mejor alternativa técnica reduciendo la pérdida de energía” (p. 127).

Generalidades de un sistema eléctrico de potencia. Se describe los conceptos más relevantes que se requieren para este trabajo de investigación, los cuales son los siguientes:

Organización del sector eléctrico. Promulgada la ley de concesiones eléctricas en el año 1992, el sector eléctrico fue dividido en generación, transmisión y distribución, lo cual cuentan con libertad de precios para que tenga condiciones de competencia, para los usuarios libres y también precios regulados, por ser el sector eléctrico un monopolio y está compuesto por cinco entidades que son: por las empresas concesionarias, el Comité de Operaciones Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), Ministerio de Energía y Minas (MINEM), como ente regulador, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) y finalmente los usuarios finales o clientes,.

Sistema de distribución eléctrica. Está dividido por tres etapas las cuales comprende; generación, es donde se genera la energía eléctrica a través de centrales térmicas, hidráulicas, a gas, etc., transmisión en esta etapa se eleva a alta tensión (AT), para poder transmitirla a grandes distancias y distribución, en esta etapa se reduce en media tensión (MT) y está en valores de 10 kV, 22.9 kV o 13.2 kV para alimentar subestaciones eléctricas de distribución en la cual se reduce a baja tensión (BT), para que los usuarios finales aprovechen la energía eléctrica y en todas estas etapas existen pérdidas de energía eléctrica, los cuales se tienen que determinar para poder tener un sistema eficiente (figura 3).



GENERACIÓN

TRANSMISIÓN

DISTRIBUCIÓN

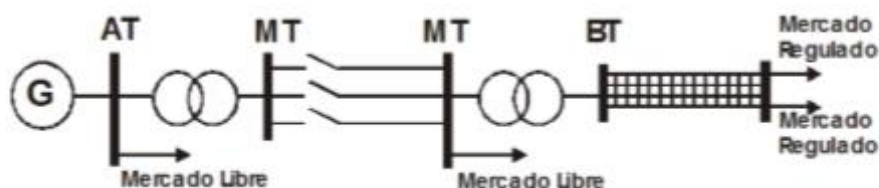


Figura 3. Etapas de sistema eléctrico.

Fuente (Ministerio de Energía y Minas 2011)

Nivel de tensión. de acuerdo a unos valores ya determinados en el código nacional de electricidad de suministro los niveles de tensión se califican en:

Baja Tensión: 380 / 220 V 440 / 220 V	Alta Tensión: 60 kV 138 kV 220 kV
Media Tensión: 20,0 kV (*) 22,9 kV 33 kV 22,9 / 13,2 kV 33 / 19 kV	Muy Alta Tensión: 500 kV

Figura 4. Niveles de tensión.

Fuente: (código nacional de electricidad suministro 2011)

Consumo de energía eléctrica. las maquinas eléctricas independientemente de su tamaño, transforman esta energía eléctrica en energía luminosa, calorífica, mecánica, etc. Esta energía consumida está relacionada con la potencia de la máquina y el tiempo que está en funcionamiento y es registrada por un equipo de medición de energía eléctrica, la cual la concesionaria toma los registros en un día

determinado mensualmente, el cual es facturado al usuario y su valor está dada en Kilowatt-Hora (kWh).

Máxima demanda. Es el valor máximo de la potencia activa a lo largo del tiempo o de un periodo analizado (diario, semanal, mensual, anual), y dependiendo de las horas del día se puede calificar en hora punta que abarca desde las 6:00 p.m. hasta las 11:00 p.m. y horas fuera de punta que es el resto del día.

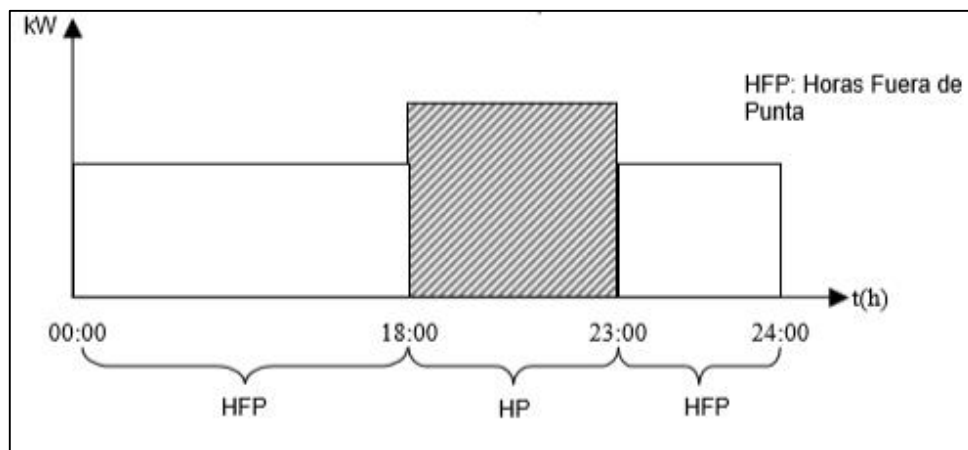


Figura 5. Calificación de la máxima demanda.

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas 2011)

Componentes de un sistema de distribución en media tensión. Los cuales se ha considerado los siguientes:

Conductores para líneas aéreas. Son elementos indispensables en un circuito de distribución, estos transportan la energía eléctrica a los distintos puntos de transformación, los conductores eléctricos pueden ser de distintos materiales, como por ejemplo cobre de 99.9% puro y según su grado de dureza puede ser, cobre recocido o blando, el cobre duro cuenta con una mayor resistencia mecánica a comparación del cobre blando. Y conductores de aluminio puro (AAC), aleación de aluminio (AAAC), aluminio con alma de acero (ACSR) y aluminio con alma de aleación (ACAR), y estos conductores en media tensión en la mayoría de casos se instalan desnudos y van sujetos a los aisladores de porcelana o poliméricos a una cierta distancia entre ellos y puestos en las estructuras de concreto a una cierta distancia del suelo.



Figura 6. Conductor eléctrico instalado en estructura de concreto.

Fuente: (EMSEU SAC)

Aisladores. Son elementos encargados de aislar las líneas energizadas de las estructuras que lo soportan, en los distintos armados que se pueda configurar una red eléctrica, se determina qué tipo de aislador corresponde, tenemos los aisladores usados para anclajes o pasantes. Estos podrán ser de porcelana, vidrio o de material compuesto “poliméricos”, estos aisladores deben ser resistentes a los esfuerzos mecánicos, eléctricos y a la corrosión del medio ambiente.



Figura 7. Aisladores de porcelana.

Fuente: (jdeléctricos)

Seccionador tipo cut out. Se emplea en las líneas de distribución de media tensión y su función principal es de protección contra cortocircuitos y están instalados para la protección de transformadores, bancos de condensadores, subestaciones de maniobra, derivaciones y otras aplicaciones industriales, este seccionador su apertura o conexión es sin carga.



Figura 8. Seccionador cut out.

Fuente: (jdeléctricos)

Transformador de distribución. Es una maquina eléctrica estática, que su función es de reducir o incrementar la tensión, a través de la inducción electromagnética, el uso que se le da a estos transformadores en la etapa de distribuir la energía eléctrica es de reducir el voltaje de MT a BT, para abastecer de energía a los usuarios finales, de acuerdo al número de fases en el lado primario, puede ser trifásico o monofásico, en el lado secundario de los transformadores trifásicos, tenemos la conexión normalmente en estrella con neutro aterrado, lo cual nos permite dos tipos de tensión y los transformadores monofásicos que son utilizados para sectores con baja demanda.

Estos transformadores son instalados en las estructuras o postes, los cuales son denominados subestaciones eléctricas, en la concesionaria de EMSEU S.A.C. hay tanto transformadores trifásicos y monofásicos de distintas potencias.

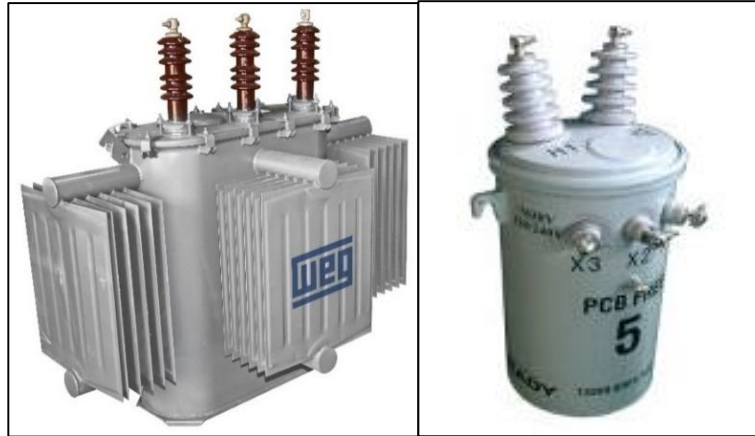


Figura 9. Transformador de distribución trifásica y monofásica.

Fuente: (WEG)

Componentes de un sistema de distribución en baja tensión. Los cuales se ha considerado los siguientes:

Tablero de distribución. Es una caja metálica, como su nombre lo dice está diseñada para distribuir de una forma correcta la energía eléctrica a través de algunos elementos que en el interior se encuentran, como las barras de alimentación, los sistemas protección de cada circuito, que pueden ser fusibles o interruptores termomagnéticos, el registrador de medición o totalizador y el medidor de alumbrado público y la salida de los circuitos respectivos.



Figura 10: Tablero de distribución.

Fuente: (EMSEU SAC)

Circuito de baja tensión. Son los conductores o cables que están conectados eléctricamente con las barras y salen del tablero de distribución, estos hacen un recorrido para poder transportar la energía eléctrica hacia los usuarios finales y también hacia el alumbrado público, las tensiones normalizadas en un circuito de baja tensión están establecidas en la siguiente tabla.

Tabla 1. Tensiones normalizadas en baja tensión.

Sistema eléctrico (V)	Características Principales	
220	Trifásico, monofásico	Red con Neutro aislado
380 / 220	Trifásico	Red con Neutro a tierra múltiple, de 4 Conductores
440 / 220 ⁽¹⁾	Monofásico	Red con Neutro a tierra múltiple, de 3 Conductores

Fuente: (Norma DGE Conexiones eléctricas en B.T. en zonas de concesión de distribución)

Medidor totalizador y alumbrado público. Son dispositivos de medición los cuales dan una información adecuada del consumo de energía eléctrica, en el tablero de distribución usualmente se instalan dos medidores, uno de alumbrado, que es el encargado de registrar el consumo del parque de alumbrado público de cada subestación y esta medición se registra en energía (kWh), y el medidor totalizador registra el total de consumo de energía eléctrica tanto del alumbrado público como de los usuarios finales y este medidor tiene que ser capaz de registrar tanto energía en (kWh), como la máxima demanda que está determinada en un cierto periodo de tiempo, y está dada en (kW), para contar con la información adecuada y determinar las condiciones de trabajo del transformador.



Figura 11. Medidor totalizador polifásico.

Fuente: (Elster)

Cables aéreos en baja tensión. El montaje de los conductores de baja tensión es con cable aislado y están soportado en las estructuras de concreto (postes), los cuales pueden ser de cobre (CPI) convencional o aluminio, pero en las nuevas instalaciones de redes secundarias se está utilizando o reemplazando el conductor de cobre por el cable autoportante de aluminio (CAAI). Entre las ventajas disminuye el hurto de energía, poseen mayor resistencia mecánica y alta dureza del aislamiento. No es necesario en la instalación de aisladores. Este tipo de Instalaciones tienen un costo de inversión bajo a comparación de un sistema de cable subterráneos, las ventajas más resaltantes son disipar mejor el calor de los conductores, menor tiempo en la inspección de fallas y en las desventajas que presentan este tipo de instalación son menor aspecto estético, estar expuesta a descargas atmosféricas, vandalismo, etc.

Acometidas. Son los conductores que pueden ser concéntricos (Red aérea) o cable NYG (Red subterránea), estos están empalmados y derivan de la red secundaria de baja tensión de la empresa distribuidora o concesionaria, hacia el medidor de energía o sistema de protección del suministro. El CNE – Suministro (2011) “amplía esta definición y considera a la acometida como 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” (p. 8).

Alumbrado público. Es el conjunto de luminarias que están conectados en la red de distribución de baja tensión, en su interior de cada luminaria cuentan con un conjunto de elementos como lámpara, balastro, ignitor y condensador, y el objetivo es proporcionar un flujo luminoso a una dirección requerida y todo este conjunto de elementos generan pérdidas de energía eléctrica.

Tabla 2. *Tabla de pérdidas de potencia de luminarias.*

Tipo de lámpara	Pot. De lámpara (W)	Perdidas (W)	Total (W)
Vapor de sodio	50	10.00	60.00
Vapor de sodio	70	11.60	81.60
Vapor de sodio	150	18.60	168.60

Fuente: (R.D N° 020-2003-EM/DGE)



Figura 12: Luminaria de alumbrado público.

Fuente: (EMSEU SAC)

Medidores de energía. Son instrumentos de medición que se instalan en los domicilios para poder registrar el consumo tanto en energía kWh como en demanda kW, los medidores están constituidos por bobinas voltimétricas y amperimétricas, los cuales dependiendo del tipo de medidor estos producen pérdidas de energía eléctrica, dependiendo del tipo de tarifa elegida por el usuario o tipo de conexión en donde se encuentran, los medidores pueden ser monofásicos de dos o tres hilos y trifásicos de tres o cuatro hilos. El MINEM (2004) define como un “Conjunto de aparatos de medida destinado a fines específicos de medida. El equipo de medición incluye a los instrumentos de medición asociados. Así mismo, puede comprender a los transformadores de corriente” (p. 7).

Configuración de las redes eléctricas de distribución. Para el diseño de una red eléctrica no se debe basar solo de suministrar energía a los usuarios finales, sino que esta distribución sea planificada para que sea eficiente y las pérdidas técnicas sean menores y que este contemplado garantizar el suministro para futuras cargas, y entre las configuraciones de la red tenemos:

Red radial. En su totalidad las redes de EMSEU S. A. C. son radiales que se caracteriza por el recorrido de la energía por un solo sentido, estas líneas se extienden desde la SET de Bagua Grande como rayos de una rueda de bicicleta, de donde viene su nombre. La ventaja es que son simples y económicas, y su principal desventaja que puede dejar a un número de usuarios fuera de servicio.

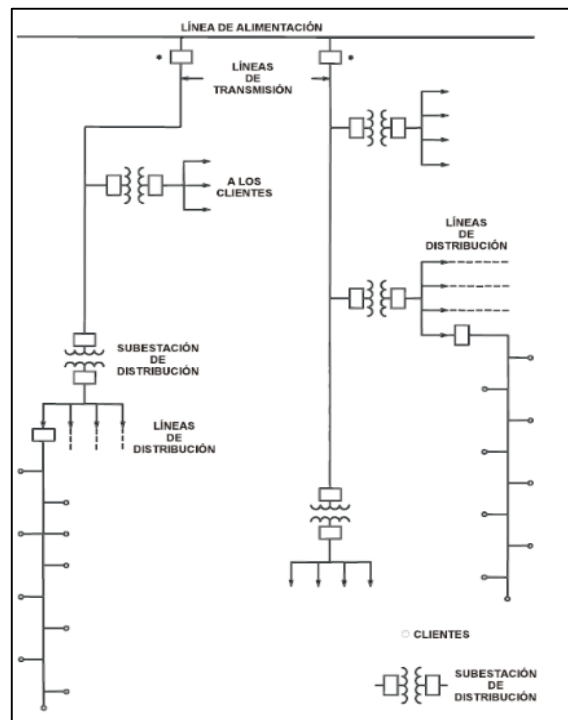


Figura 13. Distribución tipo radial.

Fuente: (distribucion.webnode.com)

Red en malla. Este tipo de configuración permite mayor confiabilidad en el servicio, puesto que pueden ser alimentado de varias fuentes a la vez, esta configuración necesita que los tramos de la línea acepten sobrecargas permanentes, si es que una de las fuentes fallara se aísla donde se ocasiono la dificultad y es alimentado de otra fuente, manteniendo un servicio continuo, la

desventaja de este tipo de configuración es más costosa que la radial, puesto que requiere más equipos.

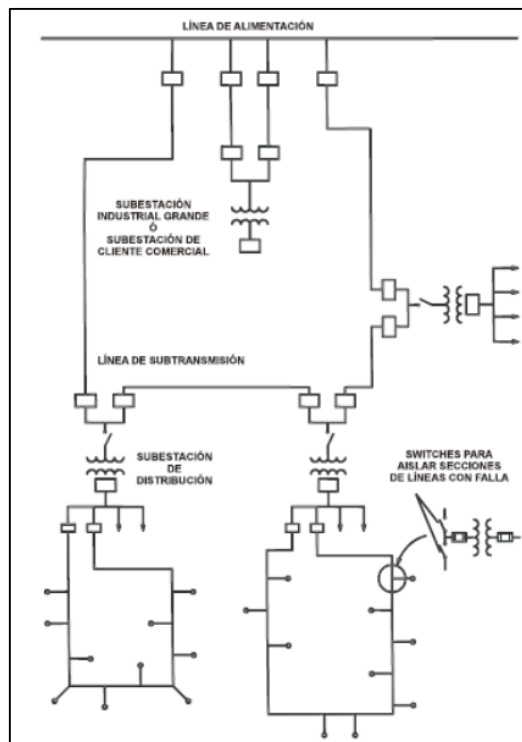


Figura 14. Distribución tipo malla.

Fuente: (distribucion.webnode.com)

Pérdidas de energía eléctrica. Las concesionarias eléctricas, para el transporte del flujo eléctrico se realiza a través de un medio físico, pero en este recorrido de la energía eléctrica, “sufrir efectos de dispersión de energía en conductores y equipos que conforman el sistema de distribución, esta disipación de energía se manifiesta en forma de calor” (JIMENEZ, 2005, p. 2). Esta energía que se disipa se considera como pérdidas totales o técnicas, las cuales pueden ser tanto pérdidas de energía o de potencia, ambas pérdidas tienen un costo que afecta en lo económico a las empresas distribuidoras, por ende, que la energía que ingresa E_i debe ser igual a la suma de la energía de pérdida por el transporte de la misma E_{ptran} y la consumida por los usuarios finales E_f , esto siempre y cuando se logre registrar la energía total generada por los usuarios finales, pero esto no se da en los sistemas de distribución, por lo que existen factores que generan pérdidas de energía conocidas como no técnicas o comerciales E_{pcom} .

$$E_i = E_{ptran} + E_f + E_{pcom}$$

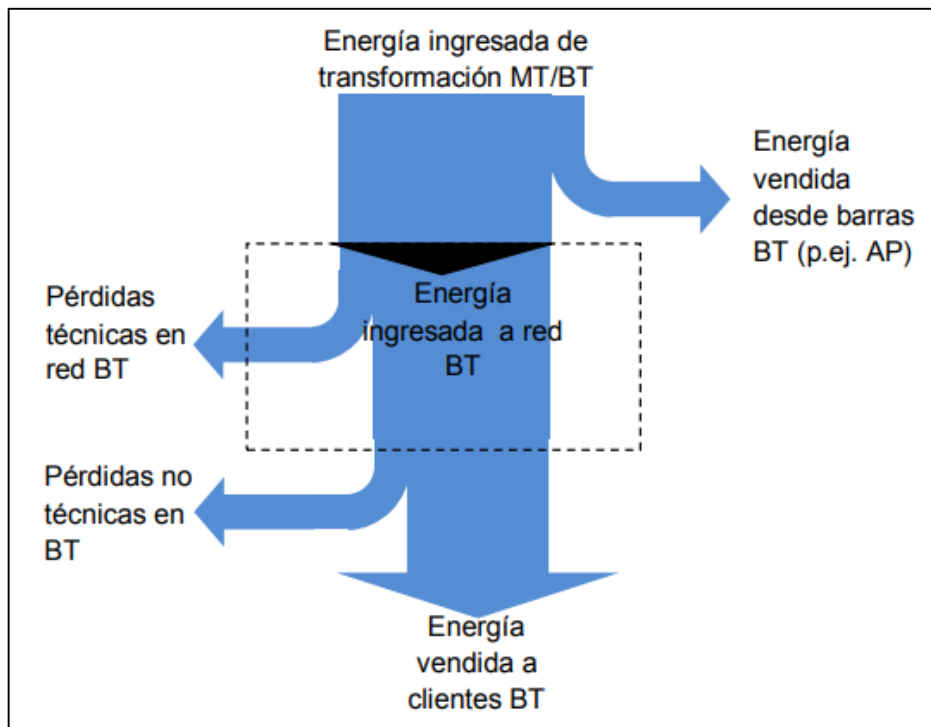


Figura 15. Balance de energía.

Fuente: (Osinergrmin)

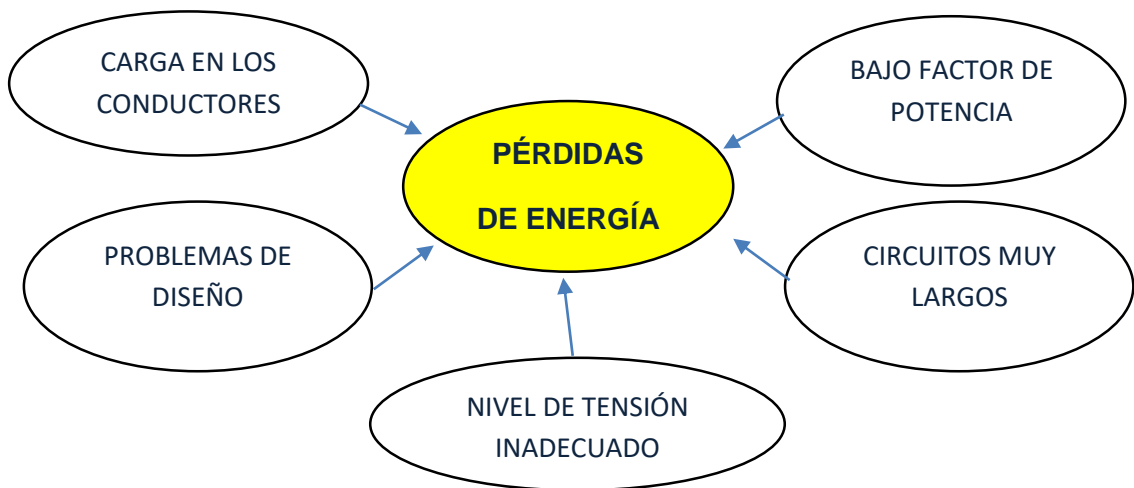


Figura 16. Factores que inciden en las pérdidas técnicas.

Fuente: (Elaboración propia)

Pérdidas técnicas. Estas pérdidas son ocasionadas por el paso de la corriente que circula por toda la red de distribución y que se convierte en calor, y esta energía no es aprovechada ni facturada, este tipo de pérdidas se generan en los conductores, transformadores y otros equipos de la red eléctrica por efectos joule por efecto corona en los sistemas de transmisión, la magnitud de estas pérdidas depende del grado de eficiencia de la red diseñada y el mantenimiento que se le dé a la red de distribución eléctrica.

Pérdidas por efecto corona. Es causado por la ionización del aire alrededor de un conductor siendo más apreciable en altos voltajes. “En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas serán capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire” (Suarez, 2016, p 14.). pero este fenómeno se presenta en las líneas de transmisión donde se transporta la energía en altos voltajes.

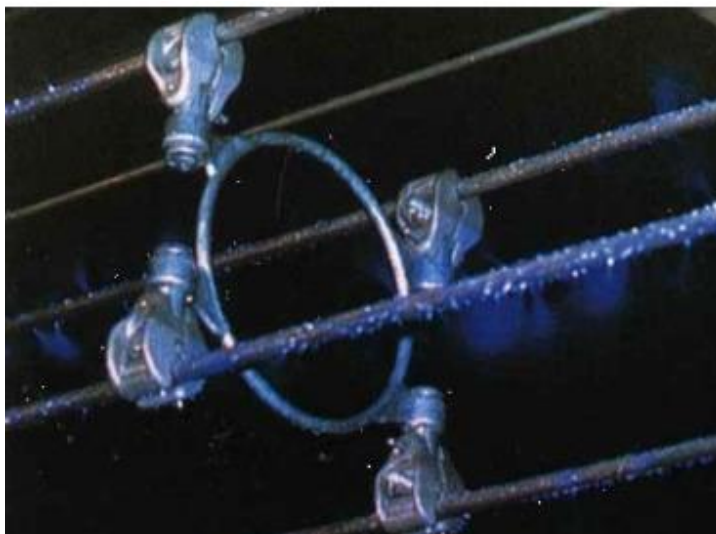


Figura 17. Efecto corona en líneas.

Fuente: (sectorelectricidad.com)

Pérdidas por efecto joule. “Si por un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido al choque que sufren los electrones con las moléculas del conductor por el que circulan elevando la temperatura del mismo” (EcuRed, s.f., párr. 1).

Estas pérdidas se generan en los conductores por el paso de la corriente eléctrica, y su magnitud es el producto de la resistencia que ofrece el conductor al paso de la corriente por el cuadrado de la intensidad de corriente y por el tiempo que esta corriente circula por el conductor, y se manifiestan en el calentamiento de los conductores de las redes y en las bobinas de los transformadores de distribución.

$$Q = I^2 * R * T \text{ (W)}$$

Pérdidas no técnicas o comerciales. es la diferencia de las pérdidas totales de distribución con las pérdidas técnicas calculadas para el mismo. Esta energía es utilizada por algunos usuarios que son clientes de la empresa concesionaria y también por personas que no lo son y que aprovechan de esta energía sin retribuir por dicho servicio a la empresa concesionaria.

Es responsabilidad de la empresa la verificación de los posibles hurtos de energía por la instalación directa o manipulación de los medidores, como detectar también los medidores malogrados y tener optimo proceso de toma de lectura.



Figura 18. Hurto de energía en acometida.

Fuente: (Elaboración propia)

Pérdidas técnicas en el sistema de distribución. Están divididas por cada elemento que comprende el transporte de energía por la red de distribución.

Parámetros eléctricos de los conductores en la línea de MT. Una línea de transmisión de energía eléctrica, puede ser calificada como línea corta, línea media, línea larga y muy larga, de acuerdo a la longitud de la línea, en este caso por tratarse de una línea de distribución en media tensión con una longitud menor a 80 Km. consideramos como línea corta.

- Líneas cortas, cuando la distancia de línea es menor a 80 Km.
- Líneas medias, cuando la distancia de línea esta entre 80 – 250 Km.
- Líneas largas, cuando la distancia de línea es mayor a 250 Km.
- Líneas muy largas, si la distancia de línea es mayor a 360 Km.

Para distintos programas computacionales de flujo de carga son necesarios determinar los parámetros eléctricos necesarios de las líneas de distribución, y para este trabajo como ya se mencionó se tomó como línea corta. Para Mujal (2002, p. 37), indica que “Con esta longitud puede despreciarse el efecto producido por la conductancia (efecto corona y efecto aislador), asimismo el efecto capacitivo es también de pequeño valor”. Por lo que los valores necesarios que se deben tener en cuenta son la resistencia y de la reactancia que están conectadas en serie.

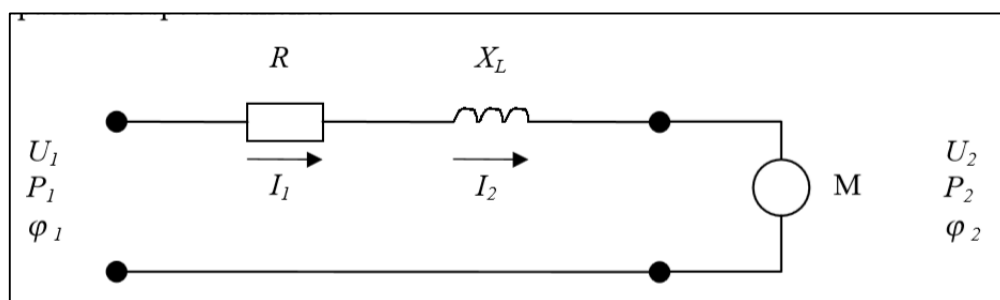


Figura 19. Línea corta de transporte de energía eléctrica con carga.

Fuente: (Calculo de líneas de transmisión)

Resistencia eléctrica por lo general los valores de resistencia son proporcionados por los fabricantes en tablas a una temperatura de 20° C. y esto va de acuerdo al tipo d material que se utilizara lo cual puede ser de cobre, aluminio o

aleaciones de este último. Se considera la fórmula para los parámetros eléctricos en redes aéreas de la RM N° 031-2003-EM/DGE.

Resistencia eléctrica del conductor:

$$r_{40\text{ }^{\circ}\text{C}} = r_{20\text{ }^{\circ}\text{C}} * [1 + \alpha * (t_2 - 20)]$$

Donde:

$r_{40\text{ }^{\circ}\text{C}}$ = resistencia eléctrica del conductor a 40 °C.

$r_{20\text{ }^{\circ}\text{C}}$ = resistencia eléctrica del conductor a 20 °C.

α = Coeficiente de corrección de temperatura 1/°C: 0.0036.

t_2 = 40 °C.

Cálculo de la inductancia y reactancia la inductancia de una línea de energía eléctrica se determina en Henrios (H), y calcula:

$$L = \left(4.605 * \log \left(\frac{DMG}{r_{eq}} \right) + 0.5 \right) * 10^{-4} \text{ en Henrios/Km}$$

Donde:

DMG: Distancia media geométrica entre fases

r_{eq} : Radio equivalente.

Para el cálculo del radio equivalente la formula general es la siguiente:

$$r_{eq} = \sqrt{r * 1 * R^{n-1}}$$

Donde:

r_{eq} : Radio equivalente.

r : el radio del conductor

R : es el radio que existe entre dos o más conductores

n : es el número de conductores en esa fase.

Nota: En el caso de este trabajo como se trata de una línea por fase el radio equivalente será el mismo que el radio del conductor.

Para el cálculo de la distancia media geométrica va de acuerdo a la disposición de los conductores y se obtiene de la siguiente formula:



Figura 20. Disposición de los conductores y formula del DMG.

Fuente: (cálculo de líneas de transmisión)

De acuerdo a la base para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural, la reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión entre fases se tomará como DMG igual a 2.20 m. y la reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión de fase se tomará como DMG igual a 1.20 m.

Una vez calculado la inductancia se procederá a calcular la reactancia inductiva de la línea (X_L) la cual será:

$$X_L = L * \omega$$

Donde:

ω : $2 * \pi * f$

f: Frecuencia de la red en Hz.

Que finalmente nos quedara reactancia inductiva con la siguiente formula:

$$X_L = 377 * \left(4.605 * \log \left(\frac{DMG}{r_{eq}} \right) + 0.5 \right) * 10^{-4} \text{ en } \Omega / Km$$

Cálculo de la susceptancia se obtiene con la siguiente expresión:

$$B = \frac{24.2}{\log \left(\frac{DMG}{r_{eq}} \right)} * 10^{-9} * 2 * \pi * f \text{ en S/km}$$

Pérdidas técnicas en las líneas de MT de distribución. En este trabajo de investigación para estimar el balance de energía y demanda en MT, se basará a través del análisis de flujo de carga, para Garcés, Granada y Gallego (2004), concluyeron que “esta herramienta facilita el estudio de desbalance de carga, caída de tensión, cálculos de pérdida de potencia en cualquier línea, compensación capacitiva, análisis de sobrecargas en circuitos, balanceo de fases, distribución de carga en transformadores de distribución, entre otros” (p. 24). Y para lo cual se requiere de los siguientes datos:

- Parámetros de la línea de media tensión.
- Topología de la red de MT.
- Registro de energía y demandas de las SED públicas y subestaciones particulares.

De acuerdo a la base para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural, para calcular las pérdidas anuales de energía activa se utiliza la siguiente expresión:

$$E_j = 8760 * (P_j) * (F_p) \text{ en kWh}$$

Done:

P_j = Demanda de potencia, en kW.

F_p = Factor de pérdidas.

Pérdidas técnicas en el transformador de distribución. Las pérdidas de los transformadores pueden ser constantes, las cuales son pérdidas en el hierro o variables, en las que comprenden las pérdidas por el cobre. fraile (2008), menciona “las pérdidas fijas se componen de las pérdidas mecánicas, que no existen en el transformador (al no poseer esta máquina órganos móviles), y las pérdidas en el hierro” (p. 225).

Tabla 3. *Pér. estándar de potencia de transformadores trifásicos de 60 Hz.*

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	4.60	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	2.70
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	2.30	4	1.99
250	734	3804	2.30	4	1.82
315	837	4533	2.19	4	1.70
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: (NTP 370.400 – 2013)

Tabla 4. *Pér. estándar de potencia de transformadores monofásicos de 60 Hz.*

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: (NTP 370.400 – 2013)

Pérdidas de energía y potencia en la red secundaria. En la red secundaria en baja tensión están comprendidos la red de alumbrado público, las acometidas y medidores, en estudios realizados anteriormente, se ha determinado que concentra el mayor porcentaje de pérdidas debido a varios factores como la extensión de los circuitos, problemas de diseño, sobrecarga de conductores, mayor accesibilidad a personas que hurtan la energía, etc.

En redes de nivel de tensión 1, la diferencia entre la energía entregada por el transformador de distribución y la leída por parte de la electrificadora en los contadores, se conoce como pérdidas del sistema, las cuales corresponden a técnicas y no técnicas. (Acosta, Hincapié, Gallego, 2013, p. 45).

Estimación de energía consumida por falta de lectura. La energía eléctrica no registrada la cual es generada por los transformadores de potencia, los conductores, equipos de medición y todo equipo conectado al sistema eléctrico, se tendrá que estimar para tener en cuenta en los cálculos que se requieran, una de los métodos más utilizado para estimar las pérdidas de potencia es el uso del flujo de carga.

Actualmente el impacto ambiental del consumo de energía es posible analizarlo para gran parte del ciclo de vida de los materiales y productos [...]. Este cambio de estructura en las bases de datos permite disponer de la información de nuevos indicadores de energía, que incluyan, además de los costes de adquisición de los productos o equipos, el coste del consumo de energía a lo largo de su vida útil. (Alfaro, Lucas y Díez, 2018, párr. 4).

Balance de energía. Tiene el objetivo de detallar los valores más importantes de la operación de un sistema eléctrico durante un periodo de tiempo. Osinergmin (2015), que “para la realización de estos balances se determinará a nivel de cada sistema eléctrico de distribución, para un periodo de evaluación anual” (p. 48). Además, el balance de energía deberá cumplir con dos condiciones básicas la de exactitud, la que está determinada por los sistemas de mediciones de cada punto del alimentador para realizar los cálculos y el detalle, de contener la suficiente información de cada sistema.

Conceptos fundamentales. Son necesarios para comprender algunos factores para el estudio de las pérdidas de energía y potencia.

Flujo de carga. Son estudios de gran importancia para determinar las condiciones de operación de un circuito de potencia, el análisis de flujo de carga o de potencia también es utilizado para el análisis de las ampliaciones de redes.

Mediante el flujo de potencia se logra identificar si algún elemento de la red se encuentra operando muy cerca o fuera de sus límites nominales permitidos, donde se puede mencionar por ejemplos, la saturación excesiva de los transformadores de potencia y su sobrecarga, la sobreexcitación o la subexcitación de los generadores, sobrecargas de las líneas de transmisión, [...] y tensiones de las barras que excedan los límites operativos. (GUARDIA, 2007, p. 70).

Existen diferentes métodos para analizar el flujo de carga como el de Newton-Raphson, rápido desacoplado, Gauss Seidel, y mucho más, las empresas de distribución eléctrica utilizan herramientas computacionales como el WindMil, PSSE, DIGSILENT POWER FACTORY, etc.

Factor de carga. Es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo establecido y la demanda máxima en el mismo intervalo. Se expresa en la siguiente ecuación:

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio en kW}}{\text{Demanda máxima en kW}} = \frac{E \text{ periodo en kWh}}{\text{Demanda máxima en kW} \times t \text{ periodo}}$$

Los valores del factor de carga están dados desde cero hasta la unidad. Si el valor es cercano a cero indica una eficiencia baja y si el valor se acerca a la unidad indica una eficiencia alta.

Factor de utilización. La carga instalada es la suma de todos los componentes de un sistema que está dada por las potencias nominales, y que estas cargas no se utilizan todos en un intervalo de tiempo, por lo tanto, el factor de

demanda es la relación entre la demanda máxima de una instalación y la de la carga instalada.

$$FU = \frac{\text{Demanda maxima}}{\text{Carga instalada}}$$

Factor de pérdida. Ramírez (2004) sostiene que “es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un periodo de tiempo especificado” (p. 45). Y se calcula:

Por los cuadrados de la demanda promedio y de la demanda pico.

$$f_{per} (\%) = \frac{(\text{Demanda promedio})^2}{(\text{Demanda maxima})^2} \times 100 = \frac{D_P^2}{D_M^2} \times 100$$

Por los cuadrados de todas las demandas reales y los cuadrados de la demanda pico en el 100% del tiempo.

$$f_{per} (\%) = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda maximas})^2 \times T} \times 100$$

$$f_{per} (\%) = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2 \times T} \times 100$$

Dónde:

D_i = Demanda leída en cada intervalo de tiempo.

D_M = Demanda máxima en el periodo de tiempo.

T = Número de horas del periodo de tiempo considerado.

También el factor de perdida se define como la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas máximas y esta expresada en la siguiente ecuación:

$$F_{pérd} = \frac{\text{Pérdidas en demanda promedio en kW}}{\text{Pérdidas en demanda maxima en kW}}$$

Otra forma para calcular el factor de pérdida se calcula con la siguiente expresión.

$$FP = X * Fc + (1 - X) * Fc^2 \text{ (ver nota)}$$

X es una variable que depende de la forma de la curva de la carga, y que habitualmente toma valores de $0 \leq X \leq 0.3$ con un valor recomendado de $X = 0.15$.

El MINEM (2003), “Nota: en caso de conocerse el diagrama de carga anual y su proyección, el factor de carga y el factor de pérdidas se obtendrá a partir de tales diagramas” (p. 27).

Porcentaje de pérdidas. Las pérdidas se expresan en porcentaje en determinado periodo de tiempo que puede ser mensual o anual, y es la relación entre las pérdidas de energía o potencia del sistema y la energía o potencia suministrada del mismo.

$$\% \text{ Pérdidas energía} = \frac{\text{Pérdida de energía}}{\text{Energía suministrada}} \times 100$$

Las pérdidas de energía se pueden dividir entre 24 horas en proporción a los cuadrados de las demandas a la hora pico se tiene.

$$\text{Pérdidas de potencia a la hora pico} = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2 h} \times (\text{Pérdidas de energía})$$

Para calcular la pérdida de potencia en cualquier intervalo del día Δt , se emplea.

$$\text{Pérdidas de potencia en } \Delta t = \frac{(\text{Demanda en } \Delta t)^2}{\sum D_i^2 h} \times \text{Pérdidas de energía}$$

Pérdidas de potencia promedio se

$$\text{Pérdida de potencia promedio} = \frac{\text{Energía total pérdida}}{T}$$

Diagrama unifilar. Son modelos de circuitos que nos permiten simplificar un sistema eléctrico complejo, en la cual comprende generadores, barras, líneas de transmisión, transformadores, etc. De esta manera un sistema eléctrico trifásico se representa en un circuito eléctrico monofásico equivalente.

Toda instalación eléctrica debe contar con un esquema unifilar actualizado [...]; precisando las características técnicas fundamentales de los equipos y materiales eléctricos instalados, así como su plano de emplazamiento y trazado. El esquema unifilar y el plano de emplazamiento y trazado deben ser permanentemente actualizados con las modificaciones o ampliaciones que se efectúen. (MEM, 2006, p. 8).

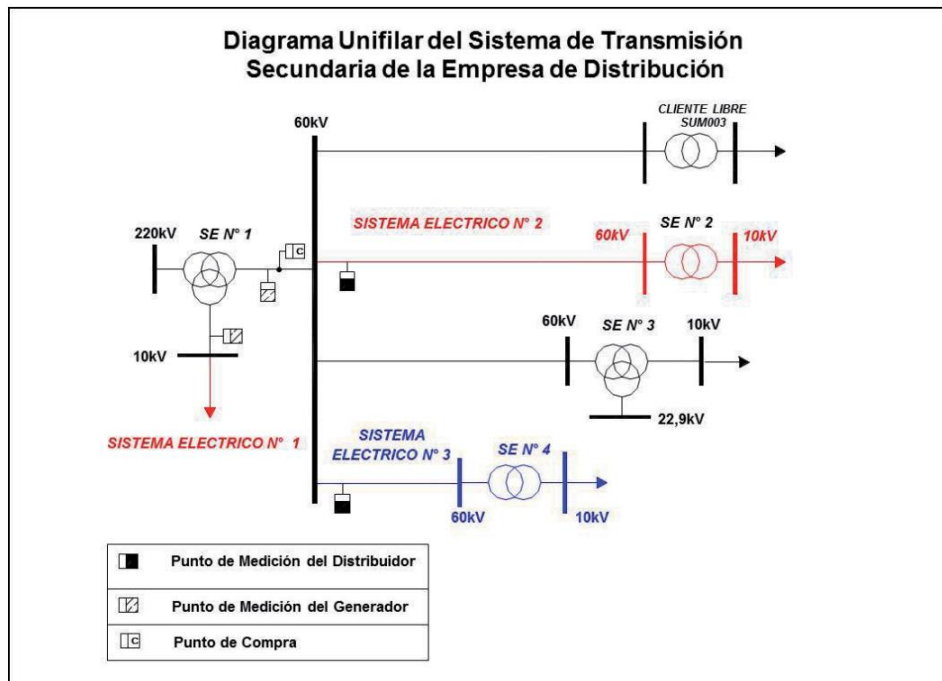


Figura 21. Diagrama unifilar.

Fuente: (osinergmin-281-2015-OS-CD.pdf)

Software de simulación DlgSILENT Power Factory. Es una herramienta computarizada para la simulación y análisis de sistemas eléctricos de potencia en generación, transmisión, distribución y sistemas industriales, ya que actualmente los sistemas eléctricos de potencia se vuelven cada día más complejos, requieren de poderosas herramientas computacionales como el programa DlgSILENT Power Factory para tener un adecuado análisis para la planificación y operación de los

sistemas de potencia, el cual se encuentra basado en el método de Newton-Raphson.

Con el uso de una sola base de datos, en la cual contiene todos los datos necesarios para todas las piezas de equipo dentro de un sistema de potencia (por ejemplo, datos de línea, datos de protección, datos de armónicos, datos de controladores, etc.), Digsilent permite la ejecución de todas las funciones disponibles dentro del mismo ambiente del programa con facilidad. Algunas de esas funciones son el flujo de potencia, el cortocircuito y el análisis de armónicos también la coordinación de protecciones, cálculos de estabilidad y análisis modal. (Digsilent, 2014, p. 9).



Figura 22. Software DlgSILENT Power Factory.

Fuente: (propia)

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

El enfoque de la investigación es cuantitativo, No experimental – transversal, ya que está dada en un periodo de tiempo definido y no pretende variar intencionalmente las variables independientes por lo que se observaran los fenómenos tal y como se dan en su contexto, y se orienta a resolver problemas de hechos reales. De tal manera, se toma y procesa los datos técnicos, mediciones, conclusiones, propuesta de solución, discusión de resultados, y recomendaciones.



Figura 23. Procesamiento de investigación cuantitativa.
Fuente: (metodología de la investigación cuantitativa y cualitativa)

3.2. Variables y operacionalización.

3.2.1. Variable independiente:

Pérdidas de energía eléctrica.

Definición conceptual Es la diferencia que existe entre la energía que se compra y la energía vendida y se genera por el paso de la corriente que circula por toda la red de distribución y que se convierte en calor o por el robo de la energía eléctrica, lo cual genera pérdidas económicas a las concesionarias.

Definición operacional Valor obtenido de cálculos de los componentes que conforman un circuito eléctrico de potencia y de la inspección de las condiciones de los suministros y proceso de facturación.

Indicador Energía eléctrica.

Escala de medición kWh.

3.2.2. Variable dependiente:

Balance de energía.

Definición conceptual Es la identificación y cuantificación del consumo de energía o potencia que se generan en cada parte de una red de distribución eléctrica.

Definición operacional Se determina con el estudio de los diferentes componentes que actúan en una red de distribución de energía eléctrica.

Indicador Energía o potencia eléctrica.

Escala de medición En % (kWh).

Porcentaje de pérdidas.

Definición conceptual Energía por la cual la concesionaria no factura y no percibe una retribución económica debido a factores técnicos o comerciales.

Definición operacional Valor adecuado de las pérdidas de energía eléctrica.

Indicador En porcentaje %.

Escala de medición En % (kWh).

En el anexo N° 3 del presente trabajo, se encuentra la matriz de Operacionalización de variables.

3.3. Población, muestra, muestreo, unidad de análisis.

Población está comprendida por el total de subestaciones conectadas al AMT N° 2 de la SET de Bagua Grande, que son 40 SED públicas y 12 subestaciones particulares o sistemas de utilización, y que cubre la demanda de energía eléctrica a parte de la ciudad de Bagua Grande, Cajaruro y sus anexos.

Muestra Debido a la naturaleza de la investigación se considera la muestra igual a la población en estudio.

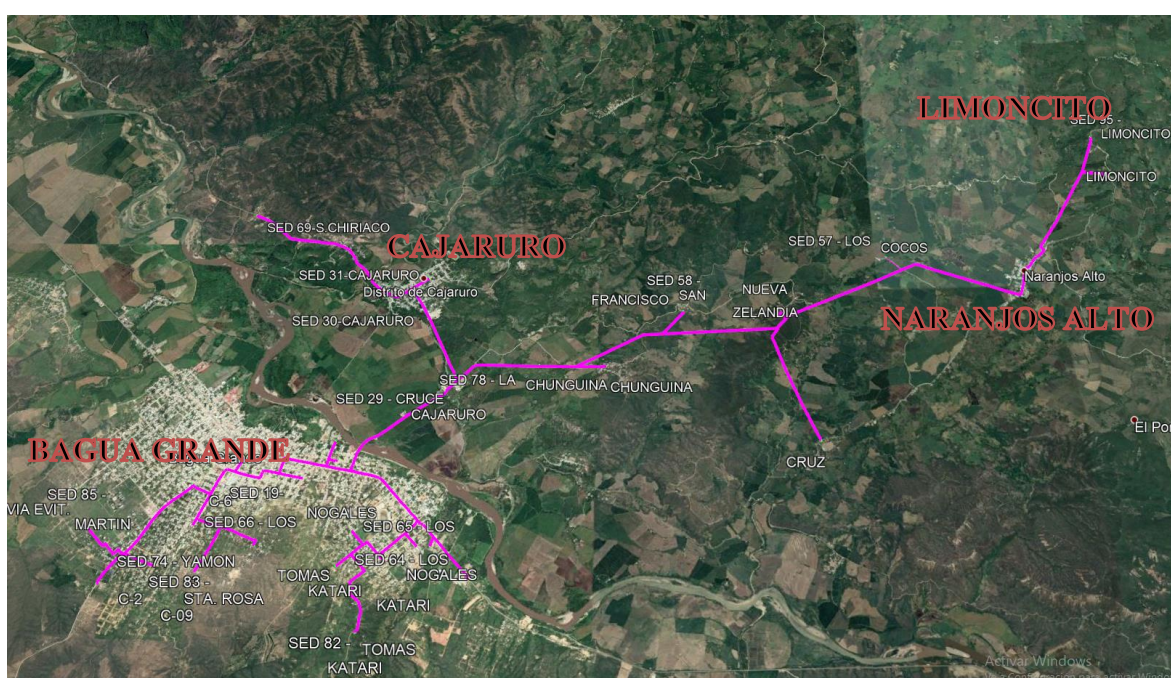


Figura 24. Recorrido del alimentador N° 2.

Fuente: (Elaboración propia)

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

La técnica que se siguió fue, la recolección de información documentaria proporcionada por la concesionaria, lo cual se tomó en cuenta los datos de infraestructura y registro de las mediciones de energía y potencia que corresponden al AMT N°2 y la recolección de datos realizada directamente en campo para el llenado de la información en fichas y tomas fotográficas de la infraestructura eléctrica de la empresa concesionaria.

Tabla 5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Recolección de datos	Instrumentos
Revisión de la información del área de distribución y comercial.	Formatos para el llenado de los datos obtenidos .
Recorrido en campo del AMT N° 2.	Utilización de un GPS.
Toma de lecturas	Medidores de energía homologados
Análisis de la información obtenida.	Se utiliza el software DIGSILENT y cálculos matemáticos.

Fuente: Elaboración propia.

3.5. Procedimientos.

La información obtenida del alimentador N° 2, se elaborará un diagrama unifilar actualizado el cual estos datos se analizará y procesará utilizando el software DIGSILENT y cálculos matemáticos para determinar las pérdidas de potencia y energía del AMT N°2 y estimar el balance de energía.

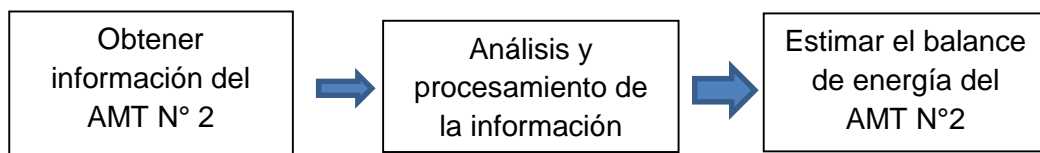


Figura 25. Método de análisis.

Fuente: (Elaboración propia)

3.6. Métodos de análisis de datos.

Mediante el uso de un programa computacional y cálculos matemáticos se emplearán para el análisis de los datos para este trabajo de investigación.

3.7. Aspectos éticos.

En el presente trabajo de investigación se considera aspectos éticos como, el respeto a la propiedad intelectual y a la confiabilidad de los datos técnicos brindados por la empresa concesionaria, y de acuerdo a la investigación y aplicando los conocimientos adquiridos en la UCV, el presente proyecto, tiene en cuenta la veracidad de los datos, resultados y se respeta la propiedad intelectual.

IV. RESULTADOS

4.1. Análisis y procesamiento de la información del AMT N°2.

Subestación eléctrica Bagua Grande se encuentra ubicada en la cuadra 3 de la Av. Víctor R. Haya de la Torre en las coordenadas del sistema WGS84 E: 782731.358 N: 9362710.150 y abastece de energía a más de 11 mil usuarios de la ciudad de Bagua grande y parte de Cajaruro, cuenta con un transformador de potencia de 4 MVA de 22.9 / 10.0 kV, con dos alimentadores en la parte del secundario con una alimentación en media tensión de 10 kV. a una frecuencia nominal de 60 Hz. y que de acuerdo a la medición que se realiza en la cabecera de cada alimentador, en el periodo 2019 tuvo como máxima demanda 3.48 MW y una energía promedio mensual de 1508.71 MWh.



Figura 26. SET de Bagua Grande.

Fuente: (Elaboración propia)

Selección del alimentador para el presente trabajo se tuvo en cuenta los siguientes datos de comparación de cantidad de usuarios y datos que se obtuvieron de los sistemas de medición de cada alimentador, en lo que refiere a consumo de energía, máxima demanda y porcentaje de pérdidas de cada alimentador.

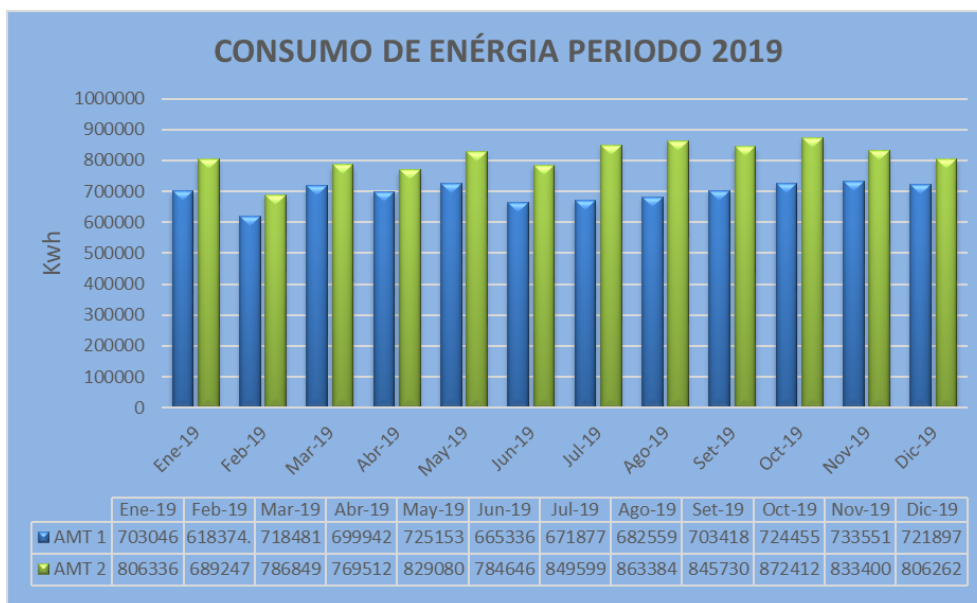


Figura 27. Consumo de energía de los dos alimentadores.

Fuente: (Elaboración propia)

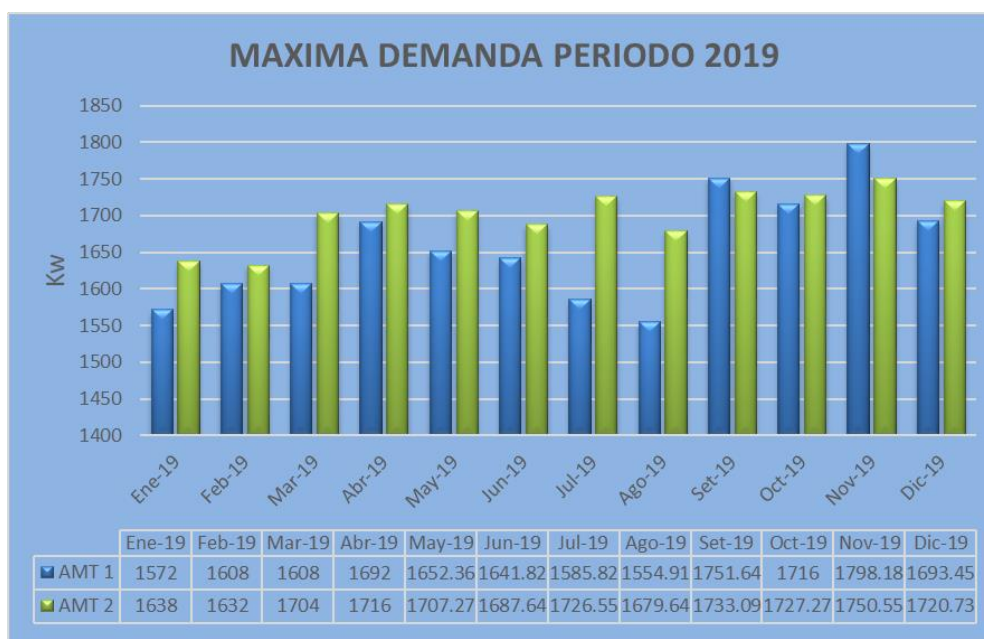


Figura 28. Máxima demanda de los dos alimentadores.

Fuente: (Elaboración propia)

En lo que respecta al consumo de energía el AMT N° 2 tiene un promedio mensual de 811371.36 kWh y un consumo anual de 9736.4563 MWh, que representa un 53.78 % del consumo total de la SET Bagua Grande y una máxima demanda registrada en el periodo 2019 de 1.75 MW, los cuales estos datos están detallados en el anexo N°4.

Diagrama de carga AMT N° 2

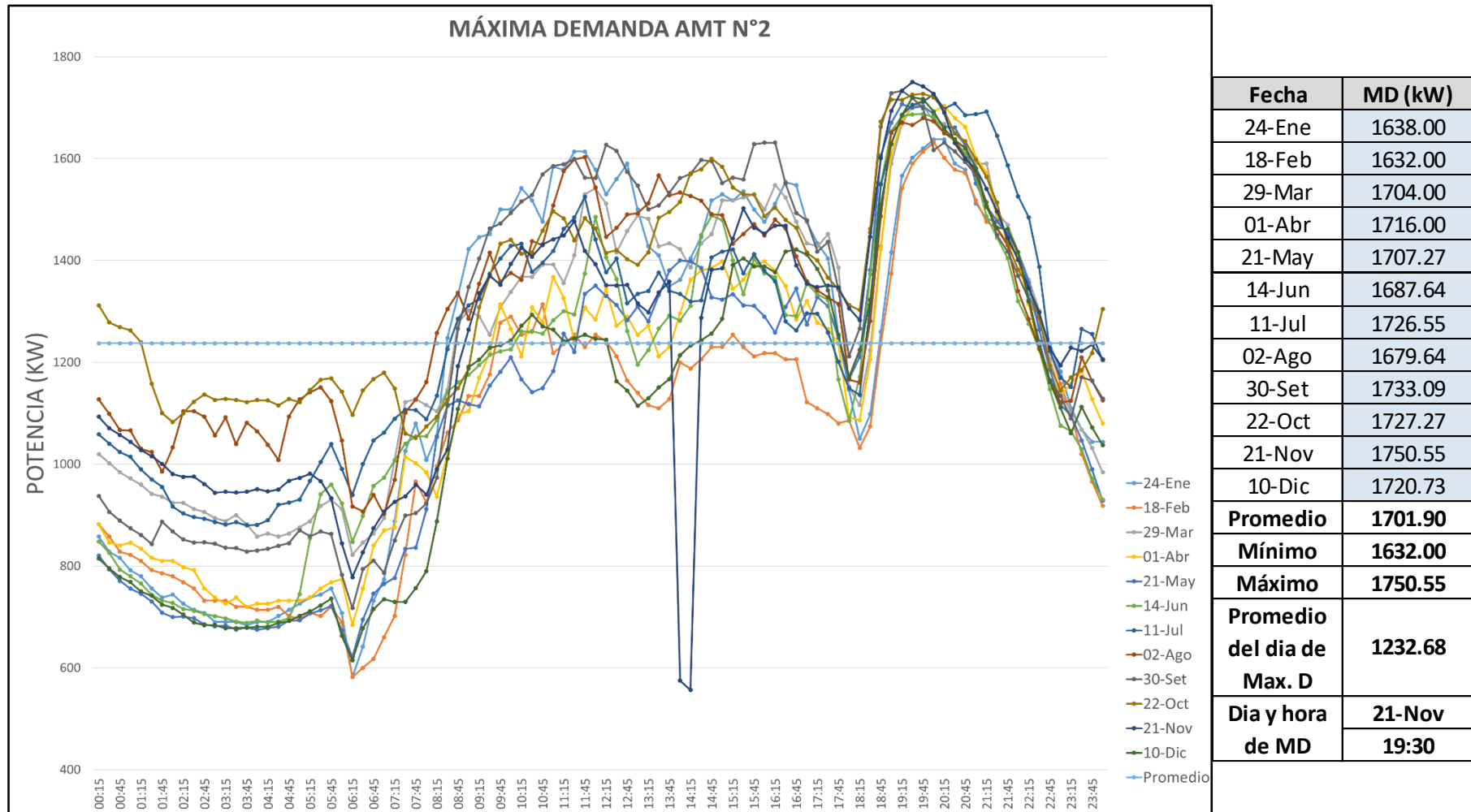


Figura 29. Diagrama de carga AMT N°2.

Fuente: (Elaboración propia)

Tabla 6. Balance de pérdidas periodo 2019.

MESES	AMT N° 1		AMT N° 2	
	USUARIOS	PÉRDIDAS	USUARIOS	PÉRDIDAS
ENERO	4295	9.43 %	6800	10.43 %
FEBRERO	4309	9.20 %	6830	10.22 %
MARZO	4322	13.67 %	6867	14.54 %
ABRIL	4342	3.93 %	6891	5.96 %
MAYO	4361	10.52 %	6902	13.85 %
JUNIO	4366	7.51 %	6930	17.17 %
JULIO	4384	7.85 %	6950	16.12 %
AGOSTO	4394	7.53 %	6977	9.46 %
SETIEMBRE	4401	7.81 %	6998	8.72 %
OCTUBRE	4415	7.55 %	7002	8.74 %
NOVIEMBRE	4439	7.84 %	7008	8.84 %
DICIEMBRE	4452	8.04 %	7027	9.17 %
PROMEDIO ANUAL		8.41 %		11.10 %

Fuente: (EMSEU)

En la comparación de pérdidas de energía eléctrica, de acuerdo a las lecturas registradas se evidencia que el AMT N° 2 tiene un porcentaje de pérdida anual del 11.0 %, que es superior al del otro alimentador.

Topología del AMT N° 2 está determinado por la posición real de los componentes que lo conforman y su recorrido que este hace, el cual es de forma radial.

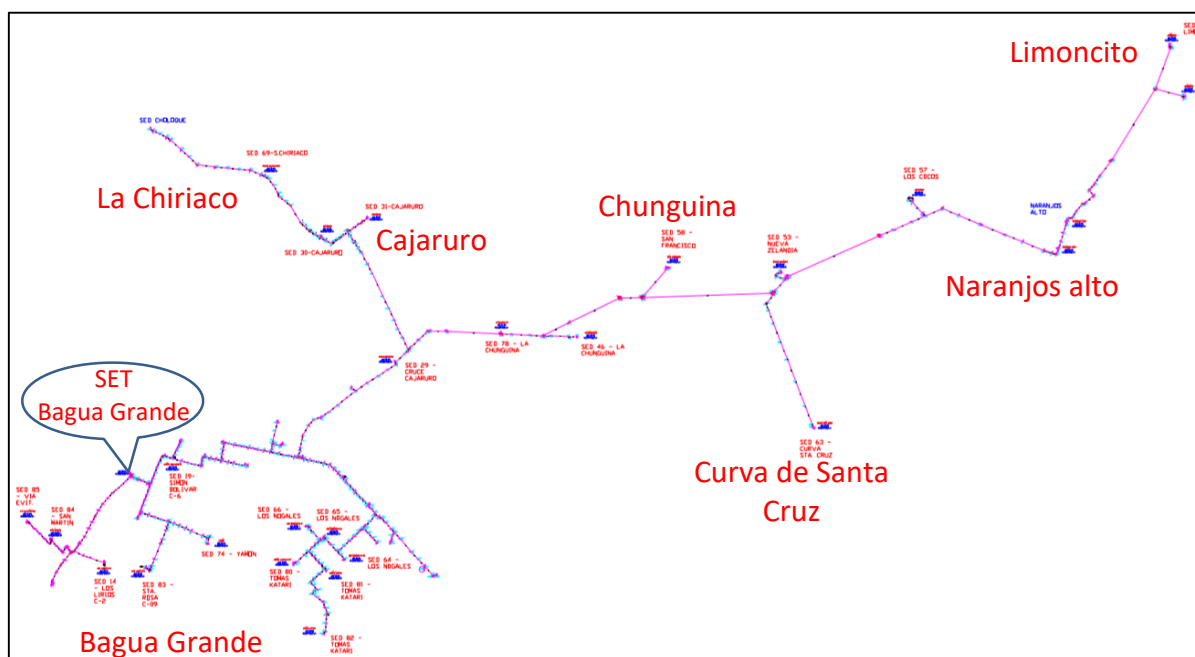


Figura 30. Topología del AMT N° 2.

Fuente: (EMSEU)

Información técnica del alimentador de media tensión N° 02.

Descripción de subestaciones del AMT N° 2. Las máximas demandas que se registran en las siguientes tablas son el promedio del último semestre del año 2019. Las subestaciones particulares o sistema de utilización tienen su medición en el lado de media tensión con transformadores mixtos, en la siguiente tabla las celdas sombreadas de color celeste tienen el sistema de medición en baja tensión y de acuerdo a la norma de OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD. (2013). opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final en donde dice:

El sistema de medición puede ser instalado en el lado de BT del transformador de potencia, debiéndose utilizar la compensación de las pérdidas de transformación. En este caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación, equivalente a un 2,5%, aplicable al monto total consumido en unidades de potencia y energía activa y reactiva. (2013, p. 3).

Tabla 7. Características de subestaciones Particulares AMT N°2.

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN PARTICULARES								
N° SED	PROPIEDAD	MÁXIMA DEMANDA	POTENCIA INST. KVA	TIPO	CONEXIÓN	GRUPO DE CONEXIÓN	TENSIÓN "KV"	
							BT	MT
35	TELEFÓNICA DEL PERU S.A.A.	24.59	50	Caseta	Trifásica	Delta / Delta	0.23	10
36	EPSSMU S.A. - B. GRANDE	10.21	100	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
45	AGROINDUSTRIA L MOLINERA CHAVO SAC	256.36	460	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
47	MOLINO DEL ORIENTE E.I.R.L.	7.09	160	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
55	RAINFOREST TRADING	129.43	250	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
56	ESTACIÓN DE SERVICIOS UTCUBAMBA II	5.03	37.5	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Delta	0.23	10
61	MOLINO HECTOR RAUL E.I.R.L.	17.38	100	Aérea Monoposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
71	MOLINO S ABAD & JULCA S.C.R.L.	58.73	75	Aérea Monoposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
72	CONSTRUCTORA & MAQUINARIAS VILLEGAS	36.57	100	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
77	COOP AGRARIA CAFETALERA	144.31	250	Caseta	Monofásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10

	BAGUA GRANDE LTD							
86	EPSSMU S.A.	10.52	100	Aérea Biposte	Monofásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
93	ROMERO DELGADO HERNAN	10.10	37.5	Aérea Monoposte	Trifásica	Delta / Delta	0.23	10

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente tabla, las celdas remarcadas de color amarillo son subestaciones públicas que solo cuentan con un medidor registrador de energía activa y no cuentan con un maxímetro que nos indique la máxima demanda registrada en el mes, es por lo que se utiliza de acuerdo a las bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para electrificación rural. Una carga por lote de 400 W. por ser zona rural y un factor de simultaneidad de 0.5 para cargas de servicio particular.

Tabla 8. Características de la SED Publicas AMT N°2.

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN PUBLICAS								
N° SED	UBICACIÓN	MÁX. DEMANDA	POTENCIA INST. KVA	TIPO	CONEXIÓN	GRUPO DE CONEXIÓN	TENSIÓN "KV"	
							BT	MT
9	Bagua Grande	70.12	250	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
10	Bagua Grande	183.01	250	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
11	Bagua Grande	76.21	250	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
12	Bagua Grande	131.62	250	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
14	Bagua Grande	43.19	100	Aerea Monoposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
15	Bagua Grande	64.00	100	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
16	Bagua Grande	84.99	250	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
17	Bagua Grande	91.52	250	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
18	Bagua Grande	88.93	100	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
19	Bagua Grande	113.22	250	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
20	Bagua Grande	56.14	160	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
21	Bagua Grande	39.96	250	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
22	Bagua Grande	75.83	160	Aerea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
23	Bagua Grande	53.59	160	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
24	Bagua Grande	69.59	250	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10

29	Bagua Grande	6.01	37.5	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
30	Cajaruro	46.62	160	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
31	Cajaruro	66.42	160	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
46	Chunguina Baja	10.57	25	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10
49	Naranjos Alto	29.35	100	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
50	Naranjos Alto	24.69	100	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
53	Nueva Zelandia	5.81	25	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10
57	Los Cocos	3.64	25	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10
58	San Francisco	1.76	15	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10
63	Cas. Curva Santa Cruz	8.85	10	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10
64	Bagua Grande	63.93	75	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
65	Bagua Grande	22.35	75	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
66	Bagua Grande	48.97	75	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
69	Chiriaco	4.16	37.5	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
74	Bagua Grande	16.02	75	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
78	La Chunguina	2.68	15	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10
80	Bagua Grande	8.54	50	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
81	Bagua Grande	4.39	37.5	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
82	Bagua Grande	2.08	10	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10
83	Bagua Grande	12.92	50	Aérea Biposte	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
84	Bagua Grande	3.41	37.5	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
85	Bagua Grande	9.19	37.5	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10
90	El Choloque.	19.45	100	Aérea Monopost e	Trifásica	Delta / Estrella	0.40/0.23	10

94	Limoncito	3.25	25	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10
95	Limoncito	3.57	25	Aérea Monopost e	Monofásica	Monofásica Fase -Fase	0.46/0.23	10

Fuente: Elaboración propia.

Conductores eléctricos Los datos de los conductores eléctricos que forman parte del AMT N° 2, se obtuvieron de la información brindada por la concesionaria y corroboradas en la inspección realizada en campo y se detalla en algunas tomas fotográficas en el anexo N° 5, lo que se identificó que en su totalidad las líneas son aéreas de las cuales están los conductores de aleación de aluminio AAAC y conductores de cobre desnudo, las características técnicas que se tomaron en cuenta para el cálculo están detalladas en los anexos N° 6 y 7, en la siguiente tabla se resumen las características de los conductores necesarios para el análisis del alimentador.

Tabla 9. Características de los conductores del AMT N°2.

material	fases	calibre	Longitud	Resistencia	Reactancia 20° C	susceptancia	Cap. De corriente
		mm ²	Km	(ohm/Km)	(ohm/Km)	(uS/Km)	A
Cu	3	16	0.789	1.17	0.4865	3.36	141
	3	25	4.235	0.741	0.4692	3.52	188
	3	70	0.398	0.273	0.4309	3.84	348
Al	2	35	3.726	0.952	0.4995	3.29	160
	2	50	2.238	0.663	0.4857	3.39	195
	3	35	9.402	0.952	0.4657	3.54	160
	3	50	7.769	0.663	0.4523	3.65	195
	3	70	0.206	0.484	0.4396	3.76	235
	3	120	2.572	0.275	0.4090	4.06	340

Fuente: Elaboración propia

Actualización de diagrama unifilar

Con todos los datos obtenidos por la concesionaria y lo corroborado en el trabajo de campo, se procedió a realizar la actualización del diagrama unifilar el que se encuentra en el anexo N° 8, el que nos permitirá para poder ingresar con la información requerida al software y realizar el flujo de carga.

4.2. Análisis la red de distribución eléctrica del alimentador (red primaria y subestaciones de distribución) mediante el software DIGSILENT.

Para el análisis del sistema de potencia en el software DIGSILENT se debe contar con los parámetros eléctricos de los conductores, transformadores y cargas. Por lo que es necesario contar con la información del sistema eléctrico a analizar, estos son proporcionados por la concesionaria y por las inspecciones realizadas en campo.

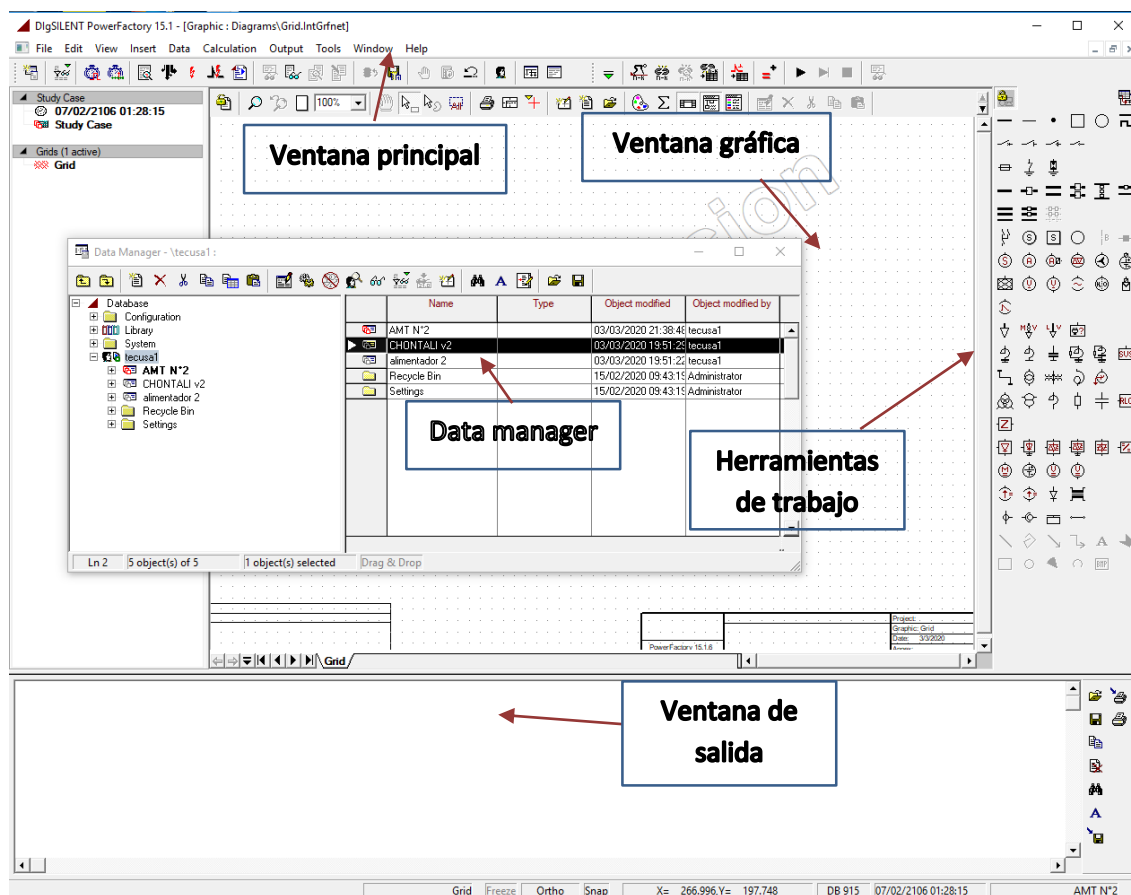


Figura 31. Ventanas principales del DIGSILENT.

Fuente: (elaboración propia)

Obtenido la información requerida para la actualización del diagrama unifilar del AMT N° 2, anexo N° 8 y calculado los parámetros eléctricos de cada uno de los componentes que pertenecen a este alimentador, se procede a graficar o modelar nuestro sistema eléctrico de potencia con las herramientas de trabajo en la ventana gráfica del programa DIGSILENT.

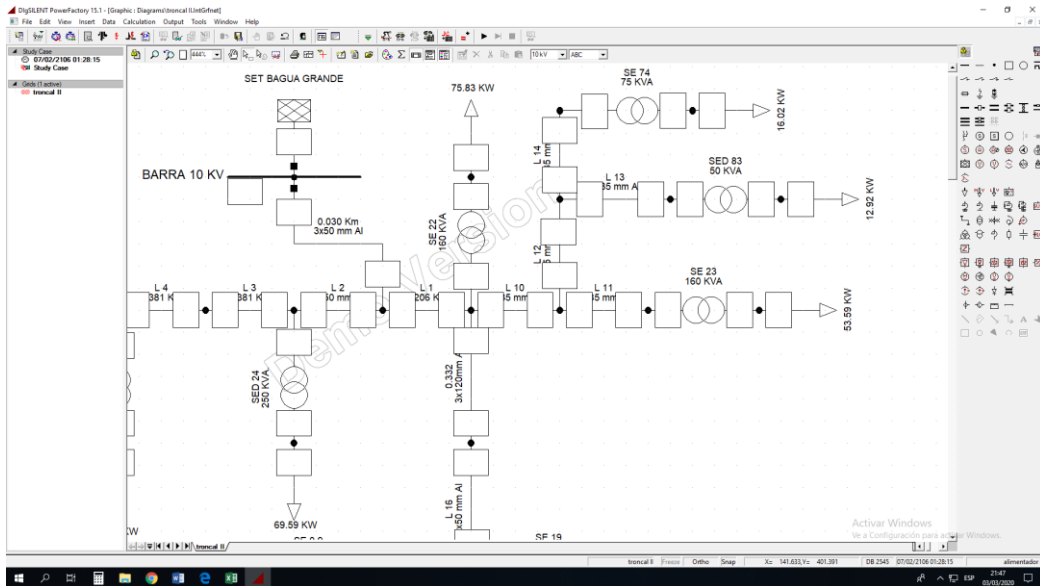


Figura 32. Creación de elementos.

Fuente: (elaboración propia)

Para las cargas ingresadas al software se tomaron en cuenta el promedio de máxima demanda del último semestre del periodo 2019 del AMT N° 2 que esta detallado en el anexo N° 9, teniendo en cuenta el tipo de conexión de la red, como trifásicas o monofásicas. Para correr flujo de carga y obtener los valores requeridos para el presente trabajo, se seleccionó en flujo de carga desbalanceado.

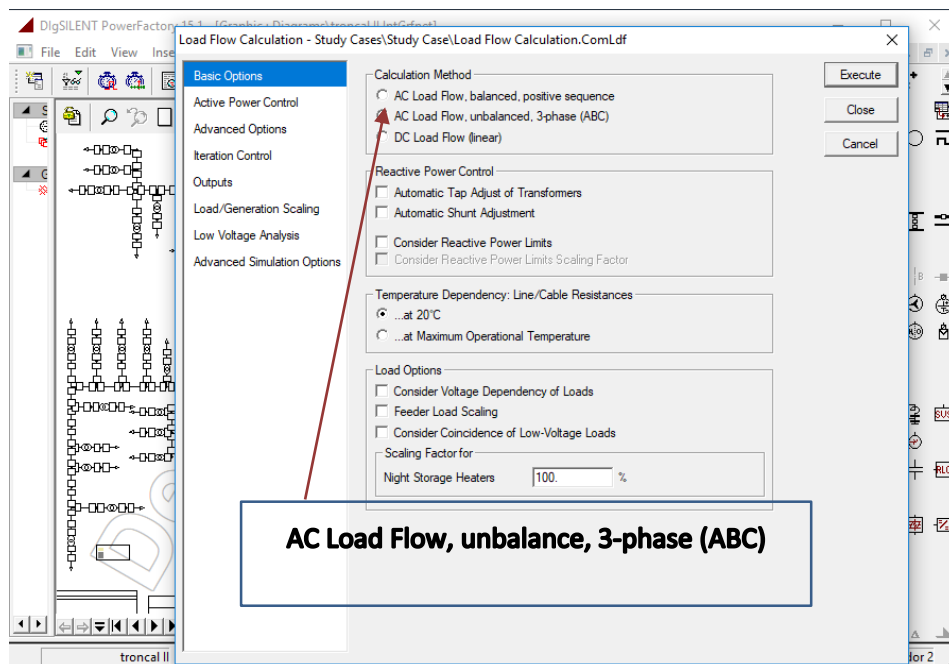


Figura 33. Calculo de flujo de carga.

Fuente: (elaboración propia)

RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA

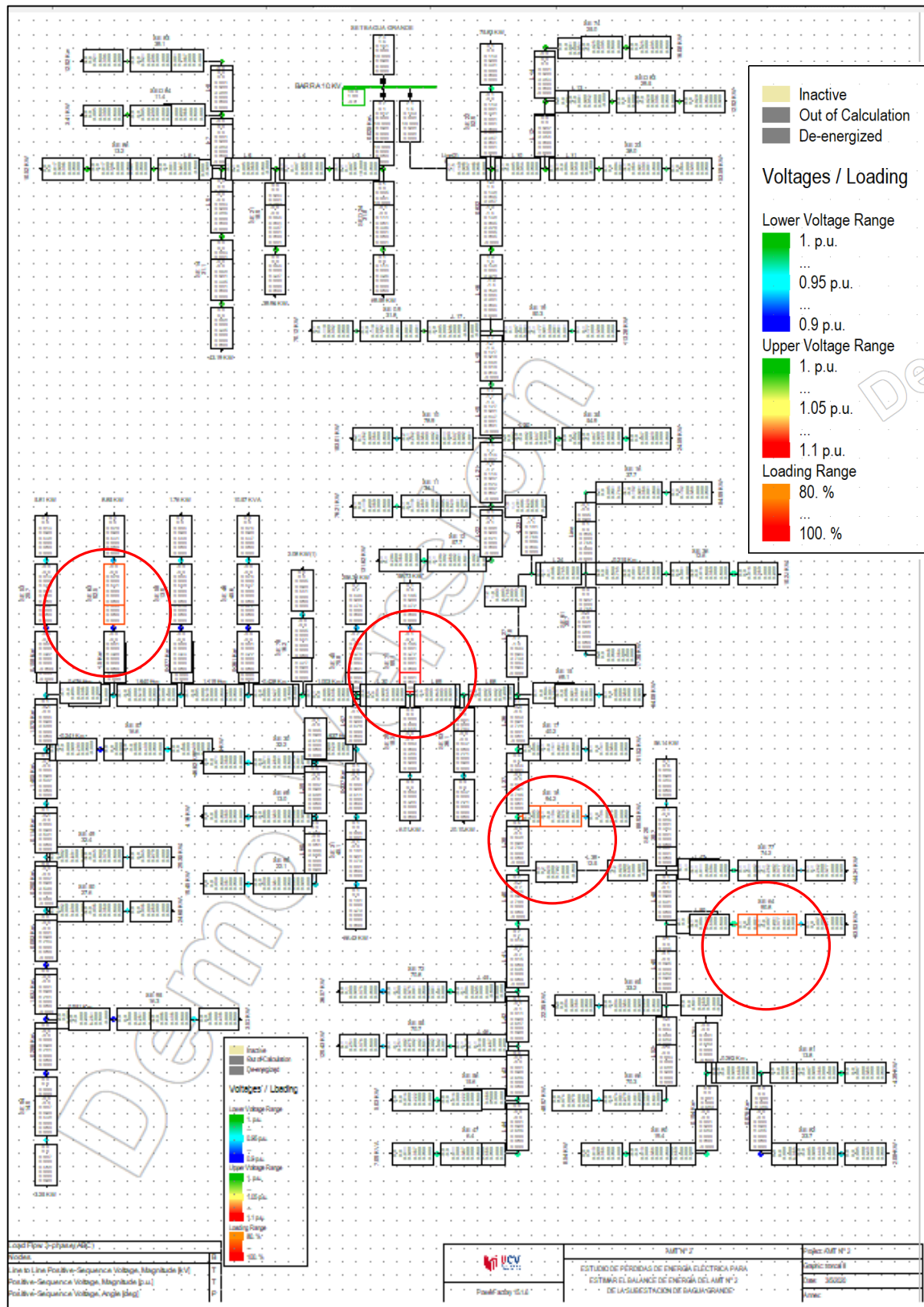


Figura 34. Flujo de potencia del AMT N° 2 -2019.

Fuente: (elaboración propia)

Los resultados obtenidos después de correr flujo de carga están detallados en el anexo N° 13, se visualiza en el gráfico anterior enmarcado con círculos rojos, cuatro transformadores con un porcentaje alto de carga, y en figura siguiente los resultados de los valores de porcentaje de carga, tensión en el lado de alta y en el lado de baja tensión y pérdidas de los transformadores de distribución. Y de igual manera se obtienen los resultados del flujo de carga de los conductores con los datos de porcentaje de carga, corriente por fase, perdidas y tensión en el conductor.

Name	Grnd	HV-Side StaCubic	HV-Side Busbar	LV-Side StaCubic	LV-Side Busbar	Loading %	Line-Line Positive... HV-Side in kV	Line-Line Positive... LV-Side in kV	Losses (total) HV-Side in MW
SE 0.9	troncal II		NODO 4.1		NODO 4.1(1)	31.78502	9.907162	0.3928762	0.000954
SE 10	troncal II		NODO 6		NODO 6(1)	78.95595	9.846216	0.384317	0.002574
SE 11	troncal II		NODO 7		NODO 7(1)	34.15703	9.831854	0.3893958	0.000992
SE 12	troncal II		NODO 7.1		NODO 7.1(1)	57.71926	9.830273	0.3866543	0.001661
SE 14	troncal II		NODO 1.5		NODO 1.5(1)	31.07921	9.986306	0.3954645	0.000683
SE 15	troncal II		NODO 9		NODO 9(1)	69.13739	9.747419	0.3807305	0.000957
SE 16	troncal II		NODO 8.3		NODO 8.3(1)	37.6878	9.772432	0.3866193	0.001062
SE 17	troncal II		NODO 9.1		NODO 9.1(1)	40.28047	9.728635	0.3845737	0.001119
SE 18	troncal II		NODO 9.2		NODO 9.2(1)	94.32679	9.71406	0.3760159	0.001520
SE 19	troncal II		NODO 4		NODO 4(1)	50.32418	9.909658	0.3906712	0.001424
SE 20	troncal II		NODO 9.4		NODO 9.4(1)	38.74406	9.70629	0.3832862	0.000771
SE 21	troncal II		NODO 1.3(1)		NODO 1.2(1)	18.87464	9.989395	0.3974263	0.000765
SE 22	troncal II		NODO 2		NODO 2(1)	52.98214	9.965547	0.391827	0.001078
SE 23	troncal II		NODO 2.2		NODO 2.2(1)	38.03625	9.96299	0.3936423	0.000784
SE 29	troncal II		NODO 11		NODO 11(1)	18.34463	9.653549	0.3845251	0.000137
SE 30	troncal II		NODO 12.2		NODO 12.2(1)	32.23314	9.625492	0.3808904	0.000664
SE 31	troncal II		NODO 12.3		NODO 12.3(1)	45.13429	9.626646	0.3792857	0.000879
SE 35	troncal II		NODO 6.1		NODO 6.1(1)	54.92822	9.845969	0.223275	0.000414
SE 36	troncal II		NODO 8.2		NODO 8.2(1)	12.61408	9.773234	0.3892487	0.000333
SE 45	troncal II		NODO 12		NODO 12(1)	75.84266	9.646948	0.3741073	0.004237
SE 46	troncal II		NODO 14.1		NODO 14.1(1)	45.64154	8.329673	0.437704	0.000150
SE 47	troncal II		NODO 9.20		NODO 9.20(1)	6.42425	9.69513	0.3869845	0.000462
SE 49	troncal II		NODO 20		NODO 20(1)	32.46765	9.599846	0.3797038	0.000440
SE 50	troncal II		NODO 21		NODO 21(1)	27.59417	9.598771	0.3803023	0.000401
SE 53	troncal II		NODO 17.1		NODO 17.1(1)	25.72694	8.309263	0.4386875	0.000109
SE 55	troncal II		NODO 9.18		NODO 9.18(1)	70.74098	9.693988	0.3767628	0.002160
SE 56	troncal II		NODO 9.19		NODO 9.19(1)	15.63016	9.695175	0.2221966	0.000135
SE 57	troncal II		NODO 18.1		NODO 18.1(1)	16.61921	8.300231	0.4391541	0.000098
SE 58	troncal II		NODO 15.1		NODO 15.1(1)	13.9534	8.321041	0.4404837	0.000067
SE 61	troncal II		NODO 8.1		NODO 8.1(1)	68.31279	9.773568	0.3829696	0.000381
SE 63	troncal II		NODO 16.1		NODO 16.1(1)	92.62798	8.308675	0.431014	0.000163
SE 64	troncal II		NODO 9.7		NODO 9.7(1)	90.84157	9.698685	0.3775015	0.001131
SE 65	troncal II		NODO 9.8		NODO 9.8(1)	33.27617	9.697969	0.3841069	0.000363
SE 66	troncal II		NODO 9.9		NODO 9.9(1)	70.34311	9.696641	0.379791	0.000774
SE 69	troncal II		NODO 12.4		NODO 12.4(1)	13.06952	9.623063	0.3837713	0.000130
SE 71	troncal II		NODO 11		NODO 11(2)	99.23797	9.653549	0.3726261	0.001293
SE 72	troncal II		NODO 9.16		NODO 9.16(1)	70.90283	9.703788	0.3750849	0.000977
SE 74	troncal II		NODO 2.5		NODO 2.5(1)	25.00189	9.961198	0.3955829	0.000326
SE 77	troncal II		NODO 9.5		NODO 9.5(1)	74.24972	9.70259	0.3777904	0.002311
SE 78	troncal II		NODO 13		NODO 13(1)	16.21782	8.334402	0.4409467	0.000069
SE 80	troncal II		NODO 9.12		NODO 9.12(1)	19.46217	9.697441	0.386212	0.000167
SE 81	troncal II		NODO 9.11		NODO 9.11(1)	13.81567	9.697434	0.3866795	0.000133
SE 82	troncal II		NODO 9.13		NODO 9.13(1)	23.74412	8.393036	0.4431775	0.000054
SE 85	troncal II		NODO 1.7		NODO 1.7(1)	39.1161	9.987258	0.3960379	0.000193
SE 86	troncal II		NODO 1.4		NODO 1.4(1)	13.22151	9.98733	0.397731	0.000349
SE 90	troncal II		NODO 12.5		NODO 12.5(1)	22.12269	9.619991	0.3818665	0.000366
SE 93	troncal II		NODO 10		NODO 10(1)	36.10123	9.711764	0.2211888	0.000176
SE 94	troncal II		NODO 22.3		NODO 22.3(1)	14.96195	8.288569	0.4387072	0.000097
SE 95	troncal II		NODO 22.2		NODO 22.2(1)	16.29997	8.288427	0.4385604	0.000098
SED 24	troncal II		NODO 1.1		NODO 1.1(1)	31.8458	9.999584	0.3963655	0.000967
SED 83	troncal II		NODO 2.4		NODO 2.4(1)	29.55869	9.961298	0.3958922	0.000200
SED 84	troncal II		NODO 1.6		NODO 1.6(1)	11.36067	9.987804	0.3985111	0.000138

Figura 35. Tabla de resultados de flujo de potencia en transformadores.

Fuente: (DIGSILENT)

Con las pérdidas de potencia obtenidas a través del software Digsilent, tanto para líneas de media tensión como para transformadores de distribución, se procede a calcular el factor de carga, con los datos de la figura N° 29 en la que detalla que la máxima demanda es 1.75055 MW y la demanda promedio del sistema es 1.23268 MW.

$$F_c = \frac{1.23268 \text{ MW}}{1.75055 \text{ MW}} = 0.70$$

Calculado el factor de carga se procede a calcular el factor de pérdidas con la formula siguiente.

$$FP = 0.15 * F_c + 0.85 * F_c^2 = 0.15 * 0.70 + 0.85 * 0.70^2 = 0.52$$

Se calcula con la siguiente formula las pérdidas de energía anuales de los transformadores de distribución y de las líneas de media tensión.

$$E_j = 8760 * (P_j) * (F_p) \text{ en kWh}$$

De tal manera se calcularon las pérdidas de potencia y energía anual del alimentador en lo que refiere a líneas de media tensión y transformadores.

Tabla 11. Resultados de pérdidas periodo 2019 (Digsilent).

DETALLE	POTENCIA PERDIDA EN MW	ENERGÍA PERDIDA MWH AÑO	CONSUMO DE ENERGÍA MWH- AÑO	DEMANDA MÁXIMA MW	PÉRDIDA DE ENERGÍA %	PÉRDIDA DE POTENCIA %
Líneas de MT	0.0457	208.173	9736.4563	1.75055	2.14	2.61
Transformadores	0.037886	172.578			1.77	2.16

Fuente: Elaboración propia

4.3. Evaluar y determinar las subestaciones públicas con mayores pérdidas de energía eléctrica.

Factor de utilización de las SED públicas de acuerdo a los datos obtenidos por la concesionaria en el mes de noviembre del periodo 2019, es el mes que se registró la máxima demanda se determinó el factor de utilización de cada SED publica, lo que se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 12. *Factor de utilización de SED Publicas.*

	MESES DE FACTURACION				Nov-19	
	SED	PROPIEDAD	Potencia(Kva)	Potencia(Kw)	Máxima D.	F.U
SED PUBLICAS	SED-9	CONCENSIONARIA	250	225.00	65.4	0.29
	SED-10	CONCENSIONARIA	250	225.00	184.34	0.82
	SED-11	CONCENSIONARIA	250	225.00	72.4	0.32
	SED-12	CONCENSIONARIA	250	225.00	128.18	0.57
	SED-14	CONCENSIONARIA	100	90.00	42.74	0.47
	SED-15	CONCENSIONARIA	100	90.00	68.4	0.76
	SED-16	CONCENSIONARIA	250	225.00	85.4	0.38
	SED-17	CONCENSIONARIA	250	225.00	89.94	0.40
	SED-18	CONCENSIONARIA	100	90.00	86.7	0.96
	SED-19	CONCENSIONARIA	250	225.00	107.78	0.48
	SED-20	CONCENSIONARIA	160	144.00	56.88	0.40
	SED-21	CONCENSIONARIA	250	225.00	45.84	0.20
	SED-22	CONCENSIONARIA	160	144.00	74.28	0.52
	SED-23	CONCENSIONARIA	160	144.00	59.2	0.41
	SED-24	CONCENSIONARIA	250	225.00	67.52	0.30
	SED-29	CONCENSIONARIA	25	22.50	5.76	0.26
	SED-30	CONCENSIONARIA	160	144.00	48.36	0.34
	SED-31	CONCENSIONARIA	160	144.00	64.2	0.45
	SED-46	CONCENSIONARIA	25	22.50	10.57	0.47
	SED-49	CONCENSIONARIA	100	90.00	25.6	0.28
	SED-50	CONCENSIONARIA	100	90.00	20.75	0.23
	SED-53	CONCENSIONARIA	25	22.50	5.81	0.26
	SED-57	CONCENSIONARIA	25	22.50	3.64	0.16
	SED-58	CONCENSIONARIA	15	13.50	1.76	0.13
	SED-63	CONCENSIONARIA	10	9.00	8.85	0.98
	SED-64	CONCENSIONARIA	75	67.50	62.58	0.93
	SED-65	CONCENSIONARIA	75	67.50	24.03	0.36
	SED-66	CONCENSIONARIA	75	67.50	48.1	0.71
	SED-69	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	5.06	0.15
	SED-74	CONCENSIONARIA	75	67.50	16.56	0.25
	SED-78	CONCENSIONARIA	15	13.50	2.68	0.20
SED-80	CONCENSIONARIA	50	45.00	8.88	0.20	
SED-81	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	4.59	0.14	
SED-82	CONCENSIONARIA	10	9.00	2.08	0.23	
SED-83	CONCENSIONARIA	50	45.00	12.44	0.28	
SED-84	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	4.47	0.13	
SED-85	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	8.97	0.27	
SED-90	CONCENSIONARIA	100	90.00	21.83	0.24	
SED-94	CONCENSIONARIA	25	22.50	3.25	0.14	
SED-95	CONCENSIONARIA	25	22.50	3.57	0.16	

Fuente: EMESU SAC.

En la tabla N° 12 se observa que los factores de utilización de los transformadores de distribución del AMT N° 2, reflejan que una gran cantidad de los transformadores se encuentran poco aprovechados debido a la baja demanda con relación a su capacidad instalada.

Al analizar los valores se encuentra que el factor de utilización más alto es del 98%, que indica ya un trabajo a plena carga de la SED y el valor más bajo es de 13%; es decir, su capacidad instalada está siendo no aprovechado y además sus pérdidas de energía son más altas.

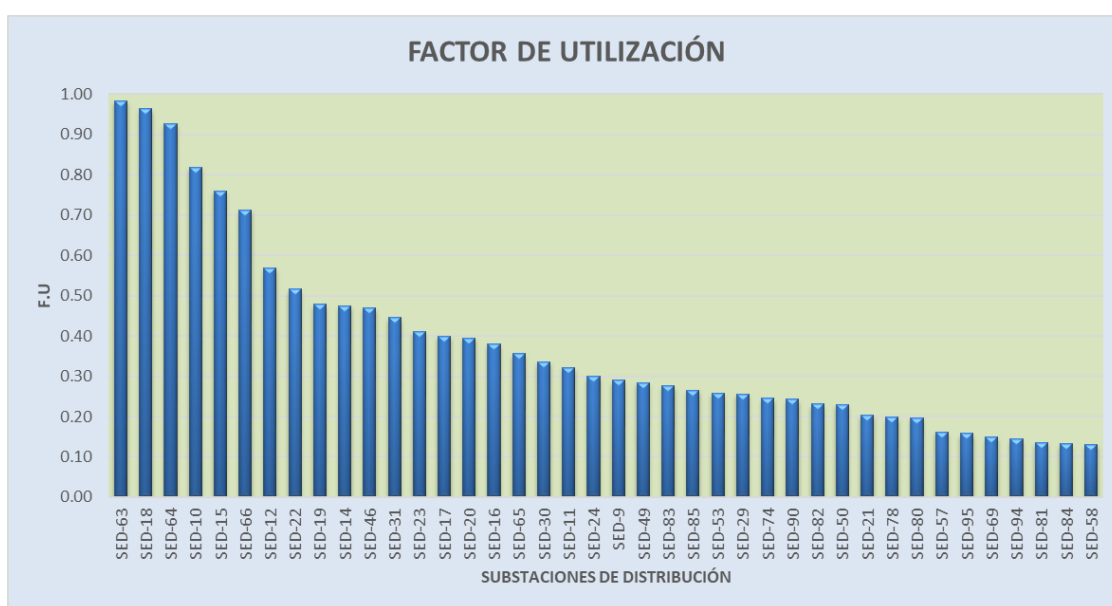


Figura 37. Grafico del factor de utilización por SED pública.
Fuente: Elaboración propia

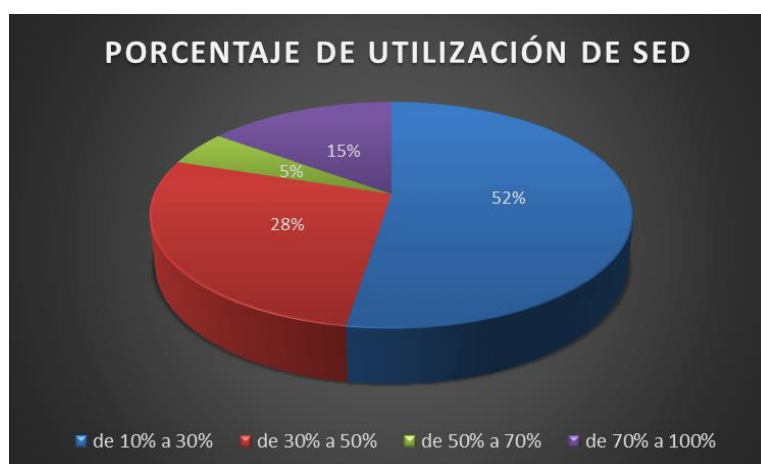


Figura 38. Grafico del factor de utilización por SED pública.
Fuente: Elaboración propia

Energía facturada de las SED públicas la lectura que se registra de los medidores totalizadores y de alumbrado público de cada subestación de distribución y la de los clientes de baja tensión que están asociado a cada subestación, son realizadas por el personal de la concesionaria, en un día determinado, que usualmente es el primer día de cada mes para poder ser más preciso en lo que refiere en pérdidas de energía.

Tabla 13. Pérdidas de energía periodo 2019.

PERIODO 2019'							
SED	A.P. KWh	Facturado KWh	Total KWh	Totalizador	Pérdida KWh	Pérdida %	
SED-29	4427	27506	31933	26439	-5494	-20.78	
SED-90	1751	12361	14112	13968	-144	-1.03	
SED-94	3097	2109	5206	5264	58	1.10	
SED-84	5481	4566	10047	10162	115	1.13	
SED-83	19957	26655	46612	47209	597	1.26	
SED-63	2284	8456	10740	10928	188	1.72	
SED-46	2262	20588	22850	23286	436	1.87	
SED-82	1891	1424	3315	3393	78	2.30	
SED-95	2705	1913	4618	4732	114	2.41	
SED-53	1854	8546	10400	10673	273	2.56	
SED-50	14884	69525	84409	87230	2821	3.23	
SED-57	910	6713	7623	7930	307	3.87	
SED-81	5946	9985	15931	16586	655	3.95	
SED-74	14876	51742	66618	69374	2756	3.97	
SED-85	13477	18910	32387	33780	1393	4.12	
SED-10	43520	951090	994610	1053285	58675	5.57	
SED-24	41267	242152	283419	300956	17537	5.83	
SED-20	36078	209798	245876	261579	15703	6.00	
SED-21	25122	137992	163114	174039	10925	6.28	
SED-14	31689	133479	165168	176819	11651	6.59	
SED-19	23687	542316	566003	608383	42380	6.97	
SED-80	9992	20876	30868	33267	2399	7.21	
SED-23	32500	181840	214340	231041	16701	7.23	
SED-30	35735	167525	203260	219848	16588	7.55	
SED-31	53669	247478	301147	325842	24695	7.58	
SED-64	22445	208188	230633	250641	20008	7.98	
SED-17	44949	355790	400739	437683	36944	8.44	
SED-58	715	3537	4252	4646	394	8.48	
SED-9	13661	297860	311521	340395	28874	8.48	
SED-11	19300	368415	387715	423865	36150	8.53	
SED-65	15751	69260	85011	93335	8324	8.92	
SED-49	14566	78220	92786	103500	10714	10.35	
SED-16	35417	367619	403036	452664	49628	10.96	
SED-18	41194	271667	312861	352152	39291	11.16	
SED-15	46086	249204	295290	336705	41415	12.30	
SED-22	35519	284232	319751	366860	47109	12.84	
SED-12	51101	512903	564004	649598	85594	13.18	
SED-66	21251	186014	207265	247660	40395	16.31	
SED-78	138	2154	2292	3263	971	29.76	
SED-69	2406	9525	11931	19437	7461	38.39	
TOTAL	793560	6370133	7163693	7838417	674679	8.61	

Fuente: EMESEU SAC.

Para el cálculo del porcentaje de pérdidas en baja tensión con la energía facturada anual se toman los valores de la energía suministrada total y la energía pérdida y se obtiene lo siguiente:

$$\% \text{ Pérdidas energía} = \frac{674679 \text{ kWh}}{7838417 \text{ kWh}} \times 100 = 8.61\%$$

En la tabla N°13 se detalla el consumo anual de cada subestación de distribución, se tiene en cuenta la sumatoria de los consumos mensuales tanto del alumbrado público y el consumo de los usuarios en baja tensión la que se contrasta con el medidor totalizador que se encuentra en cada subestación, dichos medidores tanto, el totalizador como el medidor que registra el consumo de energía del alumbrado público, tiene que estar en buenas condiciones de conexión para que pueda reflejar las mediciones correctas de cada SED publica y con estos registros se pueda calcular las pérdidas de energía de cada una de ellas, dichos registros se verifica que 9 subestaciones se encuentran por encima del 10 % de pérdidas y las SED´s con un porcentaje muy bajo -20.78 % y dos de 38.39 % y de 29.76 % el cual refleja un problema en el sistema de medición.

Tabla 14. Pérdidas en % periodo 2019.

	SED-29	SED-66	SED-69	SED-78
Ene	-30.32	16.93	25.41	38.17
Feb	-23.86	15.85	32.89	28.35
Mar	-15.45	20.70	61.78	12.20
Abr	-25.20	11.84	45.84	39.79
May	-32.64	14.65	47.46	25.56
Jun	-21.56	15.75	40.82	30.82
Jul	-16.49	16.90	25.94	27.04
Ago	-15.73	15.60	17.12	33.33
Set	-21.16	16.22	19.99	28.12
Oct	-10.58	22.66	36.26	32.21
Nov	-15.36	11.34	34.22	30.21
Dic	-20.86	16.94	44.41	29.00
PÉRDIDA ANUAL	-20.78	16.31	38.39	29.76

Fuente: Elaboración propia.

4.4. Característica de carga en baja tensión de una de SED pública.

De la tabla N°14, se tomaron en cuenta los datos de la SED-66, por ser una de las subestaciones que durante el periodo 2019 los registros del no presento mucha variación, esta SED pública tiene instalado un transformador de distribución trifásico de 75 kVA y que alimenta una red de distribución con carga residencial, y registró un porcentaje de pérdidas en el periodo de estudio del 16.31%.

En el anexo N° 12 se detallan los registros de demanda por intervalos de tiempo de 15 minutos que se obtuvieron del medidor totalizador de la SED-66 del día pico que fue el 13 de noviembre del periodo 2019, la cual su máxima demanda fue 48.10 kW. En la siguiente tabla se detalla la demanda promedio por hora para determinar la característica de la carga de la subestación de distribución.

Tabla 15. Cargas horarias promedio en kW periodo 2019.

HORA		DEMANDA KW	HORA		DEMANDA KW
DE	HASTA		DE	HASTA	
12:00 a. m.	01:00 a. m.	25.69	12:00 p. m.	01:00 p. m.	32.12
01:00 a. m.	02:00 a. m.	23.30	01:00 p. m.	02:00 p. m.	30.63
02:00 a. m.	03:00 a. m.	22.58	02:00 p. m.	03:00 p. m.	28.78
03:00 a. m.	04:00 a. m.	21.68	03:00 p. m.	04:00 p. m.	27.93
04:00 a. m.	05:00 a. m.	21.04	04:00 p. m.	05:00 p. m.	28.58
05:00 a. m.	06:00 a. m.	22.82	05:00 p. m.	06:00 p. m.	29.03
06:00 a. m.	07:00 a. m.	19.54	06:00 p. m.	07:00 p. m.	35.63
07:00 a. m.	08:00 a. m.	22.40	07:00 p. m.	08:00 p. m.	48.10
08:00 a. m.	09:00 a. m.	26.45	08:00 p. m.	09:00 p. m.	46.02
09:00 a. m.	10:00 a. m.	28.55	09:00 p. m.	10:00 p. m.	42.75
10:00 a. m.	11:00 a. m.	29.51	10:00 p. m.	11:00 p. m.	33.84
11:00 a. m.	12:00 p. m.	31.61	11:00 p. m.	12:00 a. m.	28.43
Total kWh = 706.98					

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la tabla N° 15, el valor de máxima demanda es de 48.10 kW y ocurre entre las 7:00 p.m. a 8:00 p.m. y el consumo total de energía del día pico de demanda es de 706.98 kWh.

Con las formulas antes mencionadas en el capítulo II de marco teórico se calcula los siguientes valores:

$$\text{Demanda promedio} = \frac{\text{Energía total kWh}}{\text{Total de horas}} = \frac{706.98 \text{ kWh}}{24\text{h}} = 29.46 \text{ kW}$$

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{48.10 \text{ kW}}{75 \times 0.9 \text{ kW}} = 0.71$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{29.46 \text{ kW}}{48.10 \text{ kW}} = 0.61$$

Las pérdidas son función de los cuadrados de la corriente, los cuales son calculados del cuadrado de las demandas y se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 16. Cuadrados de las cargas horarias.

DEMANDA KW	% DE MÁXIMA DEMANDA	$D_i^2 h$
48.10	100.00	2313.61
46.02	95.67	2117.73
42.75	88.88	1827.56
35.63	74.08	1269.59
33.84	70.35	1144.98
32.12	66.77	1031.61
31.61	65.71	998.96
30.63	63.67	937.89
29.51	61.34	870.62
29.03	60.36	842.81
28.78	59.84	828.36
28.58	59.41	816.53
28.55	59.36	815.10
28.43	59.10	807.98
27.93	58.07	780.15
26.45	54.99	699.60
25.69	53.42	660.17
23.30	48.44	542.89
22.82	47.44	520.70
22.58	46.93	509.63
22.40	46.57	501.76
21.68	45.08	470.08
21.04	43.74	442.58
19.54	40.62	381.71
$\Sigma D_i^2 h = 22132.60 \text{ kW}^2 \text{ h}$		

Fuente: Elaboración propia.

$$\text{factor de perdidas} = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2 \times T} = \frac{22132.60 \text{ kW}^2 h}{2313.61 \text{ kW}^2 \times 24h} = 0.40$$

Pérdida de energía = 0.1631 x 706.98 kWh = 115.31 kWh

$$P_{hp} = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2 h} \times (P e) = \frac{2313.61 \text{ kW}^2}{22132.60 \text{ kW}^2 h} \times 115.31 \text{ kWh} = 12.05 \text{ kW}$$

Las pérdidas de potencia que corresponden con las otras horas han sido calculadas de la misma manera que se realiza para las pérdidas en la hora pico.

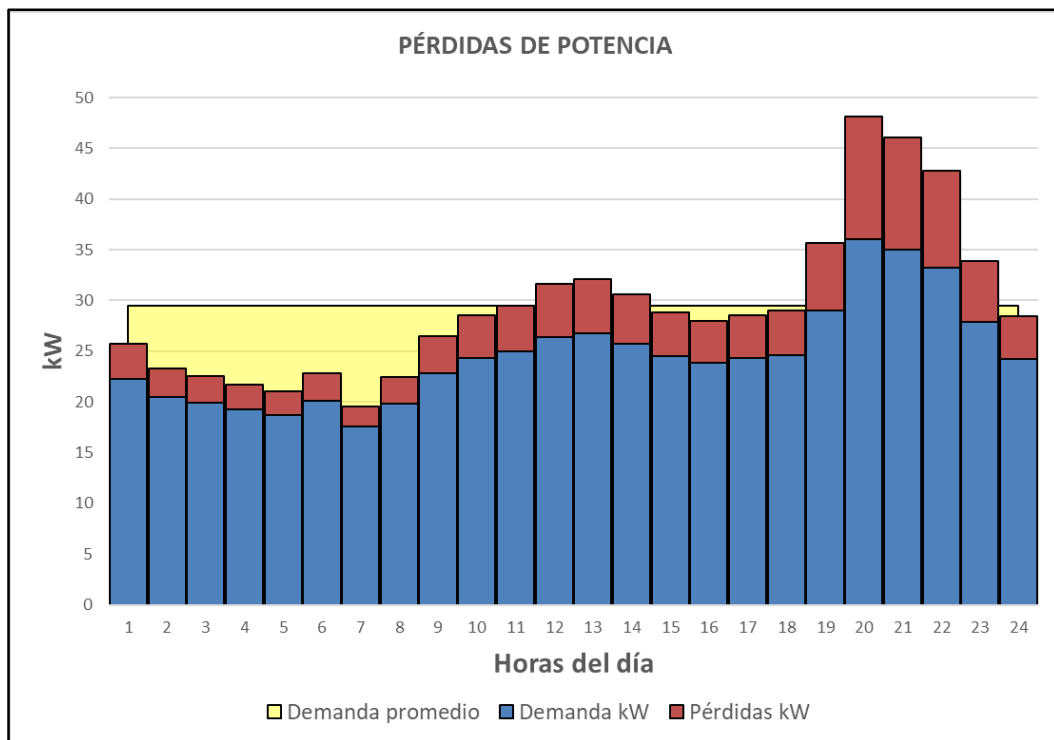


Figura 39. Pérdidas de potencia por hora.
Fuente: Elaboración propia

$$\% \text{ de pérdidas de potencia } H_p = \frac{12.05 \text{ kW}}{48.10 \text{ kW}} \times 100 = 25.05 \%$$

Aproximadamente un 25 % es la pérdida de potencia en kW en la hora pico o de máxima demanda en esta SED-66.

4.5. Estimar el balance de energía y potencia en los dos niveles de tensión del AMT N°2.

Energía y potencia de ingreso o disponible es la consumida por todos los componentes y usuarios que comprende el alimentador de media tensión N° 2, esta energía y potencia registrada en el periodo del 2019, fue de 9736.4563 MWh. Con una máxima demanda de 1.75055 MW, datos que se obtuvieron del medidor totalizador que se encuentra en la cabecera del alimentador en estudio.

Energía registrada o energía que corresponde a la comercialización hacia los usuarios finales, que comprende clientes en baja o media tensión y que son registrados cada cierto periodo de tiempo, por los medidores de energía de cada usuario, y que en el periodo de estudio se registró en clientes de baja tensión o ventas de BT, en lo que incluye alumbrado público un consumo de 7163.693 MWh y en ventas a clientes de media tensión 1492.047 MWh haciendo un total de 8655.74 MWh.

Pérdida de Energía y potencia, para determinar las pérdidas de MT y BT consideramos el procedimiento comprendido en la resolución N° 044-2015-OS/CD, con título de Metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución.

$$Per\ MT\ y\ BT = Ing\ MT - (Ven\ MT + Ven\ BT)$$

$$Per\ MT\ y\ BT = 9736.456 - (1492.047 + 7163.693) = 1081.716\ MWh$$

Con las pérdidas generadas por la línea de media tensión y los transformadores que están detalladas en la tabla N° 11, se calcula las ventas de MT y BT.

$$Ven\ MT + BT = Ing\ MT - (Pérd\ lin\ MT + Pérd\ trans\ MT)$$

$$Per\ MT\ y\ BT = 9736.456 - (208.173 + 172.578) = 9355.705\ MWh$$

El ingreso de energía en baja tensión no se podría basar en los medidores totalizadores ya que en algunos pueden ocurrir fallas que hagan que no tengan un registro preciso por distintos factores, por lo que se calcula de la siguiente forma.

$$\text{ingreso BT} = (\text{Ven MT} + \text{BT}) - \text{Ven MT}$$

$$\text{ingreso BT} = 9355.705 - 1492.047 = 7863.658 \text{ MWh}$$

La diferencia del ingreso de energía en BT con respecto a las ventas del mismo nivel de tensión se obtiene las pérdidas de energía en BT y teniendo en cuenta que el factor de pérdida de todo el sistema es 0.52 podemos calcular la pérdida de potencia.

$$\frac{(\text{ingr BT} - \text{vent BT})}{8760 * Fp} * 1000 = (Pj) \text{ en kW}$$

$$\text{pérdida en BT} = \frac{7863.658 - 7163.693}{8760 * 0.52} * 1000 = 153.66 \text{ kW}$$

Con los datos obtenidos se puede realizar el cálculo de porcentaje tanto de pérdidas de energía como de potencia en los dos niveles de tensión.

Tabla 17. Cuadrado de resumen de balance de energía y potencia.

AMT N° 2	% pérdidas energía	% pérdidas potencia	Ener. Anual (MW.H)	Factor de carga	Potencia (kW)
Ingreso en MT			9,736.456	0.70	1,750.55
Pérdidas MT y BT	11.10		1,081.716		
Líneas de MT	2.14	2.61	208.173		45.7
Transformadores	1.77	2.16	172.578		37.88
Ventas MT + BT			9,355.705		
Ventas MT			1,492.047		
Ingreso en BT			7,863.658		
Pérdidas BT	7.19	8.78	699.965		153.66
Ventas BT			7,163.693		

Fuente: Elaboración propia.

Balance de pérdidas del AMT N°2 en la siguiente figura se muestra la estimación de las pérdidas de energía y potencia que se calculó en los dos niveles de tensión.

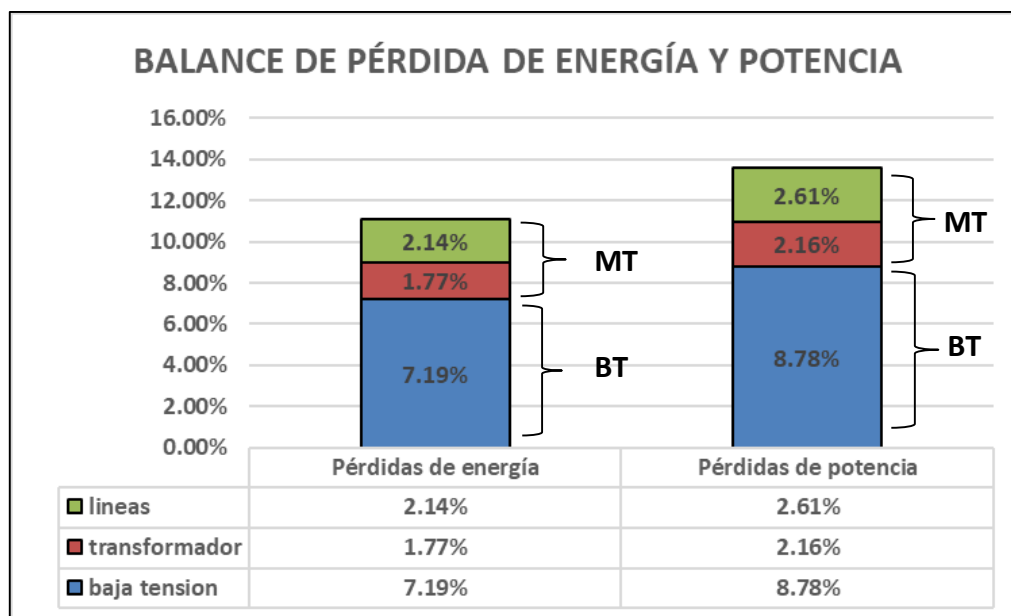


Figura 40. Porcentaje de pérdidas de energía y potencia.
Fuente: Elaboración propia

V. DISCUSIÓN

En este trabajo de investigación se planteó un objetivo general, que a través del estudio de las pérdidas de energía se pueda estimar el balance total de la energía perdida en el alimentador N° 2 de la concesionaria de EMSEU S.A.C. para así poder comprobar nuestra hipótesis formulada y con el procedimiento establecido en el capítulo de metodología se estableció las pautas para poder desarrollar los objetivos específicos de este trabajo de investigación.

Los datos de la infraestructura eléctrica obtenida por parte de la concesionaria se contrastaron en campo lo que se verificó que existe algunos datos no actualizados, como por ejemplo la capacidad de algunos transformadores de distribución, la distancia y tipo de conductor de media tensión, lo que para Moreno Dueñas (2018), indican que “la importancia de la información actualizada y oportuna para la toma de decisiones, con el fin de crear estrategias que garanticen el correcto

funcionamiento de la organización” (p. 142). Lo que es importante la constante actualización de datos.

Los registros de las lecturas fueron obtenidos de los medidores de energía, tanto de las SED públicas, las subestaciones particulares o sistemas de utilización y de la cabecera del alimentador N° 2, los cuales son medidores homologados, lo que garantiza que los valores registrados son confiables, pero algunos medidores como los de alumbrado público de las distintas SED's, no se obtuvo el informe de contraste de algunos medidores que Para Osinergmin (2013), indica que “los medidores de energía eléctrica instalados deben ser contrastados como mínimo una vez cada diez años, plazo contado a partir de la fecha de su fabricación o del último contraste realizado” (p. 5). Esto para obtener registros con un alto grado de confiabilidad.

Con la información ya recabada y de acuerdo con Jiménez (2005), se confirma que para realizar el estudio de las pérdidas se tiene que separar el conjunto de elementos por los dos niveles de tensión MT y BT, el cual nos ha permitido poder obtener buenos resultados, en media tensión con el uso del software Digsilent el cual realiza un análisis de flujo de carga, determinamos las pérdidas en energía y potencia en la línea de MT, lo que nos resultó 2.14% de pérdida de energía y 2.61% de pérdida de potencia, en los transformadores se obtuvo un 1.77% de pérdida de energía y 2.16% de pérdida de potencia y en nivel de BT se trabajó con las lecturas de los medidores de los clientes finales y cálculos matemáticos lo que resultaron con una estimación de 7.19% de pérdida de energía y 8.78% de pérdida de potencia.

De los resultados obtenidos se verifico que el 52% de las subestaciones públicas tienen un factor de utilización por debajo de 0.30 y que un 15% tienen un factor de utilización que están entre los 0.70 a 1.00, en investigaciones anteriores indican por ejemplo que:

La mayor cantidad de pérdidas técnicas se presentan en los transformadores, debido a que sus capacidades nominales son muy superiores a la demanda máxima que atienden o porque se encuentran sobrecargados, lo que ocasiona que operen en una

región de baja eficiencia y además disminuyendo su periodo de vida útil. (Acosta, Gallego e Hincapié, 2012, p. 28).

Lo antes mencionado concuerda con lo citado, puesto que la SED- 74 con un factor de utilización del 0.25 y la SED- 65 con un factor de utilización del 0.33 y las dos SED's cada una cuentan con un transformador de 75 kVA de potencia, en el software Digsilent corriendo flujo de carga refleja una pérdida de potencia de 0.326 y 0.363 kW respectivamente, en cambio la SED- 64 con un factor de utilización de 0.90 y la SED-71 con un factor de utilización de 0.99 y con un transformador con la misma potencia de las dos anteriores, refleja una pérdida de potencia de 1.131 y 1.293 kW respectivamente, lo que es 3.4 a 3.5 veces el aumento de las pérdidas de potencia.

En lo que respecta a las líneas de distribución de media tensión, se actualizo el diagrama unifilar con el apoyo de los planos georreferenciados y los datos obtenidos en campo, estas líneas para un mejor estudio se dividieron en 73 tramos, los cuales son de distintas características como por ejemplo distancia, tipo y sección de conductor, en los resultados reflejan que 70 tramos se encuentran por debajo del 42% de cargabilidad y una pérdida de potencia que está entre los 0.00002 hasta 5.25 kW y en la línea aérea principal en la mayor parte de los tramos cuenta con cable AAAC de 120 mm² de sección, pero en esta misma línea se tiene tres tramos con secciones menores y mayor cargabilidad.

Lo que se verifica que en la línea aérea principal con cable AAAC de 120 mm² de sección, cuenta con estos tres tramos con secciones menores, que la cargabilidad y las pérdidas de potencia son altas y de acuerdo a la simulación de flujo de carga se demuestra por ejemplo que los dos tramos con cable AAAC de 50 mm² de sección a casi la misma cargabilidad, pero con longitudes diferentes, el de mayor longitud presenta una mayor pérdida de potencia.

Tramo con una longitud de 0.099 Km. Con una cargabilidad del 71.76%, cable AAAC de 50 mm² de sección y con pérdida potencia de 3.77 kW.

Tramo con una longitud de 0.206 Km. Con una cargabilidad del 63.90%, cable AAAC de 70 mm² de sección y con pérdida potencia de 6.61 kW.

Tramo con una longitud de 0.302 Km. Con una cargabilidad del 65.75%, cable AAAC de 50 mm² de sección y con pérdida potencia de 9.64 kW.

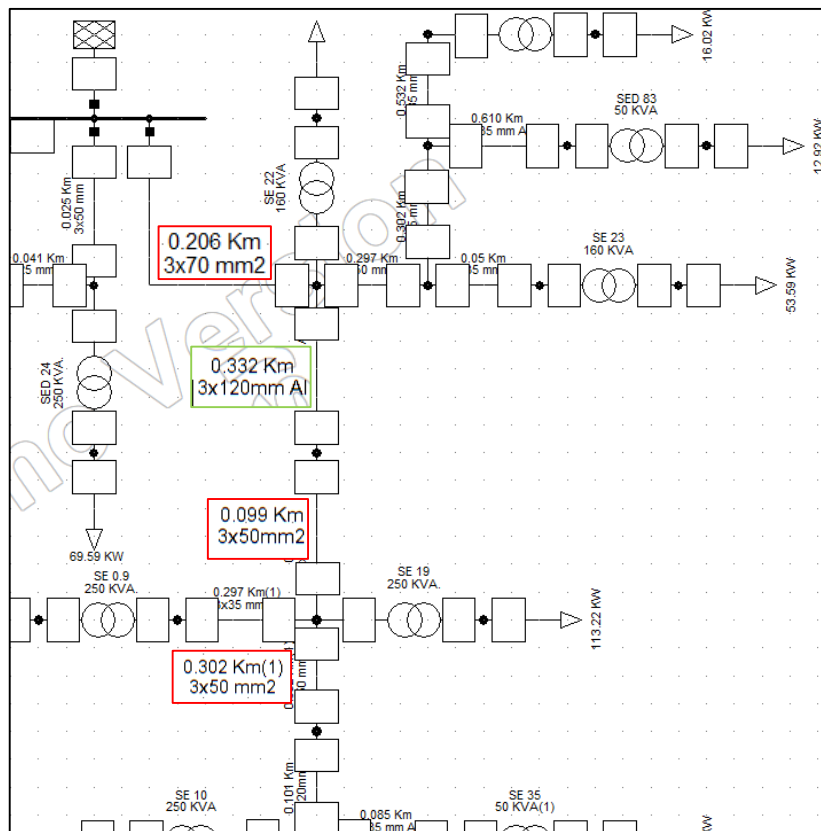


Figura 41. Tramo principal del alimentador.
Fuente: Elaboración propia

Los resultados finales y como lo menciono Jiménez (2005), se demuestra que en baja tensión concentra el mayor porcentaje de pérdidas a comparación de la media tensión y es en este nivel de BT con la información del registro de medición del totalizador se analizó la característica de carga de la SED-66, que de acuerdo a las condiciones durante el periodo de estudio la medición no mantuvo mucha variación, lo que resulto que aproximadamente un 25% es la perdida de potencia en la hora pico, implicando que ha mayor la potencia de pico mayor son las pérdidas que se generan.

Finalmente, el estudio de los resultados que obtuvimos del trabajo de investigación se puede confirmar nuestra hipótesis planteada ya que, se pudo estimar las pérdidas de energía eléctrica del alimentador en estudio, el cual conlleva a poder realizar las mejoras en dicho alimentador.

VI. CONCLUSIONES

Con la información brindada por la empresa EMSEU S.A.C. y corroborado con la inspección de campo para el presente trabajo de investigación, se pudo determinar que el AMT N° 2, tiene una topología tipo radial con una longitud de red total de 31.34 Km, con 3.26 Km de red troncal y ramales de 28.08 Km. La información obtenida de los planos georreferenciados, de los dos alimentadores el AMT N° 2, cuenta con la mayor pérdida de energía registrada en el periodo 2019, con un consumo anual de este alimentador de 9736.4563 MWh, con una máxima demanda registrada el 21 de noviembre del 2019 de 1.75 MW y demanda promedio de 1.23 MW, con un factor de carga calculado de 0.70 y un factor de pérdida del alimentador de 0.52.

El análisis de flujo de carga en el periodo de estudio, permitió un mejor manejo de la información y el detalle en los resultados de las pérdidas de energía por cada componente del alimentador, en la cual refleja una pérdida de potencia de 83.59 kW que en consumo de energía anual equivale a 380.75 MWh, que representa el 3.91% de pérdidas de energía en líneas y transformadores en el nivel de MT.

Al calcular las pérdidas de energía en BT se obtuvo como resultado un 7.19% de pérdida de energía anual que representa 699.965 MWh y al realizar el cálculo de las pérdidas con los equipos de medición (totalizadores) que cuenta cada subestación de distribución, nos resulta una pérdida de energía del 8.61%, que es mayor a lo calculado, esto se debe a los equipos de medición o totalizadores de cada subestación de distribución, que al no estar en óptimas condiciones de funcionamiento e instalación, no se podrá estimar correctamente las pérdidas de energía.

La metodología que se planteó nos permite un alto grado de confianza al momento de estimar las pérdidas de energía de una red de distribución, la separación del alimentador por los dos niveles de tensión permite obtener las pérdidas separadas por cada nivel, lo que se refleja que el mayor porcentaje de pérdidas se encuentra en el nivel de BT y en menor porcentaje en el nivel de MT.

VII. RECOMENDACIONES

Que, de acuerdo con las conclusiones del presente trabajo de investigación, se proponen las siguientes recomendaciones:

Se recomienda la Implementación de un Sistema De Información Geográfico “GIS” para contar con datos geográficos y descriptivos de la infraestructura eléctrica de los alimentadores, para hacer más eficiente el almacenamiento, actualización, manipulación, análisis, y despliegue de todas las formas de información georreferenciada, manteniendo actualizado el diagrama unifilar y designar a un departamento o área, la responsabilidad de analizar la información de los sistemas de medición de cabecera de los dos alimentadores de media tensión.

Es necesario la capacitación del personal del área correspondiente, en el uso de programas computacionales como herramientas, que complementen la planificación y análisis del sistema de distribución de energía eléctrica para identificar deficiencias y determinar las correcciones necesarias para la mejora de la eficiencia del sistema.

Se recomienda un estudio para el diseño de nuevas subestaciones de distribución o reubicación de las mismas, siendo necesario esto por la extensión de algunas de las subestaciones y el sobredimensionamiento innecesario de la potencia de los transformadores, que conlleva a generar pérdidas de energía.

La recomendación a un corto plazo, que se planifique un plan integral para la reducción de las pérdidas de energía, tomando en cuenta los resultados obtenidos en este trabajo de investigación. El control y verificación del correcto funcionamiento de los medidores de alumbrado público y totalizadores de las subestaciones de distribución a través de la contrastación de medidores.

Los distintos departamentos o áreas de la empresa concesionaria EMSEU S.A.C. deben informar de toda modificación que se realice a los alimentadores al área correspondiente, para que se mantenga actualizada la información.

REFERENCIAS

ACOSTA, Camilo, GALLEGO, Ramón y HINCAPIE, Ricardo. Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas. *Scientia et Technica* Año XVII [en línea]. N° 51. agosto 2012. [fecha de consulta: 18 de mayo del 2020].

Disponible en: <http://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/7151>

ISSN: 0122-1701

ACOSTA, Camilo, HINCAPIE, Ricardo y GALLEGO, Ramón. Identificación de pérdidas técnicas en redes de baja tensión con sistema de puesta a tierra. *Dyna*, año 80 [en línea]. N° 181. octubre 2013. [fecha de consulta: 18 de mayo del 2020].

Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v80n181/v80n181a05.pdf>

ISSN: 0012-7353

ALFARO, Licinio, LUCAS, José y DIEZ, Gloria. estimación del consumo de energía de todos los elementos de un edificio desde su diseño [en línea]. *Construible.es*. 02 de mayo del 2018. [fecha de consulta: 03 de enero del 2020].

Disponible en:

<https://www.construible.es/comunicaciones/comunicacion-estimacion-consumo-energia-todos-elementos-edificio-diseno>

APAZA Tapia, Mariela. Estudio de control y disminución de pérdidas dentro del servicio eléctrico puno alimentador 101 - concesión eléctrica de Electropuno S.A.A. Tesis (Ingeniero Mecánico Eléctrico).

Puno: Universidad Nacional del Altiplano, 2017. 118 pp.

DIGSILENT, power factory. User manual [en línea]. Versión 15. Alemania: Gomaringen, 2014 [fecha de consulta: 20 de febrero del 2020].

Disponible en: <http://www.digsilent.de>

ECURED. Efecto Joule [en línea]. [fecha de consulta: 12 de octubre del 2019].

Disponible en: https://www.ecured.cu/Efecto_Joule

EMSEU S.A.C. MEMORIA anual 2016. Bagua Grande, 1(1). Enero 2017.

FRAILE Mora, Jesús. Maquinas eléctricas. 6.^a ed. Aravaca: España ,2008.809 pp.
ISBN: 978-84-481-6112-5

GARCÉS, Alejandro, GRANADA, Mauricio, y GALLEGO, Ramón. Flujo de carga trifásico para sistemas radiales de distribución. Scientia et Technica Año X [en línea]. N° 24. mayo 2004. [fecha de consulta: 17 de mayo del 2020].

Disponible en:

https://scholar.googleusercontent.com/scholar?q=cache:SReiGe9swvsJ:scholar.google.com/+perdidas+flujo+de+carga+trifasico&hl=es&as_sdt=0,5

ISSN: 0122-1701

GUARDIA Ramírez, Eduardo Manuel. Metodología de análisis y diagnóstico para el estudio de operatividad de un sistema eléctrico de potencia ante la ruptura de algún enlace eléctrico que la compone.

Tesis (Ingeniero Electricista).

Lima: Universidad Nacional Mayor de San Marcos. 2007. 156 pp.

JIMENES Romero, Saadi Joel. Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica. Tesis (Ingeniero Electricista).

Lima: Universidad nacional de ingeniería, 2005. 201 pp.

MACHUCA Farfán, Ana Lucia. Propuesta de disminución de pérdidas técnicas de energía eléctrica y mejoramiento de tensión de servicio en redes de distribución en media tensión de servicio 10 kV, (SECHO - C216). Tesis (Ingeniero Mecánico Eléctrico).

Chiclayo: Universidad Católica Santo Toribio De Mogrovejo, 2018. 240 pp.

MINISTERIO de Energía y Minas Dirección General De Electricidad (PERÚ), bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural.

Lima: MEMDGE, 2003. 39 pp.

MINISTERIO de Energía y Minas Dirección General De Electricidad (PERÚ), bases para el diseño de líneas y redes secundarias con conductores autoportantes para electrificación rural.

Lima: MEMDGE, 2003. 20 pp.

MINISTERIO de Energía y Minas Dirección General De Electricidad (PERÚ), conexiones eléctricas en baja tensión en zonas de concesión de distribución.

Lima: MEMDGE, 2004. 67 pp.

MINISTERIO de Energía y Minas Dirección General De Electricidad (PERÚ), Código Nacional de Electricidad Suministro.

Lima: MEMDGE, 2011. 305 pp.

MINISTERIO de Energía y Minas Dirección General De Electricidad (PERÚ), Código Nacional de Electricidad Utilización.

Lima: MEMDGE, 2006. 836 pp.

MINISTERIO de Energía y Minas Dirección General De Electricidad (PERÚ), Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica para usuarios en media tensión.

Lima: MEMDGE, 2011. 40 pp.

MONJE Álvarez, Carlos Arturo. Metodología de la investigación cuantitativa y cualitativa guía didáctica. Colombia. Universidad Surcolombiana [en línea]. 2011. 217 pp.

[fecha de consulta: 01 de noviembre del 2019].

Disponible en: <https://www.uv.mx/rmipe/files/2017/02/Guia-didactica-metodologia-de-la-investigacion.pdf>

MORENO, José y DUEÑAS, Beatriz. Sistemas de información empresarial: la información como recurso estratégico. Revista científica dominio de las ciencias [en línea]. Volumen. 4 n.º 1. enero 2018. [fecha de consulta: 15 de mayo del 2020].

Disponible en:

<https://www.dominiodelasciencias.com/ojs/index.php/es/article/view/728/813>

ISSN: 2477-8818

MUJAL Ramón. Cálculo de líneas y redes eléctricas. Barcelona: Ediciones de la Universidad Politécnica de Catalunya, 2002. 221 pp.

ISBN: 84-8301-606-0

OCHOA Méndez, Andrés Esteban. Estudio para determinar las pérdidas de energía del alimentador 124 perteneciente al sistema de distribución de la empresa eléctrica azogues. Tesis (Ingeniero Eléctrico).

Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana, 2010. 149 pp.

OSINERGMIN. La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país [en línea]. Lima 2016, ed. 1. [fecha de consulta: 12 de octubre del 2019].

Disponible en:

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf

ISBN: 978-612-47350-0-4

OSINERGMIN. N° 206-2013-OS/CD. (PERÚ): Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final.

Lima: OSINERGMIN, 2013. 40 pp.

OSINERGMIN. N° 044-2015-OS/CD. (PERÚ): Metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución.

Lima: OSINERGMIN, 2015. 68 pp.

OSINERGMIN. N° 227-2013-OS/CD. (PERÚ): Procedimiento para la supervisión de la contrastación de medidores de energía eléctrica.

Lima: OSINERGMIN, 2013. 52 pp.

RAMÍREZ Castaño, Samuel. Redes de distribución de energía [en línea].3° ed. Colombia. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, 2004. 881 pp. [fecha de consulta: 10 de abril del 2020].

Disponible en:

https://www.researchgate.net/publication/281536662_Redес_de_Distribucion_de_Energia_Parte_1/link/55ed081608ae21d099c7454b/download

ISBN: 958-9322-86-7

SUÁREZ Goffe, Hugo David. Reducción de pérdidas eléctricas en los circuitos de distribución primarios O-1844 y M-2307 pertenecientes al municipio Caimanera. 2016. Tesis (Ingeniero Eléctrico).

Cuba: Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2016. 80 pp.

TAMA Franco, Alberto. Las pérdidas de energía eléctrica [en línea]. Enero 2014, ed. 33. [fecha de consulta: 08 de octubre del 2019].

Disponible en:

<http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/25745/Las%20Pérdidas%20de%20Energía%20Eléctrica.pdf?sequence=1>

ANEXOS

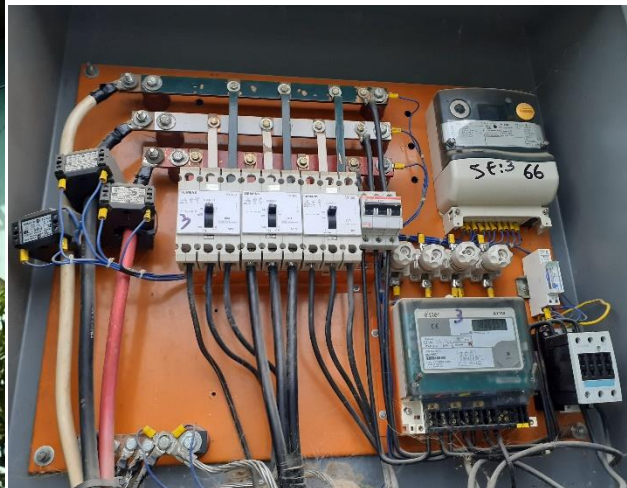
Anexo 1: Matriz de operacionalización de variables.

Variable independiente	Definición conceptual	Definición operacional	Indicador	Escala de medición
Pérdidas de energía eléctrica	Es la diferencia que existe entre la energía que se compra y la energía vendida y se genera por el paso de la corriente que circula por toda la red de distribución y que se convierte en calor o por el robo de la energía eléctrica, lo cual genera pérdidas económicas a las concesionarias.	Valor obtenido de cálculos de los componentes que conforman un circuito eléctrico de potencia y de la inspección de las condiciones de los suministros y proceso de facturación.	Energía eléctrica	kWh
Variable dependiente	Definición conceptual	Definición operacional	Indicador	Escala de medición
Balance de energía	Es la identificación y cuantificación del consumo de energía o potencia que se generan en cada parte de una red de distribución eléctrica.	Se determina con el estudio de los diferentes componentes que actúan en una red de distribución de energía eléctrica.	Energía o potencia eléctrica	En % (kWh)
Porcentaje de pérdidas.	Energía por la cual la concesionaria no factura y no percibe una retribución económica debido a factores técnicos o comerciales.	Valor adecuado de las pérdidas de energía eléctrica.	En %	En % (kWh)

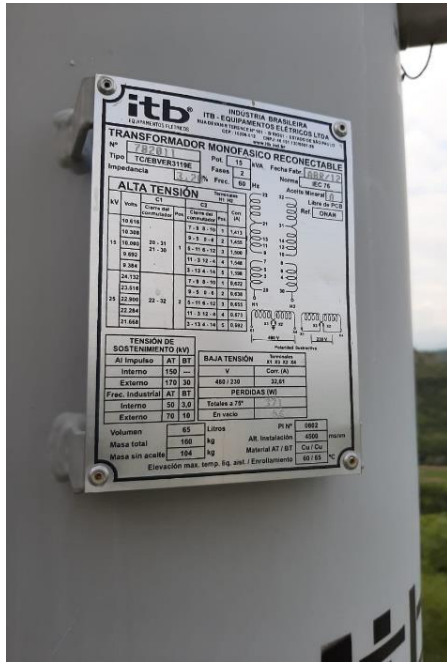
Anexo 2: Lecturas registradas de potencia, energía de la SET Bagua Grande.

Mes	AMT N° 1				AMT N° 2				SET BAGUA GRANDE		
	Energía vendida KWH	Energ. Total del sistema KWH	Máxima demanda KW	Porcentaje en pérdidas %	Energía vendida KWH	Energ. Total del sistema KWH	Máxima demanda KW	Porcentaje en pérdidas %	Energ. Total del sistema KWH	Máxima demanda KW	
Ene-19	636737	703045.50	1572.00	9.43	722212	806335.50	1638.00	10.43	1509381.00	3192	
Feb-19	561475	618374.00	1608.00	9.20	618827	689247.00	1632.00	10.22	1307621.00	3180	
Mar-19	620264	718480.50	1608.00	13.67	672428	786849.00	1704.00	14.54	1505329.50	3342	
Abr-19	672435	699942.00	1692.00	3.93	723669	769512.00	1716.00	5.96	1469454.00	3360	
May-19	648869	725152.73	1652.36	10.52	714252	829079.80	1707.27	13.85	1554232.53	3314.18	
Jun-19	615386	665336.45	1641.82	7.51	649909	784646.36	1687.64	17.17	1449982.81	3241.82	
Jul-19	619138	671876.91	1585.82	7.85	712674	849599.36	1726.55	16.12	1521476.27	3242.55	
Ago-19	631157	682559.45	1554.91	7.53	781673	863383.73	1679.64	9.46	1545943.18	3186.91	
Set-19	648505	703418.09	1751.64	7.81	771989	845730.00	1733.09	8.72	1549148.09	3484.73	
Oct-19	669748	724454.64	1716.00	7.55	796143	872412.27	1727.27	8.74	1596866.91	3432	
Nov-19	676008	733551.45	1798.18	7.84	759721	833399.73	1750.55	8.84	1566951.18	3463.64	
Dic-19	663844	721897.09	1693.45	8.04	732288	806261.55	1720.73	9.17	1528158.64	3341.45	
TOTAL	7663566	8368088.81		8.42	8655785	9736456.30		11.10			
Maxima demanda AMT N° 1 (Kw) Reg. En Nov.				1798.18	Consumo promedio mensual (KWh) AMT N° 2				811371.36		
Maxima demanda AMT N° 2 (Kw) Reg. En Nov.				1750.55	Consumo promedio mensual (KWh) AMT N° 1				697340.73		
Maxima demanda total (Kw) Reg. En Set.				3484.73	Consumo total de energia periodo 2019 (KWh)				18104545.11		

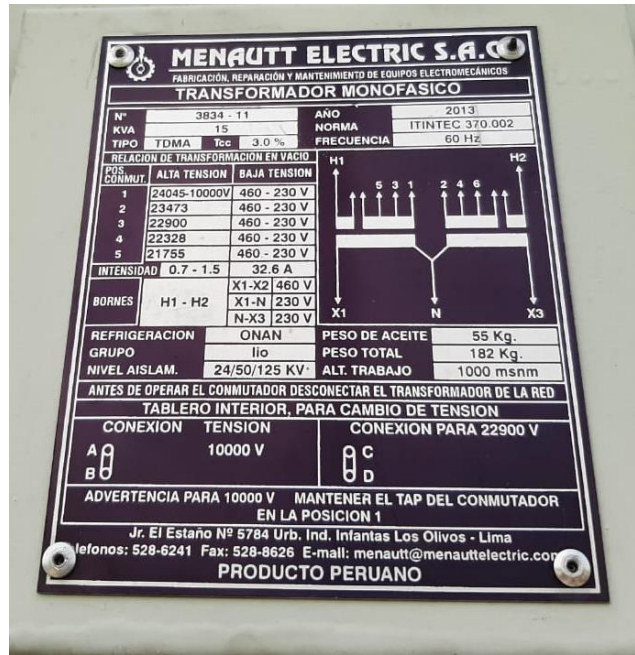
Anexo 3: Tomas fotográficas de la inspección en campo.



Toma de datos de las subestaciones publicas



Placa de Trasformador SED 58



Placa de Trasformador SED 78



Estructura de SED 12



Estructura de SED 66

Anexo 4: Datos del fabricante GELCO conductor AAAC.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS CABLES AAAC

ESPECIFICACIONES DE CABLES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO - mm ²								
CALIBRE	NRO. HILOS	D. HILO	CONDUCTOR	PESO	RESISTENCIA ELECT.		CARGA ROTURA	CAP. DE CORRIENTE
					20° C	80° C		
mm ²		mm	mm	Kg/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Kg	A (*)
16	7	1.70	5.1	43	2.09	2.54	452.6	100
25	7	2.15	6.5	70	1.31	1.59	723.9	125
35	7	2.52	7.6	96	0.952	0.16	994.5	160
50	7	3.02	9.1	137	0.663	0.806	1428	195
70	19	2.15	10.8	190	0.484	0.558	1965	235
95	19	2.52	12.6	260	0.352	0.428	2699	300
120	19	2.85	14.3	335	0.275	0.334	3453	340
150	37	2.25	15.8	405	0.227	0.276	7191	395
185	37	2.52	17.7	510	0.181	0.22	5257	455
240	37	2.85	20	650	0.142	0.176	6724	545
300	61	2.52	22.7	840	0.11	0.138	8666	625
400	61	2.85	25.7	1070	0.0862	0.109	11085	755

Anexo 5: Datos del fabricante INDECO conductor de cobre desnudo.



TABLA DE DATOS TECNICOS Cu DESNUDO

CALIBRE	N° HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	PESO	BLANDO	DURO		CAPACIDAD CORRIENTE (*)
					R. ELÉCTRICA	R. TRACCION	R. ELÉCTRICA	
mm ²		mm	mm	Kg/Km	Ohm/Km	KN	Ohm/Km	A
6	7	1.04	3.1	53	3.02	2.4	3.14	77
10	7	1.35	4	90	1.79	4	1.87	106
16	7	1.69	5.1	143	1.13	6.3	1.17	141
25	7	2.13	6.4	226	0.713	9.9	0.741	188
35	7	2.51	7.5	314	0.514	13.6	0.534	229
50	19	1.77	8.9	424	0.380	18.8	0.395	277
70	19	2.13	10.6	613	0.263	26.9	0.273	348
95	19	2.51	12.5	851	0.189	36.9	0.197	425
120(*)	37 / 19	2.02 / 2.82	14.1	1074	0.150	46.7	0.156	495
150	37	2.24	15.7	1320	0.122	58	0.126	558
185	37	2.51	17.6	1657	0.0972	71.9	0.101	642
240	61	2.24	20.1	2176	0.074	95.6	0.0769	760

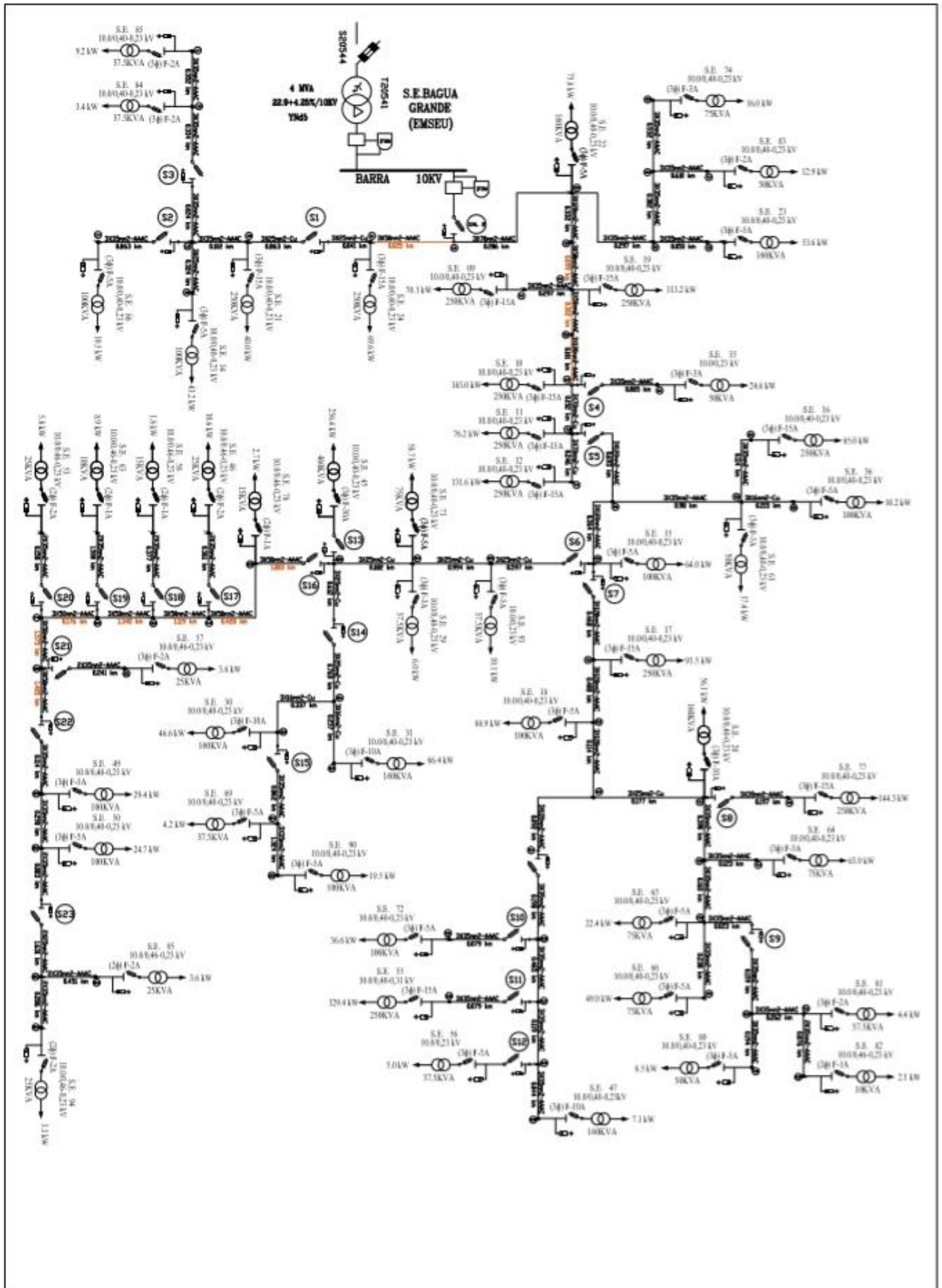
(*) TEMPLE BLANDO / TEMPLE DURO

(*) TEMPERATURA EN EL CONDUCTOR: 75°C

TEMPERATURA AMBIENTE: 30°C

VELOCIDAD DEL VIENTO: 2 Km/H

Anexo 6: Diagrama unifilar actualizado.



Anexo 7: Máxima demanda registrada del segundo semestre periodo 2019.

		MESES DE FACTURACIÓN		Jul-19	Ago-19	Set-19	Oct-19	Nov-19	Dic-19	
SED	PROPIEDAD	Potencia (Kva)	Potencia (Kw)	Máxima D. (Kw)	Máxima D. (Kw)	Máxima D. (Kw)	Máxima D. (Kw)	Máxima D. (Kw)	Máxima D. (Kw)	
CLIMA	35	PRIVADA	50	45	31.77	22.64	23.31	23.45	22.908	23.454
	36	PRIVADA	100	90	8.62	8.77	3.60	13.23	13.56	13.458
	45	PRIVADA	460	414	5.454	327.73	329.99	280.91	287.727	306.363
	47	PRIVADA	160	144	7.196	6.98	6.58	8.03	7.8105	5.965
	55	PRIVADA	250	225	124.91	128.00	126.18	132.55	133.274	131.637
	56	PRIVADA	37.5	33.75	6.317	4.91	4.23	5.36	4.726	4.636
	61	PRIVADA	100	90	21.955	20.82	15.74	15.93	16.789	13.068
	71	PRIVADA	75	67.5	57.667	60.28	60.67	56.67	52.259	64.844
	72	PRIVADA	100	90	39.968	35.45	38.00	35.31	29.73	40.976
	77	PRIVADA	250	225	151.044	138.44	141.88	146.86	143.172	144.4635
	86	PRIVADA	100	90	16.648	16.38	3.53	3.86	17.4119	5.29
93	PRIVADA	37.5	33.75	10.264	10.03	10.00	11.58	9.283	9.439	
SED PUBLICAS	9	CONCENSIONARIA	250	225	91.62	73.14	66.66	64.20	65.4	59.7
	10	CONCENSIONARIA	250	225	195.07	171.65	183.70	187.97	184.34	175.32
	11	CONCENSIONARIA	250	225	82.4	75.44	77.88	77.28	72.4	71.88
	12	CONCENSIONARIA	250	225	141.76	132.70	129.62	133.76	128.18	123.68
	14	CONCENSIONARIA	100	90	45.05	41.28	43.28	42.88	42.74	43.9
	15	CONCENSIONARIA	100	90	81.86	68.51	25.32	73.02	68.4	66.88
	16	CONCENSIONARIA	250	225	88	82.70	87.00	85.28	85.4	81.57
	17	CONCENSIONARIA	250	225	133.65	42.08	93.64	82.39	89.94	107.44
	18	CONCENSIONARIA	100	90	97.37	86.14	89.47	90.28	86.7	83.63
	19	CONCENSIONARIA	250	225	121.2	104.96	111.39	119.22	107.78	114.79
	20	CONCENSIONARIA	160	144	57.1	58.94	52.64	57.08	56.88	54.22
	21	CONCENSIONARIA	250	225	40.14	39.57	43.25	44.96	45.84	26.01
	22	CONCENSIONARIA	160	144	74.52	74.04	77.58	82.68	74.28	71.88
	23	CONCENSIONARIA	160	144	54.95	48.92	51.41	54.90	59.2	52.15
	24	CONCENSIONARIA	250	225	74.32	66.58	71.32	71.70	67.52	66.09
	29	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	5.3	5.75	6.35	6.68	5.76	6.2
	30	CONCENSIONARIA	160	144	48.62	42.98	47.64	47.46	48.36	44.68
	31	CONCENSIONARIA	160	144	68.64	61.98	72.78	70.74	64.2	60.18
	46	CONCENSIONARIA	25	22.5	10.57	10.57	10.57	10.57	10.57	10.57
	49	CONCENSIONARIA	100	90	26.13	40.62	27.26	29.97	25.6	26.53
	50	CONCENSIONARIA	100	90	23.3	28.80	23.20	26.90	20.75	25.2
	53	CONCENSIONARIA	25	22.5	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81
	57	CONCENSIONARIA	25	22.5	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64
	58	CONCENSIONARIA	15	13.5	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76
	63	CONCENSIONARIA	10	9	8.85	8.85	8.85	8.85	8.85	8.85
	64	CONCENSIONARIA	75	67.5	57.73	63.60	64.03	69.45	62.58	66.2
65	CONCENSIONARIA	75	67.5	20.45	21.20	22.80	23.43	24.03	22.2	
66	CONCENSIONARIA	75	67.5	52.38	45.08	48.13	53.43	48.1	46.7	
69	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	4.52	4.63	5.10	0.00	5.06	5.67	
74	CONCENSIONARIA	75	67.5	15.31	15.54	15.84	16.67	16.56	16.18	
78	CONCENSIONARIA	15	13.5	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	
80	CONCENSIONARIA	50	45	8.44	8.28	8.28	8.16	8.88	9.2	
81	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	4.35	4.41	4.53	4.23	4.59	4.23	
82	CONCENSIONARIA	10	9	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	
83	CONCENSIONARIA	50	45	12.88	13.40	13.00	13.00	12.44	12.8	
84	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	2.13	2.10	3.09	4.41	4.47	4.26	
85	CONCENSIONARIA	37.5	33.75	9.45	9.12	8.58	9.36	8.97	9.66	
90	CONCENSIONARIA	100	90	22.28	0.00	24.92	24.92	21.83	22.76	
94	CONCENSIONARIA	25	22.5	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	
95	CONCENSIONARIA	25	22.5	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	

Anexo 10: Cargas horarias promedio de SED-66 en kW día de máxima demanda.

Fecha	Hora	P/kW	Factor	kW	Fecha	Hora	P/kW	Factor	kW
13/11/2019	00:15	1.089	25	27.225	13/09/2019	12:15	1.301	25	32.525
13/11/2019	00:30	1.034	25	25.85	13/09/2019	12:30	1.301	25	32.525
13/11/2019	00:45	1.011	25	25.275	13/09/2019	12:45	1.247	25	31.175
13/11/2019	01:00	0.977	25	24.425	13/09/2019	13:00	1.29	25	32.25
13/11/2019	01:15	0.948	25	23.7	13/09/2019	13:15	1.255	25	31.375
13/11/2019	01:30	0.945	25	23.625	13/09/2019	13:30	1.278	25	31.95
13/11/2019	01:45	0.913	25	22.825	13/09/2019	13:45	1.19	25	29.75
13/11/2019	02:00	0.922	25	23.05	13/09/2019	14:00	1.177	25	29.425
13/11/2019	02:15	0.925	25	23.125	13/09/2019	14:15	1.199	25	29.975
13/11/2019	02:30	0.913	25	22.825	13/09/2019	14:30	1.161	25	29.025
13/11/2019	02:45	0.884	25	22.1	13/09/2019	14:45	1.109	25	27.725
13/11/2019	03:00	0.89	25	22.25	13/09/2019	15:00	1.136	25	28.4
13/11/2019	03:15	0.891	25	22.275	13/09/2019	15:15	1.095	25	27.375
13/11/2019	03:30	0.879	25	21.975	13/09/2019	15:30	1.127	25	28.175
13/11/2019	03:45	0.85	25	21.25	13/09/2019	15:45	1.128	25	28.2
13/11/2019	04:00	0.849	25	21.225	13/09/2019	16:00	1.119	25	27.975
13/11/2019	04:15	0.847	25	21.175	13/09/2019	16:15	1.144	25	28.6
13/11/2019	04:30	0.839	25	20.975	13/09/2019	16:30	1.133	25	28.325
13/11/2019	04:45	0.847	25	21.175	13/09/2019	16:45	1.119	25	27.975
13/11/2019	05:00	0.833	25	20.825	13/09/2019	17:00	1.176	25	29.4
13/11/2019	05:15	0.897	25	22.425	13/09/2019	17:15	1.151	25	28.775
13/11/2019	05:30	0.899	25	22.475	13/09/2019	17:30	1.172	25	29.3
13/11/2019	05:45	0.923	25	23.075	13/09/2019	17:45	1.158	25	28.95
13/11/2019	06:00	0.932	25	23.3	13/09/2019	18:00	1.164	25	29.1
13/11/2019	06:15	0.786	25	19.65	13/09/2019	18:15	1.178	25	29.45

13/11/2019	06:30	0.741	25	18.525	13/09/2019	18:30	1.248	25	31.2
13/11/2019	06:45	0.768	25	19.2	13/09/2019	18:45	1.48	25	37
13/11/2019	07:00	0.831	25	20.775	13/09/2019	19:00	1.795	25	44.875
13/11/2019	07:15	0.828	25	20.7	13/09/2019	19:15	1.879	25	46.975
13/11/2019	07:30	0.852	25	21.3	13/09/2019	19:30	1.928	25	48.2
13/11/2019	07:45	0.926	25	23.15	13/09/2019	19:45	1.927	25	48.175
13/11/2019	08:00	0.978	25	24.45	13/09/2019	20:00	1.962	25	49.05
13/11/2019	08:15	1.054	25	26.35	13/09/2019	20:15	1.89	25	47.25
13/11/2019	08:30	1.044	25	26.1	13/09/2019	20:30	1.867	25	46.675
13/11/2019	08:45	1.085	25	27.125	13/09/2019	20:45	1.798	25	44.95
13/11/2019	09:00	1.049	25	26.225	13/09/2019	21:00	1.808	25	45.2
13/11/2019	09:15	1.121	25	28.025	13/09/2019	21:15	1.822	25	45.55
13/11/2019	09:30	1.114	25	27.85	13/09/2019	21:30	1.724	25	43.1
13/11/2019	09:45	1.133	25	28.325	13/09/2019	21:45	1.666	25	41.65
13/11/2019	10:00	1.2	25	30	13/09/2019	22:00	1.628	25	40.7
13/11/2019	10:15	1.171	25	29.275	13/09/2019	22:15	1.433	25	35.825
13/11/2019	10:30	1.196	25	29.9	13/09/2019	22:30	1.383	25	34.575
13/11/2019	10:45	1.191	25	29.775	13/09/2019	22:45	1.339	25	33.475
13/11/2019	11:00	1.163	25	29.075	13/09/2019	23:00	1.259	25	31.475
13/11/2019	11:15	1.189	25	29.725	13/09/2019	23:15	1.21	25	30.25
13/11/2019	11:30	1.252	25	31.3	13/09/2019	23:30	1.156	25	28.9
13/11/2019	11:45	1.285	25	32.125	13/09/2019	23:45	1.126	25	28.15
13/11/2019	12:00	1.331	25	33.275	13/09/2019	00:00	1.056	25	26.4
Total kWh = 706.98									

Anexo 11: Resultados de flujo de carga.

Load Flow Calculation			Edge Elements
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	No	Nodes	1.00 kVA
		Model Equations	0.10 %

	DigSILENT	Project:	
	PowerFactory	-----	
	15.1.6	Date:	3/22/2020

Grid: troncal II System Stage: troncal II Study Case: Study Case Annex: / 1

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
1.76 KW	Lod		NODO 15.1(1)	0.002	0.001	0.90	0.004	0.958
10.10 KW	Lod		NODO 10(1)	0.009	0.008	0.75	0.033	0.962
10.21 KW	Lod		NODO 8.2(1)	0.010	0.005	0.90	0.016	0.973
10.52 KW	Lod		NODO 1.4(1)	0.010	0.005	0.90	0.017	0.994
10.57 KVA	Lod		NODO 14.1(1)	0.010	0.005	0.90	0.024	0.952
113.22 KW	Lod		NODO 4(1)	0.108	0.052	0.90	0.177	0.977
12.92 KW	Lod		NODO 2.4(1)	0.013	0.006	0.90	0.021	0.990
12.92 Kw	Lod		NODO 1.7(1)	0.013	0.006	0.90	0.021	0.990
129.43 KW	Lod		NODO 9.18(1)	0.115	0.117	0.70	0.251	0.942
131.62 KW	Lod		NODO 7.1(1)	0.123	0.060	0.90	0.204	0.967
144.31 KW	Lod		NODO 9.5(1)	0.129	0.114	0.75	0.262	0.944
16.02 KW	Lod		NODO 2.5(1)	0.016	0.008	0.90	0.025	0.989
17.38 KW	Lod		NODO 8.1(1)	0.016	0.028	0.50	0.048	0.957
183.01 KW	Lod		NODO 6(1)	0.169	0.082	0.90	0.282	0.961
19.45 KW	Lod		NODO 12.5(1)	0.018	0.009	0.90	0.030	0.955
2.08 KW	Lod		NODO 9.13(1)	0.002	0.001	0.90	0.005	0.963
2.08 KW(1)	Lod		NODO 13(1)	0.002	0.001	0.90	0.005	0.959
22.35 KW	Lod		NODO 9.8(1)	0.021	0.010	0.90	0.034	0.960
24.59 KW	Lod		NODO 6.1(1)	0.023	0.011	0.90	0.067	0.971
24.69 KW	Lod		NODO 21(1)	0.022	0.011	0.90	0.038	0.951
256.36 KW	Lod		NODO 12(1)	0.224	0.229	0.70	0.494	0.935
29.35 KW	Lod		NODO 20(1)	0.026	0.013	0.90	0.045	0.949
3.25 KW	Lod		NODO 22.3(1)	0.003	0.001	0.90	0.007	0.954
3.41 KW	Lod		NODO 1.6(1)	0.003	0.002	0.90	0.005	0.996

Grid: troncal II System Stage: troncal II Study Case: Study Case Annex: / 2

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
3.57 KW	Lod		NODO 22.2(1)	0.003	0.002	0.90	0.008	0.953
3.64 KW	Lod		NODO 18.1(1)	0.003	0.002	0.90	0.008	0.955
36.57 KW	Lod		NODO 9.16(1)	0.032	0.056	0.50	0.099	0.938
39.96 KW	Lod		NODO 1.2(1)	0.039	0.019	0.90	0.064	0.994
4.16 KW	Lod		NODO 12.4(1)	0.004	0.002	0.90	0.006	0.959
4.39 KW	Lod		NODO 9.11(1)	0.004	0.002	0.90	0.007	0.967
43.19 KW	Lod		NODO 1.5(1)	0.042	0.020	0.90	0.068	0.989
46.62 KW	Lod		NODO 12.2(1)	0.042	0.020	0.90	0.071	0.952
48.97 KW	Lod		NODO 9.9(1)	0.044	0.021	0.90	0.075	0.949
5.03 KW	Lod		NODO 9.19(2)	0.005	0.002	0.90	0.014	0.966
5.81 KW	Lod		NODO 17.1(1)	0.005	0.003	0.90	0.013	0.954
53.59 KW	Lod		NODO 2.2(1)	0.052	0.025	0.90	0.085	0.984
56.14 KW	Lod		NODO 9.4(1)	0.052	0.025	0.90	0.086	0.958
58.73 KW	Lod		NODO 11(2)	0.051	0.045	0.75	0.105	0.932
6.01 KW	Lod		NODO 11(1)	0.006	0.003	0.90	0.009	0.961
63.93 KW	Lod		NODO 9.7(1)	0.057	0.028	0.90	0.097	0.944
64.00 KW	Lod		NODO 9(1)	0.058	0.028	0.90	0.098	0.952
66.42 KW	Lod		NODO 12.3(1)	0.060	0.029	0.90	0.101	0.948
69.59 KW	Lod		NODO 1.1(1)	0.068	0.033	0.90	0.111	0.991
7.09 KVA	Lod		NODO 9.20(1)	0.007	0.003	0.90	0.011	0.967
70.12 KW	Lod		NODO 4.1(1)	0.068	0.033	0.90	0.110	0.982
75.83 KW	Lod		NODO 2(1)	0.073	0.035	0.90	0.119	0.980
76.21 KW	Lod		NODO 7(1)	0.072	0.035	0.90	0.119	0.973
8.54 KW	Lod		NODO 9.12(1)	0.008	0.004	0.90	0.013	0.966
8.85 KW	Lod		NODO 16.1(1)	0.008	0.004	0.90	0.020	0.937
84.99 KW	Lod		NODO 8.3(1)	0.079	0.038	0.90	0.132	0.967
88.93 KW	Lod		NODO 9.2(1)	0.079	0.038	0.90	0.134	0.940
91.52 KW	Lod		NODO 9.1(1)	0.085	0.041	0.90	0.141	0.961
SET BAGUA GRANDE	Xnet		BARRA 10 KV	2.274	1.604	0.82	0.161	0.002
0.025 Km	Lne	6.16	NODO 1.1	-0.180	-0.105	-0.86	0.012	0.062
			BARRA 10 KV	0.180	0.105	0.86	0.012	0.062
0.041 Km	Lne	3.95	NODO 1.2	-0.110	-0.066	-0.86	0.007	0.039
			NODO 1.1	0.110	0.066	0.86	0.007	0.039
0.044 Km	Lne	0.37	NODO 9.19	0.007	0.007	0.71	0.001	0.004
			NODO 9.20	-0.007	-0.007	-0.71	0.001	0.004
0.05 Km	Lne	2.20	NODO 2.1	0.053	0.030	0.87	0.004	0.022
			NODO 2.2	-0.053	-0.030	-0.87	0.004	0.022

Grid: troncal II System Stage: troncal II Study Case: Study Case Annex: / 3								
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
0.079 Km	Lne	6.38	NODO 9.18	-0.117	-0.125	-0.68	0.010	0.064
			NODO 9.17	0.117	0.125	0.68	0.010	0.064
0.079 Km(1)	Lne	2.56	NODO 9.15	0.033	0.060	0.48	0.004	0.026
			NODO 9.16	-0.033	-0.060	-0.48	0.004	0.026
0.083 Km	Lne	0.49	NODO 21	0.006	0.003	0.88	0.001	0.005
			NODO 22	-0.006	-0.003	-0.88	0.001	0.005
0.085 Km	Lne	0.99	NODO 6	0.024	0.013	0.87	0.002	0.010
			NODO 6.1	-0.024	-0.013	-0.87	0.002	0.010
0.092 Km	Lne	4.44	NODO 9.3	0.162	0.195	0.64	0.015	0.044
			NODO 9.14	-0.162	-0.195	-0.64	0.015	0.044
0.098 Km	Lne	4.95	NODO 8	0.107	0.081	0.80	0.008	0.049
			NODO 8.1	-0.107	-0.081	-0.80	0.008	0.049
0.099 Km	Lne	71.76	NODO 3	1.927	1.398	0.81	0.138	0.710
			NODO 4	-1.923	-1.395	-0.81	0.139	0.715
0.101 Km	Lne	37.71	NODO 5	1.736	1.290	0.80	0.127	0.373
			NODO 6	-1.734	-1.288	-0.80	0.128	0.376
0.102 Km	Lne	2.94	NODO 1.3	-0.070	-0.041	-0.86	0.005	0.029
			NODO 1.3(1)	0.070	0.041	0.86	0.005	0.029
0.114 Km	Lne	2.58	NODO 19	0.056	0.032	0.87	0.004	0.024
			NODO 20	-0.056	-0.032	-0.87	0.004	0.026
0.114 Km(1)	Lne	3.40	NODO 8.3	-0.080	-0.045	-0.87	0.005	0.034
			NODO 8.1	0.080	0.045	0.87	0.005	0.034
0.114 Km(2)	Lne	11.28	NODO 9.2	0.484	0.424	0.75	0.038	0.113
			NODO 9.3	-0.484	-0.424	-0.75	0.038	0.113
0.117 Km	Lne	12.53	NODO 9.3	0.322	0.229	0.81	0.023	0.125
			NODO 9.4	-0.322	-0.229	-0.81	0.024	0.125
0.119 Km	Lne	0.58	NODO 9.17	0.012	0.010	0.77	0.001	0.006
			NODO 9.19	-0.012	-0.010	-0.77	0.001	0.006
0.123 Km	Lne	2.46	NODO 9.6	0.058	0.031	0.88	0.004	0.025
			NODO 9.7	-0.058	-0.031	-0.88	0.004	0.025
0.128 Km	Lne	19.07	NODO 12	-0.441	-0.364	-0.77	0.034	0.182
			NODO 11	0.441	0.364	0.77	0.035	0.187
0.152 Km	Lne	33.17	NODO 6	1.539	1.184	0.79	0.114	0.327
			NODO 7	-1.538	-1.181	-0.79	0.115	0.330
0.158 Km	Lne	0.40	NODO 17	0.005	0.003	0.87	0.001	0.004
			NODO 17.1	-0.005	-0.003	-0.87	0.001	0.004
0.16 Km	Lne	3.46	NODO 9.6	0.080	0.045	0.87	0.005	0.034

Grid: troncal II System Stage: troncal II Study Case: Study Case Annex: / 4								
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
0.176 Km	Lne	2.61	NODO 9.8	-0.080	-0.045	-0.87	0.006	0.035
			NODO 16	0.065	0.036	0.87	0.004	0.023
			NODO 17	-0.065	-0.036	-0.87	0.005	0.026
0.182 Km	Lne	0.66	NODO 9.8	0.014	0.008	0.87	0.001	0.006
			NODO 9.10	-0.014	-0.008	-0.87	0.001	0.007
0.194 Km	Lne	0.35	NODO 9.10	0.008	0.005	0.86	0.001	0.003
			NODO 9.12	-0.008	-0.005	-0.86	0.001	0.004
0.197 Km	Lne	6.70	NODO 9.4	0.131	0.123	0.73	0.011	0.067
			NODO 9.5	-0.131	-0.123	-0.73	0.011	0.067
0.198 Km	Lne	9.44	NODO 9.14	0.162	0.195	0.64	0.015	0.094
			NODO 9.15	-0.162	-0.195	-0.64	0.015	0.094
0.206 Km	Lne	63.90	NODO 2	-2.088	-1.493	-0.81	0.149	0.633
			BARRA 10 KV	2.094	1.499	0.81	0.150	0.637
0.215 Km	Lne	0.52	NODO 8.1	0.010	0.007	0.81	0.001	0.005
			NODO 8.2	-0.010	-0.007	-0.81	0.001	0.005
0.237 Km	Lne	2.96	NODO 12.1	0.061	0.034	0.87	0.004	0.030
			NODO 12.3	-0.061	-0.034	-0.87	0.004	0.030
0.238 Km	Lne	1.90	NODO 9.8	0.045	0.024	0.88	0.003	0.019
			NODO 9.9	-0.045	-0.024	-0.88	0.003	0.019
0.241 Km	Lne	0.26	NODO 18	0.003	0.002	0.86	0.000	0.003
			NODO 18.1	-0.003	-0.002	-0.86	0.000	0.003
0.246 Km	Lne	2.39	NODO 7	0.125	0.068	0.88	0.008	0.024
			NODO 7.1	-0.125	-0.068	-0.88	0.008	0.024
0.262 Km	Lne	0.32	NODO 9.10	0.006	0.004	0.87	0.000	0.003
			NODO 9.11	-0.006	-0.004	-0.86	0.001	0.003
0.286 Km	Lne	0.23	NODO 22.1	0.003	0.002	0.86	0.000	0.002
			NODO 22.3	-0.003	-0.002	-0.85	0.000	0.002
0.290 Km	Lne	1.43	NODO 20	0.029	0.017	0.87	0.002	0.013
			NODO 21	-0.029	-0.017	-0.86	0.002	0.014
0.297 Km	Lne	2.79	NODO 2	0.082	0.046	0.87	0.005	0.028
			NODO 2.1	-0.082	-0.046	-0.87	0.005	0.028
0.297 Km(1)	Lne	2.87	NODO 4	0.069	0.039	0.87	0.005	0.029
			NODO 4.1	-0.069	-0.039	-0.87	0.005	0.029
0.302 Km	Lne	1.20	NODO 2.3	-0.029	-0.016	-0.87	0.002	0.012
			NODO 2.1	0.029	0.016	0.87	0.002	0.012
0.302 Km(1)	Lne	65.75	NODO 4	1.745	1.297	0.80	0.127	0.650
			NODO 5	-1.736	-1.290	-0.80	0.128	0.655

D-----									
Grid: troncal II		System Stage: troncal II		Study Case: Study Case		Annex:		/ 5	
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	[p.u.]	
0.324 Km	Lne	2.30	NODO 1.3	0.043	0.025	0.86	0.003	0.023	
			NODO 1.5	-0.043	-0.025	-0.86	0.003	0.023	
0.332	Lne	41.16	NODO 2	1.932	1.405	0.81	0.138	0.407	
			NODO 3	-1.927	-1.398	-0.81	0.139	0.410	
0.337 Km	Lne	3.20	NODO 12.1	0.065	0.038	0.87	0.005	0.032	
			NODO 12.2	-0.065	-0.038	-0.86	0.005	0.032	
0.352 Km	Lne	0.53	NODO 1.7	-0.013	-0.007	-0.88	0.001	0.005	
			NODO 1.6	0.013	0.007	0.88	0.001	0.005	
0.358 Km	Lne	0.68	NODO 1.6	-0.016	-0.009	-0.87	0.001	0.007	
			NODO 1.3	0.016	0.009	0.87	0.001	0.007	
0.361 Km	Lne	0.59	NODO 14	0.010	0.005	0.88	0.001	0.006	
			NODO 14.1	-0.010	-0.005	-0.88	0.001	0.006	
0.364 Km	Lne	27.80	NODO 8	1.227	0.984	0.78	0.093	0.273	
			NODO 9	-1.225	-0.980	-0.78	0.094	0.276	
0.377 Km	Lne	0.11	NODO 15	0.002	0.001	0.85	0.000	0.001	
			NODO 15.1	-0.002	-0.001	-0.83	0.000	0.001	
0.39 Km	Lne	5.92	NODO 9.4	0.138	0.076	0.88	0.009	0.059	
			NODO 9.6	-0.138	-0.076	-0.88	0.009	0.059	
0.408 Km	Lne	12.85	NODO 9.1	0.565	0.470	0.77	0.044	0.128	
			NODO 9.2	-0.565	-0.469	-0.77	0.044	0.128	
0.428 Km	Lne	3.72	NODO 13	0.084	0.045	0.88	0.006	0.029	
			NODO 14	-0.084	-0.046	-0.88	0.007	0.037	
0.451 Km	Lne	0.25	NODO 22.1	0.003	0.002	0.86	0.000	0.003	
			NODO 22.2	-0.003	-0.002	-0.85	0.000	0.003	
0.465 Km	Lne	6.95	NODO 9.15	0.129	0.135	0.69	0.011	0.069	
			NODO 9.17	-0.129	-0.135	-0.69	0.011	0.069	
0.468 Km	Lne	14.53	NODO 9	0.652	0.518	0.78	0.049	0.145	
			NODO 9.1	-0.651	-0.517	-0.78	0.049	0.145	
0.532 Km	Lne	0.68	NODO 2.5	-0.016	-0.010	-0.86	0.001	0.007	
			NODO 2.3	0.016	0.009	0.86	0.001	0.007	
0.597 Km	Lne	21.96	NODO 9	0.514	0.429	0.77	0.040	0.211	
			NODO 10	-0.512	-0.428	-0.77	0.041	0.216	
0.610 Km	Lne	0.53	NODO 2.3	0.013	0.007	0.88	0.001	0.005	
			NODO 2.4	-0.013	-0.007	-0.87	0.001	0.005	
0.693 Km	Lne	30.12	NODO 7	1.340	1.073	0.78	0.101	0.296	
			NODO 8	-1.334	-1.065	-0.78	0.102	0.299	
0.862 Km	Lne	0.97	NODO 12.2	0.022	0.013	0.86	0.002	0.010	

D-----									
Grid: troncal II		System Stage: troncal II		Study Case: Study Case		Annex:		/ 6	
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	[p.u.]	
			NODO 12.4	-0.022	-0.013	-0.86	0.002	0.010	
0.863 Km	Lne	0.48	NODO 1.3	0.011	0.007	0.83	0.001	0.005	
			NODO 1.4	-0.011	-0.008	-0.81	0.001	0.005	
0.863 Km(1)	Lne	3.95	NODO 1.3(1)	-0.110	-0.066	-0.86	0.007	0.040	
			NODO 1.2	0.110	0.066	0.86	0.007	0.039	
0.876 Km	Lne	0.15	NODO 9.11	0.002	0.001	0.89	0.000	0.001	
			NODO 9.13	-0.002	-0.001	-0.86	0.000	0.001	
0.994 Km	Lne	21.55	NODO 10	0.502	0.419	0.77	0.039	0.207	
			NODO 11	-0.499	-0.417	-0.77	0.040	0.212	
1.003 Km	Lne	3.84	NODO 13	-0.086	-0.047	-0.88	0.006	0.030	
			NODO 12	0.086	0.046	0.88	0.007	0.038	
1.119 Km	Lne	3.16	NODO 14	0.075	0.041	0.88	0.005	0.026	
			NODO 15	-0.074	-0.041	-0.88	0.006	0.032	
1.324 Km	Lne	0.80	NODO 12.4	0.018	0.011	0.86	0.001	0.008	
			NODO 12.5	-0.018	-0.011	-0.85	0.001	0.008	
1.340 Km	Lne	3.06	NODO 15	0.073	0.040	0.88	0.005	0.026	
			NODO 16	-0.073	-0.040	-0.88	0.006	0.031	
1.405 Km	Lne	2.12	NODO 18	0.056	0.032	0.87	0.004	0.020	
			NODO 19	-0.056	-0.032	-0.87	0.004	0.021	
1.5 Km	Lne	0.48	NODO 16	0.008	0.004	0.90	0.001	0.005	
			NODO 16.1	-0.008	-0.004	-0.89	0.001	0.005	
1.575 Km	Lne	2.31	NODO 17	0.059	0.033	0.87	0.004	0.021	
			NODO 18	-0.059	-0.034	-0.87	0.005	0.023	
1.631 Km	Lne	0.49	NODO 22	0.006	0.003	0.88	0.001	0.005	
			NODO 22.1	-0.006	-0.004	-0.86	0.001	0.005	
L 57	Lne	4.62	NODO 12	0.126	0.071	0.87	0.009	0.046	
			NODO 12.1	-0.126	-0.072	-0.87	0.009	0.046	
SE 0.9	Tr2	31.79	NODO 4.1	0.069	0.039	0.87	0.005	0.318	
			NODO 4.1(1)	-0.068	-0.033	-0.90	0.110	0.306	
SE 10	Tr2	78.96	NODO 6	0.172	0.091	0.88	0.011	0.789	
			NODO 6(1)	-0.169	-0.082	-0.90	0.282	0.781	
SE 11	Tr2	34.16	NODO 7	0.073	0.041	0.87	0.005	0.341	
			NODO 7(1)	-0.072	-0.035	-0.90	0.119	0.330	
SE 12	Tr2	57.72	NODO 7.1	0.125	0.068	0.88	0.008	0.577	
			NODO 7.1(1)	-0.123	-0.060	-0.90	0.204	0.565	
SE 14	Tr2	31.08	NODO 1.5	0.043	0.025	0.86	0.003	0.311	
			NODO 1.5(1)	-0.042	-0.020	-0.90	0.068	0.297	

Grid: troncal II System Stage: troncal II Study Case: Study Case Annex: / 7									

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power. factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]	

SE 15	Tr2	69.14	NODO 9	0.059	0.033	0.87	0.004	0.691	
			NODO 9(1)	-0.058	-0.028	-0.90	0.098	0.676	
SE 16	Tr2	37.69	NODO 8.3	0.080	0.045	0.87	0.005	0.377	
			NODO 8.3(1)	-0.079	-0.038	-0.90	0.132	0.365	
SE 17	Tr2	40.28	NODO 9.1	0.086	0.047	0.88	0.006	0.403	
			NODO 9.1(1)	-0.085	-0.041	-0.90	0.141	0.391	
SE 18	Tr2	94.33	NODO 9.2	0.080	0.044	0.87	0.005	0.943	
			NODO 9.2(1)	-0.079	-0.038	-0.90	0.134	0.928	
SE 19	Tr2	50.32	NODO 4	0.109	0.060	0.88	0.007	0.503	
			NODO 4(1)	-0.108	-0.052	-0.90	0.177	0.491	
SE 20	Tr2	38.74	NODO 9.4	0.052	0.030	0.87	0.004	0.387	
			NODO 9.4(1)	-0.052	-0.025	-0.90	0.086	0.373	
SE 21	Tr2	18.87	NODO 1.3(1)	0.040	0.025	0.85	0.003	0.189	
			NODO 1.2(1)	-0.039	-0.019	-0.90	0.064	0.176	
SE 22	Tr2	52.98	NODO 2	0.074	0.041	0.87	0.005	0.530	
			NODO 2(1)	-0.073	-0.035	-0.90	0.119	0.516	
SE 23	Tr2	38.04	NODO 2.2	0.053	0.030	0.87	0.004	0.380	
			NODO 2.2(1)	-0.052	-0.025	-0.90	0.085	0.366	
SE 29	Tr2	18.34	NODO 11	0.006	0.003	0.86	0.000	0.183	
			NODO 11(1)	-0.006	-0.003	-0.90	0.009	0.171	
SE 30	Tr2	32.23	NODO 12.2	0.043	0.025	0.87	0.003	0.322	
			NODO 12.2(1)	-0.042	-0.020	-0.90	0.071	0.308	
SE 31	Tr2	45.13	NODO 12.3	0.061	0.034	0.87	0.004	0.451	
			NODO 12.3(1)	-0.060	-0.029	-0.90	0.101	0.437	
SE 35	Tr2	54.93	NODO 6.1	0.024	0.013	0.87	0.002	0.549	
			NODO 6.1(1)	-0.023	-0.011	-0.90	0.067	0.530	
SE 36	Tr2	12.61	NODO 8.2	0.010	0.007	0.81	0.001	0.126	
			NODO 8.2(1)	-0.010	-0.005	-0.90	0.016	0.110	
SE 45	Tr2	75.84	NODO 12	0.228	0.247	0.68	0.020	0.758	
			NODO 12(1)	-0.224	-0.229	-0.70	0.494	0.743	
SE 46	Tr2	45.64	NODO 14.1	0.010	0.005	0.88	0.001	0.456	
			NODO 14.1(1)	-0.010	-0.005	-0.90	0.024	0.444	
SE 47	Tr2	6.42	NODO 9.20	0.007	0.007	0.71	0.001	0.064	
			NODO 9.20(1)	-0.007	-0.003	-0.90	0.011	0.048	
SE 49	Tr2	32.47	NODO 20	0.027	0.016	0.86	0.002	0.324	
			NODO 20(1)	-0.026	-0.013	-0.90	0.045	0.309	
SE 50	Tr2	27.59	NODO 21	0.023	0.013	0.86	0.002	0.275	

Grid: troncal II System Stage: troncal II Study Case: Study Case Annex: / 8									

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power. factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]	

SE 53	Tr2	25.73	NODO 21(1)	-0.022	-0.011	-0.90	0.038	0.260	
			NODO 17.1	0.005	0.003	0.87	0.001	0.257	
			NODO 17.1(1)	-0.005	-0.003	-0.90	0.013	0.245	
SE 55	Tr2	70.74	NODO 9.18	0.117	0.125	0.68	0.010	0.707	
			NODO 9.18(1)	-0.115	-0.117	-0.70	0.251	0.696	
SE 56	Tr2	15.63	NODO 9.19	0.005	0.003	0.85	0.000	0.156	
			NODO 9.19(2)	-0.005	-0.002	-0.90	0.014	0.144	
SE 57	Tr2	16.62	NODO 18.1	0.003	0.002	0.86	0.000	0.166	
			NODO 18.1(1)	-0.003	-0.002	-0.90	0.008	0.154	
SE 58	Tr2	13.95	NODO 15.1	0.002	0.001	0.83	0.000	0.140	
			NODO 15.1(1)	-0.002	-0.001	-0.90	0.004	0.124	
SE 61	Tr2	68.31	NODO 8.1	0.016	0.029	0.49	0.002	0.683	
			NODO 8.1(1)	-0.016	-0.028	-0.50	0.048	0.665	
SE 63	Tr2	92.63	NODO 16.1	0.008	0.004	0.89	0.001	0.926	
			NODO 16.1(1)	-0.008	-0.004	-0.90	0.020	0.911	
SE 64	Tr2	90.84	NODO 9.7	0.058	0.031	0.88	0.004	0.908	
			NODO 9.7(1)	-0.057	-0.028	-0.90	0.097	0.893	
SE 65	Tr2	33.28	NODO 9.8	0.021	0.012	0.87	0.001	0.333	
			NODO 9.8(1)	-0.021	-0.010	-0.90	0.034	0.318	
SE 66	Tr2	70.34	NODO 9.9	0.045	0.024	0.88	0.003	0.703	
			NODO 9.9(1)	-0.044	-0.021	-0.90	0.075	0.688	
SE 69	Tr2	13.07	NODO 12.4	0.004	0.003	0.84	0.000	0.131	
			NODO 12.4(1)	-0.004	-0.002	-0.90	0.006	0.118	
SE 71	Tr2	99.24	NODO 11	0.052	0.049	0.73	0.004	0.991	
			NODO 11(2)	-0.051	-0.045	-0.75	0.105	0.971	
SE 72	Tr2	70.90	NODO 9.16	0.033	0.060	0.48	0.004	0.709	
			NODO 9.16(1)	-0.032	-0.056	-0.50	0.099	0.685	
SE 74	Tr2	25.00	NODO 2.5	0.016	0.010	0.86	0.001	0.250	
			NODO 2.5(1)	-0.016	-0.008	-0.90	0.025	0.235	
SE 77	Tr2	74.25	NODO 9.5	0.131	0.123	0.73	0.011	0.742	
			NODO 9.5(1)	-0.129	-0.113	-0.75	0.262	0.726	
SE 78	Tr2	16.22	NODO 13	0.002	0.001	0.84	0.000	0.162	
			NODO 13(1)	-0.002	-0.001	-0.90	0.005	0.147	
SE 80	Tr2	19.46	NODO 9.12	0.008	0.005	0.86	0.001	0.195	
			NODO 9.12(1)	-0.008	-0.004	-0.90	0.013	0.183	
SE 81	Tr2	13.82	NODO 9.11	0.004	0.003	0.84	0.000	0.138	
			NODO 9.11(1)	-0.004	-0.002	-0.90	0.007	0.126	

Grid: troncal II		System Stage: troncal II		Study Case: Study Case			Annex: / 9	

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power. factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]

SE 82	Tr2	23.74	NODO 9.13	0.002	0.001	0.86	0.000	0.237
			NODO 9.13(1)	-0.002	-0.001	-0.90	0.005	0.222
SE 85	Tr2	39.12	NODO 1.7	0.013	0.007	0.88	0.001	0.391
			NODO 1.7(1)	-0.013	-0.006	-0.90	0.021	0.379
SE 86	Tr2	13.22	NODO 1.4	0.011	0.008	0.81	0.001	0.132
			NODO 1.4(1)	-0.010	-0.005	-0.90	0.017	0.116
SE 90	Tr2	22.12	NODO 12.5	0.018	0.011	0.85	0.001	0.221
			NODO 12.5(1)	-0.018	-0.009	-0.90	0.030	0.206
SE 93	Tr2	36.10	NODO 10	0.010	0.009	0.72	0.001	0.361
			NODO 10(1)	-0.009	-0.008	-0.75	0.032	0.345
SE 94	Tr2	14.96	NODO 22.3	0.003	0.002	0.85	0.000	0.150
			NODO 22.3(1)	-0.003	-0.001	-0.90	0.007	0.137
SE 95	Tr2	16.30	NODO 22.2	0.003	0.002	0.85	0.000	0.163
			NODO 22.2(1)	-0.003	-0.002	-0.90	0.008	0.151
SED 24	Tr2	31.85	NODO 1.1	0.069	0.039	0.87	0.005	0.318
			NODO 1.1(1)	-0.068	-0.033	-0.90	0.111	0.306
SED 83	Tr2	29.56	NODO 2.4	0.013	0.007	0.87	0.001	0.296
			NODO 2.4(1)	-0.013	-0.006	-0.90	0.021	0.284
SED 84	Tr2	11.36	NODO 1.6	0.004	0.002	0.83	0.000	0.114
			NODO 1.6(1)	-0.003	-0.002	-0.90	0.005	0.101

□