



**UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO**

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

**Estudio de pérdidas técnicas aplicando metodología de flujo cero  
en subestaciones de distribución.**

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

**AUTOR**

Castillo Rodríguez, Julio César (ORCID: 0000-0003-1923-2015)

**ASESOR:**

Mg. Panta Carranza, Dante Omar (ORCID: 0000-0002-4731-263X)

**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:**

Generación, Transmisión y Distribución

**TRUJILLO – PERÚ**

**2021**

## **Dedicatoria**

### **A mis queridos padres:**

Quienes me inculcaron los valores y el espíritu de superación constante.

### **A mi esposa:**

Por su apoyo, dedicación y comprensión para ser posible el logro de esta meta profesional y ser el pilar de mi hermoso hogar

### **A mis hijos**

Porque son la fuerza que mueve la superación diaria y a quienes amo con todo mi ser.

Julio César Castillo Rodríguez

## **Agradecimiento**

Al Dr. Ing. Luján López Jorge Eduardo, por la inversión de su tiempo y esfuerzo por prestarme el apoyo profesional para cumplir con la presente investigación.

Al Mg. Ing. Panta Carranza, Dante Omar. Por su incondicional apoyo en todo momento de la investigación, ya que sus valiosas sugerencias y el apoyo constante han sido de suma importancia para la culminación de esta investigación.

A la Universidad César Vallejo y la plana profesional de colaboradores de la empresa Hidrandina, por brindarme los conocimientos, herramientas y técnicas para continuar la formación profesional en esta especialidad de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

## Índice de contenidos

Carátula	i
Dedicatoria	ii
Agradecimiento	iii
Índice de contenidos	iv
Índice de tablas	v
Índice de gráficos y figuras	vi
Resumen	viii
Abstract	ix
I. INTRODUCCIÓN	1
III. METODOLOGÍA	11
3.1. Tipo y diseño de investigación	11
3.2. Variables y operacionalización	11
3.3. Población, muestra, muestreo, unidad de análisis	13
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	13
3.5. Procedimientos	14
3.6. Método de análisis de datos	14
IV. RESULTADOS	16
V. DISCUSIÓN	73
VI. CONCLUSIONES	80
VII. RECOMENDACIONES	80
REFERENCIAS	82
ANEXOS	87

## Índice de tablas

Tabla 1. Longitud/ calibre de salida de la sub estación.....	17
Tabla 1.1. Balance de Carga del 2019 y 2020.....	18
Tabla 2. Promedio de aumento de consumo de energía de sub estación.....	19
Tabla 3. Compensaciones entregadas por Sub/sobre tensión en la sub estación.....	21
Tabla 4. Tensión por fases (mínima y máxima).....	23
Tabla 5. Información de perdidas técnicas .....	26
Tabla 6. Pérdidas totales por sub estación .....	27
Tabla 7. Totalidad de Pérdidas.....	27
Tabla 8. Líneas AP y SP .....	28
Tabla 9. Pérdidas en las acometidas .....	28
Tabla 10. Pérdidas en los medidores.....	28
Tabla 11. Capacidad de conductores.....	40
Tabla 12. Cálculo de fallas con incidencias 2020.....	43
Tabla 14. Pérdidas técnicas en circuito luego de la propuesta simulada .....	69
Tabla 15. Planteamiento de soluciones .....	70
Tabla 16. Uso de transformadores reales y transformadores simulados .....	71
Tabla 17. Factorial de uso del transformador simulado .....	71
Tabla 18. Factorial de uso del transformador simulado .....	72
Tabla 19. Resumen de inversión .....	93

## Índice de gráficos y figuras

Figura 1. Promedio de aumento de consumo de energía de sub estación.....	20
Figura 2. Compensaciones entregadas por Sub/sobre tensión en la sub estación..	22
Figura 3. Cuadro de carga máxima .....	24
Figura 4. Tablero de baja tensión (distribución).....	29
Figura 5. Fusibles – tensión baja.....	29
Figura 6. Transformador trifásico (distribución) .....	31
Figura 7. Seccionador de media tensión .....	32
Figura 8. Fusible limitador para corriente .....	33
Figura 9. Medidores de distribución de acometidas y medidor de alumbrado. ....	34
Figura 10. Diagrama unifilar de salida.....	35
Figura 11. Diagrama unifilar de salidas de circuitos y celda de transformación .....	37
Figura 12. Fluke 1743.....	43
Figura 13. Ingreso de datos a DAP10 .....	48
Figura 14. Circuitos principales de HI0032 .....	48
Figura 15. Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito A.....	49
Figura 16. Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito B.....	50
Figura 17. Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito C .....	52
Figura 18. Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito .....	53
Figura 19. Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito E.....	54
Figura 20. Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito F.....	55
Figura 21. Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito G .....	55
Figura 22. Flujo de potencia desde DAP10.....	57
Figura 23. Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T de el circuito B,57	
Figura 24. Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito Z ...	58
Figura 25. Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito C <sub>1</sub> ..	59
Figura 25b. Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T mejorada del circuito U.....	61

Figura 26 <sup>a</sup> . Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito E1 .....	62
Figura 27a. Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito Y .	64
Figura 27b. Simulación mapeo mejorado en el flujo de carga y caída de T del circuito Y..	65
Figura 28. Distribución de clientes.....	67

## Resumen

El presente estudio analiza las pérdidas técnicas que aparecen en las redes de voltaje medio de la empresa HIDRANDINA SA partiendo desde el factor de pérdidas calculado en los estratos de consumo de energía de las subestaciones de Trujillo para lograr identificar dentro de las redes secundarias por medio del Software un modelado de manera detallada sobre las redes de distribución. Asimismo, se ha ejecutado un análisis de prestación de mala calidad, así como de pérdidas de origen técnico que se relacionan con la caída de tensión de los circuitos que se alimenta para distribuirse en una Urbanización de Trujillo. Siendo esta investigación pre experimental se ha planteado una reestructuración de las redes por medio de la manipulación de variables que afectan el proceso de disposición de los parámetros técnicos para reintroducir cálculos basados en un software computacional DAP10 que mejora el flujo de potencia de los circuitos y logra incorporar nuevos elementos para la optimización de la prestación de estos servicios. (metodología / filosofía Flujo cero - pérdidas) por las que se busca esbeltez de prestaciones de consumo de energía. Se ha determinado una inversión de S/. 103,137 y un horizonte de recuperación de la inversión económica de esta propuesta para 5 años, así mismo se ha calculado el VAN en 127,482 y una TIR de 42.40% y un B/C en 1.24.

Palabras clave: Modelado, Pérdidas de energía, compensación, simulación, flujo de potencia, caída de tensión.



## **Abstract**

This study analyzes the technical losses that appear in the medium voltage networks of the company HIDRANDINA SA starting from the loss factor calculated in the energy consumption strata of the substations of Trujillo to identify within the secondary networks by means of the software a detailed modeling of the distribution networks. Likewise, an analysis of poor quality performance has been carried out, as well as losses of technical origin that are related to the voltage drop of the circuits that are fed for distribution in an Urbanization of Trujillo. Being this pre-experimental research a restructuring of the networks has been proposed by means of the manipulation of variables that affect the process of disposition of the technical parameters to reintroduce calculations based on a computational software DAP10 that improves the power flow of the circuits and manages to incorporate new elements for the optimization of the provision of these services. (methodology / philosophy Zero flow - losses) by which it is sought slenderness of performance of energy consumption. It has been determined an investment of S/. 103,137 and a recovery horizon of the economic investment of this proposal for 5 years, likewise it has been calculated the NPV in 127,482 and an IRR of 42.40% and a B/C in 1.24.

Key words: Modeling, energy losses, compensation, simulation, power flow, voltage drop.



## I. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial se ha considerado a las pérdidas de electricidad como el principal indicador de eficiencia funcionamiento de redes eléctricas. Según La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), también conocida por su sigla en inglés IEC (*International Electrotechnical Commission*), el nivel que se considera aceptable en pérdidas para un ente administrador de fluido eléctrico oscila entre un 4-5%, y el máximo permitido por razones técnicas es de hasta 10%. (IEC, 2017)

Según la AIE (2021) casi en todas partes del mundo hay un aumento en términos absolutos y pérdidas relativas de electricidad en redes eléctricas, así como en las organizaciones de suministro de energía: o empresas de redes eléctricas, redes eléctricas urbanas municipales. Dichas pérdidas relativas alcanzaron el 15-20%, y en algunos países el promedio por ciudades es de 25 - 40%.

Para Hernández (2018) un aumento en este indicador indica problemas crecientes, requiriendo una la toma de decisiones oportuna; considerándose la obsolescencia de equipos, deterioro físico de las redes eléctricas; la reducción de inversiones, gestión ineficaz, el nivel de control insuficiente sobre el pago de la electricidad por parte de los consumidores, lo que puede incidir proporcionalmente en crisis energética de algunos países.

Tamayo (2018) menciona que, en el Perú, el sector eléctrico en su desarrollo se caracteriza porque los avances económicos no influyen; cómo se puede inferir, en el índice de crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI). Pero sucede que ante el aumento de este indicador macroeconómico encima de su tasa potencial de 4.0% (2016-2017), se produce alza del consumo eléctrico y por ende en la productividad de este sector, por la presencia de diversos factores como la inversión, planes de generación, etc.

Morillo (2019) menciona que hoy en día la electricidad se ha convertido en parte de las necesidades de la población que viene utilizando con mayor incremento; maximizado por el contexto de la coyuntura de salud de nuestro país – debido a la pandemia por el COVID 19, lo que se ha reflejado en el incremento del uso de equipos de iluminación, refrigeración, entre otros, asimismo el uso de ellos

(Yépez, 2020) y la carga de energía hace que se desarrollen deficiencias cuando se realiza la fase distributiva a través del sistema de transformación desde la media tensión (MT) hasta la media o baja (BT) (Trashorras, 2016), por lo tanto, se producen pérdidas energéticas que afectan a las empresas que distribuyen energía eléctrica en el Perú, ocasionándoles disminución en su recaudación.

Según el MINEM (1993) en el Departamento de La Libertad, la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (Hidrandina S.A.), posee un área concesionada (LCE N° 25844 y su Reglamento D.S. N° 009-93 EM y modificatorias), que comprende 7,916 km<sup>2</sup>, de los departamentos de Ancash, La Libertad y parte de Cajamarca. Cubriendo los requerimientos de más de 867 mil usuarios; los cuales integran las unidades: Trujillo, La Libertad Norte, Chimbote, Huaraz, Cajamarca y Sierra.

En este contexto, el problema de electrificación versus el consumo de todas las urbanizaciones (30 manzanas con 1065 clientes), reciben energía desde dos subestaciones de distribución tipo caseta a nivel las cuales; se encuentran ubicadas en los centros de carga codificadas como HI0032 del alimentador en 10 kV – TSU0010 en cuyas celdas tienen transformadores trifásicos de distribución con una potencia de 400 kVA para una tensión de servicio 380/220 V. a 4 hilos. (HIDRANDINA, 2019)

Resultado del proceso de datos de consumo de los suministros en baja tensión de estas dos subestaciones en los años 2008 hasta 2018 se obtuvo este último año en la HI0032 la cifra de 103 MWH de los cuales 19117 Kwh (14.5%) se registra como pérdidas. (HIDRANDINA, 2019)

En cuanto a Trujillo, resultan diversas las causas que originan pérdidas energía, siendo importante hallarlas para de esta manera implementar planes de mejora como la aplicación de la metodología de flujo cero en subestaciones HI0032 de distribución y alcanzar manejar un proceso recomendado para la empresa Hidrandina SA. La empresa Hidrandina se ve perjudicada económicamente por la presencia de pérdidas energéticas, que dificulta nuevas inversiones; para mejorar

la calidad distributiva porque son estas deficiencias las que generalmente lo producen.

Para Molina (2019) las nuevas solicitudes de suministros e incrementos de potencia especialmente los trifásicos (de baja tensión) están restringidos debido a que los circuitos están saturados por encontrarse en la cúspide respecto a su capacidad de corriente.

Dentro del análisis de esta investigación a fin de dar respuesta a la problemática, formularemos la siguiente pregunta ¿Cómo optimizar la distribución de energía en las subestaciones reduciendo las pérdidas de energía en HI0032 de MT TSU0010 por medio de flujo cero (DAP), La Libertad?

La relevancia de esta investigación se basa en la necesidad del desarrollo e implementación de medidas organizativas y técnicas y métodos económicos para plantear soluciones para pérdidas comerciales de energía eléctrica en redes eléctricas (Ushakov, 2017); como es el caso de esta propuesta (Estudio de pérdidas técnicas aplicando metodología de flujo cero en subestaciones MT TSU0010 de distribución) por ser la dirección más prometedora a elegir; debido a la significativa menor cuantía en costos y período de recuperación en comparación con cualquiera de las opciones para reducir las pérdidas técnicas de energía eléctrica.

El presente estudio es técnicamente justificado porque proyecta realizar un estudio de pérdidas técnicas aplicando metodología de flujo cero en subestaciones y sistemas de distribución de las subestaciones HI0032 en la radial en MT. TSU0010 Trujillo La Libertad, utilizando y aplicando lo que se asimiló teóricamente acerca de los sistemas eléctricos de comercialización y pérdidas de energía eléctrica.

Además, el trabajo tendrá una utilidad metodológica ya que pueden realizarse futuras investigaciones y propuestas de mejora basadas en la metodología esbelta de flujo cero (Zero flux) que pueden aplicar metodologías compatibles, de modo que puedan aplicarse análisis conjuntos y establecer comparaciones de los datos y resultados. (Healy, 2010)

Se puede apreciar también el valor de contrarrestar el impacto ambiental negativo (Castells, 2017). Esto se logra a través de la aplicación de la metodología de flujo cero en pérdidas eléctricas y su sostenibilidad ambiental, debido a la optimización de uso para el fluido eléctrico. (emisiones de gases, disminución en desgaste/descarte de equipos de generación y distribución, preservación de recursos energéticos, aminoramiento del ciclo de chatarreo de tecnología, etc.) (Güiza-Suárez, 2019)

Por lo tanto, se plantea la siguiente hipótesis: Se puede mejorar la distribución de energía por medio de la implementación de técnicas de mejora operativa aplicando metodología de flujo cero en subestaciones MT TSU0010 de distribución, La Libertad. El Objetivo general de esta investigación es evaluar las condiciones óptimas de operación del sistema de la SED HI0032. Los objetivos específicos: diagnosticar el estado SED HI0032, para conocer, demandas de los clientes, estadísticas de pérdidas, equipamientos electromecánicos. Analizar las fallas del sistema actual para conocer el estado de pérdidas. Implementar la metodología de flujo de cero, bajo el estudio del DAP 10, para hallar las condiciones óptimas de operación.

## II. MARCO TEÓRICO

Méndez (2019) investigando la reducción de pérdidas mediante aplicación de flujo cero en redes de mediana tensión (investigación de tipo descriptiva-explicativa de diseño pre experimental) configurando como muestra el módulo generatriz de energía en el Valle de México, en cuyos resultados se aprecia: El análisis de flujo Cero; en cuanto al margen de inversión de maniobras y equipamiento con switcheo, aporta una gran cantidad de beneficios para lograr reducir las pérdidas técnicas, equilibrando carga de usuarios así como el hardware de circuitos de media tensión operativa. Esto permite la actuación confiable oportuna y segura frente a las eventualidades o contingencias que se presentan en las redes generales de distribución logrando un óptimo de rentabilidad para la empresa, así como el máximo de satisfacción para la experiencia de consumo de energía de los clientes. (Farhad, 2018).

Paricahua (2017) realizó una propuesta con el objetivo de estimar pérdidas técnicas en redes de distribución de energía, por medio de una investigación correlacional, de diseño descriptivo, en una muestra documental única, cuyos resultados de investigación logra el análisis y el estudio de una metodología que permite estimar las pérdidas técnicas de las redes de distribución de energía de la Región Puno; determinando el origen de pérdidas discriminadas en “técnicas” y “no técnicas”, así como la clasificación de niveles de tensión y el inventario de sistemas eléctricos defectuosos llegando a concluir que el nivel de pérdidas pasa a ser rentable una vez que se propone una cartera de proyectos basadas en el flujo cero aplicado a las estaciones.

Pinedo (2018) propone un método de balance de energía por subestaciones cuyo objetivo es mejorar la influencia en la identificación y control de las pérdidas no técnicas en las redes de baja tensión en la empresa Electro Oriente de Juanjuí, en una investigación de tipo descriptiva de diseño explicativo – causal basada en la muestra de 380 terminales de clientes (medidores) de Juanjuí y en sus resultados menciona que la pérdida de energía de 8,04%, generado por el 4.59% de pérdidas técnicas y 3.44% de pérdidas no técnicas, las mismas que llegan a mostrar una alta tendencia a la mejora.

Acosta (2016) observando el impacto del neutro y sistemas de puesta a tierra en el cálculo de pérdidas técnicas, hace uso del flujo de carga trifásico tetrafililar radial en un tipo de investigación correlacional de diseño pre experimental (*Anderson mixing*), en cuatro (04) subestaciones de Colombia (muestra) y en sus resultados menciona la necesidad de siempre involucrar el cálculo de pérdidas técnicas con el fin de contar con el cálculo preciso de dicho valor. La renovación y observación constante de este criterio de análisis de pérdidas mejora los esquemas tarifarios. Seregni (2019) Menciona que las pérdidas técnicas de electricidad (PTE) son las unidades deducibles como producto unitario monetizarle de una planta generadora de energía pérdidas durante su transmisión a través de redes eléctricas, lo que incluye pérdidas técnicas en líneas y equipos de redes eléctricas, causadas por procesos físicos que ocurren durante la transmisión de electricidad de acuerdo con las características técnicas y modos de operación de líneas y equipos.

Para Lima (2016) el monto de las pérdidas técnicas de la electricidad durante su distribución por redes eléctricas se calcula de acuerdo con la generación controlada y medida y no depende del valor de la potencia transmitida (carga): pero si considera pérdidas condicionalmente constantes y pérdidas, cuyo volumen depende del valor de la potencia transmitida (carga) - pérdidas (carga) condicionalmente variables. Para Green (2014) el consumo de electricidad para necesidades propias se determina de acuerdo con los dispositivos de medición, pero mayormente resulta de una ratio económica que se deduce de la energía producida versus la recaudación monetaria de dicha energía.

Kambule (2021) dice que las pérdidas no técnicas no son real pérdida en el lado económico, pues la energía que no es contabilizada es usada por los clientes. Para la empresa es una pérdida económica y financiera porque solamente cobra lo que se mide. Jiménez (2016) menciona que existen diversas fuentes de origen: a) pérdidas no técnicas por robo, que es la energía ilegalmente usada (conexiones clandestinas, etc.). b) pérdidas no técnicas por fraude, es la manipulación de medidores a pesar de tener conexión legal, para tener menos voltaje y c) pérdidas no técnicas por administración: Errores por deficiente medida del consumo, errores



al hacer la lectura e información no adecuada que genera errores al facturar, además. d) Pérdidas no técnicas por fugas a tierra: Consecuencia de daños en el aislamiento de cables subterráneos.

Para Méndez (2019) las herramientas disponibles para realizar pruebas de flujo cero (*zero flux*) son herramienta de medición que toman en cuenta la reducción de pérdidas técnicas dependiendo del estado de la red eléctrica la disposición de los equipos eléctricos y la optimización de la topología operativa de la red aplicando el método flux Zero en redes de distribución de media tensión.

El estudio por medio de esta metodología da como resultado la reducción teórica/técnica de la pérdida de energía y el mejoramiento de la condición operativa de la red de distribución general y se lleva a cabo mediante la implementación de un sistema de Software que aporta un modelado de la red eléctrica a través del ingreso de valores en el momento en que se plantean una serie de modificaciones que irán variando los parámetros del factor potencia así como del flujo de energía requerida para el estudio de valores que se pueden obtener en base a las subestaciones eléctricas. (Méndez, 2019)

La propuesta se consolida con la aplicación y análisis modelada con el software Sistema DAP10, (paquete de software ofimático desarrollado por GIS – Geographic Information System) (Refaat, 2021) equipando instrumentos de protección y seccionamiento en las redes de distribución por medio de la ubicación de un punto medio interclases de las subestaciones eléctricas que facilitarán el flujo de energía eléctrica. Estableciendo un punto de normalidad abierto de enlace con los equipos existentes para realizar switcheos de seccionamiento para recuperar carga o usuarios afectados de manera rápida eficiente y segura evitando daños en los circuitos de la red de media tensión.

Por otro lado, un Sistema Eléctrico de Potencia es un sistema complejo de fuentes, así como sistemas para la conversión, distribución y transmisión de energía eléctrica. (Matulik, 2017)

Suarez (2020) dice que hay líneas de transmisión especiales en la red, con la ayuda de las cuales se conectan las subestaciones. Varias de estas líneas son adecuadas para ellos. Dentro de cada subestación, se convierte la tensión de entrada, así como la redistribución de los flujos de energía eléctrica entre las líneas adecuadas.

La propia estructura de la red es capaz de cambiar dinámicamente. Para esto, se utilizan interruptores especiales. Esto es necesario para desconectar una u otra línea al realizar trabajos de reparación o en situaciones de emergencia. (Morillo, 2019)

El sistema eléctrico de potencia incluye fuentes de electricidad; por ejemplo: central hidroeléctrica, central térmica, batería solar, aerogenerador; sistema de transmisión de potencia, por ejemplo: *overhead* para línea de potencia, cable de línea de energía, cableado eléctrico; sistema de conversión de energía, por ejemplo: transformador, autotransformador, rectificador, convertidor de frecuencia; sistema de distribución de energía, por ejemplo: red de media tensión abierta, red de media tensión cerrada; protección y automatización del sistema, como protección contra sobretensiones, protección contra rayos, protección contra cortocircuitos, protección contra arcos eléctricos; sistema de control y señalización, sistema automatizado de control y gestión de energía, un sistema de medición de energía comercial automatizado (Medidor domiciliario); sistema operativo, por ejemplo: diagramas de flujo, programas de carga, programas de mantenimiento de rutina; un sistema de necesidades propias, por ejemplo: calefacción, iluminación, sistemas de ventilación en edificios y estructuras donde se ubican los elementos del SEP (sistema eléctrico de potencia); un sistema de suministro de energía confiable para los consumidores más críticos, por ejemplo: un sistema de alimentación ininterrumpida, un sistema de suministro de energía autónomo (EPS), un sistema de suministro de energía de respaldo (SRE), un sistema de suministro de energía de emergencia móvil, entrada de reserva automática. (Suárez, 2020)

Linsley (2018) menciona que los sistemas eléctricos de potencia se ven diferentes para diferentes consumidores. Para las instalaciones industriales, este es un sistema más poderoso, para las empresas de servicios públicos y de vivienda,

uno más simple, con menos energía y la cantidad de componentes. La clasificación de sistemas se puede realizar en función del tipo de fuente de alimentación, configuración, tipo y frecuencia de corriente, finalidad y movilidad, así como el número de fases. Por el tipo de fuente, se distinguen los generadores diésel, los electroquímicos y los atómicos. Según la configuración, los sistemas se pueden centralizar, descentralizar y también combinar. (Acosta, 2021)

Para Guyer (2019) una configuración es un esquema especial para incluir fuentes de energía, dispositivos para su distribución y transmisión en el sistema, es decir, un esquema para encender todos los elementos del sistema. Por la naturaleza y frecuencia de la corriente, se distinguen los sistemas de CC y CA con una frecuencia normal de 50 Hz y los sistemas de frecuencia más alta (James, 2018). Por designación, se distinguen los sistemas de consumo autónomo, de respaldo y de emergencia. Por movilidad: estacionaria, ponible, transportada, combinada. Por el número de fases: sistemas monofásicos y multifásicos. Esta es una clasificación simplificada de los sistemas de suministro de energía, en realidad se dividen en categorías de acuerdo con muchos otros criterios.

En relación a las fallas de un sistema de potencia es necesario mencionar también la confiabilidad del sistema, la seguridad del sistema y la estabilidad, para poder contextualizar las fallas de sistema de potencia: "La confiabilidad del sistema eléctrico es la probabilidad de su funcionamiento satisfactorio a largo plazo perspectiva. Esto significa la capacidad del sistema de potencia para proporcionar electricidad en volumen suficiente, casi de forma continua, con breves interrupciones durante un largo período de tiempo", "La seguridad de un sistema eléctrico se refiere al grado de riesgo asociado con su capacidad para resistir las averías surgidas (situaciones anormales) sin interrumpir Servicio al Cliente. Esto se debe a la resistencia del sistema a la inevitabilidad de fallos de funcionamiento y, por tanto, depende de las condiciones de funcionamiento del sistema, así como la probabilidad de averías accidentales "La estabilidad del sistema eléctrico significa la continuidad de su funcionamiento normal después de que ocurre un mal funcionamiento. Depende de las condiciones de funcionamiento del sistema y la naturaleza del daño físico.

En cuanto al programa DAP10, así como, las aplicaciones de análisis de redes, tiene como objetivo el análisis de red, con finalidad de identificar posibles pérdidas sobre los límites establecidos y restricciones técnicas que pueden comprometer la operación segura y confiable del sistema de energía. El software DAP10 es una plataforma digital basada en GIS - del sistema geográfico de información - especializado para el planteamiento de sistemas eléctricos de distribución, así como su respectivo análisis. Este programa permite diseñar y analizar sistemas eléctricos de distribución de media tensión, así como de baja tensión en base al cálculo de flujo de potencia calidad de producto y energía pérdidas de potencia, se usa haciendo un ingreso de datos de Subestaciones de Potencia, Alimentadores de Media Tensión, Subestaciones MT/BT, circuitos BT, acometidas de clientes; incluye datos complementarios como datos de mediciones y factores típicos. Transferencia de datos de facturación (consumos de clientes): - Ingreso de datos de energías y /o potencias facturadas a los clientes MT y BT. Determinación de Demanda (kW) en horas punta: se realiza el cálculo de demanda de cada cliente a partir de la energía facturada, curva de carga por tarifa y sector típico, así como la obtención de factores típicos de la sumatoria de curvas de carga de los clientes presentes en el circuito, subestación y/o alimentador. Esto lo logra por medio de cálculos de algoritmo propios de líneas eléctricas radiales de cargas en desequilibrio, las que se desarrollan con datos de entrada y salida (sell in/ sell Out) que están en la plataforma GIS mundial de base de datos internacional. Esta plataforma digital está basada en una arquitectura cliente-servidor la misma que permite acceso para datos que relacionan la geografía y la información de distribución, así como datos de facturación para planeamiento y análisis. Este programa llega a tener ventaja sobre otros programas en vista de que intervienen salidas de cálculo pertinente a las pérdidas de energía procesadas y está organizado en cuadros comparativos en conjunto con factores de pérdidas establecidas de la misma forma en que tiene resultados de calidad de producto organizado de acuerdo alineamiento en base metodológica de la NTCSE.

### III. METODOLOGÍA

#### 3.1. Tipo y diseño de investigación

##### **Tipo de investigación**

Para esta investigación se aplicó la investigación aplicada de enfoque cuantitativo, ya que se hizo uso del análisis del comportamiento operativo de una red de media tensión que experimenta pérdidas técnicas, así como una elevada demanda lo que nos ha permitido resultados cuantitativos tomando como base el índice operativo Internacional del software Sistema DAP10, (paquete de software ofimático desarrollado por GIS – Geographic Information System) aplicado en el esquema de distribución de energía de La Libertad.

##### **Diseño de investigación**

Diseño no experimental: explicativo longitudinal

- En vista que no tienen una relación causal preexistente
- En vista que no solo describe el problema hallado (pérdidas técnicas) sino que también busca hallar y explicar las causas del problema.
- No experimental, porque no se manipula ni interviene deliberadamente y en ningún real el momento supuesto de la interacción entre las variables (Hernández, 2017) (pérdidas técnicas que experimentan las sub estaciones y la implementación de la metodología de flujo cero).

#### 3.2. Variables y operacionalización

**Variable 1 (Variable Independiente):** Metodología flujo cero (*Flux zero aplicado desde DAP10*)

##### **Definición conceptual**

Análisis del comportamiento operativo de una red de media tensión que experimenta pérdidas técnicas, así como una elevada demanda lo que nos ha permitido resultados cuantitativos tomando como base el índice

operativo Internacional del software Sistema DAP10, por medio de la aplicación, calculo y de programa equilibrio la carga y usuarios de los circuitos de media tensión. (Méndez, 2019)

### **Definición operacional**

Análisis del comportamiento de redes e implementación de propuesta para reducir perdidas de origen técnico, logrando mejora en el comportamiento operativo de la red de energía analizada.

### **Indicadores**

Modelación de red eléctrica de distribución que experimenta pérdidas técnicas (estado actual) y maniobras.

Modelación de red eléctrica de distribución que experimenta pérdidas técnicas (estado actual) y con obras de inversión y maniobras mediante flujo cero (estado propuesto mediante flujo cero)

### **Variable 2 (Variable Dependiente): Pérdidas técnicas**

#### **Definición conceptual**

Unidades deducibles como producto unitario de una planta generadora o sub estación de energía pérdidas durante su transmisión a través de redes eléctricas, lo que incluye pérdidas técnicas en líneas y equipos de redes eléctricas, causadas por procesos físicos que ocurren durante la transmisión de electricidad de acuerdo con las características técnicas y modos de operación de líneas y equipos Seregni (2019)

#### **Definición operacional**

Medición inicial y final de las pérdidas técnicas en líneas y equipos de redes eléctricas.

#### **Indicadores**

Diferencial de energía producida / recibida versus energía entregada a usuarios

Energía tarifada a usuarios

$$\text{Energía distribuida} = (\text{pérdidas de redes secundarias} + \text{pérdidas de transformadores} + \text{pérdidas de medidores de energía} + \text{perdidas en acometidas} + \text{pérdidas de alumbrado público}) - \text{energía tarifada}$$

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

**Población:** en razón de la naturaleza de la presente investigación se ha considerado a la población de estudio en 250 subestaciones de 10 radiales del casco urbano de Hidrandina que cubre el centro histórico y urbanizaciones aledañas.

El uso de la muestra en base al análisis en base a DAP10 en sub estaciones se aplicado con éxito en otras investigaciones locales. (Tejada, 2018)

En investigaciones de sub estaciones de distintas características, con similares instalaciones se ha demostrado simulaciones exitosas, (Uceda, 2017)

#### **Muestra:**

La población estuvo compuesta por las subestaciones de energía en HI0032 conectadas a MT TSU0010 de La Libertad

Si se aborda una subestación, el 97% de las veces el dato que mediremos estará en el intervalo  $\pm 7\%$  respecto al dato que se toma para implementar el cálculo de mejoras desde DAP1. Hallándose de suficiencia con abordar 01 sub estación.

### 3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

#### **Técnicas de recolección de datos**

Ficha de registro: se hace un registro del consumo de energía en cada sub estación y se compara finalmente con la suma total del consumo registrado en los suministros locales y correspondientes a cada su estación.

Tamayo (Tamayo, 2017) menciona que; el uso de las fichas de registro es una herramienta precisa en cuanto al vertido estadístico que necesita una investigación corroborable y aceptable científicamente.

Base de datos: se obtiene una base de datos actualizada de la topología existente del hardware que compone el tendido de la red de las sub

estaciones y se evalúa las cargas máximas y mínimas en las horas pico de consumo.

### **Instrumentos de recolección de datos**

Fichas de registro

Software DAP10

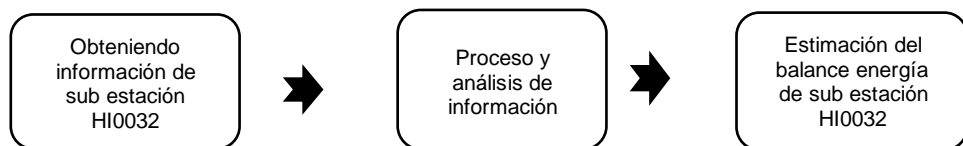
Formatos de hojas de inspecciones

Pinzas de amperometría

Hojas ofimáticas de calculo

### **3.5. Procedimientos**

Se ha obtenido información del estado actual de las sub estaciones de energía en HI0032 de MT TSU0010, La Libertad, cuyos datos se analizaron utilizando el software Sistema DAP10, por medio de la aplicación, calculo y de programa equilibrio la carga, obteniendo las pérdidas de carácter técnico, estimando el balance necesario para hacer mejoras.



### **3.6. Método de análisis de datos**

Se obtiene datos de la operación de las subestaciones HI0032, que fueron procesadas, en base a un modelado y aplicando los conocimientos de ingeniería eléctrica, con métodos cuantitativos, estadísticos, deductivos e inductivos, hallando los parámetros del sistema eléctrico evaluado. Se vaciaron datos de las fichas de registro: para evaluar el consumo de energía en cada sub estación y se comparó finalmente con la suma total del consumo registrado en los suministros locales y correspondientes a cada su estación. Se define la aplicación de la metodología flujo cero por medio de los datos calculados en base al software Sistema *DAP10*, por medio de la aplicación, calculo y de programa equilibrio la carga y usuarios de los circuitos de media tensión; basados en la base de datos: actualizada de la topología existente



del hardware que compone el tendido de la red de las sub estaciones y se evalúa las cargas máximas y mínimas en las horas pico de consumo. Al finalizar ambos análisis se exportaron a una calculadora ofimática de Microsoft Office 2016 (Microsoft Excel 2016), donde se graficaron barras.

### **3.7. Aspectos éticos**

Se ha sometido la presente investigación a los criterios éticos del Comité de ética de la Universidad César Vallejo con una declaratoria de autenticidad y la revisión porcentual de programas de control anti plagio por medio de la suscripción docente (*turnitin*) con un control porcentual adecuado y acepto a los asesores de investigación y el jurado

Se le ha brindado la honra y valía correspondiente a cada autor citado por medio de citarles en la bibliografía y teoría (Norma ISO 690 – referencia numérica) tanto en nombre como en sus conocimientos en donde se ha utilizado el fruto de su intelecto para argumentar y/o sostener el contenido científico de esta investigación. (Amaya, 2020)

Se ha respetado la veracidad y la privacidad corporativa de los datos obtenidos de la muestra estudiada. (Sub estaciones)

## **IV. RESULTADOS**

En conformidad con el objetivo específico 1: se procede a diagnosticar el estado de la sed hi0032, para conocer demandas de los clientes, estadísticas de pérdidas y equipamientos electromecánicos.

### **4.1. Diagnóstico del estado SED HI0032, para conocer, demandas de los clientes, estadísticas de perdidas, equipamientos electromecánicos.**

#### **4.1.1. Demandas de los clientes**

Las sub estaciones de distribución intervenidas están ubicadas en la Urbanización San Andrés III etapa Cuadra 07 y provee de energía a una buena parte de la Urbanización San Andrés, sus instalaciones tienen un modelo arquitectónico denominado “caseta” con una tensión media de 10kV y una frecuencia estable de 60 Hertz, así como un tablero de distribución en baja tensión de tipo barras. Se compone de celdas de barra en cobre interconectado, facilitado para que se puedan instalar componentes eléctricos, terminaciones de tensión media y transformador.

#### **Especificaciones de la red subterránea**

Se compone de siete cables de cobre configurados de forma radial y distribuida en circuitos (A hasta G) trifásicos y con un nivel de tensión de 230 V (03 hilos /delta) cuya longitud y diámetro son diversos.

**Tabla 1.** Longitud/ calibre de salida de la sub estación

Circuitos	Clase	Tipo de Material	Calibre en (milímetros)	Medida (Kms.)
Circuito A	Clase S	Cobre	3 x 10	0.1341
Circuito A	Clase S	Cobre	3 x 35	0.0565
Circuito B	Clase A	Aluminio	3 x 10	0.114
Circuito B	Clase S	Cobre	3 x 34	0.3072
Circuito B	Clase S	Cobre	3 x 10	0.361
Circuito B	Clase S	Cobre	3 x 151	0.196
Circuito B	Clase S	Cobre	3 x 34	0.354
Circuito B	Clase S	Cobre	3 x 71	0.241
Circuito C	Clase A	Cobre	3 x 11	0.038
Circuito C	Clase S	Cobre	3 x 11	0.189
Circuito C	Clase S	Cobre	3 x 151	0.156
Circuito c	Clase S	Cobre	3 x 35	0.418
Circuito c	Clase S	Cobre	3 x 70	0.432
Circuito D	Clase A	Aluminio	3 x 25	0.086
Circuito D	Clase A	Cobre	3 x 25	0.063
Circuito D	Clase S	Cobre	3 x 10	0.635
Circuito D	Clase S	Cobre	3 x 150	0.171
Circuito D	Clase S	Cobre	3 x 35	0.388
Circuito D	Clase S	Cobre	3 x 70	0.099
Circuito E	Clase S	Cobre	3 x 70	0.294
Circuito E	Clase S	Cobre	3 x 10	0.092
Circuito E	Clase A	Cobre	3 x 35	0.517
Circuito E	Clase S	Cobre	3 x 70	0.099
Circuito F	Clase S	Cobre	3 x 25	0.26
Circuito G	Clase S	Cobre	3 x 35	0.18

*Fuente: elaborado por el autor*

## Balance de carga por clientes de la sub estación intervenida

**Tabla 1.1.** Balance de Carga del 2019 y 2020

Periodo	Alumbrado	Energía Distribuida	Consumo	N° Clientes	Energía extraviada	Porcentaje de pérdida
202009	5949	137091.0	143448.0	673	-6357.0	-4.640
202008	6375	138745.0	145906.0	673	-7161.0	-5.150
202007	6584	135376.0	148297.0	671	-9922.0	-7.170
202006	6277	134524.0	143995.0	671	-9471.0	-7.040
202005	6671	141489.0	149253.0	671	-7764.0	-5.490
202004	5953	139407.0	148518.0	671	-9111.0	-6.540
202003	5943	137257.0	150488.0	671	-13231.0	-9.640
202002	5336	138104.0	144821.0	669	-6717.0	-4.850
202001	6020	147100.0	151311.0	668	-4212.0	-2.850
201912	5257	130903.0	156598.0	664	-25695.0	-19.630
201911	5466	132614.0	147306.0	665	-14692.0	-11.080
201910	5733	136187.0	146652.0	665	-10466.0	-7.680
201909	5651	132430.0	141985.0	663	-9556.0	-7.220
201908	5810	134990.0	146966.0	663	-11976.0	-8.870
201907	5810	135310.0	143405.0	656	-8095.0	-5.980
201906	5620	129580.0	144803.0	656	-15223.0	-11.750
201905	5811	134989.0	156744.0	655	-21755.0	-16.120
201904	5437	132963.0	156206.0	654	-23243.0	-17.480
201903	5599	152322.0	179239.0	654	-26917.0	-17.670
201902	4712	139128.0	163538.0	654	-24410.0	-17.540
201901	6057	150263.0	161617.0	654	-11354.0	-7.560

*Fuente: elaboración del autor*

Se ha logrado identificar 13 suministros que figuran conectados a la Sub estación 32 pertenecientes a circuitos aledaños de subestaciones diferentes a la intervenida las que significan un total de 18427 kWh.

### **Tasa promedio de crecimiento de consumo de energía de la sub estación HI0032**

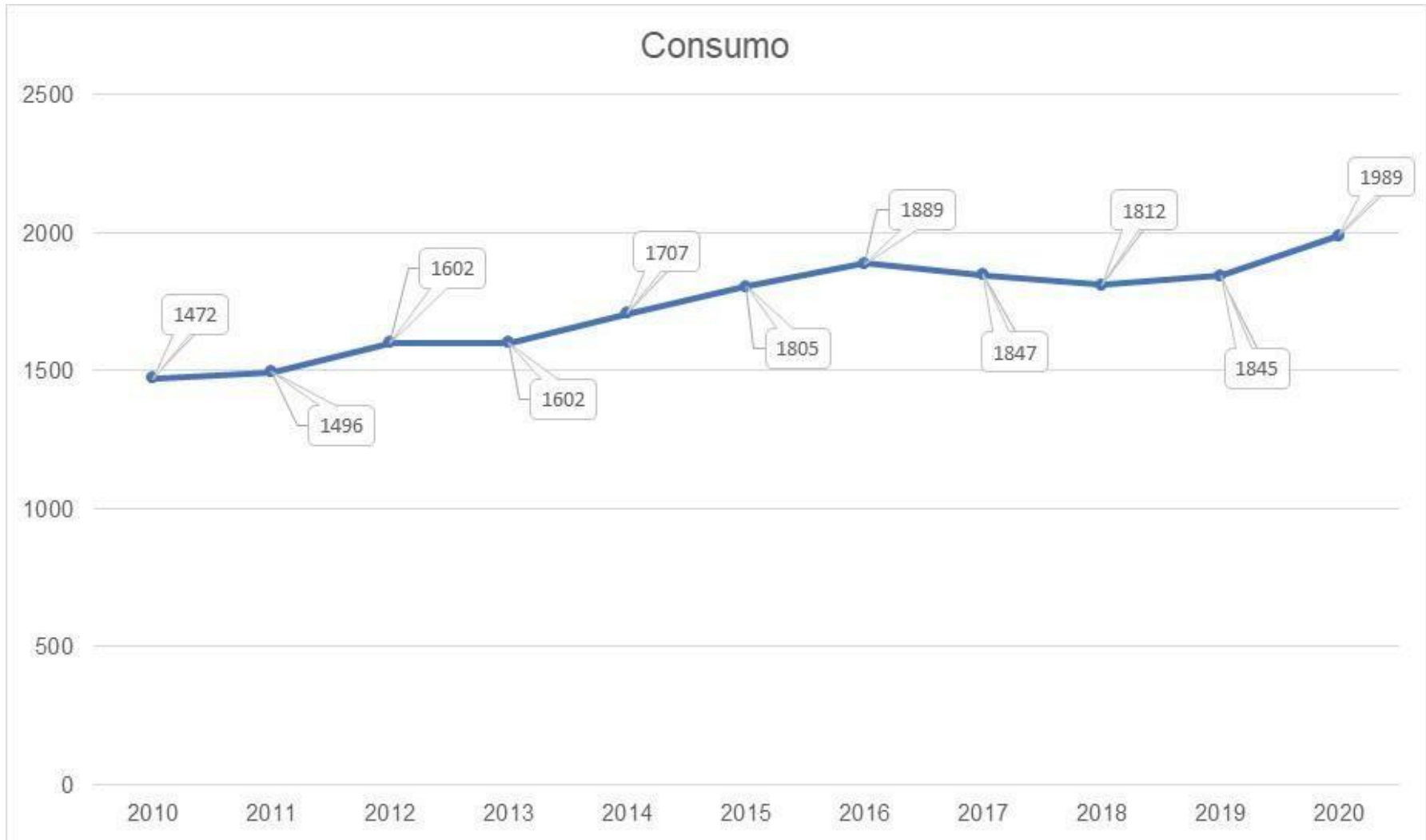
En base a la conexión de medidores de baja tensión anexados a la sub estación (636 en promedio) y con una tasa promedio de crecimiento en consumo registrado:

**Tabla 2.** Promedio de aumento de consumo de energía de sub estación (en base a 636 conexiones)

Sub estación	Año	Consumo
HI0032	2010	1472
HI0032	2011	1496
HI0032	2012	1602
HI0032	2013	1602
HI0032	2014	1707
HI0032	2015	1805
HI0032	2016	1889
HI0032	2017	1847
HI0032	2018	1812
HI0032	2019	1845
HI0032	2020	1989

*Fuente: Elaboración Hidrandina*

En base al estudio aritmético del cuadro, se puede deducir la evolución del consumo desde 1472 MW/h hasta los 1989 MW/h.



**Figura 1.** Promedio de aumento de consumo de energía de sub estación (en base a 636 conexiones)

Fuente:

Elaboración del autor

### Compensaciones entregadas por Sub/sobre tensión en la sub estación

La norma técnica de calidad para la atención de servicios eléctricos en zonas urbanas que se debe entregar un Rango de  $\pm 5\%$  entre los valores de 210 V para la sub tensión y 231 V para la sobre tensión de la Sub Estación dentro de la que se identificaron una cantidad de 10 suministros a las que se le reportaron compensaciones por mala calidad de producto entregado (Energía), está basada en parámetros eléctricos en base a mediciones de suministros de clientes.

**Tabla 3.** Compensaciones entregadas por Sub/sobre tensión en la sub estación

Cliente	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	Ago-19	Set-19	Oct-19	Nov-19	Total
46079835	1.470	0.343	0.399	1.272	1.360	1.406	1.450	1.442	1.432	1.710	1.485	13.769
46082044	3.927	1.624	1.862	4.194	4.119	4.156	3.930	3.966	3.940	4.230	4.372	40.320
47223666	5.6346	1.930	1.123	4.151	2.088	3.980	3.700	3.697	6.964	4.190	4.719	36.542
Total	5.397	3.897	3.384	9.617	7.567	9.542	9.080	9.105	12.336	10.130	10.576	90.631

Fuente: Elaboración Hidrandina



**Figura 2.** Compensaciones entregadas por Sub/sobre tensión en la sub estación.

*Fuente: Elaboración del autor.*



En la figura se puede apreciar el monto evolutivo de las compensaciones referenciadas para el año 2019, dónde se puede observar una tendencia creciente como resultado del incremento de la facturación de energía en las acometidas de los clientes seleccionados.

### **Monitoreo de parámetros eléctricos: Tensión de barra (Sell Out del transformador)**

Se obtiene datos a partir de mediciones en el transformador (barra de salida), siendo información necesaria para el cálculo DAP 10.

**Tabla 4.** Tensión por fases (mínima y máxima)

Fase	mínima (Voltios)	máxima (Voltios)
R/S	231	247
S/T	231	246
R/T	231	248

*Fuente: Elaboración del autor*

### Diagrama de carga y máxima demanda



**Figura 3. Cuadro de carga máxima**

*Fuente: Elaboración del Autor*

En conformidad con el objetivo 2: se procede a analizar las fallas del sistema actual para conocer el estado de pérdidas.

#### **4.1.1. Estadísticas de las pérdidas**

##### **Cálculo de pérdidas**

Una vez ingresados los datos a la aplicación se ha procedido al cálculo, con la finalidad de obtener la información que indique los detalles de parámetros distancias calibres y el producto de la topología que detalla las pérdidas eléctricas de energía de origen técnico en el subsistema analizado mediante el software.

**Tabla 5.** Información de pérdidas técnicas**Subestación HI0032****Pérdidas totales****Valor**

---

Potencia activa (SP)	kW	351.3
Demanda + Pérdidas	kW	422.1
Total, de potencia	%	13.73
Total, de energía	%	9.89
Pérdidas en líneas AP y SP		
Potencia en líneas de servicio particular	kW	57.9
Potencia en líneas de alumbrado público.	kW	11.6
Potencia en líneas de alumbrado y servicio particular	%	13.72
Energía en líneas de alumbrado y servicio particular	%	9.41
Pérdidas en acometidas		
Potencia en acometidas	kW	0.991
Potencia en acometidas	%	0.23
Energía en acometidas	%	0.16
Pérdidas en medidores		
Potencia en medidores	kW	0.712
Potencia en medidores	%	0.17
Energía en medidores	%	0.31

*Fuente: elaboración del autor*

**Perdidas de origen técnico en los circuitos:** Se puede apreciar en siguiente cuadro:

**Tabla 6.** Pérdidas totales por sub estación

<b>Circuitos</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
Clientes comunes	U	20	161	192	196	52	1	28
Clientes mayores	U	0	5	1	1	1	0	0
Red de baja tensión	Km	0.19	1.57	1.23	1.44	1	0.26	0.18

*Fuente: Elaboración del autor*

**Tabla 7.** Totalidad de Pérdidas

<b>Circuitos</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
Potencia activa (SP)	kW	8.13	66.13	110.79	88.32	65.68	1.59	11.14
Potencia reactiva	Kvar	3.46	27.85	46.94	37.49	31.47	0.68	4.75
Demanda + Pérdidas	kW	8.31	75.23	131.91	94.31	100.02	1.61	11.41
Total, de potencia	%	1.7	5.85	14.15	3.54	31.21	0.81	2.03
Total, de energía	%	1.66	4.41	10.06	2.91	23.21	0.68	1.8

*Fuente: Elaboración del autor*

**Tabla 8. Líneas AP y SP**

<b>Circuitos</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
Potencia en líneas de servicio particular	kW	0.1412	4.3986	18.66	3.34	31.22	0.013	0.2317
Potencia en líneas de alumbrado público.	kW	0	0	0	0	0	0	0
Potencia en líneas de alumbrado y servicio particular	%	1.7	5.85	14.15	3.54	31.21	0.81	2.03
Energía en líneas de alumbrado y servicio particular	%	1.11	3.92	9.7	2.34	22.89	0.53	1.33

*Fuente: Elaboración del autor*

**Tabla 9. Pérdidas en las acometidas**

<b>Circuitos</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
Potencia en acometidas	kW	0.0139	0.1318	0.2116	0.2547	0.3741	0.0009	0.0043
Potencia en acometidas	%	0.17	0.18	0.16	0.27	0.37	0.06	0.04
Energía en acometidas	%	0.11	0.12	0.11	0.18	0.27	0.04	0.02

*Fuente: Elaboración del autor*

**Tabla 10. Pérdidas en los medidores**

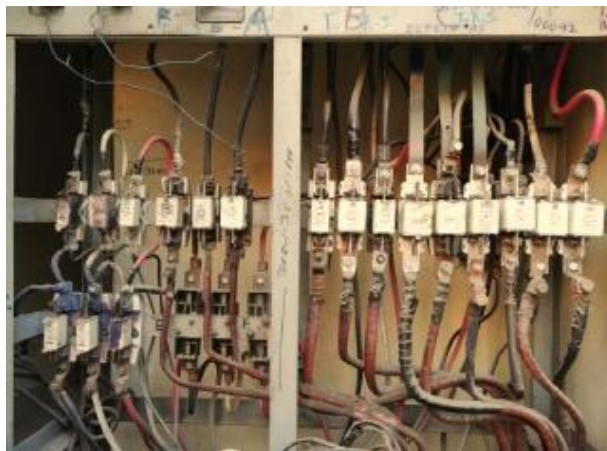
<b>Circuitos</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
Potencia en medidores	kW	0.0231	0.1833	0.2348	0.2464	0.1027	0.0011	0.032
Potencia en medidores	%	0.28	0.24	0.18	0.26	0.1	0.07	0.28
Energía en medidores	%	0.45	0.4	0.29	0.41	0.14	0.12	0.46

*Fuente: Elaboración del autor*

**4.1.2. Equipamientos electromecánicos:** Los componentes de la sub estación son

#### **Tablero de baja tensión (distribución)**

Esta sub estación dispone de un tablero para distribución en baja tensión que recibe flujo energético del transformador (distribución) por medio de conductores de 241 mm<sup>2</sup> (03 fases R, S; T) en este mismo equipo está instalado el sistema de protección de choque eléctrico para baja tensión, tal como aparece en la 01(17).



**Figura 4.** Tablero de baja tensión (distribución)

Fuente: registro del autor

#### **Protectores fusibles de tensión baja**

Utiliza fusibles de tipo NH en conformidad con el conductor de la red (52 – 400 Amperes) hasta un punto límite de tensión de 500V. (Ver figura 02)



**Figura 5.** Fusibles – tensión baja.

Fuente: Registro del autor

## **Transformador de distribución (Trifásico)**

El transformador de distribución o transformador de servicio es un transformador que proporciona la conversión final de la tensión en el sistema de distribución de energía, reduciendo la tensión utilizada en las líneas de distribución al nivel utilizado por el cliente.

Si están instalados en un poste de red, se denominan transformadores de polos. Si las líneas de distribución están ubicadas a nivel del suelo o subterráneas, los transformadores de distribución se instalan sobre soportes de hormigón y se fijan en carcasas de acero, por lo que se conocen como grifos de distribución, transformadores de instalación en el sitio, tal como es el caso del SED HI00032.

Por lo general, los transformadores de distribución tienen una clasificación de menos de 200 kVA, aunque la normativa peruana permite que los dispositivos de hasta 5000 kVA se designen como transformadores de distribución. Dado que los transformadores de distribución se energizan las 24 horas del día (incluso si no llevan carga), la reducción de las pérdidas de acero juega un papel importante en su diseño. Dado que generalmente no funcionan a plena carga, están diseñados para una máxima eficiencia con cargas más bajas. Para mejorar la deficiencia, la regulación de voltaje en estos transformadores debe mantenerse al mínimo. Por lo tanto, están diseñados con reactancia de fuga baja en la instalación de la SED HI00032 tiene las siguientes características.

El tipo de fabricación es para uso interior, e instalado en una celda, se conecta con las bobinas (Primaria y secundaria). Sistema de 03 hilos 10/.23 kV. (Ver figura 03)



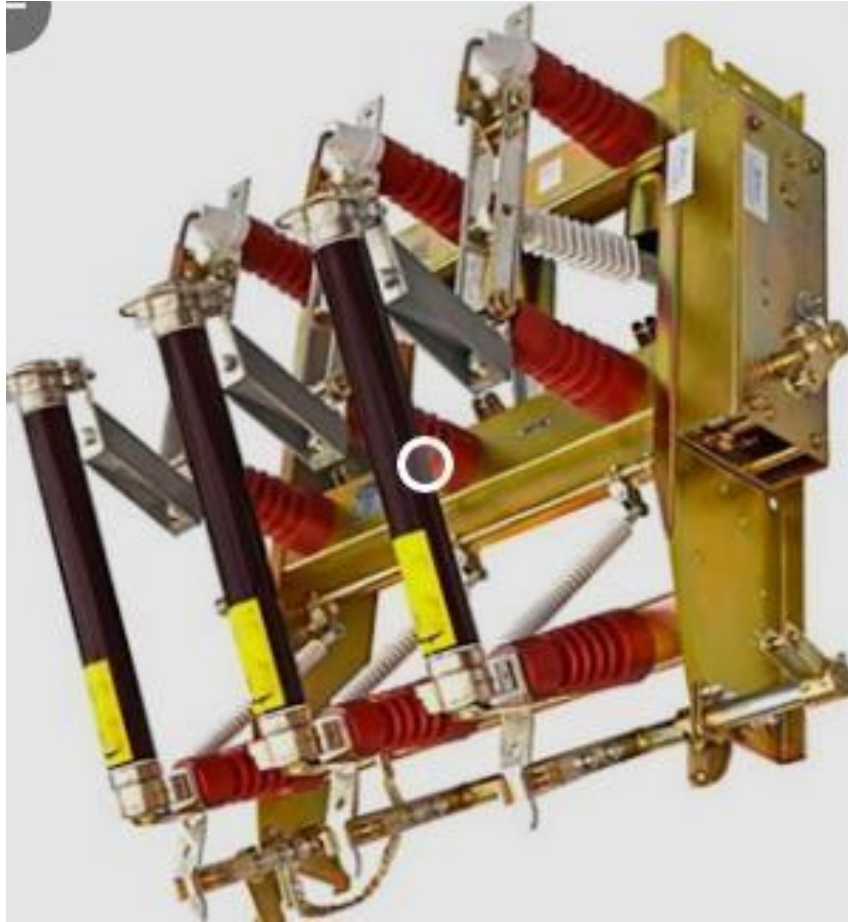


**Figura 6.** Transformador trifásico (distribución)

Fuente: Registro del autor

### **Seccionador para media tensión**

En la SED HI00032 se usa para seccionar los circuitos a hasta el circuito G de acuerdo a la necesidad de la intervención técnica. El de la SED HI00032 está construido con unos bastidores de acero galvanizado de características anticorrosivas. Su flecha de acción se activa en giro en bujes anticorrosivos y antifricción para prevenir la oxidación y el desgaste. La frecuencia con la que se ha reemplazado en SED HI00032 denota que se mantienen en perfectas condiciones por largo tiempo. La intervención humana para su operación es bastante sencilla.



**Figura 7.** Seccionador de media tensión

Fuente: IE Inter eléctricas de Colombia

### **Fusibles de media tensión**

Los fusibles de alto voltaje y alta potencia que se usan en la SED HI00032 se adquieren por estar diseñados para proteger los dispositivos de alto voltaje para las líneas eléctricas, transformadores, motores, bancos de condensadores de los efectos térmicos y dinámicos de la corriente de cortocircuito, sobrecargas, así como del aumento de temperatura incontrolado (cuando se usan fusibles). Debido a la facilidad de instalación y las reducidas dimensiones totales de los fusibles, son una solución ideal en los casos en que el uso de otros tipos de protección requeriría altos costos, teniendo en cuenta el costo de todo el sistema. La nueva generación de fusibles de corte

térmico - THERMO - series WT-D y WT-E está diseñada para proteger equipos donde un parámetro crítico es el aumento de temperatura tanto dentro del fusible como en el espacio circundante. En el caso de las fallas que se derivan de la intromisión de animales terrestres y aéreos, son de vital importancia dentro de la caseta de la sub estación Hi0032, tomando en cuenta el registro de incidentes del año 2020.



**Figura 8.** Fusible limitador para corriente

Fuente: [HTTP/integras.mx](http://integras.mx)

### **Medidores (Indirecto y directo)**

Indirecto: Se usa para medir el consumo de energía de la distribución proveniente de la sub estación (Electromecánico/trifásico) Directo: Mide el consumo del alumbrado público.



**Figura 9.** Medidores de distribución de acometidas y medidor de alumbrado.

Fuente: Registro del autor

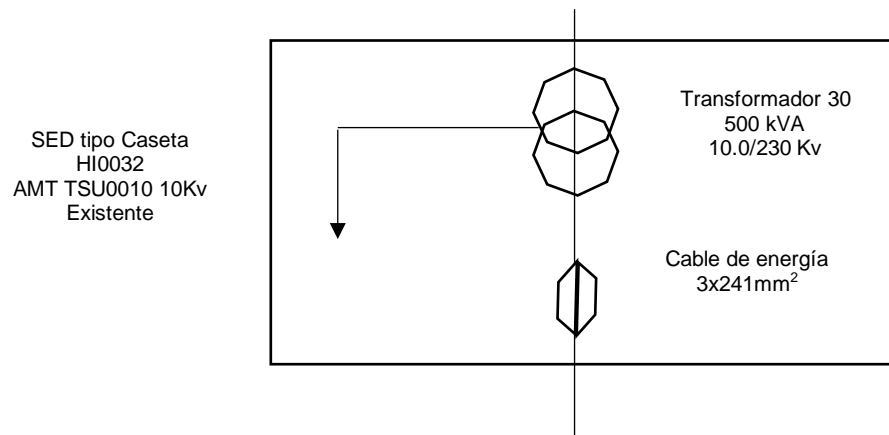
## **Equipos de medida de la sub estación**

### **a) Transformador de corriente**

Debido a que la corriente en el sistema de potencia es elevada los relés de protección, así como el instrumental de medida no se deben conectar directamente. La presencia de los equipos electromecánicos involucrados en la red de la sub estación HI0032 facilitara la identificación de las pérdidas técnicas en baja tensión, para el mapeo y etiquetado del balance energético. Tener cocimiento sobre este equipamiento electromecánico es parte de los requerimientos metodológicos de esta investigación, así como de la determinación de precios en la simulación de nuevos circuitos, (C1, B1; U, Z, etc.)

Esta es la finalidad de la instalación electromecánica de los transformadores de medida, cuya función es adaptar la corriente elevada, a otros valores que sean compatibles con los

instrumentos de medición, así como prestar aislamiento de relés y los respectivos instrumentos para corriente nominal.



**Figura 10.** Diagrama unifilar de salida

#### **b) Medidor totalizador directo**

El medidor totalizador directo se utiliza cuando el volumen de energía que registra es bastante pequeño y está relacionado con potencias menores a los 70 kW. La presencia de los equipos electromecánicos involucrados en la red de la sub estación HI0032 facilitara la identificación de las pérdidas técnicas en baja tensión, para el mapeo y etiquetado del balance energético. Tener conocimiento sobre este equipamiento electromecánico es parte de los requerimientos metodológicos de esta investigación, así como de la determinación de precios en la simulación de nuevos circuitos, (C1, B1; U, Z, etc.) y las respectivas sub estaciones simuladas desde DAP10. La presencia de los equipos electromecánicos involucrados en la red de la sub estación HI0032 facilitara la identificación de las pérdidas técnicas en baja tensión, para el mapeo y etiquetado del balance energético.

#### **c) Medidor totalizador indirecto**

El medidor totalizador indirecto registra la energía que se entrega para más de un cliente y es un medidor de subestación

para distribución que surte a un alimentador de tensión debido al volumen importante de registro de energía es trifásico e indirecto y se conecta a la red eléctrica por medio de transformadores de corriente transformadores de tensión transformadores de medida en la manera en que la medición se realiza puede ser de alta tensión o media tensión. La presencia de los equipos electromecánicos involucrados en la red de la sub estación HI0032 facilitara la identificación de las pérdidas técnicas en baja tensión, para el mapeo y etiquetado del balanceo energético. Tener conocimiento sobre este equipamiento electromecánico es parte de los requerimientos metodológicos de esta investigación, así como de la determinación de precios en la simulación de nuevos circuitos, (C1, B1; U, Z, etc.)

## DIAGRAMA UNIFILAR

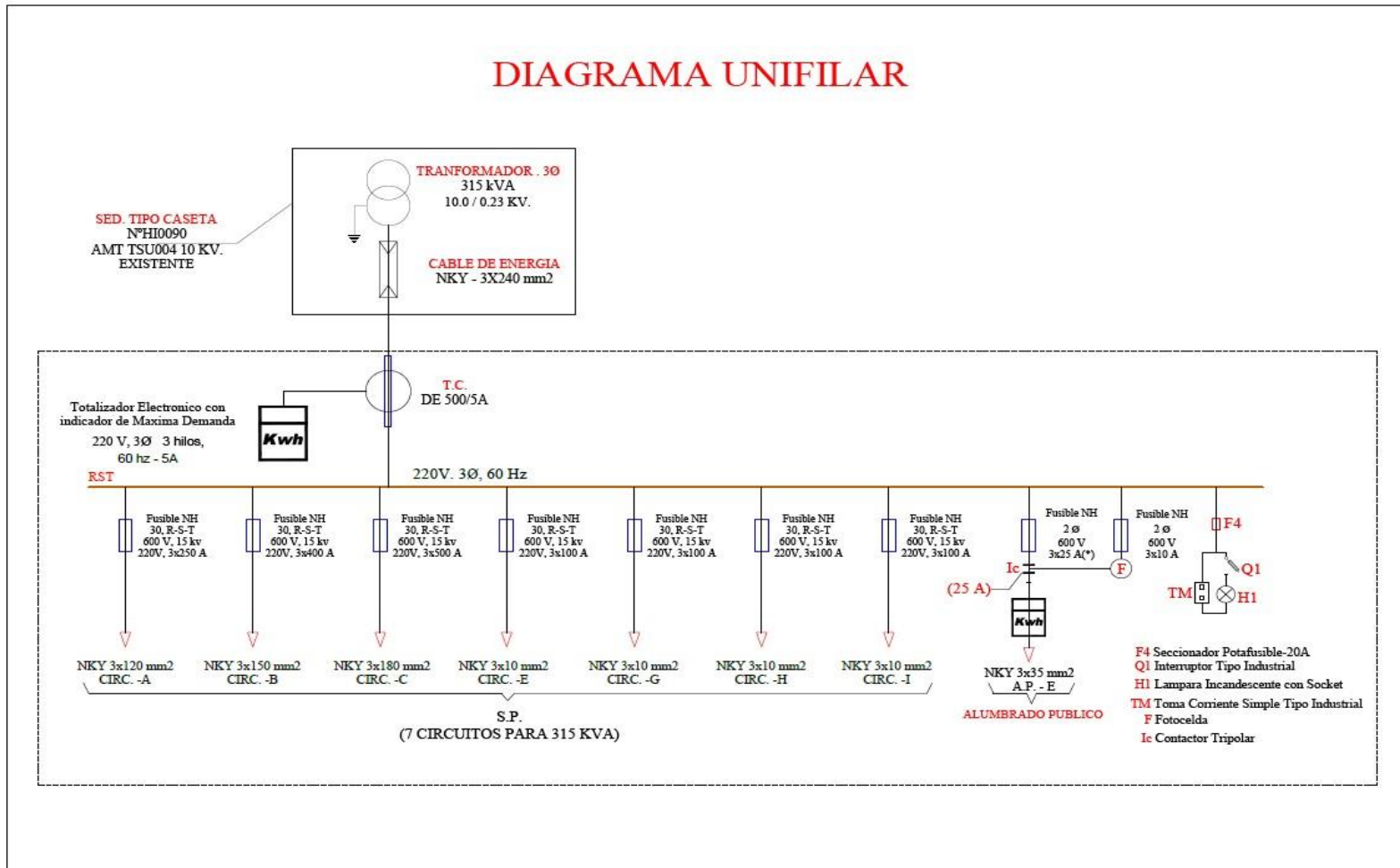


Figura 11. Diagrama unifilar de salidas de circuitos y celda de transformación

Fuente: Elaboración del autor

El diagrama unifilar del tablero de sub estación desde la llegada en media tensión, así como el detalle de la salida de los diversos circuitos y la celda de transformación describe los elementos involucrados en la descripción del equipamiento electromecánico.

### **Equipamiento electromecánico para los circuitos A hasta circuito G de distribución de baja tensión en SED HI00032.**

#### **d) Circuitos de baja tensión**

La presencia de los equipos electromecánicos involucrados en la red de la sub estación HI0032 facilitara la identificación de las pérdidas técnicas en baja tensión, para el mapeo y etiquetado del balance energético. La presencia de los equipos electromecánicos involucrados en la red de la sub estación HI0032 facilitara la identificación de las pérdidas técnicas en baja tensión, para el mapeo y etiquetado del balance energético.

La metodología para calcular el flujo de potencia es de NewtonRaphson que resuelve ecuaciones de flujo, polarizando los errores  $DQ$  y  $dQ$ , en todas las barras incluyendo y considerando los límites específicos implementados por la norma por medio del cual se resuelven ecuaciones de flujo de potencia en coordenadas rectangulares con la diferencia del voltaje de barra que viene calculado en flujos muy pequeños.

Tener conocimiento sobre este equipamiento electromecánico es parte de los requerimientos metodológicos de esta investigación, así como de la determinación de precios en la simulación de nuevos circuitos, (C1, B1; U, Z, etc.) en el caso de las mediciones consideradas para dichos circuitos:

<b>Circuitos</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>
Demanda + Pérdidas	kW	8.31	75.23	131.91	94.31	100.02	1.61	11.41



El uso del programa computacional DAP10 de *Geografic Information System* permite el análisis, así como el diseño de diversos sistemas eléctricos para la distribución de media y baja tensión teniendo, como base el cálculo de flujo de potencia, así como la calidad del producto de pérdidas de potencia y energía; tomando en cuenta el algoritmo de cálculo para la implementación de líneas eléctricas de tipo radial que se evidencia en desequilibrios de carga.

#### **e) Cableado subterráneo**

Los cables subterráneos son las instalaciones de cableado que van enterrados en forma directa o indirecta en el interior de ductos a las galerías que se ubican debajo de los terrenos de la Urbanización San Andrés y que forman parte de los circuitos que distribuyen energía desde la subestación HI00032. En el caso del montaje de la subestación HI00032 y sus respectivos circuitos están directamente enterrados en canales entubados en bandejas y soportes adosados en la pared.

En el caso de las instalaciones, la temperatura máxima admisible de los conductores de cable; en conformidad con el régimen permanente de operación, cuentan con aislamiento de papel y termoplástico que puede alcanzar hasta 80 grados centígrados y en caso de cortocircuito pueden tolerar hasta 160 grados centígrados durante poco espacio de tiempo.

En cuanto a la capacidad de corriente de los cables subterráneos la norma peruana prevé convencionalmente que las condiciones normales de operación de profundidad no excedan los 60 cm. En el caso de las instalaciones previstas para la subestación HI00032 se muestra en la siguiente tabla la capacidad de corriente para el

cableado multipolar o sistema de cables unipolares que tienen un aislamiento directo NKY para 0,6/1kV.

**Tabla 11.** Capacidad de conductores

**Sección      Conductor de Corriente 2 conductores De 3 y 4 conductores  
alterna sin armadura**

mm <sup>2</sup>	A	A	A	A
1.5	-	-	30	26
15	-	-	40	35
4	-	-	52	45
6	-	-	65	57
10	-	-	87	76
16	-	-	115	100
25	172	147	150	130
35	205	175	180	165
50	241	207	220	195
70	294	254	270	240
95	350	303	320	290
120	395	345	365	330
150	441	387	410	370
183	494	437	470	415
240	567	507	540	480
300	631	571	610	545
400	711	654	695	613
500	781	731	-	-

Fuente: Hidrandina

**f) Conductores de acometidas**

Tener cocimiento sobre este equipamiento electromecánico es parte de los requerimientos metodológicos de esta investigación, así como de la determinación de precios en la simulación de nuevos circuitos, (C1, B1; U, Z, etc. Y de las sub estaciones simuladas)

### **g) Puntos de entrega**

El punto de entrega de baja tensión es aquel punto de conexión a la red donde se entrega la energía al consumidor y se conecta con el sistema de baja tensión por medio de la acometida este puede ser individual o a su vez tener varios clientes como ocurre con los multifamiliares.

### **h) Medidor de energía activa**

Es el instrumento de medición electromecánico que se utiliza para tarifas al cliente registrando su consumo de energía en kilowatts por hora y se instalan medidores monofásicos de 2 y 3 hilos y trifásicos de 3 y 4 hilos en el HI00032 de la Urbanización San Andrés de acuerdo a los requerimientos de energía. Tener conocimiento sobre este equipamiento electromecánico es parte de los requerimientos metodológicos de esta investigación, así como de la determinación de precios en la simulación de nuevos circuitos, (C1, B1; U, Z, etc. Y de las sub estaciones simuladas)

### **Equipamiento electromecánico para alumbrado público en SED HI00032.**

### **i) Las luminarias**

Son aquellos equipos para iluminación que se colocan en los pastorales e incluyen el equipo auxiliar y sus respectivas lámparas e iluminan las veredas de la urbanización San Andrés. III Etapa. En el caso de la comparativa de las nuevas lámparas Led distribuidas por ENEL consumen un 40% de las especificaciones técnicas de las lámparas luminarias anteriores. Lo que no solo cumple con el desarrollo objetivo de la optimización de pérdidas técnicas de la SED HI0032, sino que representan parte de desarrollo sostenible.

#### **j) Pastorales para las luminarias**

Tener conocimiento sobre este equipamiento electromecánico es parte de los requerimientos metodológicos de esta investigación, así como de la determinación de precios en la simulación de nuevos circuitos, (C1, B1; U, Z, etc.)

#### **k) Los postes**

La presencia de los equipos electromecánicos involucrados en la red de la sub estación HI0032 facilitara la identificación de las pérdidas técnicas en baja tensión, para el mapeo y etiquetado del balance energético. Es por eso que, en el caso de los postes, es necesario mencionar que son estructuras de concreto y fierro que deben utilizarse para las instalaciones aéreas existentes en un circuito y se colocan en el borde de la vereda. Se colocan para alumbrado público. Tener conocimiento sobre este equipamiento electromecánico es parte de los requerimientos metodológicos de esta investigación, así como de la determinación de precios en la simulación de nuevos circuitos, (C1, B1; U, Z, etc.)

#### **Equipos externos para el análisis de datos se ha usado Análisis de potencia con Fluke 1740**

Estos se utilizan en el registro de trifásicos para medir la calidad eléctrica y son diseñados para uso diario por los técnicos de Hidrandina con la finalidad de solucionar y analizar los problemas relacionados al suministro y son capaces de hacer un registro de manera simultánea hasta para 500 parámetros y logran tomar registro de eventos en cuanto a calidad eléctrica lo que les permite descubrir intermitencia en los problemas y detectar la calidad del suministro eléctrico por medio del Software pq logo que viene incluido Con este equipo lo que permite

analizar las estaciones la carga o Las acometidas de servicio conforme a la Norma EN 50160.



**Figura 12.** Fluke 1743

### **Cálculo de Fallas**

La evolución por razones de fallas de registro del último año  
Incidentes del 2020

**Tabla 12.** Cálculo de fallas con incidencias 2020

Razón	Intervención	Nivel de pérdidas
Vandalismo	3	Bajo
Animales terrestres	2	Bajo
Animales aéreos	-	Bajo
Rayos	-	Bajo
Falla en transformadores	6	Bajo
Cables bajo tierra	3	Bajo

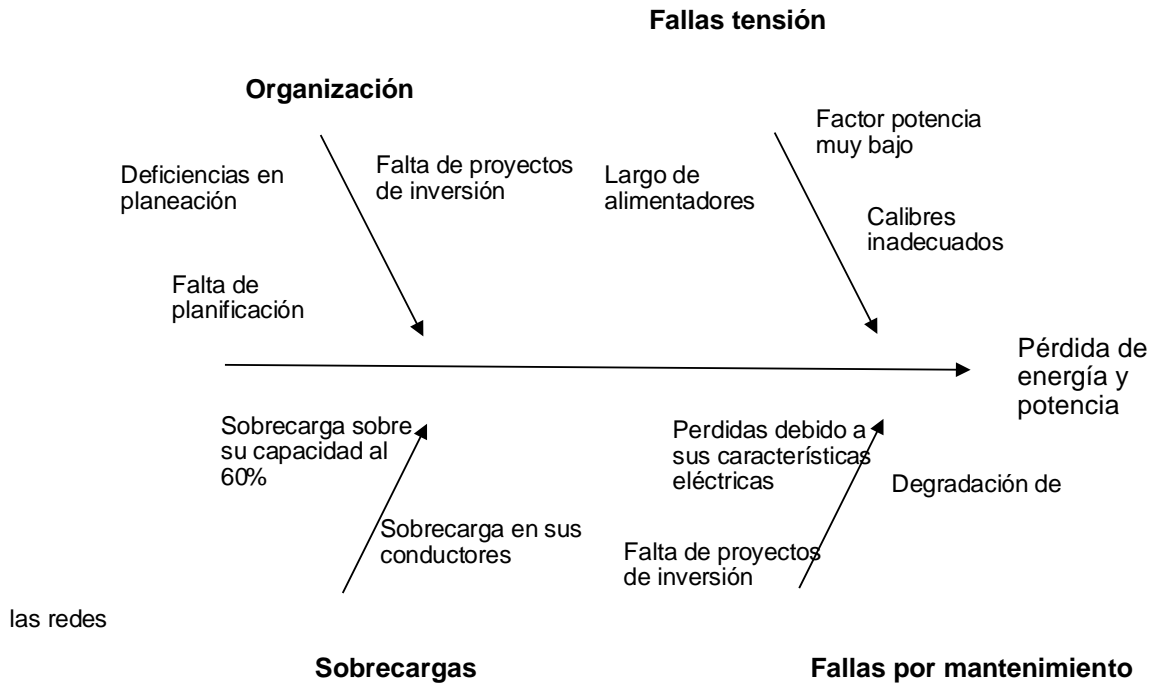
Fuente: registro Hidrandina

En la tabla se aprecia que los factores ajenos al trabajo de prestación de servicios de la subestación HI00032 no tienen mayor incidencia. En el caso de vandalismo, se ha registrados tres eventos, pero solo se tiene detalle de un solo evento: el 5 de noviembre de 2019, los atacantes cortaron una cerradura, ingresaron a la subestación HI0032 y dañaron un transformador al perforar un agujero en él, lo que provocó una fuga de aceite y un corte de energía para los residentes conexión a los circuitos A hasta el circuito G de San Andrés. Esto a pesar de ser un área de mayor peligro, que se advierte mediante letreros especiales colocados en ellas (señalética de peligro). Cualquier interferencia ilegal en el funcionamiento del complejo de la red eléctrica (penetración en instalaciones eléctricas, daños en cerraduras y dispositivos de bloqueo, vallas, señales de seguridad, aislantes, soportes, robo de cables y otros elementos de las instalaciones eléctricas, otras acciones prohibidas en las zonas de seguridad. de las líneas de transmisión de energía) puede provocar una tragedia.

En relación a los incidentes por fallas provocadas por animales terrestres se han ocasionado por intromisión de roedores, lo que ha ocasionado el disparo de fusibles o la acción automático de cuchillas de control de sobrecarga.

## Incidencia de causas para pérdidas técnicas

Se valoran por medio de diagrama de Ishikawa (espina de pescado)



En lo relacionado a la experiencia de pérdidas técnicas de energía; una vez que se ha ejecutado el plan de proyección en las simulaciones para alcanzar el flujo cero se observan valores de pérdidas en potencia de 57,9 y de pérdidas de energía total de 9.88%.

Esto significa la existencia de errores en acometida y medidores, así como se puede apreciar las pérdidas técnicas de 4.41% y 10% y 23% en los circuitos con mayor caída de tensión, hablando sobre los circuitos B, circuito C y el circuito E respectivamente

En conformidad con el objetivo 3: implementar la metodología de flujo de cero, bajo el estudio del DAP10, para hallar las condiciones óptimas de operación.

## **Software DAP10: para descripción de sistemas eléctricos**

El software es una plataforma digital basada en GIS - del sistema geográfico de información - especializado para el planteamiento de sistemas eléctricos de distribución así como su respectivo análisis. Este programa permite diseñar y analizar sistemas eléctricos de distribución de media tensión así como de baja tensión en base al cálculo de flujo de potencia calidad de producto y energía pérdidas de potencia y lo logra por medio de cálculos de algoritmo propios de líneas eléctricas radiales de cargas en desequilibrio y se realiza con datos de entrada y salida que están en la plataforma GIS mundial de base de datos internacional. Esta plataforma digital está basada en una arquitectura cliente-servidor la misma que permite acceso para datos que relacionan la geografía y la información de distribución, así como datos de facturación para planeamiento y análisis. Este programa llega a tener ventaja sobre otros programas en vista de que intervienen salidas de cálculo pertinente a las pérdidas de energía procesadas y está organizado en cuadros comparativos en conjunto con factores de pérdidas establecidas de la misma forma en que tiene resultados de calidad de producto organizado de acuerdo a alineamiento en base metodológica de la NTCSE.

Los valores para la máxima demanda evaluados por medio de instrumental para el monitoreo de una semana: MD = 335.86 kW. En el siguiente gráfico se puede percibir el diagrama de la carga para un período de 24 horas tomadas a partir de las 4:40. En donde se puede apreciar que la máxima demanda se da a las 7:50 como resultado de la Hora punta y tiende a bajar progresivamente hasta que llegan las 3 de la mañana para las horas punta. (ver anexo 03).



### Potencia en el sistema

Una vez que se analiza al instrumento de medición de potencia, se puede dar constancia de valor de potencia aparente versus potencia activa de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Cos } \varphi = 338.9/345.12 = 0.9819$$

### Factor de carga

Resulta de racionalizar el valor promedio de la demanda versus la máxima demanda.

$$FC = \frac{DP}{MD} = \frac{203.85}{337.05} = 0.6048$$

### Factorial de pérdidas

El uso del software DAP 10 requiere como dato el índice del factor pérdida

$$FP = 0.15 \times 0.6 + (1 - 0.5) \times 0.36 = 0.39$$

### Factorial de uso en transformador

Tomado en cuenta el valor del máximo valor de MD (Máxima demanda) y el valor de la potencia instalada:

$$\text{Factorial de Uso} = \frac{MD}{P. Instalada} = \frac{345.12 \text{ kVA}}{500 \text{ kVA}} = 0.69$$

### Cálculo de flujo de potencia con software DAP 10

Una vez que sean considerado los valores necesarios para trabajar con el aplicativo de cálculo para detectar las pérdidas técnicas debido a la mala calidad.



En el diagrama se aprecia los circuitos principales que está analizando en el software, indicando donde están los puntos de estudio.

### Calidad del servicio calculada desde el flujo de potencia

Una vez que se han definido la información acerca de las pérdidas técnicas detalladas en cada circuito se procede a utilizar el programa DAP 10 en la diversidad de circuitos de baja tensión desde la A hasta la G para obtener valores de potencia así como la corriente en cada uno de los tramos analizados de cada circuito para lograr determinar si es que la caída de tensión está dentro de los parámetros regularizados para la prestación de la calidad de servicios eléctricos, es por esto que el flujo de carga del del circuito se toma en cuenta tomando el valor mínimo de cada voltaje en la barra del tablero de 230 V y el punto más alejado del tramo en cada caso.

### Análisis DAP10 del circuito A

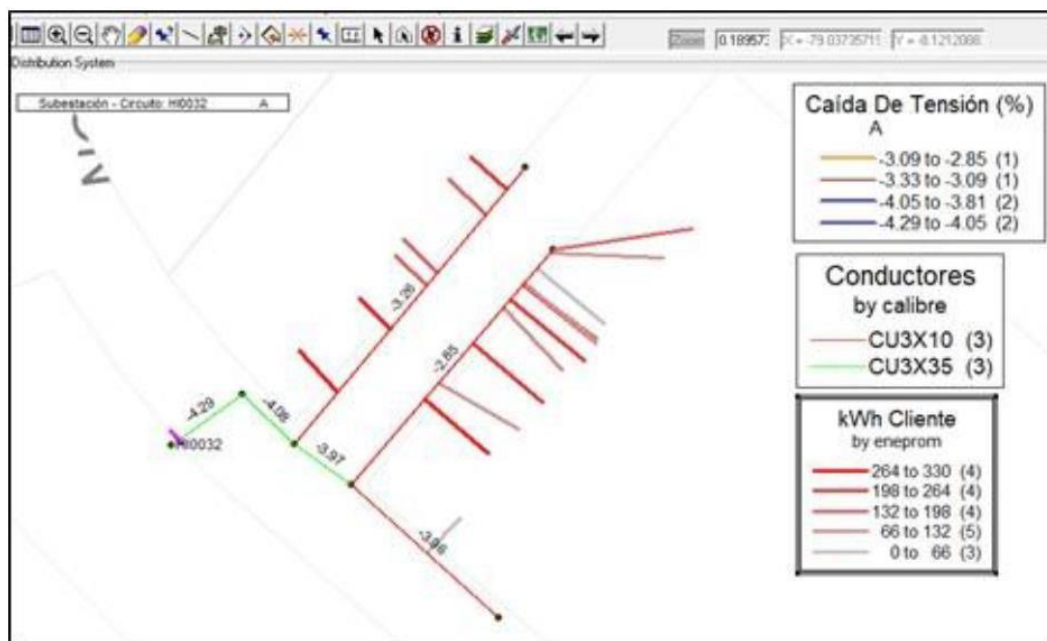


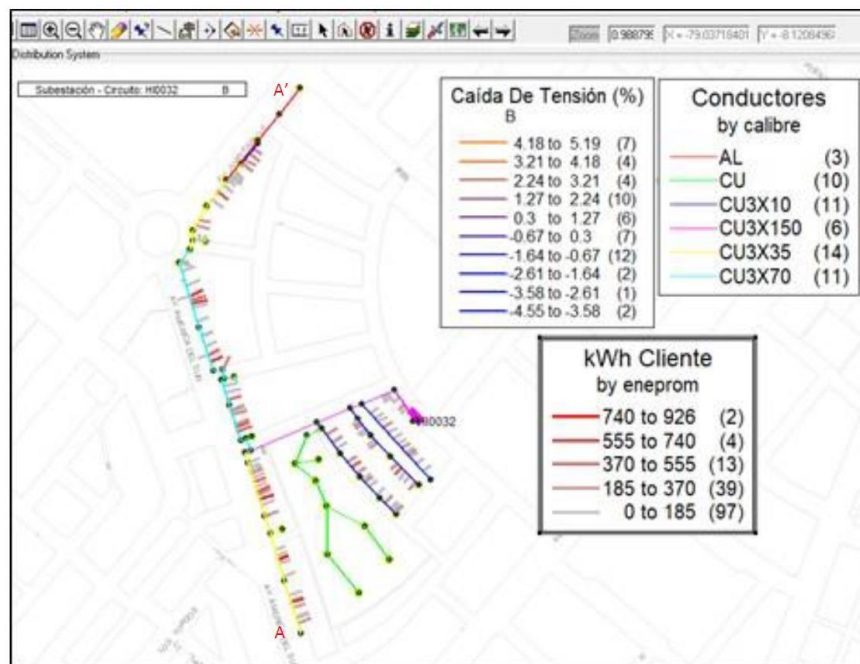
Figura 15. Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito A

Fuente: Elaboración del autor

Una vez que se ha tomado en cuenta los valores mínimos de voltaje de salida desde el tablero de 230 voltios se obtiene resultados de información que apuntan a que el tramo más alejado se halla con un porcentaje de caída en su tensión de 3.09 a 3.85%, lo que se va incrementando en la forma que vaya el circuito incrementando la carga de dicho rango por lo que se prevé que llegara a tener valores positivos cuando se toma en cuenta que el porcentaje permitido es de +/- 5%. En la figura 15 se muestra con el color rojo los datos que indican 254 a 300 kWh suministrada desde la potencia del circuito de 8.13 kW y con una equidistancia de los tramos que suman 0.19 km.

### Análisis DAP10 del circuito B

En este circuito se observa que el rango de caída de tensión por porcentaje es de 4.19 a 5.18% encontrándose dentro del valor límite permitido por la norma. En este se observa que tiene una distancia de tramos sumados de 1.57 km con una potencia en el circuito de 66.14 kilowatts y también se observa una tensión de base de 231 voltios.



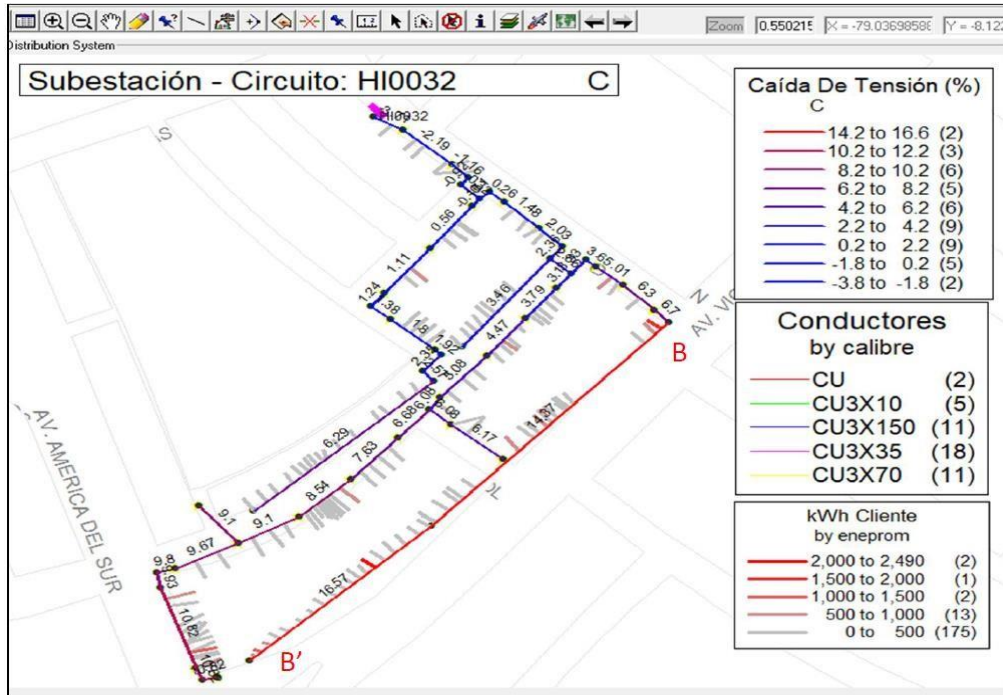
**Figura 16.** Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito B

Fuente: Elaboración del autor

Cómo se puede observar en la figura siguiente se encuentra una salida con circuito de cables de cobre de 3 x 151 mm<sup>2</sup> la oscilación va desde los 745 kWh hasta los 927 kilowatts por hora lo que se desprende del Análisis entre los puntos A y A<sub>1</sub> obteniéndose una Potencia de 29 kW los que se deben retornar a una subestación nueva para que pueda aumentar el porcentaje de caída de tensión en dicho circuito.

### **Análisis DAP10 del circuito C**

Una vez que se ha analizado el circuito se procede a verificar que el porcentaje para la caída de tensión en el punto crítico es de 16.7%, lo que se encuentra fuera de los parámetros de la norma en cuanto a caídas de tensión y tal como se aprecia en la siguiente figura, este tramo marcado de color rojo entre el punto B y el punto B<sub>1</sub> se encuentra con una potencia 61 kW para lo que resulta necesario trasladar energía de carga hacia una sub estación nueva en vista de que la inspección del campo verifica que en el tramo entre estos puntos corresponde a cargas de uso comercial en este punto Se observa que el calibre para el circuito de salida de cableado es de 3x151mm<sup>2</sup> y decae hasta tener un calibre de 3x11mm<sup>2</sup> en la parte final del circuito cuyo rango de consumo para los suministros más altos alcanza los 2491 kWh desde los 2000 kWh.

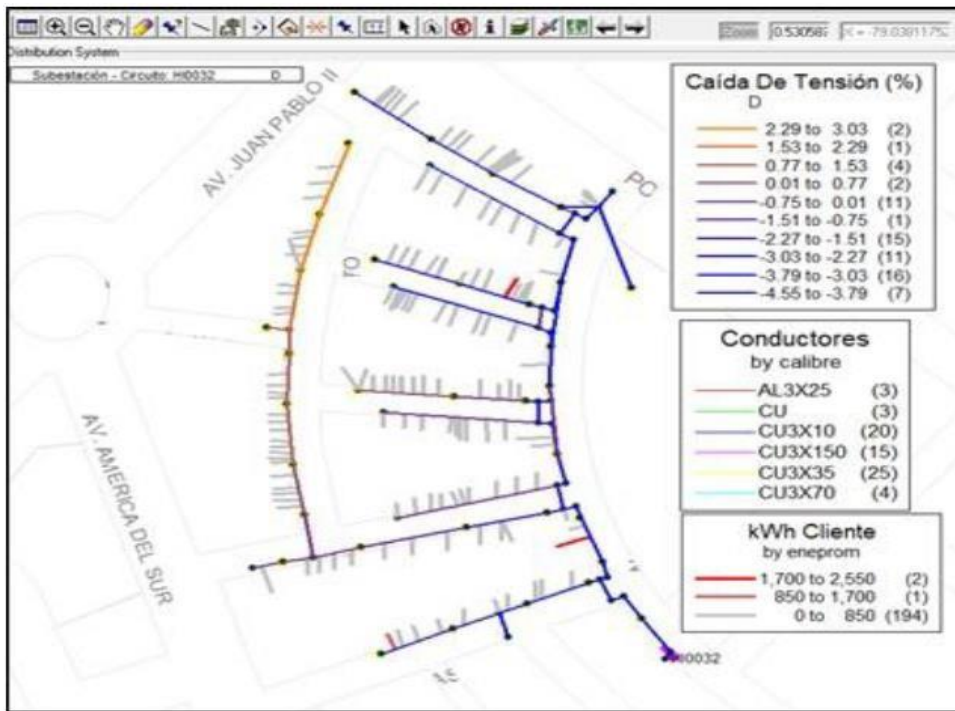


**Figura 17.** Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito C

*Fuente: Elaboración del autor*

La longitud en el largo de los tramos es de 1.22 kilómetros y en el tramo crítico mide aproximadamente 262 m.

## Análisis DAP10 del circuito D



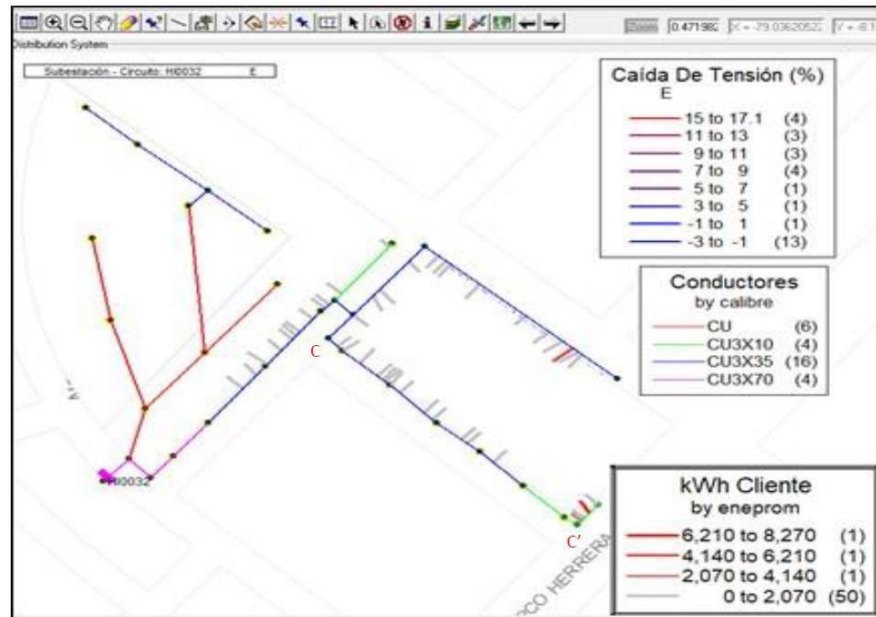
**Figura 18.** Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito D

*Fuente: Elaboración del autor*

En el flujo de potencia observado en la siguiente figura el valor para el porcentaje de caída de la atención oscila entre 3.03% desde 2.29% lo que está dentro del rango de los parámetros de la normal el rango de los diámetros para el calibre de los cables de cobre va desde 3 por 151 m<sup>2</sup> hasta los 3 x 11 mm<sup>2</sup> en el tramo de entrega para el fluido de energía los suministros oscilan entre los 1700 hasta los 2550 kW en el rango prepotencia total para el circuito es de 88 kg.



## Análisis DAP10 del circuito E



**Figura 19.** Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito E

*Fuente: Elaboración del autor*

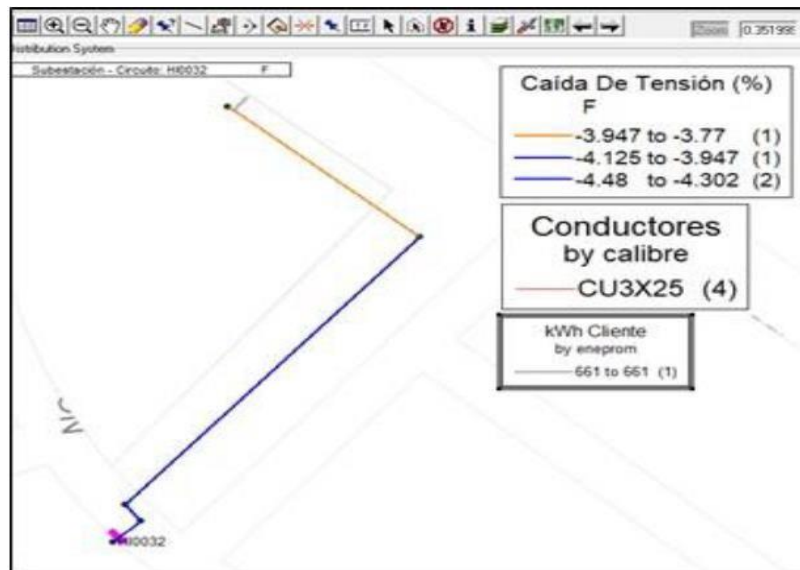
Este circuito tiene una distancia de 1000 metros y los consumos en los picos más alto están en los suministros que consumen desde 6210 hasta los 8270 kWh.

En el análisis de la potencia de flujo del circuito y se encuentra que el porcentaje de caída para la atención en el punto más alto es de 15% Hasta el 17% entre los puntos C y el punto C<sub>1</sub> con una potencia de 30 kW en este circuito, pero con una experiencia de 65 kW en todo el circuito, además de la revisión de la posibilidad de alguna carga importante que sea trasladada a circuito cercanos.

## Análisis DAP10 del circuito F

En la siguiente figura se observa que el flujo de la potencia alcanza un porcentaje de 3.77% negativo y 3.94 positivo lo que se encuentra dentro de lo permitido por los parámetros de la norma.



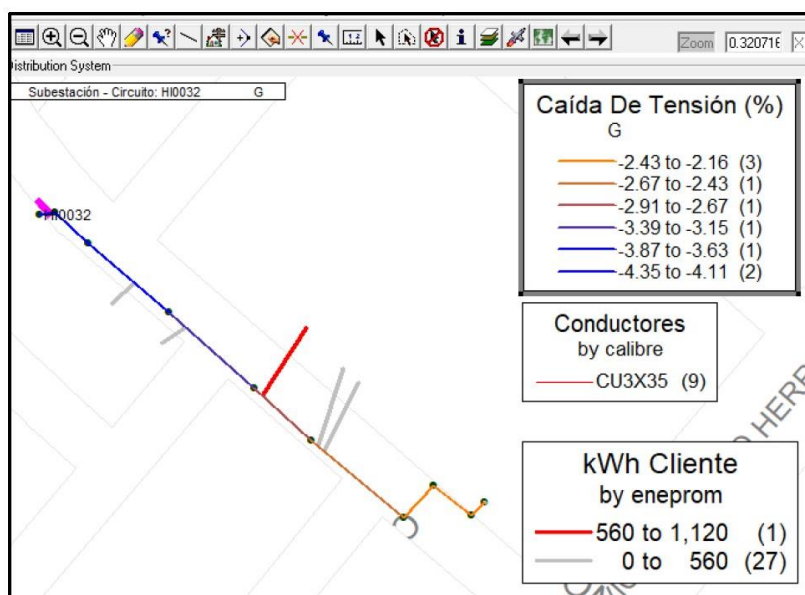


**Figura 20.** Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito F

*Fuente: Elaboración del autor*

La totalidad del tendido de cableado es en cobre NKY recubierto de papel aceitado con un calibre de 3x25 mm<sup>2</sup> y sus consumos para el máximo de suministro es de 600 kWh con una potencia total en el circuito para su salida de 1.59 kW.

### Análisis DAP10 del circuito G



**Figura 21.** Mapeo para el flujo de carga y caída de T del circuito G

*Fuente: Elaboración del autor*

El valor para el porcentaje de salida de este circuito oscila desde los menos 2.16% hasta los menos 2.43% que se encuentra dentro de lo permitido por los parámetros de la norma.

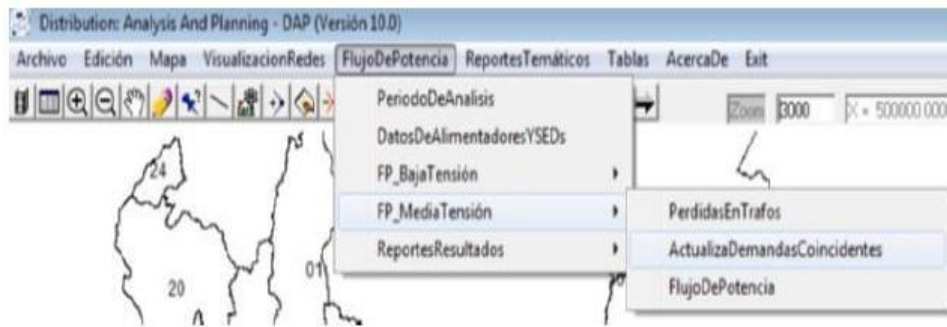
El calibre para los cables de cobre NKY es de 3x35 milímetros cuadrados y el rango de consumo máximo observado en el suministro va desde los 1120 kWh hasta un punto anterior a los 561 kWh de potencia de salida en todo el circuito con 11.41 kW.

### **Simulaciones DAP10 Propuestas Simulación propuesta desde DAP10 para circuito B1**

El software DAP10 tiene la potencia para realizar los cálculos de flujo de carga definida por el usuario en relación a los escenarios que encuentran sin que estos lleguen a afectar la disposición de datos del servidor los elementos que se introducen en DAP10 son creados a partir de nodos a excepción de los suministros. Estos parámetros permiten simular una ampliación de media tensión o de baja tensión para poder tener una definición de los nodos que pueden ayudar a insertar mejoras. Una vez que se tiene determinada la ampliación se procede hacer un refresco de datos abriendo un escenario correspondiente que se puede utilizar luego del cálculo de flujo de potencia.

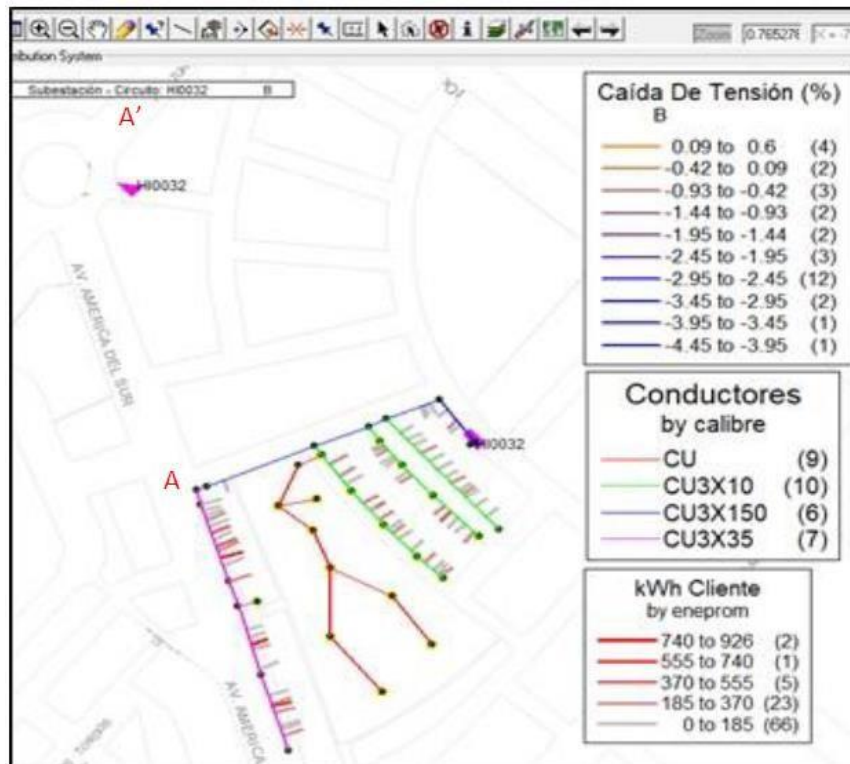
Se pueden hacer cambios en su topología Cuándo es necesario tomando en cuenta que las demandas coinciden en el cálculo fijado en sus factores de simultaneidad. Para ello se puede utilizar el siguiente comando para simular las redes modificadas:

Flujo De Potencia/FP/Media Tensión/Actualizar Demandas Coincidentes.  
Es desde entonces que se debe ingresar el factor de simultaneidad con valor 1.00 planteándose simulaciones necesarias de redes modificadas.



**Figura 22.** Flujo de potencia desde DAP10

Tomando en cuenta que el valor de caída En porcentaje para la tensión del circuito B es 5.19% se analiza la propuesta del circuito B<sub>1</sub>



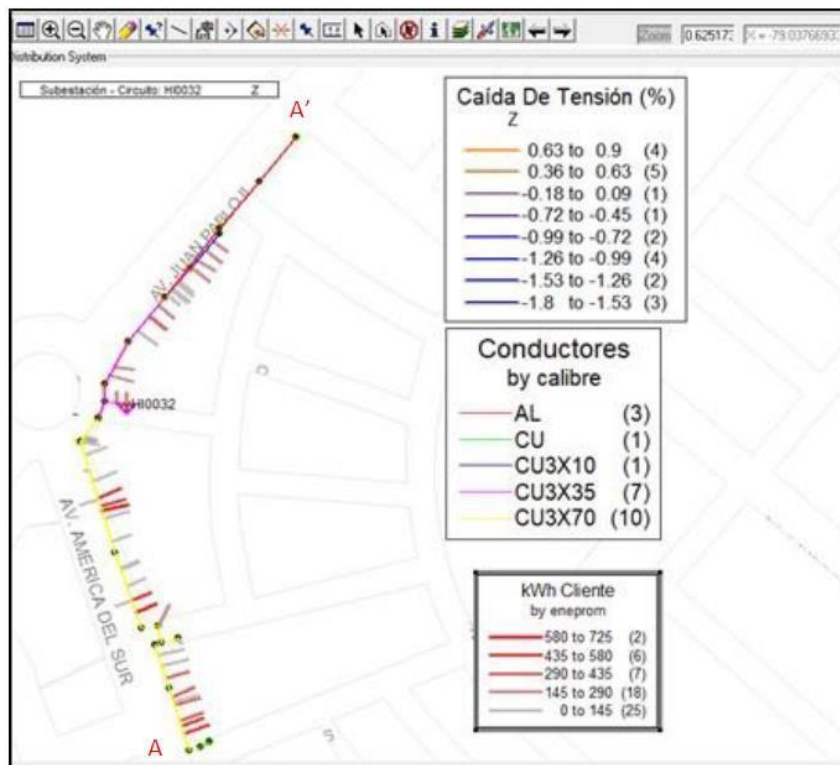
**Figura 23.** Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T de el circuito B<sub>1</sub>

*Fuente: Elaboración del autor*

Dónde se puede asumir que la propuesta para la simulación de los dos puntos del tramo A y A<sub>1</sub> se transfieren hacia una simulada nueva Subestación de 50 kWh.

Cómo se puede observar en la figura 23 para el circuito propuesto, una vez que se efectúa la simulación con una potencia total de 37 kW se observa un consumo máximo de energía entre los 740 y 926 kWh hallándose que el tramo más distante experimenta una caída de tensión en un porcentaje de 0.09 Hasta el 0.6% lo que si configura con los parámetros permitidos por la norma técnica para la calidad de servicios de energía.

### Simulación propuesta desde DAP10 para circuito Z



**Figura 24.** Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito Z

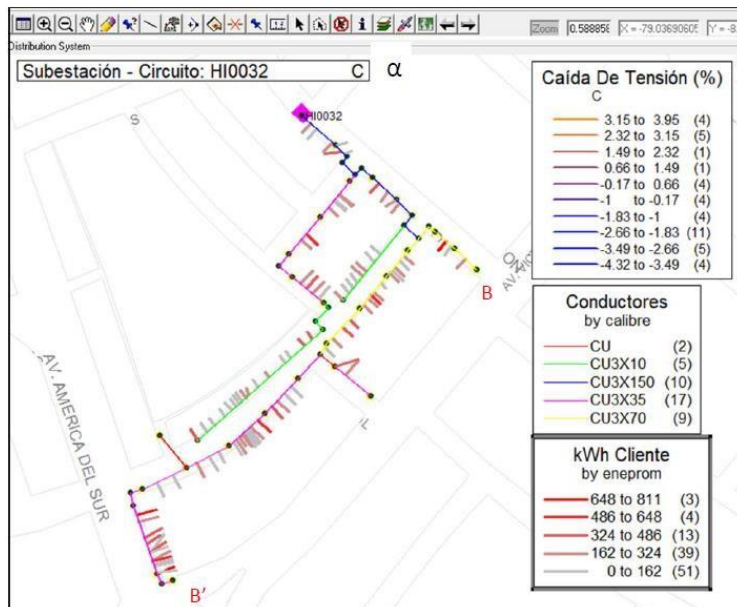
Fuente: Elaboración del autor

Este circuito se calcula como resultado de la transferencia de energía de carga como el producto de una simulación realizada en paralelo con el análisis del circuito ve dónde se ubica el centro de carga asignado para ese circuito.

La potencia total calculada asciende a 29 kW y se pudiera alimentar desde una sub estación distributiva de tipo aérea ensamblada en postes y proyectada con un nombre paralelo a la misma sub estación HI0032, dónde se puede trasladar la carga mediante la simulación del Software DAP10. El mismo que se instalaría con un conductor de cobre cuyo calibre pudiera ser de 3 por 70 milímetros cuadrados y con una longitud de 500 m.

Tal cómo se puede apreciar en la figura generada por la aplicación en la figura anterior se pueden simular cargas que consuman una energía máxima oscilante entre los 724 kWh y los 581 kWh al mes obteniéndose un porcentaje de caída oscilante entre 0.63% hasta llegar al 0.9% lo que la hallaría dentro de los parámetros de la norma técnica de calidad.

### Simulación propuesta desde DAP10 para circuito C<sub>1</sub>



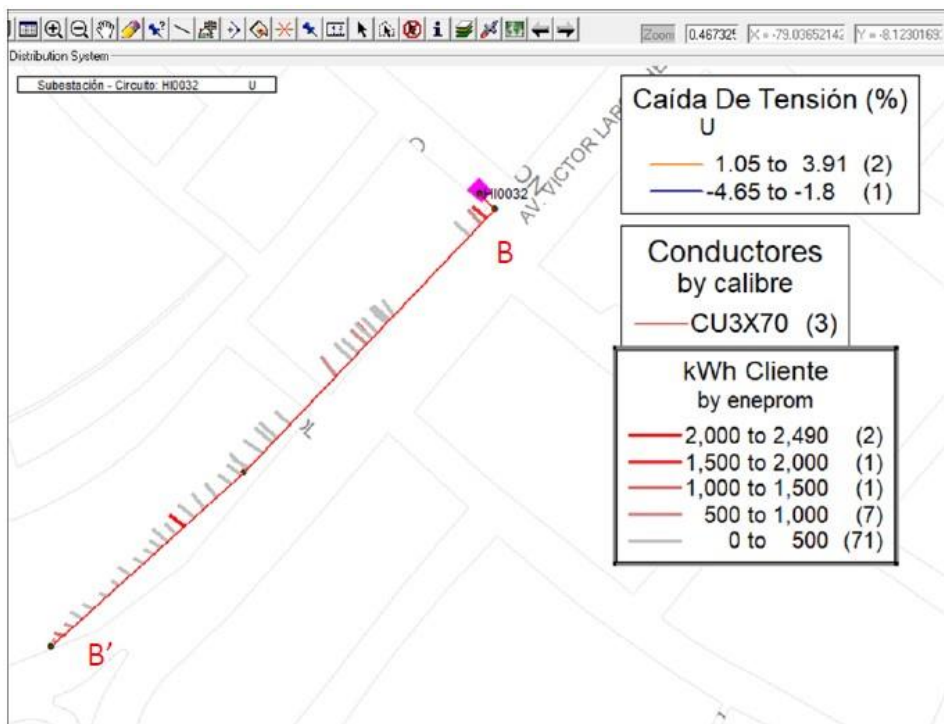
**Figura 25.** Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito C<sub>1</sub>

*Fuente: Elaboración del autor*

La simulación de caída de tensión del Análisis del circuito C<sub>1</sub> deriva del circuito “C” que en el análisis de dicho porcentaje de caída experimenta hasta un 16.6% esto en conjunto con los puntos de los tramos B y B<sub>1</sub> se han transferido ya de manera simulada hacia una sub estación nueva simulada también de 100 kVA.

Una vez que se ha simulado el circuito C<sub>1</sub> se llega a calcular la presencia de una potencia total de 55kW dónde las cargas por consumo de energía oscilan entre los 648 y los 811 kWh dónde también se puede calcular en la simulación con un porcentaje de caída de tensiones entre 3.95% hasta los 3.15%, para lo que se encuentra dentro de los parámetros permitidos por la norma técnica de calidad.

### Simulación propuesta desde DAP10 para circuito U

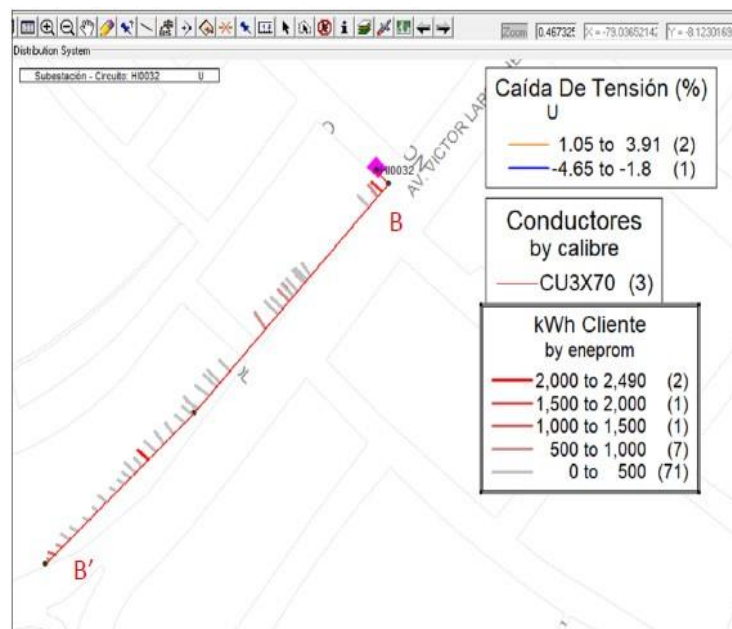


**Figura 25a.** Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito U

Fuente: Elaboración del autor

Por medio de la aplicación simulada del Software DAP10 para el cálculo de flujo de potencia aplicado a los tramos con una caída de tensión altos que se transfieren desde el circuito C se simula el circuito “U”, en donde la potencia total calculada es de 58kW el mismo que alimenta desde una sub estación distributiva aérea y proyectada en postes la que se titularía con un nombre paralelo que se ubicaría apropiadamente en la avenida Larco con la calle Martínez de Compañón aperturada al circuito en el punto B del tramo número “0” para lo que se utilizaría un cable conductor de cobre de 3 x 70 mm<sup>2</sup> denominándose con el nombre de un nuevo circuito y su longitud sería de 290 m.

Tal y como se puede apreciar en la siguiente figura debe contar con suministros de carga que demanden el consumo de una energía máxima mensual de entre 2000 y los 2485 kWh obteniéndose el tramo más distante con un porcentaje de caída de tensión entre 1.05% hasta el 3.91% lográndose con esta simulación cumplir con los requerimientos dentro de los parámetros admitidos por la norma técnica de calidad.

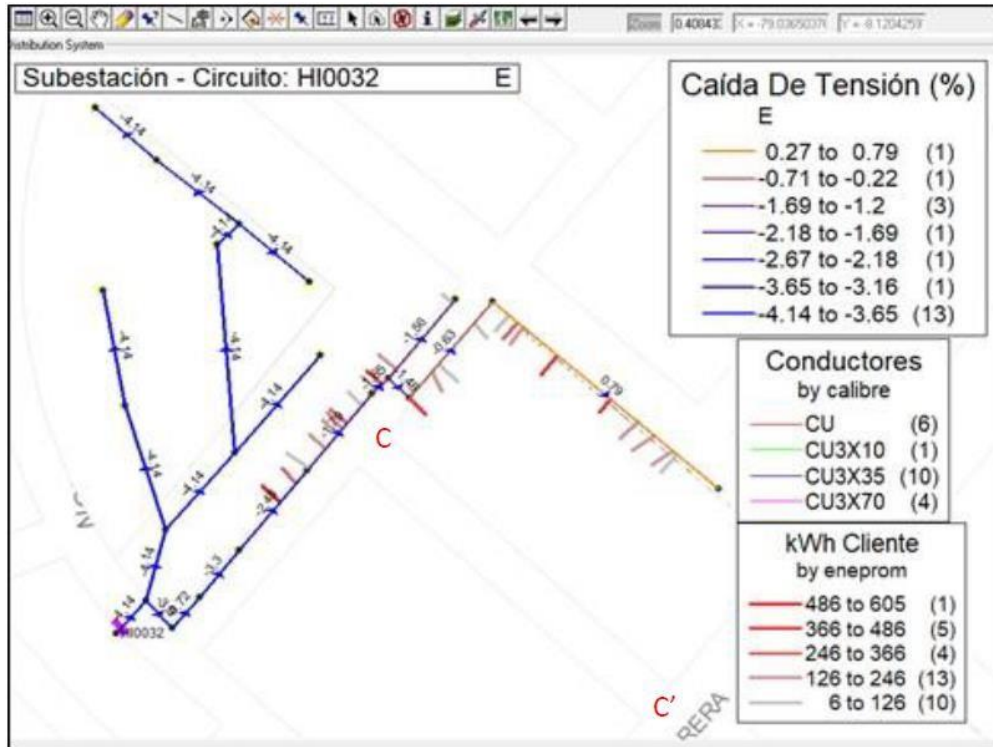


**Figura 25b.** Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T mejorada del circuito U

*Fuente: Elaboración del autor*



## Simulación propuesta desde DAP10 para circuito E1



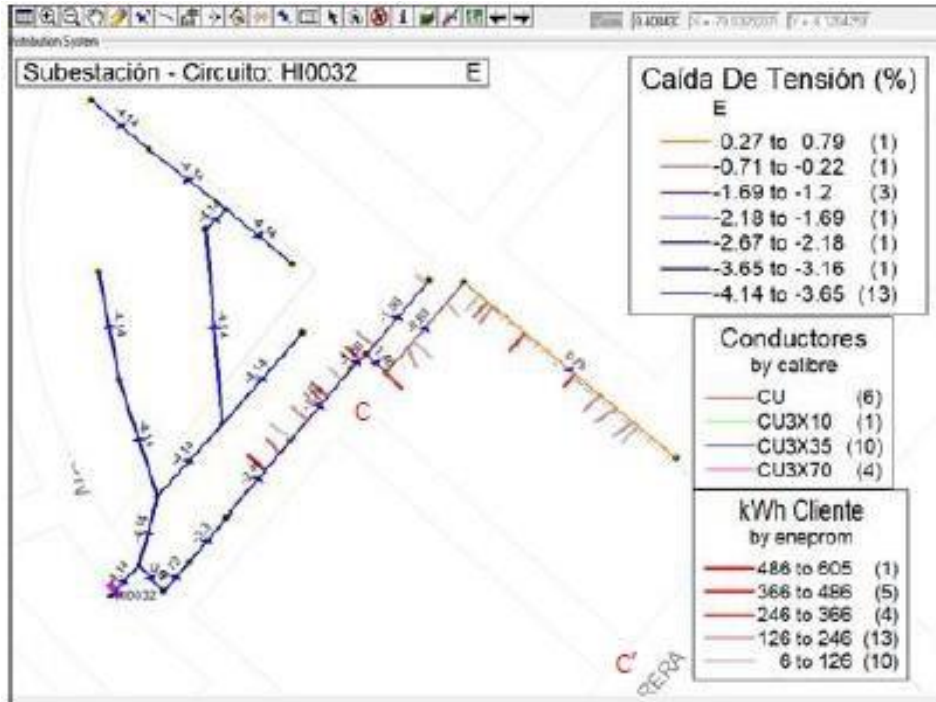
**Figura 26<sup>a</sup>.** Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito E1

*Fuente: Elaboración del autor*

Tomando en cuenta el análisis del circuito E se logra derivar el circuito E<sub>1</sub>, pero tomando en cuenta que originalmente el circuito E experimenta un porcentaje de caída en la tensión del 17.1%, se puede observar la simulación en la Figura 26, donde los puntos de los tramos C y C<sub>1</sub> se hace una transferencia hacia una sub estación nueva y lograda por medio de la simulación de la aplicación DAP10 en la que se observa tiene 100 kVA.

Cómo se puede apreciar en la figura anterior el circuito E<sub>1</sub> tiene efectuada una simulación para un total de potencia de 16.23 kW donde se advierten cargas con consumos de energía que oscilan entre los 486 y los 605 kilowatt-hora apreciándose como resultado que el tramo distante tiene un porcentaje de caída en tensión oscilante entre 0.27 hasta 0.79% lo que también se encuentra dentro de los parámetros permitidos por la norma de calidad (NTCSE).





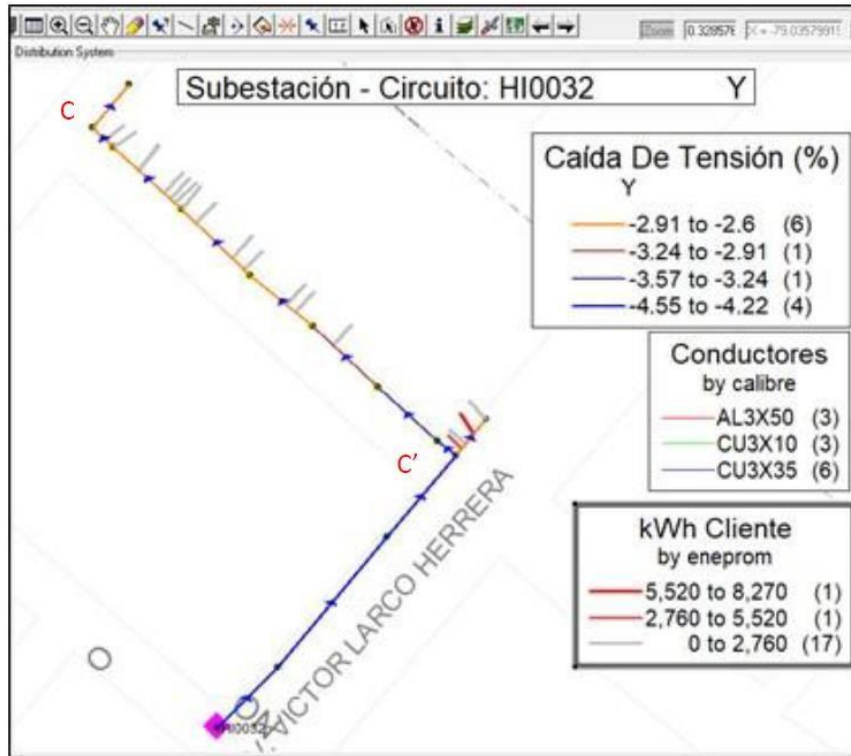
**Figura 26b.** Simulación mapeo mejorado del flujo de carga y caída de T del circuito E1

Fuente: Elaboración del autor

### Simulación propuesta desde DAP10 para circuito Y

Una vez más se ejecuta la simulación mediante el software DAP10 para el análisis del flujo de potencia en los tramos con un alto índice de caída en la tensión transferida desde el circuito y consolidándose la existencia del circuito "Y" con una potencia total de 35.42 kW el mismo que se alimenta desde una subestación de distribución simulada en postes y proyectada con un nombre asignado y paralelo a la estación HI0032 cuya ubicación simulada será en la esquina de las calles Martínez de Compañón y la Avenida Víctor Larco (exactamente en la misma posición dónde se alimenta el circuito simulado en su punto B lo que se deja abierto el circuito en el punto C tramo número "0". Y para esta simulación se utiliza un conductor de cobre (Cu) de Calibre 3 x 70 mm<sup>2</sup> asignándosele el nombre de un nuevo circuito para lo que en la

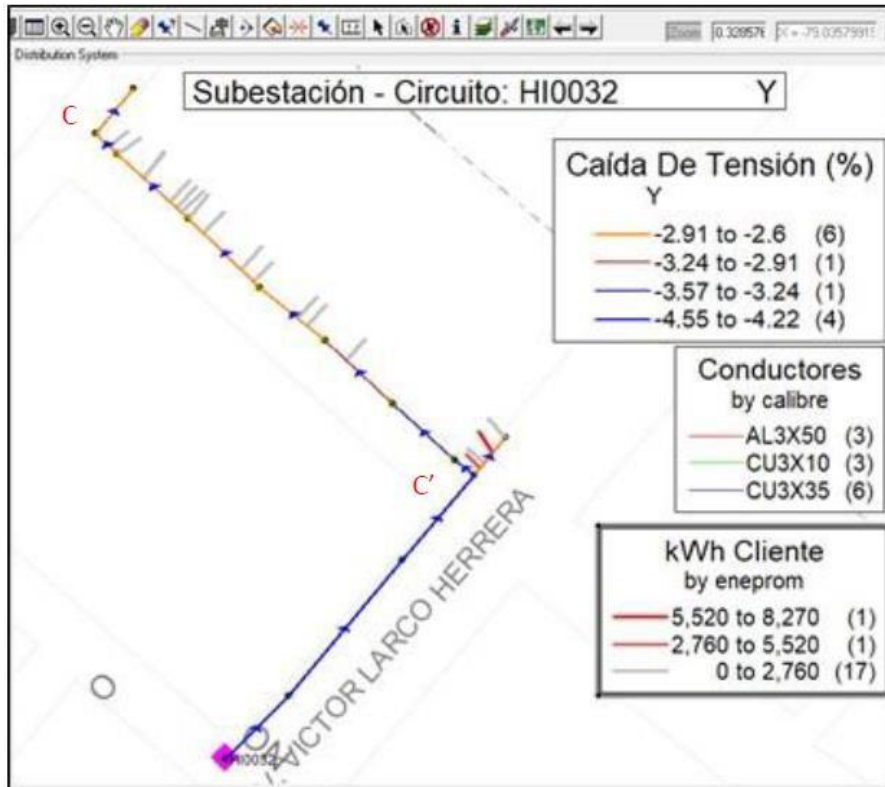
simulación se calcule una longitud nueva de 300 m, para este nuevo circuito.



**Figura 27a.** Simulación mapeo para mejorar el flujo de carga y caída de T del circuito Y

Fuente: Elaboración del autor

Tal y cómo se puede apreciar en la siguiente figura el circuito “Y” cuenta con suministros de carga que; comparados con el resto de circuitos que se han revisado, es el de más alto consumo de energía máxima mensual con valores oscilantes entre los 5520kWH y los 8270 kWH obteniéndose el dato de que el resultado del tramo más distante experimenta una caída en porcentaje de su tensión entre menos 4.5% hasta menos 2.6% con lo que también se puede concluir que este arreglo simulado cumple con las estipulaciones de los parámetros de las normas de calidad técnica NTCSE.



**Figura 27b.** Simulación mapeo mejorado en el flujo de carga y caída de T del circuito Y

*Fuente: Elaboración del autor*

La simulación de la instalación se hace con un cable conductor de aluminio (Al) de 3x50 mm<sup>2</sup> desde la Sub Estación simulada en paralelo con HI0032 hasta el punto “C” para lograr habilitar el circuito “Y” y que se puedan realizar los estudios para el análisis de parámetros eléctricos.

### **Comparativa después de la simulación DAP10 (Pérdidas técnicas)**

Una vez que se ha procedido a calcular los valores correspondientes a todos los circuitos en conjunto con nuevos valores y la longitud de la red de baja tensión de todos los circuitos propuestos y simulados en la operación se procederá a hacer el cálculo de pérdidas técnicas totales de la Sub estación de distribución intervenida. En vista de que las modificaciones se han dado en los circuitos E, C y B donde se puede apreciar en la siguiente tabla que cuentan con longitudes desde 1.06 km

hasta 950 m y los valores de potencia son de 0.81, dónde se puede apreciar que la disminución del producto da como resultado que la transferencia de carga genera una disminución, así como el total de las pérdidas de potencia de 13.71% a 5.02% y el desgaste de energía es de 9.88% a 3.84%. Esto es corroborable en la misma tabla y se puede percibir en el porcentaje de pérdidas disminuidas de 13.72% a 5.02% y de energía 9.89% a 3.83%.

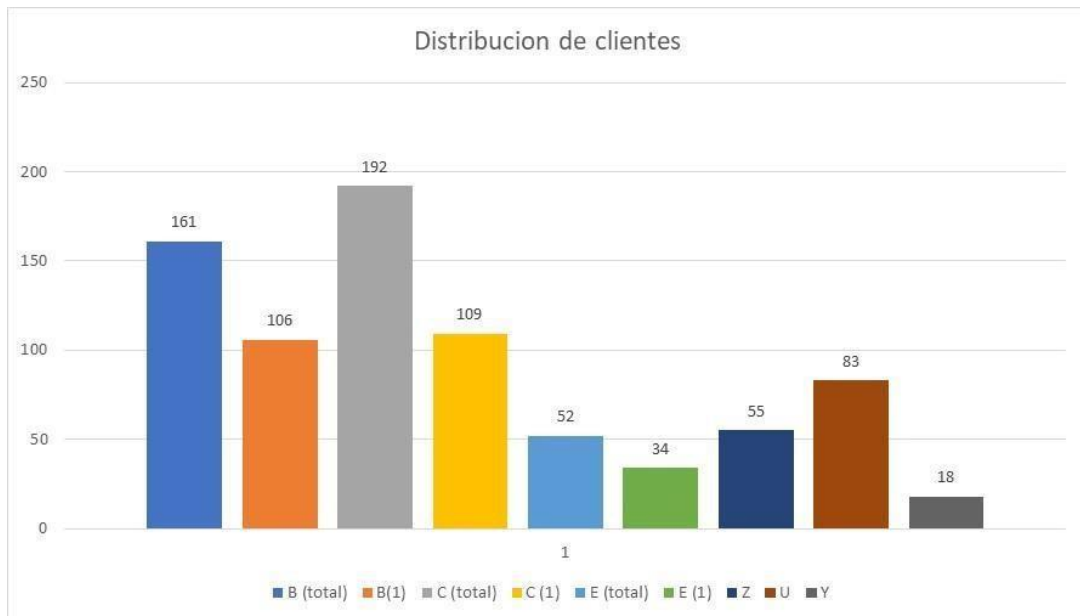
**Tabla 13.** Comparativa de la sub estación intervenida

Pérdidas totales		Valor Inicial	Valor Final
Potencia activa (SP)	kW	351.3	232.83
Demanda + Pérdidas	kW	422.1	255.12
Total de potencia	%	13.72	5.02
Total de energía	%	9.88	3.84
Pérdidas en líneas AP y SP			
Potencia en líneas de servicio particular	kW	57.9	12.84
Potencia en líneas de alumbrado público.	kW	11.6	9.272
Potencia en líneas de alumbrado y servicio particular	%	13.72	5.02
Energía en líneas de alumbrado y servicio particular	%	9.41	3.34
Pérdidas en acometidas			
Potencia en acometidas	kW	0.9913	0.4849
Potencia en acometidas	%	0.23	0.19
Energía en acometidas	%	0.16	0.13
Pérdidas en medidores			
Potencia en medidores	kW	0.7117	0.5368
Potencia en medidores	%	0.17	0.21
Energía en medidores	%	0.31	0.37

*Fuente: elaboración del autor*

Al ejecutar el flujo de carga se puede determinar el porcentaje de pérdida en los circuitos simulados como el resultante de B, C y E, es decir los circuitos simulados B1 y Z; C1 y "U" ; E1 y Y que se pueden apreciar en la siguiente figura 22 donde se percibe que la nueva distribución por clientes de circuito donde resulta que en este circuito se tiene un mayor

número de clientes comunes antes de que se ejecutará la simulación en DAP10 esto seguido a qué el circuito B y el circuito E luego de la simulación se han redistribuido obteniéndose el resultado de que C1 tiene un mayor número de clientes de consumo alto en baja tensión y ahora le correspondería al circuito Z.



**Figura 28.** Distribución de clientes

*Fuente: elaboración del autor*

### **Pérdidas técnicas en cada circuito luego de DAP10**

En la tabla 14 se puede apreciar la disminución en detalle de las pérdidas de potencia y energía de la simulación de los circuitos, así como de los valores en porcentaje con respecto a su estado inicial y se concluye que de los circuitos que se trabajaron pertenecen a la Sub estación HI0032 y se puede apreciar que el circuito B1 experimenta pérdidas totales de potencia equivalentes a 3.61% ;y de energía de 2.93% así como el circuito C1 experimenta valores de pérdida de potencia de 5.02% y las pérdidas de energía llegan a un 3.8% en cuanto en el circuito D1 las pérdidas de potencia son de 3.96% en porcentaje; y en energía de 3.08%.

En la tabla 14 se pueden percibir los valores correspondientes a las pérdidas de energía, así como la potencia existente y simulada en el circuito "Z" la que alcanza 2.36% y 2.04% la que se conectaría a la subestación HI0032. En cuanto a los circuitos: se percibe que experimenta una pérdida de energía y potencia de 7.61% en la medida en que se aprecia un 5.45%. Pero "Y" experimentaría pérdida de energía y potencia con 3.4% y 2.98% si se conectarían a la subestación HI0032II. Para la habilitación de los nuevos circuitos en porcentaje no se experimentarían ni siquiera pérdidas que sobrepasen el 5.46%.

**Tabla 14. Pérdidas técnicas en circuito luego de la propuesta simulada**

Subestación Circuito Existente	HI0032						HI0032-I	HI0032-II	HI0032-II	
	B	C		E	B	C	E			
Circuitos simulados	B (total)	B(1)	C (total)	C (1)	E (total)	E(1)	Z	U	Y	
Clientes de consumo común	U	161	106	192	109	52	34	55	83	18
Clientes de consumo mayor	U	5	1	1	1	1	0	4	0	1
medidas de red BT	Km	1.57	1.06	1.23	0.95	1	0.81	0.5	0.29	0.3
<b>Pérdidas totales</b>										
Potencia activa (SP)	kW	66.131	36.83	110.79	54.89	65.68	16.23	29.31	53.77	35.41
Potencia reactiva	Kvar	27.851	15.55	46.941	23.13	31.47	6.91	12.31	22.9	18.57
Demanda y Pérdidas	kW	75.231	40.8	131.91	60.12	100.02	19.36	32.27	58.39	37.44
Potencia Total	%	5.852	3.61	14.151	5.02	31.21	3.96	2.361	7.61	3.4
Porcentaje Total de energía Pérdidas	%	4.411	2.94	10.06	3.8	23.21	3.08	2.05	5.45	2.98
Potencia (servicio particular)	kW	4.3986	1.4725	18.661	3.0199	31.22	0.766	0.7624	4.4463	1.2735
Potencia en líneas de alumbrado y servicio particular	%	5.851	3.61	14.15	5.02	31.21	3.96	2.361	7.61	3.4
Energía en líneas de alumbrado y servicio particular	%	3.921	2.4	9.71	3.34	22.89	2.66	1.57	5.08	2.24
<b>Pérdida de acometida</b>										
Potencia en acometida	kW	0.1318	0.0655	0.2116	0.1082	0.3741	0.0304	0.0692	0.0981	0.3419
Potencia en acometida	%	0.181	0.16	0.161	0.18	0.37	0.16	0.211	0.17	0.91
Energía en acometidas	%	0.121	0.11	0.111	0.12	0.27	0.11	0.141	0.11	0.6
<b>Pérdidas en medidor</b>										
Potencia en medidor	kW	0.1833	0.1115	0.2348	0.1304	0.1027	0.0386	0.0721	0.1004	0.0606
En porcentaje	%	0.241	0.27	0.181	0.22	0.1	0.2	0.221	0.17	0.16
Porcentaje en medidor	%	0.4	0.45	0.291	0.35	0.14	0.33	0.35	0.28	0.16

*Fuente: elaboración autor*

## **Aplicación del factor de reuso para transformadores ya instalados y de transformadores simulados.**

Para lograr un punto óptimo en el proceso de reuso de energía se puede observar que en la siguiente tabla los valores para la utilización después y antes de simulado el proceso en el transformador de 500 kVA en la Sub estación 32 además de lograrse una simulación con un transformador de 315 kVA., revela que sería el nivel óptimo para el segundo caso en vista de que se tendría o factor de reuso de 0.7 ya que utilizando el transformador de 500 se tendría un valor de 0.45

## **Soluciones administrativas para la mejora de calidad de energía**

Una vez que se han valorado por medio de diagrama de Ishikawa (espina de pescado) de la página 45 también se pueden proceder con las medidas administrativas:

**Tabla 15.** Planteamiento de soluciones

Causa	Inadecuado nivel de tensión	Aspectos organizativos	Deficiencia en el mantenimiento
Solución	Incrementar calibre para la carga entre SED aledañas	Organización del área de las UCP's Capacitación del personal	Cambio de las redes en mal estado.

*Fuente: elaboración autor*

## **Uso de transformadores reales y transformadores simulados (estado final)**

Para lograr un punto óptimo en el proceso de uso de energía se puede observar que en la siguiente tabla los valores para la utilización después y antes de simulado el proceso en el transformador de 500 kVA en la Sub estación HI0032 además de lograrse una simulación con un transformador de 315 kVA revela que sería el nivel óptimo para el



segundo caso en vista de que se tendría o factor de uso de 0.7 ya que al hacer uso del transformador de 500 kVA se tendría un valor de 0.45

**Tabla 16.** Uso de transformadores reales y transformadores simulados (estado final)

Item	Unidad	P Antes de Simulado	P después de Simulado	Reemplazo de transformador
1	kW	336.87	218.39	218.39
Total	kW	336.87	218.39	218.39
Total	kVA	344	223	223
PI	kVA	500	500	315
FU		0.69	0.45	0.7

*Fuente: elaboración del autor*

En la siguiente tabla se logra obtener un valor de uso como factor de 0.6 para el transformador de 50 kVA la que se habría proyectado en el monoposte HI0032-I uno de la Sub estación HI0032 desde donde de manera simulada se conectaría el circuito “Z”

**Tabla 17.** Factorial de uso del transformador simulado (HI0032-I)  
(Zero Flux desde DAP10)

Item	Unidad de	Flux Zero luego de medida	DAP10
Circuito "Z"	kW		29.3
Total	kW		29.3
Total	kVA		30
PI	kVA		50
FU			0.6

*Fuente: elaboración del autor*

De la misma forma en la siguiente tabla se aprecia el valor de factor de uso de 0.91 equivalente para el transformador de 100kVA proyectados como una subestación de doble poste a la que se llamaría HI0032-II en dónde se conectarían los circuitos “U” y el circuito “Y”

**Tabla 18.** Factorial de uso del transformador simulado  
(HI0032-II) (Zero Flux desde DAP10)

Item	Unidad de medida	Flux Zero luego de DAP10
Circuito "Y"	kW	35.411
Circuito "U"	kW	53.772
Total	kW	89.182
Total	kVA	91.1
PI	kVA	100
FU		0.91

Fuente: elaboración del autor

## V. DISCUSIÓN

Del objetivo específico 1 que es el de diagnosticar el estado sed hi0032, para conocer, demandas de los clientes, estadísticas de perdidas, equipamientos electromecánicos.

HI0032 tanto en valores de calidad de entrega de energía, como en el estado, mientras se puedan determinar con mediana precisión el estado real, por ejemplo el poder conocer el balance real de pérdidas en conductores, conocer el estado actual de pérdidas por bajo factor de potencia, hallar la data relacionada a pérdidas en equipos de medida y puesta a tierra, así como su respectiva evolución retrospectiva, y toda información actual en línea de distribución, y la eficiencia de línea de distribución secundaria.

Otros hechos relacionados con el motivo de las pérdidas, se observan desde la toma de medidas en la carga de horas punta en la barra de salida del tablero de distribución por medio del uso de pinzas amperimétricas, lo que expone la existencia de valores de 233V y de corriente de 766 amperios con una estimación de demanda máxima de 274 kw.

Esto se corrobora con lo que menciona Pinedo (2018) acerca del uso de herramientas de simulación; ya que pudieran tener un margen de error de acuerdo con otras variables que no se incluyen por la misma naturaleza de la investigación, en vista que aparecen imprevistos que generen cuellos de botella o mermas.

A diferencia del uso de registro del analizador de potencia - que tiene como valores referenciales mínimos de voltaje de 232 voltios máximos de 247 voltios en base a la fase R de 271 amperios y máximo en fase S de 881A, obteniéndose una demanda máxima de 343.5kVA, los

mismos que se pueden verificar entre los parámetros correspondientes a una semana en intervalos de 15 minutos de variaciones en las medidas eléctricas.

En los rangos de los parámetros obtenidos en las mediciones de los equipos se incluye el factor de carga el factor potencia el factor de pérdidas de energía así como el nivel de tensión en la barra los que luego de ingresados al software DAP10 nos permite obtener resultados del porcentaje de caída de tensión por el factor de mala calidad dónde se logra al analizar el total de los siete circuitos (desde el circuito A hasta el circuito G) determinándose que en los tramos de tres circuitos (circuito E, Circuito C y circuito B) las lecturas de la potencia son 65.6kW para el Circuito E y 110.78 para el Circuito C y 66.13 kW para el Circuito B correspondientemente con la caída de tensión de 17.1 para el Circuito E, 16.6% para el Circuito C y 5.1% para el Circuito B, lo que en cada caso son valores que están estimados dentro de los parámetros de la norma técnica de la calidad para la prestación de servicios eléctricos.

En el caso de la investigación de Méndez (2019) - planteada en los antecedentes de estudio - dicho autor menciona que el cálculo - que se debe hacer en relación a las estaciones o sub estaciones que involucran varios circuitos, debe tomarse en cuenta que la norma técnica solamente prevé un margen razonable para la prestación de calidad de servicios, pero sin embargo debe contemplarse la posibilidad de que los errores humanos estuvieran permanentemente desmejorando este índice de calidad.

En lo relacionado a la experiencia de pérdidas técnicas de energía; una vez que se ha ejecutado el plan de proyección en las simulaciones para alcanzar el flujo cero se observan valores de pérdidas en potencia de 57,9 y de pérdidas de energía total de 9.88%.

Esto significa la existencia de errores en acometidas y medidores, así como se puede apreciar las pérdidas técnicas de 4.41% y 10% y 23% en los circuitos con mayor caída de tensión, hablando sobre los circuitos B, circuito C y el circuito E respectivamente; por lo que es necesario también presentar propuestas para nuevas inversiones y lograr la reducción de los valores de pérdida de energía, así como la mejora en el nivel de tensión que se distribuye a cada uno de los usuarios.

Cuando ya se ha ejecutado el análisis crítico de los circuitos involucrados (en relación al objetivo 3: proponer de mejora en sistema eléctrico subestaciones HI0032) se debe plantear una solución como la transferencia de potencia o la transferencia de carga hacia subestaciones simuladas como nuevos centros de carga lográndose calcular con la simulación del Software DAP10, de que los circuitos desde los tramos desde dónde se realiza la transferencia toma en cuenta: la potencia de carga, el tipo de carga, el calibre de los conductores; por ejemplo en el del circuito B, se hace una transferencia de 29.3 kilowatts y resta una potencia de 36.83 kW (entregables) llamándosele circuito B1, logrando simularse la disminución de pérdidas de energía hasta un máximo de 2.94% que es susceptible experimentar una caída de tensión de 0.9%.

En lo que se relaciona a la simulación del circuito "C" hay una transferencia de potencia de 53.7kW dejando disponible la disposición de una potencia de 54.8kW al que se le ha denominado circuito C1 disminuyendo la pérdida de energía en un 3,8% con la experiencia de una caída de tensión de 3.95% para el circuito al que se le ha transferido a la energía denominado con la letra U; la que se conectará posteriormente a la subestación propuesta como HI0032-II para obtener el margen de pérdida de 5.44% con el decaimiento en su tensión para el tramo más crítico en 3.9%.

Es por eso que salta a la vista que existan 13 clientes que no pertenecen a la subestación de estudio pero que sí pertenecen a sus estaciones cercanas lo que en su totalidad hace un máximo de 18, 426 kWh, lo que corrobora lo que dice Balbás (2017) sobre la importancia de tener al alcance de la mano el balance de pérdidas de energía periódica quincenal o mensual para poder minimizar el error de transferencia de carga que no se encuentre registrada dentro del circuito de la misma subestación.

Para el objetivo específico 2 que es el de analizar las fallas del sistema actual, para conocer el estado de pérdidas.

La información que indica los detalles de parámetros distancias calibres y el producto de la topología que detalla las pérdidas eléctricas de energía de origen técnico en el subsistema analizado. Se puede apreciar en la tabla de información de pérdidas técnicas el total de las pérdidas en servicio particular de medidores, así como en alumbrado público también se ha tomado en cuenta las pérdidas de líneas de alumbrado particular y Las acometidas tanto en el índice de potencia como en la energía. Por ejemplo en los circuitos existentes el nivel de pérdidas de potencia activa (SP) en kW son 8.13Kw (Para el circuito A) 66.13 Kw (Para el circuito B), 110.79 Kw (Para el circuito C), 88.32 Kw (Para el circuito D), 65.68 Kw (Para el circuito E), 1.59 Kw (Para el circuito F) y 11.14 Kw (Para el circuito E), En cuanto a los niveles de pérdidas totales de energía: 1.66% (Para el circuito A), 4.41% (Para el circuito B), 10.06 % (Para el circuito C), 2.91% (Para el circuito D), 23.21% (Para el circuito E), 0.68% (Para el circuito F) y 1.8% (Para el circuito G), pero al proponer las mejoras en flujo cero (esbeltez lograda desde DAP10) se obtiene 2.05% para los circuitos A hasta el circuito G en promedio y 5.45% del total promedio en Z1 de HI00032 -I de la subestación simulada y 2.98 de HI00032 -II de la subestación simulada, lo que es diametralmente conveniente luego de calculada la propuesta de optimización.

Para el objetivo específico 3 que es de implementar la metodología de flujo de cero, bajo el estudio del DAP10 para hallar las condiciones óptimas de operación

Luego de plantear una propuesta simulada para mejorar la distribución de recursos energéticos que se administran desde la sub estación HI0032, se han establecido mejoras en transformador de tensión, mejoras en conductores de distribución secundaria, Mejoras en factor de potencia, Triángulo de potencias proyectado.

Según el aporte de Méndez (2019); la implementación y análisis de estas herramientas digitales permite mejorar y/u optimizar el margen de inversión de maniobras y equipamiento, lo que aporta una gran cantidad de beneficios para lograr reducir las pérdidas técnicas, equilibrando carga de usuarios, así como el hardware de circuitos de media tensión operativa. Thurner (2018) menciona que esto permite la actuación confiable oportuna y segura frente a las eventualidades o contingencias que se presentan en las redes generales de distribución logrando un óptimo de rentabilidad para la empresa, así como el máximo de satisfacción para la experiencia de consumo de energía de los clientes.

Para corroborar los elementos involucrados en la infraestructura inicial Se aprecia que el transformador de 500 kv experimenta una tensión de salida en el secundario de 230 voltios que se aprecian en la estructura actual de la Sub estación HI0032 la que se corrobora con los datos como kilómetros de redes de baja tensión los cables conductores de diversos calibres los postes. Las mismas que experimentan niveles de pérdidas por encima de lo aceptable. Sin embargo, Gilmore (2021) menciona acerca de la precisión de los instrumentos y los materiales que se involucran para la

implementación de una estación eléctrica; qué es muy importante tener una base de datos muy actualizada de la red y conocer perfectamente su topología, así como disponer de la información de carga; para así paliar los errores en el momento en el que se realiza el proceso de balance de energía y se pretende mejorar la caída de tensión. Paricahua (2017) sostiene que el uso del software para medir las tensiones reales en base a los cuales se ha planteado la presente propuesta reformula y redistribuye las cargas de una manera aproximada que en la vida real pudiera tener un margen de error de más menos 3%.

En relación al objetivo general que es evaluar las condiciones óptimas, de operación del sistema de la sed hi00032.

Se aprecia que se ha procedido en orden cuando se ha diagnosticado el estado SED HI0032, para conocer, demandas de los clientes, estadísticas de pérdidas, equipamientos electromecánicos. Se ha logrado analizar las fallas del sistema actual para conocer el estado de pérdidas y cuando se ha calculado la implementación de la metodología de flujo de cero, bajo el estudio del DAP 10, para hallar las condiciones óptimas de operación.

Se aprecia que se ha calculado de manera razonable los costos de inversión de equipos; mayormente importados. Pero Mochón (2016) menciona, que la curva económica de oferta y demanda de productos importados para cualquier mercado de economía inestable, no ofrece certidumbre del escenario previsible y que puede afectar al plantearse proyectos de inversión. A pesar de que el costo calculado sea de S/. 103,137 y que tenga un horizonte de recuperación de la inversión económica de esta propuesta para 5 años. No puede considerarse un cálculo perpetuo.



Dentro de estos imprevistos se debe incluir algunas como lo son el cambio en las condiciones sociopolíticas de la ciudad o también la variabilidad de los precios debido a que se trabaja con instrumentos que provienen de otros países, así como de los materiales que deben importarse. (Comex Perú, 2021)

Jiménez (2016), menciona que deben asegurarse que todos los parámetros medidos tengan exactamente los valores adecuados o razonables para que pueda instalarse nuevo equipo en una estación eléctrica esto debido a razones de seguridad y económicas que pudieran afectar la prestación de servicios eléctricos en una zona urbana.

## **CONCLUSIONES**

Tomándose en cuenta los objetivos de nuestra investigación pasamos a mencionar las conclusiones de nuestro estudio:

1. Se ha logrado determinar las condiciones óptimas de operación del sistema de la SED HI0032.
2. Se ha logrado diagnosticar el estado SED HI0032, para conocer, demandas de los clientes, estadísticas de pérdidas, equipamientos electromecánicos.
3. Se ha logrado analizar las fallas del sistema actual para conocer el estado de pérdidas técnicas en subestaciones HI0032.

## **VII. RECOMENDACIONES**

Teniendo en consideración el enunciado de las conclusiones, se han planteado las siguientes recomendaciones:

- Se debe incluir constantemente el reporte de clientes con mala calidad de atención para cada subestación que se intervenga.
- La empresa prestadora de servicios eléctricos en Trujillo HIDRANDINA debe optar por la permanente actualización de los diagramas unifilares, así como el mantenimiento para la gestión y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

- Se debe realizar periódicamente las simulaciones de software en flujo de potencia para analizar la posibilidad de mejorar el tipo de carga trifásica existente en la red para que sea posible el crecimiento y durabilidad de las redes y sus respectivos circuitos y se debe capacitar constantemente a profesionales del área de planeamiento en lo relacionado de software de simulación y metodología zero flux para que constantemente se esté planteando mejoras en las diferentes sub estaciones de la ciudad.

## REFERENCIAS

- Acosta, Alvaro. 2021. *Análisis de sistemas eléctricos de potencia. Un enfoque clásico y moderno*. Bogotá Colombia: Editorial Ediciones de la U, 2021. 9789587921434.
- Acosta, Camilo. 2016. Identificación de pérdidas técnicas en redes de baja tensión con sistemas de puesta a tierra. *Scielo.org.co*. [En línea] 26 de abril de 2016. [Citado el: 31 de noviembre de 2021.] <http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v80n181/v80n181a05.pdf>. ISSN 0012-7353.
- AIE, Agencia Internacional de la Energía. 2021. Databank Microdatos. *Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)*. [En línea] 29 de octubre de 2021. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>.
- Amaya, Michelle. 2020. *Manual de citas y referencias bibliográficas: Latino, APA, Chicago, IEEE, MLA, Vancouver*. La Paz Bolivia: Ediciones Uniandes-Universidad de los Andes, 2020. ISBN: 9587749391.
- Balbás, Francisco. 2017. *Sistemas de energía eléctrica en alta tensión Volumen 24 de Manuales Textos Universitarios*. Santander España: Editorial de la Universidad de Cantabria, 2017. ISBN 8481028207.
- Castells, Xavier. 2017. *Impactos ambientales y energía: Tratamiento y valorización energética de residuos*. Madrid España: Ediciones Díaz de Santos, 2017. ISBN: 8499691382.
- Comex Perú. 2021. Semanario de Actualidad. *Comex Perú*. [En línea] 30 de abril de 2021. [Citado el: 04 de noviembre de 2021.] <https://www.comexperu.org.pe/articulo/subida-del-tipo-de-cambioincrementaria-los-precios-de-las-importaciones>.

- Farhad, Shahniah. 2018. *Electric Distribution Network Planning*. Singapur: Springer Singapore Press, 2018. ISBN: 9811070555.
- Gilmore, Charles. 2021. *Instrumentos de medida eléctrica*. Barcelona España: Editorial Mc graw Hill, 2021. ISBN: 978-84-291-6054-3.
- Green, David. 2014. *Home Energy Information: Measuring and Managing Energy Consumption in Residential Buildings*. Belfast UK Editorial Springer, 2014. ISBN: 3319113496.
- Güiza-Suárez, Leonardo. 2019. *Energías renovables no convencionales y cambio climático: un análisis para Colombia*. Bogotá Colombia: Editorial Universidad del Rosario, 2019. 9789587842791.
- Guyer, Paul. 2019. *Una Introducción a la Planificación de Plantas Generadoras Eléctricas con Biomasa*. Belfast Reino Unido: Editores Guyer Partner, 2019.
- Healy, Richard. 2010. *Estimación de la recarga de agua subterránea*. Cambridge Reino Unido: Prensa de la Universidad de Cambridge, 2010. 978-0-521-86396-4.
- Hernández, César. 2018. *Reforma energética. Electricidad - Administración Pública*. Ciudad de México: Editorial Fondo de Cultura, 2018. 978607-16-5516-5.
- Hernández, Roberto. 2017. *Metodología de la Investigación Científica*. Madrid España: Editorial Mc Graw Hill, 2017.
- HIDRANDINA. 2019. Osinergmin. *Informe de Sustentación de la Caracterización de Cargas Hidrandina*. [En línea] 05 de junio de 2019. [https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/VAD2019-2023/VAD-2019-2023-6-Hidrandina\\_Adicional\\_Carta.PDF](https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/VAD2019-2023/VAD-2019-2023-6-Hidrandina_Adicional_Carta.PDF).

- IEC. 2017. *El acceso a la energía para la transformación estructural de la economía*. Nueva York USA: Fondo Editorial de las Naciones Unidas, 2017.
- James, W. 2018. *Alternating Currents in Theory and Practice*. Belfast UK: CUP Archive Printers, 2018.
- Jiménez, Manuel. 2016. *Valor Técnico del Análisis de Distribución de Energía de Mediana Tensión*. Buenos Aires: Editorial Bruguera, 2016.
- Kambule, Njabulo. 2021. *The Deployment of Prepaid Electricity Meters in Sub-Saharan Africa: Riding the Fourth Industrial Wave*. Cham Suecia: Editorial Springer Nature, 2021. ISBN: 3030712176.
- Lima, Liliana. 2016. Indicadores estratégicos para incrementar la efectividad de las inspecciones para las operadoras del servicio eléctrico venezolano. *Scielo*. [En línea] 30 de 10 de 2016. [Citado el: 30 de 10 de 2021.]  
[http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S131648212011000400002](http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S131648212011000400002). ISSN 1316-4821.
- Linsley, Trevor. 2018. *Basic Electrical Installation Work*. Northwest UK: Routledge Press, 2018. ISBN: 0429883242.
- Matulik, Ivan. 2017. Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia. *RevActaNova*. [En línea] 15 de junio de 2017.  
[http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S168307892003000100005&lng=es&nrm=iso](http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S168307892003000100005&lng=es&nrm=iso).
- Méndez, Roger. 2019. *Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión*. México D.F.: Fondo Editorial de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, 2019.

- Mochón, Francisco. 2016. *Fundamentos de Economía Básica*. Lima Perú: Editorial Bruño, 2016.
- Molina, José. 2019. *Corriente Alterna Monofásica y Trifásica: Fundamentos de electrotecnia para ingenieros*. Barcelona España Casa Editorial Marcombo, 2019. 9788426717795.
- Morillo, Lenín. 2019. *Alineamiento de las políticas energéticas y los compromisos climáticos de los países en Latinoamérica: Una comparación entre las NDC y las trayectorias de emisiones de la generación eléctrica*. Lima: Prensa de Inter-American Development Bank, 2019.
- Paricahua, Rudy. 2017. *Estudio y análisis de una metodología para la estimación de pérdidas técnicas en redes de distribución de energía eléctrica en la región de puno 2017*. Puno Perú: Fondo Editorial de la Universidad nacional del Altiplano, 2017.
- Perú, MINEM. 1993. Ley de Concesiones Eléctricas. *Decreto Ley N° 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas"*. Lima: Editorial El peruano, 1993. Vol. I, 25844.
- Pinedo, Fernando. 2018. *Método de balance de energía por subestaciones y su influencia en la identificación y control de las pérdidas no técnicas en las redes de baja tensión en Electro Oriente S.A. Juanjuí, 2018*. Lima Perú: Fondo Editor de la Universidad César Vallejo, 2018.
- Refaat, Shady. 2021. *Redes inteligentes y tecnologías habilitadoras*. West Sussex Reino Unido: Editorial John Wiley & Sons, 2021. 9781119422310.2018. *Reforma energética. Electricidad - Administración Pública*. Ciudad de México: Editorial Fondo de Cultura, 2018. 978-607-16-5516-5.
- Seregni, Liber. 2019. *Energía: aportes hacia una política de Estado*. Montevideo Uruguay: Ediciones Trilce, 2019.

Suárez, Ronny. 2020. Expansión del sistema eléctrico de potencia considerando conmutación óptima de líneas de transmisión. *Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana*. [En línea] 20 de noviembre de 2020. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19415>.

Tamayo, Jesús. 2018. *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país* Lima: Fondo Editorial Osinergmin, 2018. 978-612-47350-0-4.

Tamayo, Mario. 2017. *Metodología formal de la investigación científica*. Madrid: Editorial Espasa Calpe, 2017. 968-18-5872-7.

Turner, Leon. 2018. *Structural Optimizations in Strategic Medium Voltage Power System Planning*. Bonn Germany: Kassel University Press GmbH, 2018. ISBN: 3737605386.

Trashorras, Jesús. 2016. *Desarrollo de redes eléctricas y centros de transformación*. Madrid: Editorial Paraninfo, 2016. ISBN: 978-849732-936-1.

Ushakov, Vasily. 2017. *Electrical Power Engineering: Current State, Problems and Perspectives*. Springer USA: Springer Press, 2017. ISBN: 9783319623016.

Yépez, Ariel. 2020. Confinamiento y energía eléctrica: cambio en los patrones de consumo. *BID Mejorando Vidas*. [En línea] 15 de mayo de 2020. <https://blogs.iadb.org/energia/es/confinamiento-y-energiaelectrica-cambio-en-los-patrones-de-consumo/>.



## ANEXOS

### Anexo 01: Matriz de operacionalización de las variables

VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIÓN	INDICADOR	ESCALA DE MEDICIÓN
Variable independiente: Metodología flujo cero ( <i>Flux zero aplicado desde DAP10</i> )	Conjunto de acciones que incluye el análisis del comportamiento operativo de una red de media tensión que experimenta pérdidas técnicas, así como una elevada demanda lo que nos ha permitido resultados cuantitativos tomando como base el índice operativo Internacional del software Sistema DAP10, por medio de la aplicación, calculo y de programa equilibrio la carga y usuarios de los circuitos de media tensión. (Méndez, 2019)	Análisis del comportamiento de redes e implementación de propuesta para reducir perdidas de origen técnico, logrando mejora en el comportamiento operativo de la red de energía analizada	Distribución de energía	Modelación de red eléctrica de distribución que experimenta pérdidas técnicas (estado actual) y maniobras.	Intervalo
			Balanceo de carga	Modelación de red eléctrica de distribución que experimenta pérdidas técnicas (estado actual) y con obras de inversión y maniobras mediante flujo cero (estado propuesto mediante flux zero)	Intervalo

Variable dependiente: Pérdidas técnicas	Unidades deducibles como producto unitario de una planta generadora o sub estación de energía pérdidas durante su transmisión a través de redes eléctricas, lo que incluye pérdidas técnicas en líneas y equipos de redes eléctricas, causadas por procesos físicos que ocurren durante la transmisión de electricidad de acuerdo con las características técnicas y modos de operación de líneas y equipos Seregni (2019)	Medición inicial y final de las pérdidas técnicas en líneas y equipos de redes eléctricas.	Registro de estado de consumo medido e inventariado.	Diferencial de energía producida / recibida versus energía entregada a usuarios	Intervalo
			Estado de registro de las conexiones de medidores	Energía tarifada a usuarios	Intervalo

## Anexo 02: Matriz de consistencia temática

PROBLEMA	HIPÓTESIS	OBJETIVOS	VARIABLES	METODOLOGÍA	POBLACIÓN Y MUESTRA	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS
¿Cómo mejorar la distribución de energía eléctrica en las subestaciones reduciendo las pérdidas de energía en HI0032 de MT TSU0010, La Libertad?	Se puede mejorar la distribución de energía por medio de la implementación de técnicas de mejora operativa aplicando metodología de flujo cero en subestaciones MT TSU0010 de distribución, La Libertad.	<p><b>Objetivo general.</b> Evaluar las condiciones óptimas, de operación del sistema de la sed.</p> <p><b>Objetivos específicos:</b> -Diagnosticar el estado SED HI0032, para conocer, demandas de los clientes, estadísticas de perdidas, equipamientos electromecánicos. - Analizar las fallas del sistema actual, para conocer el estado de perdidas. -Implementar la metodología de flujo de cero, bajo el estudio del DAP 10 para hallar las condiciones óptimas de operación</p>	Metodología flujo cero (Flux zero) (calculada desde DAP10)	<p><b>Diseño no experimental:</b> explicativo longitudinal</p> <p>Para esta investigación se aplicó la investigación aplicada de enfoque cuantitativo, ya que se hizo uso del análisis del comportamiento operativo de una red de media tensión que experimenta pérdidas técnicas, así como una elevada demanda lo que nos ha permitido resultados cuantitativos tomando como base el índice operativo Internacional del software Sistema DAP10,(paquete de software ofimático desarrollado por GIS – Geographic Information System) aplicado en el esquema de distribución de energía de La Libertad.</p>	<p><b>Población:</b> en razón de la naturaleza de la presente investigación se ha considerado a la población de estudio en 250 subestaciones de 10 radiales del casco urbano de Hidrandina que cubre el centro histórico y urbanizaciones aledañas. El uso de la muestra en base al análisis en base a DAP10 en sub estaciones se aplicado con éxito en otras investigaciones locales. (Tejada, 2018) En investigaciones de sub estaciones de distintas características, con similares instalaciones se ha demostrado simulaciones exitosas, (Uceda, 2017)</p> <p><b>Muestra:</b> La población estuvo compuesta por las subestaciones de energía en HI0032 conectadas a MT TSU0010 de La Libertad  Si se aborda una subestación, el 97% de las veces el dato que mediremos estará en el intervalo <math>\pm 7\%</math> respecto al dato que se toma para implementar el cálculo de mejoras desde DAP1. Hallándose de suficiencia con abordar 01 sub estación.</p>	<p><b>Ficha de registro:</b> se hace un registro del consumo de energía en cada sub estación y se compara finalmente con la suma total del consumo registrado en los suministros locales y correspondientes a cada su estación. Tamayo (Tamayo, 2017) menciona que; el uso de las fichas de registro es una herramienta precisa en cuanto al vertido estadístico que necesita una investigación corroborable y aceptable científicamente.</p> <p><b>Base de datos:</b> se obtiene una base de datos actualizada de la topología existente del hardware que compone el tendido de la red de las sub estaciones y se evalúa las cargas máximas y mínimas en las horas pico de consumo.</p> <p><b>Instrumentos de recolección de datos</b> Fichas de registro Software DAP10 Formatos de hojas de inspecciones Pinzas de amperometría Hojas ofimáticas de calculo</p>
			Pérdidas técnicas de energía			

Anexo 03: cuadro de cargas en horas punta de consumo

15/11/2020 16:45	238.13
15/11/2020 17:00	239.21
15/11/2020 17:15	237.39
15/11/2020 17:30	239.16
15/11/2020 17:45	241.4
15/11/2020 18:00	242.56
15/11/2020 18:15	238.21
15/11/2020 18:30	236.88
15/11/2020 18:45	235.9
15/11/2020 19:00	232.38
15/11/2020 19:15	232.6
15/11/2020 19:30	231.99
15/11/2020 19:45	231.4
15/11/2020 20:00	231.69
15/11/2020 20:15	232.42
15/11/2020 20:30	233.17
15/11/2020 20:45	234.59
15/11/2020 21:00	235.29
15/11/2020 21:15	234.64
15/11/2020 21:30	236.65
15/11/2020 21:45	236.34
15/11/2020 22:00	236.61
15/11/2020 22:15	237.72
15/11/2020 22:30	238.51
15/11/2020 22:45	238.33
15/11/2020 23:00	241.77
15/11/2020 23:15	241.52
15/11/2020 23:30	242.53
15/11/2020 23:45	243.33

16/11/2020 00:00	244.19
16/11/2020 00:15	244.99
16/11/2020 00:30	246.57
16/11/2020 00:45	247.28
16/11/2020 01:00	247.91
16/11/2020 01:15	247.98
16/11/2020 01:30	246.98
16/11/2020 01:45	243.51
16/11/2020 02:00	243.31

## Anexo 04: Evaluación económica

	<b>Inversión</b>		<b>S/. 103,137</b>		31,892	US\$
	<b>Total</b>				dólar	Anual
	Ingresos			soles-mes	3.23	
	<b>Ventas en MT/BT</b>					
	Venta-Compra en MT - Lq					
	Margen S/			4,725		
			10.00%	tasa descuento =		12%
	<b>Inversión (VNR) - S/.</b>	<b>COyM</b>	<b>Margen</b>	<b>Neto</b>	<b>Acum</b>	<b>Año</b>
0	103,011				-103,011	
1		10,301	56,700		46,399 -56,612	2,019
2		10,301	56,700		46,399 -10,214	2,020
3		10,301	56,700		46,399 36,185	2,021
4		10,301	56,700		46,399 82,584	2,022
5		10,301	56,700		46,399 128,983	2,023
6		10,301	56,700		46,399 175,382	2,024
7		10,301	56,700		46,399 221,781	2,025
8		10,301	56,700		46,399 268,180	2,026
9		10,301	56,700		46,399 314,578	2,027
			<b>VAN</b>		<b>127,482</b>	
			<b>TIR</b>		<b>42.40%</b>	
			<b>PAY BACK</b>		<b>4.16</b>	
			<b>B/C</b>		<b>1.24</b>	

**Tabla 19. Resumen de inversión**

Naturaleza del gasto	Descripción	Red primaria	Subestación	Red secundaria	Total, general
1.0.	Suministro de Materiales	12,988	38,763	4,159	55,910
2.0.	Montaje Electromecánico Redes	12,865	10,968	7,949	31,782
6.0.	Transporte	455	1312	139	1906
7.0.	Gastos Generales Directos	2,122	4,128	991	7,241
	Gastos Generales Indirectos	168	615	145	928
	Utilidades	1,573	3,062	735	5,370
	<b>Total, general S/.</b>	<b>30,171</b>	<b>58,848</b>	<b>14,118</b>	<b>103,137</b>

*Fuente: Elaboración propia*

En el caso de la evaluación económica de la simulación propuesta se considera un horizonte de 8 años para los que se debería contar con una inversión inicial de 103,137 soles con valores para las redes de baja tensión en el área que tiene condicionada a la concesión HIDRANDINA asumiendo que la tasa promedio para la evaluación de proyectos de inversión destinado al sector eléctrico sea de 12%.

### **Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)**

Dentro del Rango de los parámetros que se han presentado con anterioridad se obtiene un VAN (Valor actual neto) de 127,481 nuevos soles luego de que se recupera la inversión dentro de la proyección del plazo de 8 años asumiendo que es necesario cubrir costos de operación Para el cálculo del TIR del proyecto asciende a 42,3%, lo que es superior a la tasa destinada a la evaluación del 12% con lo que queda confirmada la alta rentabilidad de este.

### **Análisis de Costo beneficio**

La ratio hallada es de 1.24 en la probabilidad de un escenario de 8 años. mantenimiento y otros; año por año. **Cálculo del TIR (Tasa Interna de Retorno)**